



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA

DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN CICLO  
COMBINADO, INTEGRANDO UN CAMPO SOLAR

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERIA**

**Energía – Energía y Medio Ambiente**

PRESENTA:

**RAUL ALFONSO SANCHEZ PLATA**

TUTOR

**Dr. GABRIEL LEON DE LOS SANTOS**

2012

## JURADO ASIGNADO

Presidente: Dr. Cervantes De Gortari Jaime

Secretario: Dr. León De los Santos Gabriel

Vocal: Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo

1er Suplente: Ing. Sánchez Cifuentes Augusto

2do Suplente: Dr. Vicente y Rodríguez William

Lugar o lugares en donde se realizó la Tesis. Comisión Federal de Electricidad

Tutor de Tesis

Nombre

Dr. León De los Santos Gabriel

---

FIRMA

## AGRADECIMIENTOS.

Principalmente a ti, Olga Lidia que durante el desarrollo de estos estudios me toleraste, que con tú paciencia y atención logramos avanzar en este proyecto, y que en aquellos días en los que estuve a punto de renunciar, me animaste a continuar, a seguir con el esfuerzo que todos aportamos; sin dejar de atender a nuestros hijos, y que en tus desvelos, deseabas que ya terminara esto; por lo que te agradezco infinitamente todo tú apoyo.

A mis hijos, Evelyn y Rubén, por toda la comprensión durante el tiempo que no compartí con ellos, por dejar de dedicarles tiempo en los momentos que me lo pedían, por el tiempo que no les dedique, así como por los fines de semana encerrados en la casa, que durante el desarrollo del proyecto fue necesario considerando que lo iniciamos juntos. A Evelyn cuando le explicaba que necesitaba de su ayuda, para poder concluir con este compromiso, y a Rubén, que con su llanto me llamaba, y que tenía que esperar a su mamá, les doy las gracias a mis hijos por su esfuerzo aportado a este proyecto.

A mi Papá Esteban, que en esta etapa de mi vida, le he demostrado una vez más de lo que podemos realizar estando bien con nosotros mismos. Así mismo a Vanessa, quedando como ejemplo, la culminación de este proyecto, y que a todo esfuerzo en la vida, finalmente llega la satisfacción.

***DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN CICLO COMBINADO,  
INTEGRANDO UN CAMPO SOLAR***

# Introducción

## CAPITULO 1 Aspectos Tecnológicos, geográficos y energéticos del proyecto.

### Introducción

- 1.1 Tecnologías de generación de Ciclo Combinado.
- 1.2 Tecnologías de aprovechamiento de Energía Solar.
- 1.3 Parámetros y estándares de diseño y operación de las Centrales de Ciclo Combinado actuales.
- 1.4 Condiciones geográficas, energéticas y de infraestructura de la zona.
- 1.5 Potenciales energéticos de gas y solar del Sitio.
- 1.6 Conclusión

## CAPITULO 2 Propuestas de configuración de los esquemas de la Central

### Introducción

- 2.1 Sistemas y equipos principales de la Central
- 2.2 Configuraciones de los principales sistemas
- 2.3 Parámetros de diseño parte convencional
- 2.4 Parámetros de diseño parte solar
- 2.5 Esquema de operación térmico integrando ambas partes
- 2.6 Conclusión

## CAPITULO 3 Evaluación energética del esquema

### Introducción

- 3.1 Modelado del esquema
- 3.2 Simulación de las diferentes configuraciones
- 3.3 Parámetros de desempeño y su análisis
- 3.4 Selección del esquema técnico
- 3.5 Conclusión

## CAPITULO 4 Análisis de la viabilidad económica

### Introducción

- 4.1 Supuestos de evaluación
- 4.2 Estimación de costos de inversión
- 4.3 Operación, tanto fijos como variables
- 4.4 Generación de recursos económicos
- 4.5 Determinar los indicadores económicos
- 4.6 Conclusión

# CAPITULO 5 Aspectos medioambientales

## Introducción

- 5.1 Internalidades de la Central
- 5.2 Externalidades de la Central
- 5.3 Consideraciones medioambientales
- 5.4 Captura de carbono
- 5.5 Bonos de carbono
- 5.6 Incentivos a las renovables
- 5.7 Conclusión

## Conclusión General

Bibliografía  
Índice tablas  
Índice de figuras  
Abreviaturas  
Anexos

# Introducción

En la actualidad se requiere satisfacer la demanda de energía eléctrica a nivel nacional diversificando las fuentes energéticas e incorporando la búsqueda de nuevas alternativas de generación de energía eléctrica más eficientes, y así mismo dar paso a las alternativas de generación de energía eléctrica renovable, la reducción de gases de efecto invernadero, beneficios logrables con la instalación de centrales de ciclo combinado integrando fuentes alternas de generación.

La alta dependencia energética de México de los hidrocarburos ha sido la responsable del tardío desarrollo de las energías renovables en el país, aún así México cuenta con unas condiciones climáticas y geográficas idóneas para el desarrollo de las energías renovables que no han sido explotadas.

Consciente de los riesgos que esta dependencia conlleva, y del agotamiento de las reservas petrolíferas, el actual Gobierno mexicano ha impulsado la diversificación de fuentes de energía mediante políticas basadas en el desarrollo de las energías renovables. Son muchas las metas fijadas por el Gobierno, cuyo objetivo<sup>1</sup> es lograr que el 26% de la generación eléctrica del país provenga de energías renovables para el año 2016.

Dado este planteamiento general y en base a el estudio correspondiente de sí estas tecnologías de Ciclo Combinado y los campos Solares pueden generar electricidad más eficientemente, se debe buscar la manera de agilizar la implementación de estos procesos para incrementar la contribución de infraestructura eléctrica que puede aportar la integración de un Campo Solar a un Ciclo Combinado para la generación.

Los Ciclos Combinados alrededor del Mundo.

La apertura de los mercados ha tenido efectos positivos en la eficiencia energética. La presión competitiva ha llevado a las compañías de electricidad a producir de manera más eficaz, Con pérdidas medias de energía en la producción de electricidad del orden de un 44% en los ciclos combinados, este sector dispone de un gran potencial de ahorro de energía dado que la tecnología estándar pierde entre el 60% y el 66% de los combustibles utilizados.

Las centrales de ciclo combinado figuran actualmente entre las instalaciones más eficientes comparadas con las viejas centrales térmicas, algunas de la cuales se pusieron en servicio en los años 60.

La liberalización de los mercados y la implantación de normas de emisiones atmosféricas más estrictas han supuesto un ahorro de combustible considerable para el sector de la generación de electricidad. Muchas antiguas centrales ineficientes se han retirado del parque de generación y en la mayoría de los casos han tomado el relevo las tecnologías de ciclo combinado, que son mucho más

---

<sup>1</sup> el-exportador.es, España

eficientes. Esto aunado al desarrollo y participación de las energías alternativas, también conocidas como renovables, ofrece al sector energético nacional nuevas oportunidades de generación. En México, la producción de energía eléctrica a través de Ciclos Combinados ha aumentado<sup>2</sup> significativamente, pasando de una participación del seis por ciento en el año de 1993 a una participación del 26 por ciento en el año 2004. Siendo los IPPs, los que cuentan con más plantas de este tipo con una capacidad de 7.751 MW por 4780 MW de capacidad instalada por la CFE. La participación<sup>3</sup> de los IPPs con plantas de Ciclo Combinado aumentará debido a que ya hay varias plantas con esta tecnología en construcción en la actualidad.

La CFE estima que para el 2013 el uso de gas natural para plantas de Ciclo Combinado aumentará significativamente. Mientras que en 2003 el gas natural representaba un 37 por ciento de los combustibles fósiles utilizados para la generación de electricidad en México, en el 2013 se espera que su participación aumente hasta el 55,7 por ciento, siendo el petróleo el más perjudicado por este aumento, ya que está siendo el combustible fósil más sustituido por el gas natural. Las razones<sup>4</sup> presentadas por la CFE para este cambio son la menor polución del gas natural en la combustión con respecto al petróleo y a motivos técnicos no especificados por la CFE.

Esta tendencia en México está a la par con las tendencias internacionales que estima<sup>5</sup> que el gas pasará del 18,4 por ciento utilizado a nivel mundial para la generación de energía eléctrica en 2001 al 21 por ciento en el 2015.

Partiendo de estas bases, el parque de generación eléctrica nacional, ha evolucionando, adaptándose a los nuevos retos y requerimientos actuales de la sociedad, adoptando tecnologías más eficientes y mejorando las existentes.

De forma paralela a estas fuentes de generación, se han desarrollado otras fuentes de generación alternas conocidas como fuentes de energía renovables, estas fuentes de energía renovable son la alternativa para satisfacer parte de la creciente demanda para el desarrollo de México.

En el presente trabajo se propone y evalúa la integración de un Ciclo Combinado, y un Campo Solar similar al de la CFE de Agua Prieta II, para que en base a los datos de desempeño conocidos de esa planta, poder comparar los resultados que se obtienen en el que se evalúa en éste trabajo, se determinan sus parámetros de desempeño técnicos y de viabilidad económica, para obtener mas elementos de concientización que puedan servir para el estudio y desarrollo de proyectos de este tipo en el territorio nacional, en función del gran potencial con que cuenta México.

---

<sup>2</sup> <http://www.powergenworldwide.com/index/>

<sup>3</sup> <http://www.powergenworldwide.com/index/> <sup>4</sup> <http://www.powergenworldwide.com/index/>

<sup>4</sup> <http://www.powergenworldwide.com/index/>

<sup>7</sup> <http://www.powergenworldwide.com/index/>



## CAPITULO 1 Aspectos Tecnológicos, geográficos y energéticos del proyecto

### INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se desarrolla en un aspecto global, el alcance tecnológico, que se ha registrado en los equipos principales, en los últimos años estas tecnologías han alcanzado un alto nivel de madurez por lo cual son de última tecnología en el mercado de generación de energía eléctrica.

Con estos avances tecnológicos, se ha logrado simultáneamente un desarrollo en lo referente al incremento de eficiencias de equipos principales, consecuentemente un incremento de la eficiencia en operación de centrales de Ciclo Combinado (Ciclo Rankine y Ciclo Brayton).

Por otro lado, el desarrollo de tecnología para la explotación de los recursos naturales renovables, como el caso de la energía solar, también ha tenido un desarrollo significativo en lo referente a capacidad y en eficiencia, por lo que se espera, que con estos niveles alcanzados en el desarrollo tecnológico de ambas fuentes de energía aplicadas a la implementación de centrales de Ciclo Combinado, reditúe en la apertura a las tecnologías renovables.

Iniciándose así, en México, una explotación en paralelo de los recursos energéticos disponibles, dadas las ventajas que conlleva la posición geográfica del mismo, todo en conjunto, en busca del desarrollo del país.

Esperando obtener, con el análisis de este esquema de configuración, la viabilidad del proyecto para el desarrollo de Centrales que a futuro, integren fuentes de energías renovables en cada uno de los proyectos desarrollados en México

## 1.1 Tecnologías de generación de Ciclo Combinado

Dentro de los procesos termoeléctricos, existe una clasificación de acuerdo a los tipos de generación, según la tecnología aplicada para impulsar a los generadores eléctricos en los cuales podemos encontrar:

- Vapor: Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Turbogas: Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Combustión Interna: Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- Ciclo Combinado: Combinación de las tecnologías de turbogas y vapor. Constan de una o más unidades turbogas y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Para el alcance del presente trabajo, se hará mayor énfasis para los casos de vapor, turbogas, así como el caso de Ciclo Combinado

### Centrales termoeléctricas tipo vapor (TV)

Para el caso de una Central Termoeléctrica de tipo vapor que es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, éste se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que es transmitida al generador eléctrico, para producir energía eléctrica. Estas centrales operan bajo el Ciclo Rankine.

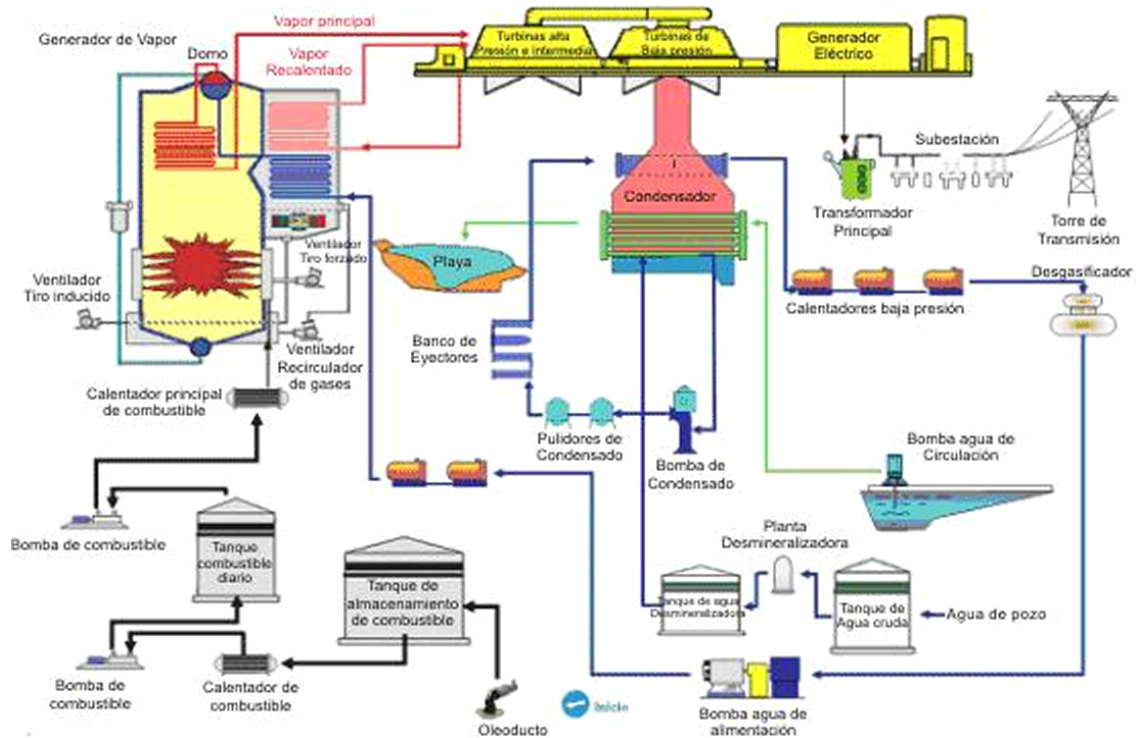


Figura 1. Central Termoeléctrica tipo vapor

Fuente; imagen tomada de CFE Ciclos Combinados. Abril. 2012

Este tipo de Centrales, requieren del poder calorífico de combustibles derivados del petróleo, entre ellos, el combustóleo, diesel, y gas natural, mediante un proceso de combustión se libera la energía térmica almacenada, por el cual se calienta y evapora agua que cumple con los requerimientos de calidad para el proceso, hasta las condiciones de presión y temperatura requeridos para impulsar las turbinas.

### Centrales turbogas (TG).

La generación de energía eléctrica en las unidades turbogas, se obtiene de la energía cinética resultante de la expansión de aire comprimido y gases producto de la combustión, la turbina está unida al rotor del generador eléctrico, dando lugar a la producción de energía eléctrica. Los gases de la combustión, se descargan directamente a la atmósfera después de trabajar en la turbina, a este tipo de Centrales, también se les conoce como Centrales turbogas de ciclo abierto, las cuales operan bajo el Ciclo Brayton.

Estos tipos de centrales, comúnmente se encuentran en tipo paquete, lo que involucra un menor tiempo de instalación, consecuentemente menor tiempo para la puesta en marcha, desde el inicio del

proyecto, estas centrales, cuando salen de operación, el restablecimiento consiste en menor tiempo, en comparación de una central de vapor.

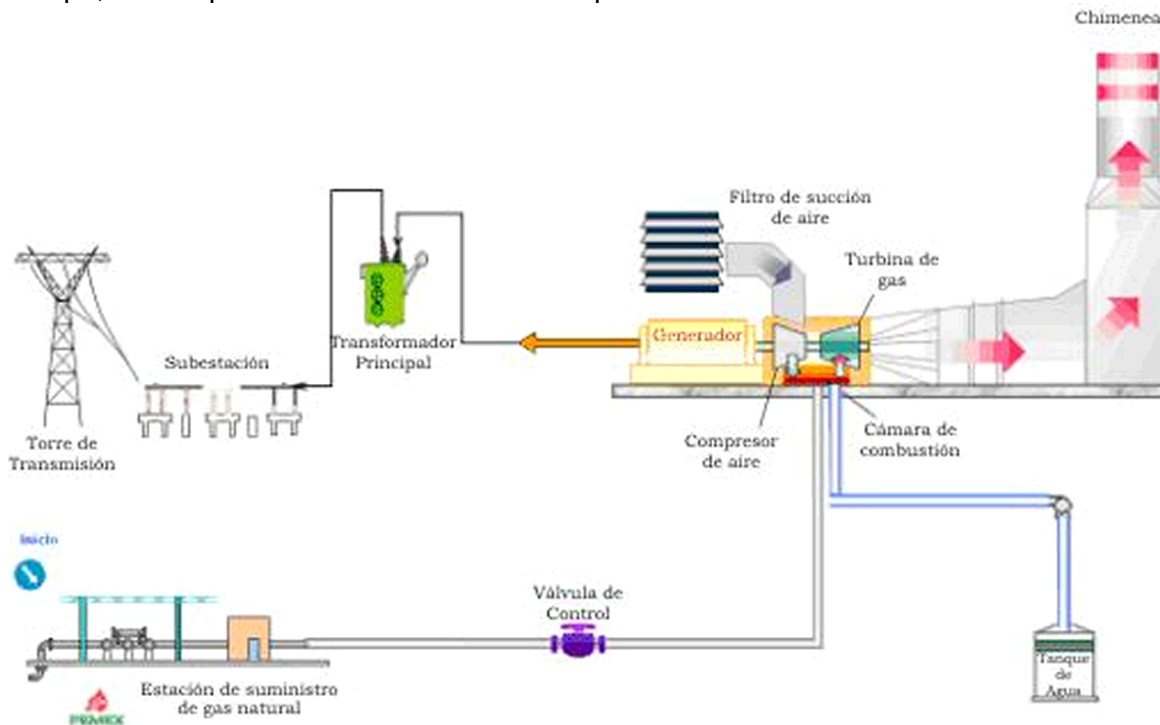


Figura 2. Central ciclo Brayton abierto<sup>6</sup>

### Ciclo Combinado

Una Central Térmica de Ciclo Combinado es una Planta/Central de producción de energía eléctrica basada en dos Ciclos Termodinámicos diferentes los cuales son:

- 1.- Ciclo Brayton (Turbina de gas)
  
- 2.- Ciclo Rankine (Turbina de vapor)

El funcionamiento de este tipos de Centrales, consiste básicamente en al aprovechamiento de la energía térmica de desecho de uno de los ciclos (Ciclo Brayton), la cual se emplea como fuente de calor del otro ciclo (Ciclo Rankine). De esta forma los gases calientes de escape con alta contenido de energía térmica del ciclo de la turbina de gas, entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado.

Esta configuración permite un muy eficiente empleo de combustible, con rendimientos que superan el 55% (es decir, más del 55% de la energía contenida en el combustible se convierte en energía eléctrica), con esto se maximiza el aprovechamiento de los recursos energéticos.

<sup>6</sup> Fuente; imagen tomada de <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/>. Abril. 2012

En la figura 3 se muestra un esquema simplificado de un diagrama de flujo de un Ciclo Combinado para generación de energía eléctrica, de un sólo nivel de presión.

En la figura se visualiza, que el aire aspirado desde el medio ambiente, previamente filtrado, ingresa al conjunto de la turbina de gas, este es comprimido por un compresor axial multietapas, a continuación se mezcla con el combustible en la cámara de combustión para su quemado. En esta cámara el combustible ingresa atomizado, posteriormente los gases de combustión calientes se expanden, en la turbina de expansión (de potencia) proporcionando el trabajo para la operación del compresor y del generador eléctrico asociado al ciclo Brayton.

Los gases de escape provenientes de la turbina de gas, con temperaturas superiores a los 500 °C ingresan al Generador de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG) por sus siglas en inglés. En este HRSG se produce el intercambio de energía entre los gases calientes de escape y el agua de alimentación a alta presión del ciclo de vapor (Ciclo Rankine); es decir, se da el aprovechamiento del calor remanente de los gases de escape, llevando su temperatura al valor más bajo posible. Los gases fríos son descargados a la atmósfera a través de una chimenea. En relación con el ciclo de vapor, el agua proveniente del condensador se acumula en un tanque de alimentación desde donde se envía a distintos domos de alimentación de intercambiadores de calor del HRSG, según se trate de ciclos combinados de uno o más niveles de presión.

En el HRSG el agua pasa por tres tipos de sectores:

- 1) Economizadores, cuya función es elevar la temperatura del agua hasta casi la temperatura de ebullición.
- 2) Los sectores de evaporación, situados en la zona central del HRSG, donde se produce el cambio de fase líquido-vapor (apenas se eleva la temperatura, y se evapora el agua).
- 3) Los sectores de sobrecalentamiento, originan que el vapor adquiera un mayor nivel energético, aumenta su entalpía, aumentando su temperatura. Está situado en la zona más próxima al escape de la turbina, donde la temperatura es más alta, aproximadamente 500 °C o más.

El vapor producido es conducido hasta el conjunto de vapor, en donde se expande ahora en una turbina de vapor. El vapor cede su energía y vuelve a cambiar de fase, en el aerocondensador, a presión inferior de la atmosférica.

La unión de los dos ciclos, Rankine y Brayton (turbina de vapor y turbina de gas, respectivamente), permite producir más energía que un ciclo abierto, y por supuesto, con un rendimiento energético mayor, pues aprovecha el calor contenido en los gases de escape de la turbina de gas, que estos serían enviados a la atmósfera a través de la chimenea.<sup>7</sup>

De esta forma, el rendimiento aproximado supera el 55 %, cuando una turbina de gas rara vez supera aproximadamente el 40 %, siendo que los valores normales son aproximados al 35 %.

---

<sup>7</sup> <http://www.cicloscombinados.com/>, Noviembre 2010

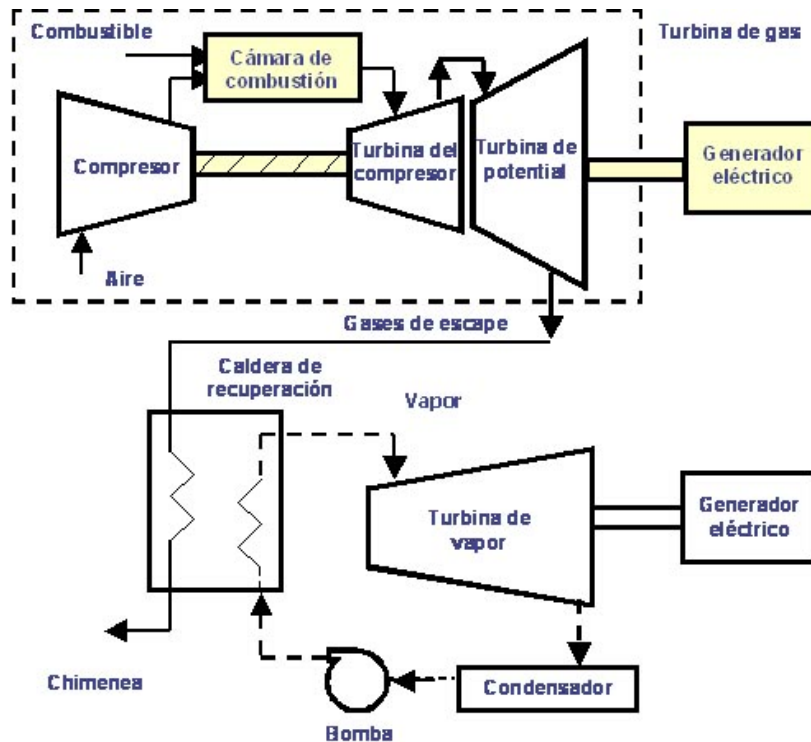


Figura 3. Representación de un Ciclo Combinado<sup>8</sup>

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

El desarrollo práctico de los Ciclos Combinados está fuertemente vinculado al desarrollo tecnológico de los materiales para construir turbinas de gas capaces de operar a relaciones de presión relativamente altas, de 10:1 hasta 13:1, y con temperaturas de entrada del orden de 1080 °C. Esto originó un retraso en el avance de la utilización de estos ciclos. Esta situación mejoró en la década de los 90 y en la actualidad en el mercado se encuentran turbinas que admiten temperaturas del orden de los 1400 °C.<sup>9</sup> Las mejoras en el diseño de componentes y materiales han permitido elevar la potencia y la eficiencia térmica de las turbinas de gas, y por lo tanto del Ciclo Combinado. La utilización de materiales cerámicos y monocristalinos en los álabes de la turbina ha contribuido enormemente a este avance.

<sup>8</sup>; [http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642005000100007&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642005000100007&script=sci_arttext), consultado 14/01/2012

<sup>9</sup> <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b7/artic1.asp> Noviembre 2010

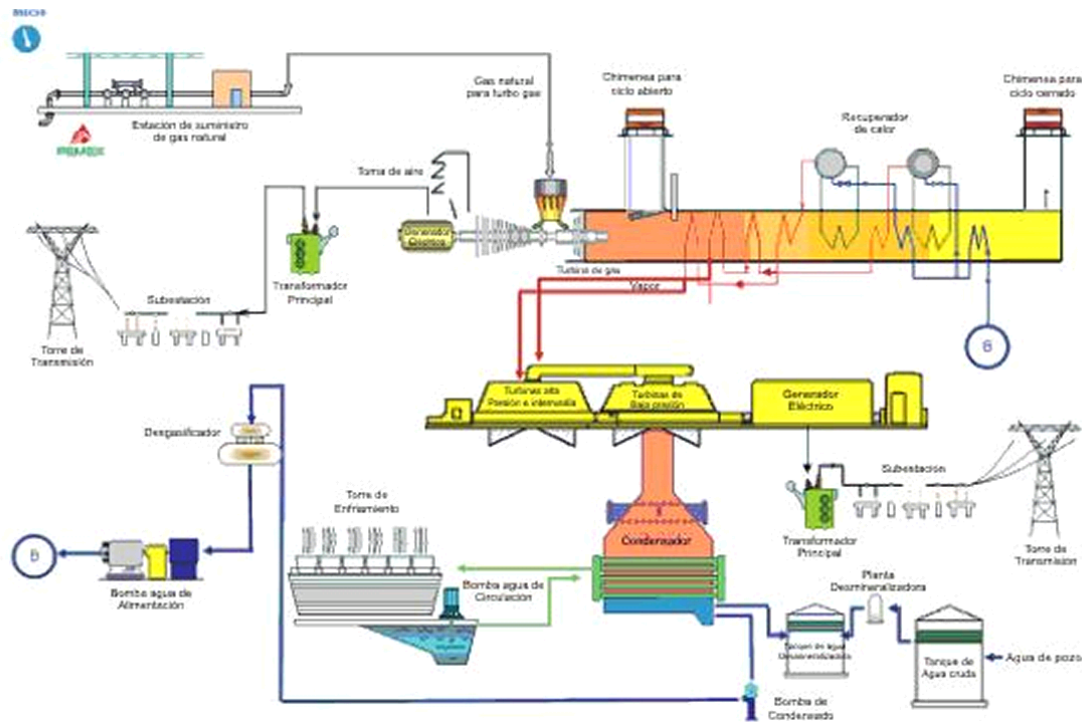


Figura 4. Central de Ciclo Combinado<sup>10</sup>

Una de las principales limitaciones que imponen los materiales y las temperaturas de trabajo asociadas, a los equipos y componentes del circuito de los gases de combustión, son los esfuerzos térmicos que aparecen cuando estos ciclos se operan en forma intermitente o “fatiga termomecánica”.

Dichos esfuerzos térmicos son mayores que los que se producen en operación continua, ya que cuando se efectúa el ciclado los transitorios de arranque y parada son mucho más frecuentes. En estos transitorios se produce fatiga termomecánica de los metales base.

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

<sup>10</sup>Fuente; imagen tomada de

<http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Ciclocombinado>



Figura 5. CCC. Poza Rica CFE<sup>11</sup>

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

Otra limitación de estos ciclos es la respuesta de la turbina de gas de acuerdo con las condiciones ambientales. Así, en días calurosos la turbina de gas trabaja con menor eficiencia que en los días fríos. Una turbina de gas que se opera con una temperatura ambiente de 0°C produce alrededor del 15 % más de energía eléctrica que la misma máquina a 30°C. Asimismo los climas secos favorecen la eficiencia de estos equipos. Por estas razones las eficiencias nominales expresan los resultados de los cálculos de potencia basados en condiciones ambientales normalizadas ISO (15°C, 1.013 bar y 60% de humedad relativa).

---

<sup>11</sup> <http://ldgena01.cfemex.com/apps/sdg/psdg.nsf/PrincipalFS?Open>. Consultado Febrero 2012



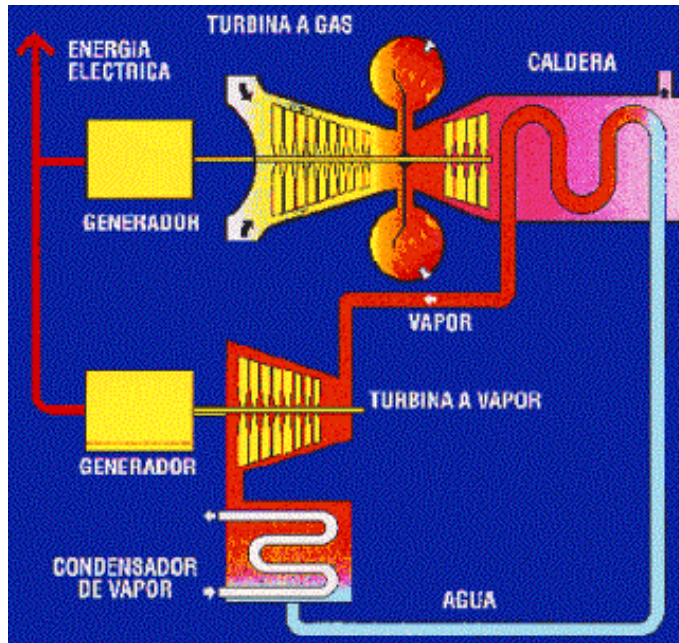


Figura 6. Integración del Ciclo Rankine y del Ciclo Brayton<sup>12</sup>

En la actualidad en algunas Centrales de Ciclo Combinado, se tiene instalado en lugar el condensador un equipo llamado aerocondensador, este último se utiliza como medio refrigerante el aire atmosférico, el cual es forzado a circular por medio de ventiladores obligándolo a pasar por el exterior de los tubos, de esta manera el vapor de escape de la TV (Turbina de Vapor), al tener contacto con los tubos enfriados por el aire se condensa.

<sup>12</sup> Pontificia Universidad Católica de Chile, Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica. [http://web.ing.puc.cl/~power/alumno03/thermo/Web\\_mercados.htm](http://web.ing.puc.cl/~power/alumno03/thermo/Web_mercados.htm), consultado 21/01/2012

## LA EFICIENCIA DEL CICLO DE GAS SE INCREMENTA DE 37% AL 50% AL COMBINARLO CON UN CICLO DE VAPOR

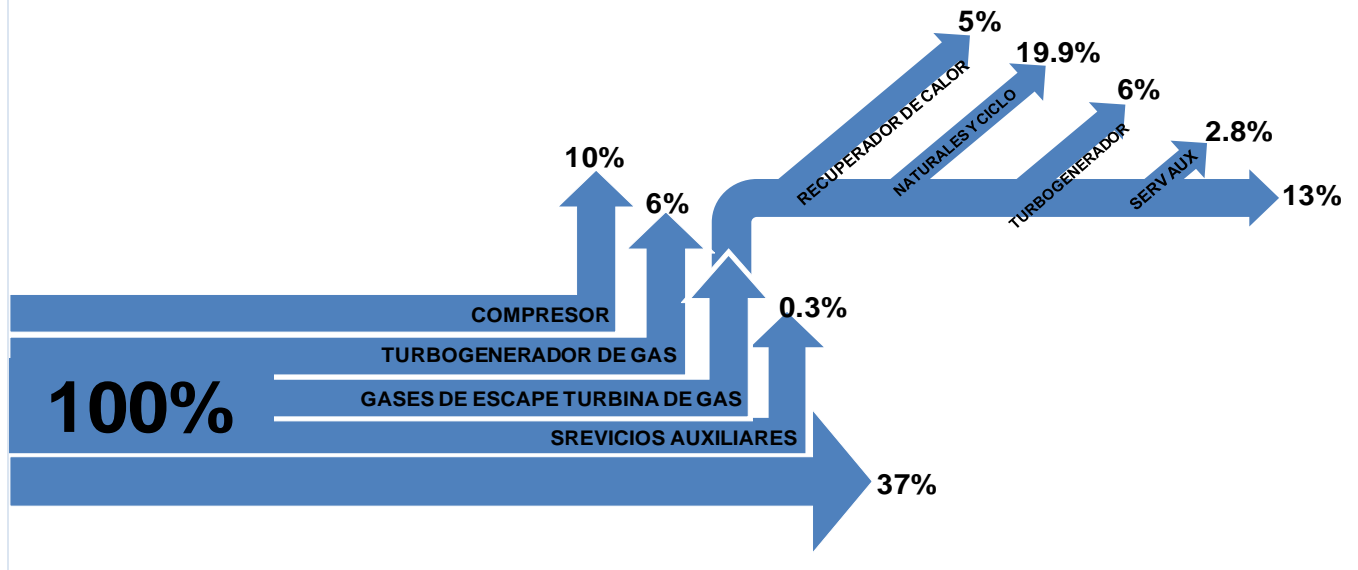


Figura 7. Diagrama de Sankey<sup>13</sup>

Todo el equipo en una Central de Ciclo Combinado, es importante, de acuerdo en su participación directa en la obtención de energía eléctrica, así como por su tamaño y costo se puede clasificar como equipo principal y equipo auxiliar.

Equipo Principal: Son los equipos donde se llevan a cabo directamente las transformaciones de energía y son:

- Compresor
- Turbina de Gas (TG)
- Generador de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG por sus siglas en Ingles)
- Turbina de Vapor (TV)
- Generador eléctrico

Equipo Auxiliar: El resto del equipo que participa directa o indirectamente en la producción de energía eléctrica, se le clasifica como auxiliar, cada uno de estos equipos tiene una función determinada, entre los que se tienen:

<sup>13</sup>Imagen tomada de <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Ciclocombinado>

- Ventiladores
- Bombas
- Intercambiadores de Calor
- Compresores
- Tanques
- Transformadores
- Interruptores, etc.

En el proceso de generación eléctrica, los equipos principales y auxiliares se encuentran unidos entre sí por ductos o tuberías los cuales son clasificados en sistemas, en base a la función que realizan.

Se llama Sistema de flujo o simplemente Sistema a un conjunto formado por equipo y tubería que maneja un fluido determinado, como por ejemplo el Sistema de Agua de Condensado, Sistema de Agua de Alimentación, Sistema de Combustible, etc.

En función, al desarrollo tecnológico respecto a las Turbinas de Gas, el rendimiento del Ciclo se incrementa con la temperatura de la combustión, la que queda limitada por los requerimientos térmicos de los álabes de la turbina. Por esta razón el desarrollo de las TG está vinculado directamente al desarrollo de los materiales.

En el compresor, el aire admitido, es comprimido hasta la presión de combustión, siendo utilizado en la cámara de combustión para quemar el combustible, que puede ser gas o líquido. Una parte del aire es usado para enfriamiento y control de la estabilidad de la temperatura, así como de la propia flama.

Los gases resultantes de la combustión son distribuidos por toda la periferia de la primera fila de paletas y son expandidos a lo largo de la turbina. Normalmente la primera etapa de expansión es llamada turbina de alta presión; a través de ellas se obtiene el trabajo necesario para accionar el compresor. Las etapas subsecuentes, llamada turbina de potencia (o turbina de baja presión), es la que acciona el generador eléctrico.

Las unidades TG tienen como característica sobresaliente el tiempo de arranque, pudiendo alcanzar la plena carga en un tiempo aproximado entre 10-20 minutos.

Las mejoras en el diseño de componentes y materiales han permitido elevar la potencia y la eficiencia térmica, lo que sumado al incremento a escala de las proporciones, dentro de ciertos límites, ha permitido producir diseños similares de mayor potencia.

En los diseños se tiene como objetivo lograr la mayor eficiencia, particularmente con la utilización de combustible de alta calidad y reducir la contaminación en el mayor grado posible.

Por otra parte se ha desarrollado el concepto de múltiples combustores anulares y se ha implementado en función de la instalación, la habilidad para quemar varios combustibles, gaseosos y líquidos, incluyendo líquidos de baja calidad, incluso petróleo crudo o subproductos.

Esta versatilidad se pierde en las turbinas más modernas, con elevadas temperaturas de combustión y sistemas más sofisticados de combustión, que requieren combustibles de alta calidad, para limitar el ataque químico a los álabes de la rueda motriz.

El sistema de combustible dual, permite el rápido cambio bajo carga, de un combustible por otro, en forma automática o semiautomática.

Se han logrado unidades de fácil instalación (construcción modular), alta confiabilidad en el arranque, rapidez en la puesta en servicio y elevado gradiente de toma de carga, las que en ciclo simple resultan convenientes para servicios de pico.

Las turbinas de gas más modernas, de diseño avanzado, tienen una temperatura de salida de los gases provenientes de los combustores de aproximadamente  $1200^{\circ}\text{C}$ <sup>14</sup>, en comparación con los  $1100^{\circ}\text{C}$ , correspondientes a las turbinas relativamente más antiguas. Este incremento de temperatura produce un incremento de la eficiencia térmica de alrededor de un 10%.

El material de los álabes cuenta con aleaciones que apenas pueden considerarse como aceros. Los componentes de las aleaciones son Ni, Cr, Mo, Mn, V, Ta, Ti y Nb, aunque actualmente se utilizan materiales cerámicos.

La creciente privatización del suministro eléctrico y la apertura del mercado de energía eléctrica en numerosos países ha sido el motor de los importantes cambios tecnológicos.

La mayor disponibilidad de reservas de gas ha provocado una evolución atractiva de los precios.

Por razones económicas y ecológicas las TG se utilizan frecuentemente integradas al ciclo de Vapor en Centrales de Ciclo Combinado. Éstas permiten recuperar y utilizar la importante energía contenida en los gases de escape liberados a altas temperaturas, que de otro modo se disiparían en la atmósfera, con la implementación de un Generador de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG).

La combustión en la TG se genera en base a un combustible líquido, o un gas, históricamente, esto ha significado que las Centrales de energía de Ciclo Combinado usen sólo derivados del petróleo o gas natural.

Sin embargo actualmente pueden operar con gas producido a través del carbón u otros combustibles sólidos.

El Ciclo Combinado es una de las tecnologías más promisorias disponibles para generar energía eléctrica en forma económica, eficiente y limpia para el medio ambiente, utilizando cualquier tipo de combustible fósil económicamente disponible: derivados de petróleo, gas natural o carbón.

---

<sup>14</sup> <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b8/artic3.asp> Noviembre 2010

## 1.2 Tecnologías de aprovechamiento de Energía Solar

El Sol, fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde hace muchos años para satisfacer parte de sus necesidades, la cual al paso del tiempo, ha sabido aprovechar los beneficios obtenidos por el mismo. Durante el presente año, el Sol, emite hacia la Tierra cuatro mil veces más energía que la que se consume por el ser humano.

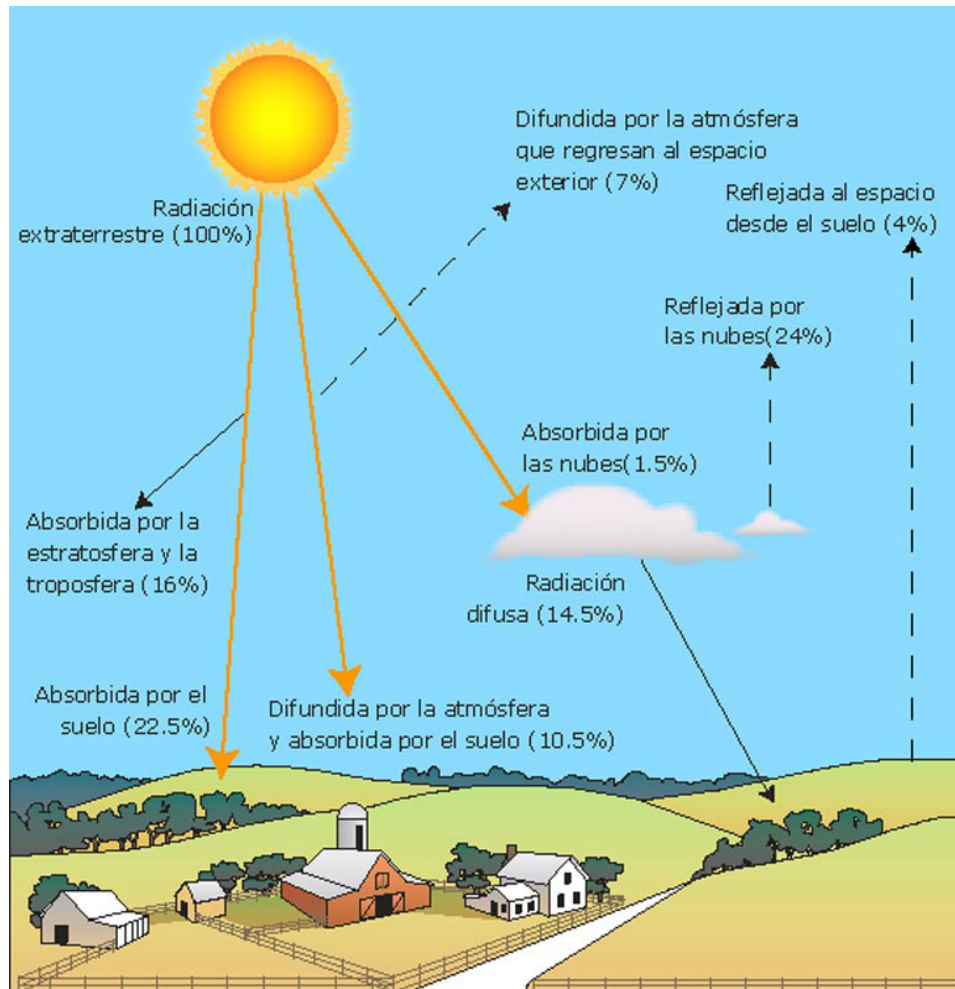


Figura 8. Distribución de Radiación Solar<sup>15</sup>

De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el Sol, una parte llega a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar. De ella, el 16% es absorbido por la estratosfera y la troposfera, y el 22,5% por el suelo; el 4% es reflejado directamente al espacio desde el suelo.

La atmósfera distribuye el 17,5% de la radiación, del cual el 10,5% es absorbido por el suelo y el 7% regresa al espacio exterior.

<sup>15</sup> Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España

Las nubes reflejan al espacio exterior un 24%, absorbiendo un 1,5% y enviando al suelo, como radiación difusa, el 14,5%, que es absorbido por el mismo.

Así que, el 47,5% de la radiación, incide a la superficie de la Tierra por tres vías principalmente:

1. Radiación directa: Es la radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el Sol sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección (es la más importante en un día soleado).
2. Radiación difusa: Es una radiación que incide indirectamente, como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el aire (es la radiación típica de los días nublados).
3. Radiación reflejada o albedo: Es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno (es importante cerca del mar de las zonas con nieve).

De ahí la importancia del aprovechamiento de la energía solar para la generación de electricidad, dado el desarrollo tecnológico y el avance de las mismas, para maximizar la eficiencia de captación.

Dentro del desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, se tienen diferentes tecnologías, entre las cuales se tiene:

1. Solar Térmico
2. Celdas Fotovoltaicas

Para limitar el alcance del presente trabajo, se desarrollará sólo para los Sistemas Solar Térmico

<sup>16</sup>*Tecnología solar térmica:*

La tecnología solar térmica suele tener dos aplicaciones diferentes:

- La producción de calor en procesos industriales. Por ejemplo, vapor a temperaturas superiores a los 150°C.
- La generación de electricidad mediante la conexión del fluido caliente (aceite térmico hasta 400°C) utilizado por los colectores solares, 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.

---

<sup>16</sup> <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo19.pdf>

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 con rendimientos satisfactorios. Con estos colectores solares, se logra que la radiación solar caliente a media temperatura un fluido primario o fluido caloportador (aceite térmico).

Aunque el colector solar de concentración cilíndrico-parabólico es el más extendido hay que señalar que existe diversidad de tipos. 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.

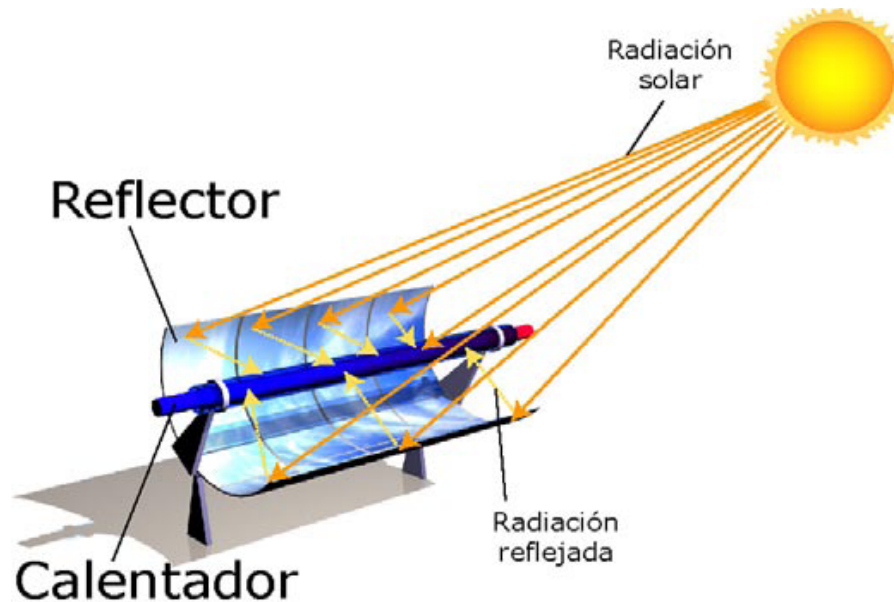


Figura 9. Esquema de un Colector Parabólico<sup>17</sup>

No es suficiente 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 diversos aparatos como:

Los pirómetros que miden la radiación global (directa más difusa) ( $W/m^2$ ), y los piroheliómetros que miden la radiación directa.

La tecnología termosolar con sistemas de concentración solar, para producción de electricidad se considera que ha alcanzado un alto grado de madurez, por lo cual se considera que:

---

<sup>17</sup> Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España

- La fase experimental ha finalizado
- Las Centrales de Concentrador Parabólico han demostrado que la comercialización es posible en los casos en que se cumplan condiciones de contorno particulares, como el alto precio del kWh en horas pico.
- Se han identificado una serie de sitios que muestran un potencial muy alto
- Existen centros e instalaciones experimentales que pueden apoyar a los futuros proyectos en torno a las Tecnologías Termosolares a Concentración (TTC).

<b>Especificación</b>	<b>Desarrollo Actual</b>	<b>Periodo 2000-2009</b>	<b>Periodo 2010-2020</b>
Capacidad (MW <sub>e</sub> )	80	80-160	320
Tipo de CP	LS3	LS3	LS4
Área Total de Colectores (m <sup>2</sup> )	464,340	510,120-1491,120	3531,600-3374,640
Almacenamiento (horas)	0	0-6	10
Factor de Planta (%)	-	34-40	50
Fracción Solar (%)	75	75-100	100
Costo total (USD/kW)	3440	2704-2916	2999-2907

Tabla 1. Evolución Tecnológica de las Centrales Canal Parabólico.<sup>18</sup>

Esto ha provocado que la industria de Concentrador Parabólico (CP) reaccione a esta presión del mercado mediante la propuesta de integrar “campos de concentradores de CP” en Centrales de Ciclo Combinado, este concepto conocido por sus siglas en inglés ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle System) según sus promotores actualmente podrían ofrecer costos de energía entre 0.05 y 0.07 USD/kWh con una contribución solar entre un 15 a 25%.<sup>19</sup>

<sup>18</sup>Ing. Carlos Ramos Berumen, Prospectiva de las Tecnologías Termosolares a Concentración para la Generación de Potencia Eléctrica, INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS. DIVISION DE ENERGIAS ALTERNAS GERENCIA DE ENERGIAS NO CONVENCIONALES. Marzo, 2005

<sup>19</sup> [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/A4\\_Termsol.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/A4_Termsol.pdf) Noviembre 2010.



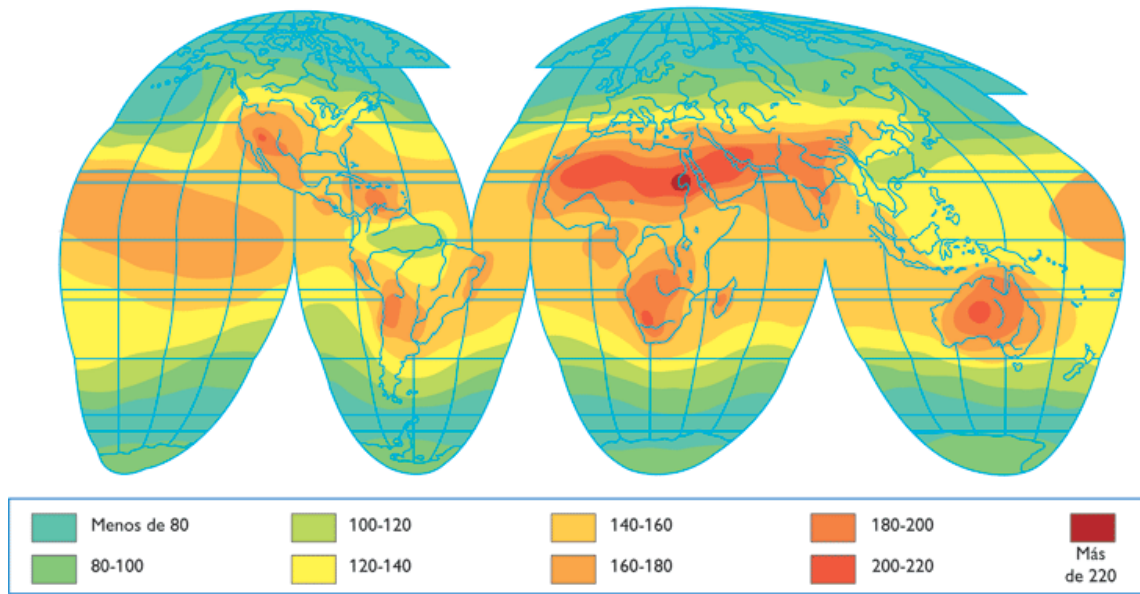


Figura 10. Distribución de la radiación solar que llega a la superficie terrestre, expresada en  $\text{Kcal}/\text{cm}^2/\text{año}^{20}$

### 1.3 *Parámetros y estándares de diseño y operación de las Centrales de Ciclo Combinados actuales.*

#### **Estándares de diseño**

Para la elección del ciclo y de sus componentes, las primeras definiciones que se deben establecer son: la potencia útil a generar, el tipo de servicio requerido, generación o cogeneración, y las características de explotación. Todo esto influye en las características de la futura instalación, fundamentalmente en la relación inversión de capital/eficiencia, la cual se debe optimizar de acuerdo al tipo de servicio y de explotación.

En un segundo término se deben tener en cuenta las características y requerimientos impuestos por la zona de emplazamiento, tales como:

- Frecuencia eléctrica: 50 ó 60 Hz.
- Condiciones ambientales: temperatura, altitud.
- Límites de emisiones gaseosas.
- Límite permitido para la temperatura de descarga del agua del circuito de refrigeración al ambiente.
- Espacio disponible.
- Disponibilidad de recursos: combustibles, agua de refrigeración, etc.

<sup>20</sup> [http://www.meteotest.ch/en/mn\\_home](http://www.meteotest.ch/en/mn_home)

El tipo y la composición del combustible suministrado, afecta la potencia de la turbina de gas, sus emisiones y las condiciones de operación del ciclo.

Por otro lado, la disponibilidad de agua para refrigeración determina el tipo de circuito de refrigeración; este circuito puede ser cerrado, con torre de enfriamiento, o abierto. En situaciones de alta escasez de agua se pueden instalar aerocondensadores. Por otra parte el tipo de circuito de refrigeración está relacionado con el tipo de condensador, el cual de acuerdo al grado de vacío y temperatura asociada influye en la potencia de la turbina de vapor y por consiguiente en el rendimiento del ciclo. Igual influencia ejerce, en relación con el condensador y la eficiencia del ciclo, el límite de la temperatura de descarga al ambiente del agua del circuito de refrigeración.

El espacio disponible está relacionado con el tamaño del HRSG y la configuración de la instalación respecto al montaje de las TV, TG y generadores eléctricos con un eje común o en varias líneas de ejes.

### **Condiciones y Parámetros Típicos de Operación<sup>21</sup>**

A continuación se indican algunas condiciones y parámetros típicos de operación:

- Presión de compresión en la TG: 30bar.
- Temperatura máxima en la TG: 1430°C.
- Temperatura de salida de gases de la TG: 620°C.
  
- Propiedades del vapor a la salida de cada etapa de la caldera de recuperación en un ciclo de tres presiones:
  - Etapa de baja presión: 4bar y 253°C.
  - Etapa de presión intermedia: 22bar y máx.540°C.
  - Etapa de alta presión: 105bar y máx. 540°C.
  
- Temperatura de salida de los gases en la chimenea: 100°C.
- Emisiones de NO<sub>x</sub>: <25ppm.
- Relación de potencias entregadas:
  - Turbina de gas: 2/3.
  - Turbina de vapor: 1/3.

---

<sup>21</sup> <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b7/artic1.asp> Noviembre 2010

#### *1.4 Condiciones geográficas, energéticas y de infraestructura de la zona.*

La Central de Ciclo Combinado y el Campo Solar se localizará en las coordenadas geográficas UTM siguientes:

Longitud 109° 35' 38" Oeste

Latitud 31° 15' 38" Norte

Altitud + 1230 m sobre el nivel del mar

#### ***Topografía***

El Territorio municipal presenta dos formas características en su relieve:

- accidentadas y semi planas

Las primeras abarcan aproximadamente 1 451.65 km<sup>2</sup>, que representan el 40% del territorio total; integran el sistema orográfico que se desprende de la Sierra Madre Occidental hacia el oeste, y sus principales serranías son Agua Prieta, San Bernardino, de Guadalupe, Gallardo, Pitaicachi, La Cabullona, San Luis y Achitahuca.

Las segundas, por su parte, comprenden 2180 km<sup>2</sup> que significan el 60% de la extensión territorial del Municipio.

#### ***Hidrografía***

La hidrografía del Municipio se ubica en la cuenca del Río Yaqui. El arroyo Punta del Agua, que nace en la Sierra de San José, del Municipio de Naco, penetra a su territorio, continuando hacia el este hasta unirse al Río Agua Prieta; este y el arroyo Cajón Bonito se unen al Río Batepito, el cual sigue hacia el sur, para descargar en el Río Bavispe.

La infraestructura y los servicios de las comunicaciones y transportes constituyen dos factores fundamentales para la planeación y desarrollo de las actividades productivas. De ahí que su modernización, represente una línea estratégica para transformar la economía municipal.

De esta forma, para avanzar en este proceso, por lo que a caminos corresponde, se requiere rehabilitar y ampliar el eje carretero fronterizo que enlaza al Municipio con los Estados de Chihuahua y Baja California, y con la zona costera de nuestro estado. Así mismo, es necesaria la rehabilitación de la carretera que une a Agua Prieta con Nacozari, ya que representa el acceso al área de influencia de municipios serranos.

Temperatura	Temperatura de Bulbo Seco (°C)	Humedad Relativa %
Mínima Extrema	-19.5	88
Diseño de Invierno	-2.6	75.5
Media Anual	16.9	50.3
Diseño de Verano	35	34.3
Máxima Extrema	45	21.3

Tabla 2. Parámetros Climatológicos de Diseño

La línea ferroviaria con que cuenta el Municipio, lo conecta con Nacozari, Naco, Cananea, Santa Cruz y Nogales. El servicio que presta el ferrocarril, es básicamente de carga del mineral que se produce en Nacozari, siendo notoria la falta del servicio de pasajeros y la ampliación del de carga.

Lb W/m <sup>2</sup>	Rango		Frecuencia			
	Inferior (>=)	Superior (<)	Acumulada, hr	Absoluta, hr	Relativa, %	Acumulada, %
0	0	75	6238	6238	55.90	55.90
98	75	120	6445	207	1.85	57.75
143	120	165	6671	226	2.03	59.78
188	165	210	6833	162	1.45	61.23
233	210	255	7003	170	1.52	62.75
278	255	300	7125	122	1.09	63.84
323	300	345	7279	154	1.38	65.22
368	345	390	7434	155	1.39	66.61
413	390	435	7601	167	1.50	68.11
458	435	480	7727	126	1.13	69.24
503	480	525	7915	188	1.68	70.92
548	525	570	8096	181	1.62	72.54
593	570	615	8376	280	2.51	75.05
638	615	660	8625	249	2.23	77.28
683	660	705	8921	296	2.65	79.94
728	705	750	9265	344	3.08	83.02
773	750	795	9708	443	3.97	86.99
818	795	840	10108	400	3.58	90.57
<b>863</b>	<b>840</b>	<b>885</b>	<b>10566</b>	<b>458</b>	<b>4.10</b>	<b>94.68</b>
908	885	930	10936	370	3.32	97.99
953	930	975	11109	173	1.55	99.54
998	975	1020	11145	36	0.32	99.87
1043	1020	1065	11160	15	0.13	100
1088	1065	1110	11160	0	0.00	100
Mayor				0		
				11160	100%	

Tabla 3. Irradiación Solar Directa (Ib). \* Valores a considerar como base para las Condiciones de Diseño de Verano

La tabla anterior muestra el nivel de incidencia solar, en el Municipio de Agua Prieta estado de Sonora, en el cual se desarrollará el Proyecto de la integración de un Campo Solar a un Ciclo Combinado.

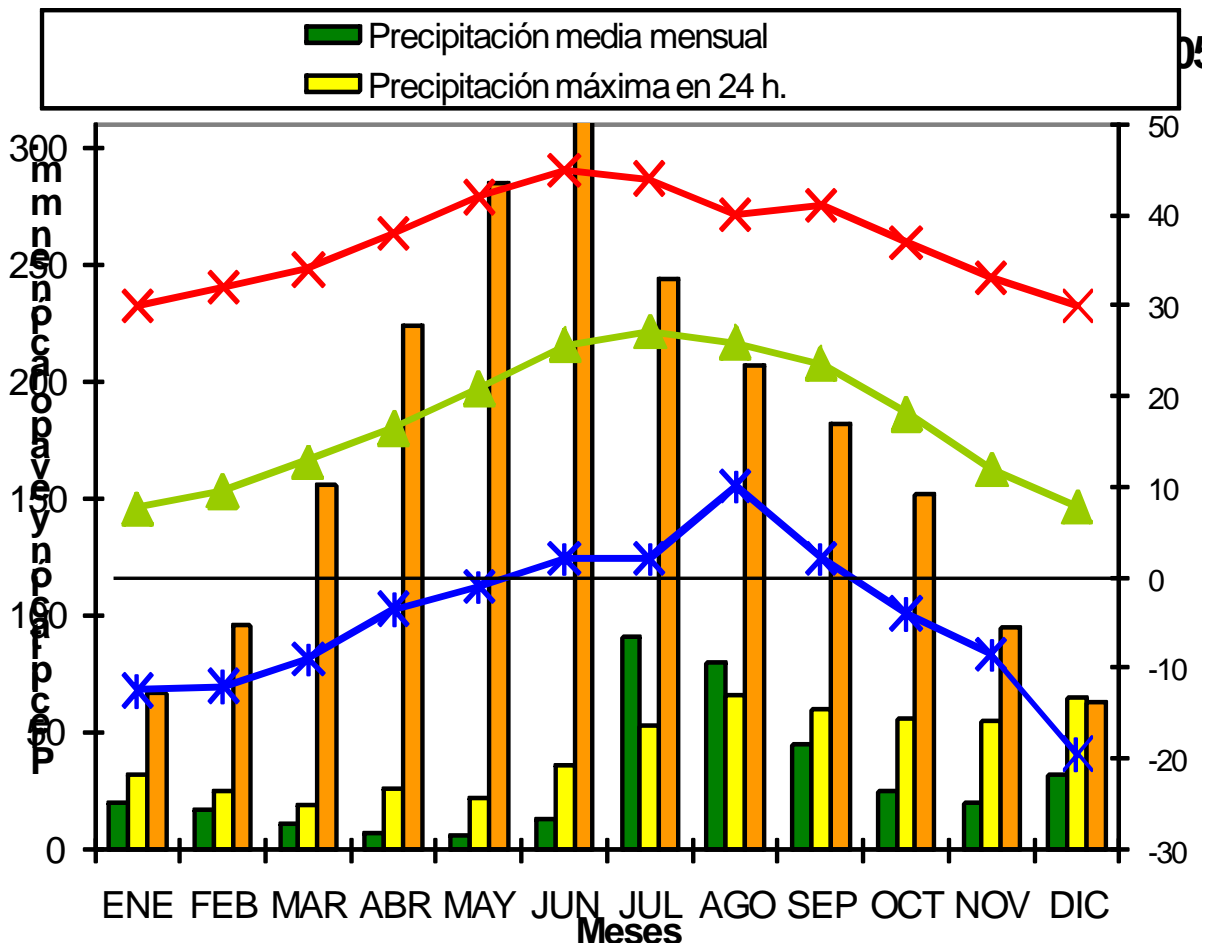


Figura 9. Precipitación, Temperatura y Evaporación de la Estación de Agua Prieta, Sonora. Período 1961-2005<sup>22</sup>

### 1.5 Potenciales energéticos de gas y solar del Sitio.

Dadas las condiciones geográficas del Municipio de Agua Prieta, Estado de Sonora, se presentan los recursos energéticos solares así como el suministro del combustible a utilizar para el proyecto.

En el estado de Sonora, se cuenta con un gasoducto de 16 plg de diámetro, propiedad del El Paso Natural Gas (EPNG), en la frontera entre el estado de Sonora-México y el estado de Arizona/ E.U que corre en dirección sur hasta la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado denominada "CCC

<sup>22</sup> UNIVERSIDAD DE SONORA. DICTUS 2008

Naco-Nogales”, ubicada en el municipio de Agua Prieta en el estado de Sonora. Al cual se le interconectará un ramal, para alimentar a la Central de CC Agua Prieta con Campo solar.

### ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

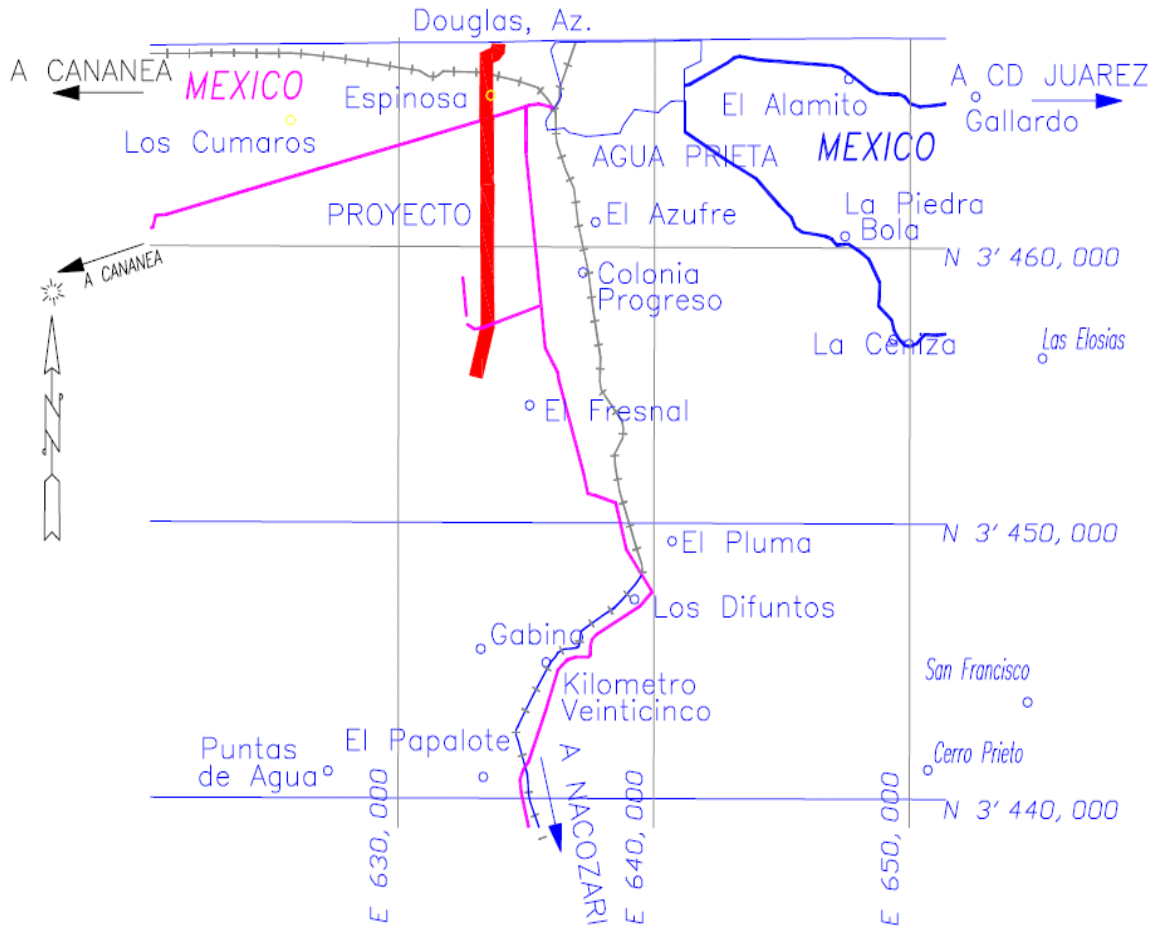


Figura 10. Gasoducto Naco-Nogales<sup>23</sup>

La figura anterior indica de manera precisa la ubicación y trayectoria del gasoducto que suministrará el flujo requerido de gas natural para la operación de la Central.

<sup>23</sup> INFORME DE SELECCIÓN DEL SITIO. Subgerencia de Selección de Sitios

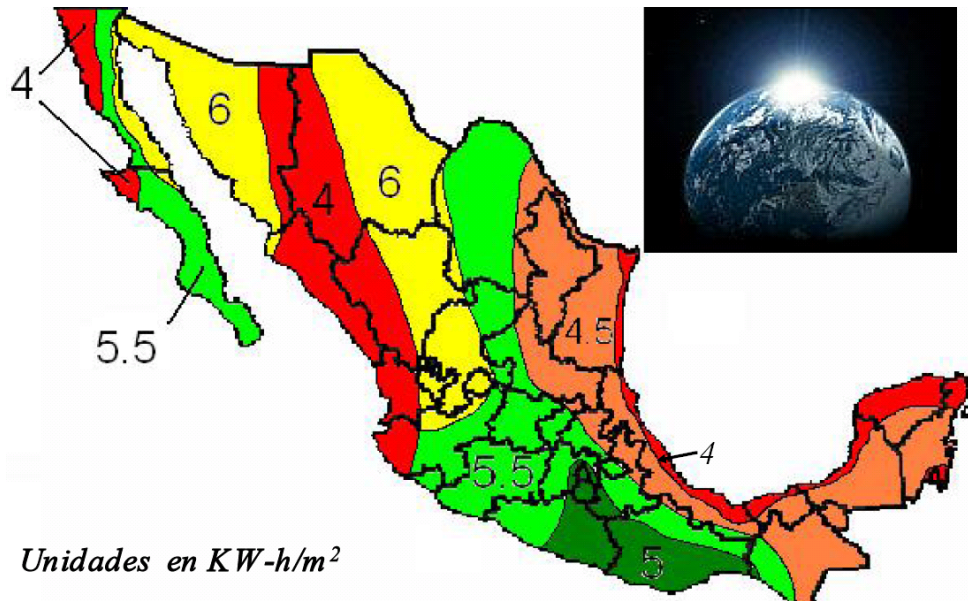


Figura 11. Irradiación Solar en México, Valores diarios promedio anual.

La irradiación solar global en México es en promedio de aproximadamente 5 kWh/día/m<sup>2</sup>, pero en algunas regiones del país se llega a valores de 6 kWh/día/m<sup>2</sup>.

Suponiendo una eficiencia del 15%, bastaría un cuadrado de 25 km de lado en el desierto de Sonora o Chihuahua para generar toda la energía eléctrica que requiere hoy en día el país. Por ello, el potencial térmico se puede considerar prácticamente infinito.

Zona Climática	Árido templado
Característica ambiental	Seca
Precipitación pluvial media anual	365.28 mm
Precipitación pluvial diaria máxima	66.0 mm
Evaporación media anual	2080.7 mm
Evaporación mensual máxima registrada	311.6 mm
Irradiación solar directa normal	863 W/m <sup>2</sup>
Velocidad del viento	3.5 m/s

Tabla 4. Caracterización climatológica del Sitio.

La radiación solar, en la actualidad se aprovecha tradicionalmente en una gran variedad de aplicaciones térmicas tales como la calefacción y/o refrigeración pasiva de edificios, la producción de sal o el secado de ropa, grano, madera, pescado y carne, en magnitudes que no se han cuantificado. Existen asimismo diversas tecnologías comerciales para el calentamiento de agua u otros fluidos o bien para refrigeración.

Para satisfacer le demanda energética actual, hay que transformar casi toda la energía primaria que empleamos en otra forma de energía. En la mayor parte de los casos esto se hace a través de un proceso de combustión cuyos productos son la energía térmica y/o eléctrica que se pretende producir



y dióxido de carbono que no se desea generar por su nociva influencia en el incremento del efecto invernadero de la atmósfera terrestre.



Figura 12. Localización del predio de Central CC. Agua Prieta con Campo Solar.

## 1.6 Conclusión

Este capítulo es de gran importancia dada la cantidad de información que se tiene que concentrar, para definir el potencial de energía que puede ser generada y aportada a la red de distribución; con la información anterior, y dado el desarrollo que han alcanzado las tecnologías tanto para las TG, como para las TV, y la gran adaptabilidad para la integración de Centrales de Ciclo Combinado, aunado a las condiciones geográficas, energéticas y de infraestructura, se tiene un amplio panorama para la configuración de este tipo de Centrales, con el objetivo del aprovechamiento de los recursos energéticos, asociados a los del gas natural, en esta región del País, se podrá obtener una configuración eficientemente posible integrando el recurso solar del sitio.

Siendo estos los lineamientos para la selección de los equipos principales, para cumplir con los requerimientos de generación, que demanda el país para el desarrollo de la economía.



Así mismo, se visualiza de manera global, el nivel energético con el cual dispone el sitio, se maximiza el nivel de aprovechamiento energético, de acuerdo con un techo presupuestal. Al que cualquier proyecto se encuentra limitado, siempre buscando el nivel máximo de explotación de la inversión, durante un tiempo de vida considerable del proyecto

## CAPITULO 2

### Propuestas de configuración de los esquemas de la Central

#### Introducción

En el presente capítulo, se describen los sistemas que integran una Central Termoeléctrica, siendo parte del desarrollo del presente trabajo, descripción y operabilidad de los ciclos que integran la Central de Ciclo Combinado, siendo el Ciclo Rankine y el Ciclo Brayton, haciendo énfasis en los sistemas y equipos principales correspondientes, mencionando los parámetros comunes en operación de estos.

Así mismo se realiza la descripción y operabilidad de los equipos y sistemas que conforman la parte solar, concentrador de canal parabólico, sistema de aceite térmico, etc, características de operación, de acuerdo a los requerimientos para la integración con el Ciclo Combinado, en función del potencial solar, dadas las condiciones geográficas del sitio para el desarrollo del proyecto, en función del registro histórico solarimétrico.

Se determina la configuración respecto a la mejor interacción entre ciclos, dadas las posibilidades de las correspondientes adecuaciones que indique un mejor desempeño del proyecto.

#### 2.1 Sistemas y equipos principales de la Central.

En esta sección se enlistan los principales equipos, sistemas comprendidos en este Proyecto.

El Proyecto consistirá en un Ciclo Combinado completo, el cual incluirá un Generador de Vapor Recuperador de Calor (HRSG por sus siglas en inglés) con combustión suplementaria por cada turbina de gas (TG), un aerocondensador, sistemas eléctricos, interconexión de la Central con la subestación convencional de 230 kV. Ubicada en "El Ejido Agua Prieta", situada dentro del predio de la Central, así como todos los sistemas auxiliares de cada uno de los Equipos Principales que en conjunto proporcionen la Capacidad Neta Garantizada y el CTUNG competitivos.

Asimismo, el Proyecto contará con un Campo Solar integrado por colectores de concentración solar de canal parabólico, sistema de fluido de transferencia de calor (THF) y sistemas auxiliares. El Campo Solar aportará energía térmica de origen solar al vapor del Ciclo Rankine, cuyos puntos de extracción y retorno serán definidos en base al mejor diseño, así como el punto más eficiente, es decir que se aproveche al máximo el aporte energético al Ciclo.

Los Sistemas principales que integran el Ciclo Combinado, se enlistan a continuación:

- a. Turbina de Gas TG
- b. Turbina de vapor TV

- c. Generador de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG por sus siglas en ingles) con sus equipos y sus sistemas auxiliares.
- d. Sistema de Combustión Suplementaria.
- e. Desgasificador(es) y su tanque de almacenamiento de agua de alimentación, integral al HRSG.
- f. Sistema de agua de condensado completo
- g. Sistema de agua de alimentación.
- h. Sistema de aire comprimido
- i. Sistema de vapor auxiliar de arranque y operación normal
- j. Sistema de derivación (by-pass) de la turbina de vapor para manejar la máxima producción de vapor del recuperador de calor (HRSG) más los flujos de atemperación, incluyendo tubería, válvulas, actuadores y accesorios requeridos.
- k. Sistema de Agua de Servicios y enfriamiento auxiliar con su equipamiento mecánico completo.
- l. Tanques de almacenamiento de Agua de Servicios y Protección Contra Incendio
- m. Sistema de enfriamiento tipo seco completo, consistiendo de un aerocondensador con todos sus auxiliares, para el enfriamiento principal.
- n. Sistema de combustible
- o. Sistema de generación principal
- p. Campo Solar con sus equipos y sus sistemas auxiliares.

## 2.2 Configuraciones de los principales sistemas<sup>24</sup>

En este inciso, se realiza una descripción general de los Sistemas principales antes mencionados que integran el proyecto, consistiendo básicamente en una descripción operativa, indicando características particulares de los mismos, así como la relación que existe entre equipos de la Central.

### • **Turbogenerador de vapor (TV).**

En la sección de alta presión de la turbina de vapor se recibe el flujo de vapor de alta presión producido en el HRSG, retornando el vapor, como vapor recalentado frío al HRSG.

---

<sup>24</sup> Libro de Anteproyecto Ciclo Combinado integrando un Campo Solar 2011. CFE

El vapor recalentado caliente de presión intermedia y vapor de baja presión, alimentarán las turbinas de presión intermedia y baja presión respectivamente.

La turbina, el generador y los equipos auxiliares propios se alojarán en el interior de la casa de máquinas, de tal forma que estén protegidos del ambiente exterior.

- **Turbogeneradores de Gas (TG)**. Para el caso de los TG's, se requerirá que sean diseñados para usar gas natural como combustible base, los cuales descargarán sus gases de escape hacia los HRSG (una TG por HRSG).
- **Generador de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG) con sus equipos y sus sistemas auxiliares.**

El Ciclo Combinado será integrado por un HRSG, para cada TG asociado, la función principal del Sistema de HRSG, es la de generar vapor, deben diseñarse con los niveles de presión y recalentamiento de acuerdo a los requerimientos de la TV, y. El HRSG debe permitir la operación continua con los gases de escape de las TG en todo el rango de condiciones ambientales.

El HRSG debe suministrar el vapor requerido en arranques del módulo como vapor de sellos, vapor a eyectores, etc, con sus respectivas válvulas de seguridad y cumplir con la.

Los recuperadores de calor (HRSG) operarán a la intemperie y generar vapor a las condiciones (flujo, pureza, presión y temperatura) requeridas por el ciclo, a partir de la energía disponible en los gases de escape de las turbinas de gas y el uso de combustión suplementaria cuando las condiciones lo requieran.

Los HRSG deben operar con estricto apego a los requisitos establecidos por la TV y permitir el arranque rápido de las TG's desde una condición fría hasta una condición caliente, y soportar cambios rápidos en las condiciones de operación garantizando una alta disponibilidad de la Central

- **Sistema de Combustión Suplementaria**. Este sistema estará integrado por Combustores de alta eficiencia, los cuales serán de baja emisión de NOx, para suministro adicional de energía térmica, equivalente a la generación de vapor del Campo Solar, cuando este se encuentre fuera de operación. mediante la combustión de gas Combustible proveniente de la estación de regulación de gas para la combustión suplementaria.
- **Desgasificador(es)** y su tanque de almacenamiento de agua de alimentación (Domo), integral al HRSG, teniendo además la función de desgasificar y almacenar el agua de condensado para posteriormente alimentar nuevamente a los HRSG.
- **Sistema de agua de condensado**. Este sistema incluye bombas de condensado, del tipo centrífuga horizontal, de velocidad constante, de succión inundada, que estarán conectadas a la parte baja del tanque de condensados del aerocondensador, dichas bombas serán accionadas por motor eléctrico con una velocidad. La función principal del Sistema de Condensado, es la de cambiar de fase el vapor de escape de la turbina de vapor de baja presión a condensado.

El condensado se recolecta en el tanque de condensado del aerocondensador enviándose mediante las bombas de condensado hacia el desgasificador, a través del condensador de vapor de sellos de

la turbina de vapor. Cada una de las bombas de condensado estará dimensionada para satisfacer el requerimiento máximo de agua de alimentación y agua para atemperación del vapor de baja, media y alta presión cuando este sea enviado por la derivación (by-pass) hacia el aerocondensador de cada uno de los HRSG.

El sistema de condensado considerará también bombas de agua de repuesto al ciclo de operación normal, cada una de las cuales deberá estar dimensionada para satisfacer el requerimiento máximo del agua de repuesto y una bomba de repuesto al ciclo de operación de emergencia, las cuales succionarán del tanque de repuesto de condensado.

El tanque de condensados, es de tipo horizontal, diseñado bajo normativa, con capacidad para almacenar el condensado que se forma en el aerocondensador; este tanque estará localizado abajo del aerocondensador.

• **Sistema de agua de alimentación.** que incluya bombas de agua de alimentación de alta presión con variador de velocidad con actuador electrohidráulico cada una

Bombas de media presión, lo anterior por cada HRSG. Las bombas de agua de alimentación al HRSG succionarán de los tanques de almacenamiento del desgasificador y la descargan a los niveles de alta y media presión al HRSG, con el fin de proveer el agua requerida a fin de mantener el nivel en cada uno de los correspondientes domos.

Sistema de tuberías para conectar las bombas en las respectivas secciones de los HRSG.

El condensado proveniente de las bombas de condensado, se alimentará a la parte superior de la sección del desgasificador y el agua desgasificada se almacenará en el domo de vapor de baja presión y de ahí, la tomarán las bombas de agua de alimentación de media y alta presión, para su envío al ciclo de agua-vapor.

Cada desgasificador utiliza vapor para eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación al HRSG.

En los desgasificadores se lleva a cabo la remoción de gases en el condensado de retorno que viene mezclado con el agua de repuesto, y que se añade al tanque de condensados.

Una pequeña cantidad de vapor sale de cada desgasificador para arrastrar los gases incondensables. La extracción física de gases realizada por el desgasificador, se complementa y apoya por medio de tratamiento químico del agua de condensado.

Los domos de baja presión, son diseñados de acuerdo con la normativa, y deben de contar con suficiente elevación sobre el nivel de piso, para dar adecuada CNPS (Carga Neta Positiva de Succión) a las bombas de alimentación.

Cada desgasificador es integral con el HRSG. Cada desgasificador consiste de un tanque horizontal, que actúa como depósito de agua desgasificada y de una sección vertical de desgasificación.

La sección de desgasificación, está equipada con espreas rociadoras en la parte superior, por medio de las cuales, el condensado (y agua de repuesto) proveniente de las bombas de condensado, se

alimenta en forma de rocío sobre el vapor que asciende del fondo de dicha sección, y que es inyectado para calentamiento y para arrastre de los gases incondensables.

El vapor generado en los evaporadores de baja presión sirve para elevar la temperatura del agua y con ello elevar la presión de operación. El desgasificador trabajará a una presión, variando en función de la carga de las TV. Conforme el vapor asciende a través del deaerador (desgasificador), a contracorriente con el agua que baja, va agotando los incondensables y arrastrándolos, hacia el venteo, a la vez que calienta el agua.

Se utiliza un pequeño exceso de vapor, para suministrar calor sensible, para conducir los gases corrosivos hacia la parte superior y hacia la atmósfera. El venteo continuo de vapor y gases, se logra por medio de una válvula de control manual en la parte alta de la sección desgasificadora.

Por cada desgasificador/domo de cada HRSG, se tendrán bombas de agua de alimentación de alta presión y dos de media presión, para alimentar al domo de alta presión a través de los economizadores de alta presión y al domo de media presión a través de su economizador.

En la succión de cada bomba, se integrará un filtro, que servirá como filtro temporal y filtro durante la operación, y una válvula de corte manual; en la descarga, se tiene instalada una válvula check y una válvula de compuerta motorizada.

El desgasificador estará alimentado por vapor de baja presión generado en los evaporadores de baja presión, ubicados en los recuperadores de calor.

#### • **Sistema de aire comprimido**

La función principal del sistema de aire comprimido es suministrar el aire en la cantidad, presión y calidad requeridas, para asegurar la adecuada operación de la Central. Este sistema debe de satisfacer la demanda para:

-*Sistema de Aire para Instrumentos*: Este sistema alimenta a todos los instrumentos y dispositivos que requieren aire limpio, seco y libre de aceite.

-*Sistema de aire para servicios*: Este sistema suministra el aire comprimido necesario en donde no se requiera que esté libre de aceite, pero si, sin impurezas y deshumidificado, comúnmente en estaciones de servicios para usos diversos.

Los Equipos que constituyen el Sistema de Aire de Instrumentos son:

Compresores de aire de tipo rotativo de tornillo no lubricado de dos etapas con la capacidad requerida para satisfacer la demanda de la central, teniéndose un compresor en operación y otro en reserva. La capacidad de los compresores será la requerida por los instrumentos de la Central en el rango de diseño de la misma. Adicionalmente, los compresores irán equipados con filtro de aire y con inter enfriador y post enfriador por medio de aire con transmisión directamente acoplada al motor.

Adicionalmente los compresores tendrán un tablero de control así como los instrumentos y accesorios necesarios para su adecuado funcionamiento, pre filtros del tipo coalescente, localizados aguas arriba de los secadores. Los pre filtros estarán distribuidos en dos trenes (uno

reserva y otro en operación) de la capacidad del compresor. En cada pre filtro se dispondrá de un medidor y transmisor de presión diferencial.

También para satisfacer los requerimientos de demanda de aire, dadas las características, será necesario Secadores de aire del tipo torres gemelas de regeneración en frío.

La operación de las torres gemelas de secado se basa en que una de las cámaras de secado normalmente está en operación, mientras la otra se encuentra en regeneración o espera. La regeneración se realiza utilizando una parte del aire seco efluente de la secadora, el cuál es alimentado en sentido inverso al del flujo normal hacia la cámara de secado que será sometida a regeneración, descargándose el condensado hacia el drenaje. El proceso se invierte en forma automática cíclicamente, manteniendo así la operación continua de la secadora.

Las secadoras de aire estarán equipadas con indicadores de presión y temperatura, indicador de humedad, sensor de punto de rocío y de todos aquellos accesorios necesarios para su correcto funcionamiento.

Tendrá post filtros del 100% de tipo cartucho, localizados aguas abajo de los secadores. Los post filtros estarán distribuidos en dos trenes en paralelo (uno en operación y otro de reserva) de la capacidad del sistema.

Cada post filtro dispondrá de un medidor y transmisor de presión diferencial.

El tanque de almacenamiento de aire de instrumentos, el cuál es un cilíndrico vertical, con tapas toro esféricas, con indicador de presión, transmisores de presión, válvula de seguridad y drenaje de condensados a través de una trampa.

El medio de distribución de aire de instrumentos, consistirá en una red, para satisfacer los requerimientos de la central

El sistema de aire de instrumentos contará con un sistema de control de carga (secuenciador). Los compresores del sistema de aire comprimido, el secuenciador, el secador y los filtros se instalarán dentro de una caseta.

Los Equipos que constituyen el Sistema de Aire de Servicios son:

El Compresor de aire de tipo tornillo rotativo lubricado, de dos etapas de la capacidad requerida por los servicios de la Central. El compresor está equipado con filtro de aire y con un inter enfriador y un post enfriador por medio de aire con transmisión directamente acoplada al motor. Adicionalmente el compresor tendrá un tablero de control así como los instrumentos y accesorios necesarios para su adecuado funcionamiento. El sistema integra un Separador de humedad de la misma capacidad que el compresor. El separador de humedad dispondrá de un medidor y transmisor de presión diferencial.

#### Red de distribución de aire de servicios.

Se tendrá una protección adecuada para asegurar el suministro de aire para instrumentos en caso de que la presión en el tanque de almacenamiento de aire de instrumentos caiga por debajo de los límites preestablecidos, mediante una interconexión con el sistema de aire para servicios, la unión

del sistema de aire servicios con el sistema de aire de instrumentos se realizará aguas abajo del tanque de aire de servicios (punto posterior al separador de humedad) a aguas arriba del pre filtro de la línea de aire de instrumentos (punto antes de la secadora de aire y su pre filtro).

El Separador de Humedad, elimina el agua condensada y el aceite que puede acompañar al aire tras su paso por el compresor de aire de servicio. El separador estará equipado con los elementos necesarios para la purga automática de los líquidos (agua/aceite) separados, un indicador y transmisor de presión diferencial.

El Tanque Pulmón de Aire de Servicios, es un recipiente cilíndrico vertical diseñado de acuerdo a la normativa ASME VIII. El tanque cuenta con conexiones para entrada y salida de aire, indicador de presión, válvula de seguridad, y purgado automático de condensado por medio de una trampa.

- Sistema de vapor auxiliar de arranque y operación normal. El sistema de vapor auxiliar tiene como funciones suministrar el vapor auxiliar a las condiciones que requieren los equipos de la Central, sin que falle el suministro durante la etapa de arranque, en operación normal o en caso de una emergencia.

El sistema de vapor auxiliar será para satisfacer los requerimientos máximos requeridos en los eyectores, tanto para la etapa de arranque como en la etapa de operación y extracción de incondensables, además del máximo requerimiento del vapor de sellos de la TV.

El vapor auxiliar es tomado de la línea de vapor recalentado frío a la salida de la TV de alta presión durante la operación normal y de las líneas de vapor de alta presión a la salida de los HRSG. Este vapor se suministra tanto al sistema de vacío de la turbina de vapor como al eyector de arranque del aerocondensador y/o a los eyectores de operación normal; para inicio de extracción de incondensables de la unidad, así como inicio de la presión de vacío hasta el rango de operación normal

- Sistema de Agua de Servicios y enfriamiento auxiliar con su equipamiento mecánico completo. El sistema de agua de servicios debe suministrar los requerimientos de agua necesarios para satisfacer las necesidades de la Central.

El sistema cerrado de agua de enfriamiento de auxiliares tendrá la capacidad suficiente para disipar la carga térmica de los equipos auxiliares de la Central. Para este propósito se utilizan intercambiadores aire-agua, el agua manejada en este circuito será desmineralizada proveniente de la planta desmineralizadora y proveerá el enfriamiento de equipos auxiliares. El repuesto a este sistema se suministrará en forma regular con agua proveniente del sistema de condensado, para reponer el agua que se pierde en el circuito por evaporación y fugas, así como purgas por sedimentación y concentración de reactivos químicos.

- Tanques de almacenamiento de Agua de Servicios y Protección Contra Incendio

Los tanques serán para almacenamiento de agua de servicios y contra incendio, que asegure la disponibilidad permanente de agua.

Sistema para la prevención, control y extinción de incendios deber con la normativa NFPA.



La protección contra incendio de la Central debe estar constituida en forma integral por:

Sistema de protección contra incendio a base de agua  
Sistema de protección contra incendio a base de gases de extinción.  
Sistema de protección contra incendio a base de polvo químico seco. Con extintores portátiles  
Sistema de alarma, audible y visible.

• Sistema de enfriamiento tipo seco completo (aerocondensador).

La función principal del Sistema es la de condensar el vapor de escape procedente de la última etapa de la TV de baja presión, mediante el uso de un aerocondensador, el condensado obtenido se envía al tanque de condensados del aerocondensador y por medio de bombeo se envía el condensado hasta los desaeradores (desgasificadores) ubicados en la parte superior de los domos de baja presión de los HRSG, pasando a través del condensador de vapor de sellos y del ínter y post condensador de los eyectores de operación normal.

El sistema debe disipar a la atmósfera la carga térmica del proceso de condensación de vapor de la turbina de vapor para todas las condiciones de operación, incluyendo la derivación del flujo máximo de vapor producido en el HRSG. El sistema de tipo seco operara a la intemperie y rechazar el calor de condensación del vapor de escape de la turbina de baja presión en todos sus modos operativos, manteniendo la presión de escape de diseño de la turbina de vapor por medio de la circulación de aire atmosférico, producida por medio de ventiladores de tiro mecánico, el aerocondensador será montado sobre una estructura metálica, además, a la altura adecuada para proveer de suficiente carga neta positiva de succión (CNPS) a las bombas de condensado .

Adicionalmente, también tiene otras funciones, como son:

- Recibir el agua de Repuesto del ciclo, e integrarla con el condensado.
  - Llenado inicial del ciclo.
  - Suministro de agua de sellos de bombas.
  - Atemperar el vapor de sellos de la turbina de vapor.
  - Servir como almacenamiento de condensado proveniente del aerocondensador en caso de algún imprevisto.
  - Atemperar la descarga de la desviación (by-pass) de vapor recalentado caliente y baja presión al aerocondensador.

El vapor de escape de la turbina de vapor, es conducido mediante un ducto hacia un distribuidor que alimenta el vapor de escape a los distintos módulos del aerocondensador, donde será condensado; la presión de operación del aerocondensador es menor a la presión atmosférica, para lograr la mejor extracción de energía del vapor; el condensado que se forma, es recolectado en el aerocondensador y conducido hacia el tanque de condensados, de donde es tomado por las bombas de condensado y

por medio de ellas, se le envía para alimentar a los desgasificadores (éstos parte del sistema de agua de alimentación).

En caso de falla de la TV, el aerocondensador es capaz de recibir toda la carga térmica correspondiente al flujo de vapor que va a la turbina a plena carga, por lo que de la línea de descarga de las bombas de condensado, se diseñará para alimentar condensado a los desgasificadores y de atemperación para las líneas de by-pass de vapor de la turbina de media y de la turbina de baja, en caso de que las mencionadas turbinas dejen de operar.

El equipo aerocondensador está diseñado de acuerdo con lo establecido en las normas HEI, ASTM, en las partes aplicables.

El aerocondensador está diseñado para operar a la intemperie y para garantizar la condensación total del vapor de agua proveniente de la turbina por medio de circulación de aire ambiente impulsado por ventiladores de tiro mecánico. Se considera en el diseño, la operación de las derivaciones (by-pass) del vapor recalentado caliente y de baja presión a máxima capacidad de los TG's a las condiciones de Diseño de Verano.

La estructura deberá soportar al aerocondensador con sus elementos como son los haces tubulares aletados con sus cabezales distribuidores (intercambiadores secos), los grupos motor-reductor-ventilador y sus dispositivos auxiliares, chimeneas ó anillos de los ventiladores, el conjunto de tuberías, piezas de transición, dispositivos internos en ductos, derivaciones y dispositivos que distribuyen y recolectan el vapor y condensado respectivamente, juntas de expansión; accesorios, bridas de conexión, los eyectores de arranque y operación normal, para extraer los incondensables en la condición de máximo vacío en el aerocondensador, con los intercambiadores de calor auxiliares y la purga de los circuitos y equipos con sus respectivas válvulas, los dispositivos de limpieza externa de los intercambiadores, los dispositivos de supervisión y control del funcionamiento hidráulico y térmico del aerocondensador en operación, los dispositivos de protección provisionales y definitivos contra el rayo, los dispositivos de protección contra incendio y heladas.

En cada módulo, los haces de tubos en el paso del aire, cuentan con una superficie extendida por medio de aletas, para compensar el bajo coeficiente de transferencia de calor del aire a presión atmosférica y diseñada para una baja velocidad, para mantener un consumo razonable de energía en los ventiladores.

El diseño final del aerocondensador contempla lo siguiente:

- Flujo de diseño de vapor a la salida de la turbina de vapor.
- Conducción de flujo de vapor más crítica (operación con by-pass de vapor al 100% de carga y condiciones de verano).
- Presión de escape en la turbina de vapor.
- Temperatura de Diseño de Verano de bulbo seco a la entrada.
- Contenido de humedad de vapor a la salida de la turbina (de diseño).
- Entalpía de diseño a la salida de la turbina.
- Mínima presión de escape de la turbina.

#### •Sistema de Combustible

El suministro de Gas Combustible a la C. Agua Prieta II será a través del ducto de 20 pulgadas que abastece a la CC. Naco Nogales, en donde se realizará una conexión en caliente (Hottapping) y se instalará una estación de medición y regulación de gas y la válvula de corte necesaria para la interconexión con el ramal de la Central.

Suministrar Gas Natural Combustible a las Turbinas de Gas y Quemadores para combustión suplementaria de los dos HRSG de la Central

El cabezal de abastecimiento de gas de la Central principal también suministra gas combustible al cabezal de baja presión. El cabezal de baja presión suministrará gas a los quemadores de ducto de los HRSG. La reducción de la presión de gas se hace a través de una válvula de reducción/control de presión para cumplir con la presión requerida por los requerimientos a baja presión. Este ramal de Combustible debe ser capaz de transportar el flujo requerido por las unidades turbogeneradoras de gas y el requerido para la combustión suplementaria de los HRSG.

El sistema de combustible se operará a presión mínima en la entrada de la TG de modo que el valor de la misma, sea mayor que el valor mínimo que requiere el proveedor de las TG. El sistema se diseñará además para que la presión máxima del gas combustible no sea mayor que la presión máxima admisible en la entrada de las TG que especifique el proveedor.

Campo Solar con sus equipos y sus sistemas auxiliares.

Sistema de colectores de concentración solar

Integrados por Concentradores de Canal Parabólico, Armazón Estructural Metálico, tubos Receptores, Sistema de Seguimiento Solar, Sistema del Fluido de transferencia de Calor, Equipos, Tuberías y Aislamiento; además del Generador de Vapor Solar y del Equipo de Limpieza de los Colectores de Concentración Solar, Sistema de manejo del Fluido para Transferencia de Calor

Los concentradores de canal parabólico deben estar conformados por grupos de espejos montados sobre un armazón estructural metálico, formando una superficie reflectora con una geometría de canal parabólico, de manera que al recibir la radiación solar la concentre en su línea focal.

Los espejos reflectores de los concentradores deben tener una reflectividad promedio del 92% como mínimo.

El armazón estructural metálico debe resistir la fuerza ocasionada por el viento, para mantener la integridad de los colectores. Se deben considerar las velocidades de viento del sitio, tomando para el sitio 175 km/hr como velocidad de diseño de supervivencia de los colectores solares.

Los tubos receptores deben absorber la mayor cantidad posible de radiación solar enviada por los espejos reflectores, para transmitirla al Fluido de Transferencia de Calor (HTF) que circula por su interior, el cual a su vez la cederá en otra parte del proceso para la producción de vapor. Los tubos receptores están compuestos por un tubo absorbedor de acero y una cubierta envolvente de vidrio, separados por un espacio anular.

Para alcanzar el rendimiento requerido del sistema, se consideran las pérdidas térmicas por radiación, convección y conducción, realizando un diseño que las minimice. Para lograrlo, la envolvente de vidrio debe tener un bajo contenido de hierro y una transmitancia superior al 92%, debe estar al alto vacío el espacio anular entre el vidrio y el tubo absorbedor; así mismo, la superficie externa de este último debe estar tratada para tener una absorptancia superior al 93% y una emitancia menor o igual al 14% a 400°C de temperatura del fluido HTF<sup>25</sup>.

Estas Centrales se componen de lazos o filas de espejos de forma parabólica que concentran la radiación solar en un tubo colector central por el que circula un aceite térmico, que lo calienta para alcanzar una temperatura cercana a los 400° C.

Este aceite térmico caliente se traslada a un intercambiador térmico, donde:

Vaporiza agua que se inyecta al ciclo de vapor, en una turbina de vapor interconectada, que acciona un generador eléctrico, y que la generación de energía eléctrica se suministra a la red de distribución.

En algunos casos, en momentos de sobre producción de energía, sirve para calentar sales de nitrato fluidas y almacenar el calor en un tanque caliente que permita seguir generando electricidad en ausencia de radiación solar, de acuerdo a la configuración del sistema, o de iniciar el proceso de combustión suplementaria para acondicionar el aceite térmico, para reiniciar la operación del Campo Solar.

Sistema de seguimiento solar.

Los colectores de concentración solar tienen un sistema de seguimiento solar, basado en un arreglo de motor eléctrico y sistema de engranajes, sistema de poleas y bandas o actuadores hidráulicos. Este sistema está diseñado para tener movimiento constante en uno o dos ejes, que le permita dar seguimiento al Sol enfocando sus rayos durante su recorrido aparente del día, de manera que le permita captar la mayor cantidad de energía solar posible

Sistema de fluido de transferencia de calor (HTF).

La función del sistema HTF consiste en el suministro de un medio eficaz de transferencia de calor solar desde los concentradores solares de espejo cilíndrico parabólico (SCA's), dentro del campo solar, hasta la zona del Ciclo Combinado para la evaporación del agua, generando vapor). La luz solar recae sobre los tubos receptores (HCE) que absorben el calor y lo transmiten al HTF que circula dentro de las tuberías del campo solar. El HTF circula a través de los intercambiadores de calor para generar vapor, el cual debe ser empleado en el Ciclo Combinado.

Se debe disponer de cabezales para recolectar el HTF caliente proveniente de cada uno de los colectores solares, para conducir ese fluido caliente a los intercambiadores para la producción de vapor.

---

<sup>25</sup> <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/tecnologia-colectores-cilindro-parabolicos/es>, Marzo 2011

## Sistema de Intercambio de calor para la producción de vapor

Cada intercambiador consiste de economizador, evaporador y sobrecalentador. El flujo de aceite térmico proveniente del campo solar entra a contracorriente en contacto con el flujo de agua dentro de los intercambiadores térmicos. Después de los intercambiadores térmicos, el flujo de HTF enfriado circula hacia la tubería de aspiración de bombas del HTF a través del tanque de expansión, o a la línea de derivación alrededor del tanque. De forma similar, se deben disponer cabezales fríos, paralelos a los calientes, para regresar el HTF a los colectores solares.

## Sistema de Lavado de Espejos

El Campo Solar cuenta con los equipos necesarios de limpieza de los espejos, que incluye carro-tanque, conjunto de espreas y sistema de presurización de agua, interconexión con el tanque de almacenamiento de agua para lavado de espejos y sus accesorios.

El equipo conceptual de los equipos de limpieza de los colectores solares debe considerar el valor de la reflectividad media del campo Solar; los procedimientos y los equipos de medición para determinar la desviación de la reflectividad media; así como los procedimientos, equipos de limpieza para restablecer la reflectividad media en busca de mantener la eficiencia del Campo Solar con valor lo más alto posible .

Considerando no afectar el aprovechamiento de la energía solar, el mantenimiento por lavado de espejos debe ser programado de preferencia en las horas sin radiación solar, excepto en los paros por mantenimiento programado de la Central de Ciclo Combinado.

Sistema de calentamiento, en caso de ser necesario para mantener el fluido térmico por encima de su punto de cristalización

### 2.3 Parámetros de diseño parte convencional<sup>26</sup>

En éste inciso, se indican características de los equipos principales, mostrando de cada uno, sus parámetros de operación en condiciones de diseño, de acuerdo a los requerimientos de generación, en función de la perspectiva de crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional.

#### Parámetros de diseño TG

Para la integración del proyecto, dada la configuración se consideran de Dos (2) Turbinas de Gas (TG) tipo M501F fabricadas por Mitsubishi Heavy Industries (MHI) con capacidad de aproximadamente 170 MW, a condiciones ISO, cada TG está equipada con un enfriador evaporativo y calentador de gas para aumentar la capacidad, si fuera necesario dadas las condiciones del Sitio.

MHI ha diseñado y fabricado las TG en forma de dos (2) sistemas de paquetes modelo M501F con sus sistemas auxiliares independientes, para uso al aire libre.

---

<sup>26</sup> Recopilación de información técnica de los equipos. Mitsubishi Power Systems Americas. INC. 2010

La TG consiste de un solo eje tornaflecha, tipo industrial para uso pesado, equipada para quemar gas natural, con sistema de enfriamiento interno de la turbina, sistema de ignición, sistema de combustible.

La TG, cuenta con una eficiencia isoentrópica en la sección de alta presión de 80.5%, mientras que en la sección de baja presión es de 88.7%

La TG M501F, consiste de 16 pasos de compresión, de un compresor axial de alta eficiencia, cámara de combustión con 16 quemadores configurados en un arreglo circular, y cuatro (4) pasos en la turbina de potencia.

La presión de diseño para el escape de los gases de combustión, es de 950 mm de columna de agua

Sistemas Auxiliares de la TG:

Sistema de aceite de lubricación a la turbina de gas, al generador, al engranaje auxiliar y al convertidor de torsión.

Sistema de arranque consistente del motor de arranque eléctrico y el convertidor de torsión hidráulico.

Sistema de torneado del engranaje.

Sistema de impulsión.

Sistema de aire de entrada a la TG

Sistema de escape de Gases de combustión.

Sistema de aire de enfriamiento para la TG 100% activo, tipo radiador aire ambiente-aire enfriamiento interno de la turbina, incluyendo elementos de calefacción de gas combustible.

Sistema de aceite de control

Sistema para el lavado interno del compresor

Sistema de protección contra incendios a base de CO<sub>2</sub> para la cabina de las TG.

#### Parámetros de diseño TV

Una (1) turbina de Vapor (TV) fabricada por Mitsubishi Heavy Industries (MHI) con una capacidad nominal de 195.5 MW

Presión vapor Principal 119.8 bar

Temperatura de vapor Principal 566°C

Temperatura de vapor Recalentado 566°C

Presión de vapor de Baja Presión 4.628bar

Temperatura de vapor de Baja Presión 292°C

Velocidad 3600 rpm

#### Parámetros de diseño del HRSG

El Recuperador de Calor Generador de Vapor (HRSG) y las bombas de agua de alimentación, son capaces de suministrar continuamente agua de alimentación desde el gasto mínimo hasta el máximo, de acuerdo con los requerimientos de carga de la turbina.

Tabla 5. Parámetros del generador de vapor por recuperación de calor

Cantidad:	Dos
Tipo:	Generador de Vapor por Recuperación de Calor, horizontal
Presiones y Temperaturas de Diseño Lado Gases Calientes con adición de Combustión de gas natural.	0.91 bar / 629.1 °C
Presión y Temperatura de Diseño Lado Vapor de alta presión	119.8 bar / 566 °C
Presión y Temperatura de Diseño Lado Vapor de media presión	26.97 bar / 566 °C
Presión y Temperatura de Diseño Lado Vapor de baja presión	4.628 bar / 292 °C

Parámetros de diseño del Aero-condensador

Se requerirá de un aerocondensador, dadas las condiciones climatológicas del sitio, en función de la disponibilidad de recursos hídricos. El aerocondensador opera normalmente condensando el vapor de escape de la turbina de vapor de baja presión, con las siguientes condiciones:

Tabla 6. Parámetros de Diseño del aero-condensador

Presión de Operación:	15 kPa man.
Presión Máxima:	33 kPa man.
Presión de Diseño:	35 kPa man
Temperatura de Operación:	57 °C
Flujo de Diseño:	483100 kg/hr

Con este equipo se cierra la parte agua-vapor, con el cual se concluye la parte del Ciclo Rankine, el cual recibe el flujo total de vapor, producido por el HRSG y el GVS.

Caracterización de la Central de Ciclo Combinado integrando un Campo solar (Agua Prieta).

	ISO	Condiciones de Verano	
		Bruta (MW)	Neta (MW)
Dos Turbinas de Gas "F"		258.8	
Una Turbina de Vapor		149.9	
Ciclo Combinado con Campo Solar	585	412.897	358.64
Ciclo Combinado sin Campo Solar	585	400.11	349.59
Campo Solar	12	12	

Tabla 7. Caracterización del CCICS.

## 2.4 Parámetros de diseño para la parte solar

El Campo Solar estará integrado por colectores de concentración solar de canal parabólico, sistema de fluido de transferencia de calor, generador de vapor solar (GVS), sistema de control y supervisión del campo solar y estaciones solarimétricas.

Lb W/m <sup>2</sup>	Rango		Frecuencia			
	Inferior (>=)	Superior (<)	Acumulada, hr	Absoluta, hr	Relativa, %	Acumulada, %
0	0	75	6238	6238	55.90	55.90
98	75	120	6445	207	1.85	57.75
143	120	165	6671	226	2.03	59.78
188	165	210	6833	162	1.45	61.23
233	210	255	7003	170	1.52	62.75
278	255	300	7125	122	1.09	63.84
323	300	345	7279	154	1.38	65.22
368	345	390	7434	155	1.39	66.61
413	390	435	7601	167	1.50	68.11
458	435	480	7727	126	1.13	69.24
503	480	525	7915	188	1.68	70.92
548	525	570	8096	181	1.62	72.54
593	570	615	8376	280	2.51	75.05
638	615	660	8625	249	2.23	77.28
683	660	705	8921	296	2.65	79.94
728	705	750	9265	344	3.08	83.02
773	750	795	9708	443	3.97	86.99
818	795	840	10108	400	3.58	90.57
<b>863</b>	<b>840</b>	<b>885</b>	<b>10566</b>	<b>458</b>	<b>4.10</b>	<b>94.68</b>
908	885	930	10936	370	3.32	97.99
953	930	975	11109	173	1.55	99.54
998	975	1020	11145	36	0.32	99.87
1043	1020	1065	11160	15	0.13	100
1088	1065	1110	11160	0	0.00	100
Mayor				0		
				11160	100%	

Tabla 8. Valores a considerar como base para las Condiciones de Diseño de Verano<sup>27</sup>

<sup>27</sup> GEIC. Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil. CFE. 2009



Esta parte del Proyecto es importante, dado que con esta información se calculan todas las cargas por viento para todos los equipos, por lo que influye en el diseño de la cimentación de cada uno de los equipos que integran la Central.

Tabla 9. Velocidad de vientos<sup>28</sup>

Dirección	Rango-1 5.6 a 24.1 km/h	Rango-2 24.2 a 48.3 km/h	Rango-3 >48.3 km/h	Total %
N	7.61	0.85	0.00	8.46
NNE	1.9	0.42	0.00	2.32
NE	1.69	0.42	0.00	2.11
ENE	2.54	0.42	0.00	2.96
E	4.23	1.27	0.00	5.50
ESE	2.75	2.54	0.00	5.29
SE	2.75	0.42	0.00	3.17
SSE	3.17	0.63	0.00	3.80
S	5.07	0.42	0.00	5.49
SSW	3.59	0.00	0.00	3.59
SW	4.44	0.42	0.00	4.86
WSW	6.13	2.75	0.00	8.88
W	11.63	4.65	0.00	16.28
WNW	4.23	1.69	0.00	5.92
NW	7.40	2.33	0.00	9.73
NNW	6.34	2.54	0.00	8.88
Calmas				2.76
Total				100.00

## 2.5 Esquema de operación térmico integrando ambas partes

La Central estará integrada por un Ciclo Combinado con combustión suplementaria de ser necesario, al que se acoplará un Campo Solar. Los turbogeneradores de gas y el turbogenerador de vapor, los cuales serán entregados en el sitio para su integración como Ciclo Combinado, así mismo los equipos principales adicionales y los equipos auxiliares tal que le permitan conformar el balance de planta, con el cual se obtengan los Valores Garantizados de este proyecto.

El arreglo del Ciclo Combinado estará integrado por turbinas de gas (2 TG), una turbina de vapor (TV) y un aerocondensador. Cada turbina de gas deberá tener asociado un recuperador de calor (HRSG), con el cual se generará vapor para accionar la turbina de vapor (TV). El ciclo de vapor debe ser de tres niveles de presión con recalentamiento. El Ciclo de Vapor corresponde a un ciclo Rankine, con bombas de condensado y de alimentación; y con calentador desgasificador.

Las turbinas de gas deberán ser capaces de operar al 100% de carga con derivación de vapor (By-pass); Los generadores eléctricos de las turbinas de gas y de vapor serán síncronos, trifásicos para operar a 60 Hz y 3,600 RPM. El combustible base para la Central será gas natural suministrado por la red nacional de gasoductos.

<sup>28</sup> GEIC. Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil. CFE. 2009

## 2.6 Conclusión

En el presente capítulo se realizó una descripción de los equipos y sistemas principales que se involucran en el desarrollo del proyecto, se tiene con esto un panorama completo, consistiendo en una visión más clara de la interacción entre elementos, los cuales tienen como principal función el de optimizar el proceso de generación eléctrica, así como la puerta para la aplicación de tecnologías desarrolladas para fuentes renovables, para el caso de energía térmica solar, en específico en el Campo Solar, base concentrador parabólico.

En base a la información recabada, se puede aproximar la configuración del esquema del proyecto, de acuerdo a las consideraciones que se toman para el desarrollo del mismo, entre ellos podemos mencionar, facilidad de interconexión con el Sistema Nacional de Gasoductos, para el suministro del combustible, requerimiento del fluido eléctrico en la zona, aprovechamiento de los recursos renovables (Energía Solar), característico del sitio, etc.

Teniendo como resultado, la selección de todos los sistemas que en conjunto logren un proyecto convenientemente eficiente, dadas las tecnologías desarrolladas y puestas en el mercado mundial del sector eléctrico, en paralelo a la localización del predio en donde se tiene una gran capacidad energética para el desarrollo del proyecto.

## CAPITULO 3

### Evaluación energética del esquema

#### Introducción

En este capítulo, con la información recabada anteriormente, se dispone de las configuraciones posibles del arreglo para la integración del Ciclo Combinado y el Campo Solar, de manera que se pueda simular (modelar) el comportamiento del desempeño, en una herramienta software bajo consideraciones técnicas de acuerdo con los fabricantes, y las afectaciones que se tendría en función de los parámetros geográficos, esperando con esto analizar la información obtenida, de la herramienta de trabajo, y llegar a la selección del esquema, en función de todos los aspectos posibles que afectan el desarrollo del proyecto, teniendo registro del comportamiento térmico del proyecto en las diferentes condiciones.

#### 3.1 Modelado del esquema

El esquema de la configuración de cómo estará integrada la Central de Ciclo combinado con el Campo Solar, es considerando que el Ciclo combinado esté integrado por dos Turbinas de Gas (TG), cada una con su respectivo Generador de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG), los cuales aprovecharán la energía térmica remanente contenida en los gases de combustión procedentes de las Turbinas de Gas, para la generación de vapor en tres niveles de presión, para alimentar a la única Turbina de Vapor (TV) de la Central. Así mismo, la integración del Campo Solar será para el suministro de vapor generado de esta fuente, para incrementar la eficiencia del Ciclo Combinado, dada la indisponibilidad del Campo Solar, se utilizará combustión suplementaria para cubrir la energía térmica aportada por el Campo Solar a la Central de Ciclo Combinado.

En este tipo de Centrales el vapor de origen solar puede ser incorporado en el recuperador de calor en el lado de alta presión o directamente vapor a la turbina de baja presión.

En la primera, el vapor proveniente del Campo Solar se introduce en el HRSG para ser sobrecalentado y recalentado por los gases de combustión de la turbina de gas. En la segunda, se estaría produciendo vapor de baja presión y directamente es inyectado a la turbina de baja presión. Ambas alternativas incrementan la entrada de energía térmica con la cual se produce mayor cantidad de energía eléctrica que en un ciclo combinado sin campo solar integrado. El interés en este tipo de Centrales es debido a que ofrece una forma innovadora de reducir costos y mejorar la eficiencia global solar-eléctrica.

#### 3.2 Simulación de las diferentes configuraciones

En esta Sección, se presenta el análisis térmico (Balances Térmicos) de la Central de Ciclo Combinado, en la cual se tiene integrado el desempeño de la Central en diferentes condiciones, sin Campo Solar, y con Campo Solar, partiendo del 100% de Diseño de Varano con Combustión Suplementaria o la operación del Campo Solar, sin combustión suplementaria.

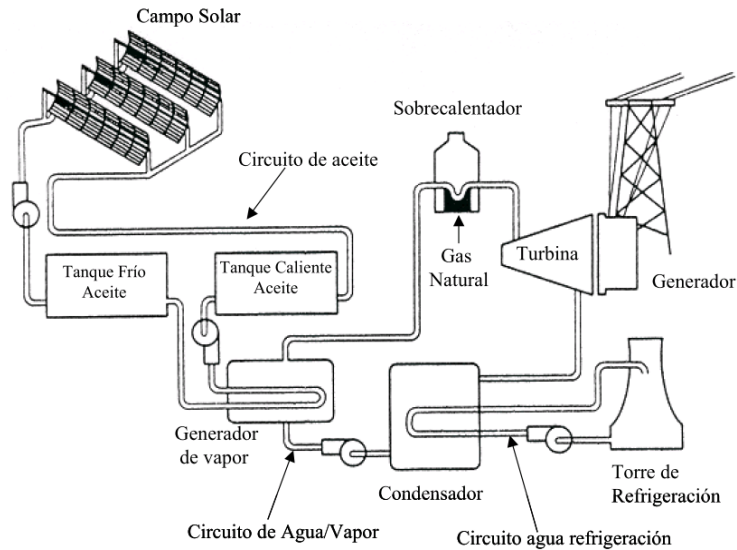


Figura 13. Configuración 1. Sobrecalentador de gas natural<sup>23</sup>.

Estas figuras representan las diferentes modalidades en las cuales se puede presentar la integración del Campo Solar y el Ciclo Combinado en función del principio de funcionamiento, con o sin almacenamiento térmico, cada una con diferentes condiciones operacionales.

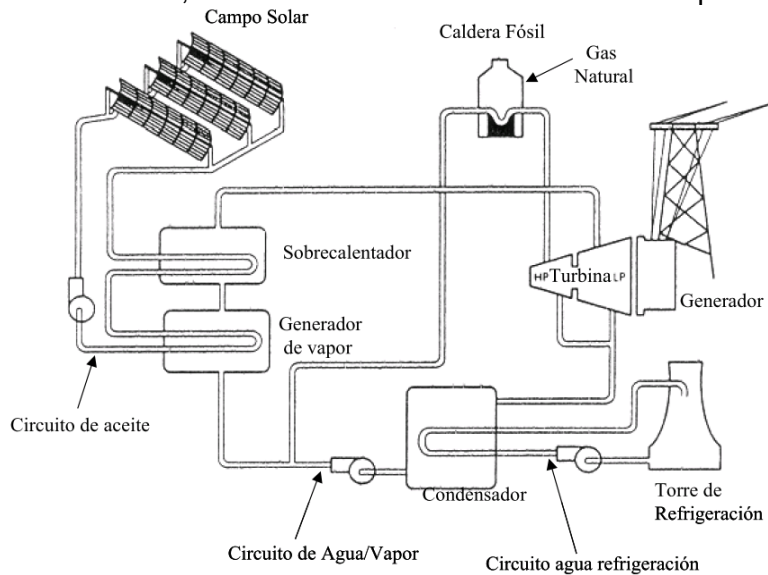


Figura 14. Configuración 2. Caldera fósil en paralelo con Campo Solar<sup>29</sup>.

Buscando obtener el mejor arreglo, en función del desempeño, para la integración de estos ciclo de generación, mostrando los diferentes puntos de interconexión entre Ciclos Rankine y Ciclo Brayton.

<sup>29</sup> Rodrigo Andújar Sagredo. Estudio Técnico-económico de una planta solar, de alta temperatura en una Central de Ciclo Combinado. Universidad Pontificia Comillas. Escuela Técnica superior de Ingeniería 2004

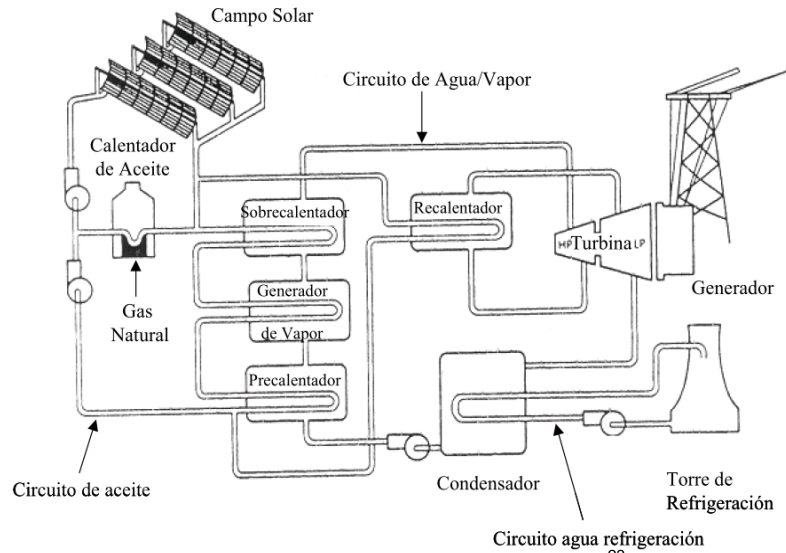


Figura 15. Configuración 3. Calentador fósil de aceite<sup>23</sup>.

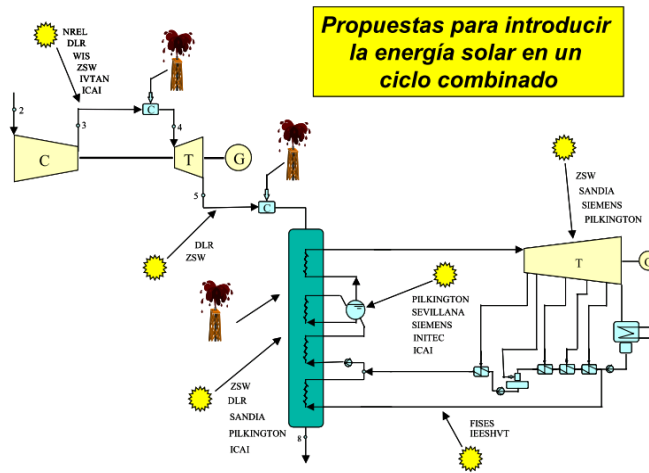


Figura 16. Diversas configuraciones del suministro de energía solar en un ciclo combinado, que se han propuesto, durante la implementación de esta tecnología durante el desarrollo de la integración de un Campo Solar a un ciclo combinado<sup>23</sup>.

Por lo que teniendo en cuenta las diferentes alternativas en la configuración de la integración de la tecnología solar y la tecnología convencional, y de acuerdo a las características de los requerimientos, se determina en base a los resultados de las simulaciones respectivas, teniendo como resultado, los Balances Térmicos a las diferentes condiciones de diseño, referirse a las figura 17 y figura18, "Balances Térmicos".

### 3.3 Parámetros de desempeño y su análisis.

En esta sección, se consideran las características / parámetros de los equipos a integrar la Central, cuyo desarrollo se concentra para cada condición, de acuerdo a la simulación del configuración considerado para la Central.

Obteniendo como resultado, los valores mostrados en las siguientes tablas resumen. En el cual, y de acuerdo a la simulación de la configuración, con los cuales se verifica técnicamente las condiciones del aporte energético en forma de vapor por parte del Campo Solar.

Posteriormente se realiza el análisis de los resultados, observando que la diferencia entre la condición de operación del Ciclo Combinado comparada con la del Ciclo Combinado integrando la generación de vapor por parte del Campo Solar, resulta benéfico para la operación de la Central.

Tabla 10. Resumen de CC sin CS a Diseño de Verano 100%

Potencia Bruta	400.123 MW
Heat Rate Neto (LHV)	6854.77kJ/kWh
Potencia Neta	390.92 MW
Eficiencia Eléctrica Neta (LHV)	50.94%

En la tabla anterior, se concentran los resultados obtenidos previamente a la captura de los parámetros correspondientes a cada uno de los equipos principales, las condiciones climatológicas del sitio, equipo disponible seleccionado en el software, bajo las condiciones de operación a las cuales se simula la central, obteniéndose como resultado la potencia bruta, potencia neta, Heat Rate, y la eficiencia eléctrica, a las condiciones de diseño de verano al 100% sin considerar la operación del campo solar, por lo que solo se obtiene los parámetros de desempeño del Ciclo Combinado.

Esta tabla concentra parámetros de operación, los cuales nos servirán como punto de referencia para diferenciar la operación de la Central integrando el campo solar, y poder ver el aporte que se tiene con la aportación de este al sistema eléctrico nacional.

Tabla 11. Resumen de CC con CS a Diseño de Verano 100%

Potencia Bruta	412.123 MW
Heat Rate Neto (LHV)	6814.8 kJ/kWh
Potencia Neta	411.12 MW
Eficiencia Eléctrica Neta (LHV)	51.26 %

Mientras que en la tabla 11, se observa cual es el aporte con la entrada en operación de la Central de Ciclo Combinado, integrando la operación del Campo Solar, por lo que haciendo notar el beneficio de la integración de estas tecnologías, se obtiene un incremento en la potencia neta de generación de un 5.2% adicional, mientras que por la eficiencia se tiene un incremento del 50.94 al 51.26, representando un 0.5% global aproximadamente, reflejándose esto en una disminución en el Heat

Rate de aproximadamente de 0.6%, siendo estos los principales beneficios obtenidos con la inclusión del Campo Solar.

### 3.4 Selección del esquema técnico

El esquema de configuración de la Central, consiste de la integración de dos turbogas, con su respectivo HRSG, que alimentarán a una unidad turbo generadora de vapor.

La Central de Ciclo Combinado, interactúa con el Campo Solar, suministrando energía térmica, captada por el sistema, el cual busca incrementar la eficiencia del Ciclo, integrándola al Ciclo Combinado y utilizando combustión suplementaria cuando esté indispuerto el Campo Solar.

El Campo Solar se construirá en el sitio denominado “Ejido Agua Prieta” del Municipio de Agua Prieta, en el estado de Sonora. El Campo Solar aportará vapor al ciclo combinado como se ilustra cuando este se encuentre en operación, o en su caso se recurrirá al uso de combustión suplementario.

Para la elaboración de los esquemas en la herramienta de simulación, se introdujeron los valores de temperatura, humedad relativa, presión del sitio, como parámetros principales, posteriormente se realiza la selección de los equipos principales, tanto del ciclo Rankine (TV, Aerocondensador, HRSG, etc.) como del ciclo Brayton (TG), de acuerdo a los requerimientos de generación, de igual manera se selecciona el tipo de concentradores solares, para integrar la central, para satisfacer la demanda de la perspectiva de crecimiento del sector eléctrico, bajo las siguientes condiciones atmosféricas de referencia para el sitio.

Presión atmosférica en Sitio	0.8729 bar
Temperatura	35°C
Humedad Relativa	34%

Por lo que una vez integrada, la configuración del esquema de generación, se procede a la realización de la simulación, para revisar el desempeño del mismo, buscando que este sea técnicamente viable, dada las tecnologías desarrolladas y que se encuentran en el mercado de sector eléctrico. Como resultado de estas simulaciones en el software, se obtienen los siguientes esquemas con sus respectivos resultados, tanto para la condición en que el campo solar se encuentra fuera de operación, como cuando existe un aporte de energía de fuente solar.

### AGUA PRIETA II CCGT

CCGT Sin enfriamiento, sin poscombustion, sin aporte solar  
Tres niveles de presión, una extracción y deaerador

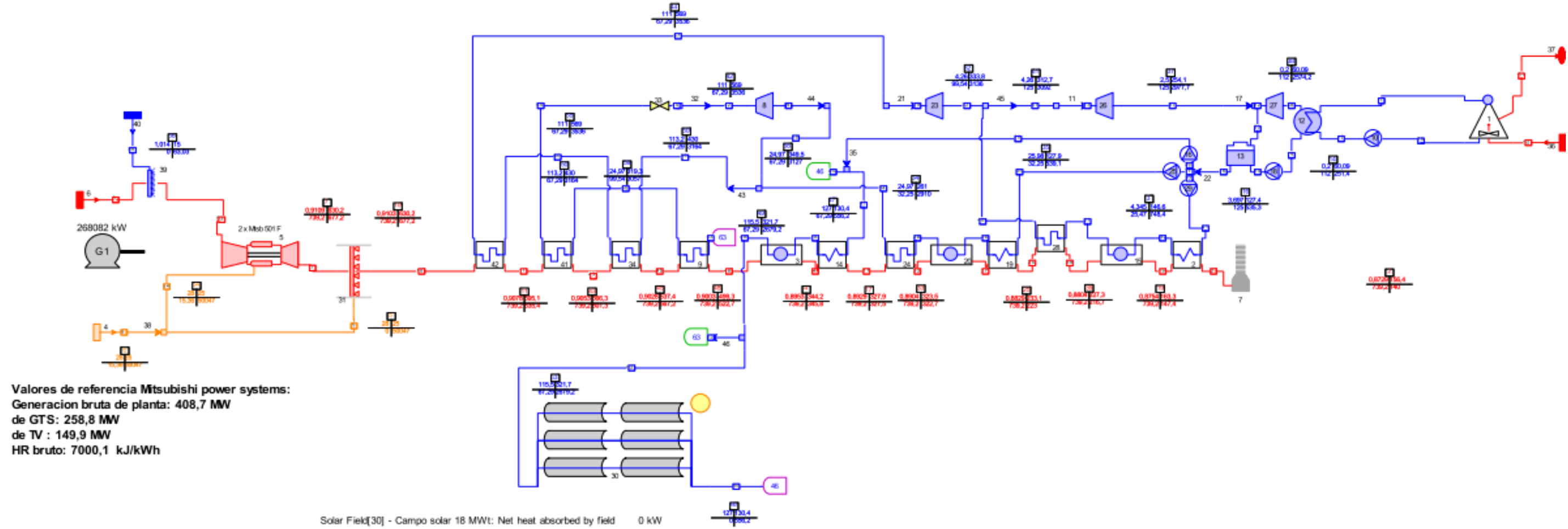


Figura 17 Ciclo Combinado sin aporte de energía del Campo Solar.



Obteniendo como resultados de la simulación, para este caso de operación, sin aporte de energía del Campo Solar los indicados en la siguiente tabla:

Potencia Bruta (kW)	390000
Heat Rate Neto (kJ/kWh)	6854.77
Eficiencia %	50.94

vamente bajas del vapor, obtenidas con la tecnología de colectores  
iten integrarlo a los ciclos de turbina de vapor, en un ciclo Rankine, así  
binados (turbina de gas y turbina de vapor). La totalidad de aplicaciones en  
la actualidad de esta tecnología ha sido en ciclos Rankine, a los cual se han planteado numerosos  
esquemas de integración de la energía solar en ciclos combinados empleando colectores  
cilindroparabólicos, suministrando un aporte energético suplementario a la parte de baja  
temperatura del ciclo o en alguna sección del generador de vapor de ciclo Rankine, en la cual, el  
vapor generado en el Campo Solar incrementa su energía, garantizando las condiciones de calidad,  
flujo, temperatura, etc, requeridas para la operación segura de la turbina de vapor.



Para el caso de la simulación del esquema seleccionado, considerando los mismos valores de las condiciones de entrada, de acuerdo al sitio en donde se llevará a cabo la construcción de la Central, se obtiene como resultado los siguientes valores

Potencia Bruta (kW)	411120
Heat Rate Neto (kJ/kWh)	6814.8
Eficiencia %	51.26

Para este caso de esquema, empleando aceite térmico como fluido de trabajo, quien transporta la energía térmica obtenida en el Campo Solar, que posteriormente, y mediante unos intercambiadores de calor, esta energía térmica es empleada para generar y sobrecalentar vapor a la temperatura y presión requeridos para alimentar a la turbina de vapor del ciclo Rankine; la limitación en la temperatura y presión del vapor vivo, viene impuesta por la degradación del aceite térmico, teniendo como consecuencia una baja calidad del vapor vivo (principal).

El esquema representa a la Central de Ciclo Combinado, el que consiste en dos Turbinas de Gas 501 F de Mitsubishi, cada uno con su respectivo Generador de Vapor por Recuperación de Calor, de acuerdo a las características indicadas anteriormente, a las cuales se les suministra el vapor generado por parte del Campo Solar, resultando así un incremento en la generación; cuando el Campo Solar está indispuerto por alguna razón, se tiene como sustitución de éste, un sistema de post combustión, en base a gas natural.

La interconexión entre el HRSG y el Campo Solar, será en la línea de alimentación de vapor al domo de alta presión, por la cual será alimentado el vapor al Ciclo Rankine.

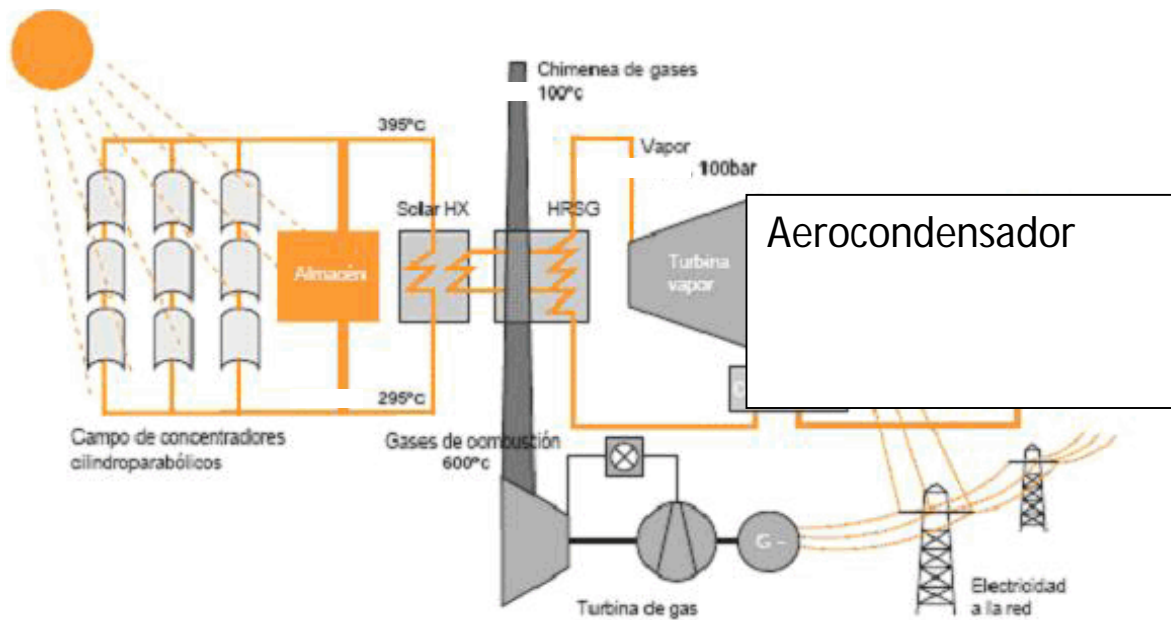


Figura 19. Campo Solar, integrado al Ciclo Combinado

### 3.5 Conclusion

De acuerdo a los valores obtenidos, del análisis de la configuración, para la integración de estas tecnologías de generación eléctrica, se observa que el proyecto es viable técnicamente, considerando el comportamiento de la Central de Ciclo Combinado sin el Campo Solar, así como el comportamiento con el Campo Solar.

Por lo que se tiene como beneficio de la implementación, un incremento en la potencia neta de generación, pasando de 390MW a una potencia de 411.12 MW, resultando en un incremento de 5.41%.

De igual manera, se observa un incremento en la eficiencia en la operación de la Central, teniendo un incremento de 50.94% a un 51.26%, aproximadamente de un 0.628%, paralelamente, se mejora el Régimen Térmico, durante la operación del Ciclo Combinado operando con el Campo Solar, siendo éste mejoramiento de 6854.77 kJ/kWh a un 6814.8kJ/kWh, representando un 0.58%.

Por lo que se puede concluir, dados los resultados, es que el proyecto es viable técnicamente, dado el mejoramiento del desempeño de la integración de estas tecnologías.

Siendo esta parte, esencial para el desarrollo de proyectos que involucren o integren energías de fuentes renovables dentro de la operación de las tecnologías de fuentes convencionales, quedando como antecedente de la viabilidad técnica que representan estas fuentes renovables, en el desarrollo de este tipo de centrales para apoyar el desarrollo del sistema eléctrico nacional.

Así como la apertura de energías alternas dentro de las energías convencionales, con la diversificación necesaria para no depender de una sola fuente y/o tecnología.

Finalmente con estos resultados se concluye que la integración de un Campo Solar a un Ciclo Combinado es viable técnicamente, y se maximiza el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles para una explotación racional de los mismos, así como la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

## CAPITULO 4

### Análisis de la viabilidad económica

#### Introducción

En este capítulo, se analizará, el impacto de los factores afectan el comportamiento del desarrollo del proyecto, al incorporar la operación de una Central de Ciclo Combinado, a la tecnología del Campo Solar, por lo que se han planteado supuestos para la evaluación.

Para el desarrollo de este análisis, se han considerado los costos de inversión, de acuerdo a la tecnología propuesta para el desarrollo del proyecto, el cual considera el suministro de todo lo necesario para la implementación del Campo Solar, así como los costos operativos, tanto los costos variables como costos fijos.

Una vez obtenido el costo total de inversión, se procede al desarrollo del análisis económico, por lo que se inicia con conceptos económicos, necesarios para considerar el valor del dinero en el tiempo, determinación del periodo en que el proyecto empiece a generar los recursos económicos.

#### 4.1 Supuestos de evaluación

Una vez concluido el estudio técnico para la Central CC Agua Prieta II, se evaluará la parte económica y algunos beneficios ambientales que se pueden obtener en la implementación de tecnologías solares. Se analizarán los costos de implementación del campo solar, los beneficios económicos de obtener energía de una fuente renovable, la energía desplazada convencional, las emisiones evitadas y algunos ingresos económicos por bonos de carbono.

Obtenido el costo de inversión se realizará el análisis económico. Para obtener dicho análisis se darán algunos conceptos económicos básicos que son necesarios para el estudio.

En los conceptos desarrollados en este capítulo, se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo y es necesario definir la tasa de descuento o actualización apropiada, tomando como referencia el uso alternativo que se le puede dar al dinero y el riesgo de realizar la inversión.

Es común utilizar indebidamente como tasa de descuento la tasa de interés que se paga por la deuda, en lugar de un mayor valor que tome en cuenta el costo de oportunidad para el inversionista y que se denomina Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva (TREMA) o costo de capital.

$$\text{TREMA} = \text{Tasa sin riesgo} + \text{Prima por riesgo}$$

#### Valor presente Neto (VPN)

Se basa en el concepto de llevar el flujo de efectivo (costos y beneficios) al valor presente, un resultado con valor positivo indica un proyecto aceptable en el caso de una inversión, se obtiene con la siguiente expresión:

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

donde:

$S_0$  = Inversión Inicial de Capital  
 $S_t$  = Flujo de n costos y beneficios  
 $t$  = Periodos de tiempo  
 $i$  = Tasa de descuento (TREMA)

En donde el VPN representa en valor presente (actual), la magnitud en que los ingresos del flujo de efectivo superan o son superados, por lo egresos de dicho flujo. Como alternativa del cálculo anterior se tiene que el valor presente neto es:

$$VP_{\text{beneficios}} - VP_{\text{costos}}$$

En donde el valor presente (VP) de una serie de pagos.

La variable de mayor importancia en la evaluación, es la TREMA, dado que si el resultado es positivo, indica que el proyecto es aceptable en el caso de una inversión, por lo que el valor utilizado para el cálculo, será de 12%.

#### Anualidad Equivalente

Todos los gastos e ingresos que suceden durante un período del proyecto, los cuales se convierten en una anualidad equivalente, indicando que dicha anualidad es positiva, significa que los beneficios son mayores que los costos, y consecuentemente el proyecto es aceptable.

Siendo que:

$$AE = VPN [A/P]$$

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

$n$  = Número de periodos

$i$  = TREMA

#### Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es aquella tasa de descuento que hace igual el Valor Presente de una serie de beneficios, con el Valor Presente de una serie de gastos, y por lo tanto hace el Valor Presente Neto igual a cero:

$$VP_{\text{beneficios}} - VP_{\text{costos}} = 0$$

De donde se tiene el siguiente criterio de decisión:

Sí:

TIR > TREMA, decimos que el proyecto es aceptable

TIR < TREMA, decimos que el proyecto no es aceptable

Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

La tasa interna de retorno modificada, considera en forma explícita la posibilidad de reinvertir los flujos incrementales de fondos del proyecto a una tasa igual al costo de capital, a diferencia de la TIR, que supone la reinversión de los flujos a la tasa interna de retorno del proyecto.

$$\sum_{t=0,n} R_t (1+r)^{n-1} = \sum_{t=0,n} C_t (1+i)^{n-1}$$

donde:

$R_t$  = Beneficios

$C_t$  = Gastos

n = Vida del proyecto

t = número del periodo desde t=0 hasta n

r = TREMA

Relación Beneficio/Costo (RBC)

Es el cociente entre el VP de los beneficios o ingresos del proyecto, dividido entre el VP de los costos o egresos del mismo. Para el cálculo de esta relación, tanto los beneficios como los ingresos llevan el mismo signo.

$$RBC = \frac{VP_{\text{flujo}}}{\text{Inversión}}$$

En donde:

$$VP_{\text{flujo}} = VP_{\text{ingresos}} - VP_{\text{gastos}}$$

Recordando que para la aceptación de un proyecto, se tiene que cumplir con:

$$TREMA < TIRM < TIR$$



## 4.2 Supuestos de evaluación

Dentro del desarrollo de la Ingeniería Económica se reportan diversas metodologías que aportan indicadores que muestran la rentabilidad de un Proyecto. Sin embargo, el método más comúnmente utilizado en el sector energético es del costo nivelado de generación, CNGE (Levelized Energy Costo, LEC). Los parámetros que deben considerarse para evaluar económicamente una Central integrada de CC y Campo Solar, incluyen:

- Inversión,
- Intereses durante la construcción,
- Costos de operación y mantenimiento,
- Tasa de descuento,
- Factor de planta,
- Generación de energía eléctrica,
- Período de vida útil,
- Costo por combustible,
- Valor de rescate.

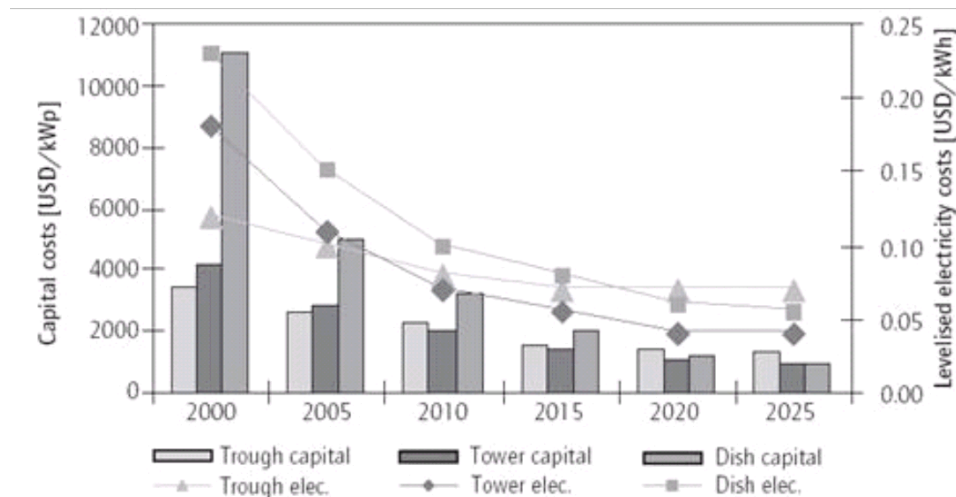


Figura 21. Pronóstico de costos de Capital y electricidad de tecnología de Canal parabólico solar.<sup>30</sup>

En la figura anterior se muestra la proyección de los costos de capital y de generación para las tecnologías Canal Parabólico Solar (CPS), la reducción de costos puede darse en diferentes aspectos como se muestra a continuación:

<sup>30</sup> NET Ltd. Switzerland.

<b>Área</b>	<b>Descripción</b>
I&D	Los esfuerzos están enfocados principalmente en los reflectores y receptores, la capacidad de almacenamiento térmico (si aplica), fluidos de transferencia de calor, hibridación y el ciclo de potencia
Incremento en el tamaño de los componentes	El incremento en la apertura del colector en las plantas SEGS contribuyó a la reducción de los costos alcanzados por dichas plantas. En los sistemas de Torre Central de potencia, el tamaño de los heliostatos podría ser también incrementado para alcanzar reducciones de costos similares.
Volumen de fabricación	La producción masiva ofrece un gran potencial para la reducción de costos, siendo del 15 al 30%
Tamaño de la Planta	Se ha demostrado que incrementando el tamaño de los parques solares actuales, se reduce el costo del capital, entre 12 a 14%, así como la reducción de los costos de operación y mantenimiento

Tabla. 11 Áreas posibles de reducción de costos <sup>31</sup>

### 4.3 Estimación de costos de inversión

#### ***Justificación de parámetros, inversión.***

El costo de inversión se refiere a todos los gastos iniciales que implican: el costo del equipo principal, auxiliares, edificios, terreno, obra civil, instalación, estudios de ingeniería, gastos de administración e imprevistos.

#### ***Costos de operación y mantenimiento.***

Este parámetro comprende los costos anuales referentes a mano de obra de operación, consumibles de planta y mantenimiento. Los valores considerados para el CC son los que reporta el COPAR 2011, costos fijos USD \$29.94/kWe y variables de USD \$0.33/MWh, para el campo solar se considera de USD \$0.04/kWh.

#### ***Tasa de descuento.***

La evaluación se hizo con una tasa de descuento de 12%, es la que considera CFE en sus evaluaciones, reportado en el COPAR 2011.

<sup>31</sup> Prospectiva sobre la utilización de las energías renovables en México. Una visión al año 2030.

***Factor de planta.***

El factor de planta considerado para un CC fue de 80% y para el campo solar de 33%.

***Generación de energía eléctrica.***

Este parámetro depende de la potencia neta instalada y del factor de planta para cada tecnología. Para un CC se consideró la máxima potencia que fue de 400.123 MW y para el campo solar de 12.0 MW.

***Período de vida útil.***

El período de vida útil considerada para el sistema integrado fue de 20 años.

***Costo por combustible.***

Este parámetro depende del precio del combustible y del consumo.

El precio del gas natural se determinó en función de los precios históricos del mismo, reportados en la página web de la Secretaría de Energía, se calculó el costo nivelado por unidad de generación con una tasa de descuento de 12%.

### Gas Natural

Año	dól/BTU
2011	8.94
2012	8.15
2013	7.61
2014	7.07
2015	6.75
2016	6.53
2017	6.53
2018	6.64
2019	6.64
2020	6.64
2021	6.69
2022	6.73
2023	6.78
2024	6.82
2025	6.87
2026	6.91
2027	6.96
2028	7.01
2029	7.05
2030	7.10
2031	7.15
2032	7.20
2033	7.24

TABLA 12. Perspectiva del Costo del Gas Natural<sup>32</sup>

El consumo de combustible para la Central, se tomó de del documento denominado COPAR, dado el tipo de central y el tipo tecnología desarrollada para las turbinas de gas, así como el ajuste requerido, apoyándose en la simulación de la configuración del sistema en el software Thermoflow, afectándolo por el factor correspondientes para la operación de la planta.

#### ***Evaluación económica del sistema integrado Ciclo combinado y Campo solar.***

El desarrollo de la evaluación económica, consta inicialmente de la obtención de los valores de los Parámetros Básicos de acuerdo al tipo de tecnología en la cual se desarrollará el proyecto, así como de la configuración; para determinar, los Datos Técnicos, el Costo de Generación, Costo unitario de Inversión, Costo Unitario de Generación, factor de planta, etc, de la referencia

<sup>32</sup> Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025.

[http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/perspectiva\\_gas\\_natural\\_2010\\_2025](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_gas_natural_2010_2025)

documental, siendo este base fundamental de estos parámetros, llamado COPAR, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión Financiada en el Sector Eléctrico 2011.

Teniendo estos parámetros, tanto para el Ciclo Combinado por un lado y por otro, los parámetros del Campo Solar, se realiza una ponderación para obtener el factor de planta del proyecto con la integración del Campo Solar al Ciclo Combinado, obteniéndose un nuevo factor de planta del nuevo esquema de generación, de la misma manera se calcula el costo de operación y mantenimiento, costo de generación, así como el costo del proyecto integrado, la nueva capacidad del proyecto integral, su eficiencia, etc.

Tabla 13. Datos de Proyecto CC

Factor de Planta	80%
Capacidad	390 MW
Eficiencia	50.94%
Op. Y Manto	69.36 doll. amer/MWh
Costo de generación	389.89

Para esta etapa se desarrolló una hoja de cálculo, requerida para calcular el costo nivelado de generación. En esta hoja se forma el flujo de efectivo considerando los parámetros reportados.

En la tabla de resultados se muestra que la TIR > TIRM > TREMA, para la integración del Proyecto del Campo Solar, por lo que se puede decir que la integración de la fuente renovable a la convencional, el Ciclo Combinado es viable.

En la medida que esta tecnología de Campo Solar (Canal Parabólico) vaya alcanzando su madurez los costos disminuirán.

Los resultados muestran que la integración de un Campo Solar a un CC incrementa ligeramente el costo por kWh generado, sin embargo el respaldo energético que ofrece el campo solar, principalmente no rebasa el costo de generación con otras tecnologías convencionales como las termoeléctricas y las carboeléctricas. Bajo estas condiciones el Campo Solar integrado al CC, podría ser factible.

Tabla 14.a. Extracto del COPAR 2011<sup>33</sup>

Parámetros Básicos del Costo de Generación  
Datos Técnicos

Central	No. De unidades	Capacidad por unidad (MW)		Eficiencia %		Régimen Térmico (kJ/kWh)		Vida Útil (años)	Factor de Planta
		Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruta	Neta		
Ciclo Combinado Gas	2F X 1	569.73	556.59	50.94	49.75	7067	7234	30	0.800

<sup>33</sup> COPAR. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. 2011

Tabla 14.b. Costo Unitario de Inversión<sup>26</sup>  
Tasa de descuento del 12%  
Precios modelo 2011

Central	No. De unidades	Capacidad por unidad (MW)		Directo		Directo mas indirecto		Actualizado al inicio de operación	
		Bruta	Neta	(\$/kW)	Índice	(\$/kW)	índice	(\$/kW)	índice
Ciclo Combinado Gas	2F X 1	569.73	556.59	8736.71	67	9199.75	64	10855.34	63

#### 4.4 Operación, tanto fijos como variables

En este concepto se consideran parámetros fijos como variables, independientemente de los requerimientos de operación de la Central. Por lo que se encuentran estrechamente relacionados con la generación de la Central.

Dentro de este concepto se tiene la siguiente diversificación:

- Materiales
- Gastos Generales
- Pago de servicios a terceros
- Seguridad Social
- Prestaciones
- Salarios, etc.

Respecto a los costos variables, se consideran todos los materiales que están relacionados directamente con la operación de la Central

Tabla 14.c. Costo unitario de Generación<sup>26</sup>  
Los costos de los combustibles se derivan del escenario bajo de evolución de sus precios domésticos  
Tasa de descuento del 12%  
(Precios medios del 2011)

Central	No. De unidades	Capacidad por unidad (MW)		Inversión		Combustible		Operación y mantenimiento		Total	
		Bruta	Neta	(\$/MWh)	Índice	(\$/MWh)	Índice	(\$/MWh)	Índice	(\$/MWh)	Índice
Ciclo Combinado Gas	2F X 1	569.7	556.5	175.75	58	398.89	48	69.36	81	644	53

#### 4.5 Generación de recursos económicos

La generación de recursos, de acuerdo al análisis económico, será a partir del octavo año de operación del Ciclo Combinado, integrando un Campo Solar, como se muestra en la tabla siguiente:

n	AÑO BASE	Ingreso neto anual (Miles de Doll. Americanos) (+Ingresos, -O&M, -Combustible)	Inversión inicial	12%	Inversión inicial - Ingreso neto anual
				Flujo neto acumulado	
	2013		-\$ 26,268	-\$26,268.23	-\$26,268.23
1	2013	\$ 3,885		-\$22,383.00	\$3,885.23
2	2014	\$ 3,387		-\$18,996.22	\$3,386.77
3	2015	\$ 3,329		-\$15,666.93	\$3,329.30
4	2016	\$ 3,284		-\$12,383.26	\$3,283.67
5	2017	\$ 3,270		-\$9,112.87	\$3,270.39
6	2018	\$ 3,437		-\$5,675.91	\$3,436.96
7	2019	\$ 3,595		-\$2,081.13	\$3,594.78
8	2020	\$ 3,674		\$1,592.83	\$3,673.96
9	2021	\$ 3,747		\$5,339.58	\$3,746.75
10	2022	\$ 3,857		\$9,196.74	\$3,857.16
11	2023	\$ 3,962		\$13,158.38	\$3,961.64
12	2024	\$ 4,060		\$17,218.30	\$4,059.91
13	2025	\$ 4,159		\$21,377.03	\$4,158.74
14	2026	\$ 4,152		\$25,528.67	\$4,151.64
15	2027	\$ 4,257		\$29,785.74	\$4,257.07
16	2028	\$ 4,356		\$34,141.54	\$4,355.80
17	2029	\$ 4,455		\$38,596.60	\$4,455.07
18	2030	\$ 4,441		\$43,038.05	\$4,441.44
19	2031	\$ 4,548		\$47,585.84	\$4,547.80
20	2032	\$ 4,647		\$52,232.82	\$4,646.97
	<b>VPN</b>	<b>\$27,633</b>			<b>\$1,365</b>

Tabla 15. Tabla de Flujos de Efectivo del Proyecto

En la Tabla anterior se visualiza el flujo de acumulado, así mismo, el tiempo de recuperación de la inversión, consistiendo en aproximadamente en 8 años; se utiliza una tasa del 12%, para el análisis económico, por lo que para la inclusión del valor de la inflación, se tendría que considerar cuando se realiza un análisis financiero.

#### 4.6 Determinar los indicadores económicos

Los indicadores económicos son parámetros por los cuales se determina la condición económica de un sector, la aplicación de estos en el desarrollo de proyectos de infraestructura, en especial en el Sector Eléctrico, es parte fundamental, dado que se realiza una proyección del comportamiento económico durante la construcción y operación del mismo, buscado ser estas etapas lo más favorables posible, además del comportamiento económico mundial.

Dentro de estos parámetros se tienen:

- Tasas de interés
- Inflación
- Tipo de cambio

Las tasas de interés son el precio del dinero. Si una persona, empresa o gobierno requiere de dinero para adquirir bienes o financiar sus proyectos, y solicita un préstamo, el interés que se pague sobre el dinero solicitado será el costo que tendrá que pagar por ese servicio.

Tasas de interés bajas ayudan al crecimiento de la economía, ya que facilitan el consumo y por tanto la demanda de productos. Mientras más productos se consuman, más crecimiento económico



Tabla 16. Parámetros económicos

<b><u>CAMPO SOLAR</u></b>	
Potencia instalada del CS (kWe)	12,000
Costo de inversión CS (USD/MWe)	338,860,165
Costos de O & M CS (USD/kWh)	1 164.7
Factor de planta del CS	33.00%
Generación de energía eléctrica del CS (kWh/año)	34,689,600
<b><u>CICLO COMBINADO</u></b>	
Potencia neta CC (MWe)	390.92
Costo unitario de inversión del CC (USD/MWh)	175.75
Costos de O & M CC. (USD/MWh)	69.36
Factor de planta de CC	80.00%
Generación Bruta de energía eléctrica del CC(kWh)	2,804,061,984
Tasa de descuento real	12%
Periodo de vida útil (años)	20

Para el caso del Campo Solar, se realizó una ponderación, dado que no se encuentra, directamente los valores requeridos en la fuente de información (COPAR), para poder realizar la ponderación, se tomaron en cuenta las diferentes tecnologías de generación, así como el cálculo del factor de planta, de acuerdo a las condiciones climatológicas anuales en el sitio de la central, obteniendo una potencia y factor de planta ponderado, de la misma forma, se calcula el costo de operación y mantenimiento, costo de generación. Para la parte del Ciclo Combinado, los parámetros utilizados, como son, el costo unitario de inversión, costo de operación y mantenimiento, factor de planta, se calculo la generación bruta de energía eléctrica, cuantificada para el Ciclo Combinado, de alrededor de 2 804 061 984 kWh brutos, aunado a la generación obtenida por parte del Campo Solar, de aproximadamente de 34, 689, 600 kWh al año. Representado el cálculo anterior, se tiene:

$$(390\ 920\text{kW}) \times (0.8) \times (8760\text{h})=2\ 739\ 567\ 360\ \text{kWh}$$

Considerando para este cálculo, la energía requerida para la operación de la Central para sus servicios auxiliares de acuerdo a lo indicado en el documento de referencia COPAR (2.3%), previamente citado, y obteniendo un consumo por tal concepto de aproximadamente de 64 494 624 kWh anualmente; por lo que se determina que la generación anual del proyecto integral, es de aproximadamente 2 774 256 960 kWh netos anuales,

De la misma manera, aplicando los conceptos de ingeniería económica, basada en los parámetros antes mencionados, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 17. Resultados

<b>Trema</b>		<b>12.00%</b>
<b>VPN en</b>	<b>2011</b>	<b>\$1365</b>
<b>AE</b>		<b>\$183</b>
<b>B/C</b>		<b>1.05</b>
<b>TIR</b>		<b>12.78%</b>
<b>TIRM</b>		<b>12.28%</b>
<b>PR simple</b>		<b>7.77</b>

En la que se muestran los resultados de la aplicación de los conceptos citados en capítulos anteriores para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), la Anualidad Equivalente (AE), Beneficio Costo (B/C), de igual manera, para el cálculo de las tasas y cumpliendo con la regla para la viabilidad del desarrollo de proyectos  $TIR > TIRM > TREMA$ .

#### 4.7 Conclusión

De acuerdo a lo obtenido en el análisis económico, y que se encuentra concentrado en la siguiente tabla, la propuesta de la integración del Campo Solar, al Ciclo Combinado, es viable económicamente. Por lo que de acuerdo a estos resultados, el tiempo de recuperación corresponde aproximadamente a siete años, por lo que a partir del año ocho, iniciara a generar recursos, y se cumple que la TREMA es menor que la TIRM, que a su vez es menor al valor de la TIR, siendo suficiente para la aceptación del proyecto, por parte del análisis económico, con la posibilidad de incrementar estos parámetros en beneficio, incluyendo los bonos de carbón para generar un ingreso adicional de recursos.

## CAPITULO 5

### Aspectos medioambientales

#### Introducción

En este capítulo, se desarrollarán los aspectos medioambientales, los cuales se clasifican en internos y externos, de acuerdo al desarrollo del proyecto, en busca de satisfacer los requerimientos de suministro eléctrico, dentro de las consideraciones se tiene la superficie a ocupar para el desarrollo del proyecto, la utilización de manera racional de los recursos naturales del sitio, así como el cumplimiento de los requerimientos ambientales establecidos de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA), un menor impacto en flora y fauna silvestre, de acuerdo al estudio realizado. Previo al desarrollo del proyecto, en el documento MIA, (Manifestación de Impacto Ambiental).

Dentro de los aspectos a considerar, complementarios para el desarrollo del proyecto, es la captura de carbono, los bonos de carbono como un instrumento económico contemplado en el Protocolo de Kioto y que puede aportar recursos en caso de aplicarlos, durante la operación del proyecto, obteniendo un beneficio adicional.

#### 5.1 Internalidades de la Central

Como principal objetivo de la Central, es la de satisfacer las necesidades de suministro eléctrico, para el desarrollo del país, generando energía eléctrica con el menor impacto ambiental posible, utilizando energías renovables integradas a las convencionales, para dicho fin.

Siendo al mismo tiempo, la apertura a la explotación de las energías renovables, dado el alto potencial de recursos renovables con que cuenta México, gracias a su ubicación geográfica.

Para el desarrollo del proyecto, se debe de generar, los procedimientos de calidad, de higiene y seguridad en el trabajo, plan de contingencia, etc, para tener una funcionalidad adecuada, cumpliendo con las normas internacionales. Así como la búsqueda de la mejora continua, en el desarrollo y seguimiento de los procedimientos.

#### 5.2 Externalidades de la Central

Durante el desarrollo del Proyecto, se tendrá un desarrollo local, desarrollo paralelo al del Proyecto, en el cual se tiene contemplada nueva infraestructura, tal como vías de comunicación, fortalecimiento de los servicios básicos, así como un desarrollo económico, desde el inicio del Proyecto, y durante el tiempo de vida de la Central.

Consecuentemente, se tendrá un incremento en el nivel de vida de la población local, generación de empleos para la mayoría de la misma de todos los niveles de preparación, así como una mejoría en la economía local, ampliando sus perspectivas.

Por otra parte, durante el desarrollo del Proyecto, en la adecuación de predio, se verá afectada la flora y fauna del Sitio, en un cierto nivel, del cual se busca el menor impacto posible al ecosistema.

La tecnología empleada para estas Centrales de Ciclo Combinado en las que se utiliza como combustible base gas natural, nos permite incrementar la eficiencia del proceso, comparadas con las Centrales convencionales, reduciendo el consumo del combustible por kWh generado. Además con este tipo de Centrales, se reducen las emisiones de GEI, dado que el gas natural es más limpio, que el carbón, petróleo y sus derivados, por lo tanto no emiten óxidos de azufre, ni partículas sólidas, el dióxido de carbono se reduce y el óxido de nitrógeno disminuye en comparación con las Centrales convencionales.

Así mismo el consumo de agua de circulación para la condensación del vapor, la superficie necesaria comparada con centrales de la misma capacidad, son mucho menores que los requeridos, en una Central convencional.

### 5.3 Consideraciones medioambientales

En este inciso, se describen los factores ambientales que se ven involucrados en el desarrollo del proyecto, los cuales se consideran para cuantificar el nivel del impacto que se tendrá con el desarrollo del proyecto, así como durante el tiempo de vida útil de la Central, también se refiere a los requerimientos de los recursos necesarios para el desarrollo del proyecto, desde la construcción, hasta la operación de la misma, el área requerida por el proyecto, de la explotación de los recursos naturales, de los niveles que se pueden alcanzar en las emisiones, realizadas durante la operación, del manejo de las mismas, así como de las alternativas de confinamiento, de los diferentes residuos generados que conlleva la operación.

#### Áreas a Ocupar

El predio Ejido Agua Prieta es una propiedad privada, con una superficie de 177,32 has, cuyo propietario está dispuesto a vender la superficie que se requiera para la instalación del proyecto, el predio disponible se encuentra libre de gravámenes.

#### Usos de Recursos Naturales

Los recursos naturales no renovables requeridos para la construcción y operación del proyecto son:

Tabla 18. Requerimientos de recursos naturales para el proyecto<sup>34</sup>.

ETAPA	RECURSO EMPLEADO	VOLUMEN, PESO O CANTIDAD	FORMA DE OBTENCIÓN	LUGAR DE OBTENCIÓN	MODO DE EMPLEO
Preparación de Sitio y Construcción	Agua Cruda	7 500 m <sup>3</sup>	Mediante Pipas	Fuente Autorizada por autoridad competente	Riego, limpieza y preparación de materiales
	Agua Potable	30 l/persona/día	Garrafrones	Empresa Autorizada	Consumo humano
Operación y mantenimiento	Agua Potable	30 l/persona/día	Garrafrones	Empresa Autorizada	Consumo humano

En relación a los insumos para servicios requeridos en las diversas etapas del Proyecto se consideran los siguientes:

Tabla 19. Servicios de apoyo requeridos para el proyecto.<sup>35</sup>

ETAPA	FUENTE DE SUMINISTRO (Energía Eléctrica)	CONSUMO DIARIO (MW)
Preparación del Sitio y construcción	Contrato de suministro de energía eléctrica	10 MW a una tensión de 115kV, pasando por un sistema de transformadores para suministrar a los equipos mediana y baja tensión (6.9kW, 480V, 220V y 110V)
Operación y mantenimiento	Durante la operación de la CC Agua Prieta, esta se autosatisfacerá su demanda de energía eléctrica	45 MW, mediante un sistema de transformadores se dispone para suministrar a los equipos de mediana y baja tensión

<sup>34</sup> Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), Universidad de Sonora- CFE, 2010

<sup>35</sup> Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), Universidad de Sonora- CFE, 2010

Tabla 20. Demandas proyectadas de combustibles por el proyecto CC Agua Prieta<sup>36</sup> II.

ETAPA	COMBUSTIBLE	CONSUMO	CANTIDAD ALMACENADA	FORMA DE ALMACEN	FUENTE DE ABASTECIMIENTO	FORMA DE SUMINISTRO
Preparación de Sitio y construcción	Gasolina	90 m <sup>3</sup>	No Aplica	No Aplica	Gasolinera Cercana	Carros Tanque
	Diesel	150 m <sup>3</sup>	No Aplica	No Aplica	Gasolinera Cercana	Carros Tanque
	Gas Natural	1 110 000 m <sup>3</sup> /día	No Aplica	No Aplica	Gasoducto	Ramal de Gasoducto de 2 km aproximadamente

El proyecto tiene como objetivo contribuir a satisfacer la demanda de energía eléctrica esperada en el sistema Interconectado y mantener los márgenes de reserva en niveles que cumplan con los estándares requeridos por el sistema para proporcionar un suministro confiable de electricidad. Todo esto, en acuerdo con lo determinado por los estudios de crecimiento de demanda en los que se basa el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico.

La construcción y operación del proyecto CCC Agua Prieta II (con campo solar), ubicado en el estado de Sonora, cumplirá los requerimientos ambientales establecidos en la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA), sus reglamentos y normas que de ella derivan, además de cumplir con la normativa ambiental y ordenamientos del estado de Sonora.

En consecuencia a los planes de desarrollo vigentes, existe congruencia con el establecimiento propuesto por Comisión Federal de Electricidad (CFE) en establecer el presente proyecto. En su conjunto el proyecto no se contrapone con la normatividad ambiental vigente por lo que se considera ambientalmente factible.

De lo anterior se establecen los procesos constructivos y operativos más acordes que minimizarán los impactos ambientales, entre ellos destacan las siguientes medidas de mitigación de impactos:

- El empleo de combustibles limpios y de tecnología avanzada de combustión que minimizarán el impacto por las emisiones a la atmósfera.
- Durante la construcción y operación del proyecto se tendrá un programa de atención a las condicionantes que la autoridad ambiental establezca en la resolución respectiva.

<sup>36</sup> Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), Universidad de Sonora- CFE, 2010

Impactos Ambientales Potenciales del Proyecto, que durante la construcción y operación se generarán consecuentemente, y se describen de manera general, principalmente en:

#### CALIDAD DEL AIRE:

Basado en el documento de calidad del aire, se indica que se realizó un estudio de dispersión de contaminantes a la atmósfera para una nueva central de ciclo combinado identificada como CC Agua Prieta II (con campo solar), el proyecto consiste en la instalación de ésta nueva central en el predio identificado como Ejido Agua Prieta.

De acuerdo con la información meteorológica del año 2003 obtenida del Aeropuerto Internacional de Douglas-Bisbee, la zona de estudio se caracteriza por presentar vientos débiles (0.5-5.6 m/s) la mayor parte del año provenientes del N y NNO. La temperatura promedio del lugar es de 18°C, con una estabilidad atmosférica Neutra (clase D).

Considerando que en el sitio evaluado, ya se encuentra en operación la CC Naco-Nogales y también por la cercanía de las ciudades de Agua Prieta en México y Douglas en Estados Unidos, se estimó la Concentración de Fondo (CF) para la zona, realizando un monitoreo perimetral de enero a diciembre de 2005 con 3 estaciones de medición (Bomberos, Aeropuerto y Cabullona). La CF estimada para los Óxidos de Nitrógeno (NOx) fue de 58.94  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  la cual correspondió al promedio más alto obtenido de las tres estaciones, siendo esta la estación Bomberos ubicada en la ciudad de Agua Prieta.

La CCC Agua Prieta a ubicarse en el sitio Ejido Agua Prieta, aportará una concentración total máxima (CF mas la estimada por el modelo) correspondiente a 204.56  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  para los NOx promedio a 1 hora. Esta concentración indica que se está por debajo de la Norma Mexicana para NOx en un 48%, la concentración máxima se desplaza hacia la Sierra Aníbal Cachí a 5.5 km al suroeste de la CCC Agua Prieta.

Las ciudades de Agua Prieta y Douglas no se verán mayormente afectadas ya que la concentración total máxima, que puede llegar a incidir en cada una de ellas corresponde a 91.2  $\text{mg}/\text{m}^3$  para la Ciudad de Douglas y de 92.2  $\text{mg}/\text{m}^3$  para la ciudad de Agua Prieta. Con estas concentraciones y considerando la norma correspondiente para cada una de estas ciudades, se tiene que de acuerdo con la Norma Mexicana la Ciudad de Agua Prieta se encuentra por debajo de la norma (NOM-023-SSA1-1993) en un 76.7%.

En el caso de la Ciudad de Douglas que pertenece a los Estados Unidos de América, se consideró para su análisis a la Norma Estadounidense de Calidad del Aire basada en la salud para NOx, en este caso la concentración total de NOx correspondiente a 91.2  $\text{mg}/\text{m}^3$  promedio 1 hora, indica que se está por debajo de la Norma Norte-Americana en un 80.6% y referente a la Norma Mexicana la Ciudad de Douglas se encuentra abajo en un 76.9%.

En ambas ciudades el máximo se localiza en la zona periférica de su lado este y ocupa un área de 5137.5  $\text{m}^2$  para Agua Prieta y de 6783.4  $\text{m}^2$  para Douglas.

Como se puede apreciar para ambos casos las Normas se cumplen tanto del lado Mexicano como del lado Norte-Americano. Por lo anterior, se concluye que la CCC Agua Prieta con campo solar usando gas natural y operando con las condiciones de diseño, no rebasa la Norma Oficial Mexicana y en consecuencia, tampoco la Norma Estadounidense de calidad del aire para NOx, aun considerando la Concentración de Fondo de la zona de estudio.

### EN HIDROMETEOROLOGÍA.

La zona de estudio para la CCC Agua Prieta, es afectada por diversos fenómenos meteorológicos entre lo que se destaca lo siguiente:

Las masas de aire frío afectan la mayor parte del año con excepción de Julio y Agosto, siendo mayor su influencia de Octubre a Febrero con un promedio de 7 a 8 eventos por mes, causando bajas temperaturas, cielo despejado y vientos del norte y noroeste. Por otra parte, los frentes fríos y frentes estacionarios afectan en menor proporción que las masas de aire frío, con un promedio de 3 a 4 eventos por mes, causando lluvias desde ligeras a fuertes dependiendo de la época del año, siendo más intensos sus efectos durante los meses de Septiembre a Marzo. Así mismo, se presentan sistemas de alta presión sobre la zona de estudio durante la mayor parte del año, ya sea de aire caliente (masas de aire cálido) o aire frío (masas de aire frío), así como la presencia del sistema de alta presión semipermanente del Pacífico, los cuales ocasionan condiciones de estabilidad, ausencia de lluvia y cielo despejado, con vientos del norte, oeste y sur-suroeste, temperaturas bajas en invierno y temperaturas altas en Verano, siendo una zona muy extremosa. Las bajas presiones, incluyendo los ciclones tropicales, afectan poco la zona de estudio, principalmente durante el verano, después de Julio cuando empiezan las lluvias en esa zona.

Los ciclones tropicales no afectan con intensidades altas a la zona de estudio, ya que se degradan paulatinamente mientras se internan en el terreno.<sup>37</sup>

Como recomendación para el desarrollo del proyecto, se sugiere tomar la rosa de vientos de Douglas, Arizona, como representativa del sitio de estudio. Dicha estación presenta dos direcciones dominantes, una del Este y otra del Norte, para vientos menores de 25 km/h, mientras que para vientos mayores de 25 km/h se debe considerar la dirección sur-suroeste para el diseño. Se recomienda utilizar el valor de 17.2°C como temperatura media de la zona de estudio con valores extremos:

Temperatura máxima 45.0°C y temperatura mínima -19.5°C. La temperatura de Diseño de Verano es de 35°C con un 95% de días en el año con temperaturas máximas menores a este valor y la temperatura mínima de diseño de invierno es de -2.6°C con 5% de días al año con temperaturas mínimas inferiores a este valor. La humedad de diseño se considera de 34.3% para verano y 75.5% para invierno. La humedad media es de 50%. En consecuencia, la precipitación media anual es de 365.28 mm, con un valor máximo en 24 horas de 66.0 mm y evaporación media anual de 2080.7 mm, es decir 484% más que la precipitación recibida en promedio durante un año.

---

<sup>37</sup> CFE, 2009. HIDROMETEOROLOGIA (ESTUDIO HIDROMETEOROLÓGICO PARA LA CCC AGUA PRIETA), SONORA. COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. DIRECCIÓN DE OPERACIÓN. SUBDIRECCIÓN TÉCNICA



Ocasionando poca incidencia de días al año con granizo, tormenta eléctrica o niebla, por la baja humedad de la zona.

#### EN FLORA Y VEGETACIÓN:

El tipo de vegetación en el área de estudio, se clasifica como pastizal, en el que se incluyen comunidades vegetales dominadas por gramíneas, formando parte de la zona más importante de zacatales naturales en México; pertenece al Reino Neo tropical, Región Xerofítica Mexicana y Provincia Florística Altiplanicie<sup>38</sup>. Mientras que, INEGI, clasifica a la vegetación en el área de estudio como Matorral Desértico micrófilo dominada por especies del género *Larrea*, *Fouquieria*, *Bouteloua* y *Eryoneuron*.

También en el estudio para la misma área, existe la presencia de comunidades vegetales con características fisonómicas particulares, como Matorral Mediano Subinermes dominada por las especies *Flourensia cernua*, *Larrea tridentata* y *Acacia constricta* y como Pastizal Mediano Abierto (parte oeste del área de estudio) dominada por especies del género *Bouteloua*. También se indica la existencia de vegetación que pertenece al Matorral Desértico Chihuahuense con predominio de *Flourensia cernua*, *Larrea tridentata*, *Acacia neovernicosa* y *Fouquieria splendens*.

Al momento de la elaboración de este informe se realiza la gestión para la obtención de la autorización en materia de Impacto Ambiental del proyecto, el cual contendrá la caracterización a detalle de la vegetación del predio. Sin embargo en los recorridos de campo realizados no se identificó que se pudiese tener algún aspecto relevante por este concepto.

#### EN FAUNA SILVESTRE:

De acuerdo con la distribución de la herpetofauna, coloca al área de estudio dentro de la denominada "Región Natural Tierras Áridas Extratropicales 1", que comprende a los grupos de anfibios y reptiles. Se caracteriza por sus áreas bajas y áridas con clima semiárido de cálido a muy frío, con temperatura media anual mayor a 22°C y semiárido de cálido a frío moderado. La avifauna, coloca al área de estudio dentro de la Provincia Biótica conocida como Sierra Madre Occidental Norte.

Tomando en cuenta la fauna existente en el Estado y regiones cercanas, se elaboró un listado de las especies de vertebrados de la probable presencia para el área comprendida por el predio de la Central así como del total del área de estudio, considerando las características climáticas, de vegetación y topográficas, así como los requerimientos de hábitat de las especies.

Con la información anterior, se caracteriza el sitio en el sentido de afectación al ambiente en los aspectos de calidad de aire, flora y fauna silvestre de la zona, así como las condiciones meteorológicas que prevalecen en el sitio durante el año; considerados para el desarrollo del proyecto así como durante el tiempo de vida de la Central.

---

<sup>38</sup>Rzedowski, 1994. Instituto de Biología, Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F.

## 5.4 Captura de carbono

Respecto a este aspecto, lo que se busca es una alternativa para minimizar las afectaciones al medio ambiente durante la operación de la Central por las emisiones generadas, en la que una de las funciones más importantes del ecosistema, relacionada con el ciclo del carbono, es la captura del CO<sub>2</sub> por diferentes elementos que componen la biosfera. El aumento de las emisiones antropogénicas de CO<sub>2</sub> está empezando a ser absorbido por la atmósfera, por los océanos y por los bosques y otras especies vegetales. El aumento del CO<sub>2</sub> en la atmósfera provoca un aumento del efecto invernadero, originando alteraciones climáticas. Con el aumento del CO<sub>2</sub> atmosférico también aumenta la absorción de los océanos, provocando la acidificación de los océanos, y eventuales efectos en los ecosistemas marítimos (corales, peces, etc). La última parte es absorbida por los bosques (biomasa), que pueden ser utilizados como sumidero de carbono (a través de la fotosíntesis).

A través de estrategias de reforestación sería posible disminuir las actuales concentraciones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, que ya sobrepasaron las 370 ppmv, hasta niveles pre-Revolución Industrial, es decir, cerca de las 280 ppmv. Sin embargo, aún maximizando las actividades de reforestación en los próximos 50 años, sólo sería posible reducir cerca de 15-30 ppm<sup>39</sup>. De esta forma, la reducción de las concentraciones de CO<sub>2</sub> atmosférico deben ser complementadas también con un servicio de capital humano: sistemas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Este tipo de servicios pueden ser considerados como una solución de sostenibilidad, cuando están destinados a anular efectos de emisiones de CO<sub>2</sub> de todos los sectores antropogénicos. Sólo en caso de que estén destinados a sustituir los efectos causados por la reducción del capital natural (deforestación, incendios, eliminación de prados, etc.), por acción humana, puede ser considerado como sustentabilidad débil.

El Sistema CAC (Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>) consiste en la separación del CO<sub>2</sub> emitido por las industrias, en su transporte hasta el recinto de almacenamiento y en su depósito a largo plazo. Las Centrales Eléctricas y otros procesos industriales a gran escala son los principales candidatos para la aplicación de este sistema.

Actualmente no existe una solución tecnológica única para este tipo de sistemas, teniendo prevista una cartera de opciones tecnológicas que se adaptarán dependiendo de las situaciones.

En la actualidad, la tecnología permite capturar entre el 80-90% del CO<sub>2</sub> producido en una central eléctrica, pero provoca un aumento de la producción de CO<sub>2</sub> debido a la reducción de la eficiencia (existe un aumento de la energía necesaria, entre un 10% y un 40%, para poder implementar el proceso de CAC).

El proceso de CAC está constituido por las siguientes fases: captura, transporte y almacenamiento (depósito).

---

<sup>39</sup> IPCC 2000. Intergovernmental Panel on Climate Change

## Captura

Existen tres principales tecnologías de captura:

### Post-combustión

Consiste en la remoción del CO<sub>2</sub> después de la quema de combustibles fósiles, sistema ideal para la aplicación en Centrales Termoeléctricas. Esta tecnología es el primer paso para la captura de CO<sub>2</sub> a gran escala, siendo ya económicamente viable en algunos casos.

Normalmente, estos sistemas utilizan un solvente líquido para captar la pequeña fracción de CO<sub>2</sub> (entre un 3% y un 15% del volumen) presente en los gases de combustión, cuyo componente principal es el nitrógeno. En una Central de Generación Eléctrica moderna de pulverización de hulla o de Ciclo Combinado de gas natural, los sistemas de captación utilizarían generalmente un solvente orgánico como la monoetanolamina. Este proceso se conoce como "lavado". La solución química resultante es, más tarde, calentada y la presión reducida, liberando CO<sub>2</sub> concentrado, el cual será posteriormente almacenada.

### Pre-combustión

Consiste en retirar el CO<sub>2</sub> de los combustibles antes de la quema. Esta tecnología ya es aplicada de forma generalizada en la fabricación de fertilizantes y en la producción de hidrógeno (H<sub>2</sub>). A pesar de que el proceso inicial de retirar el carbono antes de la combustión es más complejo y caro, las concentraciones más altas de CO<sub>2</sub> y la presión más elevada facilitan la separación.

En el caso del gas natural, esencialmente metano (CH<sub>4</sub>), se extrae el carbono antes de la combustión, quedando el hidrógeno, que produce sólo agua cuando se quema. Esto hace reaccionar de nuevo el combustible con oxígeno y/o vapor de agua para producir monóxido de carbono (CO) y H<sub>2</sub>. Luego, el CO reacciona con más vapor, para producir CO<sub>2</sub> y más hidrógeno. Por último, el CO<sub>2</sub> se separa y el hidrógeno se usa como combustible, emitiendo sólo nitrógeno y agua.

### Oxígeno-gas

Estos sistemas utilizan el oxígeno en vez del aire, que está mayoritariamente compuesto por nitrógeno (78%), para la combustión del combustible primario, con el objetivo de producir un gas de combustión compuesto sobre todo por agua y CO<sub>2</sub>. Esto da origen a un gas de combustión con altas concentraciones de CO<sub>2</sub> (superior al 80% del volumen) ya que no existe nitrógeno en este proceso. Posteriormente, el vapor de agua se retira por ralentización y aumento de la presión.

Este proceso requiere una separación previa del oxígeno del aire para obtener un gas con una pureza del 95% al 99%. El desafío es como separar el oxígeno del resto del aire. Las técnicas son semejantes a las usadas para separar CO<sub>2</sub>.

El aire es enfriado, para que el oxígeno se licue. Las membranas por donde pasa oxígeno y nitrógeno a diferentes cantidades pueden provocar la separación. Hay también materiales que absorben el nitrógeno, separándolo del oxígeno.

La aplicación de estos sistemas en Generadores de Vapor está actualmente en fase de demostración y su aplicación en sistemas de turbinas de gas aun se encuentra en fase de investigación.

## **Transporte**

Para el transporte del CO<sub>2</sub> capturado entre el local de captura y el de almacenamiento, se utiliza actualmente una tecnología bastante desarrollada y comprobada: los gaseoductos. Por regla general, el CO<sub>2</sub> gaseoso se comprime a una presión superior a los 8 MPa, con el objetivo de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad, reduciendo así costes de transporte.

En algunos casos el CO<sub>2</sub> también puede ser transportado en forma líquida en barcos o camiones cisterna a bajas temperaturas y presiones.

Ambos métodos ya se usan para el transporte de CO<sub>2</sub> en otras aplicaciones industriales.

## **Almacenamiento (depósito)**

### Almacenamiento geológico

El almacenamiento geológico consiste en la inyección, tras la captura del CO<sub>2</sub>, en una formación rocosa subterránea.

Las principales opciones son:

- Yacimientos de petróleo y gas: las formaciones rocosas que retienen o que ya retuvieron fluidos son candidatos potenciales para el almacenamiento. La inyección de CO<sub>2</sub> en las formaciones geológicas profundas integra muchas de las tecnologías desarrolladas en la industria de la prospección de petróleo y gas, por lo que la tecnología de inyección, simulación, control y vigilancia del almacenamiento ya existe y continúa siendo perfeccionada.
- Formaciones salinas: a semejanza de los yacimientos de petróleo y gas, es posible también inyectar CO<sub>2</sub> en yacimientos de sal.
- Capas de hulla inexploradas: es posible la inyección en capas de hulla que todavía no han sido exploradas, dependiendo siempre de su permeabilidad. Estos mecanismos están en fase de demostración.

## Almacenamiento Oceánico

El almacenamiento oceánico puede ser realizado de dos formas:

- Inyección y disolución del CO<sub>2</sub> en el océano (a una profundidad de más de 1000 m), mediante gaseoductos fijos o en barcos.
- Deposición del CO<sub>2</sub> en el fondo del océano a través de un gaseoducto fijo o de una plataforma marítima a más de 3000 m de profundidad), donde el agua es más densa y se espera que el CO<sub>2</sub> forme un lago.

El almacenamiento oceánico y su impacto ecológico están por analizar, pudiendo existir problemas de acidificación de los océanos, siendo una de las alternativas posibles pero que genera todavía muchas dudas técnicas y de viabilidad ambiental.

## Carbonatación mineral

La reacción del CO<sub>2</sub> con óxidos metálicos, que abundan en minerales silicatos (como el óxido de magnesio (MgO) o el óxido de calcio (CaO)) o en detritos industriales (como escoria y cenizas de acero inoxidable), produce, a través de reacciones químicas, carbonatos inorgánicos estables. La reacción natural es muy lenta y debe ser mejorada a través de tratamientos previos de los minerales, que requieren mucha energía. Esta tecnología está en fase de investigación, pero en ciertas aplicaciones, como la de los detritos industriales, ya se encuentra en fase de demostración.

## Usos industriales

Esta opción consiste en el consumo de CO<sub>2</sub> de forma directa como materia prima para la producción de diversas sustancias químicas que contienen carbono. Sin embargo, debido a la baja tasa de retención de la mayor parte de los productos, y a la inexistencia de datos que permitan concluir si el balance final de muchas aplicaciones industriales es negativo o positivo, este mecanismo se encuentra en fase de estudio y se prevé que su contribución no sea muy elevada.

Los mecanismos anteriores, que tienen la finalidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente de CO<sub>2</sub> aunado a la aplicación de fuentes renovables de energía, en este caso del aprovechamiento de la energía solar (radiación), ayuda en la disminución de estos gases, logrando una generación mayor, de aporte al sistema eléctrico nacional, que satisfaga los requerimientos para el desarrollo del país, paralelamente, un incremento en la eficiencia de la operación de la Central, y abatiendo el Heat Rate como consecuencia de la integración de tecnología en energía renovable.

Por otro lado, también se puede dar uso a otros instrumentos, para la generación de recursos, haciendo más rentable el desarrollo del proyecto, con la integración de las energías renovables. De tal forma que la operación conjunta entre energías convencionales y renovables, sean complementarias una de la otra.

## 5.5 Bonos de carbono

Los bonos de carbono son un instrumento económico contemplado en el Protocolo de Kioto, que si de considerarse dentro del proyecto, se tendrían ingresos adicionales, por la venta de los mismos, por la cantidad de CO<sub>2</sub> que no se emite a la atmósfera cuando se encuentra en operación el Campo Solar. Cada bono de carbono equivale a una tonelada de bióxido de carbono equivalente (ton CO<sub>2</sub> eq.) que ha sido dejada de emitir a la atmósfera. El objetivo de la existencia y uso de los bonos de carbono es disminuir los costos de las actividades de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; únicamente pueden ser generados por los mecanismos establecidos en el Protocolo de Kioto.

El comercio de bonos de carbono consiste en la compra y venta de certificados de reducción de emisiones (CERs), permisos de emisión, montos asignados anualmente (AAUs), o unidades de reducción de emisiones (ERUs).

### **Certificados de Reducción de Emisiones (CER)**

Los países que invierten en proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, pueden obtener Certificados de Reducción de Emisiones por un monto equivalente a la cantidad de bióxido de carbono equivalente que se dejó de emitir a la atmósfera como resultado de su proyecto. Para ello, el proyecto debe cumplir con los requisitos establecidos por el **Consejo Ejecutivo del Mecanismo de Desarrollo Limpio**.

### **Montos Asignados Anualmente (AAU)**

Corresponde al monto total de emisiones de gases de efecto invernadero que a un país se le permite emitir a la atmósfera durante el primer período de compromiso (2008-2012) del Protocolo de Kioto. Cada país divide y asigna su respectivo monto a empresas localizadas en su territorio a manera de límite de emisión por empresa.

### **Unidades de Reducción de Emisiones (ERU)**

Corresponde a un monto específico de emisiones de gases de efecto invernadero que dejaron de ser emitidas por la ejecución de un proyecto de Implementación Conjunta.

### **Unidades de Remoción de Emisiones (RMU)**

Corresponde a créditos obtenidos por un país durante proyectos de captura de carbono. Estas unidades o créditos solamente pueden ser obtenidas por países participantes del Protocolo de Kioto y pueden obtenerse también en proyectos de Implementación conjunta. Las Unidades de Remoción de Emisiones solamente pueden ser usadas por los países dentro del período de compromiso durante el cual fueron generadas, y son para cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones. Estos créditos no pueden ser considerados en períodos de compromiso posteriores.

Las transacciones de bonos pueden ser desde una simple compra o venta de una cantidad específica de bonos, hasta una estructura de compra-venta con diversas opciones. Algunas de las opciones son las siguientes:

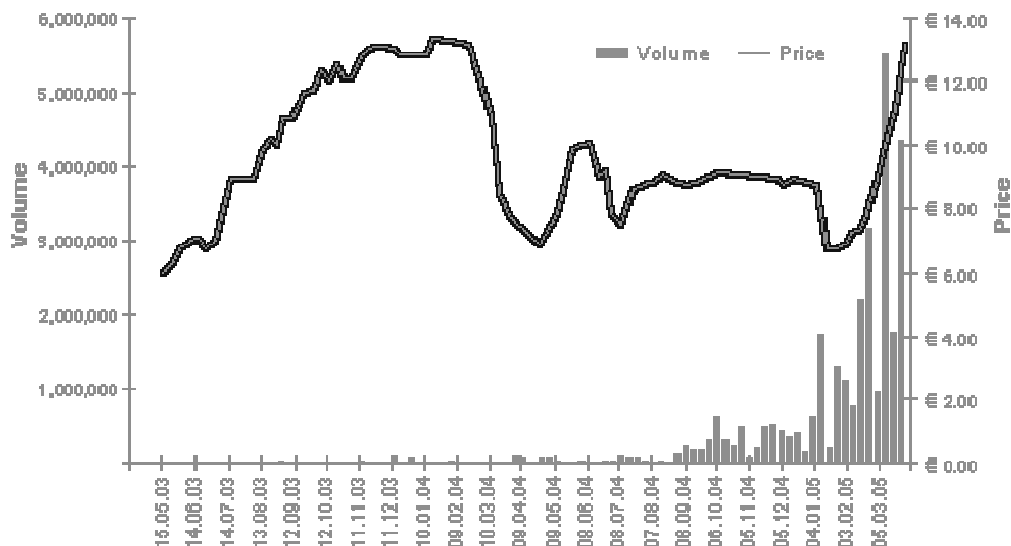
**Compras Spot:**

El precio del bono y la cantidad de bonos se acuerdan en la fecha del acuerdo de compra-venta pero la entrega y el pago del bono se realizan en una fecha futura cercana. Se puede considerar como si la compra-venta ocurriera en el momento, aunque pasen unos días entre el pago y la entrega. Esto se hace para asegurar un precio conveniente para ambas partes y para reducir el riesgo de que el bono no se venda en el futuro.

**Contratos de entrega futura**

Se acuerda la compra-venta de una cantidad específica de bonos al precio de mercado actual, pero el pago y la entrega se realizarán en fechas futuras, generalmente de acuerdo a un cierto calendario de entregas.

Figura 22. Precio y volúmenes de Ton CO<sub>2</sub> comerciados en la Unión Europea



El comercio de los bonos de carbono está basado en dos puntos:

- 1) No importa en qué parte del planeta se eviten las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero), el efecto es el mismo. Evitar que una tonelada de carbono sea liberada a la atmósfera tiene el mismo efecto en la mitigación del cambio climático, sin importar si la reducción de emisiones se hizo en México, Venezuela, India o Europa.
- 2) En términos ambientales, no es tan importante si las emisiones se evitan hoy o en unos años. Dado el tiempo de permanencia de los GEI en la atmósfera (el tiempo que duran en la atmósfera), el efecto ambiental de evitar las emisiones el día de hoy o en unos años es el mismo, siempre y cuando realmente se evite la emisión.

### El potencial estimado de México en el mercado de carbono<sup>40</sup>

De acuerdo a información provista por la SEMARNAT, se estima que el país tiene un potencial de reducción y captura de carbono cercano a los 81 millones de toneladas entre 2008-2012.

Este potencial puede aprovecharse mediante la realización de proyectos dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Considerando los precios del mercado, este potencial puede traducirse en un ingreso cercano a 500 millones de dólares por concepto de venta de Certificados de Reducción de Emisiones.

La participación de México en el mercado de bonos de carbono a través del MDL es relativamente reciente. Los principales logros alcanzados son los siguientes:

<sup>40</sup> [cambio\\_climatico.ine.gob.mx](http://cambio_climatico.ine.gob.mx) 2010



- Existen 178 proyectos con carta de aprobación expedida por la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático.
- Según la firma Noruega DNV, tan solo la Comisión Federal de Electricidad puede tener un mercado de reducción de emisiones del orden de 100 MM USD/año. Es necesario evaluar el potencial real del mercado y realizar proyectos demostrativos. Estos ingresos ayudarán a promover el desarrollo de proyectos en los sectores energético, industrial, agrícola y forestal.
- En octubre de 2005 el Gobierno del Distrito Federal suscribió un Convenio con el Banco Mundial para la emisión de Bonos de Carbono estimados en 2.5 millones de dólares, considerando reducciones de CO<sub>2</sub> del Metrobús por 34.5 mil toneladas verificadas anualmente.<sup>41</sup>

## 5.6 Incentivos a las renovables

México ofrece mejores incentivos que Brasil para el desarrollo de la energía eólica, por lo que tiene un elevado potencial de crecimiento en ese sector, consideró el líder comercial para América Latina de General Electric (GE) Energy, Rafael Alcalde.<sup>42</sup>

Tan sólo el año pasado se invirtieron 2.1 billones de dólares en energía limpia en México, de los cuales 86 por ciento fueron para proyecto de energía eólica, particularmente en Oaxaca.

Durante los trabajos previos a la inauguración del foro Wind Power México, el ejecutivo de GE Energy comentó que México es uno de los países de la región latinoamericana con los mejores incentivos para la ejecución de proyectos de generación de energía renovable, especialmente la derivada del viento.

Brasil, donde se exploran proyectos de entre dos mil y tres mil megawatts (MW), exige un alto contenido local (Integración nacional del proyecto); que la energía se venda en moneda local; que los proyectos reciban financiamiento de bancos locales y aplica elevados impuestos a la importación de componentes para parques eólicos, lo cual encarece las obras.

En contraste, México permite realizar contratos para la venta de energía en dólares o pesos, el contenido nacional es razonable, permiten la deducción de inversiones, lo que genera una depreciación acelerada y no aplica impuestos a la importación de componentes y tecnologías para energías renovables.

Por lo tanto, al igual que otros países de la región, México registra un crecimiento dinámico en el mercado de la energía eólica, especialmente en los estados de Oaxaca, Baja California, Zacatecas y Tamaulipas, donde hay un alto potencial de viento, el principal insumo de la energía eólica.

Se estima que en estos estados, podrían construirse proyectos con capacidad global para 7 000 MW, sólo si se hacen las cosas bien, durante los próximos siete años, ya que actualmente operan Centrales por 550 MW y están comprometidas inversiones para 2 000 MW adicionales.

<sup>41</sup> <http://www.sma.df.gob.mx/sma>, 2011

<sup>42</sup> <http://www.expoknews.com/2011/05/16/mexico-ofrece-grandes-incentivos-para-energia-eolica-ge/> Mayo-2011

“Si las cosas se hacen mal, sólo se alcanzarían entre 1 500 y 2 000 MW”, luego de insistir en que los cambios a la regulación y las facilidades que ofrece el país permiten prever un repunte en esa industria durante los próximos años.

En el marco regulatorio de las energías renovables, la Secretaría de Energía (SENER), de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Nacional para el uso eficiente de Energía (CONUEE) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) juegan un papel central.<sup>43</sup>

La SENER establece las líneas generales de política, a su cargo está asegurar la coherencia de la política energética nacional, planificar de manera metódica el desarrollo del sector, procurar que se optimice el uso de los recursos energéticos, promover las fuentes renovables de energía y aplicar un marco regulatorio transparente que de certidumbre, facilitando condiciones de competencia y desarrollo energético. Por su parte, la SHCP interviene en este esfuerzo a través de la determinación de precios de los servicios públicos.

La CRE regula a las industrias de gas natural y electricidad, otorga los permisos para los productores externos de energía, aprueba los contratos para la provisión de energía y las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones que reciben los proveedores privados de energía.

La CONUEE, además de promover el ahorro de energía y el uso eficiente de la energía, fomenta también el uso de energías renovables, junto con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IEE) cuya función es promover y apoyar la investigación tecnológica en el Sector Eléctrico, incluyendo la vinculada a las energías renovables, promoviendo el desarrollo de condiciones que faciliten la explotación de las energías renovables en México.

Finalmente la CFE es la empresa estatal que provee la energía eléctrica en México, la cual genera poco más del 80% de del total de la energía y cuenta con el 100% de la red nacional de transmisión, incluyendo la zona centro del país.<sup>44</sup>

El crecimiento de la capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Mexicano está dominado en la actualidad por la tecnología de las turbinas de gas de Ciclo Combinado. Éstas permiten suplir energías a un costo menor y con firmeza en el despacho lo que a su vez permite el establecimiento de contratos a largo plazo.

El logro de las metas de energías renovables del gobierno de México requiere no solo de un marco regulatorio que no discrimine a las energías renovables, sino que además proporcione un impulso adicional para su desarrollo; estas compiten directamente con las energías convencionales, y enfrentan dificultades, principalmente financieras derivadas del alto costo de inversión y de la complejidad de las operaciones para hacerlas viables.

Para poder desarrollar de manera adecuada el gran potencial almacenado en fuentes renovables de energía, México deberá continuar el mejoramiento de su marco legal y regulatorio a efecto de lograr:

---

<sup>43</sup> <http://www.sener.gob.mx>

<sup>44</sup> [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/fe/e\\_renovables](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/fe/e_renovables)

- 1) El reconocimiento de la contribución que tienen las fuentes no programables a la capacidad del Sistema, de manera que estas obtengan la retribución económica correspondiente
- 2) Proporcionar a todas las tecnologías basadas en fuentes renovables de energía, un trato preferencial en los contratos de interconexión
- 3) Otorgar incentivos fiscales de depreciación acelerada y de aranceles preferenciales a las inversiones en tecnologías de energías renovables
- 4) Reconocer las ventajas ambientales de las fuentes de energía renovable, en comparación con las tecnologías convencionales.

En México, la promoción de las energías renovables es prioritario; el conjunto de incentivos y modificaciones al marco legal y regulatorio que se persigue, tienen el objeto de asegurar la rentabilidad de proyectos en construcción, en operación propiciar el desarrollo de nuevos proyectos para incrementar el aprovechamiento de las energías renovables. Todas estas acciones forman parte de una estrategia nacional que nos permitirá avanzar en el cumplimiento del compromiso que ha adquirido el gobierno de México, de otorgar a las generaciones futuras, un país con crecimiento económico, en las que se considera las variables sociales y ambientales de largo plazo y permita continuar en el camino hacia un desarrollo sustentable.

Las Centrales solares térmicas de concentración para generación de electricidad requieren de una gran superficie. Debido a la naturaleza dispersa de la energía solar, una Central tipo de 30MW utiliza entre 300 y 400 hectáreas, hectáreas, sin embargo al analizar el ciclo de vida de los materiales utilizados y comparándolos con una Central convencional de la misma capacidad se afirma que una Central termosolar-eléctrica no requiere más superficie que una convencional.



Figura 23. Campo Solar de paneles parabólicos.

En el caso de calentadores solares para agua el impacto es menor debido a que los materiales que se utilizan son los mismos que se utilizan en la construcción de calentadores de gas y su instalación tampoco requiere de otro tipo de materiales.

Por otro lado, de esta tecnología se tienen Cero emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero): durante la operación de equipos solares térmicos, con y sin concentración, no existen emisiones de gases de efecto invernadero, ni de otros gases contaminantes.

Además de tener Cero costo de combustible en su fase de operación. Se adapta a sistemas de generación distribuida, por lo tanto no hay pérdidas por transmisión en el caso de consumo local.

Los ciclos combinados son una opción atractiva debido a su rendimiento energético elevado y a la circunstancia de emplear combustibles relativamente menos contaminantes como es el gas natural, lo que les hace tener grados de emisión de GEI inferiores a los de una Central convencional. Estos ciclos permiten también la integración del aporte solar en diversas partes del mismo.

En México el sector energía contribuye con el 61% de las emisiones de gases de efecto invernadero, y el país ocupa el lugar número 13 a nivel mundial en cuanto a sus emisiones de estos gases.<sup>45</sup> El aprovechamiento de las energías renovables, al desplazar el consumo de combustibles fósiles, constituye una de las principales estrategias de mitigación del cambio climático a nivel mundial.

El desarrollo de proyectos de energías renovables representa para México una oportunidad importante de captar recursos internacionales de los mercados de bonos de carbono (el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto).

## 5.7 Conclusión

La fuente principal de energía destinada para la generación eléctrica tanto en México como a nivel mundial es el combustible fósil, seguido del combustible nuclear y la hidroenergía. Las implicaciones ambientales de la quema de combustibles fósiles son el agotamiento de los recursos, la contaminación del aire, agua y suelo, y la emisión de gases de efecto invernadero, y representan una creciente preocupación internacional. La generación de potencia en las centrales nucleares, por otro lado conlleva el riesgo de accidentes y la falla de un manejo adecuado de los desechos radiactivos.

Existen otras fuentes de energía menos ricas pero que son limpias o que no son agotables, sin embargo a pesar de la creciente popularidad, aún falta bastante tiempo antes de que las fuentes de energía limpia se utilicen a gran escala. La conclusión principal es que con el fin de preservar las reservas fósiles y aminorar el calentamiento global asociado a la creciente concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, el ser humano debe preservar estos recursos, incrementar la eficiencia en su uso y volver a fuentes de energía renovables.

Las fuentes de energía renovables, proceden del flujo de energía que recibe la Tierra, y que tienen su origen en el Sol, aunque a veces existe una cierta contribución de los campos gravitatorios terrestre y lunar.

---

<sup>45</sup> ENACC, 2007 ([tinyurl.com/3nkhly](http://tinyurl.com/3nkhly)).

Aunque un porcentaje de la energía procedente del Sol es reflejada por la atmósfera, el resto la atraviesa lo que da lugar a distintas fuentes de energía renovable así como las diferentes formas de aprovechamiento.

La experiencia internacional demuestra que las energías renovables producen diversos tipos de beneficios a los sistemas energéticos y a los países en su conjunto. Estos beneficios son tanto económicos, como sociales y ambientales.

En lo referente a nuestro país, ha sido un importante exportador de energía, principalmente en forma de petróleo crudo, desde los años setenta. Sin embargo, en la actualidad la producción de crudo está disminuyendo, sobre todo debido a la declinación de Cantarell, el principal campo petrolero del país, mientras que las importaciones de gas natural, gasolinas, carbón y otros productos petrolíferos están aumentando.

La participación de las energías renovables permitiría conservar nuestros recursos no renovables y, por lo tanto, posponer el posible momento en que el país se convierta en importador neto de energéticos. De este modo contribuyen a una mayor soberanía energética, es decir, una menor dependencia de otros países en materia de energía.

Por otro lado, de acuerdo a las condiciones de operación, y los resultados obtenidos del análisis económico dadas las particularidades del Proyecto, resulta ser viable el desarrollo del mismo, bajo este esquema.

<b>Trema</b>		<b>12.00%</b>
<b>TIR</b>		<b>12.78%</b>
<b>TIRM</b>		<b>12.28%</b>

De esta manera se concluye que el desarrollo del Proyecto formado por un Ciclo Combinado, integrando un Campo Solar, es viable para su desarrollo, aunado a la apertura de la participación en el desarrollo de Centrales Térmicas, de fuentes renovables de energía.

## Conclusión General

Dado el alcance tecnológico que se tiene actualmente en el desarrollo de equipos más eficientes, en específico los utilizados para la generación de energía eléctrica a nivel mundial, como lo son las turbinas de gas, HRSG, y turbinas de vapor, gracias al desarrollo en materiales, se ha podido alcanzar eficiencias considerables, en la operación de estos equipos cuando se trabajan como una central de Ciclo Combinado. Resultando éstos los más aceptados a nivel mundial, gracias a sus ventajas respecto a otras tecnologías de generación.

Aunado a lo anterior, el incremento en los costos de los combustibles fósiles, ha obligado a buscar alternativas para las cuales se tenga un menor costo de la materia prima de generación, así mismo, la búsqueda en la reducción de gases de efecto invernadero han obligado a dar pie a la aplicación de nuevas tecnologías de generación, de tal manera, que para el caso de México en particular, se dispone de una enorme diversificación de los recursos naturales, dada la ubicación geográfica, México es privilegiado con recursos naturales como las corrientes de viento, ríos, y en específico al norte del país, la energía solar, etc, la cual no ha sido explotada como hasta ahora se tiene considerado. Por lo que resulta ser de gran beneficio no solo para México, sino para toda la humanidad, la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, y dar paso al cambio de tecnologías más amigables con el medio ambiente.

Es por eso que surge la inquietud de realizar el presente trabajo, en busca de la justificación técnica, en la implementación de tecnologías desarrolladas para la explotación de las energías renovables, en pro del desarrollo humano y ecológico, que demanda los tiempos actuales.

En función de lo anterior, se ha realizado dicho análisis, dadas las consideraciones para el desarrollo del proyecto de la implementación de un Ciclo Combinado, integrando un Campo Solar, en el Municipio de Agua Prieta, Sonora, México, en función de toda la información recabada, se llega a la conclusión, de que resulta ser viable técnicamente, así como del estudio económico del proyecto, asumiendo las consideraciones de desempeño de la integración de estas tecnologías, y cumpliendo con las regla de viabilidad de proyectos, TREMA<TIRM<TIR, resultando con el cumplimiento de esta, se determina que económicamente es viable el proyecto; la integración de un Campo Solar y un Ciclo Combinado indican un ligero incremento en el costo por kWh generado, sin embargo el respaldo energético que ofrece el Campo Solar, principalmente en los meses en que el Ciclo Combinado genera menos, lo que justifica; de tal forma que este incremento es inferior al costo obtenido por la generación de tecnologías convencionales que oscila entre 0.051-0.054 Dlls/kWh, por lo la integración de las tecnologías es factible.

Por lo que integrando estos resultados para la implementación de este tipo de centrales, se confirma la viabilidad técnico-económica del desarrollo del proyecto.

Con lo que se justifica la apertura a la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables, que para el caso de México, que dadas sus condiciones geográficas son inmensas, así mismo se reduciría la generación de gases de efecto invernadero, por lo que es una buena alternativa para su aplicación.

Así mismo queda demostrado que es posible la interacción de dichas tecnologías, en busca de mantener un futuro promisorio para las siguientes generaciones.

Otra alternativa que se puede llevar a cabo, para realizar el análisis de viabilidad técnica, es aplicar un balance exergético al proceso, en busca de mejoras, para incrementar la eficiencia del mismo, disminuyendo las pérdidas.

## Referencias

Renovotec. <http://www.cicloscombinados.com/>, (Noviembre 2010)

Norberto R. Coppari, Susana M. Gómez de Soler, Lucía B. Ramilo. Boletín energético CNEA <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b7/artic1.asp> (Noviembre 2010)

Sabino Mastrángelo. Boletín energético CNEA <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b8/artic3.asp> (Noviembre 2010)

### Energía Solar

<http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo19.pdf>. (Enero 2012)

Ing. Carlos Ramos Berumen. Instituto De Investigaciones Eléctricas. División De Energías Alternas. Gerencia De Energías no Convencionales (2005) [http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/A4\\_Termsol.pdf](http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/A4_Termsol.pdf)

Torresol Energy. <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/tecnologia-colectores-cilindro-parabolicos/es>, (Marzo 2011)

Recopilación de información técnica de los equipos existentes, así como de equipo nuevo. Mitsubishi Power Systems Americas. INC. (2010)

Comisión Federal de Electricidad GEIC. Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil. (2009)

Prospectiva sobre la utilización de las energías renovables en México. Una visión al año 2030. <http://www.energia.gob.mx/webSener/portal/Default.aspx?id=1448>. (2011)

Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación. (2011) Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (31ª Ed.)

Pontificia Universidad Católica de Chile, Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica. [http://web.ing.puc.cl/~power/alumno03/thermo/Web\\_mercados.htm](http://web.ing.puc.cl/~power/alumno03/thermo/Web_mercados.htm), consultado Enero 2012)

Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España



## Índice tablas

### Capitulo 1

Tabla 1. Evolución Tecnológica de las Centrales Canal Parabólico

Tabla 2. Parámetros Climatológicos de Diseño.

Tabla 3. Irradiación Solar Directa (I<sub>b</sub>).

Tabla 4. Caracterización climatológica del Sitio

### Capitulo 2

Tabla 5. Parámetros del recuperador de calor generador de vapor

Tabla 6. Parámetros de Diseño del aero-condensador

Tabla 7. Caracterización de la CCICS.

Tabla 8. Valores a considerar como base para las Condiciones de DV

Tabla 9. Velocidad del Viento

### Capitulo 3

Tabla 10. Resumen de CC

Tabla 11. Resumen CS

### Capitulo 4

Tabla 11. Áreas posibles de reducción de costos

Tabla 12. Perspectiva del Costo del Gas Natural

Tabla 13. Datos de Proyecto CC

Tabla 14.a. Extracto del COPAR 2011

Tabla 14.b. Extracto del COPAR 2011

Tabla 14.c. Extracto del COPAR 2011

Tabla 15. Tabla de Flujos de Efectivo del Proyecto

Tabla 16. Parámetros económicos

Tabla 17. Resultados

### Capitulo 5

Tabla 18. Requerimientos de recursos naturales para el proyecto.

Tabla 19. Servicios de apoyo requeridos para el proyecto.

Tabla 20. Demandas proyectadas de combustibles por el proyecto CC Agua Prieta II

## Índice de figuras

- Figura 1. Central Termoeléctrica tipo vapor
- Figura 2. Central Ciclo Brayton abierto
- Figura 3. Representación de un Ciclo Combinado.
- Figura 4. Central de Ciclo Combinado
- Figura 5. CCC. Poza Rica CFE.
- Figura 6. Integración del Ciclo Rankine y del Ciclo Brayton
- Figura 7. Diagrama de Sankey.
- Figura 8. Distribución de Radiación Solar.
- Figura 9. Esquema de un Colector Parabólico.
- Figura 10. Distribución de la radiación solar que llega a la superficie terrestre, expresada en Kcal /cm<sup>2</sup>/año.
  
- Figura 9. Precipitación, Temperatura y Evaporación de la Estación de Agua Prieta, Sonora. Período 1961-2005.
- Figura 10. Gasoducto Naco-Nogales.
- Figura 11. Irradiación Solar en México, Valores diarios promedio anual.
- Figura 12. Localización del predio de Central CC. Agua Prieta con Campo Solar.
- Figura 13. Configuración 1. Sobrecalentador de gas natural.
- Figura 14. Configuración 2. Caldera fósil en paralelo con sistema solar.
- Figura 15. Configuración 3. Calentador fósil de aceite.
- Figura 16. Diversas configuraciones del suministro de energía solar en un ciclo combinado, que se han propuesto, durante la implementación de esta tecnología durante el desarrollo de la integración de un Campo solar a un ciclo combinado.
- Figura 17. Ciclo Combinado con aporte del Campo Solar
- Figura 18. Ciclo Combinado sin aporte del Campo Solar
- Figura 19. Campo Solar, integrado al Ciclo Combinado.
- Figura 20. Pronóstico de costos de Capital y electricidad de tecnología de Canal parabólico solar.
- Figura 21. Precio y volúmenes de Ton CO<sub>2</sub> comerciados en la Unión Europea
- Figura 22. Campo Solar de paneles parabólicos.

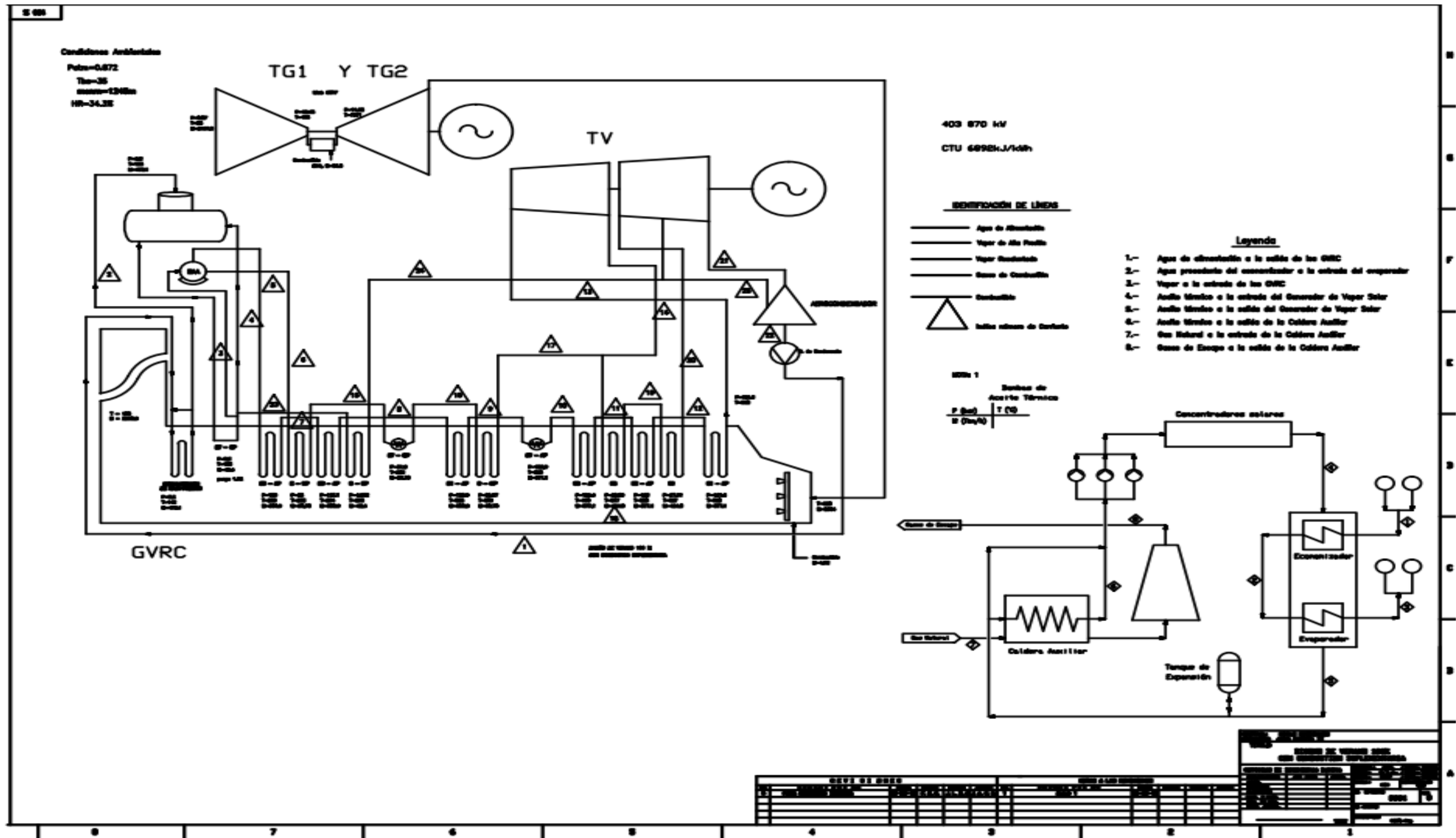
## ABREVIATURAS

Montos Asignados Anualmente (AAU)  
AE Anualidad Equivalente  
ASME American Society of Mechanical Engineers  
ASTM American Section of the International Association for Testing Materials  
CAC Captura y Almacenamiento de Carbono  
CC Ciclo Combinado  
CER Certificados de Reducción de Emisiones  
CF Concentración de Fondo  
CFE Comisión Federal de Electricidad  
CNG Capacidad Neta Garantizada  
CNGE Costo Nivelado de Generación  
CONUEE Comisión Nacional para el uso eficiente de Energía  
CNPS Carga Neta Positiva de Succión  
CPS Concentrador o Canal Parabólico Solar  
COPAR Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico  
CRE Comisión Reguladora de Energía  
CS Campo Solar  
CTUN Consumo Térmico Unitario Neto  
EPNG El Paso Natural Gas  
ERU Unidades de Reducción de Emisiones  
GE General Electric  
GEI Gases de Efecto Invernadero  
GVS Generador de Vapor Solar  
HEI Heat Exchange Institute  
HCE Tubo receptor solar  
HRSG Heat Recovery Steam Generator  
HTF fluido de transferencia de calor  
IEE Instituto de Investigaciones Eléctricas  
INEGI Instituto Nacional de Estadística y Geografía  
ISCCS Integrated Solar Combined Cycle System  
ISO International Organization for Standardization  
LEC Levelized Energy Costo  
LGEEPA Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente  
MDL Mecanismo de Desarrollo Limpio  
MHI Mitsubishi Heavy Industries  
MIA, (Manifestación de Impacto Ambiental  
NFPA National Fire Protection Association  
NOx Óxidos de Nitrógeno  
O & M Operación y Mantenimiento  
RMU Unidades de Remoción de Emisiones  
SEGS Solar Electricity Generating System  
SENER Secretaría de Energía  
SHCP Secretaria de Hacienda y Crédito Público  
SEMARNAT Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales  
TG Turbogenerador de Gas O Turbogas  
TIR Tasa Interna de Retorno

TIRM Tasa Interna de Retorno Modificada  
TV Turbogenerador de Vapor  
TREMA Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva  
TTC Tecnologías Termosolares a Concentración  
UTM Universal Transversa de Mercator  
VPN Valor presente Neto  
VP valor presente

## ANEXOS

- Anexo 1. Esquema del Ciclo Combinado, integrando un Campo Solar
- Anexo 2. Difusión y Comercialización de productos para aprovechamiento de Energías Renovables



Anexo 1 Esquema del Ciclo Combinado, integrando un Campo Solar



www.supertiendasolar.es

Entrar  Nuevos clientes
Estado de compra: 0 unidades / 0,00 € (el carrito) 

PÁGINA PRINCIPAL
¡¡OFERTA!! PORTES GRATIS
AREA PARA INSTALADORES
CONDICIONES COMERCIALES
SOLICITUD DE PRESUPUESTO

**Búsqueda** 

Buscar en product

**CATEGORIAS** 

- OFERTAS
- PRESUPUESTOS A MEDIDA
- AHORRADOR DE ELECTRICIDAD
- AEROTERMIA
- BOMBAS DE CALOR Y FRIO >
- BOMBAS SOLARES >
- CALENTAMIENTO DE PISCINA >
- DESCALCIFICADOR
- KIT SOLAR AUTOCONSUMO >
- ENERGÍA SOLAR
- ENERGÍA SOLAR TÉRMICA >
- ENERGIA SOLAR
- ESTUFAS DE PELLETS Y LEÑA >
- GRUPOS ELECTROGENOS >
- HIRO - CHIMENEAS
- ILUMINACIÓN BAJO CONSUMO
- AEROGENERADORES >
- PRODUCTOS SOLARES
- ZOCALO RADIANTE



**KIT GENERADOR DIESEL AUTOMATICO GAMBIA GUARDIAH**  
1,8 kVA - 230V - 5 kVA - 400V batería incluida + cuadro de arranque automatico

**PRECIO 1 365,44 €**

---

<
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
>

**VOLTIMETRO DIGITAL 12/24V**



Voltmetro digital con pantalla de 1.2" LED ROJO, para comprobar el consumo de las baterías de 12/24V, incluye 70cm de cable con bornas para la conexión en la batería. Rango de medición: 0 - 30V

**PRECIO 32,00 €**

**AEROGENERADOR 12V GREATWATT 5-700 LAND**



Aerodinámica económica y sencilla. El más pequeño y potente. Con su tecnología aplicada en las palas de alta eficiencia, control y generador, el 5700 produce proporcional a su tamaño.

**PRECIO 583,79 €**

---

**AEROGENERADOR 24V GREATWATT 5-700 LAND**



Aerodinámica económica y sencilla. El más pequeño y potente. Con su tecnología aplicada en las palas de alta eficiencia.

**AHORRADOR DE ELECTRICIDAD PARA VIVIENDAS - AHORRA HASTA EL 45%**



AHORRADOR DE ELECTRICIDAD PARA EL Hogar. Información del Producto. El ahorro de energía se ve en el momento de usar los aparatos de un hogar.

**EN OFERTA**

**KIT SOLAR FOTOVOLTAICO DE 800W/20A**



**PRECIO 1 409,43 €**

**AEROGENERADOR 24V GREATWATT 5-700 LAND**



**PRECIO 583,79 €**

**VOLTIMETRO DIGITAL 12/24V**



**PRECIO 32,00 €**

**MÁS VENDIDO**

**KIT SOLAR FOTOVOLTAICO DE 1400W/20A**



**PRECIO 2 258,00 €**

**ANTICONGELANTE PURO**

Anexo 2 Difusión y Comercialización de productos para aprovechamiento de Energías Renovables