



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE ESTUDIOS DE MAestrÍA Y
DOCTORADO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE MEJORA
PARA PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DE LA
CENTRAL CARBOELÉCTRICA RÍO ESCONDIDO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA
ENERGÍA (PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA)

P R E S E N T A :

RENÉ ÁLVAREZ GUTIÉRREZ

T U T O R :

DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS



2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: **Dr. Fernández Zayas José Luis**

Secretario: **Dr. León De Los Santos Gabriel**

Vocal: **Dr. Reinking Cejudo Arturo**

1 er. Suplente: **Ing. Sánchez Cifuentes Augusto**

2 do. Suplente: **Dr. Vicente y Rodríguez William**

Lugar o lugares donde se realizó la
tesis: **Ciudad Universitaria, D.F.**

TUTOR DE TESIS:

Dr. León De Los Santos Gabriel

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Hay muchos nombres detrás de todas estas personas que enuncio a continuación, a quienes quiero agradecer, espero no olvidar a nadie. Les dedico estas frases extraídas de un libro que me ha ayudado a vivir un poco más humanamente: El arte de amar, de Erich Fromm.

Cuando el amor a Dios agita tu corazón, también Dios tiene amor para ti. GRACIAS, DIOS.

El querer vivir, el gustarnos vivir, es cosa que no necesita explicación. GRACIAS, VIDA.

Que el amor implica cuidado es especialmente evidente en el amor de una madre por su hijo. La madre es calor, es alimento, la madre es el estado eufórico de satisfacción y seguridad. El amor de la madre es incondicional. GRACIAS, MADRE.

Si bien el padre no representa el mundo natural, significa el otro polo de la existencia humana; el mundo del pensamiento, de las cosas hechas por el hombre, de la ley y el orden, de la disciplina, los viajes y la aventura. El padre es el que enseña al niño, el que le muestra el camino hacia el mundo. GRACIAS, PADRE.

Si he desarrollado la capacidad de amar, no puedo dejar de amar a mis hermanos. GRACIAS, HERMANOS.

Si amar significa tener una actitud de amor hacia todos, si el amor es un rasgo caracterológico, necesariamente debe existir no sólo en las relaciones con la propia familia y los amigos, sino también para con los que están en contacto con nosotros a través del trabajo, los negocios, la profesión. GRACIAS AL RESTO DE MI FAMILIA, AMIGOS, MAESTROS, COLEGAS, COMPAÑEROS DE CLASE Y DEMÁS GENTE CON LA QUE HE CONVIVIDO A LO LARGO DE MI CAMINO.

Gracias a ese anhelo de fusión completa, de unión con una única otra persona, al AMOR. Gracias a esa única persona con quien hasta ahora lo he experimentado.

RESUMEN DE LA TESIS

Este trabajo de tesis es motivado por la necesidad mundial y nacional de optimizar el uso de recursos energéticos, como los combustibles, y de la imperiosa realidad de reducir la intensidad de emisiones; plantea la búsqueda de formas y medios de aumentar la eficiencia y reducir el índice de emisiones de la central Río Escondido de CFE. Esta central opera quemando carbón nacional en calderas subcríticas, su Unidad 1 tiene un elevado factor de planta (cercano al 90%), y una capacidad instalada total de 1200 MW, distribuida en 4 unidades de 300 MW.

La configuración de la planta es un ciclo Rankine sobrecalentado, con etapas de recalentamiento y regeneración. La presión del vapor principal es de 168 bar y la temperatura de 533 °C. La Unidad 1 es el caso de análisis de este trabajo, las demás unidades podrían ser analizadas de manera similar.

La Unidad 1 tiene un rendimiento medio operativo de 38.3% de eficiencia neta, es decir, un régimen térmico neto de 9,399 kJ/kWh. EL índice de emisiones que tiene actualmente dicha unidad es de 818 kgCO₂ / MWh.

Las propuestas de mejora que se analizaron en este trabajo fueron las siguientes: 1) Incorporación de un sistema de enfriamiento auxiliar con en base a un chiller de absorción con vapor producido en un campo solar, 2) Incorporación de apoyo solar al tren de regeneración, 3) repotenciación del combustible vía la conversión a ciclo combinado con gasificación integrada, 4) captura de CO₂, 5) apoyo solar para producir vapor sobrecalentado, y 6) cambio de caldera actual a una de lecho fluidizado burbujeante.

Del análisis técnico, las alternativas que brindaron mejoras a la eficiencia y al índice de emisiones fueron la alternativa 2) de apoyo solar al tren de regeneración y la 3) ciclo IGCC. Con la primera se logra un incremento de potencia de 13 MW netos y una disminución de la intensidad de emisiones a 793 kgCO₂/MWh. Con la segunda existe un aumento de potencia considerable, 263 MW netos, un incremento de eficiencia neta hasta 45.5%, y una reducción en el factor de emisiones a 750 kgCO₂/MWh.

Por brindar mejoras considerables en el aspecto de aprovechamiento energético y disminuir el factor de emisiones de la producción de electricidad, además de aumentar la potencia neta, se eligieron las alternativas 2 y 3 para evaluarlas en los aspectos económico y financiero.

En la evaluación económica ha resultado que ninguna de las dos alternativas con los parámetros propuestos es rentable por lo que se han analizado esquemas de

financiamiento, de donde se observó que para el caso de apoyo solar será necesario incorporar entre los beneficios una suma por venta de bonos de carbono.

En el caso del ciclo IGCC podría ser rentable la inversión cuando se tiene un porcentaje de apalancamiento del 70% a una tasa de interés del 3.5%.

Los principales inconvenientes de las propuestas estudiadas son sus elevados costos de inversión, y que los flujos de efectivo que genera la operación de la unidad con las mejoras no alcanzan a generar beneficios económicos y financieros atractivos para justificar una posible autorización de inversión en el proyecto; esto limita la posibilidad de un cambio en la planta. Técnicamente sí se observan beneficios en el aprovechamiento de las fuentes de energía primaria además del beneficio ambiental que se logra aumentando la eficiencia y desplazando el uso de una parte de la energía que viene del uso de carbón por energía que viene de adiciones de energía solar.

Este estudio muestra que la planta Río Escondido puede mejorar sus parámetros de rendimiento con la adecuación a un ciclo IGCC o con la implementación de un campo de concentradores solares cilindro parabólicos para calentar el agua de alimentación a la caldera.

De todas las propuestas estudiadas, el ciclo IGCC muestra mejor rendimiento técnico y financiero, ya que aumenta en mucho la potencia neta, la eficiencia del proceso y disminuye el factor de emisiones; y además con el uso de esquemas de financiamiento en la inversión se hace atractiva y rentable la inversión.

OBJETIVO GENERAL

Proponer alternativas de mejora de los parámetros de desempeño de la Central Río Escondido que sean técnicamente factibles y económicamente viables; tratando de aprovechar al máximo la infraestructura existente en la planta.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Revisar el estado del arte de proyectos de mejora de centrales termoeléctricas para proponer alternativas acorde a las mejores prácticas en el tema.

Con base a la revisión bibliográfica e ideas propias, proponer alternativas de configuración para la planta existente a fin de buscar mayor eficiencia y/o menor índice de emisiones.

Investigar las características de la planta existente, recopilando información de los equipos y rendimientos de diseño.

Evaluar el rendimiento promedio de la planta con base a un balance de masa y energía, obteniendo los parámetros de desempeño definitorios en proyectos de esta naturaleza y poderlos comparar al realizar modificaciones.

Realizar el balance de masa y energía de cada una de las alternativas a fin de obtener los parámetros técnicos de rendimiento de cada configuración.

Seleccionar las alternativas con mejor desempeño para evaluar el rendimiento económico financiero.

Realizar los modelos económicos-financieros adecuados para evaluar las alternativas seleccionadas y obtener el rendimiento de cada una en ese apartado.

Recomendar la alternativa que mejor comportamiento global haya tenido con base a los distintos niveles de evaluación.

CONTENIDO

RESUMEN DE LA TESIS.....	i
OBJETIVO GENERAL	iii
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	iii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.....	3
1.1 INTRODUCCIÓN	3
1.2 Centrales termoeléctricas	3
1.2.1 Termoeléctricas convencionales.....	3
1.2.1.1 Ciclo Rankine	5
1.2.1.2 Configuración típica de una central termoeléctrica convencional	6
1.2.2 Equipos principales.....	7
1.2.2.1 Generador de vapor:	7
1.2.2.1.1 Caldera.....	8
1.2.2.2 Turbina de vapor	9
1.2.2.3 Bomba de agua de alimentación	10
1.2.2.4 Condensador	11
1.2.2.4.1 Remoción de aire	13
1.2.2.4.2 Tipos de condensadores de superficie.....	13
1.2.2.4.3 Transferencia de calor en el condensador	15

1.2.2.5 Trenes de regeneración.....	15
1.2.2.5.1 Calentadores de agua de alimentación cerrados	15
1.2.2.6 Agua de enfriamiento.....	16
1.2.2.7 Termoeléctricas en México.....	17
1.2.3 Ciclos combinados.....	19
1.2.3.1 Turbinas de gas	21
1.2.3.2 Ciclos combinados con gasificación integrada	22
1.2.3.3 Ciclos combinados en México	24
1.2.4 Carboeléctricas	27
1.2.4.1 Tecnología de lecho fluidizado	27
1.2.4.2 Tecnología de carbón pulverizado.....	29
1.2.4.2.1 Carboeléctricas en México	33
1.2.5 Captura de carbono	34
1.2.6 Factor de emisiones.....	36
1.2.6.1 Factor de emisiones en el sector eléctrico.....	36
1.2.6.2 Emisiones de CO ₂ de las centrales de combustión de carbón	38
1.2.7 Eficiencia energética en generación eléctrica.....	39
1.2.7.1 Centrales supercríticas	41
1.2.7.2 Mejoras a plantas existentes de carbón	44
1.2.7.3 Optimización del control de combustión	45

1.2.7.4 Recuperación de pérdidas de calor del sistema de enfriamiento. ...	45
1.2.7.5 Recuperación de calor del flujo de gases	46
1.2.7.6 Secado de carbón de bajo rango.....	46
1.2.7.7 Optimización de soplado	46
1.2.7.8 Diseño de la turbina de vapor.....	46
1.3 Energía solar.....	47
1.3.1 Tecnología solar térmica	52
1.3.2 Tecnología solar fotovoltaica	54
1.4 Generación eléctrica en plantas solares	54
1.4.1 Plantas fotovoltaicas.....	54
1.4.2 Plantas fototérmicas	57
1.4.2.1 Plantas fototérmicas de media temperatura.....	57
1.4.2.2 Plantas térmicas solares de alta temperatura	58
1.5 Ciclos híbridos.....	62
1.5.1 ciclos combinados con apoyo solar para generar vapor sobrecalentado	62
1.5.2 Carboeléctricas con apoyo solar al tren de regeneración.....	63
1.6 Conclusión del Capítulo 1	64
CAPÍTULO 2.- LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA RÍO ESCONDIDO	65
2.1 introducción.....	65

2.2 Descripción de la central	65
2.2.1 Generalidades de la central	66
2.2.2 Estanque de enfriamiento	66
2.2.3 Sistema para almacenamiento y manejo de carbón	66
2.2.4 Generadores De Vapor	67
2.2.5 Precipitadores electrostaticos	67
2.2.6 Chimenea	67
2.3 Datos técnicos de los equipos	68
2.3.1 Características de los equipos principales	68
2.3.1.1 Generadores de vapor	68
2.3.1.2 Combustible	69
2.3.1.5 Condensador principal	72
2.4 Descripción del proceso	73
2.5 Rendimiento de la central	76
2.5.1 Parámetros técnicos	76
2.5.2 Parámetros económicos	77
2.6 Condiciones climatológicas del sitio	78
2.6.1 Radiación solar de Río Escondido	78
2.7 Consideraciones generales de las simulaciones	81

2.8 Modelo de la Unidad 1	82
2.8.1 Condiciones operativas.....	82
2.9 Conclusiones Capítulo 2	85
CAPÍTULO 3.- ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	86
3.1 Introducción	86
3.2 Metodología	87
3.3 Opción 1 Uso de un chiller de absorción para enfriar mas el agua de enfriamiento con fuente de calor solar	89
3.4 Opción 2. Apoyo solar en el tren de regeneración	93
Análisis de la opción 2	96
3.5 Opción 3 Ciclo combinado con gasificación integrada	97
Análisis de resultados de la opción 3.....	100
3.6 Opción 4. Captura de CO ₂	101
Análisis de la opción 4	103
3.7 Opción 5. Vapor sobrecalentado con apoyo solar.....	105
Análisis de la opción 5	108
3.8 Opción 6. Cambio de caldera, de carbón pulverizado a lecho fluidizado burbujeante	109
Análisis de la opción 6	111
3.10 Conclusiones del Capítulo 3	113

CAPÍTULO 4.- EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA DE LAS OPCIONES SELECCIONADAS	114
4.1 Introducción	114
4.2 Análisis económico	114
4.2.1 Tasa de retorno mínima de recuperación, TREMA.....	114
4.2.2 Anualidad equivalente, AE.....	115
4.2.3 Relación Beneficio Costo, RBC	115
4.2.6 Tasa Interna de Rendimiento, TIR.....	116
4.3 Costos de Inversión	117
4.3.1 Costos de la Opción 2 (tren de regeneración con apoyo solar)	117
4.3.2 Costos de la Opción 3 (IGCC)	117
4.4 Resultados económicos	119
4.4.1 Resultados económicos opción 2	119
4.4.2 Sensibilidad económica	121
4.4.3 Evaluación financiera.....	121
4.4.4 Análisis con Supuesto de Venta de bonos de carbono.....	122
4.4.5 Resultados económicos opción 3.....	125
4.4.6 Análisis financiero de la opción 3.....	126
4.5 Conclusiones del Capítulo 4	128
CAPÍTULO 5.- CONCLUSIONES GENERALES.....	129

ANEXOS	131
Anexo 1 Calentadores de agua de alimentación.-	131
Anexo 2. Bomba de Circulación.-.....	134
Anexo 3 Bomba de Condensado	135
ÍNDICE DE FIGURAS	136
ÍNDICE DE TABLAS	139
NOMENCLATURA	142
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.....	145
Sitios de internet	147

INTRODUCCIÓN

Las condiciones climatológicas y geográficas de un sitio donde se ubica una central de generación eléctrica son de gran importancia tanto para el diseño como para la operación de la instalación. Por un lado, se requieren conocer parámetros meteorológicos como la temperatura de bulbo seco, temperatura máxima anual, humedad relativa, para el diseño de equipos de enfriamiento como el condensador en plantas termoeléctricas y ciclos combinados; además estos parámetros influirán en la presión de escape de la turbina durante la operación. Otras condiciones físicas como la altura sobre el nivel del mar, afectan el flujo de aire para las turbinas de gas y procesos de combustión.

Para mejorar el rendimiento de una planta se pueden aplicar conceptos de repotenciación de plantas o acciones técnico operativas, un ejemplo de estas últimas podría ser para un ciclo con turbina de vapor, incrementar la presión de admisión del vapor, en cuyo caso es complicado durante la operación ya que es un parámetro controlado que no es conveniente variar, o disminuir la presión de vacío al escape de la turbina, valor que se puede ver afectado con variaciones de temperatura, disminuyendo al aumentar la temperatura ambiente.

Otras aplicaciones son el cambio de tecnología de equipos principales, como cambio de caldera de subcrítica por una súper crítica, o inclusión de turbinas de gas en un termoeléctrica para operar en ciclo combinado.

En este trabajo se abordan opciones de mejora con dos vertientes principales: aumentar la eficiencia térmica del ciclo y disminuir el nivel de emisiones de CO₂.

En el primer caso, se trata de repotenciar el ciclo con base a tecnologías que han mostrado mejores rendimientos que la caldera de carbón pulverizado, como la incorporación de gasificación para conformar un ciclo combinado con gasificación integrada.

En el segundo aspecto, se incorpora al ciclo la adición de energía térmica a través de fuentes no contaminantes, como la energía solar; además se evalúa el impacto de capturar el CO₂ producido en la central, mediante aminas.

El objetivo es evaluar las mejoras en los parámetros de desempeño de la central al incorporar dichas medidas, y con ello determinar la nueva eficiencia o régimen térmico del sistema de la termoeléctrica, así como su repercusión en el índice de emisiones, que a su vez se refleje en el nivel de generación eléctrica de la central en base a los parámetros de operación como factor de planta, consumo de auxiliares, etc.

El caso de estudio para el trabajo es la central carboeléctrica Rio Escondido, ubicada en el municipio de Piedras Negras, Coahuila, con un alto factor de planta

y con un índice de emisiones muy elevado por la naturaleza del combustible y de la tecnología de generación.

Para lograr lo anterior, el trabajo se estructura en 4 capítulos; el primer capítulo introduce los conceptos fundamentales de la termodinámica, los ciclos de potencia y las tecnologías de generación convencionales.

El segundo capítulo hace referencia a la planta Río Escondido, describe la configuración del ciclo, los componentes y características de los equipos principales, las condiciones de diseño, el balance a condiciones de referencia y los parámetros a considerar una vez que se realizan las modificaciones en cada una de las alternativas.

En el tercer capítulo se evalúan las siete opciones propuestas para tratar de mejorar el rendimiento de la central y disminuir el factor de emisiones. Se describe cada configuración, se muestra el balance térmico generado con el software de apoyo y se da un resumen de los parámetros que arroja cada modelo. Finalmente se muestra una tabla comparativa de todas las alternativas de configuración y se seleccionan un par de opciones cuyo resultado técnico muestra mejores rendimientos.

En el cuarto y último capítulo, se realiza la evaluación económica financiera de un par de alternativas, se estiman los costos de los equipos a implementar, se establecen los demás supuestos económicos y se determina el rendimiento de la inversión. Finalmente se proponen modelos financieros con base a los estándares en proyectos similares, evaluando la rentabilidad con dichos números.

Con los Parámetros de decisión será posible determinar si los proyectos o medidas de optimización pueden ser o no implementados.

CAPÍTULO 1. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la mayor parte de la generación eléctrica mundial se realiza con base a centrales termoeléctricas, cuyos principios de diseño y operación están fundamentados en los ciclos termodinámicos Rankine y Brayton esencialmente.

Estas plantas suelen ser de grandes capacidades, suficientes para abastecer grandes ciudades de manera estable, es decir, tienen un alto factor de disponibilidad, condición que les permite ser de carga base y operar gran parte de las horas del año. Pueden operar con cualquier tipo de combustible fósil, sea sólido líquido o gas. Han sido la gran punta de lanza del desarrollo económico e industrial del siglo XX y se encuentran en todas las regiones del planeta. Han evolucionado con los años, buscando tener mayor eficiencia; sin embargo, siguen siendo una de las principales fuentes emisoras de Gases Efecto Invernadero, (GEI), por lo que actualmente tienen el reto de seguir incrementando la eficiencia de aprovechamiento y contaminar menos.

En este capítulo se abordarán los detalles de los principios y tecnologías de generación eléctrica que rigen las plantas termoeléctricas.

1.2 Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas, son aquellas instalaciones que generan electricidad a partir de la energía calorífica obtenida de la quema de algún combustible normalmente fósil como gas natural, diesel, carbón, combustóleo, etc. Se clasifican de acuerdo al tipo de tecnología que sustenta la generación, pueden ser: Termoeléctricas convencionales, ciclos combinados o carboeléctricas¹

1.2.1 Termoeléctricas convencionales

Este tipo de centrales aprovechan la energía química contenida en los combustibles mediante el proceso de combustión que tiene lugar en la caldera, para producir vapor, mismo que es enviado a una turbina de vapor produciendo el trabajo mecánico que mueve al generador para así obtener energía eléctrica. El fundamento termodinámico que sustenta este tipo de centrales es el ciclo Rankine del cual se desprenden varios esquemas, algunos simples, otros más complejos que ayudan a obtener mayores eficiencias térmicas. Las termoeléctricas

¹ Son una variante de las termoeléctricas convencionales, algunos autores las clasifican dentro de ellas, pero en México la CFE suele clasificarlas como otro tipo de tecnología. Por lo anterior, en este trabajo se abordarán como otro tipo de termoeléctricas.

convencionales tuvieron su mayor desarrollo a lo largo del siglo XX, siendo sus principales ventajas las siguientes:

- Flexibilidad en el uso de combustibles, pues lo mismo se pueden emplear combustibles sólidos como carbón o coque, líquidos como combustóleo o diesel y gases como el gas natural.
- La altitud del sitio donde se localizan no impacta considerablemente la potencia del ciclo, permitiendo su instalación en zonas de gran altura sobre el nivel del mar.
- Funcionan bien en carga base o para cubrir demandas medias o picos, pues existe flexibilidad en la carga.
- Permiten grandes potencias con pocas unidades, pues las turbinas de vapor para estas aplicaciones suelen ser de gran capacidad.

Sin embargo, también es fácilmente detectable que tienen grandes desventajas en comparación con otras tecnologías, entre las principales desventajas encontramos las siguientes:

- La eficiencia media de las termoeléctricas es baja en comparación con ciclos combinados, por lo que el aprovechamiento de la energía suele ser bajo, entre 35 y 40%.
- Existe un alto factor de emisiones por kWh generado, por lo que el impacto ambiental y su contribución al incremento de los GEI suele ser grande.
- Requieren una gran cantidad de agua, tanto para el reemplazo de purgas como para los sistemas de enfriamiento a base de agua, como torres húmedas.
- Tienen gran impacto térmico sobre el medio ambiente por la remoción de energía térmica que se lleva a cabo en el condensador.
- En el caso de termoeléctricas a base de combustibles derivados de petróleo, el costo de generación suele variar en forma similar a la del petróleo.

1.2.1.1 Ciclo Rankine

El ciclo Rankine, es un ciclo termodinámico de potencia a base de vapor; en este ciclo se presentan dos etapas isoentrópicas y dos isobáricas, suele representarse en un diagrama temperatura entropía como sigue:

Bombeo: (1 a 2 Figura 1) de una presión de vacío, el agua condensada alcanza la presión de trabajo a su paso por la bomba de agua de alimentación; el proceso requiere trabajo eléctrico y mecánico en la bomba. Típicamente se idealiza como una compresión isentrópica.

Combustión: (2 a 3 Figura 1 Diagrama T-s del ciclo Rankine) El agua a alta presión se introduce a la caldera, donde logra evaporar; ya en esta condición, el vapor suele ser sobrecalentado para obtener mayor energía disponible. Se suele representar como una adición de calor a presión constante.

Expansión: (3 a 4 Figura 1) El vapor proveniente de la caldera pasa a la turbina donde se expande hasta una presión de vacío, permitiendo la obtención de trabajo mecánico que a su vez se transforma en energía eléctrica con la ayuda del generador eléctrico. En el caso ideal se representa como una expansión isentrópica.

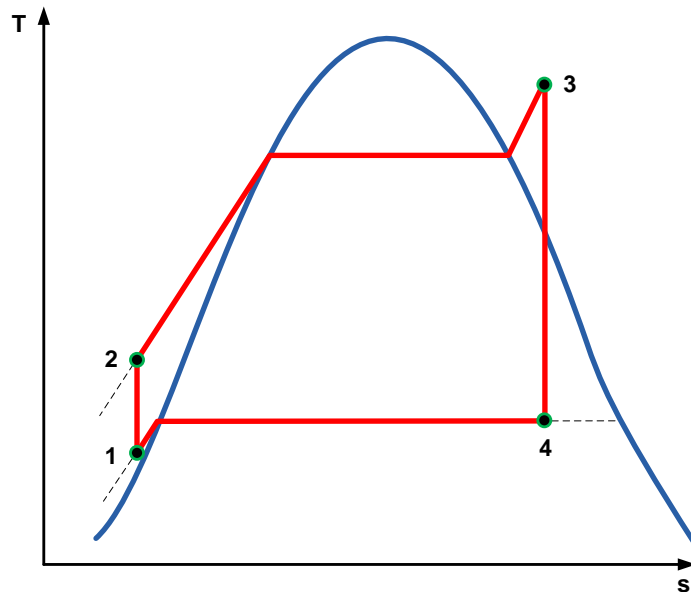


Figura 1 Diagrama T-s del ciclo Rankine sobrecalentado.²

²

Elaboración propia

Condensación: (4 a 1 Figura 1) Pérdida de calor al medio a presión constante. El vapor expandido contiene aún una gran cantidad de vapor, por lo que gran cantidad de energía térmica es removida en el condensador para obtener agua saturada y volver a iniciar el ciclo.

En la Figura 1 se muestra la gráfica de comportamiento del vapor cuando se utiliza en ciclo Rankine ideal sobrecalentado, es común graficar la Temperatura del vapor junto con la entropía; la curva azul representa la zona de saturación de vapor y las curvas rojas los procesos que se llevan a cabo en el ciclo.

Para incrementar la eficiencia termodinámica del ciclo Rankine sobrecalentado, punto 3 de la Figura 1, así como la potencia; existen varias modificaciones a dicho ciclo, siendo la principal aplicación en la mayoría de las centrales, el ciclo Rankine sobrecalentado con recalentamiento y regeneración.

Recalentamiento: El recalentamiento es la producción de vapor a una temperatura similar a la de sobrecalentamiento, con la diferencia de tener un vapor expandido en la turbina de alta presión. Por sus condiciones, este vapor recalentado ingresa a la turbina de presión intermedia. Este proceso se utiliza para conseguir mayor potencia.

Regeneración: La regeneración es el uso de una o varias extracciones de vapor provenientes de la turbina de vapor, a distintas presiones, con las cuales se acondiciona el agua de alimentación para ir incrementando gradualmente su temperatura.

Con esto se obtiene mayor aprovechamiento de la energía térmica disponible, además de disminuir el consumo de combustible en la caldera, consiguiendo una mayor eficiencia termodinámica. En contraparte, la potencia del ciclo disminuye, además del requerimiento de más equipos dentro de la instalación.

1.2.1.2 Configuración típica de una central termoeléctrica convencional

Existen varias configuraciones usualmente empleadas en el diseño y operación de una central termoeléctrica convencional, aunque cada vez son menos empleadas para nuevas instalaciones pues el rendimiento global es muy inferior al de otras tecnologías.

La configuración más común que permite obtener buenos rendimientos termodinámicos, grandes potencias y costos de generación competitivos es mediante ciclo regenerativo con recalentamiento y sobrecalentamiento.

Los equipos principales de la instalación son el generador de vapor, la turbina de vapor, el condensador y la bomba de agua de alimentación.

Algunos de los equipos auxiliares son las bombas de condensado y recirculación, torres de enfriamiento, calentadores de agua de alimentación, entre otros.

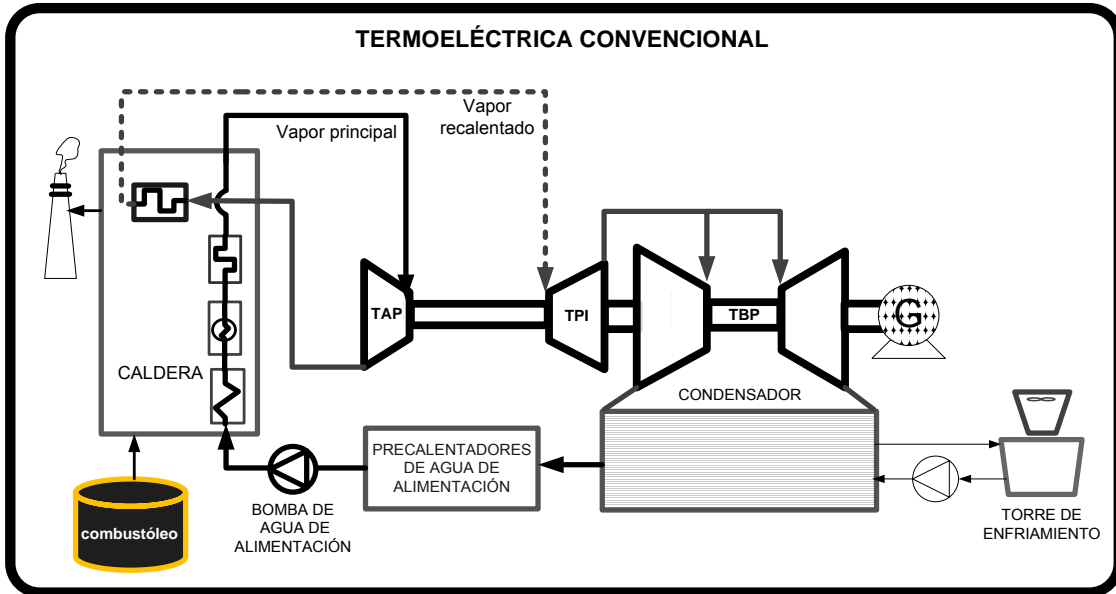


Figura 22 Configuración básica de una termoeléctrica convencional.³

1.2.2 Equipos principales

En una planta existen equipos principales y equipos auxiliares. Los equipos principales son aquellos que condicionan al resto de la instalación, surgen a partir del diseño del ciclo y facilitan las condiciones del vapor, se rigen por la potencia, presión de vapor principal y presión de vacío. Podemos encontrar a la turbina, el generador de vapor, el condensador y la bomba de agua de alimentación.

1.2.2.1 Generador de vapor:

El generador de vapor es el equipo en el cual se aprovecha el calor suministrado por el combustible mediante la combustión, para generar el vapor a las condiciones requeridas en la central para la producción de electricidad: presión, temperatura y gasto másico de vapor. Están conformados generalmente por la caldera, economizador, sobrecalentador, recalentador y calentador de aire.

³ Elaboración propia

1.2.2.1.1 Caldera

La caldera está compuesta por el hogar y el paso de convección. El hogar es un amplio volumen abierto en el que tiene lugar la combustión, con paredes de cerramiento refrigeradas por agua y vapor, y donde se refrigeran los productos obtenidos en el proceso, hasta lograr la temperatura adecuada de los humos a la salida del hogar.

El paso de convección está conformado por bancos de haces de tubos que configuran el sobrecalentador, el recalentador, el banco de caldera y el economizador. La superficie de la caldera es el conjunto de tubos, domos y recipientes que forman parte del sistema de circulación de la mezcla agua-vapor, y que están en contacto con los gases calientes. Los elementos son: las paredes de cerramiento del hogar, el domo de vapor y el equipo separador vapor – agua, el paquete tubular del banco de caldera y las tuberías de interconexión (bajantes, alimentadoras y ascendentes).

Las calderas se pueden clasificar en tres grandes grupos: de vasija, acuotubulares o de tubos de agua y pirotubulares o de tubos de humo.

Las calderas de grandes volúmenes de vapor, como las de las instalaciones termoeléctricas, son acuotubulares, donde el agua-vapor circulan dentro de los tubos y los gases de la combustión por fuera.

El sistema de circulación de la caldera está constituido por tubos, colectores y domos, conectados de forma que el flujo de agua que circula para generar el vapor, refrigere a la vez todos los componentes. La caldera acuotubular ofrece una mayor versatilidad en la disposición de sus componentes, lo que facilita un aprovechamiento más eficiente del hogar, del sobrecalentador, del recalentador y de todas las superficies termo intercambiadoras.

El tamaño de la caldera depende de la producción de vapor, desde 1000 a 10.000.000 lb/h ó 0,13 a 1260 kg/s, y presiones desde 1 atm hasta valores superiores a la crítica.

La configuración de la caldera está conformada por:

- a) El sistema de combustión
- b) El combustible
- c) Las características de la ceniza
- d) La presión de operación
- e) La capacidad de generación de vapor

Aunque también son de importancia para el diseño la eficiencia de la caldera, los costos de inversión y de operación, la confiabilidad y el impacto ambiental.

1.2.2.2 Turbina de vapor

Las turbinas de vapor son el principal componente de una central termoeléctrica. Es el equipo encargado de aprovechar la energía térmica contenida en el vapor para producir trabajo mecánico. La energía térmica disponible está dada por la diferencia de entalpías entre el estado inicial del vapor, a la entrada de la turbina, y su estado final, a la salida de la misma; esta diferencia de entalpías se conoce como salto entálpico o salto térmico.

Las turbinas de vapor son máquinas de flujo permanente en las que el vapor entra por las toberas y se expande hasta una presión menor. Al hacerlo, el vapor adquiere una gran velocidad; parte de esta energía cinética es cedida a los álabes de la turbina de manera similar que un chorro de agua cede energía a los cangilones de una rueda hidráulica.

Las turbinas que utilizan el impulso del chorro para mover los álabes se denominan de **turbinas de acción o de impulso**; en ellas toda la caída de presión tiene lugar en las toberas y una parte de la energía cinética resultante del vapor en movimiento es absorbida por los álabes del rotor.

Cuando los espacios construidos entre los álabes de la turbina tienen forma de tobera, la reacción ejercida sobre estas toberas por el vapor saliente hace girar el rodete; en este caso se denominan **turbinas de reacción pura**.

Existen varios tipos de turbinas de vapor que se utilizan de acuerdo al tipo de necesidades requeridas en las centrales eléctricas, así como los recursos disponibles dentro y en los alrededores de la instalación. El tipo de turbina utilizada repercute directamente en los equipos requeridos para la operación, además de la eficiencia termodinámica que se tendrá en el ciclo completo. Las turbinas de vapor de acuerdo a su aplicación pueden ser:

De contrapresión, donde no se utiliza condensador al escape de la turbina, y el vapor se desecha al medio ambiente o hacia algún punto de trabajo a una presión inferior a la de admisión, este tipo de turbinas es común en aplicaciones de cogeneración o centrales geotérmicas; tiene la desventaja de generar menor salto entálpico y por tanto menor potencia obtenida. No se requiere condensador y otros equipos auxiliares en el enfriamiento pero requiere grandes volúmenes de agua de repuesto, siendo ideal en lugares donde abunda el agua y el combustible es barato.

Turbinas a condensación: son turbinas en las cuales la presión de escape, es mucho menor a la presión del ambiente, presión comúnmente conocida como presión de vacío; esta presión permite tener un mayor salto entálpico en la turbina aprovechando de mejor manera la energía del vapor para generar mayor potencia. Se requiere de un condensador para remover el calor del vapor de escape hasta obtener líquido saturado.

Turbinas de extracción: este tipo de turbinas permiten sacar vapor en diferentes puntos del equipo. Se utilizan en ciclos regenerativos o de cogeneración.

1.2.2.3 Bomba de agua de alimentación

Una **bomba de agua de alimentación de caldera** es un tipo específico de la bomba utilizada para bombear agua a un generador de vapor. El agua puede estar recién suministrada o volver condensada como resultado de la condensación del vapor después de pasar por la turbina. Estas bombas son normalmente las unidades que proporcionan la alta presión del sistema y suelen ubicarse después del deaerador, donde el agua ya suavizada elimina el oxígeno disuelto para prevenir corrosión; pueden ser del tipo de centrífugo o de desplazamiento positivo.

La construcción y operación de bombas de agua de alimentación varía en tamaño, hasta muchos caballos de fuerza, y el motor eléctrico es normalmente separado del cuerpo de la bomba por algún tipo de acoplamiento mecánico.

Grandes bombas industriales de condensado también pueden servir como la bomba de agua de alimentación. En cualquier caso, para enviar el agua a la caldera, la bomba debe generar la presión suficiente para superar la presión del vapor desarrollada en la caldera. Esto se logra generalmente mediante el uso de una turbo bomba de pasos múltiples (Figura 3).



Figura 3 Turbo bomba de pasos múltiples.⁴

Las bombas de agua de alimentación a veces operan en forma intermitente y son controlados por un interruptor de flotador u otros dispositivos similares de nivel energizando la bomba cuando se detectan bajos niveles de líquido. La bomba opera a continuación, hasta que el nivel del líquido en la caldera es sustancialmente mayor. Algunas bombas contienen un interruptor de dos etapas.

⁴ Tomado del sitio <http://www.sbw-turbo.com/Sp/uploadfile/Products.pdf>, consultado en mayo de 2012

Como el líquido desciende hasta el punto de disparo de la primera etapa, la bomba se activa. Si el líquido continúa bajando (tal vez porque la bomba ha fallado, su suministro ha sido cortado o agotado, o su descarga está bloqueada), la segunda etapa se activará. Esta etapa puede apagar el equipamiento de caldera (la prevención de la caldera por la falta de agua y sobrecalentamiento), activar una alarma, o ambas cosas.

Otra forma común de las bombas de agua de alimentación son las de operación constante y están provistas de un dispositivo de flujo mínimo para detener la sobrepresurización de la bomba a bajos flujos de agua. El flujo mínimo retorna generalmente al tanque de condensados o al deaerador.

1.2.2.4 Condensador

El condensador es el equipo donde el vapor de escape de la turbina cede la energía remanente hasta llegar a ser por completo líquido saturado, condición con la que nuevamente se inicia el ciclo de generación.

El calor latente de evaporación liberado por el vapor es absorbido por el agua de refrigeración, típicamente proveniente de una torre de enfriamiento. Termodinámicamente tiene los siguientes propósitos: se mantiene la presión de vacío de escape de la turbina, como consecuencia la turbina tiene un mayor salto entálpico disponible lo que provee de una mayor cantidad de energía aprovechable. Además, el vapor condensado está libre de impurezas por lo que es agua que puede reiniciar el ciclo Rankine, cuestión que permite ahorrar agua e insumos de tratamiento de agua dura. A medida que la presión de operación del condensador disminuye debido a un vacío mayor, el salto entálpico del vapor en expansión en la turbina aumentará. Esto aumenta la cantidad disponible de trabajo en la turbina. El funcionamiento del condensador de baja permite una mayor potencia de la turbina, un aumento de la eficiencia de la planta y reduce el flujo de vapor para una potencia dada. Es por tanto, una gran ventaja hacer funcionar al condensador al mayor vacío posible⁵.

El condensador proporciona un espacio cerrado en que el vapor entra de la turbina y se ve obligado a ceder su calor latente de vaporización al agua de enfriamiento. Se convierte en un componente necesario del ciclo de vapor, ya que convierte al vapor en el agua de alimentación de la caldera reduciendo los costos operativos de la planta. Además, la eficiencia del ciclo aumenta en cuanto opera con el más grande diferencial de temperatura posible entre la fuente (caldera) y el reservorio de calor (condensador). A medida que el vapor se condensa, el líquido saturado continúa transfiriendo calor al agua de enfriamiento hasta que cae al fondo del condensador, también llamado pozo caliente. La diferencia entre la temperatura de

⁵ Kapooria, R K. Kumar, S y Kasana K S.(2008) *Technological investigations and efficiency analysis of a steam heat exchange condenser: conceptual design of a hybrid steam condenser*. Journal of Energy in Southern Africa • Vol 19 No 3. South Africa

saturación para el vacío existente en el condensador y la temperatura del condensado se denomina depresión de condensado.

Existen dos principales tipos de condensadores: de contacto directo o condensadores de chorro y los condensadores de superficie. También hay condensadores secos enfriados con aire.

Los condensadores de contacto directo condensan el vapor de escape de la turbina mezclándolo directamente con agua de enfriamiento. En un condensador de chorro, el vapor escapa junto con agua de enfriamiento y la mezcla se recupera como condensado para ser usada como agua de alimentación. En este caso el agua debe ser fresca y libre de impurezas. Con turbinas de tamaño moderado, las unidades de los condensadores de chorro pueden ser usadas si existe un suministro disponible de agua de buena calidad.

Los Condensadores de vapor de superficie son los más utilizados en centrales eléctricas modernas. El vapor de escape de la turbina fluye a la coraza (en vacío) del condensador, mientras agua fluye a través de los tubos. La fuente del agua circulante puede ser un río, lago, estanque, mar o la torre de enfriamiento. El Intercambio de energía en un condensador se analiza mediante las siguientes ecuaciones de estado:

Para contacto directo o chorro:

$$W_s h_1 + W_c h_2 = (W_s + W_c) h_3 \quad (1.1)$$

Para condensadores de superficie:

$$W_s (h_1 - h_3) = W_c (h_4 - h_2) \quad (1.2)$$

Donde,

h_1 = entalpía del vapor escape, kJ / kg

h_2 = entalpía de entrada del agua de refrigeración, kJ / kg

h_3 = entalpía del vapor condensado, kJ / kg

h_4 = entalpía de salida del agua de enfriamiento, kJ / kg

W_s = Flujo de vapor de escape, en kg por hora

W_c = caudal de agua de enfriamiento, kg / h.

En los condensadores de superficie, La diferencia terminal de temperaturas (DTT) está dada por

DTT=temperatura del vapor-temperatura de salida del agua de enfriamiento; típicamente es de 2°C. Una baja temperatura de enfriamiento permite mantener la presión de condensado más baja.

Elementos del condensador de superficie

Los componentes básicos de un condensador de superficie se muestra en la Figura. El mecanismo de transferencia de calor es la condensación de vapor saturado fuera de los tubos y el calentamiento del agua que circula en el interior los mismos. Así, para una tasa de flujo de agua dado que circula, la temperatura de entrada del agua al condensador determina la presión del condensador. Tanto esta temperatura disminuya, la presión el condensador también se reducirá.

En el condensador también tiene lugar la separación de los gases incondensables que se han formado en el vapor. Los gases incondensables consisten en su mayor parte en aire que se ha filtrado al ciclo a través de los componentes que operan por debajo de la presión atmosférica. Estos gases también se forman por la descomposición del agua en oxígeno e hidrógeno; deben tener una salida del condensador por las siguientes razones:

- a) Los gases aumentan la presión de funcionamiento del condensador. Este aumento de la presión disminuirá la potencia de la turbina y la eficiencia.
- b) Los gases bloquean la superficie externa de los tubos Esto disminuirá severamente la transferencia de calor entre el agua de enfriamiento y el vapor y la presión en el condensador se incrementará.
- c) La acción corrosiva del condensado en el condensador aumenta a medida que aumenta el contenido de oxígeno Por lo tanto, estos gases deben ser removidos para alargar la vida de los componentes.

1.2.2.4.1 Remoción de aire

Los dos principales dispositivos que se utilizan para ventear los gases incondensables son eyectores de vapor de aire y las bombas de vacío de anillo líquido. Los eyectores de vapor usan altas presiones para evacuar los incondensables del condensador. Las bombas de vacío usan líquido para comprimir los incondensables para ser descargados a la atmósfera. Los condensadores están equipados con una sección de enfriamiento de aire para remover los gases incondensables, esto consiste en un número de tubos con deflector para coleccionar los incondensables reduciendo el volumen del aire removido del equipo.

1.2.2.4.2 Tipos de condensadores de superficie

La tasa de transferencia de calor entre el agua de enfriamiento y el vapor es el principal parámetro del análisis térmico del intercambio de calor del condensador. Los condensadores pueden ser clasificados en varias categorías con base a la dirección relativa de los flujos del fluido caliente y el frío. Existen tres categorías principales, flujos paralelos, flujos encontrados y flujos cruzados.

En los condensadores de flujos paralelos, tanto el fluido caliente como el frío, fluyen en la misma dirección. Ambos fluidos entran al condensador en un extremo común con una elevada diferencia de temperatura. El intercambio de calor ocurre entre el vapor caliente y el agua fría en ese punto de entrada común.

En flujos encontrados, el fluido caliente fluye en dirección opuesta al del fluido frío. Las entradas al condensador de cada uno de los fluidos ocurren en extremos opuestos del condensador, es decir, el agua fría sale por el punto en el cual el vapor ingresa al condensador y viceversa. Con este tipo de condensadores se tiene una excelente transferencia de calor, representando muy altas eficiencias de transferencia. Comparado con el condensador de flujos paralelos, se logra una mayor temperatura de salida del fluido frío, absorbiendo mayor energía del fluido caliente.

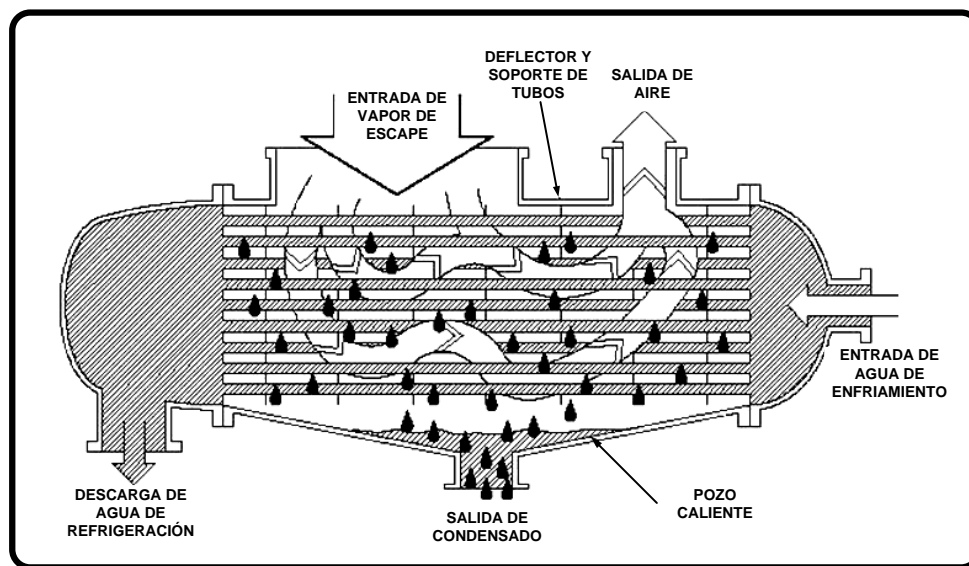


Figura 4 Condensador de tubos y carcasa de un paso. ⁶

En el condensador de flujos cruzados, el agua y el vapor fluyen de manera perpendicular entre sí. EL agua de enfriamiento fluye a través de los tubos y el vapor alrededor de estos en un ángulo de 90°. La configuración más común en una central es una combinación de dos o los tres tipos que existen, para maximizar la eficiencia del proceso de transferencia de calor.

⁶ Kapooria, R K. Kumar, S y Kasana K S.(2008) *Technological investigations and efficiency analysis of a steam heat exchange condenser: conceptual design of a hybrid steam condenser*. Journal of Energy in Southern Africa • Vol 19 No 3. South Africa

1.2.2.4.3 Transferencia de calor en el condensador

Lo más común es analizar un condensador de vapor de flujos cruzados por ser el más eficiente al transferir la mayor cantidad de calor por unidad de área considerada. Esto es debido a que el promedio de diferencia de temperatura (ΔT) entre los dos fluidos a lo largo de la longitud en el proceso de intercambio de calor es maximizado, esta temperatura se refleja en el fluido de refrigeración, que incrementa grandemente su temperatura, logrando un punto de acercamiento (pinch point) muy pequeño. La forma más adecuada para representar la diferencia de temperaturas lograda por el intercambio de calor en el proceso es mediante la temperatura media logarítmica expresada como sigue:

$$\Delta T_{lm} = (\Delta T_2 - \Delta T_1) / \ln \left(\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1} \right) \quad (1.3)$$

Donde T_1 = temperatura del fluido caliente y T_2 = temperatura del fluido frío

El calor transferido en el proceso se calcula como sigue:

$$Q = U_o A_o F \Delta T_{lm} \quad (1.4)$$

Dónde:

Q = tasa de transferencia de calor, W

U_o = coeficiente global de transferencia de calor, $W/m^2 K$

A_o = Cruz calor área de la sección de transferencia, m^2

ΔT_{lm} = Diferencia media logarítmica de temperaturas, $^{\circ}C$

F = Factor de corrección, para condiciones de flujo encontrado y de flujo cruzado se toma como 1.

1.2.2.5 Trenes de regeneración

Un tren de regeneración es un conjunto de calentadores de agua de alimentación dispuestos en serie, de tal forma que gradualmente van incrementando la temperatura del condensado mediante extracciones de vapor provenientes de la turbina a distintas presiones. La presencia de los calentadores en el ciclo mejora la eficiencia global del mismo, entre mayor es el número de calentadores, menor será la cantidad de energía térmica requerida para la generación eléctrica. Un beneficio de estos equipos es la reducción de energía rechazada al ambiente (que ocurriría en el condensado).

1.2.2.5.1 Calentadores de agua de alimentación cerrados

Este tipo de calentadores están conformados comúnmente por una carcasa en cuyo interior se encuentran una serie de tubos por los que fluye el agua a calentar,

de manera similar a un condensador cerrado. Algunos fabricantes emplean tubos rectos, pero la mayoría prefiere tubos en U, que son más tolerantes a la expansión térmica durante la operación.

Los calentadores se suelen clasificar de acuerdo al tipo de nivel de presión del cual reciben la extracción de vapor:

Calentadores de baja presión: Un calentador situado (en relación con el flujo de agua de alimentación) entre la bomba de condensado y la bomba de agua de alimentación de la caldera, o si existe, una bomba de presión intermedia (refuerzo), las extracciones provienen de la turbina de baja presión.

Calentador de alta presión: Un calentador situado aguas abajo de la bomba de agua de alimentación. Por lo general, la presión mínima de diseño de lado tubos es de 1500 psi, y la fuente de vapor es la turbina de alta presión.

Calentador de presión intermedia: Un calentador situado entre la bomba de refuerzo y la de alimentación. Por lo general, la presión lado tubos es de 200-300 psi; el vapor es extraído de la turbina de presión intermedia.

Los calentadores se pueden disponer de manera horizontal, más común en las termoeléctricas, vertical de canal en subida o vertical en canal de bajada.

Dentro de la carcasa se identifican varias zonas: área de condensado, donde el vapor se condensa y los gases incondensables son removidos. Una gran parte de la energía cedida al agua ocurre en este sitio. Zona de subenfriado, donde el líquido a temperatura de saturación ingresa y es enfriado por convección con el agua de alimentación entrante.

1.2.2.6 Agua de enfriamiento

El agua de enfriamiento es un insumo indispensable para centrales termoeléctricas con condensadores húmedos. Esta agua es la que se encarga de remover el calor de exceso en el vapor de escape de la turbina a través del condensador, al cual ingresa en grandes cantidades para llevar a cabo su función.

El requerimiento de esta agua es muy elevado debido a las grandes cantidades de vapor que se manejan en los complejos termoeléctricos, además de que el calor a remover es muy grande, pues la calidad del vapor es aún muy elevada al escape de la turbina. Por lo anterior, se requiere de grandes fuentes de agua que puedan suministrar el agua de manera constante, por lo que muchas veces esta agua proviene de lagos, ríos, el mar o estanques artificiales; en este tipo de sistemas, el agua que retorna del condensador, a mayor temperatura que la de la fuente, es normalmente reincorporada a la misma sin alterar su temperatura debido al gran volumen del que se trata; en el caso de los estanques artificiales, el agua a mayor temperatura se hace circular desde la descarga hasta la toma mediante circuitos internos, para que a través de convección con el aire recupere la temperatura inicial.

Sin embargo, en plantas donde no existen grandes volúmenes de agua a la mano, el agua de enfriamiento se recircula en un ciclo cerrado, en el cual al salir del condensador se enfría por medio de torres de enfriamiento para recuperar la temperatura baja que se tenía al inicio; cierta porción de esta agua se pierde en las torres por evaporación por lo que hay que reponerla. Las torres de enfriamiento son por lo tanto, equipos que ayudan a enfriar una corriente de agua, extrayendo calor que liberan al ambiente.

1.2.2.7 Termoeléctricas en México

Este tipo de plantas tuvieron su mayor desarrollo en México en los años 70's y 80's, utilizando el combustóleo de las refinerías de PEMEX como combustible. Actualmente CFE usa aproximadamente el 92% de combustóleo y 8% de gas natural⁷. La capacidad efectiva instalada en México es de 516,86 MW⁸, de los cuales 12895 MW corresponden a termoeléctricas, representando el 25% del total instalado.

La energía producida en 2009 con el uso de las termoeléctricas representó el 18.3% de un total de 235107 GWh entregados a la red del servicio público de la electricidad.

Las centrales termoeléctricas convencionales que con las que cuenta actualmente la CFE se muestran en la Tabla 1.

A pesar de la alta capacidad instalada en México con centrales TC, cada vez su uso es menor, estando programado el retiro de capacidad de la mayoría de estas plantas, proyectándose apenas el 4.1% del total del parque instalado al año 2025, siendo este total de 90,964 MW.

⁷ Comisión Federal de Electricidad. (2009) COPAR generación 2009

⁸ Comisión Federal de Electricidad. (2011) POISE 2011-2025

Nombre de la central	Unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Altamira	4	19-May-1976	800	Altamira, Tamaulipas
Benito Juárez (Samalayuca)	2	02-Abr-1985	316	Cd. Juárez, Chihuahua
Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	4	06-Dic-1973	484	Guaymas, Sonora
Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	2	05-Abr-1992	75	Valladolid, Yucatán
Francisco Pérez Ríos (Tula)	5	30-Jun-1991	1,606	Tula, Hidalgo
Francisco Villa	5	22-Nov-1964	300	Delicias, Chihuahua
Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	4	01-sep-82	1,200	Manzanillo, Colima
Guadalupe Victoria (Lerdo)	2	18-Jun-1991	320	Lerdo, Durango
José Aceves Pozos (Mazatlán II)	3	13-Nov-1976	616	Mazatlán, Sinaloa
Juan de Dios Bátiz P. (Topolobampo)	3	12-Jun-1995	320	Ahome, Sinaloa
Lerma (Campeche)	4	09-Sep-1976	150	Campeche, Campeche
Manzanillo II	2	24-Jul-1989	700	Manzanillo, Colima
Mérida II	2	13-Dic-1981	168	Mérida, Yucatán
Nachi-Cocom	2	06-Jun-1962	0	Mérida, Yucatán
Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)	6	30-Jun-1991	2,100	Tuxpan, Veracruz
Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	1	11-Jul-1964	300	Río Bravo, Tamaulipas
Poza Rica	3	04-Feb-1963	117	Tihuatlán, Veracruz
Presidente Juárez (Rosarito)	6	06-Mar-1964	320	Rosarito, Baja California
Puerto Libertad	4	01-Ago-1985	632	Pitiquito, Sonora
Punta Prieta II	3	01-Ago-1979	113	La Paz, Baja California Sur
Salamanca	4	19-Jun-1971	866	Salamanca, Guanajuato
Valle de México	3	01-Abr-1963	450	Acolman, México
Villa de Reyes	2	01-Nov-1986	700	Villa de Reyes, SLP

Tabla 1 Centrales termoeléctricas convencionales de la CFE, actualmente en operación.⁹

⁹ Tomada del sitio: <http://www.cfe.gob.mx/quienessomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Termo electricas.aspx>, consultada el 30 de mayo del 2012

1.2.3 Ciclos combinados

Los ciclos combinados son instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica mediante el uso de dos tipos de tecnologías: turbinas de gas junto con turbinas de vapor. Con esta combinación de tecnologías, se logra aprovechar dos veces el calor generado por la combustión de un combustible líquido sin partículas sólidas o gaseoso; primero se aprovecha en la turbina de gas cuyos gases de combustión son introducidos a un recuperador de calor (HRSG),, por sus siglas en ingles, donde se produce vapor para accionar una turbina de vapor. Los gases de escape de la turbina de gas generalmente están a temperaturas entre 500 y 600 °C.

En los últimos años, los ciclos combinados se han vuelto una de las tecnologías preferidas en la industria de la generación eléctrica, pues presentan varias ventajas sobre otras tecnologías de generación, entre las que encontramos las siguientes:

- Alta eficiencia termodinámica, llegando a ser cercana a 54%
- Son plantas de elevada disponibilidad, pues requieren poco mantenimiento
- El periodo de su construcción es corto, estando entre uno y dos años.
- Generalmente tienen un costo nivelado de generación bajo, lo que les hace muy competitivas.
- Menor impacto ambiental en comparación con otras tecnologías, principalmente bajo factor de kgCO_2/kWh .
- Tienen un bajo costo de inversión, lo que las hace atractivas para los inversionistas

También presentan desventajas, entre las que encontramos:

- Alta volatilidad en el costo variable, pues dependen de los precios internacionales del gas natural que puede cambiar estrepitosamente.
- A pesar de tener un bajo nivel de emisiones, contribuyen con gran cantidad de emisiones de CO_2 y otros gases, agudizando el problema de cambio climático.

Existen varias configuraciones de ciclos combinados en los que típicamente se usa una o varias turbinas de gas, cada una con su recuperador de calor y todo el

vapor generado se introduce a una turbina de vapor. También existen variantes en la caldera de recuperación que distinguen un ciclo de otro, determinado por el nivel de presiones que se trabajen, desde uno hasta tres, además de la posibilidad de tener postcombustión de los gases de escape de la turbina de gas, para tener mayor energía antes de introducirlos al recuperador. Los componentes fundamentales del ciclo combinado son:

- Turbina de gas
- Recuperador de calor
- Turbina de vapor
- Condensador
- Equipos auxiliares

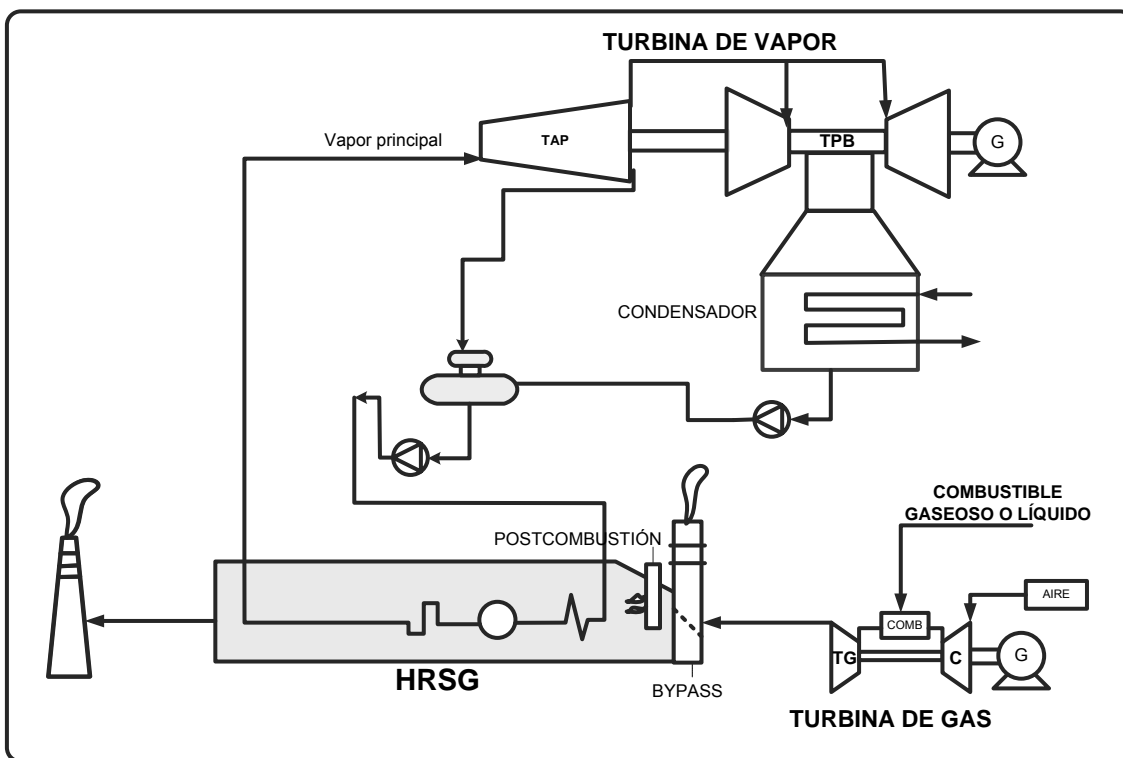


Figura 5 Esquema general de un ciclo combinado.¹⁰

¹⁰ Elaboración propia.

1.2.3.1 Turbinas de gas

Las turbinas de gas son turbomáquinas de potencia cuyos usos durante la primera mitad del siglo XX fueron para aplicaciones marítimas, de aviación, y bombeo de sustancias. Con el paso de los años e investigaciones se aplicaron a la generación de energía eléctrica. Los componentes básicos que conforman una turbina de gas son: el compresor, la cámara de combustión y la turbina

Las turbinas de gas, suelen analizarse bajo el principio termodinámico del ciclo Brayton, ciclo de potencia para aire-gases de combustión.

El compresor es rotativo y es arrastrado por el mismo eje que la turbina, con un número variable de ruedas de acuerdo al tipo de tecnología y fabricante (entre 15 y 39). Su función es inyectar aire a presión (entre 15 y 30 bar) para la combustión y la refrigeración de zonas calientes. En la cámara de combustión se mezclan el aire y el combustible, comúnmente existiendo un exceso de aire grande, para llevar a cabo la combustión. Existen varios tipos de cámaras de combustión, como silos, anular, cámaras secuenciales, entre otros; depende del fabricante. Cada tecnología permite controlar algunas de las variables como temperatura de entrada a la turbina, o la producción de NOx, con lo que se garantiza un adecuado rendimiento termodinámico del equipo.

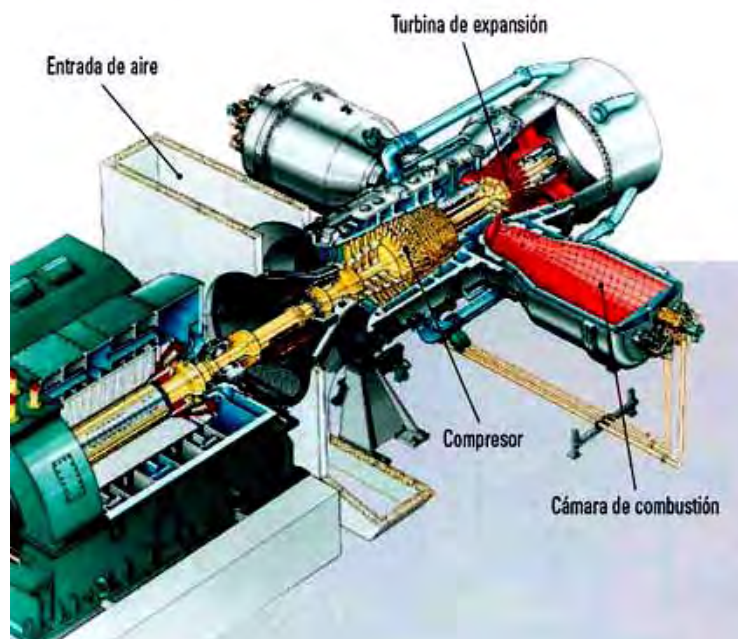


Figura 6 Esquema de una turbina de gas. ¹¹

¹¹ Tomada de: <http://www.revistavirtualpro.com/revista/index.php?ed=2006-07-01&pag=9>
Consultada en mayo de 2012

La turbina recibe los gases calientes provenientes de la cámara de combustión, y se produce la expansión de los mismos en las tres o cuatro etapas con las que consta. Cada etapa está constituida por una corona de álabes fijos o estatóricos seguida de una corona de álabes móviles fijados al rotor. En los álabes fijos, se transforma la energía de entalpía contenida en los gases de combustión para producir energía cinética acelerando los gases, mientras que en los álabes rotatorios, utiliza esta energía cinética para generar el movimiento de rotación del eje.

Gran parte de la energía producida en el rotor es requerida para arrastrar al compresor, aproximadamente $2/3$, mientras que el resto mueve al generador eléctrico del que se obtiene la electricidad.

El rendimiento de una turbina de gas aumenta al tener mayor temperatura de admisión, por lo que se han desarrollado materiales y nuevos álabes para soportar nuevos valores de este parámetro. En la actualidad, es posible introducir gases de combustión a las turbinas de gas a temperaturas entre 1300 y 1400°C. Otras adecuaciones comunes a las turbinas de gas son el interenfriamiento, en una o varias etapas, la regeneración y el recalentamiento de los gases de combustión.

Dado que el rendimiento de las turbinas de gas depende de la altura sobre el nivel del mar sobre la que se sitúa en la instalación, a grandes altitudes la potencia entregada por estos equipos disminuye considerablemente, tal es el caso de ciudades como el DF y otras del altiplano. Esto se debe a que las turbinas de gas son equipos de flujo volumétrico y a mayores altitudes, menor es la densidad del aire, por lo que al recibir el mismo flujo volumétrico se tiene una descompensación de masa en el aire, disminuyendo el flujo másico. Para contrarrestar estas desventajas geográficas, existen procesos como el enfriamiento de aire de admisión en los que también se puede humidificar el fluido.

1.2.3.2 Ciclos combinados con gasificación integrada

Con la finalidad de operar turbinas de gas en ciclo combinado, partiendo de combustibles sólidos como el carbón o coque, o líquidos pesados o incluso materiales de diversa naturaleza como la biomasa, se han incorporado gasificadores a estos ciclos, denominándolos Ciclos combinados con gasificación integrada (IGCC) por sus siglas en inglés, donde la materia se gasifica obteniendo un gas de síntesis o syngas, que con la característica propia de un gas combustible puede ser introducido a una turbina de gas y dar comienzo al ciclo combinado.

El gas de síntesis está conformado mayoritariamente por monóxido de carbono, CO (entre 40 y 65%)¹², e Hidrógeno, H₂ (entre 25 y 37%). El poder calorífico de este combustible es menor que el del gas natural e incluso que el propio carbón, dado que el carbono ha sido semioxidado, perdiendo cierta cantidad de energía; debe compensarse por lo tanto con un mayor flujo de syngas.

Los procesos tecnológicos de gasificación son tres principalmente: el de flujo o corriente por arrastre, el de lecho fluidizado y el de cama fija o lecho denso. De los tres, el más desarrollado y el que está listo para usarse a nivel industrial es el de flujo por arrastre, por lo que se le conoce como de primera generación (ver Figura 1). Algunas diferencias del proceso de corriente por arrastre sobre los otros dos son:

a) Requiere de oxígeno como agente gasificante, lo que implica que las dimensiones de los equipos (reactor, compresores, equipos de limpieza, etc.) sean menores respecto a aquéllos en los que se utiliza directamente aire para gasificar. A cambio, usa una planta criogénica para obtener el O₂ del aire.

b) No requiere de elementos mecánicos para evitar la aglomeración de las cargas como sucede en los equipos que operan bajo el esquema de lecho denso.

c) Las temperaturas a las que se lleva a cabo el proceso permiten que se forme menor cantidad de escoria. Esto evita que se procesen posteriormente los desechos del reactor, tal como sucede en los gasificadores de lecho fluidizado.

El componente principal del sistema de gasificación es el propio gasificador, un reactor donde el carbono contenido en el combustible, semirreacciona con el oxígeno formando CO al controlar el ingreso de aire u oxígeno, siendo más común como se ha mencionado, el uso de oxígeno, por lo que debe estar provisto de una unidad separadora de aire, en la que el aire ambiente se separa en oxígeno y nitrógeno; el oxígeno se alimenta al gasificador y el nitrógeno se desecha o se puede usar en algún otro subproceso.

Además es indispensable una unidad de remoción de dióxido de azufre, SO₂, y otras partículas que generalmente están presentes en los materiales combustibles gasificados y cuya presencia en intercambiadores de calor y la propia turbina resulta perjudicial.

También es necesario un intercambiador de calor para enfriar el syngas, que sale del gasificador a una temperatura cercana a los 800°C, por lo que debe bajarse hasta cerca de 350°C para entrar a la cámara de combustión de la turbina. Esta

¹² Fernández M, Manuel y Alcaraz C., Agustín M. (2001) *Gasificación integrada a ciclos combinados*, Boletín IIE, noviembre-diciembre del 2001

energía se puede aprovechar para generar más vapor para alimentar la turbina de vapor del ciclo combinado.

Se debe incluir además, el sistema para manejo y preparación de los combustibles, así como los sistemas para el manejo de los desechos producidos en forma de escoria y cenizas.

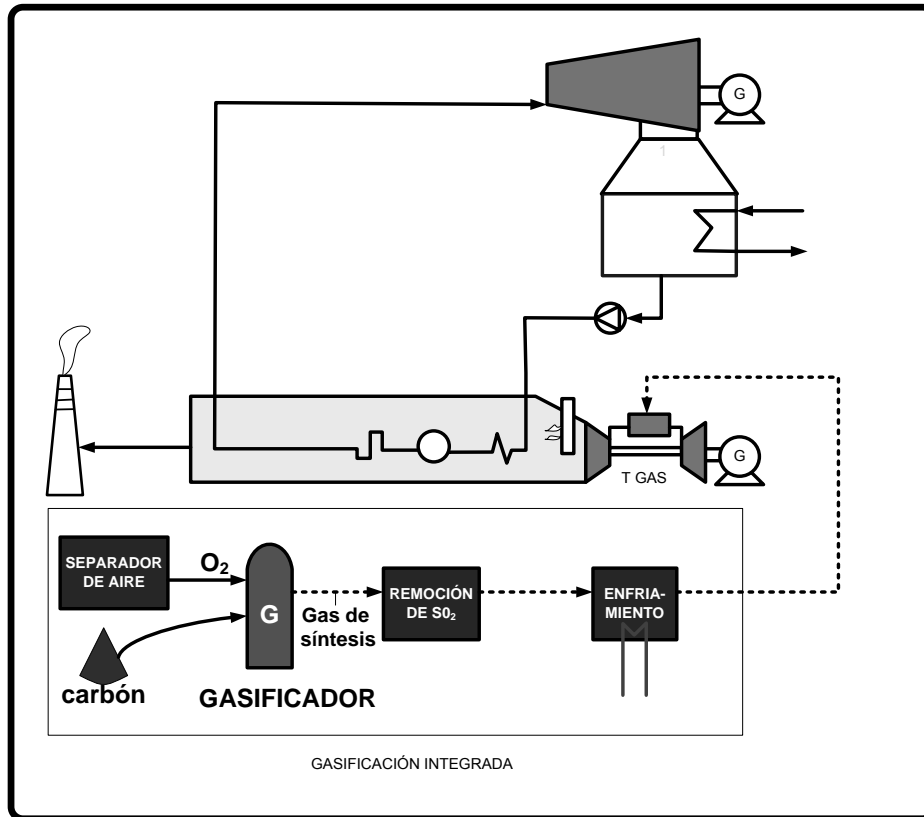


Figura 7 Configuración típica de un IGCC.¹³

1.2.3.3 Ciclos combinados en México

Al 31 de diciembre de 2009, en México se tenían instalados 17,572 MW con tecnología de ciclos combinados, 34% de la capacidad total del país.

¹³ Elaboración propia

De este total, 11,457 MW corresponden a los llamadas Productores Externos de Energía, (PEE). o Productores Independientes de Energía (PIE).

CENTRAL	Fecha	Unidades	Configuración (TGxTV)	MW netos
Mérida III	jun-00	3	2x1	484
Hermosillo	oct-01	1	1x1	250
Saltillo	nov-01	2	1x1	247.5
Tuxpan II	dic-01	3	2x1	495
Río Bravo II	ene-02	3	2x1	495
Bajío (El Sauz)	mar-02	4	3x1	495
Monterrey III	mar-02	2	2x2	449
Altamira II	may-02	3	2x1	495
Tuxpan III y IV	may-03	6	4x2	983
Campeche	may-03	1	1x1	252.4
Mexicali	jul-03	3	3x1	489
Chihuahua III	sep-03	3	2x1	259
Naco Nogales	oct-03	2	1x1	258
Altamira III y IV	dic-03	6	4x2	1036
Río Bravo III	abr-04	3	2x1	495
La Laguna II	mar-05	3	2x1	498
Río Bravo IV	abr-05	3	2x1	500
Valladolid II	jun-06	3	2x1	525
Tuxpan V	sep-06	3	2x1	495
Altamira V	oct-06	6	4x2	1,121
Tamazuchale	jun-07	6	4x2	1,135
			TOTAL	11,456.9

Tabla 2 Capacidad instalada de ciclos combinados PIE. ¹⁴

¹⁴ CFE. (2011) POISE 2011-2025

La parte restante, 5733 MW, es parte de las centrales que opera CFE. Son llamados Ciclos Combinados Paquete.

Unidad	MW
Paquete 1_CC. Hermosillo	227.0
Paquete I_Presidente Juárez	248.0
Paquete II_Presidente Juárez	248.0
Paquete III_Presidente Juárez	277.0
Paquete I_Samalayuca	173.9
Paquete II_Samalayuca	173.9
Paquete III_Samalayuca	173.9
Paquete I_Gómez Palacio	239.8
Paquete I_El Encino	423.3
Paquete II_El Encino	196.1
Paquete I_Huinalá	377.7
Paquete I_Huinalá II	225.1
Paquete II_Huinalá II	225.1
Paquete I_Río Bravo	211.1
Paquete I_CC. Valle de México	549.3
Paquete I_Tula	238.0
Paquete II_Tula	251.0
Paquete I_El Sauz	224.0
Paquete II_El Sauz	379.0
Paquete I_Dos Bocas	226.0
Paquete II_Dos Bocas	226.0
Paquete I_Felipe Carrillo Puerto	220.0
Total Paquetes Ciclo Combinado	5,733

Tabla 3 Ciclos combinados paquete propiedad de CFE.¹⁵

¹⁵ CFE (2012)

En 2009, en su conjunto, todos los ciclos combinados produjeron el 48.4 % de un total de 235,107 GWh.

1.2.4 Carboeléctricas

Una central carboeléctrica es una instalación destinada a la producción de energía eléctrica a partir de la energía calorífica contenida en el carbón, muy similar a una termoeléctrica convencional, con la distinción de utilizar carbón como la fuente de energía por lo que la caldera es adaptada para este mineral.

Este tipo de centrales operan alrededor de todo el mundo, siendo mayor su presencia en países con grandes reservas y producción de carbón; este mineral representa la principal fuente de energía primaria destinada a la generación eléctrica a nivel mundial, representando en 2008¹⁶ el 41% del total de electricidad generada en 2010. La importancia del carbón es muy grande en el sector eléctrico, teniendo como principales ventajas la abundancia del mineral y las grandes reservas probadas en el mundo, los bajos precios del combustible, con lo que se logran bajos costos nivelados de generación, la estabilidad de precios en el mercado, la confiabilidad en la producción, lo que les permite tener factores de planta muy elevados siendo parte de la carga base de muchos sistemas. Sin embargo, tienen varias desventajas: un elevado nivel de emisiones de CO₂ por MWh producido, el más alto de todas las tecnologías existentes, las instalaciones requieren de grandes espacios para el manejo del combustible y los desechos, se generan grandes cantidades de ceniza volante y de fondo además de que la eficiencia termodinámica es pobre pues predomina la tecnología de carbón pulverizado subcrítico, que alcanza eficiencias apenas del 37%.

Existen varias tecnologías de aprovechamiento del carbón para la producción de electricidad, a continuación se describen brevemente; sin embargo de ahondará mayormente en la de carbón pulverizado pues es el tipo de tecnología propia del caso de estudio.

1.2.4.1 Tecnología de lecho fluidizado

La combustión en lecho fluidizado consiste en desarrollar la combustión en el seno de una masa de suspensión de: partículas de combustible, cenizas y, a veces, materia inerte, los cuales son fluidizados por una corriente de aire de combustión ascensional.

¹⁶International Energy Agency. (2010) Key World Energy Statistics 2010

Solamente entre un 2 y 3 % del lecho es carbonoso; el resto está compuesto de material inerte (arena). Este material inerte proporciona un gran almacén de calor en el hogar, amortiguando el efecto de las posibles fluctuaciones en el poder calorífico del combustible, debidas a las variaciones de humedad o composición del combustible, en la generación de vapor.

Las emisiones de SO₂ producidas por la combustión de biomasa y residuos son generalmente muy bajas, pero cuando el contenido de azufre del combustible es elevado, se puede añadir caliza al lecho fluido para lograr un alto grado de retención de azufre en el mismo.

Cuando la velocidad del aire es baja, éste pasará a través de la masa de partículas sin dar lugar a ninguna distorsión en las mismas. Si se aumenta la velocidad del aire, llegará un momento en que la fuerza impulsora del aire sea próxima a la fuerza de la gravedad que mantiene juntas a las partículas en el fondo del cilindro, momento en el que comienzan éstas a moverse y se observa un aumento de la porosidad en el lecho. Al aumentar aún más la velocidad del aire, llega un momento en el que las partículas individuales se ven forzadas a un movimiento hacia arriba, viéndose suspendida en la corriente de aire y originando el denominado “lecho suspendido”. Un aumento de la velocidad del aire originará una expansión del lecho, y permitirá el movimiento de las partículas en su interior, dando lugar a la fluidización.

El tipo de lecho fluido burbujeante o circulante seleccionado depende del poder calorífico del combustible (bio-fuel) según se quema y del tamaño de la instalación. Existen dos tipos de combustores de lecho fluidizado, atendiendo al grado de fluidización del lecho y, por tanto, a la velocidad de fluidización:

A) Burbujeante

Opera con bajas velocidades del aire de fluidización y se caracteriza por permanecer en el lecho la mayor parte de los sólidos y solamente una parte, normalmente inferior al 10%, pasan al ciclón. Este tipo de fluidización se denomina “en fase densa”, caracterizándose por la superficie libre del lecho que permanece definida.

B) Circulante

Con velocidades muy elevadas del aire de fluidización se produce el arrastre de gran cantidad de sólidos del lecho, pudiéndose reciclar una gran parte de éstos mediante un ciclón o multiciclón, dando lugar al denominado “lecho fluidizado circulante”.

Desde el punto de vista de la presión de operación del combustor, pueden hacerse dos divisiones: lechos fluidizados atmosféricos, que operan a la presión atmosférica, y lechos fluidizados a presión (5-20 kg/cm²). La combustión en lecho

fluidizado a presión aunque es más compleja de operar ofrece la posibilidad de utilizar turbinas de gas en la generación de electricidad, empleando ciclos combinados gas-vapor con un alto rendimiento global.

La combustión fluidizada a presión sólo es aconsejable para altas capacidades de producción térmica (superiores a 200 MW), ya que conlleva en su diseño una considerable reducción del tamaño del combustor.

En este caso, se dispone de una corriente de aire que impulsa arena y la mantiene flotando en el horno formando un lecho. El combustible se introduce en el interior de este lecho, donde se mantiene la suspensión. La temperatura existente en el mismo, del orden de 850°C, provoca su combustión inmediata. Se produce un reparto de aire uniforme, lo que impide una atmósfera reductora, minimizando el rozamiento mecánico, así como la formación de depósitos. Hoy en día existen diferentes tipos de lechos fluidizados, con aplicación a combustibles convencionales.

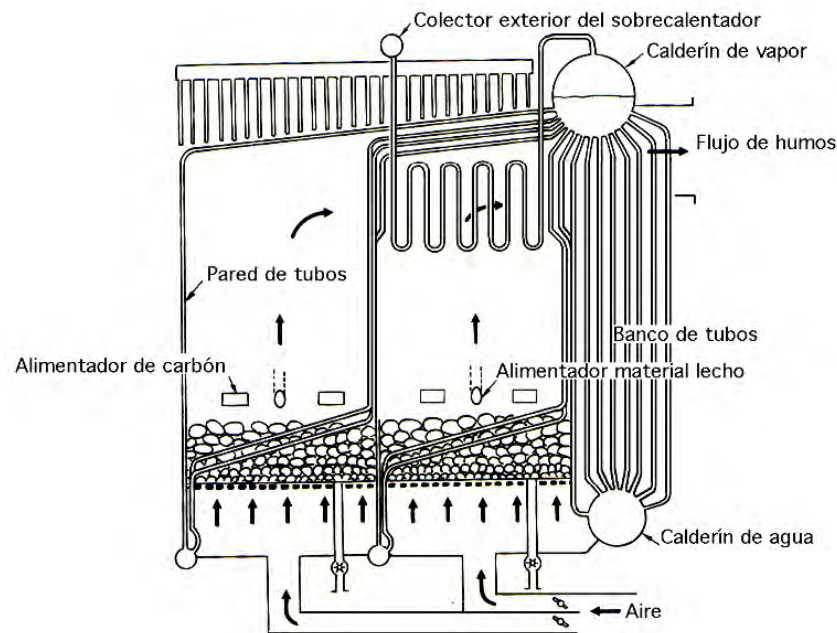


Figura 8 Caldera de lecho fluidizado¹⁷

1.2.4.2 Tecnología de carbón pulverizado

En 1918, la Milwaukee Electric Railway and Light Company, más tarde Wisconsin Electric, realizó las primeras pruebas para el uso de carbón pulverizado en su planta de energía de la Calle Oneida. Estos experimentos ayudaron a Fred L.

¹⁷ Fernández Díez, Pedro. XVI.- *Calderas de lecho fluidificado*. En *Centrales Térmicas*. Universidad de Cantabria. España

Dornbrook a desarrollar métodos de control de los residuos de ceniza alquitranada del carbón pulverizado mediante la alimentación de agua a chaquetas de tubos de la caldera que sirvieron para reducir la temperatura de superficie de las paredes del hogar y permitió que los depósitos de la ceniza fueran removidos fácilmente. Esta planta se convirtió en la primera central de carbón pulverizado de los EUA.

Actualmente las centrales térmicas de carbón pulverizado se dividen en tres categorías; plantas subcríticas de carbón pulverizado, plantas supercríticas de carbón pulverizado, y plantas ultra-supercríticas de carbón pulverizado. La diferencia principal entre los tres tipos de calderas de carbón pulverizado son las temperaturas y las presiones de funcionamiento. Las plantas subcríticas operan por debajo del punto crítico del agua (647.096 K y 22.064 MPa), las ultra-supercríticas y supercríticas suelen situarse por encima del punto crítico. Como las presiones y las temperaturas aumentan, también lo hace la eficiencia operativa; las plantas subcríticas se encuentran alrededor del 37% de eficiencia, las supercríticas en torno al 40% y ultra-supercríticas en el rango 42-45%.

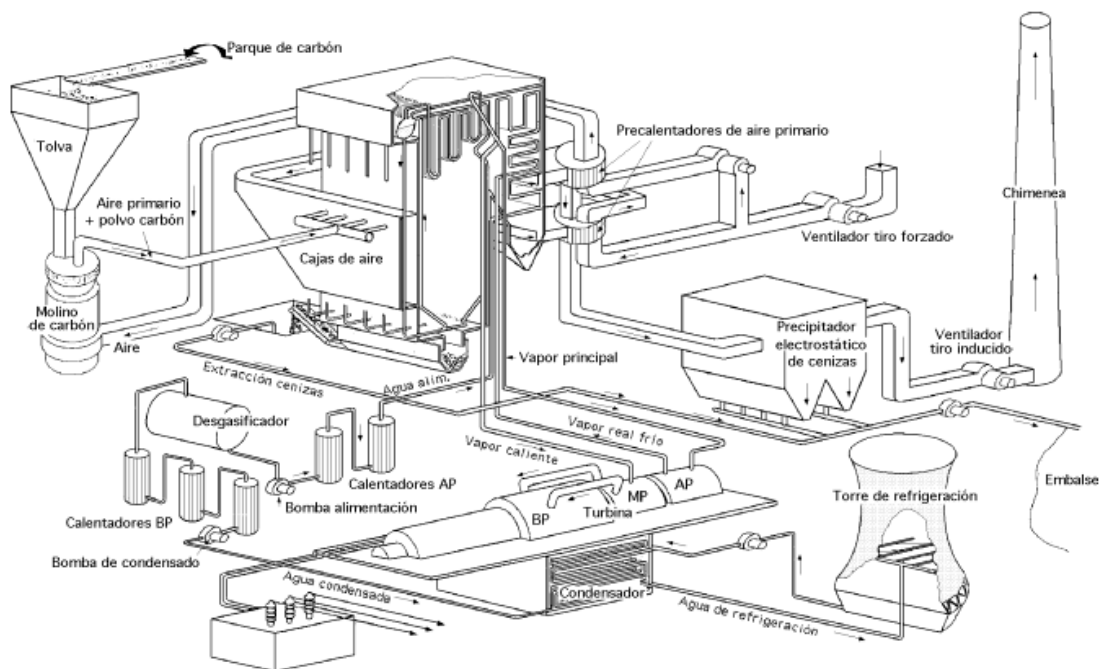


Figura 9 Esquema típico de una carboeléctrica con pulverizador¹⁸

La configuración más común de las centrales de carbón pulverizado se fundamenta en el ciclo Rankine con sobrecalentamiento, recalentamiento y regeneración, por lo que la estructura de la planta es muy similar a la de

¹⁸ Fernández Díez, Pedro. 1 Introducción a las centrales térmicas. En Centrales Térmicas. Universidad de Cantabria. España

una termoeléctrica convencional, salvo por la caldera y los equipos de manejo de ceniza de fondo y volante, así como del control de otras emisiones. A continuación se describen los equipos más singulares de esta tecnología:

Los subsistemas principales de una planta de generación de energía que quema carbón, comprenden:

- *La recepción y preparación del combustible*
- *El generador de vapor*
- *El equipo de combustión*
- *La protección medioambiental*
- *El grupo turbina-alternador.*
- *El equipo de eliminación de calor residual, incluyendo la torre de refrigeración o estanque de enfriamiento*

El recorrido del combustible y de los productos de combustión, se puede seguir teniendo en cuenta que el sistema de manipulación de combustible comprende su suministro, su preparación para la combustión y su transporte hasta el generador de vapor. Regularmente en las plantas de carbón pulverizado existen varios sistemas de transporte y almacenamiento del mineral, además de los equipos de pulverización.

El sistema de aire asociado suministra el comburente a los distintos quemadores, por medio de un ventilador de tiro forzado; en las calderas de CP, existen varios quemadores dispuestos a lo largo del hogar que suelen ser tangenciales principalmente.

El subsistema del generador de vapor, (que incluye el calentador de aire), quema la mezcla combustible-aire, recupera el calor liberado y genera el vapor a alta presión y temperatura.

Con el uso de carbón, se precisa un hogar mucho mayor que con otros combustibles para poder completar la combustión y unas superficies intercambiadoras que tienen que estar mucho más espaciadas que en el caso del gas.

Hay que contar con equipamiento adicional, como:

- *El de limpieza (para reducir el efecto del ensuciamiento y de la corrosión)*
- *El de calentamiento de aire, que se destina a secar el combustible y que ha de servir como aire caliente comburente para la mejora de la combustión*

- Los humos abandonan el calentador de aire y pasan a través de los subsistemas de separación de partículas y de eliminación de SO₂ para retener los contaminantes.
- La ceniza y los residuos sólidos del depurador de humos se evacúan y son transportados hacia silos de almacenaje o enviados a otros sitios para relleno o aplicaciones industriales.
- Los humos se envían a la chimenea con ayuda de un ventilador de tiro inducido.

Los principales componentes del sistema de generación de vapor - recuperación del calor incluyen:

- El hogar y el paso de convección o zona recuperadora de calor
- Los sobrecalentadores de vapor, primario y secundario
- El recalentador de vapor
- La caldera o banco vaporizador (en calderas industriales)
- El economizador
- La caldereta de vapor
- El atemperador y el sistema de control de la temperatura
- El calentador de aire está formado por un número de equipos auxiliares, como:
 - Molinos de carbón
 - Sistema de combustión
 - Conductos de humos y aire
 - Ventiladores
 - Equipo de limpieza del lado de humos
 - Equipo de evacuación de cenizas

Sistemas de combustión y auxiliares. En los generadores de vapor que queman carbón, la mayoría de los componentes no integrados en el sistema de vapor y sus auxiliares, forman parte de sistemas de preparación del combustible y de la combustión, pudiéndose citar los siguientes:

Preparación de combustible: alimentadores y pulverizadores de carbón

Sistemas de combustión: quemadores, detectores de llama, ignitores, controles, cajas de aire, etc

Manipulación de aire/humos: ventiladores, conductos de aire, conductos de humo, cortatiros, sistemas de medida y control, silenciadores, etc.

Otros componentes y auxiliares: sopladores (equipo de limpieza de superficies intercambiadoras, lado humos), equipo de captación y manipulación de ceniza, equipo de control y monitorización, etc..¹⁹

1.2.4.2.1 Carboeléctricas en México

En México existen dos centrales carboeléctricas de carbón pulverizado subcríticas, Río Escondido y Carbón 2; ambas ubicadas en el municipio de Nava en el Estado de Coahuila. Existe una tercera denominada dual, la central Plutarco Elías Calles mejor conocida como Petacalco ubicada en el estado de Guerrero, con la particularidad de tener quemadores duales, para quemar carbón o combustóleo, aunque se espera que el combustible principal sea carbón. Esta instalación consta de siete unidades, seis subcríticas de carbón pulverizado (de 350 MW cada una) y una supercrítica de CP que aún sigue en construcción y con capacidad de 678 MW. En la siguiente tabla se muestran los datos de las tres centrales de este tipo:

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Carbón II	4	02-Nov-1993	1,400	Nava, Coahuila
José López Portillo (Río Escondido)	4	21-sep-82	1,200	Nava, Coahuila
Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	7	18-nov-93	2,778	La Unión, Guerrero

Tabla 4 Centrales de carbón existentes en México.²⁰

¹⁹ Fernández Díez, Pedro. 1 Introducción a las centrales térmicas. En Centrales Térmicas. Universidad de Cantabria. España

²⁰ CFE (2011) POISE 2011-2025

En la Tabla 4 se encuentran las tres instalaciones de carbón del país, se observa que la de Río Escondido es la más antigua de su tipo; Petacalco por su parte es la termoeléctrica más grande del país, también quizás, la fuente emisora de CO₂ de mayor tamaño.

La central Río Escondido tiene el factor de planta más elevado entre las tres instalaciones del tipo, dado que no tiene problemas de suministro de carbón, problemática que enfrentan Carbón II y en mayor medida Petacalco. La capacidad instalada efectiva en 2009 fue de 4700 MW (No incluye la unidad 7 de Petacalco) lo que representa el 9.1% del total instalado en el país. La generación total en el 2009 con base a esta tecnología representó el 12.4% de los 235 107 GWh producidos en ese año con todas las tecnologías.

1.2.5 Captura de carbono

Con la finalidad de seguir utilizando fuentes de combustibles fósiles, y con especial atención en el carbón que tiene gran intensidad de carbono, se han desarrollado los métodos de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC), con esto se logra mitigar casi por completo la emisión de los gases resultantes de la quema de los hidrocarburos; los procesos en su conjunto aún están en etapas de investigación.

La captura y el almacenamiento de dióxido de carbono constituyen un proceso consistente en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo.²¹

Esta sección hablará brevemente en particular sobre el proceso de captura.

La captación de CO₂ puede aplicarse a grandes fuentes puntuales. Entonces, el CO₂ sería comprimido y transportado para ser almacenado en formaciones geológicas, en el océano, en carbonatos minerales, o para ser utilizado en procesos industriales. Las grandes fuentes puntuales de CO₂ comprenden a las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de la biomasa de grandes dimensiones, principales industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles *fósiles*.

La tecnología disponible permite captar entre el 85 y el 95 por ciento del CO₂ tratado en una planta de captación. Una central eléctrica equipada con un sistema de CAC (con acceso a almacenamiento geológico u oceánico) necesitaría, aproximadamente, entre el 10 y el 40 por ciento más de energía que una planta

²¹ IPCC (2005) LA CAPTACIÓN Y EL ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

con una salida equivalente sin CAC, de la cual la mayor parte se utiliza para la captación y la compresión.

Existen diferentes tipos de sistemas de captación de CO₂: posterior a la combustión, previo a la combustión y combustión de oxígeno-gas. La concentración de CO₂ en el flujo de gas, la presión del flujo de gas y el tipo de combustible (sólido o gaseoso) son factores importantes para la selección del sistema de captación.

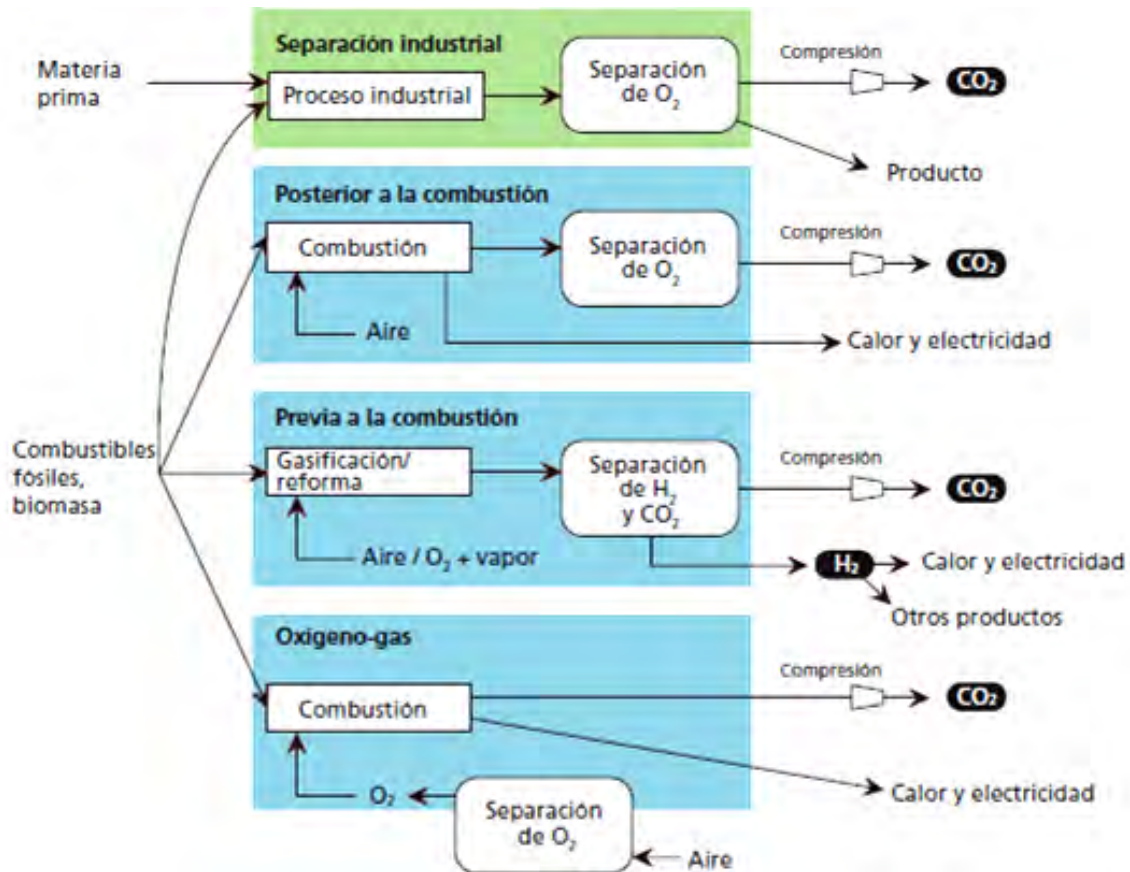


Figura 10 Representación esquemática de los sistemas de captación.²²

La captación posterior a la combustión de CO₂ en las centrales eléctricas es económicamente viable en condiciones específicas. Se utiliza para captar CO₂ de parte de los gases de combustión emitidos por diversas centrales eléctricas existentes. La separación de CO₂ en la industria del refinamiento de gas natural, que aplica una tecnología similar, funciona en un mercado maduro. La tecnología requerida para la captación previa a la combustión se aplica de forma

²² IPCC (2005) LA CAPTACIÓN Y EL ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

generalizada a la fabricación de fertilizantes y la producción de hidrógeno. Si bien las fases iniciales de la conversión del combustible en el sistema previo a la combustión son más complejas y costosas, las concentraciones más altas de CO₂ en el flujo de gas y la presión más elevada facilitan la separación. La combustión de oxígeno-gas está en la fase de demostración y utiliza oxígeno de un alto grado de pureza. Ello da lugar a altas concentraciones de CO₂ en el flujo de gas y, por tanto, a una separación más fácil del CO₂, así como a mayores necesidades energéticas para separar el oxígeno del aire.

1.2.6 Factor de emisiones

Un factor de emisiones es comúnmente descrito como la cantidad de gases de un contaminante o su equivalente que se obtuvo al producir una unidad de alguna actividad; por ejemplo, los gramos de CO₂ que se emiten al producir un metro de tela o los kilogramos de CO₂ que se emiten al producir una tonelada de acero o los kg de CO₂ por una hora de operación de cierta máquina.

Es una herramienta que ayuda a calcular la cantidad total de emisiones debido a una actividad, al multiplicar dicho factor por el número de unidades asociadas a la actividad. Es útil además, para cuantificar la reducción de emisiones cuando se implementan procesos que disminuyen el impacto de los gases contaminantes.

1.2.6.1 Factor de emisiones en el sector eléctrico

En electricidad, es de interés el conocimiento de la cantidad de emisiones asociadas a la producción de cada unidad de electricidad para cuantificar las emisiones totales de esta industria, dado que es una de las principales fuentes de gases efecto invernadero. Es común expresar el factor en términos de la masa de CO₂ por unidad de electricidad producida, siendo usual encontrar el factor en gramos de CO₂ por kilowatt-hora (gCO₂/kWh) o kilogramos de CO₂ por megawatt-hora (kgCO₂/MWh).

Este factor puede estimarse de manera puntual en cada central eléctrica o por tipo de tecnología; el valor depende en mucho de la eficiencia de conversión de la central; se puede obtener a partir de la energía calorífica consumida en el proceso y la electricidad entregada en cierto periodo.

Los factores pueden variar de manera considerable aún tratándose del mismo tipo de proceso dado que la composición de los hidrocarburos es muy diversa en cada región.

Los combustibles fósiles son los que presentan los mayores factores, debido a su alto contenido de carbono, siendo particularmente alto en los diversos tipos de carbón que se usan en la industria. En un nivel ligeramente menor se encuentran

los derivados de petróleo, como combustóleo, diesel y otros petrolíferos. El gas natural tiene un factor de emisiones mucho menor a la mayoría de los hidrocarburos (ver Tabla 5).

En la siguiente tabla se muestran algunos factores de emisión de los combustibles más usados para generación eléctrica, tomados de promedios de países de la OCDE entre 2007 y 2009.

Combustible	g CO2/kWh
Antracita *	835
Coque de carbón *	715
Carbones bituminosos	830
Carbones Sub-bituminosos	920
Lignito	940
Conglomerado de carbón	890
Coque de horno *	510
Gas natural	370
Petróleo crudo	610
Líquidos de gas natural	500
Keroseno*	650
Diesel *	650
Combustóleo	620
Coque de petróleo *	970
Desechos industriales *	450-1300
Desechos municipales*	450-2500

Tabla 5 Factor de emisiones combustibles para electricidad. *menos del 1% para producción de electricidad.²³

²³ IEA. (2011) CO₂ Emissions from combustion, IEA Statistics 2011 edition

1.2.6.2 Emisiones de CO₂ de las centrales de combustión de carbón

El nivel de emisiones de una instalación de generación eléctrica con base a carbón depende del tipo de combustión, la naturaleza del carbón utilizado, la eficiencia del proceso de generación y del uso de sistemas de control de contaminantes.

La cantidad de CO₂ que potencialmente puede emitir una instalación de carbón depende en gran medida de la clasificación del carbón que quema. La cantidad de energía disponible en el carbón está dada por la cantidad de carbono, hidrógeno, oxígeno y azufre presente en el carbón. Como se aprecia en la Tabla 5, el lignito y carbones sub-bituminosos tienen mayor índice que los carbones bituminosos y antracíticos.

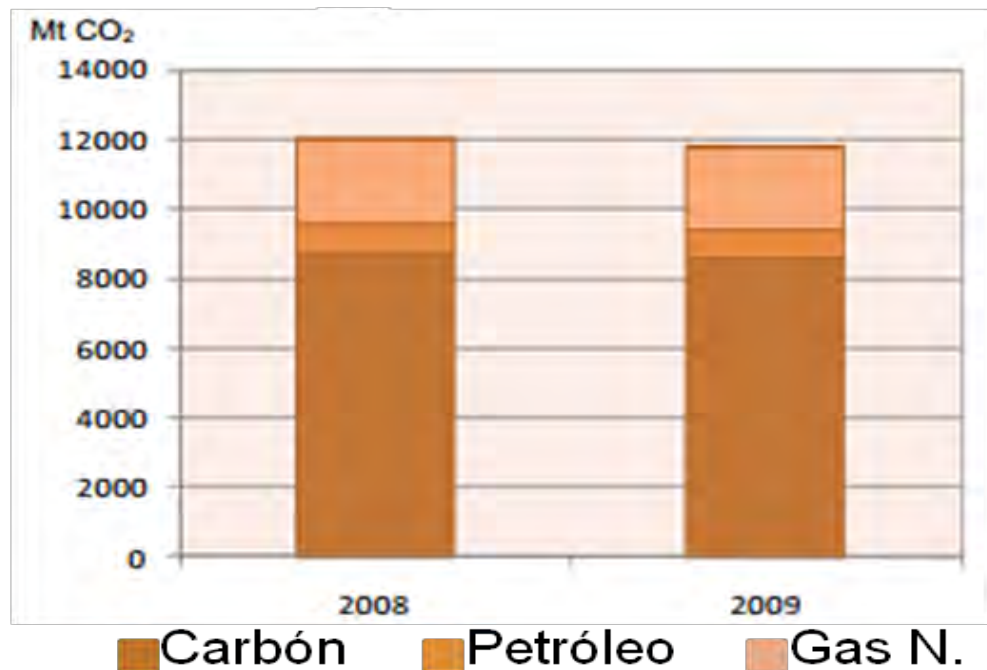


Figura 11 Emisiones de CO₂ para generación de electricidad y calor en 2008 y 2009.²⁴

En 2009, 43% de las emisiones totales mundiales, estimadas en 29 Gt CO₂, fueron producidas a partir de carbón, 37% a partir de petróleo y 20% del gas natural.

La generación de energía eléctrica y calor representa el 41% del total global de emisiones, siendo el principal sector emisor de gases de este tipo. Esto se debe fundamentalmente al uso elevado de carbón a lo largo del globo, mineral con mayor intensidad de carbono. Países como China, Australia, India, Polonia y

²⁴ IEA (2011) CO₂ Emissions from combustion, IEA Statistics 2011 edition

Sudáfrica producen entre 68 y 94% de su electricidad a partir de la quema de carbón.

La producción de electricidad en 2008 fue de 20 181 TWh, de los cuales 41% fue a partir de carbón, 21.3% a partir de gas natural, 5.5% provino de petróleo y el resto de las demás tecnologías de generación (ver Figura 12).

En vista del escenario actual de generación y de la intensidad de carbono de las centrales de carbón, se espera que las nuevas tecnologías y procesos ayuden a aminorar el impacto del uso de este combustible, además de un uso más racional sobretodo en los países con mayor actividad del mineral.

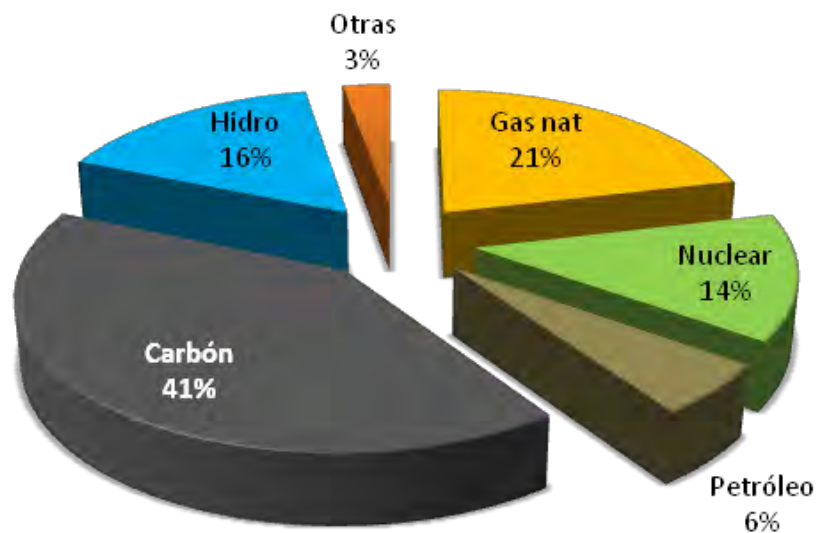


Figura 12 Distribución de generación de electricidad por tipo de tecnología.²⁵

1.2.7 Eficiencia energética en generación eléctrica

A mayor eficiencia de producción de electricidad con carbón o con cualquier combustible, menor cantidad de combustible es quemado por cada kWh generado, con lo cual se consigue una disminución proporcional de emisiones de CO₂. El régimen térmico, es el indicador común que nos cuantifica la eficiencia de generación de una central; a menor régimen térmico, mayor eficiencia de

²⁵ IEA. (2011) CO₂ Emissions from combustión, IEA Statistics 2011 edition

generación, pues se produce más electricidad con menos energía térmica. Por lo tanto, una buena medida para tener una menor intensidad de CO₂ es aumentar la eficiencia en la generación, para lo cual existen varios procesos que aminoran la degradación por parámetros operativos o del propio sitio.

En el caso de nuevos proyectos, el uso de las tecnologías más avanzadas ayuda a tener las mayores eficiencias.

Las turbinas de gas, han evolucionado a tal grado de permitir temperaturas de admisión al turbogenerador cercanas a los 1300°C, ello ha sido posible al desarrollo de nuevos materiales y diseños en los componentes de dichos equipos.

La Tecnología F consta de refrigeración en la cámara de combustión y álabes mediante aire, el material de los álabes son aleaciones monocristalinas y el diseño de los álabes es aerodinámico parcial en tres dimensiones.

Por su parte, la tecnología H, la más reciente disponible comercialmente, presenta refrigeración en la cámara de combustión y álabes mediante vapor, los álabes constan de recubrimientos térmicos y los diseños aerodinámicos de los álabes se hacen de manera total en tres dimensiones. Con estas turbinas en ciclos combinados, es posible llegar a tener eficiencias globales cercanas al 60% en condiciones ISO²⁶.

	kJ/kWh (PCI)	Ef %
SIEMENS SGT5 -8000H	8932	40.3%
mitsubishi 701 G	9105	39.5%
GE 9001H	9115	39.5%
SIEMENS SGT6 -6000G	9163	39.3%
MITSUBISHI 501G	9142	39.4%
GE7FA05	9265	38.9%

Tabla 6 Turbinas comerciales con mayores eficiencias²⁷

²⁶ Condiciones ISO: 15°C, a nivel del mar, humedad relativa del 60%

²⁷ Thermoflow Inc. (2012)

Se espera que las próximas generaciones de turbinas de gas cuenten con refrigeración de álabes por transpiración y se pueda adicionar hidrógeno al combustible para alcanzar mayores temperaturas y mayores potencias.

1.2.7.1 Centrales supercríticas²⁸

Son centrales donde el vapor principal a la salida de la caldera se encuentra a una presión por encima de la presión crítica del agua, 220.9 bar. El objetivo básico

que se persigue con ello es aumentar el rendimiento del ciclo, se consigue a cambio de utilizar diseños más complejos en las calderas y turbinas, incluyendo materiales especiales en la construcción de estos elementos. En un ciclo supercrítico la temperatura del fluido del ciclo sigue aumentando desde la zona de líquido a la de vapor, tal como se ve en la parte izquierda de la Figura 13, esto facilita llegar a mayores temperaturas finales en el vapor principal, pero también que el promedio de temperatura en la expansión sea también mayor que en un ciclo subcrítico o convencional; así las temperaturas de retorno de las extracciones a turbina, una vez recalentado el vapor en la caldera, son mayores. Todo ello redundará en un mayor rendimiento energético final.

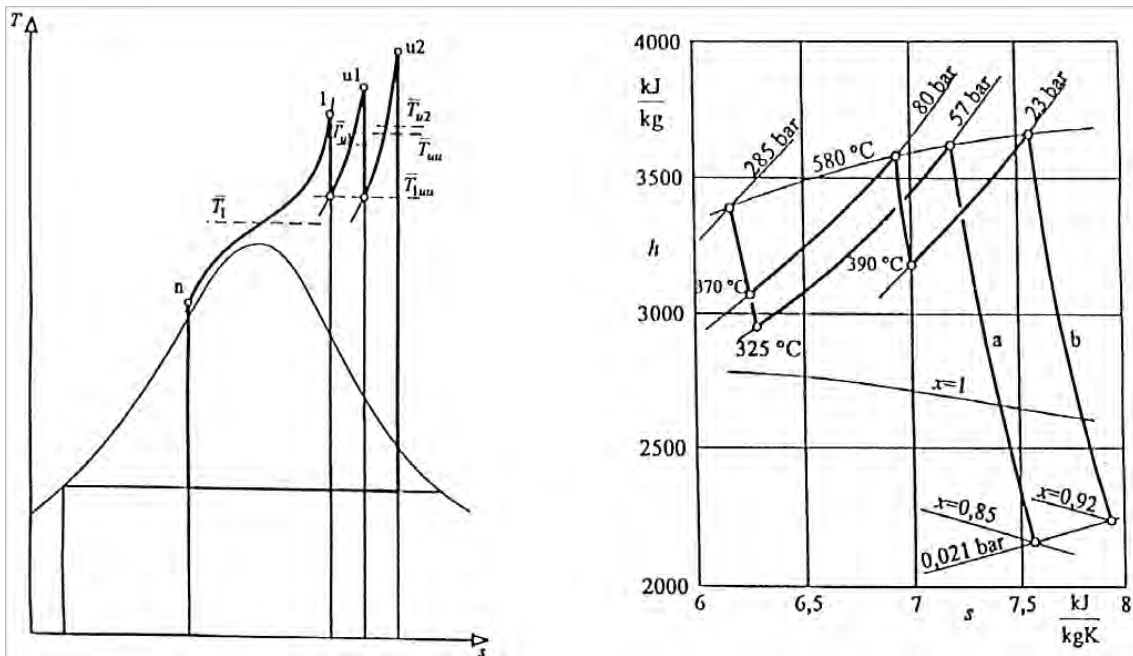


Figura 13 Diagrama Ts y hs de un ciclo supercrítico con doble recalentamiento.²⁹

²⁸ : Tomado del sitio <http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Carb%C3%B3n%20Futuro/Cap%C3%ADtulo%205.pdf>, consultado el 27 de julio de 2012

²⁹ Tomado del sitio <http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Carb%C3%B3n%20Futuro/Cap%C3%ADtulo%205.pdf>, consultado el 27 de julio de 2012

La naturaleza del cambio de fase que se da al trabajar en condiciones supercríticas de presión hace que, en vez de utilizar calderas con hogares muy habituales en las centrales subcríticas, aquí se empleen calderas de circulación forzada de un solo paso; hay dos patentes al respecto, la Benson de diseño de Siemens AG, y las Sulzer - Combustión Engineering, estas últimas hoy en la empresa ALSTOM.

Las calderas supercríticas se fabrican en diseños de tipo torre, bien con quemadores tangenciales o en paredes enfrentadas.

Las centrales supercríticas se proyectan para trabajar con carbones homogéneos, con ligeras desviaciones del carbón de diseño; se prefiere combustibles de buena calidad, hullas con bajo contenido en cenizas, sin problemas especiales de escoriación y ensuciamiento, así como también reducida presencia en azufre.

Esto último facilita que las instalaciones de desulfuración no introduzcan costos extra operativos importantes.

Las turbinas de vapor son de mayor potencia unitaria que las de los ciclos subcríticos, se sitúan en torno al millar de MW; esto implica mayor robustez en general y en particular en los álabes del cuerpo de baja presión que ve incrementado su diámetro. Se suele usar el doble recalentamiento y disponer de un cuerpo más a presión intermedia que en el caso de las centrales subcríticas.

Todo ello se traduce en una especial atención a los sellos y a los materiales de carcasa para adaptarse a la mayor presión de trabajo. Las centrales supercríticas nos proporcionan un diseño compacto, con alta rapidez de respuesta, velocidad de variación de carga sensiblemente mayor que la correspondiente a las subcríticas, que no olvidemos tienen elevada masa térmica asociada al domo. Esto también ha permitido la escalación a potencias del orden de 1.000 MW eléctricos o potencias mayores.

El control operativo en las centrales supercríticas se hace o bien por presión deslizante o bien por método dual, esto permite un buen trabajo de la turbina en la cual siempre se mantiene ese concepto de presión deslizante; con ello las pérdidas de rendimiento a baja carga son menores que en los diseños subcríticos: reducción de un 2% al bajar la carga al 75% de la nominal y de un 5,5 al 8% al operar al 50% de la potencia de diseño.

Los ciclos supercríticos se construyen desde hace más de treinta años, y han evolucionado para mejorar esos parámetros de rendimiento energético: · Ciclos iniciales en estos diseños, con caldera de un solo paso y un recalentamiento: vapor principal 241 bar y 538 °C, recalentamiento a 538 °C.

Ciclos hoy considerados convencionales, con doble recalentamiento a temperaturas mayores: vapor principal 241 bar y 538 °C, primer recalentamiento a 552 °C, segundo a 566 °C.

- Ciclos ultra crítico o incluso ultra super críticos, a partir de 276 bar y 552 °C en el vapor principal. Se consideran diseños avanzados, si bien ya se han construido centrales con presiones mayores, de 310 bar pero con temperaturas de vapor más bajas: 538 °C/552 °C/566 °C.

Las centrales incluidas en el tercer grupo que se han construido no han cumplido con las expectativas de rendimiento y fiabilidad que se les asignaban, por ello se continúa con proyectos de demostración que consoliden sus posibilidades de futuro. De hecho se estima que el rendimiento energético puede incrementarse significativamente si se consigue trabajar de forma fiable a presiones de 310 bar o incluso a los 400 bar, llegando a 45% referido al poder calorífico inferior del combustible, tal como se refleja en la Figura 14.

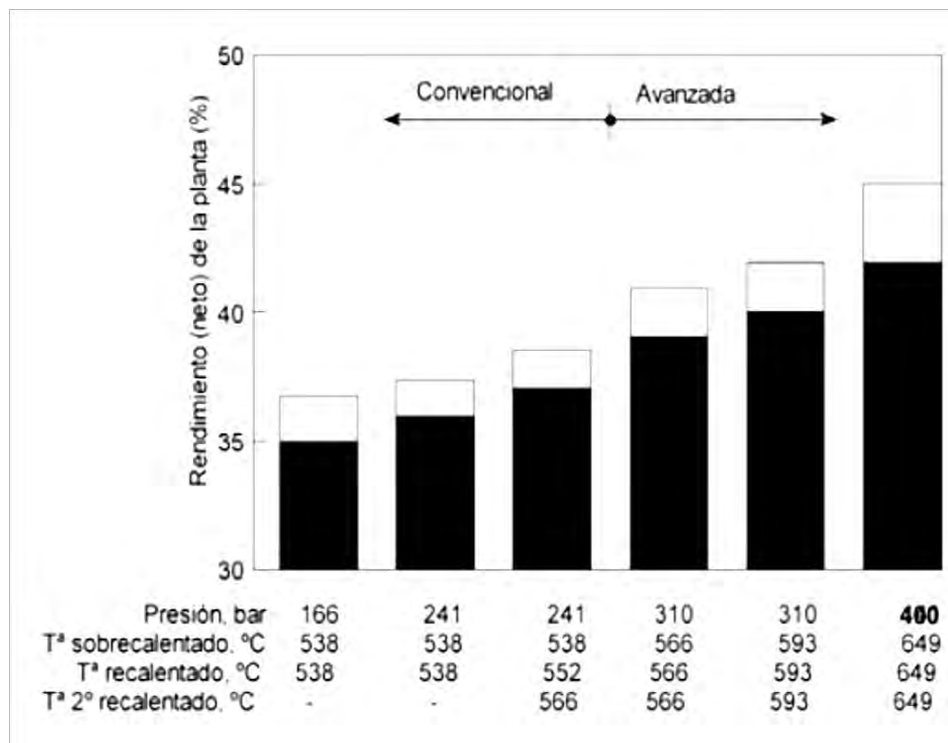


Figura 14 Rendimiento de las centrales térmicas en función de las temperaturas de admisión a la turbina.³⁰

³⁰ : Tomado del sitio

<http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Carb%C3%B3n%20Futuro/Cap%C3%ADtulo%205.pdf>, consultado el 27 de julio de 2012

En la actualidad hay unas 200 centrales supercríticas funcionando en el mundo: Estados Unidos, Japón, Dinamarca y Alemania con la mayor cantidad; recientemente Corea del Sur y China se incorporan a este grupo de países.

En la actualidad hay unas 200 centrales supercríticas funcionando en el mundo: Estados Unidos, Japón, Dinamarca y Alemania; recientemente Corea del Sur y China se incorporan a este grupo de países.

En ciclos combinados se ha hecho evidente el uso de tres niveles de presión en la caldera de recuperación, para aprovechar de mejor manera los gases de escape de la turbina de gas.

Los equipos de intercambio de calor como la caldera y condensador también muestran mejores rendimientos, con el desarrollo de nuevos materiales que ayudan a tener una transferencia de calor más eficaz³¹.

1.2.7.2 Mejoras a plantas existentes de carbón

Algunos de los principales factores del sitio y operacionales que afectan a la eficiencia de generación de una central carboeléctrica se enlistan a continuación:

Ciclo termodinámico: la eficiencia de una carboeléctrica puede ser mejorada significativamente si se usa un ciclo súper crítico o ultrasúper crítico.

Clasificación y Calidad del carbón: Carboeléctricas que queman carbones de mayor calidad (como el bituminoso) tienden a ser más eficientes que aquellas que usan carbones de calidades menores como el lignito.

Tamaño de la carboeléctrica: las capacidades de las instalaciones de carbón van desde 25 hasta más de 1300 MW. La eficiencia de la planta aumenta con la capacidad, debido a que la caldera y la turbina de vapor tienen menores pérdidas conforme aumenta el tamaño de los equipos.

Sistemas de control de gases: La energía eléctrica consumida por los sistemas de control de emisiones, disminuyen la eficiencia de las carboeléctricas.

Prácticas de mantenimiento y operación: las prácticas específicas de cada instalación para la optimización de la combustión, mantenimiento de equipos principales y auxiliares, pueden afectar la eficiencia de la central.

Sistema de enfriamiento: La temperatura de entrada del agua de enfriamiento al condensador, puede tener impactos en el rendimiento de la turbina. Sistemas

³¹ Fuente: tomado del sitio <http://www.fundacionenergia.es>, consultado el 27 de julio de 2012

abiertos pueden tener ventajas sobre sistemas de recirculación, como las torres de enfriamiento. Sin embargo, los sistemas abiertos suelen tener mayores repercusiones ambientales que los de recirculación.

Localización geográfica: La elevación sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente puede tener impactos en el rendimiento de las carboeléctricas. A mayor elevación existe menor presión del aire y menor cantidad de oxígeno para la combustión en las calderas, caso contrario a bajas altitudes. Temperaturas ambientales más baja, teóricamente brindan mejoras a la eficiencia, pues incrementan la presión del tiro de la caldera y el vacío del condensador.

Requerimientos de flexibilidad en la generación: Operar una instalación carboeléctrica a carga base es más eficiente que cuando se utiliza a carga variable para absorber fluctuaciones en la demanda.

Manufactura de los equipos: las especificaciones de eficiencia de los equipos principales, como caldera, turbina de vapor y generadores eléctricos, provistos por las empresas de manufactura, afectan la eficiencia global de la planta.

Componentes de la planta: usando un número óptimo de calentadores de agua de alimentación, motores de alta eficiencia, variadores de velocidad, mejores materiales en los intercambiadores de calor, etc, tienden a ser más eficientes.

1.2.7.3 Optimización del control de combustión

Controladores de combustión ajustan el carbón y el flujo de aire para optimizar la producción de vapor para el turbogenerador. Sin embargo, el control de la combustión de una planta de carbón es complejo e impacta en gran número de parámetros operativos, incluyendo: eficiencia de combustión, temperatura de vapor, escoria y cenizas quemadas, y la formación de NOx. Las tecnologías incluyen instrumentos que miden la cantidad de ceniza del carbón, tasa de flujo de combustible, flujos de aire, nivel de oxígeno, depósitos de escoria y nuevos diseños de toberas y quemadores. Con esto se logra desde un 0.15 hasta un 0.84% de incremento de eficiencia.

1.2.7.4 Recuperación de pérdidas de calor del sistema de enfriamiento.

Recuperar una porción de las pérdidas de calor del agua de enfriamiento caliente que sale del condensador antes de que circule por las torres de enfriamiento o pase a un estanque abierto. Las tecnologías actuales incluyen reemplazo del relleno de las torre de enfriamiento y afinación de la torre de enfriamiento y condensador. Se logra entre 0.2 y 1% de aumento de eficiencia.

1.2.7.5 Recuperación de calor del flujo de gases

La temperatura de los gases de salida de un precalentador de aire está entre 120 y 177°C, dependiendo de la temperatura de punto de rocío de los gases, misma que depende de la cantidad de humedad y concentración de ácido sulfúrico. Para plantas equipadas con un sistema desulfurador, FGD, el flujo de gases es enfriado hasta 53°C tanto como sea atomizado con la suspensión de reactivo del FGD. Sin embargo, es posible recuperar parte de esta energía perdida para precalentar agua de alimentación usando un intercambiador de calor por condensación. Podría obtenerse un beneficio de 0.3 a 1.5%.

1.2.7.6 Secado de carbón de bajo rango

Carbones sub bituminosos y lignitos contienen una elevada humedad (15 a 40%) comparados con el bituminoso (menos de 10%). Una significativa cantidad de calor se pierde en carbones de bajo rango para la evaporación de la humedad, en lugar de generar más vapor para la turbina. Como resultado, la eficiencia de caldera típicamente es más baja para carbones de bajo rango. Las tecnologías incluyen el uso de secado de carbón de bajo rango mediante gases calientes o agua de enfriamiento, previo a la combustión. Con ello se logra entre 0.1 y 1.7% de eficiencia extra.

1.2.7.7 Optimización de soplado

Los sopladores de hollín intermitentemente inyectan a altas velocidades chorros de vapor o aire para limpiar los depósitos de ceniza de carbón de los tubos de la caldera con el propósito de mantener una adecuada transferencia de calor. El control propio del tiempo y la intensidad de los sopladores individuales es importante para mantener la temperatura y eficiencia de la caldera. Las tecnologías conocidas incluyen sopladores inteligentes o redes neuronales y sopladores de detonación. Se consiguen incrementos de eficiencia entre 0.1 y 0.65% .

1.2.7.8 Diseño de la turbina de vapor

Existen pérdidas de energía recuperables que resultan del diseño mecánico o de las condiciones físicas de la turbina de vapor. Por ejemplo, fabricantes de turbinas de vapor han mejorado el diseño de los álabes de los equipos y los sellos de vapor que pueden incrementar la eficiencia y la potencia entregada. El logro va desde 0.84 hasta 2.6%³².

³² EPA. (2010) Available And Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions From Coal-Fired Electric Generating Units

1.3 Energía solar

Nuestro planeta recibe del sol una cantidad de energía anual de aproximadamente 1,6 millones de kWh, de los cuales sólo un 40% es aprovechable, una cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial; es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable.

El aprovechamiento energético está condicionado por la intensidad de radiación solar recibida por la tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida y las condiciones climatológicas del lugar.

Se define como energía solar a aquella que mediante conversión a calor o electricidad se aprovecha de la radiación proveniente del sol; otra forma de aprovechamiento asociado considera la posibilidad de hacer uso de la iluminación natural y las condiciones climatológicas de cada emplazamiento en la construcción de edificios mediante lo que se denomina arquitectura bioclimática.³³

El Sol es el origen de las fuentes renovables de energía que conocemos en la Tierra, evidentemente incluye la energía solar. Esta estrella del tipo espectral G2 es un enorme reactor de fusión nuclear que transforma parte de su masa en energía de acuerdo a la ecuación dada por Einstein, $E = mc^2$, donde E representa la energía liberada cuando desaparece la cantidad de masa m , y c es la velocidad de la luz. El Sol emite al espacio energía en forma de radiación electromagnética, la cual puede desplazarse a través del vacío³⁴.

Los cerca de 1.73×10^{14} kW de energía solar que inciden sobre la Tierra, se reparten en la siguiente forma³⁵:

- Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior: 30%, 0.52×10^{14} kW
- Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera: 47%, 0.80×10^{14} kW
- Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos: 23% , 0.40×10^{14} kW

³³ Secretaría de Energía de Argentina. (2008). *Energías Renovables 2008 - Energía Solar*

³⁴ Aviña Jiménez, Héctor. Repotenciación de la capacidad de la Planta de Cerro Prieto de la CFE, incorporando el uso de energía solar. 2011

³⁵ Fernández Díez, Pedro. Procesos Termosolares en Baja, Media Y Alta Temperatura. Universidad de Cantabria. España

- Energía solar que se utiliza en generar perturbaciones atmosféricas, como el viento: $0,0037 \cdot 10^{14}$ kW
- Energía solar utilizada en la fotosíntesis: 0.0004×10^{14} kW

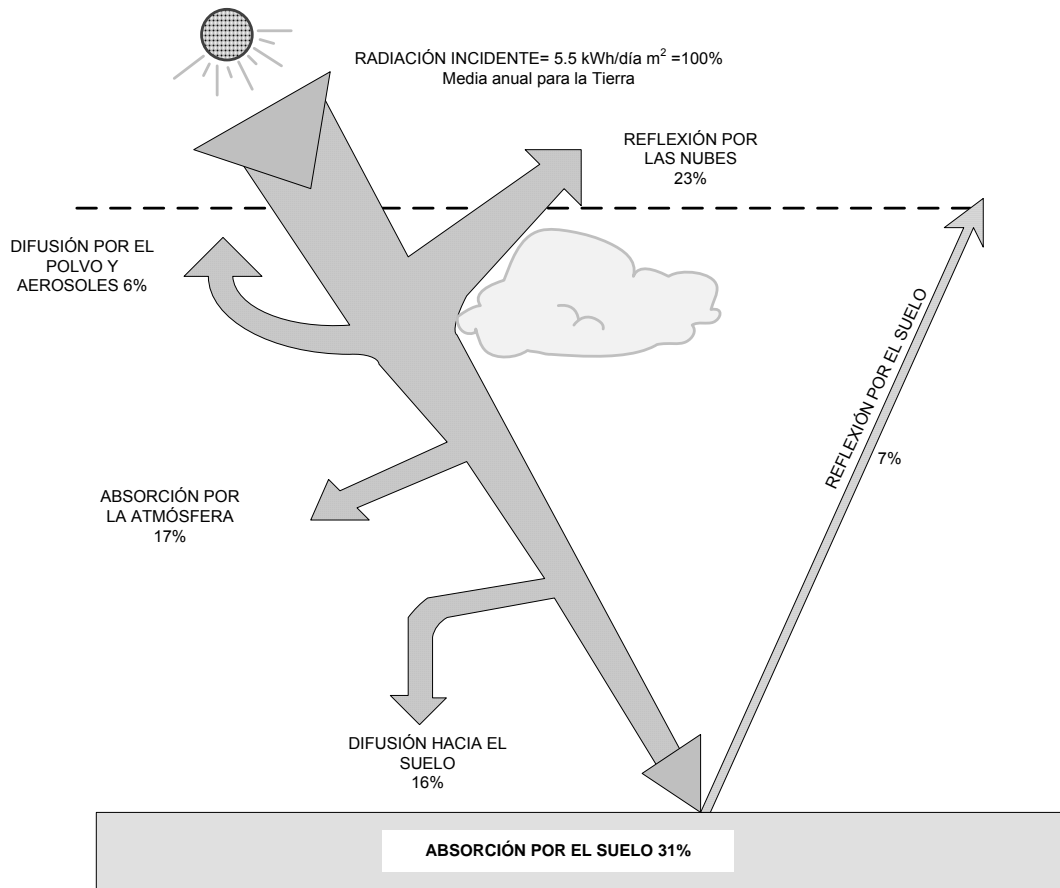


Figura 15 Balance de radiación solar en la Tierra.³⁶

Por lo anterior, se deduce que el 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, de forma que el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire.

El resto de la energía solar, el 53%, no alcanza la superficie de la Tierra.

³⁶ Elaboración propia

Las tres vías por las cuales la Tierra recibe efectivamente energía en forma de radiación son:

Radiación directa: Es la radiación que incide sobre los objetos iluminados por el Sol sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección (es la de mayor importancia en un día soleado)

Radiación difusa: Es una radiación que incide directamente como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el aire (radiación típica en los días nublados)

Radiación reflejada o albedo: Es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno (es de gran importancia en las zonas cerca del mar y de las zonas con nieve).

Se estima que la emisión solar total de energía al espacio es de 3.84×10^{26} W, asumiendo una temperatura de 5,760 kelvin. No obstante, sólo una diminuta fracción de ella es interceptada por la Tierra, debido a que la energía recibida es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol, 150 millones de kilómetros. La potencia recibida en la parte superior de la atmósfera sobre la superficie perpendicular al rayo de Sol, en el caso de la distancia promedio, se denomina constante solar, cuyo valor aproximado es de $1,376 \text{ kW/m}^2$. Esta cantidad se reduce hasta aproximadamente 900 W/m^2 cuando atraviesa la atmósfera y llega al suelo.

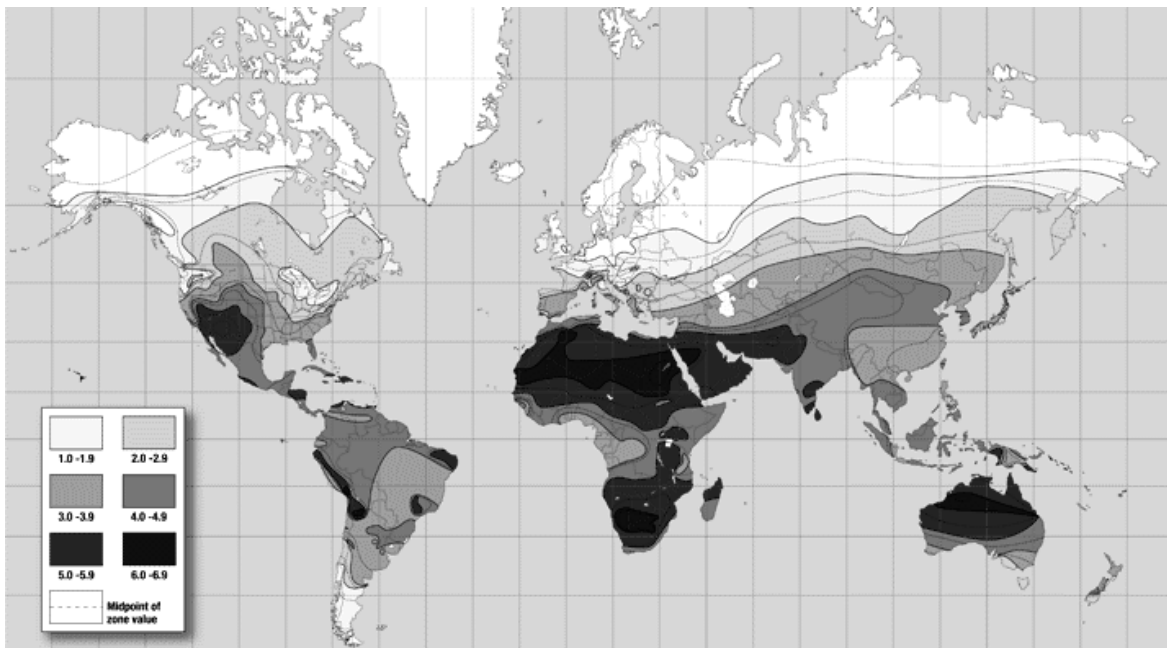


Figura 16 Mapa mundial de radiación solar kWh/m² día.³⁷

³⁷ Tomado del sitio web solarjourneyusa.com, consultado en mayo de 2012

La distribución de la energía solar que llega a la Tierra no es uniforme. En la caracterización de la radiación solar incidente sobre la Tierra, intervienen varios factores:

Condiciones climatológicas, incluyendo el grado de nubosidad, turbidez de la atmósfera, viento predominante; época del año, latitud del lugar y la orientación de la superficie receptora.

Para muchas aplicaciones prácticas, no basta con calcular la radiación teórica que incide sobre un lugar o sobre un equipo solar determinado. Es necesario hacer las mediciones para tener los valores efectivos de energía disponible o incidente sobre un colector.

Para medir la radiación solar que llega en cada momento a un lugar determinado se utilizan varios instrumentos especializados. Entre ellos se encuentran los piranómetros, que miden la radiación global (directa más difusa, W/m^2), y los piroheliómetros que miden la radiación directa. A diferencia del piranómetro, que suele instalarse fijo, el piroheliómetro debe constar con un sistema de movimiento de relojería para seguir el sol con gran precisión. Sin embargo, no toda la radiación puede transformarse en los dispositivos tecnológicos existentes para su utilización en forma de potencia calorífica o eléctrica. En la realidad, la potencia recuperable es menor que la medida, como consecuencia de los equipos de transformación de la energía.

Existen dos alternativas tecnológicas posibles para realizar estas transformaciones: la tecnología de conversión fototérmica y la conversión fotovoltaica.

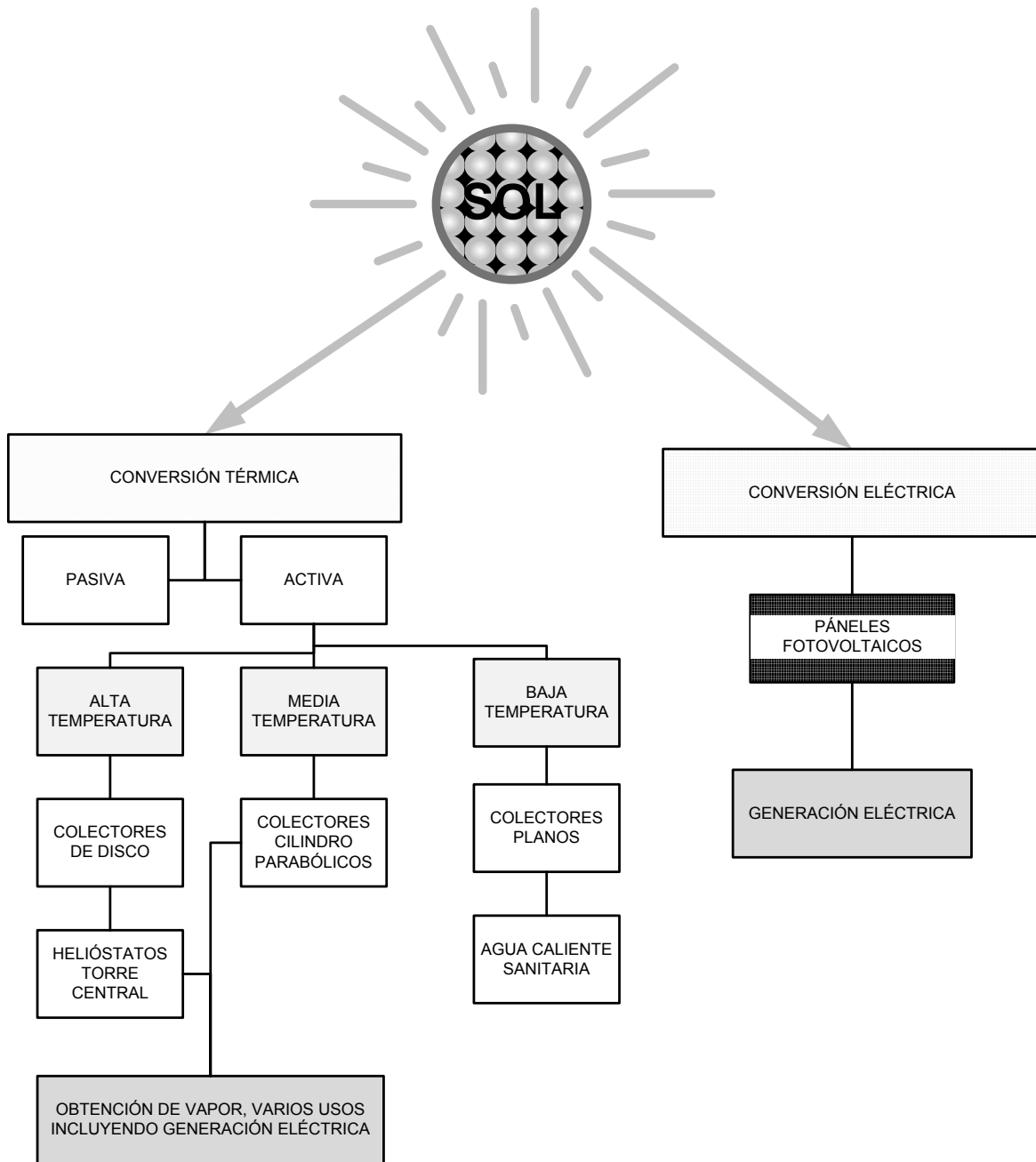


Figura 17 Tecnologías de aprovechamiento solar. ³⁸

³⁸ Elaboración propia

1.3.1 Tecnología solar térmica

La **tecnología de conversión fototérmica** convierte la energía radiativa del Sol en calor. Mediante este principio es posible también obtener energía eléctrica de manera indirecta a través de una máquina termodinámica.

La tecnología térmica captada puede utilizarse de forma pasiva o activa. La energía solar pasiva se aprovecha mediante el acondicionamiento de los edificios siguiendo las pautas de la llamada arquitectura bioclimática. Es decir, los edificios (materiales, orientación del edificio y ventanales, colores, tipos de cubiertas, etc.) se diseñan de manera que aprovechan de la mejor manera las condiciones ambientales del entorno (entre ellas la energía solar disponible), para disminuir el consumo de energía convencional sin renunciar a los niveles de confort demandados.

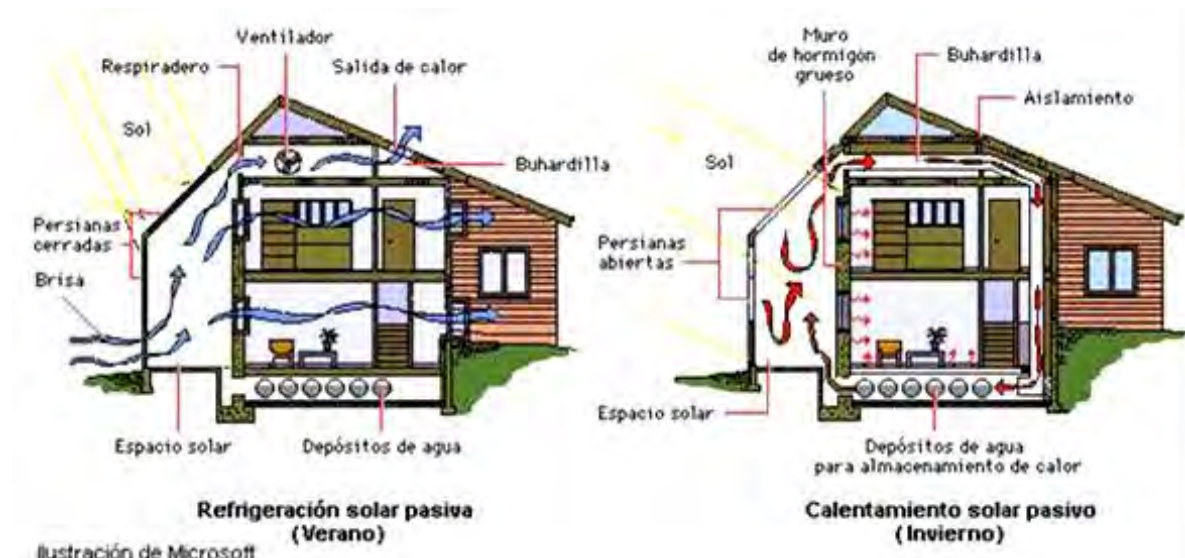


Figura 18 Aprovechamiento pasivo de la energía solar.³⁹

La tecnología activa aprovecha la energía proveniente del Sol para calentar fluidos y utilizarlos en algún proceso. Se puede clasificar en función del rango de temperaturas que se manejan en:

- Baja temperatura, hasta 100°C
- Media temperatura, desde 100 hasta 300 °C
- Alta temperatura, mayores a 300°C⁴⁰

³⁹ Tomado de <http://sol-uciones.webs.com/energiasolarpasiva.htm>, consultado el 29 de mayo de 2012

- Tecnologías de aprovechamiento solar de baja temperatura

La tecnología de baja temperatura suele destinarse al calentamiento de agua por debajo del punto de ebullición. Una de las principales aplicaciones es la producción de agua caliente sanitaria para el sector doméstico y de servicios. El agua caliente sanitaria se usa a una temperatura de 45 °C, temperatura a la que se puede llegar fácilmente con captadores solares planos que pueden alcanzar como temperatura media 80 °C. Los subsistemas dependen del tipo de instalación; sin embargo, encontramos subsistema de captación, de acumulación, intercambiador un subsistema auxiliar.

También puede utilizarse en sistemas de calefacción de baja temperatura; la energía solar térmica puede ser un complemento al sistema de calefacción, sobre todo para sistemas que utilicen agua de aporte a menos de 60 °C. Para calefacción con aporte solar, el sistema que mejor funciona es el de suelo radiante (circuito de tuberías por el suelo), ya que la temperatura del fluido que circula a través de este circuito es de unos 45 °C, fácilmente alcanzable mediante captadores solares. Otro sistema utilizado es el de fan coil o aerotermos.

Otros fines de estas aplicaciones son calentamiento de agua para piscinas o sistemas de aire acondicionando con absorción.

- Tecnología solar de media temperatura

Este tipo de tecnología suele tener dos principales campos de aplicación:

- La producción de calor en procesos industriales, como lo sería vapor a temperaturas a 150°C.
 - La generación de electricidad mediante la interconexión de un fluido caliente, utilizado por los colectores, a un sistema convencional de producción de electricidad a partir de algún ciclo termodinámico.
- Tecnología solar de alta temperatura

Este tipo de tecnologías suelen destinarse fundamentalmente a la generación eléctrica, en su mayoría concentran varios rayos solares en un solo punto o foco, a través de la orientación precisa de espejos o helióstatos.

⁴⁰ Secretaría de Energía de Argentina. (2008). Energías Renovables. Energía Solar

1.3.2 Tecnología solar fotovoltaica

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el llamado efecto fotovoltaico. Esta transformación se lleva a cabo mediante células solares que están fabricadas con materiales semiconductores (por ejemplo, silicio) que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.

1.4 Generación eléctrica en plantas solares

Como se observa en el diagrama de la Figura 17, es posible generar electricidad a partir de la energía solar mediante el uso de sistemas fotovoltaicos o fototérmicos de media y alta temperatura.

1.4.1 Plantas fotovoltaicas

La **tecnología fotovoltaica**, convierte directamente la radiación solar en electricidad. Se basa en el principio del efecto fotoeléctrico; en el proceso se emplean los dispositivos denominados celdas fotoeléctricas, los cuales son semiconductores sensibles a la luz solar de manera que, cuando se expone a esta, se produce en la celda una circulación de corriente eléctrica entre sus dos caras.

Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considera (conectada a la red o sistema aislado) y de las características de la instalación.

Una instalación aislada está conformada por equipos destinados a producir, regular, acumular y transformar la energía eléctrica, básicamente son: las propias celdas fotovoltaicas, placas fotovoltaicas, regulador de carga, banco de baterías y un ondulator o inversor (Figura 19).

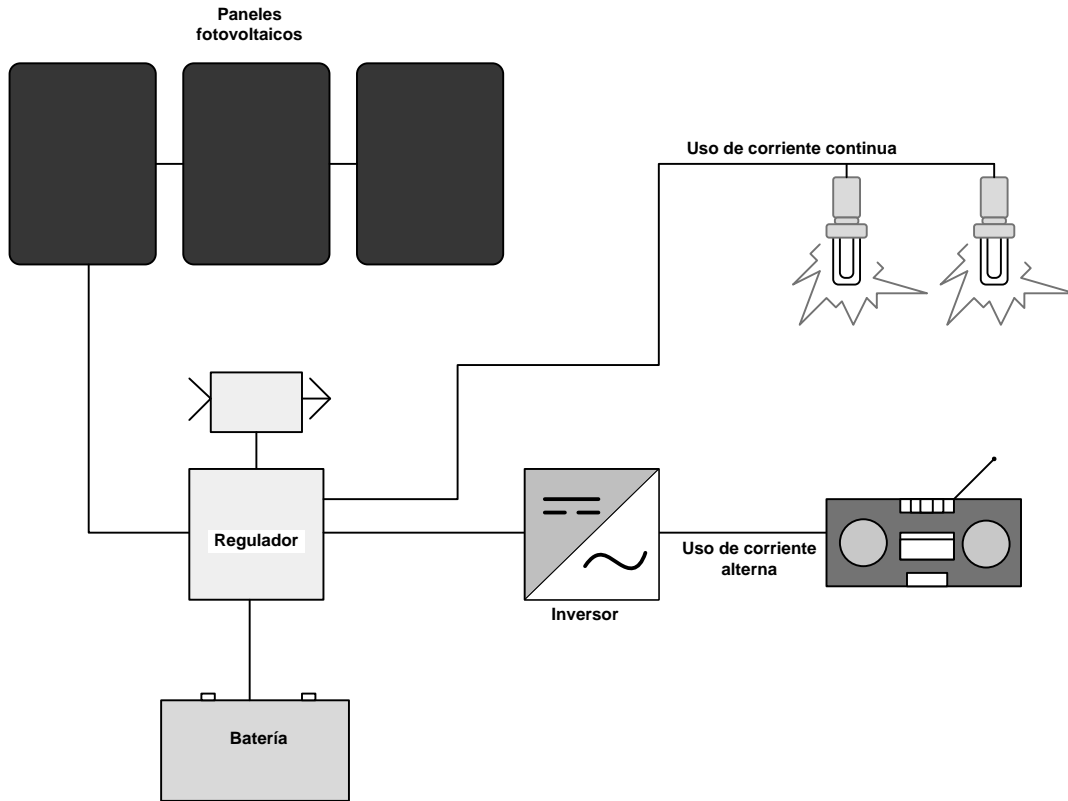


Figura 19 Subsistemas de una instalación fotovoltaica.⁴¹

Las celdas fotovoltaicas son equipos dónde se produce la conversión fotovoltaica, las más empleadas son las realizadas con silicio cristalino. La incidencia de la radiación luminosa sobre la celda crea una diferencia de potencial y una corriente aprovechable.

Fabricadas a partir del silicio, las celdas fotovoltaicas cobraron auge a partir de los años 50, cuando comenzaron a ser utilizadas para el abastecimiento energético de los satélites.

Las placas fotovoltaicas son un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas entre sí, que generan electricidad en corriente continua. Para su mejor aprovechamiento

⁴¹ Elaboración propia

se busca orientarlas (teniendo en cuenta la ubicación y latitud) con el fin de obtener un mayor rendimiento.

El regulador de carga tiene por función proteger a la batería contra las sobrecargas y contra las descargas. Además se emplea para proteger a las cargas en condiciones extremas de operación, y para proporcionar información al usuario.

Las baterías son el almacén de la energía eléctrica generada. En este tipo de aplicaciones normalmente se utilizan baterías estacionarias, las que tienen como característica de operación más importante al ciclado; durante un ciclo diario, la batería se carga durante el día y se descarga durante la noche; sobrepuesto al ciclado diario hay un ciclo estacional, que está asociado a períodos de reducida disponibilidad de radiación.

El inversor transforma la corriente continua (de 12, 24 o 48 V) generada por las placas fotovoltaicas y acumulada en las baterías a corriente alterna (a 230 V y 50 o 60 Hz).⁴²

En la actualidad existen grandes campos solares fotovoltaicos de capacidades de hasta 200MW, siendo los mayores desarrolladores Estados Unidos y los países europeos. En 2011 se tenía una capacidad instalada de 67.4 GW de energía solar fotovoltaica.



Figura 20 Parque Solar Okhotnykovo en Ucrania, de 80 MW fotovoltaicos⁴³

⁴² Secretaría de Energía de Argentina, Energías Renovables 2008 - Energía Solar

⁴³ Tomado del sitio Wikipedia.org, consultado en julio de 2012.

1.4.2 Plantas fototérmicas

Las plantas fototérmicas convierten la energía térmica solar en energía eléctrica a partir de la concentración de los rayos solares en diversos equipos, sean lineales o puntuales.

Los sistemas que logran la conversión a energía eléctrica son los de alta y media temperatura.

1.4.2.1 Plantas fototérmicas de media temperatura

Es la generación de electricidad mediante la conexión de un fluido caliente, utilizado por los colectores, a un sistema convencional de producción de electricidad a partir de un ciclo térmico.

Entre los subsistemas empleados en esta tecnología pueden mencionarse los siguientes:

- Subsistema de captación
- Subsistema intercambiador de tanques de aceite
- Subsistema de evaporación de gases
- Subsistema de aplicación

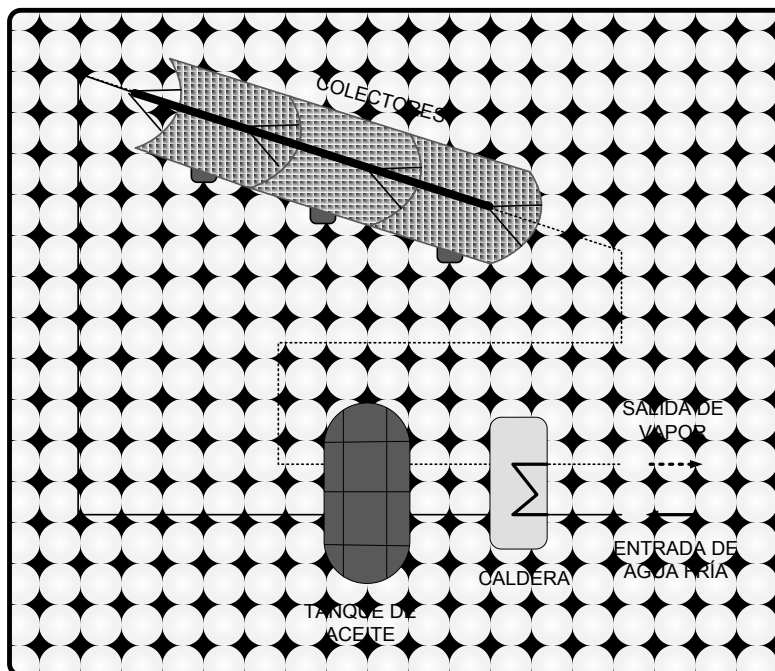


Figura 21 Sistema solar de media temperatura. ⁴⁴

⁴⁴ Elaboración propia

El subsistema de captación de esta tecnología está constituido generalmente por los denominados colectores de concentración. Estos colectores concentran la radiación solar que recibe la superficie captadora en un elemento receptor de superficie muy reducida, siendo capaces de proporcionar temperaturas de hasta 400°C, considerando altos rendimientos. Con estos colectores se logra que la radiación solar caliente a media temperatura un fluido primario de trabajo, llamado calorportador.

Aunque el colector de concentración cilindro-parabólico es el más extendido en las aplicaciones comerciales, hay que decir que existe diversidad de tipos de concentradores. Todos los modelos disponen de un sistema de seguimiento con el propósito de orientarlos en la mejor posición para captar eficazmente la radiación solar durante el transcurso del día.

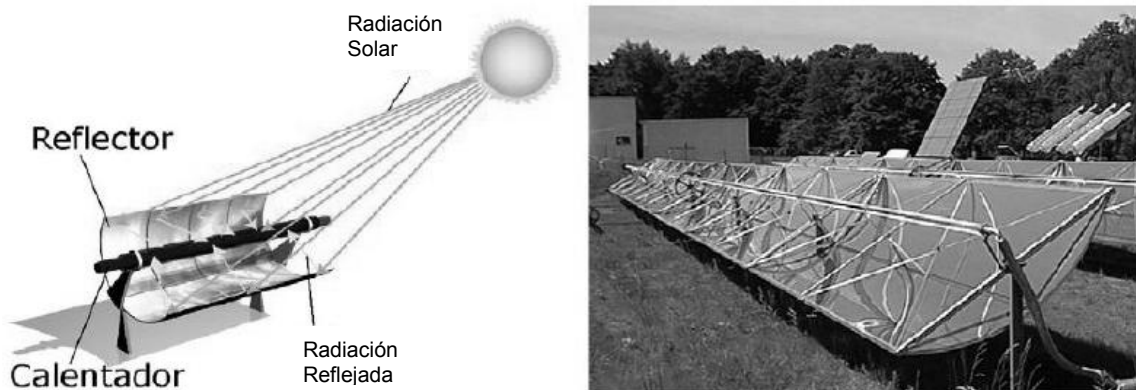


Figura 22 Captador solar térmico de media temperatura. ⁴⁵

1.4.2.2 Plantas térmicas solares de alta temperatura

Los sistemas más comunes empleados en este tipo de instalaciones se pueden mencionar los siguientes:

- Subsistema de captación
- Subsistema intercambiador de tanques de aceite
- Subsistema de evaporación de gases

⁴⁵ Aviña Jiménez, Héctor. (2011). *Repotenciación de la capacidad de la Planta de Cerro Prieto de la CFE, incorporando el uso de energía solar*. UNAM

- Subsistema de transformación de la energía cinética de los gases en energía mecánica de rotación (turbina)
- Subsistema de generación eléctrica accionado regularmente por la turbina

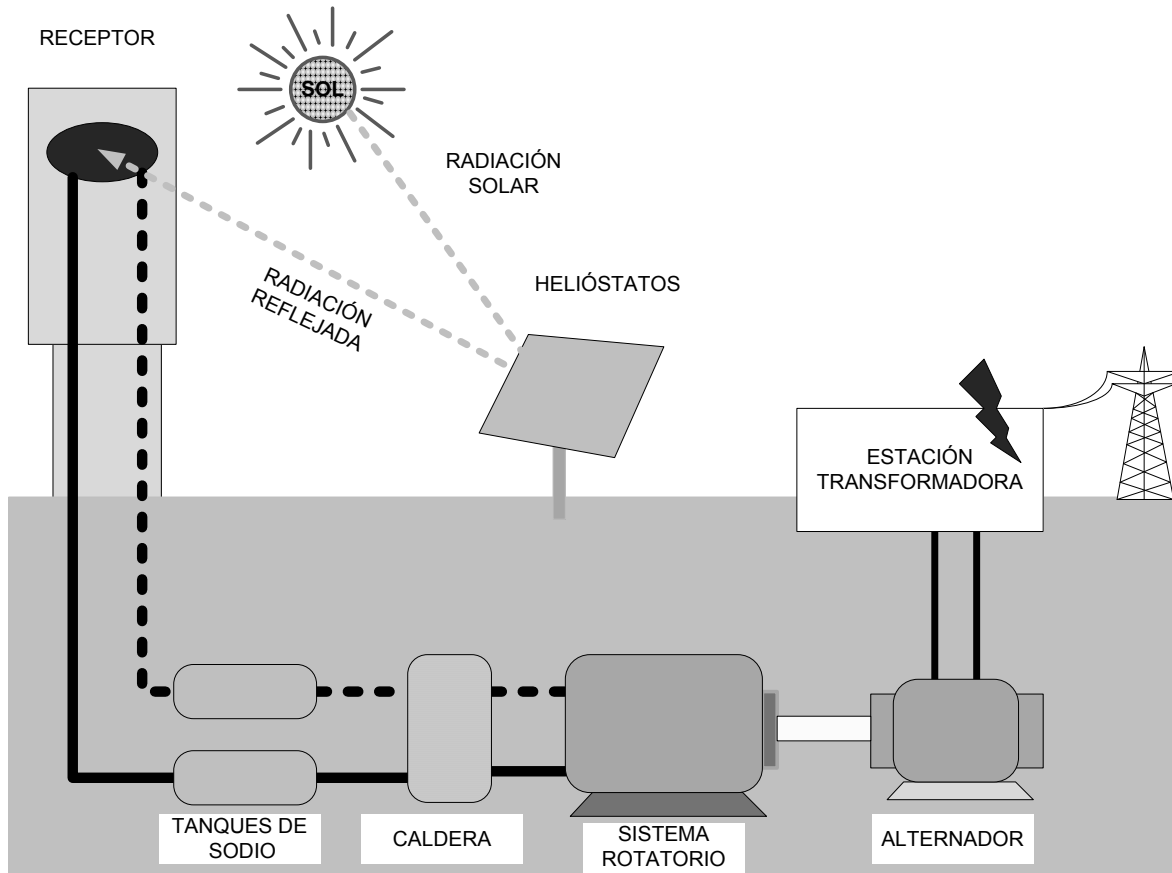


Figura 23 Subsistemas de una planta solar de alta temperatura. ⁴⁶

El subsistema de captación de esta tecnología debe conseguir factores de concentración de la radiación muy superiores a los logrados con los colectores típicamente empleados en la tecnología solar térmica de media temperatura, así como la reducción de las pérdidas por la radiación y convección al exterior. Estos objetivos se intentan lograr utilizando concentradores de foco puntual.

Existen varios dispositivos de concentración puntual; sin embargo, son dos los que han tenido mayor aceptación aún cuando se encuentran todavía en fase experimental:

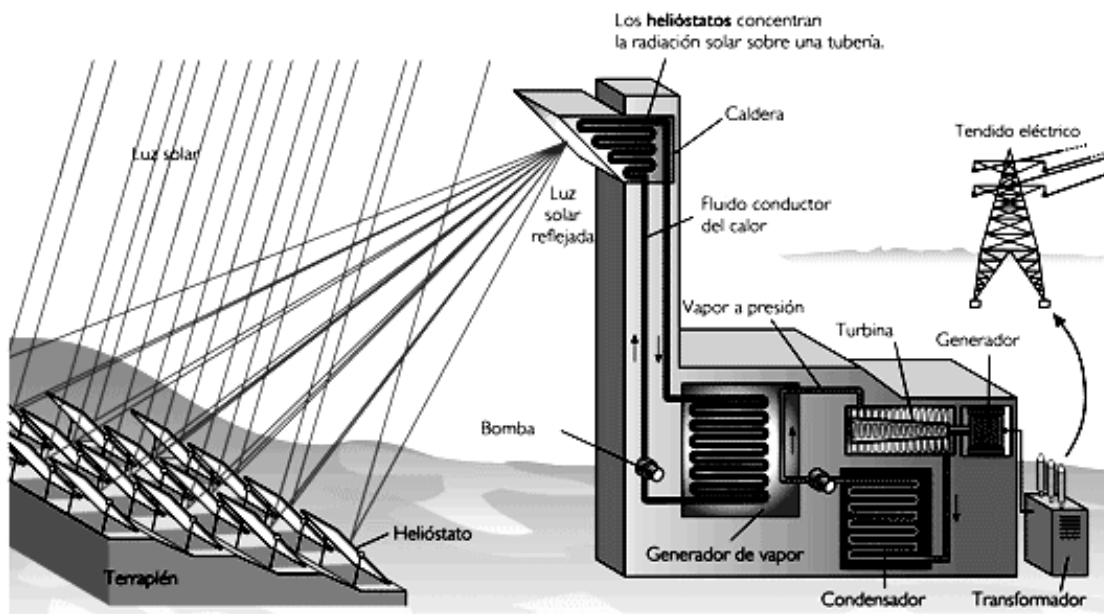
⁴⁶ Elaboración propia

Discos parabólicos, constituidos por espejos parabólicos de revolución en cuyo foco se ubica el receptor solar, regularmente encaminado al calentamiento de aire de un motor Stirling que produce electricidad mediante el ciclo del mismo nombre.



Figura 24 Concentrador solar de disco parabólico. Izq. Componentes. Der. Prototipo.⁴⁷

Plantas de torre central, consisten en una serie de espejos o helióstatos orientados a un punto fijo, que reflejan la radiación sobre una caldera situada en una torre ubicada al centro del arreglo de helióstatos. En la caldera se genera vapor que posteriormente mueve la turbina de vapor para generar electricidad⁴⁸.



⁴⁷ Tomado de <http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=189> y <http://www.ison21.es/wp-content/uploads/2010/11/eurodish-stirling-engine-photo23446.jpg>, consultados en julio de 2012

⁴⁸ Aviña Jiménez, Héctor. Repotenciación de la capacidad de la Planta de Cerro Prieto de la CFE, incorporando el uso de energía solar. 2011

Figura 25 Esquema ilustrativo de una central eléctrica solar de torre central.⁴⁹



.Figura 26 Planta de torre central PS10 de Abengoa en Sanlúcar Sevilla, con capacidad de 11MW.
⁵⁰

⁴⁹ Tomado de [.http://www.kalipedia.com](http://www.kalipedia.com), consultado en julio de 2012

⁵⁰ Tomada de Terra.org, consultada en julio de 2012

1.5 Ciclos híbridos

Con la finalidad de reducir el impacto de emisiones de CO₂ dentro de las centrales de generación eléctrica, en los últimos años se ha incluido la aportación de energía solar principalmente mediante concentradores parabólicos en sistemas de generación con combustibles fósiles.

1.5.1 ciclos combinados con apoyo solar para generar vapor sobrecalentado

El uso del aporte solar se ha dado principalmente en ciclos combinados con gas natural, en donde la energía recabada con los concentradores se utiliza típicamente en el sobrecalentamiento del vapor, aunque también es posible usarlo en el sistema de regeneración para calentar el agua de alimentación. La configuración más empleada incluye el uso de concentradores parabólicos en cuyo interior circula aceite térmico; este aceite se hace pasar por un intercambiador de calor con domo incluido en el que se introduce una porción del agua de alimentación para ser evaporada y posteriormente sobrecalentada con la energía ganada en los concentradores.

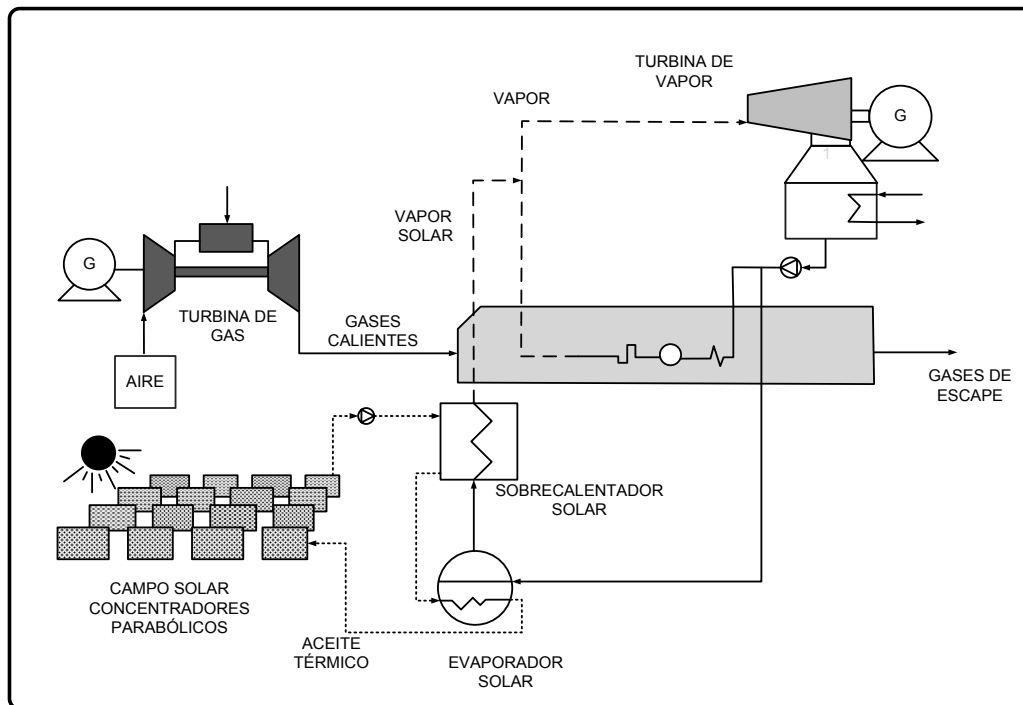


Figura 27 Ciclo combinado con vapor sobrecalentado solar.⁵¹

⁵¹ Elaboración propia

De manera similar, en centrales carboeléctricas puede usarse el apoyo de la energía solar para generar vapor sobrecalentado o para acondicionar el agua de alimentación, tal como se ha hecho en algunos prototipos.

Otras aplicaciones en los ciclos de potencia es en el sistema de agua de enfriamiento, donde mediante chillers de absorción alimentados por fluidos térmico calentado en los concentradores solares, se produce el agua a bajas temperaturas para posteriormente ayudar al enfriamiento del agua que ingresa al condensador.

Adicionalmente en los ciclos combinados, puede calentarse el aire que ingresa a la turbina de gas, ahorrando el consumo de combustible que se usará en la cámara de combustión.

1.5.2 Carboeléctricas con apoyo solar al tren de regeneración

Existen en el mundo actualmente algunos proyectos que combinan el uso de centrales de carbón pulverizado incorporando apoyo solar para precalentar el agua de alimentación. Los paneles solares son concentradores parabólicos, que sustituyen los precalentadores típicos operados a partir de extracciones de vapor de la turbina en sus diferentes secciones. Esta acción coadyuva al ahorro de combustible, carbón, representando entre el 2 y 3% del total del combustible empleado sin la adición solar.

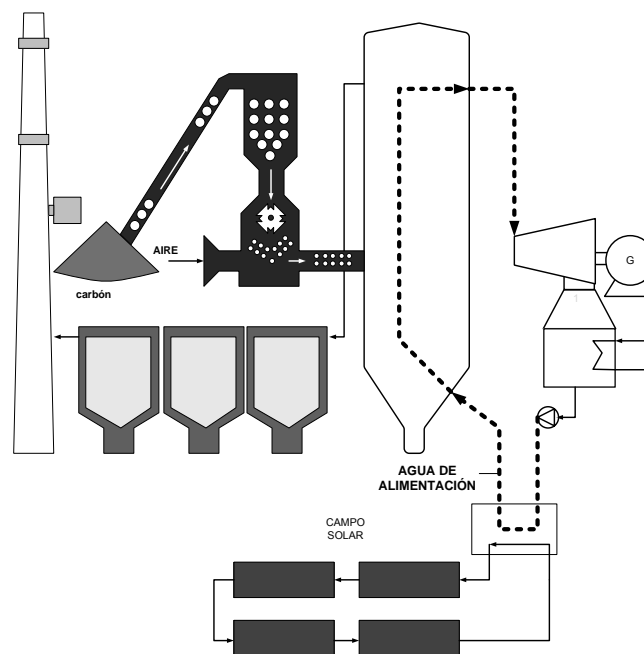


Figura 28 Ciclo híbrido de una carboeléctrica con apoyo solar en el tren de regeneración. ⁵²

⁵² Elaboración propia

1.6 Conclusión del Capítulo 1

Se ha visto que la termodinámica es el fundamento de los procesos de generación eléctrica en las grandes centrales actuales a base de combustibles fósiles, con los ciclos Rankine y Brayton, sea de manera individual o combinándolos; estas instalaciones se conocen como centrales termoeléctricas.

Las termoeléctricas convencionales con el tiempo han ido desapareciendo debido principalmente a la baja eficiencia que representan. Los ciclos combinados en cambio, han ido en aumento y se espera aún mayor creación en los próximos años; representan altas eficiencias de aprovechamiento y costos de inversión y operación bajos.

Las centrales carboeléctricas aunque en el mundo son abundantes, sobretodo en países con altas reservas, en México sólo existen tres. Son instalaciones robustas que requieren grandes cantidades de equipos y espacios para el manejo de carbón y residuos. Existen varias tecnologías que con el tiempo han incrementado la eficiencia, elevando los parámetros de presión del vapor. El principal problema de estas plantas es el alto índice de emisiones, que repercute en una imagen social negativa.

La energía solar puede aprovecharse de dos maneras principales, con instalaciones fotovoltaicas que producen electricidad por efecto fotoeléctrico; y, con instalaciones fototérmicas, que aprovechan la radiación solar en forma de calor y se pueden aplicar a generación eléctrica o usos directos en forma de calor.

Una alternativa para reducir el índice de emisiones de plantas termoeléctricas, sea cual sea la tecnología, es el apoyo de energía solar. Esta mezcla de fuentes de energía de diferentes naturalezas se denomina como ciclos híbridos. Para el caso de las carboeléctricas se suele usar en el calentamiento de agua de alimentación.

CAPÍTULO 2.- LA CENTRAL CARBOELÉCTRICA RÍO ESCONDIDO

2.1 introducción

El presente capítulo busca describir la planta generadora de electricidad que será motivo de estudio, para conocer sus características principales, condiciones de sitio, datos de diseño de los equipos principales y parámetros más relevantes de su actual operación.

Con la información mencionada, se realizará una reproducción del balance de masa y energía de la planta, para obtener los parámetros de desempeño a condiciones medias, considerando a las mismas como punto de comparación para las opciones que más adelante se pondrán.

2.2 Descripción de la central

La Central Termoeléctrica Río Escondido (José López Portillo), está localizada a 27 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Piedras Negras, Coahuila, inmediata a la Carretera Federal 57 México-Piedras Negras; sus coordenadas geográficas son: Latitud: 28°28', Longitud: 100°41'. El sitio es atravesado por la línea troncal del ferrocarril Monterrey-Monclova-Piedras Negras y el aeropuerto local más cercano se encuentra a 26 km. de la central.

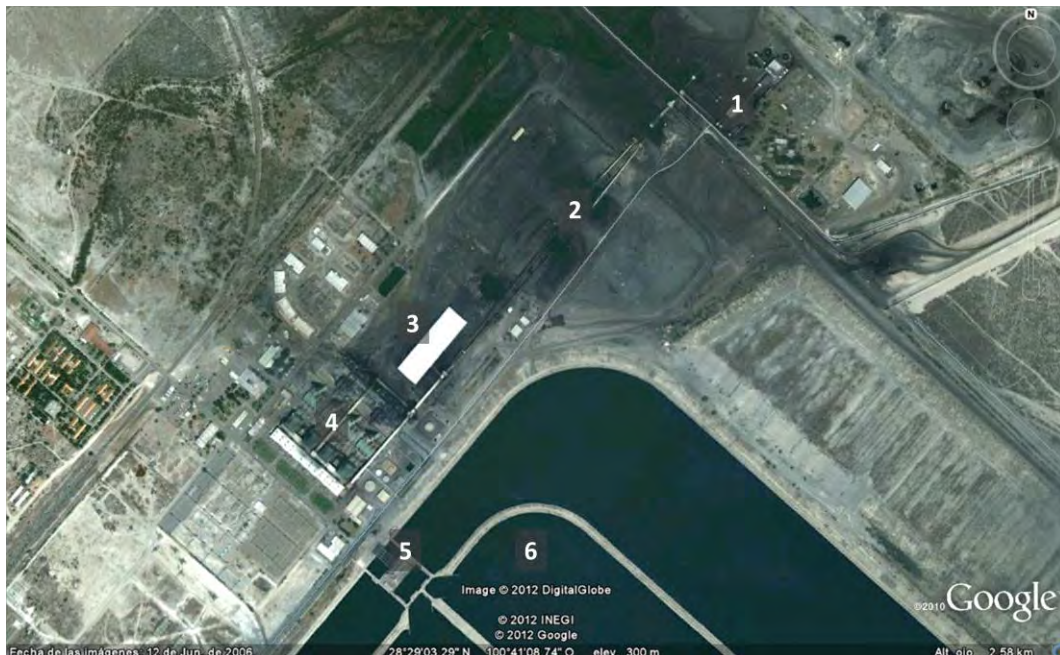


Figura 29 Vista satelital de la central Río escondido. 1) Recepción de carbón 2) Bandas transportadoras de carbón 3) Almacén de carbón 4) Unidades generadoras 5) Toma-descarga de agua de enfriamiento 6) Estanque de enfriamiento.⁵³

⁵³ Google Earth (2012)

La altura sobre el nivel del mar es de 305 msnm; la temperatura registrada varía entre 44°C y menos 13°C, y la precipitación pluvial media anual es de 520 mm. Fue inaugurada oficialmente el día 01 de Diciembre de 1981.

La Central Termoeléctrica Rio Escondido se encuentra interconectada a la RTNE (Región de Transmisión Noreste) y esta a su vez, se enlaza con el SIN (Sistema Interconectado Nacional). El proyecto se desarrolla para satisfacer la creciente demanda de la zona, que es una de la mayor dinámica del País. De la Central salen las siguientes líneas de transmisión: Dos líneas de 230 kV (en doble circuito cada una), las cuales van hacia Nuevo Laredo (Subestación Arroyo del Coyote) y otra hacia Piedras Negras (Subestación Nava) y dos líneas de 400 kV que se dirigen a Monclova (Subestación Frontera del Carbón).

Se cuenta con una capacidad total instalada de 1,200 MW en cuatro unidades de 300 MW cada una, y una generación anual posible de 9,000 GWh. Como combustible se utiliza carbón sub-bituminoso de flama larga, no coquizable. La Central consume 15,600 toneladas diarias que son extraídas por las Empresas MICARE, de tajos y minas subterráneas en el yacimiento de Fuente-Rio Escondido, Coahuila, próximo a la Central.

El carbón es de alto contenido de ceniza y de bajo contenido de azufre. La ceniza volante es colectada de los gases de combustión por medio de precipitadores electrostáticos para evitar la contaminación atmosférica.

2.2.1 Generalidades de la central

Esta central fue la primera instalación de gran capacidad que utiliza como combustible carbón mineral no coquizable, hasta entonces dominaba la construcción de termoeléctricas de combustóleo; sustituye el consumo de 12.4 millones de barriles del petrolífero.

2.2.2 Estanque de enfriamiento

El medio de enfriamiento para los condensadores y equipo auxiliar, proviene de un estanque de 300 Ha. Con una capacidad de 18 millones de m³, el cual permite un ligero ahorro en el consumo de agua a diferencia de las torres de enfriamiento. La reposición de las pérdidas se hace por medio de un acueducto de 30 km. de longitud, que conduce un gasto máximo de 2.5 m³/s desde el Rio bravo.

2.2.3 Sistema para almacenamiento y manejo de carbón

La operación de la Central requiere el almacenamiento y manejo de 5.10 millones de toneladas de carbón al año, por lo que se requiere para este propósito, un área considerable y un equipo electromecánico complejo.

2.2.4 Generadores De Vapor

Las condiciones especiales de la combustión del carbón y la capacidad de las unidades, ocasionan que las calderas sean de gran tamaño, con un peso de 10,000 toneladas cada una, de las mayores calderas instaladas hasta ahora por la CFE.

2.2.5 Precipitadores electrostaticos

Están instalados en la salida de los gases de combustión de las calderas con objeto de evitar la contaminación atmosférica. Estos importantes equipos se utilizan por primera vez en una Central Termoeléctrica en México. Se promueve el uso industrial de la ceniza.

2.2.6 Chimenea

Cada unidad cuenta con una chimenea de 120 m. de altura de concreto reforzado; el revestimiento interno se construyó con tabique refractario. Las chimeneas identifican a la central termoeléctrica desde una distancia apreciable.



Figura 30 Vista de la central Río Escondido. Se observan las bandas transportadoras, chimeneas y calderas.⁵⁴

⁵⁴ Elaboración propia

2.3 Datos técnicos de los equipos⁵⁵

A continuación se enlistan los datos de diseño de los equipos principales y auxiliares que se consideran de mayor relevancia para este trabajo.

2.3.1 Características de los equipos principales

2.3.1.1 Generadores de vapor

Se cuenta con un generador de vapor para cada una de las unidades, están diseñados de la misma manera. Es el equipo que se encarga de producir el vapor a las condiciones que se requieren en las turbinas.

Fabricante	Babcock Hitachi k.k.
Diseño	Radiante, circulación natural, hogar balanceado
Flujo de vapor	980,000 kg/h.
Presión de vapor	196.0 kg/cm ² en domo
	176.5 kg/cm ² en salida del sobrecalentador
	39.5 kg/cm ² en salida del recalentador.
Temperatura de vapor	540.55°C en salida del sobrecalentador
	540.55°C en salida del recalentador
Temperatura agua de alimentación	250.7 °C en entrada al economizador
Temperatura de aire	26.7 °C ambiente
	31.0 °C entrada al precalentador regenerativo
	290 °C Salida del precalentador regenerativo.
Temperatura de gases	1039°C en salida del hogar
	324 °C Entrada al precalentador regenerativo
	122 °C salida del precalentador regenerativo.
Sistema de combustión	Para carbón mineral no coquizable con quemadores frontales y posteriores.
Sistema de tiro	Hogar balanceado con ventiladores de tiro forzado e inducido.
Control de temperatura de vapor	Compuertas móviles del economizador y atemperación.

Tabla 7 datos de diseño del generador de vapor⁵⁶

⁵⁵ Prontuario de la central Río Escondido, CFE

⁵⁶ Ibídem

2.3.1.2 Combustible

Como ya se mencionó, el carbón proveniente de las minas cercanas a la central, principalmente de la mina a cielo abierto contigua de la empresa MICARE (Minera Carbonífera Río Escondido S. A. de C.V.), es el combustible que alimenta las calderas. Las características de diseño del mineral se muestran a continuación:

Poder calorífico bruto al encenderse	4367 kcal/kg
Poder calorífico neto al encenderse	4159 kcal/kg
Humedad	6.0% en peso
Carbón Fijo	31.2% en peso
Material Volátil	25.8% en peso
Cenizas	37.0% en peso
Total	100

Tabla 8 Composición de diseño del carbón.⁵⁷

⁵⁷ Prontuario de la central Río Escondido, CFE

2.3.1.3 Turbinas de vapor

Las unidades rotatorias 1,2, 3,4, son los equipos que se encargan de convertir la energía térmica contenida en el vapor a energía mecánica y mover el generador que producirá la electricidad.

Número de serie.	N-1081; n-1082; n-1083; n-1084
Fabricante	Mitsubishi Heavy Ind.
Tipo	Recalentamiento simple, con condensación, de dos cilindros doble flujo de escape.
Capacidad nominal	300,00 kW
Velocidad	3,600 rpm
Vapor de entrada	169 kg/cm ₂ de presión, 537.8 °C de temperatura
Presión de escape (entrada al condensador)	69.85 mm de mercurio absolutos.
N° de extracciones para calentamiento del agua de alimentación	7
N° de pasos	Turbina de alta presión: 1 paso curtis y 10 pasos de reacción.
	Turbina de presión intermedia: 4 pasos de reacción en el extremo gobernador y 4 pasos de reacción en el extremo generador.
	Turbina de baja presión: 6 pasos de reacción en cada extremo.

Tabla 9 Datos de diseño de las turbinas.⁵⁸

⁵⁸ Prontuario de la central Río Escondido, CFE

2.3.1.4 Bomba de agua de alimentación

Es el equipo encargado de suministrar el agua necesaria al generador de vapor para su operación, a la presión de trabajo de las turbinas.

BOMBA		
Fabricante	Byron Jackson Co. S.A.	
Núm. De pasos	6	
Capacidad	498,250 kg/cm ²	
Presión de la succión	9 kg/cm ²	
Presión de la descarga	205.5 kg/cm ²	
Recirculación mínima	750 gpm	
Motor	Original	Sustituto (2)
Fabricante	Mitsubishi Electric Co.	Abb
Voltaje	6900 volts	6900 volts
Potencia	600 hp	600 hp
Velocidad	1780 rpm	1780 rpm

Tabla 10 Datos de diseño de la bomba de agua de alimentación y el motor de la misma. ⁵⁹

⁵⁹ Prontuario de la central Río Escondido, CFE

2.3.1.5 Condensador principal

Este intercambiador de calor es de superficie y su objetivo es condensar el vapor de escape procedente de la turbina de baja presión para proporcionarlo en forma de líquido a la succión de las bombas de condensado.

Fabricante	SWECOMEX, S.A.
Tipo	DELTA "V" DIVIDIDO
Superficie	13,102 m ²
Diámetro de los tubos	25.4 mm
Presión de operación	69.85 mm de Hg
Dimensión de tubos	25.4 mmX18 BWG11.64 m
Material de tubos	SB-111-706 y SB-111-715
Vapor condensado	648,365 kg/h
Total de tubos	14,178
Total de tubos en zona de subenfriamiento	89
Factor de limpieza	0.85 %

Tabla 11 Datos de diseño del condensador⁶⁰

⁶⁰ Prontuario de la central Río Escondido, CFE

2.4 Descripción del proceso

El proceso inicia con el suministro de combustible, que se encuentra almacenado en las pilas tanto de recepción como las activas, es transportado a través de bandas mecánicas hacia la torre de trituración donde se quiebra el carbón en pequeñas rocas, posteriormente se traslada nuevamente por bandas transportadoras hacia los silos de carbón de donde se alimentan los pulverizadores, de bolas, que reducen las piedras de carbón hasta tener un polvo fino.

Los alimentadores de carbón introducen el mineral hacia el hogar del generador de vapor donde se lleva a cabo la combustión y los gases atraviesan las diferentes secciones del generador, cediendo energía para producir el vapor que demandan las turbinas.

El vapor sobrecalentado se envía a la turbina de alta presión; una parte del vapor de escape de esta sección se manda al precalentador de alta presión mientras que el resto reingresa a la caldera en la sección de recalentamiento, al salir con menor presión pero igual temperatura que el vapor de alta, se envía a la etapa de presión intermedia de la turbina de vapor. De esta etapa se realizan 2 extracciones para los precalentadores de agua de alimentación, una para un precalentador cerrado y la otra a la presión de crossover, que se manda al deaerador; el resto del vapor de escape se introduce a la sección de baja presión. Finalmente, en la etapa de baja presión el vapor se termina de expandir y ceder su energía térmica; aquí se realizan cuatro extracciones para el resto de precalentadores.

El vapor de escape del turbogenerador se envía al condensador donde cede su energía térmica para convertirse en líquido saturado. El condensador rechaza el calor excedente del vapor a través de agua fría que proviene del estanque de enfriamiento, donde el agua de rechazo realiza un recorrido por los canales internos, cediendo su energía al aire ambiente que a través de un proceso convectivo reduce la temperatura del agua. El vacío del condensador se produce mediante un eyector de vapor. El agua saturada es bombeada del pozo caliente mediante la bomba de condensado, para empezar su recorrido a través del tren de regeneración compuesto por los ya mencionados 4 calentadores de baja presión, dos de media y uno de alta presión; en estos equipos que funcionan con extracciones de vapor, el agua incrementa gradualmente su temperatura hasta más allá de 200°C, ahorrando el consumo de carbón en la caldera.

Existe un proceso muy importante en la caldera que es la remoción de cenizas de fondo y ceniza volante. La primera se refiere a aquellas sustancias inertes que ingresan junto con el carbón, que por el tamaño y densidad de las partículas se almacenan en la parte baja de la caldera formando una capa de materia inerte; se van drenando constantemente acumulándose en la tolva de ceniza de fondo, de donde se bombean junto con agua hacia los tanques decantadores de ceniza, de donde posteriormente se trasladan en camiones hacia silos o depósitos especiales. La ceniza volante, partículas inertes que se mezclan con el flujo de

gases que recorren el hogar de la caldera, se retienen en equipos especiales denominados precipitadores electrostáticos, de donde se envía la ceniza hacia los silos de almacenamiento para su posterior traslado.

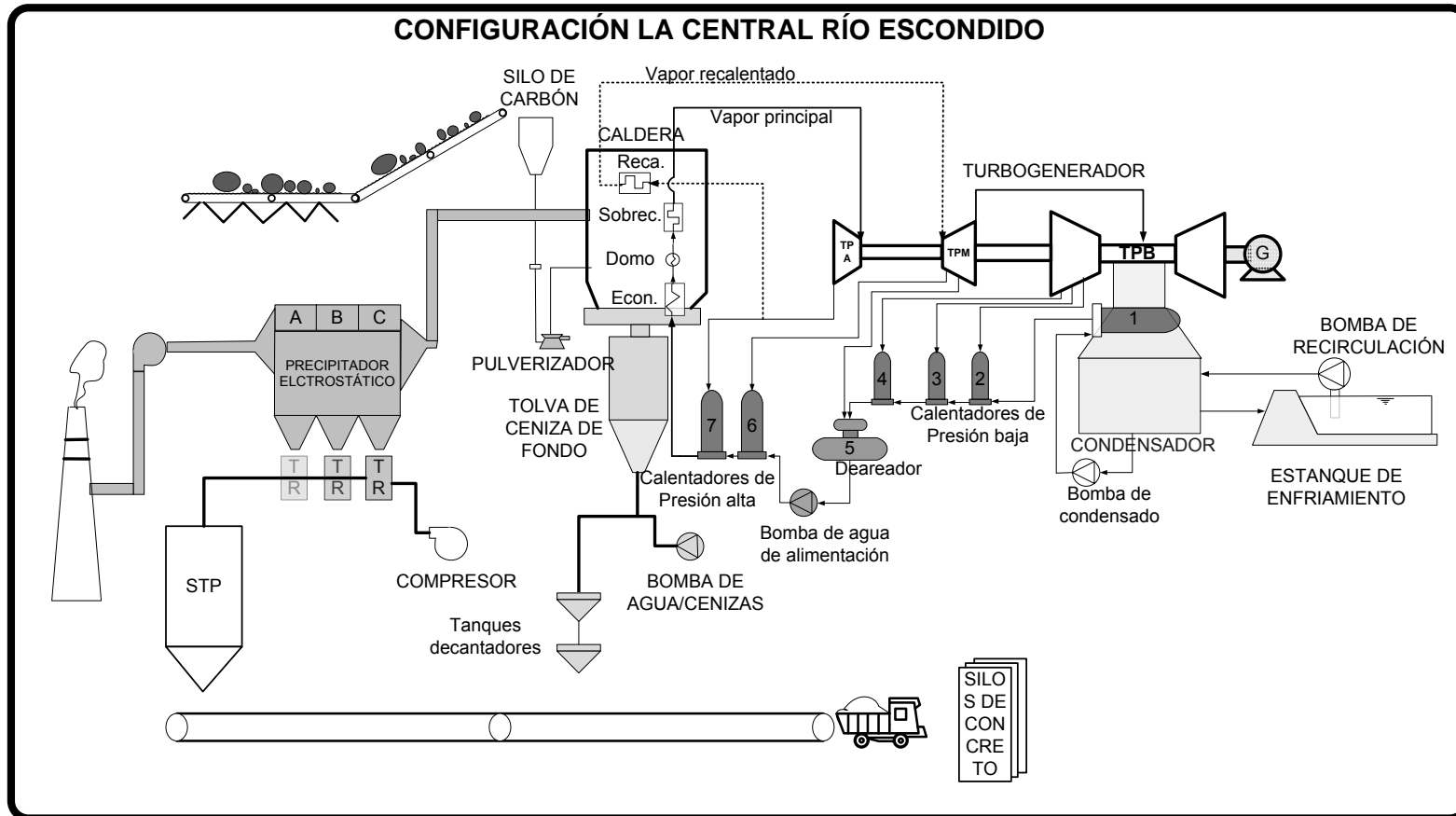


Figura 31 Diagrama de flujo del proceso de generación eléctrica en Río Escondido. ⁶¹

⁶¹ Elaboración propia

2.5 Rendimiento de la central

Aunque las cuatro unidades con las que cuenta la central han sido diseñadas de la misma manera, en la práctica su rendimiento es notablemente diferente, debido a que la operación de cada una es variable de acuerdo a la demanda del sistema; además de las propias condiciones de instalación y mantenimiento que sufrieron.

2.5.1 Parámetros técnicos

Al final del año 2010, se reportaron los datos que se muestran en la tabla siguiente para cada una de las 4 unidades de la central Río Escondido. Se observa que el rendimiento de cada unidad en ese año fue diferente, siendo apreciable que la unidad 2 acumula mayor eficiencia y mayor factor de planta, seguida de la unidad 1. En total la central produjo en el 2010 8.36 GWh y entregó a la red 7.74 GWh, con una eficiencia promedio de 32.95% y un factor de planta del 80%.

Unidad	MW	MWh Energía Generada	MWh Energía Entregada	RTb kJ/ kWh	RTn kJ/ kWh	Efn %	FP %	Cons Aux %
1	300	2,351,727	2,169,823.4	10,164.7	11,016.9	32.7	0.90	7.73
2	300	2,380,723	2,199,098.8	9,989.1	10,814.1	33.3	0.91	7.63
3	300	1,845,643	1,725,883.7	10,314.7	11,030.4	32.6	0.70	6.49
4	300	1,781,043	1,650,098.5	10,041.9	10,838.7	33.2	0.68	7.35
TOTAL/ Promedio	1200	8,359,137	7,744,904.4	10,127.60	10,925.03	32.95	0.80	7.30

Tabla 12⁶² Parámetros de rendimiento de la central Río Escondido en 2010.⁶³

⁶² NOTA: En esta tabla hay una eficiencia muy baja porque es el promedio de todo un año, en los balances que se tomaron como referencia el régimen térmico es considerablemente mayor

⁶³ CFE (2011)

2.5.2 Parámetros económicos

Las unidades de la central Río Escondido, a pesar de no tener alta eficiencia, están dentro de las unidades generadoras con menor costo variable de generación dentro del parque generador de la CFE, debido principalmente al bajo precio del carbón nacional que llega a esta instalación. Con esto pueden tener los factores de planta cercanos al 90%. Como reflejo de su mayor eficiencia, la unidad 2 tiene el menor costo variable de generación seguida de la unidad 1. En promedio, el costo variable de la planta sería de US\$30.74. El consumo total de carbón en el 2010 fue de 4.607 millones de toneladas.

Unidad	Cons. Diesel M litros	Cons. Carbón k Ton	Consumo Anual Energía Térmica PJ	Costo Anual Diesel MMUS\$	Costo Anual Carbón MMUS\$	Costo Anual Gen. MMUS\$	CVg US\$/ MWh
1	1.47	1,302.69	23,904.6	0.91	66.06	66.97	30.87
2	1.35	1,296.48	23,781.3	0.83	65.74	66.57	30.27
3	1.86	1,039.39	19,037.2	1.15	52.53	53.68	31.10
4	2.55	969.28	17,885.0	1.58	49.26	50.84	30.81
TOTAL / PROM.	7.23	4607.84	84608.2	4.47	233.59	238.06	30.74

Tabla 13 Parámetros económicos de la planta Río Escondido en 2010, valores promedio. Precio del diesel 15.13 US\$/GJ, precio del carbón: 2.77 US\$/GJ⁶⁴

⁶⁴ Elaboración propia

2.6 Condiciones climatológicas del sitio

El clima de la región es semiseco-semicálido. En verano, las temperaturas en esta ciudad superan frecuentemente los 45 °C. En verano ha llegado a alcanzar los 51°C e invierno ha llegado a -12 °C. La última vez que nevó fue en febrero de 2010.

Según registros de la CONAGUA, los meses más calurosos son mayo, junio, julio, agosto y septiembre, con una temperatura promedio entre 35 y 45°C.

Los inviernos son fríos, aunque las nevadas son escasas debido a la ausencia de humedad.

Los meses con mayor precipitación son mayo, junio y septiembre, con una precipitación promedio mensual de más de 80 mm. El período con menos precipitación es de diciembre en marzo, la precipitación promedio mensual es de 30 mm.⁶⁵

Parámetros climáticos promedio de Piedras Negras													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura diaria máxima (°C)	17.7	20.5	25.1	28.3	31.3	34.6			32.5	28.3	22.4	18.0	27.4
Temperatura diaria mínima (°C)	4.9	6.6	9.6	13.1	17.2	20.6	21.4	21.5	18.9	13.9	8.9	5.1	13.5
Precipitación total (mm)	10.8	26.3	20.9	47.5	77.1	56.7	48	55	100	57.5	46	22.3	568.2

Tabla 14 Temperaturas promedio de la región.⁶⁶

2.6.1 Radiación solar de Río Escondido

Como se ha mencionado, el sitio donde se ubica la central Río Escondido es predominantemente seco, con pocas lluvias, lo que puede ser benéfico si se piensa en la instalación de sistemas solares.

La radiación normal directa del lugar es en promedio de 5.19 Wh/m² al día, teniendo la mayor radiación en julio y la menor en el mes de enero (ver Figura 32).

⁶⁵ Tomado del sitio Wikipedia.org, consultado en julio de 2012

⁶⁶ Ibídem

Radiación normal directa kWh/m²-día

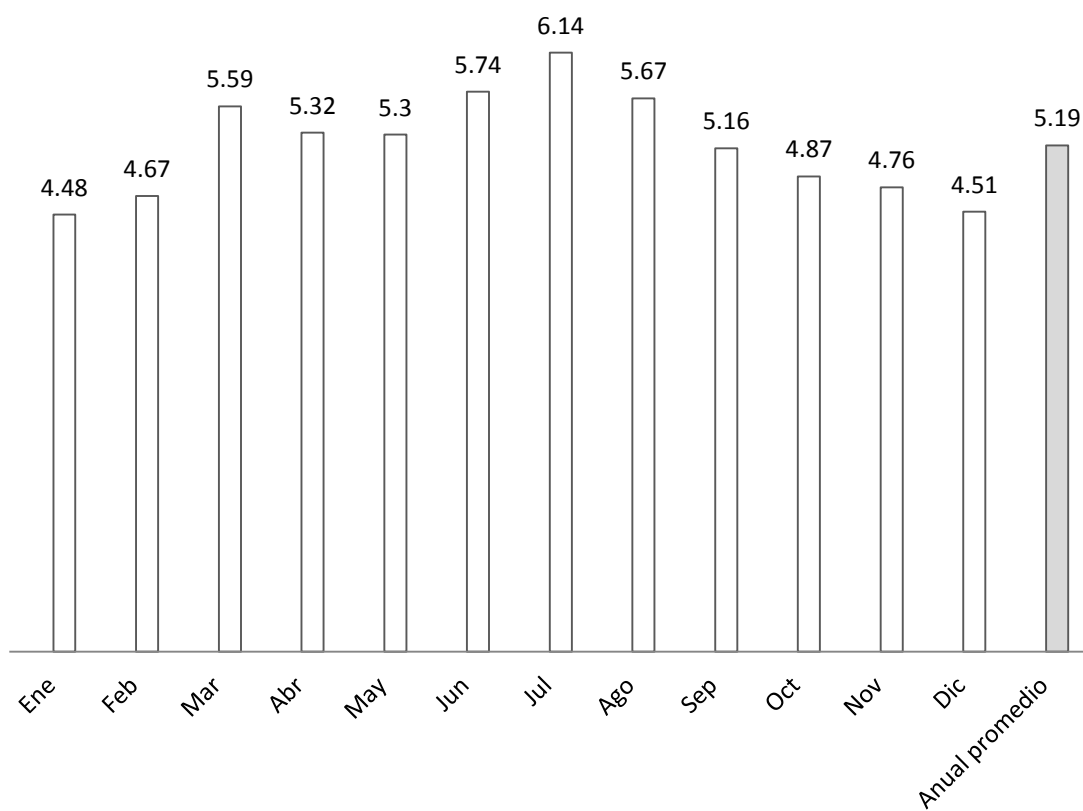


Figura 32 Gráfica de promedio mensual de radiación normal directa en Río Escondido. ⁶⁷

⁶⁷ NASA Surface meteorology and Solar Energy. (2012)

Por su parte, la radiación difusa tiene un promedio anual de 1.74 kWh/m²-día, registrando los valores máximos en el mes de junio y los más bajos en el mes de diciembre (Figura 33).

Radiación difusa promedio (kWh/m²-día)

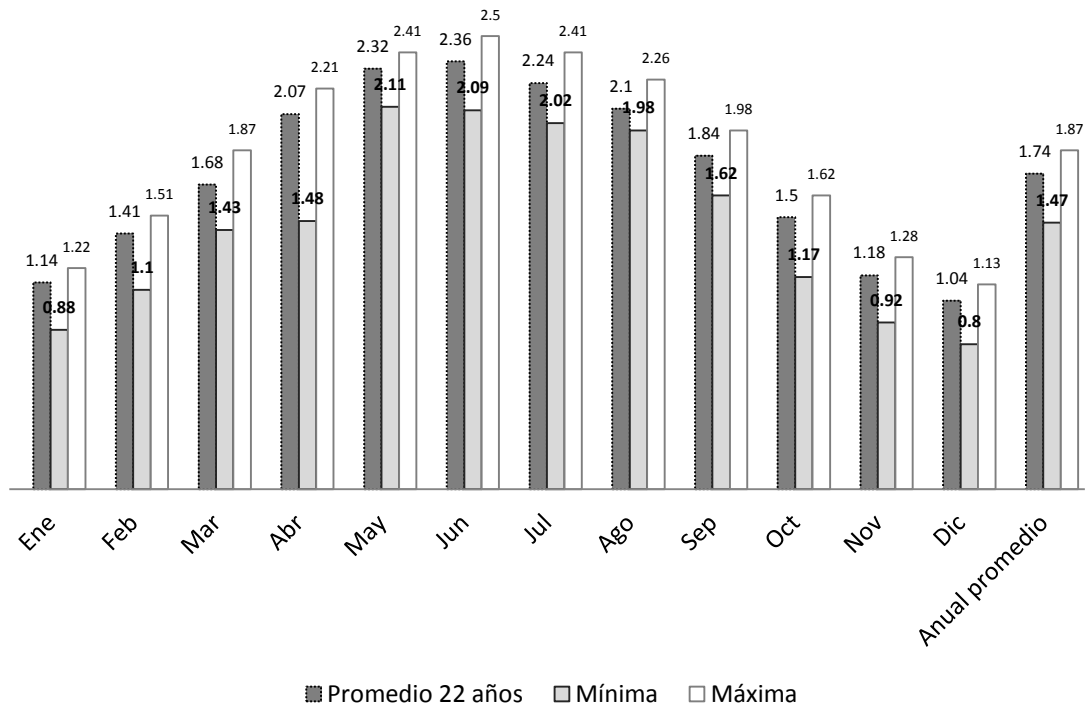


Figura 33 Radiación difusa en Río Escondido. ⁶⁸

⁶⁸ NASA Surface meteorology and Solar Energy. (2012)

2.7 Consideraciones generales de las simulaciones

Como ocurre en cualquier simulación del balance de materia y energía de un proceso, la persona que lo elabora recurrirá a consideraciones y suposiciones, derivadas de su experiencia y conocimiento en la materia. Dependerán también de las herramientas tecnológicas con las que cuente, además de la información disponible, tanto del proceso como de las condiciones de sitio. A continuación se enlistan las consideraciones más relevantes de las simulaciones elaboradas en este trabajo:

- La simulación se ha realizado con el Software especializado Thermoflex, una herramienta del paquete Thermoflow.
- Las entradas al programa (inputs) que se conocen ya sea en base a diagramas de la central o lecturas de variables, se introducen y se utilizan como parámetros de operación; sin embargo aquellos que se desconocen y que el software requiere, se han tomado como valores los sugeridos por el propio programa.
- El análisis se ha enfocado al estudio de parámetros de la primera ley de la termodinámica, considerando suficientes estos datos para la toma de decisiones técnicas y económicas.
- El proceso simulado deja de lado flujos de vapor de poco impacto en los resultados y de gran complejidad en la construcción del modelo, tal es el caso de extracciones de vapor de sellos; además se omiten los precalentadores de agua, cuya fuente caliente es el propio vapor de sellos.
- El carbón utilizado como combustible de la planta, es aquel que viene precargado en la base de datos del programa, con nombre Carbón 1, que corresponde a la central Río Escondido ya que al cotejar sus características físicas y químicas es muy parecido al real.
- Aunque el objetivo de algunas opciones es mejorar la calidad del agua de enfriamiento producto del estanque, no está dentro de los alcances estudiar el proceso de transferencia de calor dentro del lago, ni la dinámica del fluido a través de los canales.
- Las opciones de mejora aquí mostradas son sólo algunas de la variedad que pudieran existir.
- Los parámetros operativos considerados para la simulación son aquellos que se reportan en los balances de masa y energía proporcionados por CFE (ver anexos)
- La central cuenta con cuatro unidades, la 1, la 2, la 3 y la 4. El comportamiento de todas ellas es muy parecido entre sí. Se ha escogido

sólo una en particular como el caso de estudio. Para el resto de las unidades, el análisis es similar y se esperaría que los resultados a pesar de no ser iguales en magnitud, tengan un comportamiento semejante.

2.8 Modelo de la Unidad 1

EL caso de estudio es la Unidad 1 de la central Río Escondido, esto debido a que junto con la Unidad 2 opera una gran cantidad de horas al año, teniendo un alto factor de planta, lo que es una condición a favor para realizar la evaluación económica, pues al operar muchas horas, más rápidamente se amortizará la inversión. También tiene una eficiencia alta.

2.8.1 Condiciones operativas

Las condiciones que se han seleccionado como las de operación actual de la planta, se han elegido con base a los datos de prontuario ya los balances de masa de referencia, a continuación se enlistan los datos más relevantes:

Altitud	305	Msnm
Temperatura media	26.5	°C
Humedad relativa	60	%
Presión Sobrecalentado	168	Bar
Temp. Sobrecalentado	533	°C
Presión recalentado	42.5	Bar
Temp. Recalentado	537	°C
Presión de vacío	0.096	Bar
Flujo de vapor	927.8	ton/h
Potencia bruta 307	307	MW

Tabla 15 Parámetros operativos de la central a condiciones medias⁶⁹

⁶⁹ Elaboración propia con datos proporcionados por personal de la planta Río Escondido, CFE

El resumen de resultados de la central a las condiciones medias se muestra en la siguiente tabla.

Presión ambiente	Bar	0.98
Temperatura ambiente	C	26.5
Humedad relativa	%	60.00
Temperatura de bulbo húmedo	C	19.41
Potencia bruta	kW	307,005.00
Eficiencia bruta PCI	%	40.61
Régimen Térmico Bruto PCI	kJ/kWh	8,864.00
Potencia neta	kW	289,543.00
Eficiencia neta PCI	%	38.30
Régimen Térmico Neto PCI	kJ/kWh	9,399.00
Combustible neto PCI	kW	755,944.00
Emisiones CO ₂	kg/MW hr (gross)	817.90

Tabla 16 Resumen de parámetros de desempeño de la central Río Escondido a condiciones medias de operación ⁷⁰

Estos datos serán tomados como la referencia para hacer comparaciones con las opciones. Se destaca que la eficiencia neta de la planta es cercana a los 38.3% con el poder calorífico inferior.

⁷⁰ Elaboración propia

En la siguiente figura se muestra el balance de masa y energía que resultó de la simulación con el software Thermoflex.

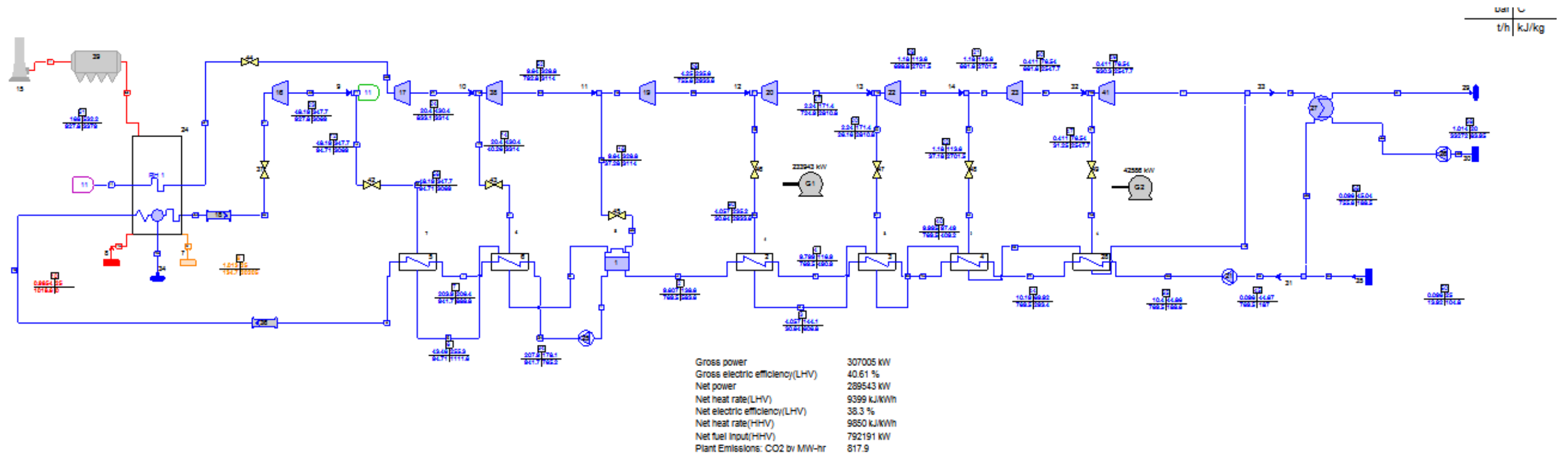


Figura 34 Balance de masa y energía de la planta a condiciones medias de operación

⁷¹ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

2.9 Conclusiones Capítulo 2

La Central Río Escondido tiene gran importancia para la región noreste del Servicio Público de Electricidad, ya que por su gran capacidad de generación y alta disponibilidad, abastece a la zona con energía confiable y de bajo costo.

Los factores de planta de las dos principales unidades generadoras de la central, la 1 y la 2, son considerablemente mayores que los de las unidades 3 y 4 de la misma planta.

Uno de los inconvenientes más relevantes de la planta es la gran generación de gases contaminantes, principalmente CO₂, debido a la composición predominante de carbono en el combustible.

La ubicación geográfica de la planta ayuda a tener un bajo costo en el carbón, dado que la principal fuente de suministro es una mina a cielo abierto ubicada a un costado; además de recibir carbón de pequeños productores de zonas aledañas. El consumo es de carbón nacional en su totalidad.

Las condiciones climatológicas del sitio podrían aprovecharse para coadyuvar en la generación eléctrica mediante apoyo solar.

CAPÍTULO 3.- ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

3.1 Introducción

En este capítulo se describen las diferentes opciones que se desarrollaron en la búsqueda de la mejora de alguno o varios de los parámetros de rendimiento de la central.

Los planteamientos aquí elaborados tratan de dar solución a dos problemas fundamentales de distinta naturaleza: el de la eficiencia, que en general en plantas termoeléctricas de carbón subcrítico no rebasa el 40% y que se acentúa en casos como Río Escondido donde las altas temperaturas en verano afectan el vacío en el condensador el cual empobrece y se genera menor potencia disminuyendo la eficiencia neta del ciclo.

El segundo es el aspecto ambiental, que como se sabe en una central de carbón se acentúa por el tipo de combustible, teniendo en instalaciones de este tipo los más altos niveles de emisiones por unidad de electricidad producida; para ello se plantearon medidas de configuración complementando el uso del mineral fósil con energía solar, un tipo de energía libre de emisiones directas, además de otras que evitan la emisión a través de equipos de captura y almacenamiento del dióxido de carbono.

Los planteamientos que se realizaron, surgen de tendencias de la industria eléctrica para incrementar el rendimiento en centrales eléctricas, carboeléctricas particularmente, que pretenden ser parte de las mejores prácticas, sin considerarse necesariamente las únicas posibles.

El análisis en este capítulo está enfocado al aspecto técnico y ambiental de cada una de las alternativas.

3.2 Metodología

El método de análisis empleado consiste en lo siguiente:

Se generó un modelo de la planta a las condiciones a las que opera actualmente, este se realizó con base al balance de masa y energía reportado por la CFE. Este modelo se tomó como base para realizar cambios a la configuración existente.

En base al modelo base y sus parámetros de desempeño, se realizaron para cada opción las modificaciones que requería el nuevo esquema. Se validó en cada caso la congruencia de la nueva configuración, verificando que el balance de masa y energía fuera correcto. Para cada caso se obtuvieron los parámetros de decisión a comparar, en primera instancia los valores técnicos y ambientales.

Con base a los resultados arrojados en cada esquema, fue posible realizar una evaluación en cada uno, de acuerdo a los estándares internacionales y las ventajas y desventajas arrojadas por el simulador.

Posteriormente se ha hecho una matriz comparativa con los parámetros seleccionados tanto del caso base como de las propuestas, donde se cotejó el rendimiento de cada nuevo esquema. Con esta ayuda se pudieron elegir ((())) opciones en las que el rendimiento técnico y ambiental mostró mejorías sustanciales.

A partir de dicha selección, se realizó una evaluación económica-financiera de únicamente las alternativas que mostraron ser técnicamente factibles (este apartado corresponde al Capítulo 4)

Finalmente con todos los elementos necesarios para tomar una decisión, se seleccionó una de las alternativas como la que más beneficios traería al esquema actual en caso de ser implementada.

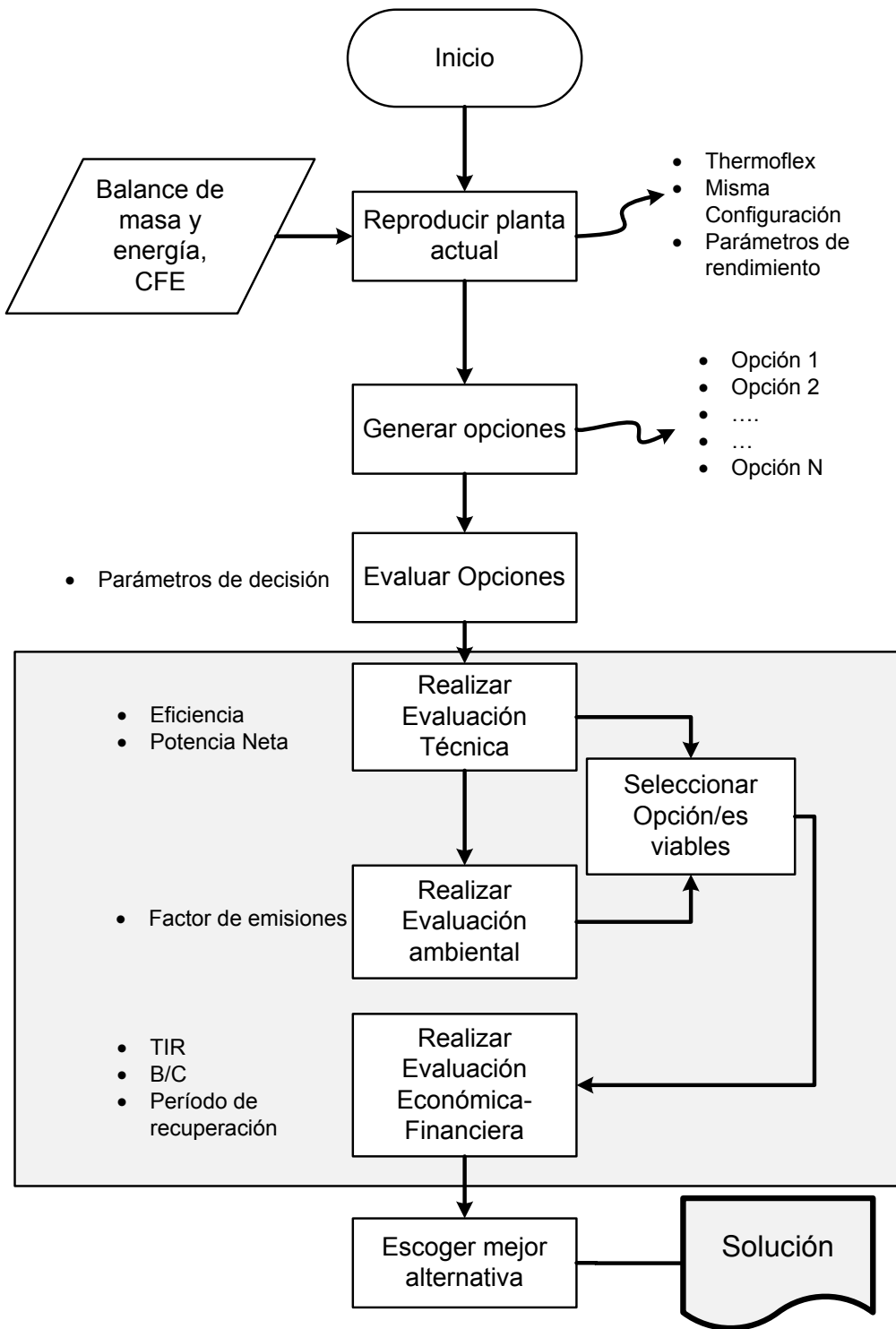


Figura 35 Metodología de evaluación de propuestas.⁷²

⁷² Elaboración propia

3.3 Opción 1 Uso de un chiller de absorción para enfriar mas el agua de enfriamiento con fuente de calor solar

Esta opción pretende disminuir la temperatura del agua de enfriamiento que entra al condensador mediante la ayuda de un chiller de absorción; de esta manera el agua del lago se introduce al chiller donde reduce su temperatura. El chiller es alimentado con vapor saturado de baja presión producido mediante la ayuda de concentradores solares parabólicos. El enfriamiento del agua requerida para remoción de calor en el chiller proviene del mismo lago. en esta nueva configuración es necesario implementar un chiller de absorción, que por la cantidad de agua a enfriar podrían ser más de un chiller, para que funcione el chiller es necesario una fuente de calor, en este caso será vapor. Este vapor se producirá en los concentradores parabólicos, con lo que será necesario instalar un campo de concentradores en las inmediaciones de la planta.

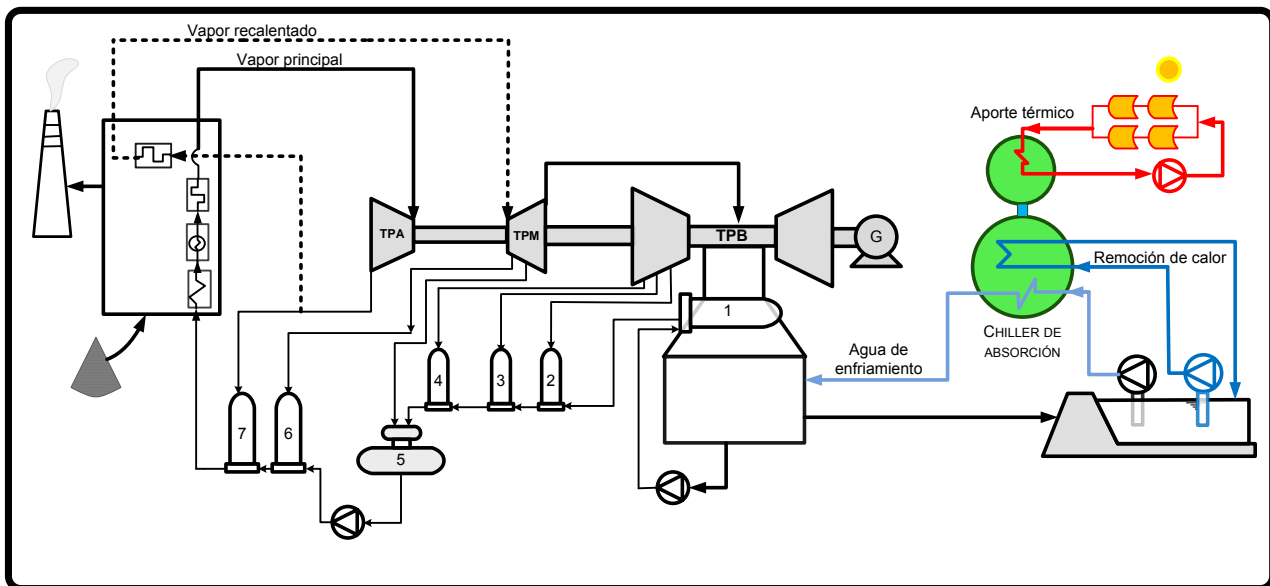


Figura 36 Modificaciones al ciclo original con la opción 1.⁷³

En el circuito de remoción de calor del chiller, que comúnmente se hace con torres de enfriamiento en las instalaciones HVAC, será en este caso con agua proveniente del lago, agua que ya disminuyó su temperatura por el recorrido en los canales internos del mismo. Se considera que el flujo de agua rechazada del chiller no afecta el rendimiento del lago para enfriar el agua a la temperatura que comúnmente lo hace. Además, se considera que hay suficiente agua para entregar a este proceso. Por lo tanto también es necesario instalar una bomba que dirija el agua del lago al chiller.

⁷³ Elaboración propia

Con estos cambios se busca generar mayor vacío al tener menor temperatura en el agua de enfriamiento, sin impactar demasiado la potencia neta del ciclo, pues al no tener torre de enfriamiento o aerocondensador para enfriar nuevamente el agua del circuito de remoción de calor del chiller, se evita el consumo de electricidad en ventiladores. Los paneles solares aportaran la energía suficiente para el proceso en el chiller, con lo que evitamos la extracción de vapor de la turbina, lo que ayuda a no disminuir la potencia del ciclo.

Los resultados obtenidos bajo esta configuración se muestran en la tabla siguiente:

Presión ambiente	bar	0.80
Temperatura ambiente	C	40.00
Humedad relativa	%	60.00
Temperatura de bulbo húmedo	C	32.24
Potencia bruta	kW	302,745.00
Eficiencia bruta PCI	%	40.10
Régimen Térmico Bruto PCI	kJ/kWh	19,345.00
Potencia neta	kW	284,386.00
Eficiencia neta PCI	%	37.67
Régimen Térmico Neto PCI	kJ/kWh	20,594.00
Combustible neto PCI	kW	754,895.07
Emisiones CO ₂	kg/MWhr (gross)	828.10

Tabla 17 Resumen de parámetros opción 1. ⁷⁴

⁷⁴ Elaboración propia.

El balance de masa y energía generado en Thermoflex a partir de las modificaciones descritas, se muestra en la siguiente figura:

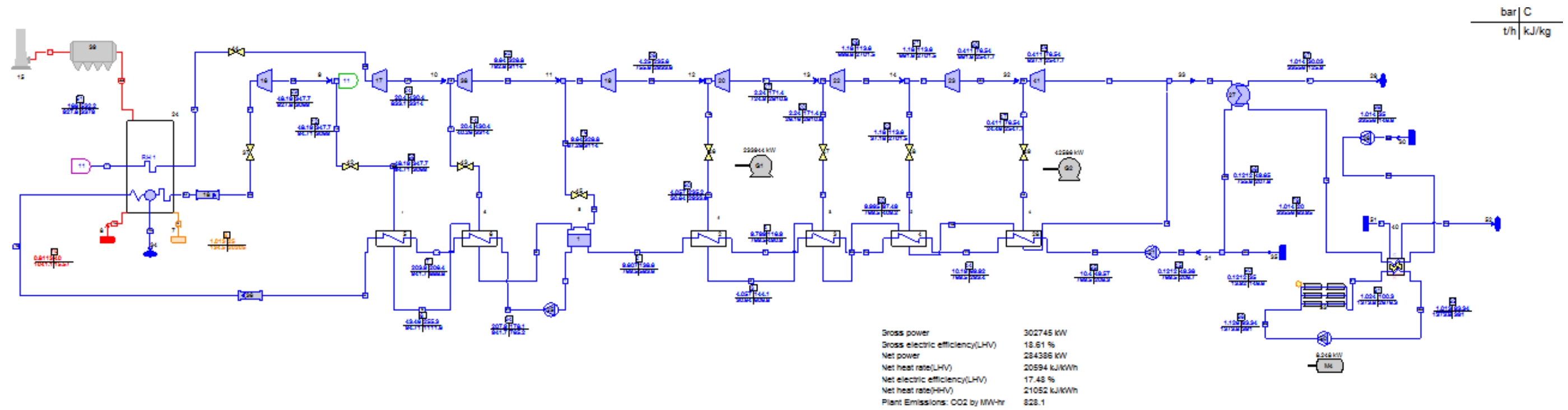


Figura 37 Balance de masa y energía de la opción 1. ⁷⁵

⁷⁵ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

Análisis de la opción 1

Los cambios que requiere esta opción parecen tener un efecto positivo en la eficiencia neta que es mayor en cerca de 2% respecto a la planta actual operando a las condiciones de verano; sin embargo no se alcanza la eficiencia que se tiene en la planta a condiciones medias, ni se logra la potencia neta que se tiene en dicho caso.

Además, presenta otros inconvenientes, como el gran requerimiento de infraestructura adicional, el uso de más agua del lago así como la descarga de mayor energía térmica en el mismo, pero sobretodo una aberración termodinámica, pues de la energía térmica aprovechada en los paneles solares usados para generar vapor del chiller, sólo una pequeñísima fracción se ve reflejada en la potencia ganada en el ciclo.

Los números lo explican mejor, pues al ciclo ingresan 871 MW térmicos provenientes de la concentración de energía solar, de estos sólo se obtienen 15.4 MW adicionales con la opción 1. Si se supone que ese mismo vapor de baja entalpía pudiera turbinarse con una eficiencia del 30%, se obtendrían 261 MW adicionales al ciclo con esa energía. Si consideramos el total de entrada de energía a la planta, es decir, de la energía proporcionada por el combustible más la captada en los concentradores solares, ésta sería de 1626 MW, haciendo el cociente de eficiencia neta con este valor, obtenemos 17.48%, un valor muy bajo.

Calor solar	kW	871,954.93
Beneficio Opción 1	kW	15,390.00
si fuera TV 30% ef	kW	261,586.48
Energía total entrada	kW	1,626,850.00
Ef. Ciclo (solar + combustible)	%	17.48

Tabla 18 Impacto de la energía solar en el rendimiento de la opción 1.⁷⁶

Por lo tanto, esta opción se descarta por ser altamente ineficiente en términos energéticos.

⁷⁶ Elaboración propia.

3.4 Opción 2. Apoyo solar en el tren de regeneración

Esta opción ahorra el consumo de carbón mediante el calentamiento del agua de alimentación a través de calentadores solares parabólicos, que aportan la energía que originalmente se tomaba de extracciones de vapor de la turbina.

En esta configuración se implementarán captadores solares parabólicos que concentraran la energía solar para calentar el agua de alimentación desde la temperatura de condensado hasta la temperatura que se tenía en el calentador de agua de alta presión. Los calentadores por lo tanto quedarán fuera de operación. Con estas modificaciones se podrá tener una reducción del consumo de carbón pues ya no se tendrán que realizar extracciones al flujo de vapor con lo que la potencia nominal se tendrá con menos vapor.

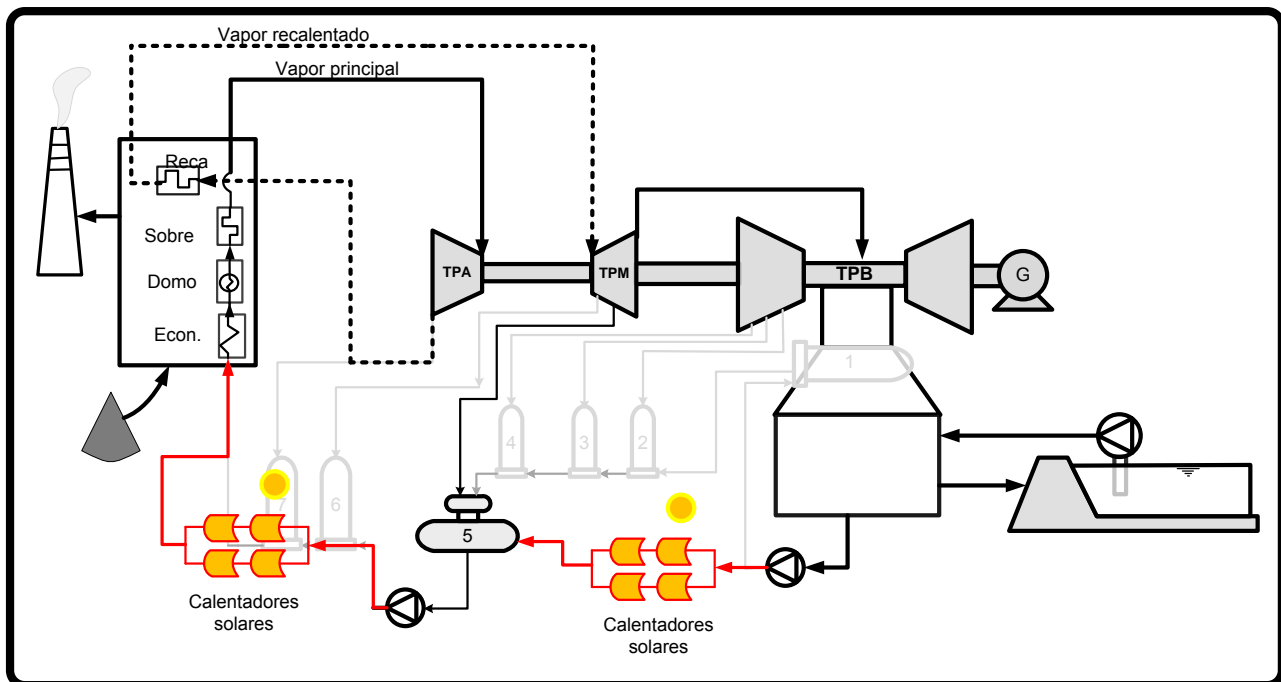


Figura 38 Modificaciones al ciclo original en la opción 2 ⁷⁷

Esta configuración tiene la peculiaridad de estar diseñada para operar a lo largo del año todas las horas que haya radiación solar disponible, sin embargo; en verano podría seguir presentando el mismo problema de aumento de presión de vacío por las altas temperaturas en esta época. Por lo anterior, se diseña el

⁷⁷ Elaboración propia

tamaño del campo solar a condiciones de altas temperaturas ambientales y altas temperaturas en el agua de enfriamiento que proviene del lago.

Se busca, por lo tanto, que la eficiencia termodinámica del ciclo mejore considerando como resultado el menor consumo de combustible, además la intensidad de emisiones de CO₂ de la planta será más baja, cuestión por demás importante para una instalación con un gran impacto de gases de efecto invernadero.

Los resultados obtenidos con los cambios arriba descritos, se muestran en la tabla siguiente:

Presión ambiente	bar	0.80
Temperatura ambiente	C	26.5
Humedad relativa	%	60.00
Temperatura de bulbo húmedo	C	19.08
Potencia bruta	kW	322,113.00
Eficiencia bruta PCI	%	41.89
Régimen Térmico Bruto PCI	kJ/kWh	9,525.00
Potencia neta	kW	303,123.00
Eficiencia neta PCI	%	39.42
Régimen Térmico Neto PCI	kJ/kWh	10,121.00
Combustible neto PCI	kW	768,926.58
Emisiones CO₂	kg/MWh (gross)	792.90

Tabla 19 Resumen de resultados de la opción 2. ⁷⁸

⁷⁸ Elaboración propia

El balance de masa y energía generado en Thermoflex a partir de las modificaciones descritas, se muestra en la siguiente figura:

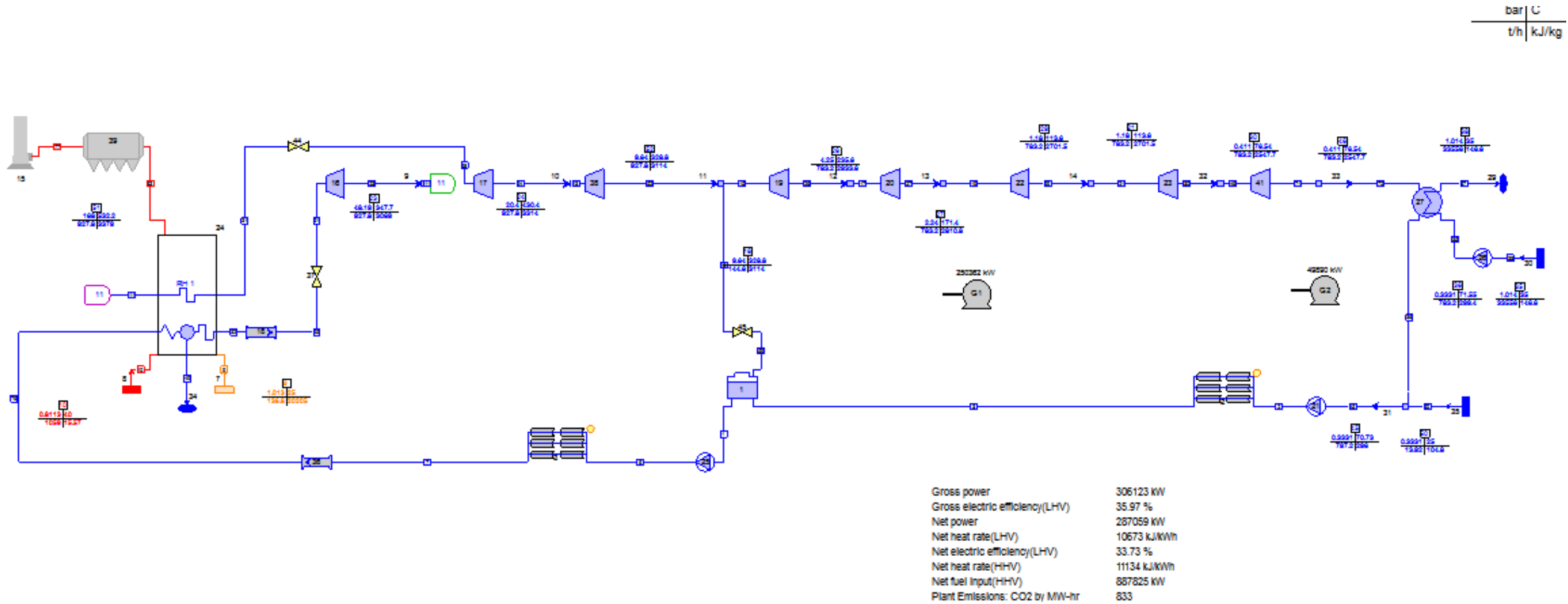


Figura 39 Balance de masa y energía de la opción 2 realizado con el software Thermoflex.⁷⁹

⁷⁹ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

Análisis de la opción 2

Entre los resultados positivos que arroja esta opción se encuentra una disminución en el consumo de combustible con respecto a la configuración original, lo que impacta en una reducción del índice de emisiones, siendo este de 793 kg de CO₂/kWh. Otro beneficio es el incremento en la eficiencia del ciclo, considerando únicamente como entrada de energía la que se suministra con el combustible, teniendo 39.42% en este parámetro. Hay mayor producción eléctrica y al final mayor potencia neta, con 303 MW. Al hacer un ejercicio similar que en el caso anterior, vemos que el aporte de la energía solar es de 83.3MW térmicos, de los cuales se reflejan directamente 14.3 MW en la potencia neta. Si se considera la entrada de esta energía junto con la del combustible para el cálculo de la eficiencia, vemos que sigue siendo buena, 35.57%

Calor solar	kW	83,293.41
Beneficio Opción 1	kW	14,265
si fuera TV 30% ef	kW	24,988.02
Energía total entrada	kW	852,220
Ef. Ciclo (solar + combustible)	%	35.57

Tabla 20 Impacto de la energía solar en el rendimiento de la opción 1.⁸⁰

Los resultados técnicos indican que podría ser atractiva la instalación de paneles concentradores de energía solar, por lo que habrá que esperar a los cálculos económicos financieros para determinar la conveniencia de la implementación.

⁸⁰ Elaboración propia

3.5 Opción 3 Ciclo combinado con gasificación integrada

Con esta opción se conforma un ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC), donde el carbón, será convertido en gas de síntesis para introducirse en dos turbinas de gas cuyos gases de escape se direccionan a unos recuperadores de calor para generación de vapor (HRSG) que producen el vapor necesario para mantener la potencia que puede tener la turbina de vapor.

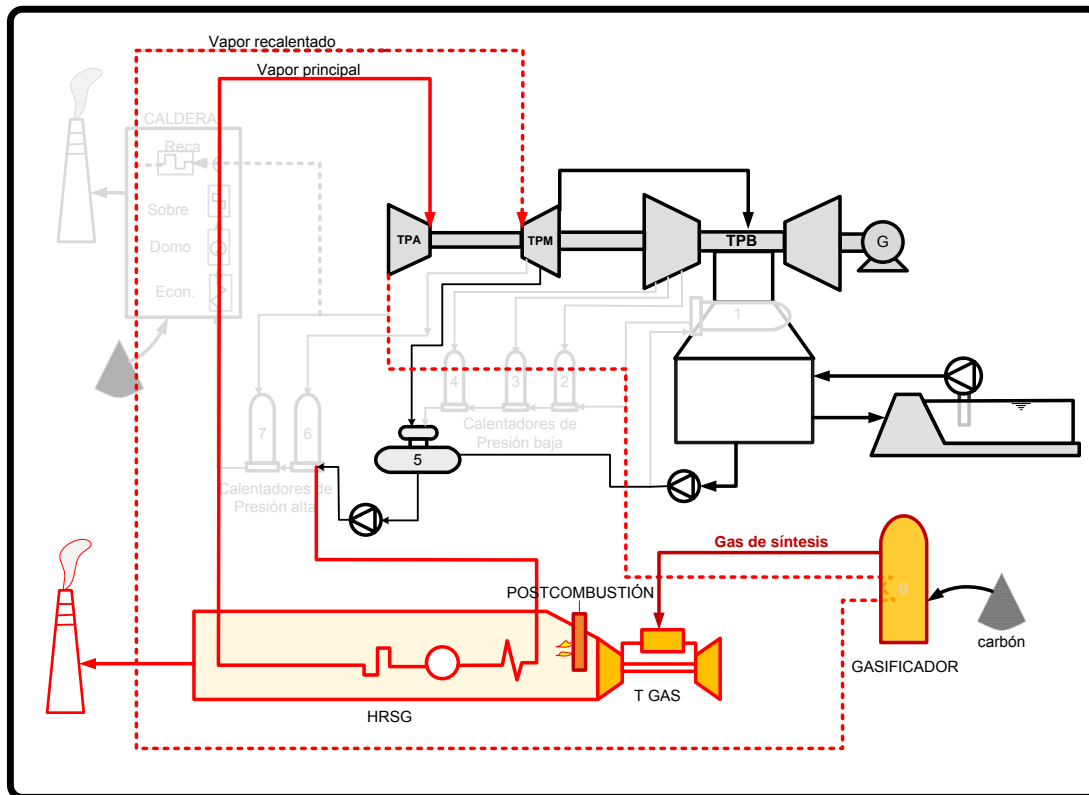


Figura 40 Modificaciones a la planta para implementar un ciclo IGCC. ⁸¹

De esta manera, las modificaciones al ciclo existente requieren lo siguiente: la implementación de un sistema de gasificación, que incluye el propio gasificador, la unidad de separación de aire que alimenta al gasificador de oxígeno de tal manera que limita la reacción oxidante para producir CO; el sistema de limpieza del gas de síntesis, es decir un sistema de remoción de sulfuro de hidrógeno que ayuda a contrarrestar la corrosión en los equipos subsecuentes; el equipo de enfriamiento del gas de síntesis, con el que se decreta la temperatura del gas hasta una apropiada para ingresar a la cámara de combustión de la turbina de gas y los postcombustores. Es necesario también instalar dos nuevas turbinas de

⁸¹ Elaboración propia

generación H cada una con su respectivo HRSG y quemadores de postcombustión.

El gas de síntesis se envía a las turbinas de gas y a los postcombustores de los recuperadores. Los gases de escape se calientan con los postcombustores e ingresan a los intercambiadores de calor del HRSG, donde producen el vapor suficiente que requiere la turbina de vapor para llegar a sus condiciones de potencia nominal. Los existentes precalentadores de agua de alimentación junto con la caldera de carbón pulverizado quedan fuera de servicio pues la función que realizaban ahora se lleva a cabo con los HRSG. Con estos cambios será posible tener una mayor potencia neta entregada a la red, además de un incremento considerable de eficiencia al tener un ciclo combinado, incluyendo la reducción significativa de la cantidad de emisiones de CO₂ por cada unidad de energía eléctrica producida. En contraparte habrá que valorar el nivel de inversión que requieren las nuevas implementaciones, los espacios para los nuevos equipos y la disponibilidad de mayor cantidad de carbón.

Los resultados técnicos de la repotenciación a IGCC de la central existente, se muestran en la siguiente tabla resumen:

Presión ambiente	bar	0.80
Temperatura ambiente	C	26.5
Humedad relativa	%	60.00
Temperatura de bulbo húmedo	C	19.08
Potencia bruta	kW	615,025.00
Eficiencia bruta PCI	%	50.64
Régimen Térmico Bruto PCI	kJ/kWh	7,109.00
Potencia neta	kW	552,948.00
Eficiencia neta PCI	%	45.53
Régimen Térmico Neto PCI	kJ/kWh	7,907.00
Combustible neto PCI	kW	1,214,492.00
Emisiones CO₂	kg/MWh (gross)	749.90

Tabla 21 Resumen de resultados de la opción 3.⁸²

⁸² Elaboración propia

El balance de masa y energía elaborado con el software Thermoflex se muestra a continuación:

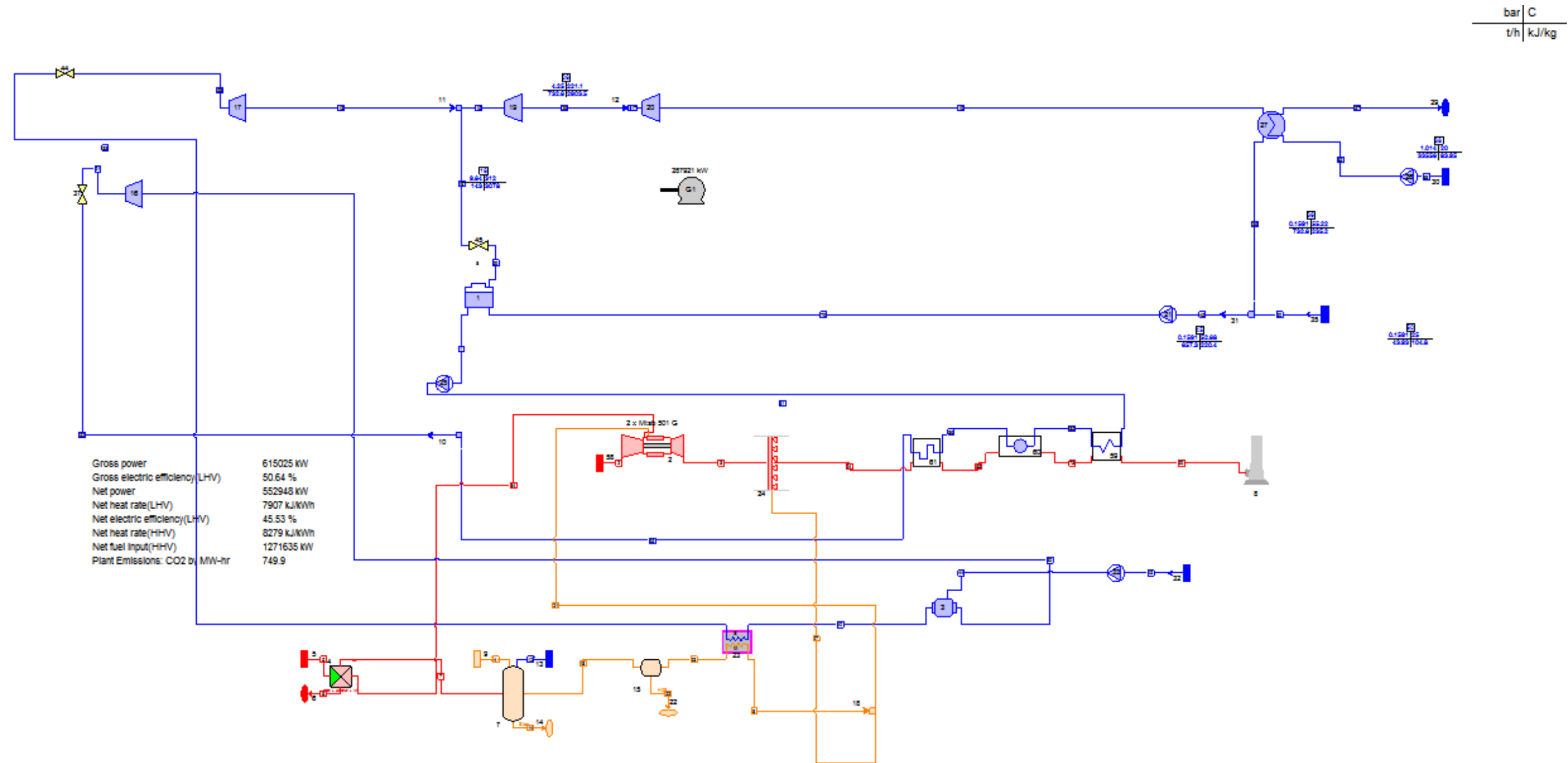


Figura 41 Balance de masa y energía simulado en Thermoflex para la Opción 3. ⁸³

⁸³ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

Análisis de resultados de la opción 3

Esta tecnología aumenta considerablemente la eficiencia de aprovechamiento del combustible, llegando hasta 45.53% en términos netos. La potencia entregada también es muy superior pues se tiene la potencia original de la unidad de vapor más la que producen las dos turbinas de gas que son de gran capacidad, por lo que la potencia neta en esta configuración es más del doble que en la original. En términos ambientales también existe un beneficio, pues el índice de emisiones de CO₂ por unidad eléctrica se reduce en gran cantidad, quedando en 750 kgCO₂/kWh. Como es de esperarse, el consumo de combustible aumenta a casi el doble, cuestión que debe manejarse con reservas, con base a la producción que puedan tener los suministradores actuales o nuevos. En general, existe un beneficio sustancial bajo este esquema, sin embargo falta evaluar el impacto económico y financiero, pues se requiere la instalación de varios equipos con un costo inicial considerable.

3.6 Opción 4. Captura de CO₂

Mediante la implementación de equipos de separación de CO₂, se busca reducir el nivel de emisiones de la central. Como bien se sabe, entre las principales problemáticas de una central carboeléctrica está su alta contribución de emisiones de CO₂ a la atmósfera, por lo que con esta configuración se implementa un sistema de absorción química de dicho gas, teniendo como resultado cero emisiones del contaminante. El sistema de absorción requiere una fuente de calor y una de remoción de energía térmica. Lo primero se realiza mediante la extracción de un fracción devapor de la turbina de vapor a la misma presión del deareador y el vapor condensado que ha sido usado en el sistema se incorpora al pozo caliente.

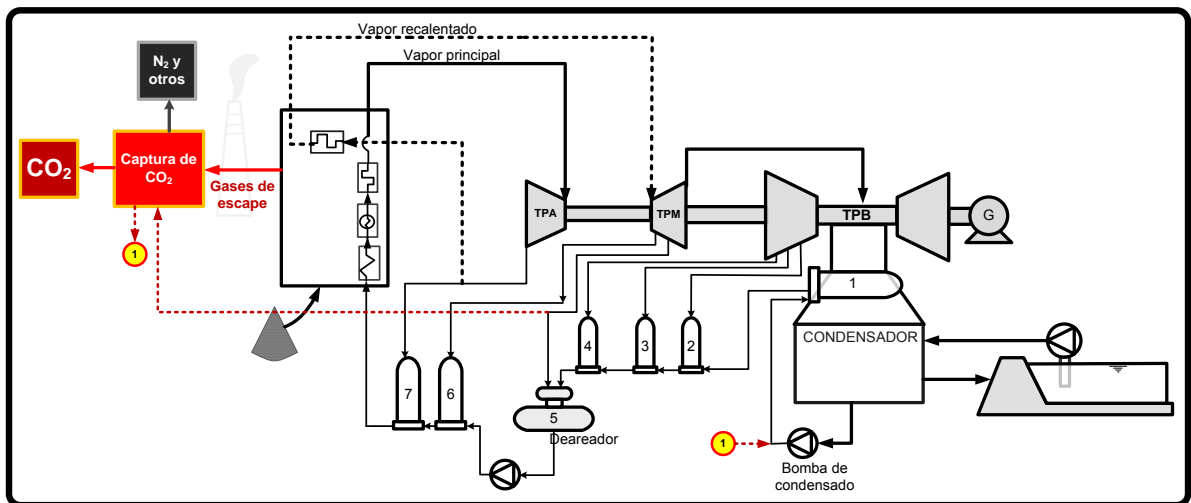


Figura 42 Diagrama de modificaciones con la inclusión de captura de CO₂.⁸⁴

La remoción de calor se realiza con agua a temperatura ambiente, que se considera se alimenta también del lago de la central. Regularmente este proceso requiere de gran aporte de energía eléctrica para compresores fundamentalmente, además de bombas y otros auxiliares. Además se necesita el aporte térmico del que finalmente se rechaza gran cantidad de energía. Por esto es necesario evaluar la cantidad de energía eléctrica neta que el sistema puede entregar.

⁸⁴ Elaboración propia

En la siguiente figura se muestra el balance de masa y energía que resulta al incluir el proceso de captura de CO₂ en el ciclo existente.

t/h | kJ/kg

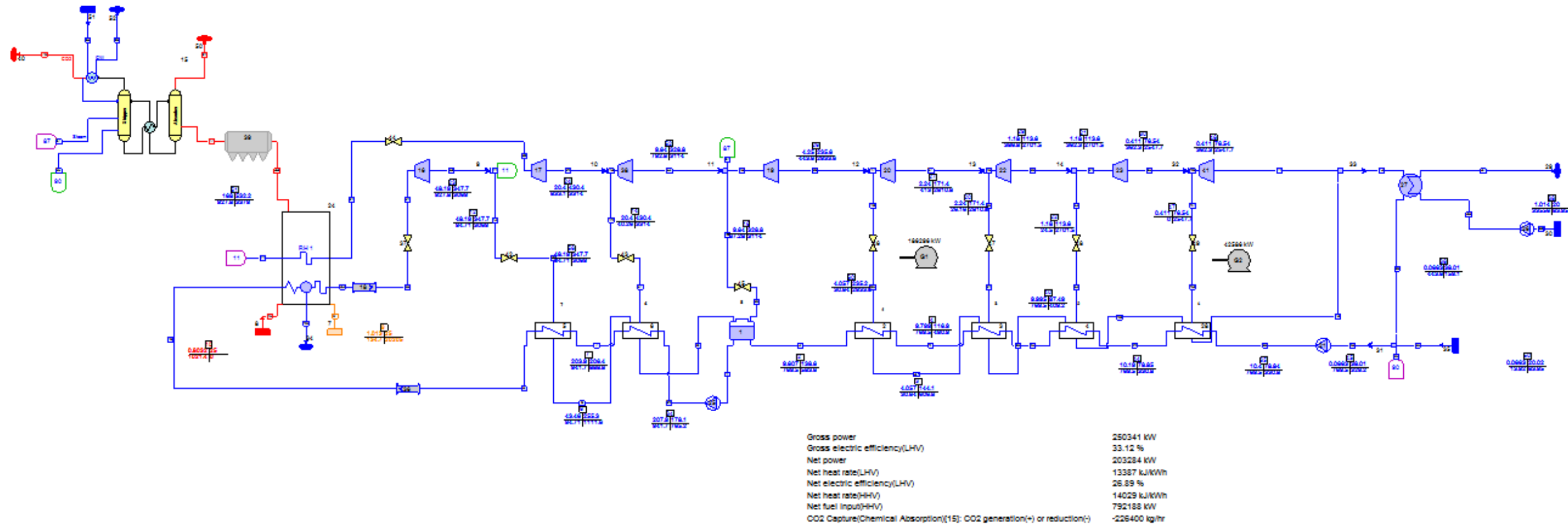


Figura 43 Balance de masa y energía del ciclo con captura de dióxido de carbono.⁸⁵

⁸⁵ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

En la tabla siguiente se muestran los parámetros más relevantes del rendimiento de la central bajo este esquema.

Presión ambiente	bar	0.80
Temperatura ambiente	C	26.5
Humedad relativa	%	60.00
Temperatura de bulbo húmedo	C	19.08
Potencia bruta	kW	250,341.00
Eficiencia bruta PCI	%	33.12
Régimen Térmico Bruto PCI	kJ/kWh	10,871.00
Potencia neta	kW	203,284.00
Eficiencia neta PCI	%	26.89
Régimen Térmico Neto PCI	kJ/kWh	13,387.00
Combustible neto PCI	kW	755,941.00
Emisiones CO₂	kg/MWh (gross)	98.63

Tabla 22 Parámetros de resumen opción con captura de CO₂.⁸⁶

Análisis de la opción 4

Con esta opción, generando la misma cantidad de vapor que en las condiciones normales, se genera mucho menos potencia bruta dado que la extracción de vapor de media presión requerida para la separación por absorción química, es muy grande, cerca de 312 t/h. Sumando el autoconsumo de potencia eléctrica que requieren los equipos en este proceso de captura, el total de auxiliares asciende a cerca de 47 MW, con lo que la potencia neta del ciclo con esta inclusión de proceso queda una potencia neta muy baja, en cerca de 203 MW. Esto impacta considerablemente la eficiencia neta del ciclo que decrece con respecto a las condiciones actuales, teniendo 26.89%.

Como aspecto positivo, se cumple el objetivo principal que es una emisión de CO₂ casi nula, con apenas 96.8 kg del gas por kWh. La reducción de gases usando el

⁸⁶ Elaboración propia

mismo combustible que en las condiciones actuales es de 226.4 tCO₂/h, pensando en posibles ingresos por venta de bonos.

A pesar del beneficio ambiental, los resultados técnicos indican una baja considerable en producción neta de electricidad lo que repercute en un decremento grande de la eficiencia. En otras palabras, se requiere casi un tercio más de la energía requerida sin cambios en la planta, para producir la misma cantidad de electricidad. Esta cuestión le resta competitividad al proyecto en el apartado de aprovechamiento energético.

Debido a la consideración de muy baja eficiencia como resultado del requerimiento de potencia eléctrica y térmica para la separación del CO₂, se descarta esta opción de entre las demás.

3.7 Opción 5. Vapor sobrecalentado con apoyo solar

En esta configuración se busca generar una porción del vapor principal, vapor sobrecalentado, mediante la ayuda de concentradores solares. El sistema de concentración solar que se usará para la simulación es con base en concentradores cilíndrico parabólicos, cuya máxima temperatura para el vapor sobrecalentado está limitada por los 400°C, esta condicionante está dada por el software que se utiliza, pues el Thermoflex únicamente ofrece este tipo de sistemas. En la práctica podría alcanzarse la temperatura que requiere el vapor de la turbina a 537°C en sistemas de concentración focal, en las llamadas torres solares. La configuración que se ha adoptado es entonces, una derivación de flujo de agua de alimentación previo a la entrada a la caldera, de donde se envía una parte del flujo de agua precalentada al sistema de intercambiadores agua fluido térmico que pasó por el campo solar.

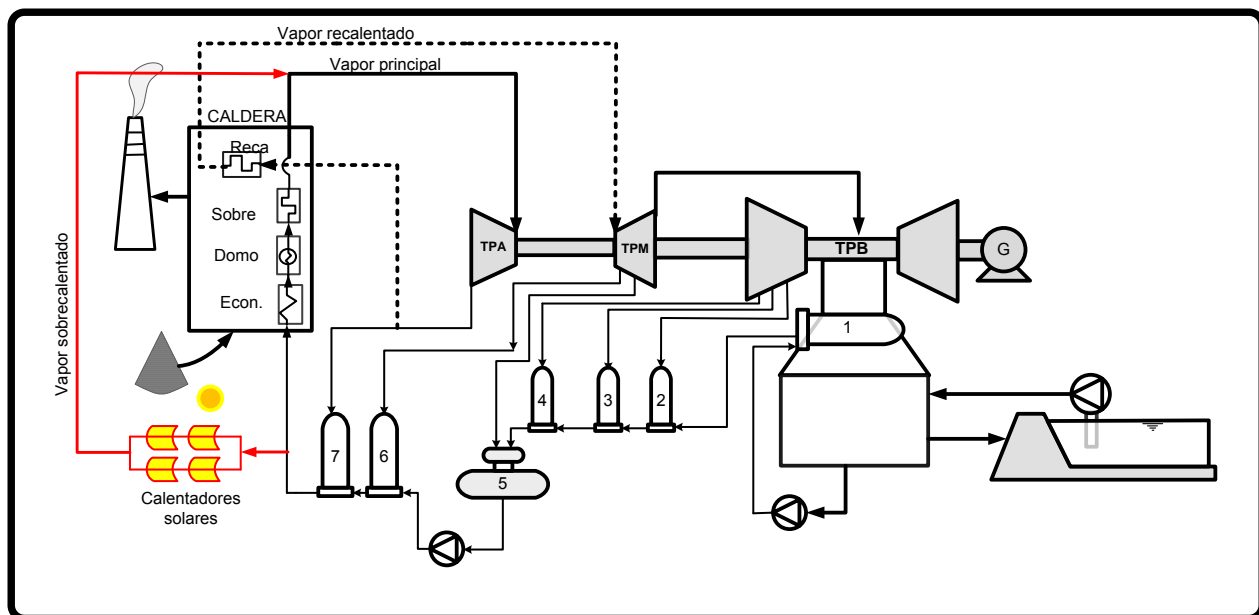


Figura 44 Esquema de modificaciones con la opción 5. ⁸⁷

Cerca del 16% del flujo es el que se evapora y sobrecalienta con energía solar. Posteriormente se mezcla el vapor producido en la caldera a condiciones originales de la turbina, 537°C, con el vapor generado con el apoyo solar a 357 °C, con lo que al final se tiene un vapor por debajo del diseño original de la turbina a 448 °C.

⁸⁷ Elaboración propia

En una primera aproximación, se asume que la turbina no sufre afectación alguna en este cambio de condiciones del vapor, aunque de definirse como la opción a implementar esta cuestión técnica deberá ser trabajada con mayor detalle.

Con estas modificaciones se busca ahorrar un poco de combustible fósil, contribuyendo de manera directa a mejorar el factor de emisiones de la electricidad producida en la central. No se incluye un sistema de almacenamiento de energía térmica para la noche, situación que se debe considerar al realizar la evaluación económica financiera.

La tabla siguiente muestra los resultados obtenidos al simular la inclusión de producción de vapor sobrecalentado con los concentradores solares.

Presión ambiente	bar	0.80
Temperatura ambiente	C	26.5
Humedad relativa	%	60.00
Temperatura de bulbo húmedo	C	19.08
Potencia bruta	kW	300,276.00
Eficiencia bruta PCI	%	41.34
Régimen Térmico Bruto PCI	kJ/kWh	9,059.00
Potencia neta	kW	281,546.00
Eficiencia neta PCI	%	38.77
Régimen Térmico Neto PCI	kJ/kWh	9,662.00
Combustible neto PCI	kW	726,270.80
Emisiones CO₂	kg/MW _{hr} (gross)	803.30
Calor solar	kW	29,340.20
Beneficio Opción 1	kW	-7,312.00
si fuera TV 30% ef	kW	8,802.06
Energía total entrada	kW	755,611.00
Ef. Ciclo (solar + combustible)	%	37.26
Red. Combustible	kW	29,670.20

Tabla 23 Resumen de resultados con la opción 5⁸⁸

⁸⁸ Elaboración propia

El balance de masa y energía construido y simulado en Thermoflex con las modificaciones mencionadas anteriormente se ilustra en la siguiente figura.

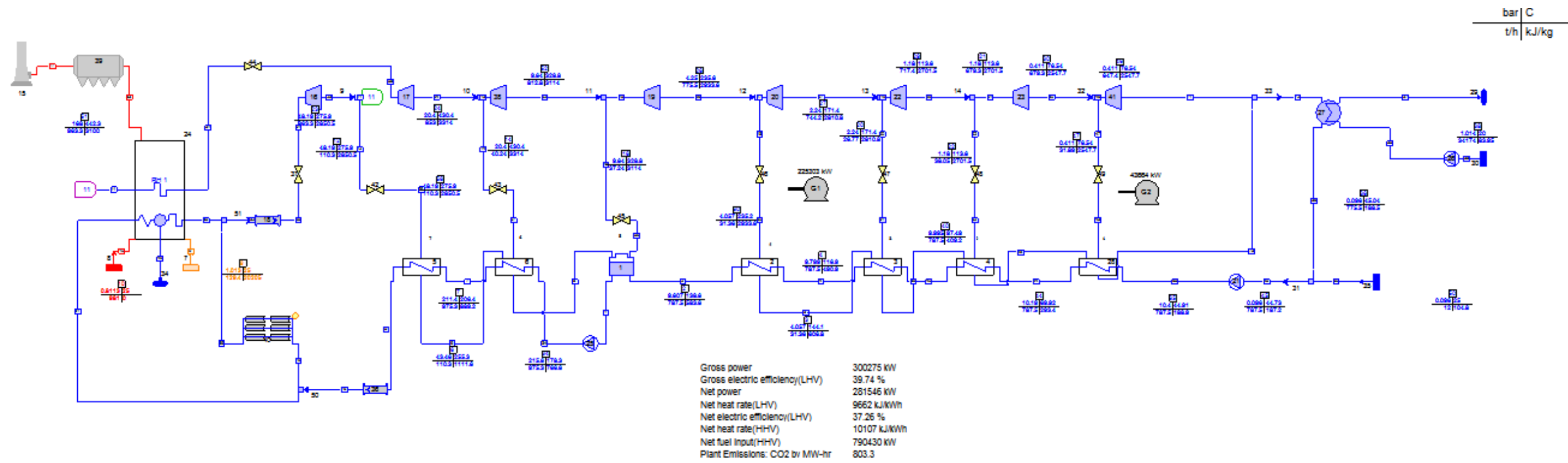


Figura 45 Balance de masa y energía opción 5.⁸⁹

⁸⁹ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

Análisis de la opción 5

Como se parecía en la tabla resumen, la potencia neta del ciclo respecto a las condiciones actuales disminuye, esto como resultado de un vapor con menor calidad energética por la disminución de temperatura.

Sin embargo, en términos de eficiencia, esta opción ofrece buenos rendimientos, pues la eficiencia neta considerando sólo el consumo de carbón como input de energía, aumenta a casi 39%. Si consideramos además la energía solar como parte de la energía que ingresa a la planta, aún así la eficiencia es mayor, con 37.2%.

La energía térmica que ingresa por concepto de aprovechamiento solar en los paneles, es de 29.3 MW. Con lo anterior, se evitan 29.6 MW térmicos que habrían sido de carbón, y se reduce el factor de emisiones a 803.3 kg CO₂/kWh.

La opción ofrece buenos rendimientos técnicos, se aprovecha con alta eficiencia la energía que ingresa al ciclo y se reduce el nivel de emisiones, por lo que conviene realizar el análisis económico financiero para decidir su aplicación.

3.8 Opción 6. Cambio de caldera, de carbón pulverizado a lecho fluidizado burbujeante

En esta alternativa se sustituye la actual caldera de carbón pulverizada por una caldera de lecho fluido burbujeante, que es más eficiente que una caldera de lecho fluido circulante. Este tipo de tecnología resulta atractiva para la quema de combustibles diversos incluyendo mezclas, sea de combustibles fósiles como el carbón o coque de petróleo, pero también de materiales residuales de actividades industriales o biomasa. La flexibilidad de quemar tal diversidad de materiales puede ser ventaja al realizar mezclas de carbón y residuos forestales, considerados como biológicamente libres de emisiones; con esto se impactaría positivamente en el factor de emisiones de la planta.

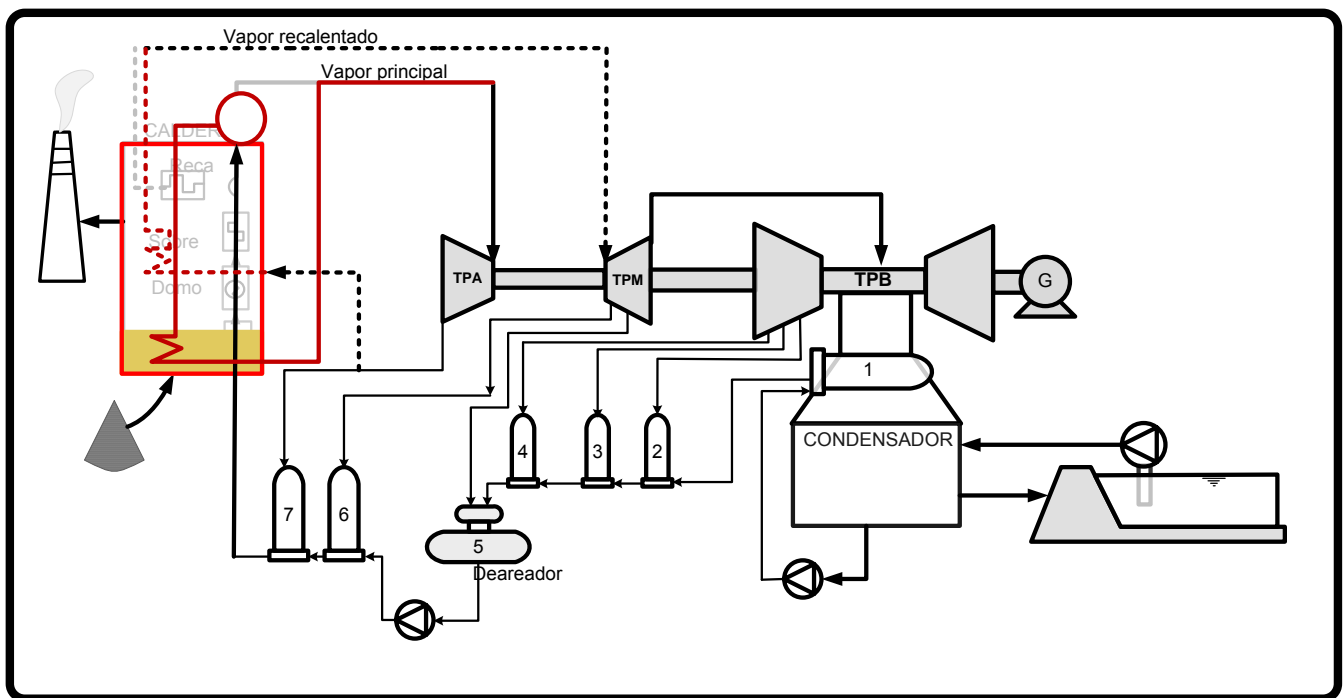


Figura 46 Diagrama del ciclo con caldera de lecho fluidizado burbujeante.⁹⁰

En contraparte, regularmente este tipo calderas es de una eficiencia menor que una de carbón pulverizado, pues la limitante de la temperatura en el hogar reduce la eficiencia de conversión.

El cambio principal que requiere la implementación de esta opción es un reemplazo de caldera, dejando de lado la actual de carbón pulverizado.

⁹⁰ Elaboración propia

El balance de masa y energía desarrollado con el software Thermoflex de esta opción se muestra en la figura siguiente:

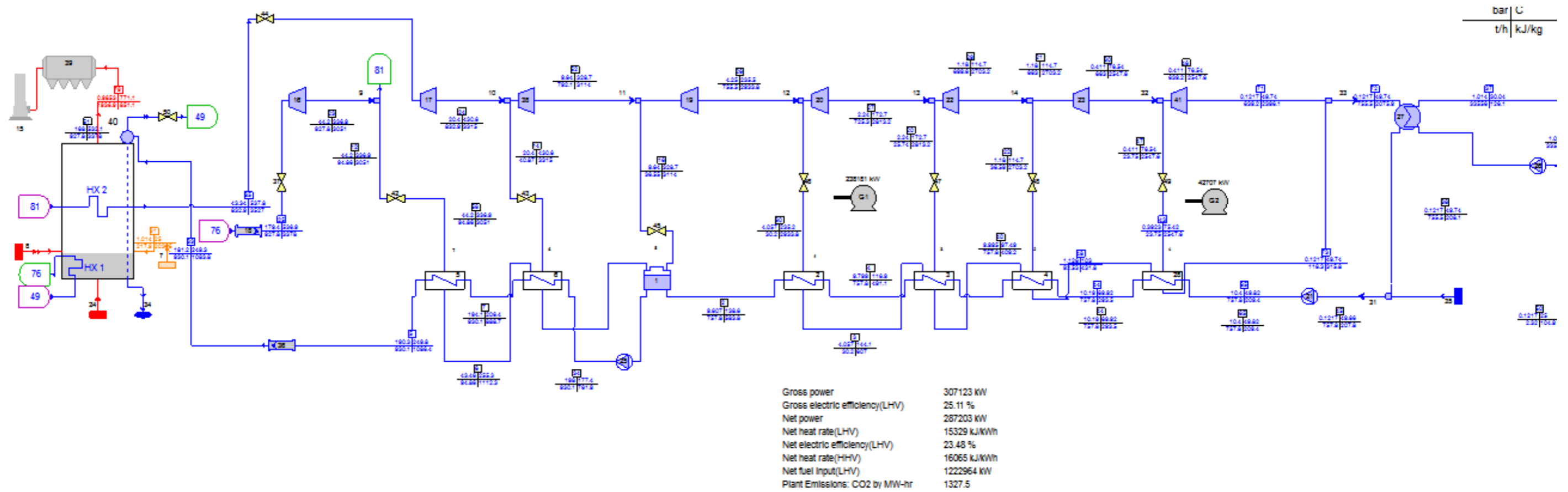


Figura 47 Balance de masa y energía planta con caldera de lecho fluidizado burbujeante⁹¹

⁹¹ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

En la tabla siguiente se muestran los parámetros de desempeño de la planta operando con la caldera de lecho fluidizado burbujeante.

Presión ambiente	bar	0.98
Temperatura ambiente	C	26.5
Humedad relativa	%	60.00
Temperatura de bulbo húmedo	C	19.41
Potencia bruta	kW	307,123.00
Eficiencia bruta PCI	%	25.11
Régimen Térmico Bruto PCI	kJ/kWh	14,335.00
Potencia neta	kW	287,203.00
Eficiencia neta PCI	%	23.48
Régimen Térmico Neto PCI	kJ/kWh	15,330.00
Combustible neto PCI	kW	1,222,964.00
Emisiones CO₂	kg/MWhr (gross)	1,327.50

Tabla 24 Parámetros de desempeño con la opción 6. ⁹²

Análisis de la opción 6

Esta opción ha resultado con una eficiencia de conversión de energía muy baja, el valor neto es apenas del 23.5%, esto podría explicarse por las limitaciones de una caldera de lecho fluido que regularmente son de baja eficiencia al limitarse la temperatura del lecho. Como consecuencia de esto, las emisiones son mucho mayores y el factor de CO₂ es muy elevado. La potencia neta es ligeramente menor que en las condiciones normales.

En términos generales, no hay beneficios en el aprovechamiento de la energía, por el contrario hay un bajo rendimiento, que difícilmente sería compensado con la cualidad de quemar algunos desperdicios de combustibles o mezclas incluyendo material biológicamente sin emisiones.

Por lo tanto esta opción se descarta para la consecución del trabajo en el apartado de costos y análisis financiero del capítulo 4.

⁹² Elaboración propia

Tabla 25 RESUMEN DE RESULTADOS TÉCNICOS DE LAS OPCIONES PLANTEADAS⁹³

		BASE	1 CHILLER LAGO	2 TREN SOLAR	3 IGCC	4 CAPTURA	5 SOBREC SOLAR	6 LECHO FLUIDO B
Presión	Bar	0.98	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.98
Temperatura media	C	26.5	40	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5
%HR	%	60	60	60	60	60	60	60
Tbh	C	19	32	19	19	19	19	19
Potencia BRUTA	MW	307	303	322	615	250	300	307
Eficiencia BRUTA	%	40.61	40.10	41.89	50.64	33.12	41.34	25.11
RTU BRUTO	kJ/kWh	8864	19345	9525	7109	10871	9059	14335
Potencia NETA	MW	290	284	303	553	203	282	287
EF NETA	%	38.3	37.7	39.4	45.5	26.9	38.8	23.5
RTU NETO	kJ/kWh	9399	20594	10121	7907	13387	9662	15330
COMBUSTIBLE	KW	756	755	769	1214	756	726	1223
Factor CO₂	kg/MWhr (gross)	818	828	793	750	99	803	1328
EN SOLAR	MW	-	872	83	-	-	29	-
BENEFICIO SOLAR	MW	-	15.4	14.3	-	-	-7.3	-
EN. TOTAL	MW	-	1627	852	-	-	756	-
EF TOTAL (SOL+COMB)	%	-	17.5	35.6	-	-	37.3	-

⁹³ Elaboración propia con Software Thermoflex, Thermoflow Inc.

Las celdas sombreadas corresponden a los valores de Potencia neta y eficiencia que aumentan respecto al caso actual.

3.10 Conclusiones del Capítulo 3

Con el panorama que ha resultado de la evaluación técnica de las opciones planteadas, podemos decir que técnicamente hay alternativas que pueden traer beneficios en el aprovechamiento de la energía y/o en la mejora del factor de emisiones, cuestiones que tienen gran relevancia en el mundo actual, principalmente por la problemática de cambio climático.

Las opciones que incluyen energía solar pueden aminorar el impacto de las emisiones, sin embargo traen limitaciones técnicas como temperaturas y presiones de trabajo que se pueden obtener, además de la disponibilidad del recurso solar.

La opción de apoyo al agua de enfriamiento con el uso de chillers de absorción abastecidos con vapor procedente de energía solar, resulta muy ineficiente.

La opción con captura de CO₂ definitivamente reduce el impacto de las emisiones; sin embargo, la eficiencia también se ve aminorada por lo que en cuestión de aprovechamiento restan calidad al ciclo.

La opción de una caldera de lecho fluido burbujeante brindaría flexibilidad en el combustible, incluso se podría usar algún residuo forestal, sin embargo, la eficiencia de conversión de la tecnología está muy por debajo de la actual.

Existen tres opciones en las que se obtiene beneficio en régimen térmico y reducción de emisiones de CO₂ (ver Tabla 25): la 2, que utiliza la energía solar para precalentar el agua de alimentación; la 3 con el ciclo combinado con gasificación integrada; y, la 5 que utiliza la energía solar para generar vapor sobrecalentado; sin embargo, esta última tiene la limitante de desmejorar la potencia del ciclo (al reducirse la calidad del vapor mezclado antes del ingreso a la turbina), cuestión que no es deseable para recuperar la inversión que requeriría la implementación.

Por lo anterior, las opciones 2 y 3 serán escogidas para complementar el estudio, llevándose a cabo su evaluación económica y financiera en el capítulo 4.

CAPÍTULO 4.- EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA DE LAS OPCIONES SELECCIONADAS

4.1 Introducción

La evaluación técnica de un proyecto en la rama ingenieril, requiere indispensablemente de un análisis económico y financiero, esto para poder cuantificar la estructura del proyecto en términos monetarios y el beneficio a la entidad privada o pública que se encargará de administrarlo.

Aunque la estimación de costos puede ser todo un arte, que muchas veces tiende a quedarse corta comparada con la realidad, es imprescindible tener una noción lo más aproximada posible del costo que tendrá la implementación de los equipos y procesos que requiere el proyecto, ya que en buena parte la evaluación económica y financiera depende de estos datos. Las metodologías son diversas y dependen de la disponibilidad de la información principalmente.

En el presente capítulo se estudiará el comportamiento económico y financiero de las dos alternativas seleccionadas en el apartado técnico, con la finalidad de tener mayores elementos para la toma de decisiones y darle viabilidad a la que mejor convenga.

4.2 Análisis económico

El análisis económico incluye dos opciones, la configuración 2 que integra apoyo solar al tren de regeneración y la configuración 3, que incluye un ciclo combinado con gasificación integrada.

Antecediendo el análisis, se describen a continuación los parámetros y conceptos económicos que se han trabajado.

4.2.1 Tasa de retorno mínima de recuperación, TREMA

Todo inversionista espera que su dinero crezca en términos reales. Como en todos los países hay inflación, aunque su valor sea pequeño, crecer en términos reales significa ganar un rendimiento superior a la inflación, ya que si se gana un rendimiento igual a la inflación el dinero no crece, sino que mantiene su poder adquisitivo. Es ésta la razón por la cual no debe tomarse como referencia la tasa de rendimiento que ofrecen los bancos, pues es bien sabido que la *tasa bancaria* de rendimiento es siempre menor a la inflación. Si los bancos ofrecieran una tasa igual o mayor a la inflación implicaría que, o no ganan nada o que transfieren sus ganancias al ahorrador, haciéndolo rico y descapitalizando al propio banco, lo cual nunca va a suceder.

La TREMA se puede definir como la tasa que se gana en una inversión sin riesgo más la prima que defina el nivel de riesgo del proyecto:

TREMA=Tasa sin riesgo + Prima por riesgo

4.2.2 Anualidad equivalente, AE

En el método de la Anualidad equivalente, todos los ingresos y gastos que ocurren durante un período del proyecto son convertidos en una anualidad equivalente (uniforme); cuando el valor es positivo, denota que los beneficios son mayores que los costos y, en consecuencia el proyecto es aceptable:

$$AE = VPN[A/P]_{i,n} \quad (4.1)$$

Donde:

$[A/P]$ = factor de recuperación de una serie de pagos

n = número de períodos

i = TREMA

4.2.3 Relación Beneficio Costo, RBC

Es el cociente entre el valor actualizado de los flujos netos de caja y la inversión realizada.

$$RBC = \frac{VP_{flujo}}{inversión} \quad (4.2)$$

Donde:

$$VP_{flujo} = VP_{ingresos} - VP_{gastos} \quad (4.3)$$

Para que un proyecto sea considerado atractivo, la relación beneficio costo debe ser mayor a 1.

$RBC > 1$

4.2.4 Período de Recuperación, Payback.

Es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión realizada. El período de recuperación simple se calcula interpolando utilizando los valores de los años donde ocurre un cambio de signo en los resultados económicos netos.

4.2.5 Valor Presente Neto, VPN

Es el rendimiento actualizado de los flujos positivos y negativos originados por la inversión. Es decir por todos los rendimientos que esperamos obtener de la misma.

Para la obtención del valor presente neto, se resuelve la siguiente expresión:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} - S_0 \quad (4.4)$$

Donde:

S_0 = Inversión inicial

S_t = Flujo de n costos y beneficios

t = períodos de tiempo

i = tasa de descuento (TREMA)

Para restablecer los signos en términos de igualdad, consideraremos que los desembolsos que señalan una salida de capital les aplicamos el signo negativo y los que constituyen ingresos o entradas tendrán signo positivo.

Si obtenemos un VPN positivo o cero el análisis nos indicará que el valor actualizado de las entradas y salidas de la inversión proporciona beneficio, expresado por dicho importe a la fecha inicial por encima del que obtendríamos considerando esa inversión a un costo o rendimiento mínimo exigido (costo de oportunidad).

Sin embargo, si el VPN resulta negativo, indicará que a esa tasa de actualización se produce una pérdida de la cuantía que exprese el VPN.

Es decir, las inversiones con VPN positivo serían interesantes y aquellas en las que el valor fuera negativo serían rechazables.

La tasa de descuento aplicado para el cálculo del VPN tiene su importancia, ya que aumentará el valor del VPN si reducimos el tipo de descuento y lo disminuirá si lo aumentamos, aunque estas tendencias también dependerán de los vencimientos y los signos de los flujos de caja. Por ejemplo, una inversión que requiera un fuerte desembolso inicial y beneficios tardíos tendrá una estructura inversa a otra que obtenga beneficios en los primeros ejercicios y desembolsos posteriores.

Algunos autores, consideran que una misma tasa de descuento para todos los ejercicios provoca un alejamiento de la realidad. Para evitar este aspecto se puede introducir en el modelo una tasa de descuento diferente para remunerar los saldos positivos y otro tipo para los saldos negativos.

4.2.6 Tasa Interna de Rendimiento, TIR

La ganancia anual que tiene cada inversionista se puede expresar como una tasa de rendimiento o de ganancia anual llamada *tasa interna de rendimiento*. Puede definirse como la tasa de descuento que hace el VPN = 0; también como la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión inicial; o, como la tasa de interés que iguala el valor futuro de la inversión con la suma de los valores futuros equivalente de las ganancias, comparando el dinero al final del periodo de análisis.

Si $TREMA \geq TIR$ es recomendable aceptar la inversión

Si $TREMA < TIR$ es preciso rechazar la inversión

En suma, al utilizar los métodos de VPN y la TIR como las condicionantes de decisión en la evaluación económica de un proyecto, se debe proceder como sigue:

Para una sola alternativa:

VPN	TIR	Decisión
Si $VPN \geq 0$	Si $TIR \geq TREMA$	Aceptar inversión
Si $VPN < 0$	Si $TIR < TREMA$	Rechazar inversión

Tabla 26 Criterios de VPN y TIR en evaluación de proyectos.⁹⁴

Para dos o más alternativas, seleccionar la alternativa de mayor VPN.

4.3 Costos de Inversión

Uno de los factores determinantes para la evaluación de cualquier proyecto de ingeniería, es la obtención de los costos requeridos para llevar a cabo el mismo. Es recomendable que incluya todos los gastos que genera, desde los equipos hasta la mano de obra de la construcción. Los costos pueden ser estimados, es decir, basarse en costos reportados en proyectos similares y adaptarlos al que se está evaluando; o cotizarse directamente con el proveedor o constructor.

4.3.1 Costos de la Opción 2 (tren de regeneración con apoyo solar)

Para esta opción, los costos de la instalación de los colectores solares, estructuras, transporte de equipo, mano de obra y demás requerimientos se ha conjuntado en un solo valor, usando los costos reportados de manera unitaria en otros proyectos similares. Se ha tomado como referencia⁹⁵ un costo de 1600 US\$/kW instalado, multiplicado por los 13,000 kW netos que se incrementan en la generación neta de la planta bajo este esquema, se obtiene un monto total de inversión de 20.8 MMUS\$.

4.3.2 Costos de la Opción 3 (IGCC)

Los costos de la infraestructura requerida para esta alternativa engloba cinco sistemas principales: el de generación eléctrica, que incluye las turbinas de

⁹⁴ Baca Urbina, Gabriel. (2007) *Fundamentos de Ingeniería Económica* 4º Edición. McGrawHill. México

⁹⁵ Estimado con base al dato publicado en el sitio: <http://www.nrel.gov/solar/news/2010/870.html>, consultado el 10 de mayo de 2012 y el estudio CFE-IIIE Proyecto CC Agua prieta II.

gas, recuperadores de calor y las turbinas de vapor (aunque en el caso de estudio, este costo se omitiría por contarse ya con este equipo). El gasificador, que es el reactor donde se lleva a cabo la semirreacción de oxidación y se produce el syngas. El sistema de separación de aire, que separa el oxígeno del nitrógeno del aire común y alimenta de oxígeno al gasificador. La preparación de combustible, donde se acondiciona el carbón de acuerdo a las especificaciones del fabricante del gasificador. Y, el sistema de control de emisiones, que limpia de contaminantes como el azufre al gas de síntesis.

Los costos estimados para la alternativa de la planta en configuración IGCC se muestran a continuación:

	COSTO TOTAL
ALIMENTACIÓN COMBUSTIBLE	61.23
GASIFICADOR	44.46
CICLÓN CENIZA	0.819
COMPRESOR N ₂	0.546
SUBTOTAL	107.055
ENFRIAMIENTO SYNGAS	85.41
FILTRO CERÁMICA	31.59
SUBTOTAL	117
UNIDAD SEPARADORA DE AIRE	26.39
COMPRESOR O ₂	4.68
COMPRESOR N ₂	5.72
SUBTOTAL	36.79
TG	134.88
HRSG INTERCAMBIADORES	150.9
TV	
SUBTOTAL	285.78
OTROS	29.775
SUBTOTAL	29.775
TOTAL	576.4

Tabla 27 Costos estimados para la opción 3.⁹⁶

Se observa que se conserva la turbina de vapor existente, con lo que se ahorra una parte de la inversión respecto a lo que se requeriría para una planta de este tipo nueva.

⁹⁶ Con base en: Haiming Jin, Eric D. Larson, Fuat E. Celik. (2009) Performance and cost analysis of future, commercially mature gasification-based electric power generation from switchgrass. Society of Chemical Industry and John Wiley & Sons, Ltd

4.4 Resultados económicos

Con base a los costos estimados y la metodología descrita, a continuación se muestran los resultados obtenidos en cada una de las propuestas.

4.4.1 Resultados económicos opción 2

Para este caso, los datos técnicos obtenidos a partir de las simulaciones en Thermoflow, y los parámetros económicos que se introdujeron al análisis, se muestran en la siguiente tabla:

Supuestos técnicos	S/PROYECTO	C/PROYECTO
Potencia bruta (MW)	307	15
Potencia neta (MW)	290.00	13
Factor de planta	90.0%	35%
Eficiencia NETA	38.30%	
Usos propios	5.54%	13%
Régimen térmico bruto (kJ/kWh)	8,402	
Poder calorífico superior (kJ/kg)	18177.1	

- Tabla 28 ⁹⁷Parámetros técnicos de la planta con apoyo solar en el tren de regeneración..⁹⁸

Supuestos económico-financieros		
Tipo de cambio	13.0	\$/dól
Tasa de descuento real anual	12.00%	
Inflación anual (EUA):	3.00%	
Tasa nominal financiera	10.00%	
Moneda de	2012	
Año de inicio	2013	
Mes de inicio	ene-13	
Tiempo de construcción	24.00	Meses
Año de inicio de operación	2015	

Tabla 29 Supuestos económicos- financieros de la planta con apoyo solar en el tren de regeneración..⁹⁹

⁹⁷ NOTA: la parte con proyecto sólo hace referencia a la energía adicional con el aporte solar

⁹⁸ Elaboración propia

⁹⁹ Aviña Jiménez, Héctor. (2011) *Repotenciación de la capacidad de la Planta de Cerro Prieto de la CFE, incorporando el uso de energía solar*. UNAM

Costo total de inversión	20,800	Miles de dólares de 2012
Tasa de descuento real mensual	0.95%	
Tasa de descuento nominal anual	15.36%	

Tabla 30 Costo total de la opción 2.¹⁰⁰

La implementación de este sistema auxiliar de calentadores por concentración solar para calentar el agua de alimentación, bajo los parámetros técnicos y económicos mencionados, no es rentable. Obtenemos un VPN menor a cero y una TIR menor a la mínima aceptable. La inversión que requiere el proyecto, es uno de los principales factores que contrarrestan esta rentabilidad.

Resultados económicos

Trema	12%
VPN en 2012	-\$4,400
AE	-\$589
B/C	0.79
TIR	8.42%
TIRM	10.68%
PR simple	9.38

Tabla 31 resultados económicos de la opción 2.¹⁰¹

¹⁰⁰ Elaboración propia

¹⁰¹ Ibídem

4.4.2 Sensibilidad económica

Variando algunos parámetros que podrían cambiar antes o durante la operación del proyecto, se han evaluado algunos escenarios para visualizar el impacto que tendrían tales situaciones. En primera instancia se observa que al tener mayores ingresos por la venta de electricidad, es decir, aumentando el precio de la transferencia, cuando los precios se incrementan en un 30% habría resultados económicamente atractivos. En el caso de la inversión inicial, como se esperaría al decrementar el monto del valor, tiende a ser rentable el proyecto, de tal manera que al bajar un 50% se tendría un proyecto altamente rentable.

	CASO BASE	TRANSFERENCE +15%	TRANSFERENCE +30%	INV. INICIAL -20%	INV. INICIAL -50%	TREMA -50%	TREMA -25%	fp solar 40% (vs 35%)
Trema	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	6.0%	9.0%	12.0%
VPN en 2012	-\$ 4,400	-\$,904	\$ 593	-\$ 240	\$6,000	\$4,177	-\$ 834	-\$ 4,400
AE	-\$ 589	-\$ 255	\$ 79	-\$ 32	\$ 803	\$ 364	-\$ 91	-\$ 589
B/C	0.79	0.91	1.03	0.99	1.58	1.20	0.96	0.79
TIR	8.4%	10.4%	12.5%	11.8%	20.8%	8.4%	8.4%	8.4%
TIRM	10.7%	11.5%	12.2%	11.9%	14.6%	7.0%	8.8%	10.7%
PR simple (años)	9.4	7.87	6.78	7.48	4.64	9.38	9.38	9.38

Tabla 32 Resultados obtenidos al variar parámetros definitorios de la opción 2. ¹⁰²

Finalmente, modificando el factor de planta del apoyo renovable, a uno mayor, de 40%, y con ello generando más electricidad con energía solar, no se alcanza un beneficio tangible.

4.4.3 Evaluación financiera

En muchos proyectos de ingeniería, es necesario recurrir a préstamos de instituciones bancarias para financiar los costos del proyecto. Regularmente los bancos prestan sólo un porcentaje de la inversión requerida, dicha fracción se conoce como apalancamiento. En el caso de estudio y en particular en esta

¹⁰² Elaboración propia.

opción de análisis, se ha tomado como referencia un caso típico con un 70% de apalancamiento con un esquema de pagos iguales con una tasa de 3.5%¹⁰³.

Esquema Financiero			
Pagos anuales, seis pagos iguales al			3.50%
Apalancamiento	70%	Monto (miles de US\$)	-\$ 14,560.00

Tabla 33 Esquema financiero del caso base de la opción 2.¹⁰⁴

Los resultados que arroja este esquema financiero mejoran el rendimiento con respecto al caso de 100% de capital propio en la inversión; sin embargo, aún no es rentable, incluso con el 80% de apalancamiento.

miles de dólares de 2012	SENSIBILIDAD DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA				
	CASO BASE	APALANCAMIENTO			
	70%	20%	40%	60%	80%
Trema	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%
VPN en 2012	-\$ 1,074	-\$ 3,450	-\$ 2,500	-\$ 1,549	-\$ 599
AE	-\$ 144	-\$ 462	-\$ 335	-\$ 207	-\$ 80
B/C	0.83	0.79	0.80	0.81	0.86
TIR	10.6%	8.9%	9.4%	10.1%	11.1%
TIRM	11.2%	10.7%	10.8%	10.9%	11.5%
PR simple	10.2	9.62	9.86	10.10	10.34%

Tabla 34 Análisis de variación en el porcentaje de apalancamiento de la opción 2.¹⁰⁵

4.4.4 Análisis con Supuesto de Venta de bonos de carbono

El uso de la energía solar para generar vapor que se usaría en el tren de regeneración y con ello lograr mayor potencia neta, desplaza emisiones de CO₂ que serían emitidas a partir de la quema de carbón si se usa la forma convencional. De esta manera, toda aquella potencia que excede la potencia bruta de 307 MW del caso base, desplaza las emisiones equivalentes de la quema de carbón.

¹⁰³ Aviña Jiménez, Héctor. (2011) *Repotenciación de la capacidad de la Planta de Cerro Prieto de la CFE, incorporando el uso de energía solar*. UNAM

¹⁰⁴ Elaboración propia.

¹⁰⁵ *Ibíd*em

Se recurre a esta condición para aumentar los ingresos del proyecto, dado que bajo los esquemas económicos y financieros hasta ahora planteados el proyecto no es rentable y por ello no sería factible para llevarse a cabo. **El estudio no ahondará en el análisis de las barreras que un proyecto de esta naturaleza debe cumplir, únicamente se limitará al supuesto de que se obtienen ingresos por el mecanismo.**

La línea base de emisiones se tomará como el promedio registrado antes de 2001 para la red eléctrica (0.764 t CO₂/MWh) y el que se ha utilizado a partir de 2001 (0.404 t CO₂/MWh) generado a partir del proyecto El Gallo Hydroelectric Project, obteniendo un valor de 0.584 t CO₂/MWh. Con esto, el total de emisiones de la línea base es de 23,277 t CO₂/MWh.

FORMULACIÓN DE LÍNEA BASE DE EMISIONES		
Energía eléctrica a desplazar de la red pública	39,858	MWhe/año
Índice de emisión de CO ₂ equivalente de la red pública	0.764	ANTES DE 2001
Se toma el valor usado en la metodología aprobada del Proyecto el gallo hydroelectric project, y retomado por el proyecto La Costeña-Jugomex.	0.404	DESPUÉS DE 2001
PROMEDIO	0.584	t CO ₂ /MWh
Emisiones de CO ₂ desplazadas de la red pública equivalente	23,277	t CO ₂ /año
Total de emisiones en la línea base	23,277	t CO ₂ /año

Tabla 35 Línea base de emisiones de la central Río Escondido.¹⁰⁶

Los datos técnicos que se utilizaron para el cálculo de las emisiones ahorradas con la implementación de este proyecto se muestran en la siguiente tabla:

APOYO SOLAR AL TREN DE REGENERACIÓN		
Potencia total del proyecto solo la aportación nueva solar	18	Mwe
Factor de planta	35.00%	
Contenido de carbono en el carbón	49.49	tC/TJ
Factor de C a CO ₂	1375	CO ₂ /tC
Equivalente energético de MWh a TJ	0.0036	TJ/MWh
Consumo anual total de energía del proyecto	55,188	MWhcombustible/año
Energía eléctrica entregada a la red y que desplazara a generación convencional	39,858.00	MWh
Reducción de emisiones equivalentes con el proyecto	23,277	MENOS
TOTAL	23,277	t CO₂/año

Tabla 36 Datos utilizados para el cálculo de emisiones reducidas con la opción 2¹⁰⁷

Incluyendo esta cantidad de emisiones con un precio de venta de acuerdo al nivel de los últimos meses estimado en 6US\$/tonCO₂, un precio bajo debido a la incertidumbre que generó el vencimiento de la primera etapa del Protocolo de Kyoto, el resultado económico sigue siendo desfavorable aunque evidentemente mejor que sin esta inclusión. Si se considera un precio más

¹⁰⁶ Elaboración propia.

¹⁰⁷ Ibídem

parecido al que históricamente se ha tenido, cercano a los 9 US\$, el proyecto ya es rentable; este escenario de precios es posible ya que se espera que el precio de la tonelada de emisiones vuelva a sus niveles promedio de los últimos años, es decir los 12US\$, valor con el que el proyecto genera rendimiento atractivo.

miles de dólares de 2012	SENSIBILIDAD DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA		
	PRECIO DE LAS EMISIONES	PRECIO DE LAS EMISIONES	PRECIO DE LAS EMISIONES
	6 US\$/ton CO₂	9 US\$/ton CO₂	12 US\$/ton CO₂
Trema	12.00%	12.00%	12.00%
VPN en 2012	-\$ 269	\$ 18	\$ 305
AE	-\$ 36	\$ 2	\$ 41
B/C	0.96	1.00	1.05
TIR	11.6%	12.0%	12.4%
TIRM	11.8%	12.0%	12.3%
PR simple	9.70	9.51	9.32

Tabla 37 Resultados económicos al incluir venta de Bonos de Carbono. ¹⁰⁸

¹⁰⁸ Elaboración propia

4.4.5 Resultados económicos opción 3

Los parámetros previos a la evaluación económica se muestran en las siguientes tablas:

Supuestos técnicos	S/PROYECTO	C/PROYECTO
Potencia bruta (MW)	307	615
Potencia neta (MW)	290.00	553
Factor de planta	90.0%	91%
Eficiencia NETA	38.30%	45.50%
Usos propios	5.54%	10.1%
Régimen térmico bruto (kJ/kWh)	8,402	6738.39
Poder calorífico superior (kJ/kg)	18,177.11	

- Tabla 38 Parámetros técnicos de la planta implementación del ciclo IGCC.¹⁰⁹

Supuestos económico-financieros		
Tipo de cambio	13.0	\$/dól
Tasa de descuento real anual	12.00%	
Inflación anual (EUA):	3.00%	
Tasa nominal financiera	10.00%	
Moneda de	2012	
Año de inicio	2013	
Mes de inicio	ene-13	
Tiempo de construcción	24	Meses
Año de inicio de operación	2015	

Tabla 39 Supuestos económicos- financieros de la planta con ciclo IGCC.¹¹⁰

Costo total de inversión	576,400	Miles de dólares de 2012
Tasa de descuento real mensual	0.95%	
Tasa de descuento nominal anual	15.36%	

Tabla 40 Costo total de la opción 3.¹¹¹

¹⁰⁹ Elaboración propia

¹¹⁰ Elaboración propia

¹¹¹ Elaboración propia

Para el caso de la implementación de los equipos necesarios para conformar el ciclo combinado con gasificación integrada, ocurre que la inversión es muy elevada, cuestión que repercute en que al cubrir dichos costos con capital propio el proyecto no es rentable. Al hacer algunas variaciones en los parámetros de mayor impacto en los resultados finales, vemos que el rendimiento mejora a tal grado de volverse rentable. En primera instancia con un incremento en el precio de la transferencia del 15% ya hay beneficio aceptable, con un 30% aún más. Si la inversión inicial fuera más baja, el VPN y la relación beneficio costo tienen valores atractivos. Si se redujera la TREMA en un 25 o 50% se logra también buen rendimiento en el proyecto.

miles de dólares de 2012	SENSIBILIDAD DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA						
	CASO BASE	TRANSFE-RENCIA	TRANSFE-RENCIA	INV. INICIAL	INV. INICIAL	TREMA	TREMA
		+30%	+15%	--20%	--50%	-50%	-25%
Trema	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	6.00%	9.00%
VPN en 2012	-\$75,459	\$190,334	\$57,437	\$39,821	\$212,741	\$186,683	\$33,521
AE	-\$10,102	\$ 25,482	\$ 7,690	\$5,331	\$ 28,481	\$16,276	\$ 3,672
B/C	0.87	1.33	1.10	1.09	1.74	1.32	1.06
TIR	9.8%	17.8%	13.7%	13.4%	23.1%	9.8%	9.8%
TIRM	11.2%	13.6%	12.5%	12.5%	15.1%	7.5%	9.3%
PR simple (años)	8.5	5.10	6.37	6.79	4.24	8.49	8.49

Tabla 41 Resultados de la evaluación económica de la opción 3, variando parámetros definitorios.¹¹²

4.4.6 Análisis financiero de la opción 3

Si se utiliza financiamiento en el proyecto como es de esperarse, el proyecto mejora sus resultados económicos. Con un 60% de apalancamiento ya existe VPN positivo y una TIR mayor a la TREMA con lo que el proyecto ya es aceptable.

¹¹² Elaboración propia

Usando un porcentaje típico de 70% de apalancamiento se tendría un VPN de \$2.236 MUS\$, una RBC de 1.1 y una tasa de retorno de 12.8%, con lo que el proyecto ya sería económicamente viable.

miles de dólares de 2012	SENSIBILIDAD DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA				
	CASO BASE	APALANCAMIENTO			
	70%	20%	40%	60%	80%
Trema	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%
VPN en 2012	\$16,704	-\$ 49,127	-\$ 22,795	\$ 3,538	\$ 29,870
AE	\$ 2,236	-\$ 6,577	-\$ 3,052	\$ 474	\$ 3,999
B/C	1.10	0.89	0.93	1.02	1.26
TIR	12.8%	10.4%	11.2%	12.2%	13.6%
TIRM	12.5%	11.4%	11.6%	12.1%	12.9%
PR simple	9.3	8.72	8.94	9.16	9.37

Tabla 42 Resultados de la evaluación financiera, variando porcentaje de apalancamiento. ¹¹³

¹¹³ Elaboración propia

4.5 Conclusiones del Capítulo 4

Las inversiones que necesitan tanto la implementación de un campo de paneles solares para generar el vapor que requieren los calentadores de agua de alimentación, como los equipos complementarios a la turbina de vapor para tener un ciclo combinado de gasificación integrada, son muy elevadas.

Por el nivel de inversión, los dos proyectos planteados como opciones técnicamente factibles, si la CFE decidiera costear los gastos, tienen un beneficio económico insuficiente para pensar en su implementación ya que no alcanzan VPN positivo ni TIR mayor a la TREMA.

De las dos opciones analizadas, se observa que conviene más el ciclo IGCC, ya que con financiamiento del 70% y tasa del 3.5%, se consigue que los parámetros de decisión, VPN y TIR sean los esperados de acuerdo a los criterios de la metodología. El proyecto con ese esquema es rentable; no así el de la opción de apoyo solar.

Cuando se usa el beneficio de venta de bonos de carbono para la opción 2, el proyecto es rentable si se utiliza un precio de las emisiones de 9 US\$/ton CO₂ o mayor.

CAPÍTULO 5.- CONCLUSIONES GENERALES

Las centrales termoeléctricas en sus diversas tecnologías, generan una gran cantidad de emisiones de gases GEI, debido a la quema de los hidrocarburos con los que operan. Son de particular interés las carboeléctricas, dado que tienen el mayor factor de emisiones. Es un deber de las empresas, gobiernos y sociedad, procurar que estas instalaciones operen con la mayor eficiencia y con el menor nivel de emisiones posibles.

Para disminuir el factor de emisiones de una central de carbón, es necesario incrementar la eficiencia, es decir, aprovechar de mejor manera la energía suministrada al ciclo; o combinar el uso de energías limpias como la solar en ciclos híbridos, para proporcionar cierta cantidad de la energía de entrada al ciclo, libre de emisiones.

El cambio de la caldera actual por una de lecho fluido burbujeante disminuye en mucho la eficiencia de la planta, por lo que para este caso de estudio, es mejor operar una caldera de carbón pulverizado en lugar de la mencionada. Podría ser benéfico cuando se usa mezcla de combustibles con menor intensidad de emisiones de carbono, además de presentar mayor flexibilidad en el combustible.

La generación de vapor sobrecalentado para incorporarse a la turbina resulta en un proceso de menor eficiencia cuando no es posible alcanzar las condiciones del vapor principal mediante el sistema de calentamiento solar. La mezcla de un vapor a menor temperatura decreta considerablemente la potencia del ciclo. Queda pendiente evaluar la generación de vapor a dichas condiciones con tecnologías solares de alta temperatura como la torre central.

La captura de CO₂ requiere de una gran cantidad de energía térmica y eléctrica, por lo que la potencia cuando se incorpora este proceso decae considerablemente; para el caso de estudio el decremento en potencia fue del 30% y la eficiencia cayó 11.4 puntos netos.

El incremento de eficiencia puede lograrse con la conversión a ciclo combinado con gasificación integrada, donde la eficiencia se incrementa a niveles netos del 46% comparados con los 38% de referencia. Para esto es necesario implementar los equipos complementarios a la turbina de vapor: isla de gasificación, isla de separación de aire, isla de limpieza de gases y dos turbinas de gas con HRSGs cada una. Este incremento de eficiencia reduce considerablemente el factor de emisiones hasta 750 kgCO₂/MWh.

En el caso del uso del apoyo solar, se puede utilizar un complemento de energía captado en concentradores solares parabólicos, cuyo calor se aprovecha para generar vapor que requiere el circuito de agua de alimentación de la caldera. Con esto se ahorran las extracciones de vapor de la turbina y se puede generar mayor potencia en la planta. La ganancia neta es de 13 MW. El nivel de emisiones también se reduce hasta 793 kgCO₂/MWh.

Los resultados económicos no son favorables para ninguno de los casos evaluados, debido fundamentalmente al elevado nivel de las inversiones.

Con financiamiento es posible lograr rentabilidad en el caso del ciclo IGCC, con un apalancamiento del 70% y una tasa de 3.5%.

La opción de paneles solares cilindro parabólicos para calentar el agua de alimentación a la caldera, sólo es rentable con financiamiento y con venta de certificados de bonos de carbono.

Por lo anterior, de todas las opciones evaluadas, la conversión de la planta actual de Río Escondido, con tecnología de carbón pulverizado a un ciclo combinado con gasificación integrada resulta técnicamente factible y financieramente viable.

ANEXOS

Anexo 1 Calentadores de agua de alimentación.-

A excepción del deareador que es un intercambiador de calor de contacto directo, los demás son de superficie y su función es calentar el agua de alimentación al generador de vapor usando el calor del vapor de la extracción correspondiente.

CALENTADOR N° 1	
FABRICANTE	SWECOMEX, S.A.
TIPO	HORIZONTAL TUBOS RECTOS
TAMAÑO	1.27 M x 13.2 M x 713 M ₂
MATERIAL DE TUBOS	SA-249-304
TUBOS CUBIERTA	
PRESION (kg/cm ₂)	31.7 3.5 Y VACIO
CALENTADOR N° 2	
FABRICANTE	SWECOMEX, S.A.
TIPO	HORIZONTAL TUBOS RECTOS
TAMAÑO	1.12 M x 13.16 M x 670 M ₂
MATERIAL DE TUBOS	SA-249-304
TUBOS CUBIERTA	
PRESION (KG/CM ²)	31.7 3.5 Y VACIO

Tabla 43 datos de diseño de los calentadores de agua de alimentación (1 y 2)¹¹⁴

¹¹⁴ CFE Prontuario de datos técnicos de la Central Río Escondido

CALENTADOR N° 3	
FABRICANTE	FOSTER WHEELER LIMITED
TIPO	HORIZONTAL Y TUBOS "U"
DIMENSION DE TUBOS	D.E. 19 MM
CALIBRE 20 BWG	
TOTAL DE TUBOS "U"	485
MATERIAL DE TUBOS	SA-688- 304 ACERO INOXIDABLE
PRESION DE OPERACION	2.06 KG/CM ₂

Tabla 44 Datos de diseño del calentador 3¹¹⁵

CALENTADOR N° 4	
FABRICANTE	FOSTER WHEELER LIMITED
TIPO	HORIZONTAL Y TUBOS "U"
DIMENSION DE TUBOS	D.E. 19 MM
CALIBRE 20 BWG	
TOTAL DE "U"	475
MATERIAL DE TUBOS	SA-688- 304 ACERO INOXIDABLE
PRESION (KG/CM ₂)	3.9 KG/CM ₂

Tabla 45 Datos de diseño del calentador 4¹¹⁶

¹¹⁵ CFE Prontuario de datos técnicos de la Central Río Escondido

¹¹⁶ *Ibíd*em

CALENTADOR No 5 (DEAREADOR)	
FABRICANTE	ETRASA
TIPO	CONTACTO DIRECTO
PRESION DE DISEÑO	10.5 KG/CM ₂ MAN
PRESION MAXIMA DE TRABAJO	8.8 KG/CM ₂ MAN
TEMPERATURA DE DISEÑO	815 °C
PRESION DE AJUSTE DE VALVULA DE ALIVIO	10.54 KG/CM ₂ MAN
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO A NIVEL NORMAL	92 M ₃

Tabla 46 Datos de diseño del calentador 5¹¹⁷

CALENTADOR N° 6	
FABRICANTE	FOSTER WHEELER LIMITED
TIPO	HORIZONTAL DE DOS PASOS
DIMENSION DE TUBOS	D.E. 19 MM
CALIBRE 13 BWG	
TOTAL DE TUBOS "U"	1,116
MATERIAL DE TUBOS	SA-688-304 ACERO INOXIDABLE
PRESION DE OPERACION	18.8 KG/CM ₂

Tabla 47 Datos de diseño del calentador 6¹¹⁸

¹¹⁷ CFE Prontuario de datos técnicos de la Central Río Escondido

¹¹⁸ Ibídem

CALENTADOR N° 7	
FABRICANTE	FOSTER WHEELER LIMITED
TIPO	HORIZONTAL DE DOS PASOS
DIMENSION DE TUBOS	D.E. 19 MM
CALIBRE 13 BWG	
TOTAL DE TUBOS "U"	1,116
MATERIAL DE TUBOS	SA-688 – 304 ACERO INOXIDABLE
PRESION DE OPERACION	39 KG/CM2

Tabla 48 Datos de diseño del calentador 7¹¹⁹

Anexo 2. Bomba de Circulación.-

Esta bomba succiona agua de la obra de toma del estanque de enfriamiento y la descarga a través de ductos hasta el condensador principal.

BOMBA	
FABRICANTE	INGERSOLL RAND
TIPO	PULL-OUT DE FLUJO MIXTO
CARGA TOTAL	14.93 MTS.
CAPACIDAD	349,999 LTS/MIN
VELOCIDAD	322 RPM
MOTOR	
FABRICANTE	MITSUBISHI ELECTRIC CO.
VOLTAJE	6900 VOLTS
POTENCIA	700 CV
VELOCIDAD	322 RPM

Tabla 49 Datos de diseño de la bomba-motor de circulación¹²⁰

¹¹⁹ CFE Prontuario de datos técnicos de la Central Río Escondido

¹²⁰ Ibídem

Anexo 3 Bomba de Condensado

Esta bomba succiona el condensado del pozo caliente del condensador principal y lo envía al deareador a través de los calentadores de baja presión.

BOMBA	
BRICANTE	BYRON JACKSON CO. S.A.
TIPO	CENTRIFUGA VERTICAL, TURBINA MULTIPASOS
NUM. DE PASOS	4
CARGA DINAMICA TOTAL	204.2 M
CAPACIDAD	766,676 kg/h.
VELOCIDAD	1785 RPM
MOTOR	
FABRICANTE	U.S. DE MEXICO
VOLTAJE	6900 VOLTS
POTENCIA	800 HP
VELOCIDAD	1800 RPM

Tabla 50 Datos de diseño de la bomba de condensado¹²¹

¹²¹ CFE Prontuario de datos técnicos de la Central Río Escondido

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama T-s del ciclo Rankine sobrecalentado.	5
Figura 2 Configuración básica de una termoeléctrica convencional.....	7
Figura 3 Turbo bomba de pasos múltiples.	10
Figura 4 Condensador de tubos y carcasa de un paso.	14
Figura 5 Esquema general de un ciclo combinado.....	20
Figura 6 Esquema de una turbina de gas.	21
Figura 7 Configuración típica de un IGCC.....	24
Figura 8 Caldera de lecho fluidizado	29
Figura 9 Esquema típico de una carboeléctrica con pulverizador	30
Figura 10 Representación esquemática de los sistemas de captación.	35
Figura 11 Emisiones de CO ₂ para generación de electricidad y calor en 2008 y 2009.	38
Figura 12 Distribución de generación de electricidad por tipo de tecnología. ..	39
Figura 13 Diagrama Ts y hs de un ciclo supercrítico con doble recalentamiento.	41
Figura 14 Rendimiento de las centrales térmicas en función de las temperaturas de admisión a la turbina.	43
Figura 15 Balance de radiación solar en la Tierra.	48
Figura 16 Mapa mundial de radiación solar kWh/m ² día.	49
Figura 17 Tecnologías de aprovechamiento solar.	51
Figura 18 Aprovechamiento pasivo de la energía solar.	52
Figura 19 Subsistemas de una instalación fotovoltaica.....	55
Figura 20 Parque Solar Okhotnykovo en Ucrania, de 80 MW fotovoltaicos	56
Figura 21 Sistema solar de media temperatura.	57
Figura 22 Captador solar térmico de media temperatura.	58
Figura 23 Subsistemas de una planta solar de alta temperatura.	59

Figura 24 Concentrador solar de disco parabólico. Izq. Componentes. Der. Prototipo.....	60
Figura 25 Esquema ilustrativo de una central eléctrica solar de torre central. .	61
.Figura 26 Planta de torre central PS10 de Abengoa en Sanlúcar Sevilla, con capacidad de 11MW.	61
Figura 27 Ciclo combinado con vapor sobrecalentado solar.	62
Figura 28 Ciclo híbrido de una carboeléctrica con apoyo solar en el tren de regeneración.	63
Figura 29 Vista satelital de la central Río escondido. 1) Recepción de carbón 2) Bandas transportadoras de carbón 3) Almacén de carbón 4)Unidades generadoras 5)Toma-descarga de agua de enfriamiento 6)Estanque de enfriamiento.....	65
Figura 30 Vista de la central Río Escondido. Se observan las bandas transportadoras, chimeneas y calderas.....	67
Figura 31 Diagrama de flujo del proceso de generación eléctrica en Río Escondido.	75
Figura 32 Gráfica de promedio mensual de radiación normal directa en Río Escondido.	79
Figura 33 Radiación difusa en Río Escondido.	80
Figura 34 Balance de masa y energía de la planta a condiciones medias de operación.....	84
Figura 35 Metodología de evaluación de propuestas.....	88
Figura 36 Modificaciones al ciclo original con la opción 1.	89
Figura 37 Balance de masa y energía de la opción 1.	91
Figura 38 Modificaciones al ciclo original en la opción 2	93
Figura 39 Balance de masa y energía de la opción 2 realizado con el software Thermoflex.	95
Figura 40 Modificaciones a la planta para implementar un ciclo IGCC.	97
Figura 41Balance de masa y energía simulado en Thermoflex para la Opción 3.	99
Figura 42 Diagrama de modificaciones con la inclusión de captura de CO2.	101
Figura 43 Balance de masa y energía del ciclo con captura de dióxido de carbono.	102

Figura 44 Esquema de modificaciones con la opción 5.	105
Figura 45 Balance de masa y energía opción 5.	107
Figura 46 Diagrama del ciclo con caldera de lecho fluidizado burbujeante. ..	109
Figura 47 Balance de masa y energía planta con caldera de lecho fluidizado burbujeante	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Centrales termoeléctricas convencionales de la CFE, actualmente en operación.....	18
Tabla 2 Capacidad instalada de ciclos combinados PIE.	25
Tabla 3 Ciclos combinados paquete propiedad de CFE.	26
Tabla 4 Centrales de carbón existentes en México.	33
Tabla 5 Factor de emisiones combustibles para electricidad. *menos del 1% para producción de electricidad.	37
Tabla 6 Turbinas comerciales con mayores eficiencias	40
Tabla 7 datos de diseño del generador de vapor	68
Tabla 8 Composición de diseño del carbón.	69
Tabla 9 Datos de diseño de las turbinas.	70
Tabla 10 Datos de diseño de la bomba de agua de alimentación y el motor de la misma.	71
Tabla 11 Datos de diseño del condensador	72
Tabla 12 Parámetros de rendimiento de la central Río Escondido en 2010.	76
Tabla 13 Parámetros económicos de la planta Río Escondido en 2010, valores promedio. Precio del diesel 15.13 US\$/GJ, precio del carbón: 2.77 US\$/GJ... ..	77
Tabla 14 Temperaturas promedio de la región.	78
Tabla 15 Parámetros operativos de la central a condiciones medias.....	82
Tabla 16 Resumen de parámetros de desempeño de la central Río Escondido a condiciones medias de operación	83
Tabla 17 Resumen de parámetros opción 1.	90
Tabla 18 Impacto de la energía solar en el rendimiento de la opción 1.	92
Tabla 19 Resumen de resultados de la opción 2.	94
Tabla 20 Impacto de la energía solar en el rendimiento de la opción 1.	96
Tabla 21 Resumen de resultados de la opción 3.	98
Tabla 22 Parámetros de resumen opción con captura de CO ₂	103
Tabla 23 Resumen de resultados con la opción 5.....	106

Tabla 24	Parámetros de desempeño con la opción 6.	111
Tabla 25	RESUMEN DE RESULTADOS TÉCNICOS DE LAS OPCIONES PLANTEADAS.....	112
Tabla 26	Criterios de VPN y TIR en evaluación de proyectos.	117
Tabla 27	Costos estimados para la opción 3.....	118
• Tabla 28	Parámetros técnicos de la planta con apoyo solar en el tren de regeneración..	119
Tabla 29	Supuestos económicos- financieros de la planta con apoyo solar en el tren de regeneración.	119
Tabla 30	Costo total de la opción 2.	120
Tabla 31	resultados económicos de la opción 2.	120
Tabla 32	Resultados obtenidos al variar parámetros definitorios de la opción 2.	121
Tabla 33	Esquema financiero del caso base de la opción 2.	122
Tabla 34	Análisis de variación en el porcentaje de apalancamiento de la opción2.....	122
Tabla 35	Línea base de emisiones de la central Río Escondido.	123
Tabla 36	Datos utilizados para el cálculo de emisiones reducidas con la opción 2	123
Tabla 37	Resultados económicos al incluir venta de Bonos de Carbono.	124
• Tabla 38	Parámetros técnicos de la planta con apoyo solar en el tren de regeneración..	125
Tabla 39	Supuestos económicos- financieros de la planta con apoyo solar en el tren de regeneración.	125
Tabla 40	Costo total de la opción 3.	125
Tabla 41	Resultados de la evaluación económica de la opción 3, variando parámetros definitorios.	126
Tabla 42	Resultados de la evaluación financiera, variando porcentaje de apalancamiento.	127
Tabla 43	datos de diseño de los calentadores de agua de alimentación (1 y 2)	131
Tabla 44	Datos de diseño del calentador 3	132

Tabla 45 Datos de diseño del calentador 4	132
Tabla 46 Datos de diseño del calentador 5	133
Tabla 47 Datos de diseño del calentador 6	133
Tabla 48 Datos de diseño del calentador 7	134
Tabla 49 Datos de diseño de la bomba-motor de circulación.....	134
Tabla 50 Datos de diseño de la bomba de condensado	135

NOMENCLATURA

CFE	Comisión Federal de Electricidad
IEA	Agencia Internacional de Energía
ASU	Unidad separadora de aire
GEI	Gases efecto invernadero
HRSG	Recuperador de calor para generación de vapor
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
TIR	Tasa Interna de Rendimiento
VPN	Valor Presente Neto
RBC	Relación Bneficio Costo
TREMA	Tasa Interna de Rendimiento Mínima Aceptable
IPCC	Panel Intergubernamental para Cambio Climático
W	Watts
MW	Megawatts
kW	Kilowatts
MWh	Megawatts hora
kWh	kilowatts hora
GW	Gigawatts
GWh	Gigawatts hora
TWh	Terawatts hora
CO₂	Dióxido de carbono
SO₂	Dióxido de azufre
NO_x	Óxidos de nitrógeno
IGCC	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada
PEMEX	Petróleos Mexicanos
TC	Termoeléctricas Convencionales

COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos en el Sector Eléctrico
POISE	Programa de Obras e Inversiones en el Sector Eléctrico
PIE	Productor Independiente de Energía
TG	Turbina de gas
TV	Turbina de vapor
EUA	Estados Unidos de América
CP	carbón pulverizado
MPa	Megapascales
°C, C	grados centígrados
K	grados kelvin
CAC	Captura y almacenamiento de carbono
PCI	Poder calorífico inferior
Ef.	Eficiencia
FGD	Desulfurador de gases de combustión
m²	metros cuadrados
MICARE	Minera Carbonífera Río Escondido S. A. de C.V
Rpm	revoluciones por minuto
Mm	Milímetros
HVAC	Aire acondicionado, ventilación y calefacción
kJ	Kilojoules
kg	Kilogramos
RTU	Régimen térmico unitario
%HR	Porcentaje de humedad relativa
Tbh	Temperatura de bulbo húmedo
T	Temperatura
US\$	dólares americanos

MUS\$	Miles de dólares
MMUS\$	Millones de dólares
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CC	Ciclo Combinado
syngas	gas de síntesis
\$	Pesos Mexicanos
N₂	Nitrógeno diatómico
O₂	Oxígeno diatómico

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

Kapooria, R K. Kumar, S y Kasana K S.(2008) *Technological investigations and efficiency analysis of a steam heat exchange condenser: conceptual design of a hybrid steam condenser*. Journal of Energy in Southern Africa • Vol 19 No 3. South Africa

Comisión Federal de Electricidad. (2009) COPAR generación 2009

Comisión Federal de Electricidad. (2011) POISE 2011-2025

Fernández M, Manuel y Alcaraz C., Agustín M. (2001) *Gasificación integrada a ciclos combinados*, Boletín IIE, noviembre-diciembre del 2001

International Energy Agency. (2010) *Key World Energy Statistics 2010*. IEA

International Energy Agency. (2011) *CO₂ Emissions from combustion*, IEA Statistics 2011 edition. IEA

Fernández Díez, Pedro. XVI.- *Calderas de lecho fluidificado*. En *Centrales Térmicas*. Universidad de Cantabria. España

Fernández Díez, Pedro. 1 *Introducción a las centrales térmicas*. En *Centrales Térmicas*. Universidad de Cantabria. España

IPCC (2005) *La Captación y el Almacenamiento de Dióxido de Carbono*, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

Thermoflow Inc. (2012)

EPA. (2010) *Available And Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions From Coal-Fired Electric Generating Units*. United States Environmental Protection Agency

Secretaría de Energía de Argentina. (2008). *Energías Renovables 2008 - Energía Solar*

Aviña Jiménez, Héctor. *Repotenciación de la capacidad de la Planta de Cerro Prieto de la CFE, incorporando el uso de energía solar*. 2011

Fernández Díez, Pedro. Procesos Termosolares en Baja, Media Y Alta Temperatura. Universidad de Cantabria. España

Aviña Jiménez, Héctor. (2011). *Repotenciación de la capacidad de la Planta de Cerro Prieto de la CFE, incorporando el uso de energía solar*. UNAM

Google Earth (2012)

Prontuario de la central Río Escondido, CFE

NASA Surface meteorology and Solar Energy. (2012)

Baca Urbina, Gabriel. (2007) *Fundamentos de Ingeniería Económica* 4º Edición. McGrawHill. México

Haiming Jin, Eric D. Larson, Fuat E. Celik. (2009) *Performance and cost analysis of future, commercially mature gasification-based electric power generation from switchgrass*. Society of Chemical Industry and John Wiley & Sons, Ltd

The Men and Women of Wabash River Energy Ltd. (2000) *Wabash River Coal Gasification Repowering Project Final Technical Report*. The U.S. Department of Energy

Foster Wheeler Solar Power. Carbon Free Power Generation. Folleto

Cengel, Yanus A., Boles, Michael A. (2006) *Termodinámica* 5ª Edición. McGrawHill. México

Sitios de internet

<http://www.atmosferis.com/2011/11/turbinas-de-accion-parte-2.html>

<http://www.sbw-turbo.com/Sp/uploadfile/Products.pdf>

[http://www.cfe.gob.mx/quienessomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Termoelectricas.aspx,](http://www.cfe.gob.mx/quienessomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Termoelectricas.aspx)

<http://www.revistavirtualpro.com/revista/index.php?ed=2006-07-01&pag=9>

<http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Carb%C3%B3n%20Futuro/Cap%C3%ADtulo%205.pdf>

<http://www.fundacionenergia.es>

http://www.tic.toshiba.com.au/heat_recovery_steam_generator/

<http://solarjourneyusa.com/>

<http://sol-uciones.webs.com/energiasolarpasiva.htm>

<http://www.wikipedia.org/>

<http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=189>

<http://www.kalipedia.com>

<http://www.ison21.es/wp-content/uploads/2010/11/eurodish-stirling-engine-photo23446.jpg>

<http://terra.org/>

<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=brettejb@gmail.com&step=1&lat=31.86&lon=-116.67&submit=Submit>

<http://www.nrel.gov/solar/news/2010/870.html>