



**UNIVERSIDAD DON BOSCO
VICERRECTORÍA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TERMO SOLAR USANDO CONCENTRADORES CILÍNDRICOS PARABÓLICOS EN ÁREA PRÓXIMA AL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE COMALAPA, EL SALVADOR.

PARA OPTAR AL GRADO DE:

MAESTRO EN GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

ASESOR:

ING. ALVARO YOHALMO ALVARENGA ALVARENGA

PRESENTADO POR:

JOSÉ ANTONIO RIVAS

JOSÉ EDUARDO MENDOZA ROMERO

NELSON DE JESÚS MAYÉN BARRIENTOS

Antiguo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, Centroamérica.

Febrero de 2014

Agradecimientos

Aprovechamos principalmente para agradecer la comprensión y el apoyo de nuestras esposas e hijos, por nuestra ausencia durante las clases y reuniones de trabajo, tanto durante este proyecto de tesis como durante toda la carrera de maestría.

Agradecer también, de manera especial, a nuestro asesor, Ing. Alvaro Yohalmo Alvarenga Alvarenga, por habernos dado la oportunidad de este proyecto e introducirnos en el ámbito de las centrales de energía termosolar. Gracias por todo su apoyo y confianza. Gracias a Gilberto Menjivar por su apoyo en la elaboración de los códigos en LabView para el procesamiento de los datos. De manera importante también agradecer al Lic. Salvador Handal, de LaGeo, quién autorizó la accesibilidad de los datos utilizados para este trabajo.

Por último, pero no menos importante, agradecer al staff de profesores de la maestría, a nuestros compañeros y amigos de la Universidad, el trabajo y estudio en equipo, fueron imprescindibles para sacar adelante la carrera.

Dedicatoria

A nuestras familias

Estudio de Pre Factibilidad de una Central de generación Eléctrica Termo Solar Usando Concentradores Cilíndricos Parabólicos en un Área Próxima al Aeropuerto Internacional de Comalapa, El Salvador.

Resumen

Esta tesis se ha centrado en el estudio de Prefactibilidad de una Central de Generación Eléctrica Termo Solar usando Concentradores Cilíndricos Parabólicos en un área próxima al Aeropuerto Internacional de Comalapa, El Salvador, siendo esta una alternativa viable para la producción de electricidad mediante sistemas de concentración solar.

La novedad de esta tesis reside en que, hasta el momento, no existe en El Salvador ninguna planta termosolar con concentradores cilindro parabólicos, y sólo se ha construido prototipos de investigación para ensayar esta tecnología.

Con objeto de explicar y justificar nuestro proyecto vamos a situarlo en el marco tecnológico de las actuales energías renovables. Es sabido que la tecnología termosolar tiene ciertas limitaciones en cuanto a los rendimientos de generación si la comparamos con los sistemas convencionales, hidráulicos, geotérmicos y los más contaminantes, los térmicos, que tienen un precio de construcción más bajo y una mayor disponibilidad ante la demanda del mercado eléctrico. Sin embargo, tenemos a nuestro favor la sensibilización de la mayoría de los países ante la magnitud del cambio climático, hecho que está generando una serie de medidas para prevenir y mitigar sus consecuencias, de las que se derivan políticas de incentivos con objeto de promocionar las energías renovables.

Una de las recomendaciones del Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Renovable en El Salvador, presentado por el CNE en 2012, para la introducción de plantas de energía solar térmica, entre otras, se menciona “Realizar estudios de pre factibilidad y factibilidad de centrales solares térmicas en la red” para superar algunas barreras existentes para su implementación. Entre las barreras que se citan se encuentra el poco conocimiento de la tecnología solar térmica y la limitación de contar con ingenieros capacitados. Se destaca que es primordial que las personas comprendan el potencial y los beneficios de la tecnología solar térmica y sus aplicaciones; ya que el potencial de energía solar en El Salvador es alto. Adicionalmente, que hay un número limitado de ingenieros e investigadores que se encuentran trabajando la tecnología solar térmica.

De lo anterior, y de la disponibilidad de datos adquiridos por estaciones de registro de LaGeo, motivó el planteamiento de este trabajo de investigación.

Por motivos de economía de escala se analizó la viabilidad de una planta termosolar de 55 MW brutos, resultado que conlleva a sugerir realizar la etapa de factibilidad y así realizar una contribución importante a la matriz energética si se concretara dicha central generadora.

Dado que el objeto del proyecto es el de la determinación de su pre factibilidad técnica y financiera, ha sido necesario estimar el potencial solar, la inversión inicial y calcular los parámetros financieros que indiquen su rentabilidad.

Se calculó el potencial solar en 1,985 KWh/m²-año, el cual es de los más altos del país por su ubicación y una inversión de \$217,574,204.69 (Doscientos diecisiete millones quinientos setenta y cuatro mil doscientos cuatro 69/100 dólares de los Estados Unidos de América) y se determinaron los parámetros financieros, VAN, TIR y Período de recuperación, obteniendo los siguientes resultados: VAN \$41,581,172.59 (Cuarenta y un millones quinientos ochenta y un mil ciento setenta y dos 59/100 dólares de los Estados Unidos de América); TIR 9.96% y Período de recuperación de 11 años.

Como parte del cálculo de la TIR se ha determinado el beneficio neto y el balance de situación para el total de los años de explotación. Finalmente se ha podido calcular la TIR del proyecto, resultando ser de un 9.96%, suponiendo un precio de venta de la energía de 204.55 \$/MWh, determinado mediante el promedio de ventas del mes de mayo de 2013 según el MRS que fue de \$189.40 más un incremento del 8%

En relación al precio de venta, si bien es cierto se ha incrementado en un 8% para hacer más atractiva la inversión, dicho costo está entre los promedios de otro tipo de generación, como por ejemplo la Central Talnique cuyos precios estuvieron entre \$137.39 y \$144.88 a inicios del mes de diciembre, así como también las térmicas a gas que andan con precios entre \$227.63 y \$372.62 obteniendo un precio promedio de \$300.125 por MWh; esto según datos de la Unidad de Transacciones; por lo que un precio de venta de \$204.55 estaría dentro de los rangos del mercado y a la vez sería atractivo para un inversionista, considerando que recuperaría su inversión en un período de once años, y obteniendo un rendimiento de 9.96% por encima de la tasa de descuento exigida.

El costo determinado por cada MWe instalado es de \$3,955,894.63 (tres millones novecientos cincuenta y cinco mil ochocientos noventa y cuatro 63/100 dólares de los Estados Unidos de América).

Por las consideraciones anteriores, realizar este estudio es pertinente, viable técnicamente, rentable y responde a esas necesidades de generar información, conocimiento y fortalecer las capacidades para el desarrollo e implementación a mediano y largo plazo de plantas termo solares, específicamente usando concentradores cilíndricos parabólicos (CCP).

Tabla de contenido

Agradecimientos	i
Dedicatoria	ii
Resumen	iii
Lista de figuras	vi
Lista de tablas.....	vii
1. Introducción	1
2. Objetivo General.....	3
3. Objetivos Específicos.....	3
4. Metas.....	3
5. Ventajas socio-económicas	3
6. Ubicación Geográfica	4
7. Marco Teórico.....	6
7.1 Tecnologías de concentradores solares	6
7.2 Concentradores Cilindro Parabólico (CCP)	7
7.2.1 Características técnicas de los CCP's.....	7
7.2.2 Fluido térmico (HTF) en campo de concentradores	8
7.3 Plantas solares termoelectricas.....	8
8. Procesamiento de datos.....	10
8.1 Cálculo del Potencial Solar	10
8.2 Diseño de la Central Termosolar	15
8.2.1 Plantas Solares Termoelectricas con CCP.....	15
8.2.2 Concentradores solares.....	19
8.2.3 Elección fluido térmico ciclo solar (HTF)	21
8.2.4 Propiedades del HTF Therminol VP1	22
8.2.5 Tubo receptor.....	22
8.2.6 Sistemas eléctricos	24
9. Dimensionamiento y configuración del campo solar	27
9.1 Punto de diseño	28
9.2 Pérdidas térmicas.....	28
9.3 Calculo de cantidad de concentradores y Calculo del Diferencial de Temperaturas ..30	
9.3.1 Cálculo de cantidad de concentradores	30
9.3.2 Cálculo del Diferencial de Temperaturas	32
9.3.3 Cálculo de Filas de concentradores.....	33
9.4 Emplazamiento del campo solar	35

9.5	Producción Energética Anual de la Planta.....	36
10.	Sistema de agua y suministro. Usos del agua.....	37
10.1	Aporte al ciclo agua-vapor	38
10.2	Limpieza de los concentradores.....	38
10.3	Sistema contra incendios	38
10.4	Consumo de otros sistemas	38
11.	Consideraciones ambientales	39
12.	Análisis Económico y Financiero	42
12.1	Valor presente neto (VAN)	42
12.2	Tasa interna de rendimiento (TIR).....	43
12.3	Tasa de descuento (WACC)	44
12.4	Parámetros financieros del proyecto	45
12.4.1	Cálculo del VAN y la TIR	45
12.4.2	Cálculo de la tasa de descuento	46
12.4.3	Otras consideraciones del análisis económico y financiero del proyecto	47
13.	Conclusiones y Recomendaciones	49
14.	Bibliografía	50
15.	Anexos	53
	Anexo 1: Diagrama de planta de instalación de concentradores y conexiones	53
	Anexo 2: Distribución de concentradores en terreno	54
	Anexo 3: Detalle de vallado de planta solar	55
	Anexo 4: Glosario técnico complementario sobre las plantas termosolares con CCP	56

Lista de figuras

Figura 1: Ubicación geográfica de la estación de medición solar Comalapa, LaGeo.

Figura 2: Equipo de seguimiento y medición de radiación solar global y difusa y sistema de registro de datos, estación Comalapa, LaGeo.

Figura 3: Principales componentes de un sistema CCP.

Figura 4: Los tres tipos de plantas solares termoeléctricas

Figura 5: Angulo de incidencia sobre la superficie horizontal (θ_z)

Figura 6: Recurso solar de la zona de estudio

Figura 7: Radiación solar normal diaria promedio para cada mes en W/m^2 -día y KWh/m^2 -día.

Figura 8: Mapa de radiación solar normal directa en centroamérica. Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Figura 9: Principio de funcionamiento y componentes de un concentrador cilindro-parabólico.

Figura 10: Esquema típico simplificado de una planta solar termoeléctrica con concentradores cilindro-parabólicos.

Figura 11: Diagrama Rankine T-S tipo regenerativo (extracciones múltiples)

Figura 12: Diagrama de conexionado de elementos para el ciclo regenerativo

- Figura 13: Vista general de una planta solar termoeléctrica con concentradores cilindro-parabólicos
- Figura 14: Vista lateral de un concentrador SKAL-ET 100 de 100 m de largo
- Figura 15: Lazo de concentradores solares cilindro parabólico
- Figura 16: Ubicación de tubo receptor y componentes dentro del concentrador.
- Figura 17: Esquema de un tubo receptor
- Figura 18: Diagrama unifilar de la planta eléctrica
- Figura 19: Esquema de la línea de transmisión proyectada
- Figura 20: Descripción de las pérdidas térmicas en un tubo absorbedor.
- Figura 21: Pérdidas térmicas del conjunto completo
- Figura 22: Esquema del campo de concentradores solares
- Figura 23: Diagrama de consumo de agua en la planta termo solar

Lista de tablas

- Tabla 1: Plan de desarrollo de la energía solar térmica (* Sistema con almacenamiento de energía térmica). Tomado de CNE, 2012.
- Tabla 2: Tipos de concentradores solares y su concentración
- Tabla 3: Características principales de las diferentes plantas solares termoeléctricas.
- Tabla 4: Segmento de 5 minutos de registro para ilustrar el formato de los datos proporcionados por la estación de medición. Se presentan datos del 1 de enero de 2012.
- Tabla 5: Formato de salida del código para el cálculo de la radiación solar normal, el mismo segmento de tiempo de la Tabla 4. Se presentan datos del 1 de enero de 2012.
- Tabla 6: Formato de salida con promedios por minuto de RSN (w/m^2) para un rango de 5 minutos. Se presentan datos de de enero de 2012.
- Tabla 7: Principales características del concentrador cilindro parabólico SKAL-ET 100
- Tabla 8: Aceites Térmicos utilizados en plantas solares
- Tabla 9: Propiedades termodinámicas del Therminol VP-1
- Tabla 10: Segmento de cálculo y resultado de potencia, flujo de aceite y temperatura de salida de los concentradores.
- Tabla 11: Potencia total en KWe por mes
- Tabla 12: Detalle de producción mensual y anual de energía
- Tabla 13: Producción mensual y anual de energía
- Tabla 14: Comparación de áreas de embalses de plantas hidroeléctricas y terreno del proyecto termosolar.

1. Introducción

En la actualidad y debido al agotamiento de los recursos fósiles, el aumento de la dependencia con el exterior y las amenazas que se ciernen sobre el medio ambiente debemos preparar un mejor futuro para nuestro abastecimiento energético reduciendo la dependencia, creada desde la revolución industrial, respecto de los combustibles fósiles.

La producción de energía en el futuro, además de considerar las distintas tecnologías energéticas con sus posibilidades y limitaciones debe enfrentarse con desafíos mayores, más allá de las dificultades técnicas o científicas, desafíos que se mueven en la esfera política y que a su vez, éstas se debieran basar en unos planteamientos éticos sobre el desarrollo económico de la sociedad en general. Incluso antes del agotamiento de las materias primas fósiles, el aumento de los conflictos económicos por unos recursos convencionales en declive parece inevitable debido a la convergencia de dos curvas antagónicas: la disponibilidad decreciente de energías fósiles y la del aumento en el consumo (sobre todo en aquellos países con una economía pujante). Con lo cual el desarrollo de energías renovables es un punto básico para conseguir frenar nuestra dependencia respecto los combustibles fósiles.

Se ha llegado a la conclusión de que la producción de energía no sólo se puede basar en criterios puramente económicos (primer criterio: recurso abundante y barato). Tampoco es suficiente si añadimos los criterios medioambientales. La producción de energía también debe basarse en criterios éticos, es decir, en una distribución más justa de los recursos energéticos y de su riqueza. Esto es así porque se evidencia que el sistema energético es un parámetro decisivo en el desarrollo de la humanidad: el uso de los recursos energéticos no sólo debe hacerse para mantener un sistema energético económica y ecológicamente estable y sostenible sino hacer que el desarrollo global de la humanidad en condiciones dignas y justas sea sostenible y viable.

La energía solar es una fuente de energía inagotable, que cumple con los criterios de ser compatible con el medio ambiente y de equitativo acceso, por lo demás muy poco aprovechada en la actualidad.

A pesar de las grandes virtudes que tiene la energía solar, el desarrollo de tecnologías que permitan su aprovechamiento ha sido frenado paulatinamente por sus desventajas, entre ellas sus altos costos de inversión e imposibilidad de generar energía en momentos que no exista radiación solar o esta sea intermitente debido al paso de nubes.

De lo anterior nace la principal motivación para este trabajo, el cual consiste en desarrollar la prefactibilidad de una Central de Generación Eléctrica Termo Solar Usando Concentradores Cilíndricos Parabólicos, con su evaluación económica y financiera. Con lo cual se trataría de buscar un sistema eléctrico con una mayor robustez, seguridad de suministro, viable, sostenible, y lo más importante, que permita un justo y equitativo desarrollo de nuestro país.

En el Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Renovable en El Salvador, presentado por el CNE en 2012, se cita que se requiere elaborar un Plan Maestro para la energía solar térmica entre los años 2012 y 2026. Sin embargo, para los sistemas solares

térmicos, a la fecha solo existen planes de investigación de LaGeo y de INE. Por lo que el Plan de Desarrollo mostrado en la Tabla 1, está basado en la información de ambas organizaciones.

Tabla 1: Plan de desarrollo de la energía solar térmica (* Sistema con almacenamiento de energía térmica). Tomado de CNE, 2012.

Año	Capacidad (MW _e)	Producción de energía (GWh/al año)
2012 al 2016	60	158*
2017 al 2021	80	210*
2022 al 2026	60	158*

Por las consideraciones anteriores, realizar este estudio es pertinente y responde a esas necesidades de generar información, conocimiento y fortalecer las capacidades para el desarrollo e implementación a mediano y largo plazo de plantas termo solares, específicamente usando concentradores cilíndricos parabólicos (CCP).

LaGeo S.A. de C.V. cuenta con seis estaciones de medición de radiación solar en diferentes sitios del país. Ha colectado datos que serán de mucha utilidad para un mapeo de la radiación y cálculo del potencial solar del país y el sitio que ha sido reportado como uno de los de mayor potencial es el de Comalapa, estación situada a 3 km SSE del aeropuerto del mismo nombre y a 6 km al norte de la playa Las Hojas.

La extensión del terreno donde se encuentra la estación de registro es de aproximadamente 129 Mz., el cual, será integrado al terreno a utilizar cuando se calcule la extensión de terreno final, en la modelación de la planta de 50 MWe. Se hace un análisis para determinar la factibilidad de la instalación de una planta termo solar que utilice la tecnología de transferencia de calor (HTF) de un fluido (aceite) a otro (agua).

Para el suministro de agua se plantean dos escenarios, fuentes de ríos y/o pozos que serían perforados al ejecutarse el proyecto en el sitio del emplazamiento, por lo que será necesario evaluar el impacto ambiental.

LaGeo, actualmente, está diseñando nuevos prototipos de concentradores con receptor tipo cavidad y serán construidos con objetivos de investigación y desarrollo. Principalmente, hay dos objetivos en el programa de investigación y desarrollo:

- Confirmar la posibilidad de la construcción local de los concentradores solares para reducir el costo de construcción de plantas de energía solar térmica.
- Desarrollar capacidades en tecnología solar térmica en los profesionales de la institución y ampliar la generación.

Este trabajo de aplicación consiste en evaluar la pre factibilidad técnica y financiera de una central de generación eléctrica termo solar en el área circundante a la estación de registro de radiación solar Comalapa, propiedad de LaGeo. Además, se hace un análisis de las implicaciones ambientales de su implementación.

Finalmente, se estima la inversión inicial requerida, un análisis económico y financiero que pueda indicar la viabilidad y la sostenibilidad del proyecto, de manera que pueda ser útil para la toma de decisiones en el aprovechamiento de la energía termo solar para cualquier inversionista, sea privado o público, nacional o internacional.

2. Objetivo General

Realizar un estudio en etapa de pre - factibilidad técnica – financiera de una central de generación de energía eléctrica termo solar con concentradores cilíndricos parabólicos (CCP) usando datos de radiación solar de una estación de medición ubicada a 3 Km al sur-sureste (SSE) del Aeropuerto de Comalapa.

3. Objetivos Específicos

- a. Estimar el potencial solar de acuerdo a los datos piranométricos disponibles de la estación Comalapa.
- b. Dimensionar la distribución espacial del campo de concentradores con base al área disponible
- c. Dimensionar la potencia o capacidad de los principales equipos a utilizar en la central termo solar incluyendo el campo solar y el bloque de potencia.
- d. Determinar la producción anual de electricidad de acuerdo al potencial solar de la zona y las características de los equipos seleccionados.
- e. Analizar las implicaciones ambientales de la implementación del proyecto
- f. Realizar una estimación económica - financiera, en etapa de pre-factibilidad, de la central termo solar.

4. Metas

Para desarrollar este proyecto se han definido los siguientes criterios para poder delimitar los alcances del estudio:

- a. Calcular el potencial solar en la zona de la estación de registro Comalapa en las proximidades del Aeropuerto Internacional del mismo nombre.
- b. Diseñar el campo de concentradores con base al área disponible en el sitio del emplazamiento.
- c. Dimensionar la potencia o capacidad de los principales equipos a utilizar en la central termo solar incluyendo el campo solar y el bloque de potencia.
- d. Calcular la producción anual de energía con base al potencial solar de la zona y los equipos seleccionados.
- e. Dimensionar una planta termo solar con CCP's con la potencia adecuada de acuerdo al cálculo de la producción anual de energía.
- f. Evaluar las implicaciones ambientales por el uso de la tierra y el agua
- g. Realizar un análisis económico-financiero del proyecto.

5. Ventajas socio-económicas

La implantación de una central solar termoeléctrica de estas características en el emplazamiento seleccionado, además de tener un importante impacto económico, presenta numerosas ventajas, entre las que se pueden citar las siguientes:

Creación de unos 50 puestos de trabajo permanentes para la operación y el mantenimiento de la central.

Empleo de hasta unos 950 trabajadores (aproximadamente 900 de promedio) durante el período de construcción (dos años) de la central solar termoeléctrica.

Aprovechamiento máximo de los recursos locales de mano de obra, materiales y suministros de construcción de la región. Así como contar con el máximo de proveedores locales y nacionales, dando así un fuerte impulso a la creación de puestos de trabajo y fortaleciendo un grupo nacional para este sector de tecnología innovadora. Adquisición de la experiencia necesaria para el desarrollo de un proyecto basado en energía solar limpia y sostenible con una nueva y moderna tecnología, con las oportunidades de empleo y fabricación que esto conlleva.

Los efectos relevantes en la fase de construcción de la infraestructura del proyecto están constituidos por las rentas y empleo generados por la empresa constructora, empresas suministradoras y empresas productoras de bienes de consumo. Además, este incremento de rentas provocará un aumento de los ingresos públicos como consecuencia de la ampliación de las bases imponibles.

Se prevé que la operación y mantenimiento de la central solar, creará cerca de 50 puestos fijos directos para personal cualificado a nivel de profesionales de mantenimiento, operadores y técnicos de centrales térmicas, además de puestos de trabajo y oportunidades de negocio indirectos en toda la zona, con un impacto muy significativo en el tejido micro-económico de la Alcaldía de San Luis Talpa.

6. Ubicación Geográfica

La estación de medición solar, cuyos datos se han utilizado para este estudio, está ubicada a 3 Km SSE del centro de la pista del Aeropuerto Internacional de Comalapa y a 6 Km al norte de la Playa Las Hojas, Figura 1, en las coordenadas 13.414755° Latitud Norte y 89.049727° Longitud Oeste, Datum WGS84, a una elevación de 15 m sobre el nivel del mar.

La estación posee seguimiento del sol y equipos de medición y de Radiación Solar Global (RSG), Radiación Solar Difusa (RSD) (pyranómetros), cuyos datos se utilizaron para el cálculo de Radiación Solar Directa o Normal (RSN); también posee equipo para medición de velocidad y dirección del viento. Ver en Figura 2 una panorámica de los equipos utilizados para la medición de radiación solar.

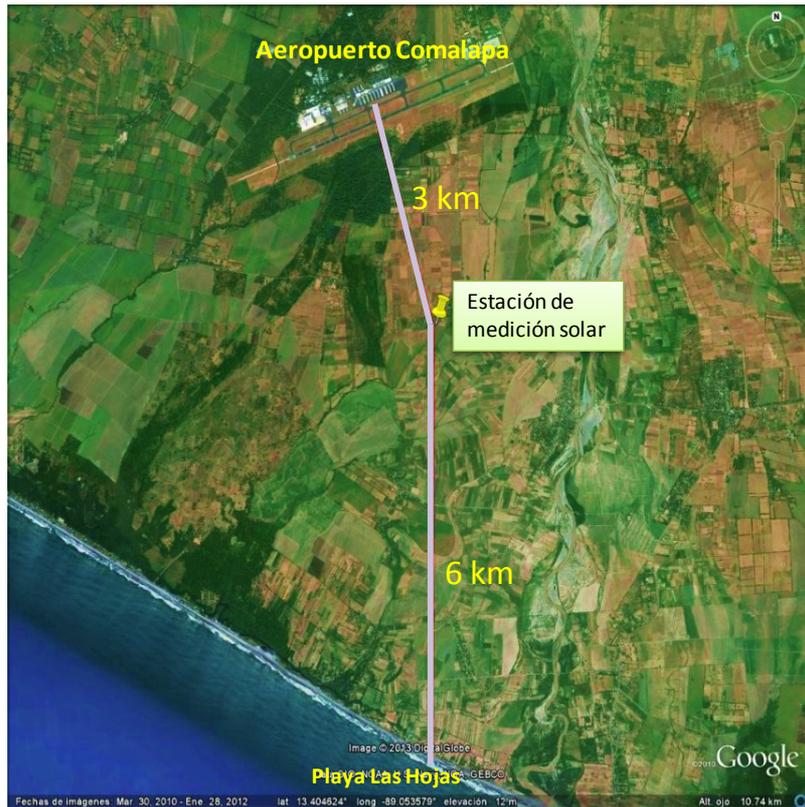


Figura 1: Ubicación geográfica de la estación de medición solar Comalapa, LaGeo.



Figura 2: Equipo de seguimiento y medición de radiación solar global y difusa y sistema de registro de datos, estación Comalapa, LaGeo.

7. Marco Teórico

7.1 Tecnologías de concentradores solares

En la actualidad existen múltiples tecnologías de captación de radiación solar para ser transferida en forma de calor a un fluido circulante. Estas se clasifican generalmente dependiendo del rango de temperaturas a las que puede llegar el fluido circulante y el tipo de concentración de los rayos solares. Bajo esta clasificación, en la Tabla 3 se presentan las principales tecnologías de concentradores solares existentes actualmente.

Tabla 2: Tipos de concentradores solares y su concentración

Colector Solar	Tipo de concentración	Razón de Concentración	Temperaturas Operación °C
Placa Plana (CPP)	-	1	80-150
Tubo al vacío (CTV)	-	1	70-170
Fresnel (CF)		25-100	100-400
Cilindro Parabólico (CCP)	Lineal	70-80	350-550
Receptor Central (CRC)		300-1000	800-1000
Disco Parabólico (CDP)	Puntual	1000-3000	-

Los concentradores solares de placa plana y tubos al vacío, al no tener una elevada razón de concentración, tienen temperaturas de operación relativamente bajas. Sus bajos costos, rango de temperaturas de operación y sencillo funcionamiento permiten su aplicación en temas domésticos (producción de agua caliente, calefacción, climatización de piscinas, etc.) como también en procesos industriales generalmente para la producción de grandes cantidades de agua caliente. Los concentradores planos, al ofrecer eficiencias razonables con altas cantidades de radiación difusa, son también convenientes de instalar en lugares con una cantidad razonable de días nublados en el año.

Los concentradores que concentran la radiación solar de forma lineal se utilizan generalmente en la generación de electricidad debido a las altas temperaturas que se pueden alcanzar. Estos funcionan solo con radiación directa, ya que la radiación difusa no es posible de concentrar.

Las tecnologías de Receptor Central (CRC) y Disco Parabólico (CDP), debido a la concentración puntual de la radiación solar, operan con temperaturas muy por sobre las demás tecnologías solares. Por el momento estas tecnologías se encuentran en proceso de desarrollo tecnológico, donde la tecnología de Receptor de Torre Central lleva la delantera al encontrarse en funcionamiento la primera planta a escala comercial en el mundo¹.

¹ La primera planta de escala comercial en el mundo que aplica la tecnología de receptor de torre central se llama Gemasolar y se encuentra en España. Más información en la página web <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>

7.2 Concentradores Cilindro Parabólico (CCP)

La tecnología de concentradores solares de cilindro parabólico, corresponde básicamente a reflectores solares que concentran la radiación en un foco que se extiende a lo largo de una línea. De esta forma, al orientar el concentrador hacia el sol, la radiación incidente en las paredes parabólicas del concentrador se refleja hacia el foco de la parábola en donde un receptor tubular absorbe este calor radiante traspasándolo a un fluido de trabajo, generalmente un aceite térmico que circula por su interior.

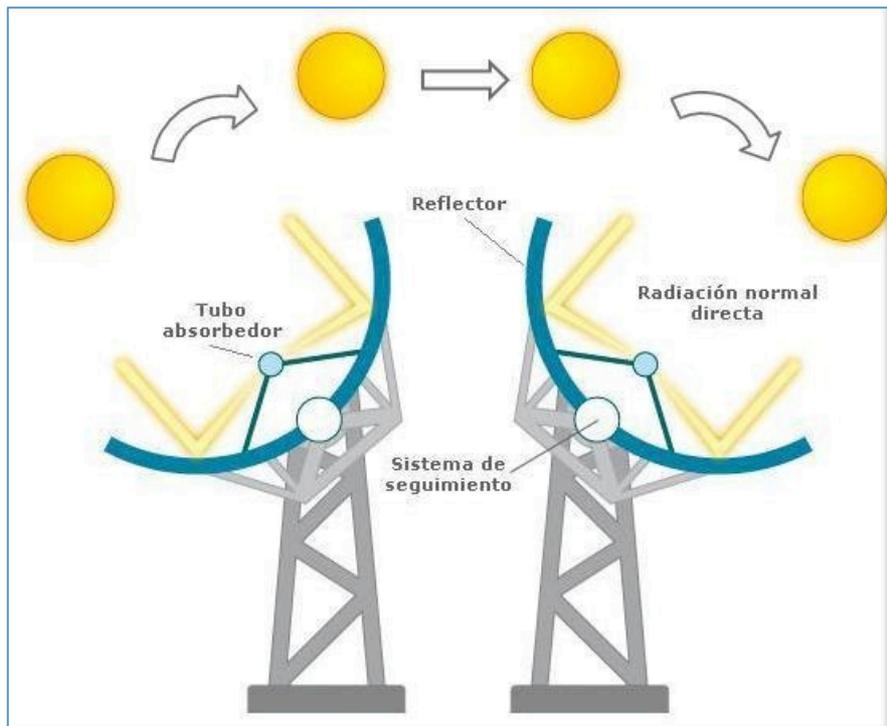


Figura 3: Principales componentes de un sistema CCP.

El CPP realiza un seguimiento de la trayectoria del sol por lo general de Este a Oeste debido a que aumenta la energía anual recibida. En la Figura 3 puede verse como se realiza el seguimiento al sol. Gracias al sistema de seguimiento se logra que los rayos del sol incidan sobre el concentrador en la dirección más cercana a la vertical posible, así maximiza la cantidad de radiación que puede ser absorbida. Para poder llevarlo a cabo con mayor precisión el seguimiento del sol, este se realiza mediante un sistema de control motorizado.

7.2.1 Características técnicas de los CCP's

Existen múltiples diseños de concentradores de cilindro parabólico. A continuación se detallan los componentes mostrados en la Figura 3.

Reflector cilindro-parabólico: La misión del receptor cilindro parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre la superficie. La superficie especular se consigue a través de películas de plata o aluminio

depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad los soportes más utilizados son la chapa metálica, el vidrio y el plástico.

Tubo absorbedor: El tubo absorbedor consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el exterior de cristal. Su misión es contener al fluido térmico y lograr traspasar la energía térmica concentrada por el cilindro parabólico. El fluido de trabajo que circula por el tubo interior es diferente según la tecnología. Para bajas temperaturas ($<200\text{ }^{\circ}\text{C}$) se suele utilizar agua desmineralizada con Etileno-Glicol mientras que para mayores temperaturas ($200^{\circ}\text{C}<T<450^{\circ}\text{C}$) se utiliza aceite sintético.

Estructura metálica: La misión de la estructura del concentrador es dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen.

7.2.2 Fluido térmico (HTF) en campo de concentradores

El fluido térmico o HTF por sus siglas en inglés (Heat Transfer Fluid) en las centrales solares termoeléctricas es el encargado de recibir la energía solar y transmitirla al ciclo agua-vapor, para que este pueda generar vapor que acciona a la turbina.

Por lo general, el HTF utilizado es un aceite térmico. No se utiliza agua debido a que a la temperatura a la cual el HTF es calentado (cerca de los 400°C) se necesitarían presiones mayores a los 200 bar para mantener al agua en su estado líquido, lo que encarece todo el sistema debido a que se necesitarían tuberías más resistentes y bombas de una mayor potencia.

Los aceites térmicos utilizados generalmente tienen el inconveniente que a temperaturas sobre los 400°C tienden a perder sus propiedades termodinámicas, por lo tanto al realizar el diseño de la central térmica se debe considerar no sobrepasar esta temperatura en el campo de concentradores.

7.3 Plantas solares termoeléctricas

La finalidad de las plantas solares termoeléctricas (PST) es la producción de electricidad a partir de la radiación solar directa, la cual es convertida previamente en energía térmica. Aunque la producción de electricidad mediante energía solar térmica no es una innovación del siglo XXI, ni siquiera del siglo XX, no es hasta comienzos de los años 70, cuando tiene lugar el gran empujón a las tecnologías solares termoeléctricas, tal y como se conocen hoy en día. Un estudio independiente promovido por el Banco Mundial ha puesto de manifiesto que las plantas solares termoeléctricas son actualmente la forma más económica de producir electricidad a gran escala a partir de la radiación solar. No obstante, la existencia de ciertas barreras está dificultando el despeque comercial de este tipo de plantas.

Existe un aumento en el interés sobre las plantas solares termoeléctricas como consecuencia de la indudable limitación de los recursos fósiles existentes, a esto se le añaden las grandes ventajas medioambientales que conllevan: una planta solar termoeléctrica evita 2000 t/año de emisiones de CO_2 por cada MW de potencia instalada.

En la actualidad existen tres tecnologías diferentes para las PST, cuyo principio de funcionamiento se muestra en la Figura 4. Estas tecnologías se denominan: concentradores de receptor central, cilindro-parabólicos y discos Stirling. Todas ellas hacen uso solamente de la componente directa de la radiación solar, lo que les obliga a tener dispositivos de seguimiento solar.

En los concentradores cilindro-parabólicos, ver Figura 4b, la radiación solar directa es reflejada por espejos cilindro-parabólicos que la concentran sobre su línea focal, en la que se sitúa el tubo receptor o absorbedor por el que circula un fluido que se calienta como consecuencia de la radiación solar concentrada que incide sobre él. De este modo, la radiación solar es convertida en energía térmica que se utiliza posteriormente para generar electricidad mediante un ciclo Rankine de agua/vapor.

Los sistemas de receptor central utilizan espejos de gran superficie (40-125 m² por unidad) denominados helióstatos, que están dotados de un sistema de control para reflejar la radiación solar directa sobre un receptor central situado en la parte superior de una torre (Figura 4a). En esta tecnología, la radiación solar concentrada calienta en el receptor un fluido a temperaturas entre 500°C y 1000°C, cuya energía térmica puede después utilizarse para la generación de electricidad.

Los sistemas de discos parabólicos Stirling utilizan una superficie de espejos montados sobre una parábola de revolución que reflejan y concentran los rayos del Sol en un foco puntual, donde se sitúa el receptor en el que se calienta el fluido de trabajo de un motor Stirling que, a su vez, acciona un pequeño generador eléctrico (ver Figura 4c).

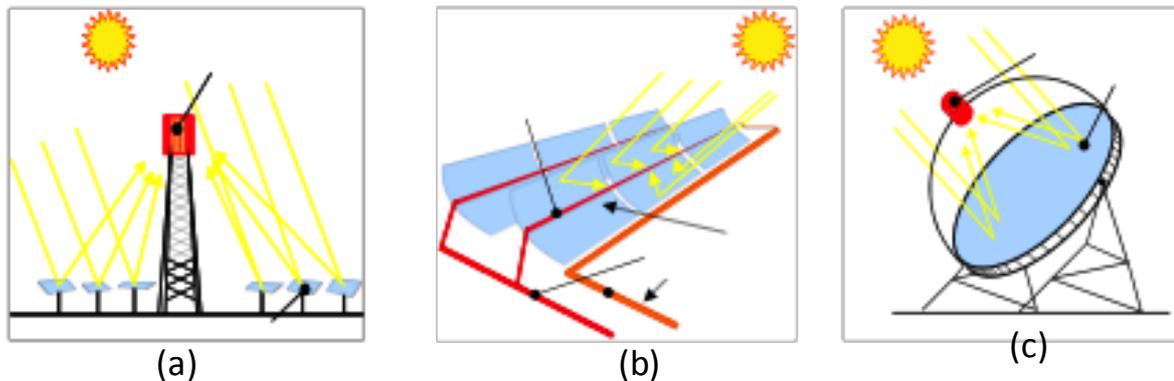


Figura 4: Los tres tipos de plantas solares termoelectricas

La Tabla 3 muestra de forma resumida las características más importantes de cada una de las tres tecnologías que existen en la actualidad para plantas solares termoelectricas.

Tabla 3. Características principales de las diferentes plantas solares termoeléctricas.

	Cilindro-parabólicos	Receptor Central	Discos Parabólicos
Potencia por planta			
Temperatura operación	10-200 MW 395 °C	10-200 MW 250 - 1000 °C	5-25 kW 750 °C 30% 12-25 %
Eficiencia pico (solar-eléctrica) Eficiencia Neta Anual	22% 11-16 %	23% 7-20 %	
Estado comercial	Ocho plantas en operación rutinaria	Primera planta comercial en construcción	Prototipos demostración
Riesgo Tecnológico			
Almacenamiento disponible Diseños híbridos	Bajo Si Sí	Medio Sí Sí	Alto Si Sí
Costo Watt instalado (USD/W)	3,34-7	3,22-7	4,2-15,4

8. Procesamiento de datos

8.1 Cálculo del Potencial Solar

Para calcular el recurso solar se usaron datos piranométricos de la estación de medición solar Comalapa. La estación tiene registro de datos desde junio de 2011 y se usaron los datos hasta octubre de 2012, fecha en que se presentó el perfil del proyecto de este estudio. Se usaron 17 meses de datos.

El registrador está configurado para que grabe una medición de radiación solar global (RSG) y radiación solar difusa (RSD) cada 30 segundos, por lo que cada día registra 2880 muestras. En los 17 meses se tuvo un aproximado de 1.5 millones de datos. Para el manejo de tal cantidad de datos se elaboró un código en plataforma LabView, para calcular la radiación solar directa o normal (RSN), llamada también Direct Normal Irradiance (DNI) por sus siglas en inglés, mediante la fórmula:

$$\mathbf{RSG = RSD + RSN \times \cos\theta z} \quad \mathbf{(Ec.1)}$$

Donde RSG: Radiación Solar Global

RSD: Radiación Solar Difusa

RSN: Radiación Solar Directa o Normal

θz : Angulo de incidencia sobre la superficie horizontal u ángulo cenital

despejando RSN de la Ec. 1

$$\mathbf{RSN=(RSG-RSD)/\cos\theta z} \quad \mathbf{(Ec. 2)}$$

De la Ec. 2 únicamente se necesita calcular en forma independiente “ $\cos\theta z$ ”, donde θz es el ángulo de incidencia sobre la superficie horizontal (θz), ver Figura 5, pues RSG y RSD son los datos obtenidos en la estación de medición. La Tabla 4 muestra un segmento de 5 minutos de registro y el formato de los datos proporcionados por la estación de medición.

Tabla 4: Segmento de 5 minutos de registro para ilustrar el formato de los datos proporcionados por la estación de medición. Se presentan datos del 1 de enero de 2012.

COM0112KZ: Bloc de notas			
Archivo	Edición	Formato	Ver Ayuda
FECHA	HORA	RSG	RSD
1/1/2012	,7:00:58	0.528	0.254
1/1/2012	,7:01:28	0.567	0.274
1/1/2012	,7:01:58	0.596	0.288
1/1/2012	,7:02:28	0.621	0.303
1/1/2012	,7:02:58	0.636	0.313
1/1/2012	,7:03:28	0.650	0.328
1/1/2012	,7:03:58	0.655	0.337
1/1/2012	,7:04:28	0.675	0.347
1/1/2012	,7:04:58	0.694	0.357

RSG: Radiación solar global; RSD: Radiación solar difusa

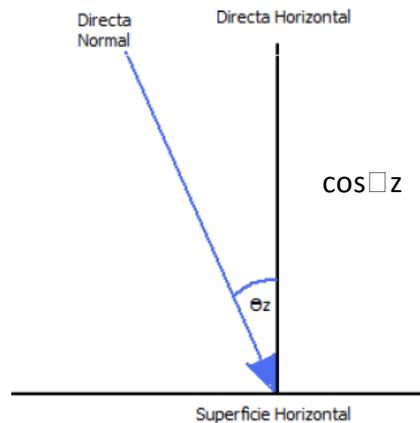


Figura 5: Ángulo de incidencia sobre la superficie horizontal (θ_z)

Se observa en la Tabla 4, de izquierda a derecha, la fecha con formato MMDDAA, la hora con formato HH:MM:SS, luego la radiación solar global (RSG) y la radiación solar difusa (RSD) ambas en w/m^2 .

Para determinar “ $\cos\theta_z$ ” sobre la superficie horizontal (ver Figura 5), el cual es variable a medida cambia la proyección del sol, debe determinarse para cada fila de datos y se hace de la siguiente manera:

Si J es el día del año (día juliano), definimos la función

$$\Gamma = 2\pi (J-1)/365 \quad (\text{Ec. 3})$$

Luego la Ec. 4 determina la declinación solar, la cual depende de Γ .

$$\delta = (0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sen \Gamma - 0.006758 \cos 2\Gamma + 0.000907 \sen 2\Gamma - 0.002697 \cos 3\Gamma + 0.00148 \sen 3\Gamma)(180/ \pi) \quad (\text{Ec. 4})$$

Luego se necesita conocer el ángulo horario ω referido al mediodía solar, el cual depende de la hora solar verdadera:

$$\omega = (\text{HSV}-12)*15 \text{ (grados)} \quad (\text{Ec. 5})$$

donde
$$\text{HSV} = (\text{HC}-\text{CE}) + \text{CL} + \text{E}_t \quad (\text{Ec. 6})$$

- y
- ω : ángulo horario
 - HSV: Hora solar verdadera
 - HC: Hora civil o local
 - CE: Corrección estacional, la cual si no se cambia la hora es cero
 - CL: Corrección por longitud y
 - E_t : Ecuación del tiempo. En función de Γ , dada por:

$$E_t = (0.000075 + 0.001868 \cos \Gamma - 0.032077 \text{ sen } \Gamma - 0.014615 \cos 2\Gamma - .04089 \text{ sen} 2\Gamma) * 229.18 \quad (\text{Ec. 7})$$

Finalmente se calcula “ $\cos\theta_z$ ”, el coseno del ángulo cenital. Es decir el ángulo de incidencia sobre la superficie, que depende de la declinación solar δ , el ángulo horario ω y la latitud φ de la ubicación de la estación de medición solar:

$$\bar{u} \cdot \hat{n} = \cos \delta \cos \omega \cos \varphi + \text{sen } \delta \text{ sen } \varphi = \text{sen } h = \cos \theta_z \quad (\text{Ec. 8})$$

- donde δ : declinación solar obtenida con la Ec. 4
 ω : ángulo horario, obtenida mediante la Ec. 5 y
 φ : latitud de la estación, para este caso 13.414755° Latitud Norte

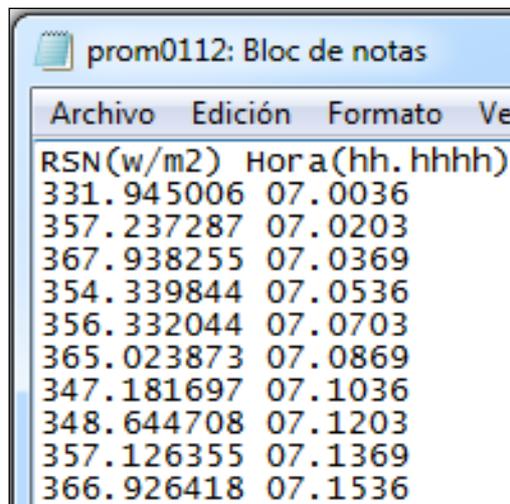
Al tener calculado “ $\cos\theta_z$ ”, basado en la Ec. 8, más RSG y RSD, son aplicados a cada fila de los datos para resolver la Ec. 2 y así determinar la correspondiente RSN o irradiancia normal (también llamada DNI). Se corrió el código elaborado para este fin y la Tabla 5 muestra el formato del mismo segmento de datos de la Tabla 4, la salida del código aplicado para el cálculo de RSN. En la Tabla 5 en sustitución de RSG y RSD de la Tabla 4 aparece RSN, en W/m^2 .

Tabla 5: Formato de salida del código para el cálculo de la radiación solar normal, el mismo segmento de tiempo de la Tabla 4. Se presentan datos del 1 de enero de 2012.

FECHA	HORA	RSN (w/m2)
1/1/2012	7:00:58	213.0960602
1/1/2012	7:01:28	224.9128436
1/1/2012	7:01:58	233.4035792
1/1/2012	7:02:28	237.926179
1/1/2012	7:02:58	238.6440953
1/1/2012	7:03:28	234.9409815
1/1/2012	7:03:58	229.174401
1/1/2012	7:04:28	233.5496117
1/1/2012	7:04:58	237.1168352
1/1/2012	7:05:28	248.279017

Teniendo los datos de RSN (para los meses entre junio de 2011 a octubre de 2012) se elaboró otro código para el cálculo de promedios por minuto para un día promedio del mes y unificando aquellos meses que se repiten para diferentes años, por ejemplo junio de 2011 con junio de 2012, y tener así el promedio por minuto diario, para el caso del mes de enero. Con este código también se hizo un cambio de formato para la hora, llevándola de HH:MM:SS a HH.HHHH y filtró aquellas horas donde los valores de RSG y RSD son cero, es decir se limitó al rango de horas de las 5:00 a las 19:00 horas. Ver en Tabla 6 la salida de este nuevo código elaborado para calcular los promedios por minuto para representar la RSN diaria para cada mes.

Tabla 6: Formato de salida con promedios por minuto de RSN (w/m^2) para un rango de 5 minutos. Se presentan datos de de enero de 2012.



RSN(w/m^2)	Hora(hh. hhhh)
331.945006	07.0036
357.237287	07.0203
367.938255	07.0369
354.339844	07.0536
356.332044	07.0703
365.023873	07.0869
347.181697	07.1036
348.644708	07.1203
357.126355	07.1369
366.926418	07.1536

La ubicación de la estación de la cual se usaron los datos, presenta relativamente alta radiación solar normal anual (RSN). De acuerdo a los 17 meses de datos colectados en forma continua (junio 2011-octubre 2012) se estimó que la zona presenta una RSN de aproximadamente $1985 \text{ KWh}/m^2\text{-año}$. La Figura 6 muestra el recurso solar calculado para la zona de estudio. Estas gráficas muestran la curva promedio de RSN determinada para cada mes en W/m^2 .

Se observa en la Figura 6 que los valores más altos de RSN, del orden de $900 \text{ W}/m^2$, se encuentran en los meses de noviembre a marzo, luego en abril comienza a descender a valores promedios del orden de $650 \text{ W}/m^2$ al comenzar la nubosidad por la llegada de la época lluviosa (mayo a octubre).

Tras el cálculo del área bajo la curva de las gráficas de la Figura 6, se obtienen los gráficos de la Figura 7. El gráfico de la izquierda de esta figura, en gráficas de barras, muestra la radiación solar directa normal diaria promedio para cada mes en $W/m^2\text{-día}$ y en la derecha se ha convertido a $KWh/m^2\text{- día}$.

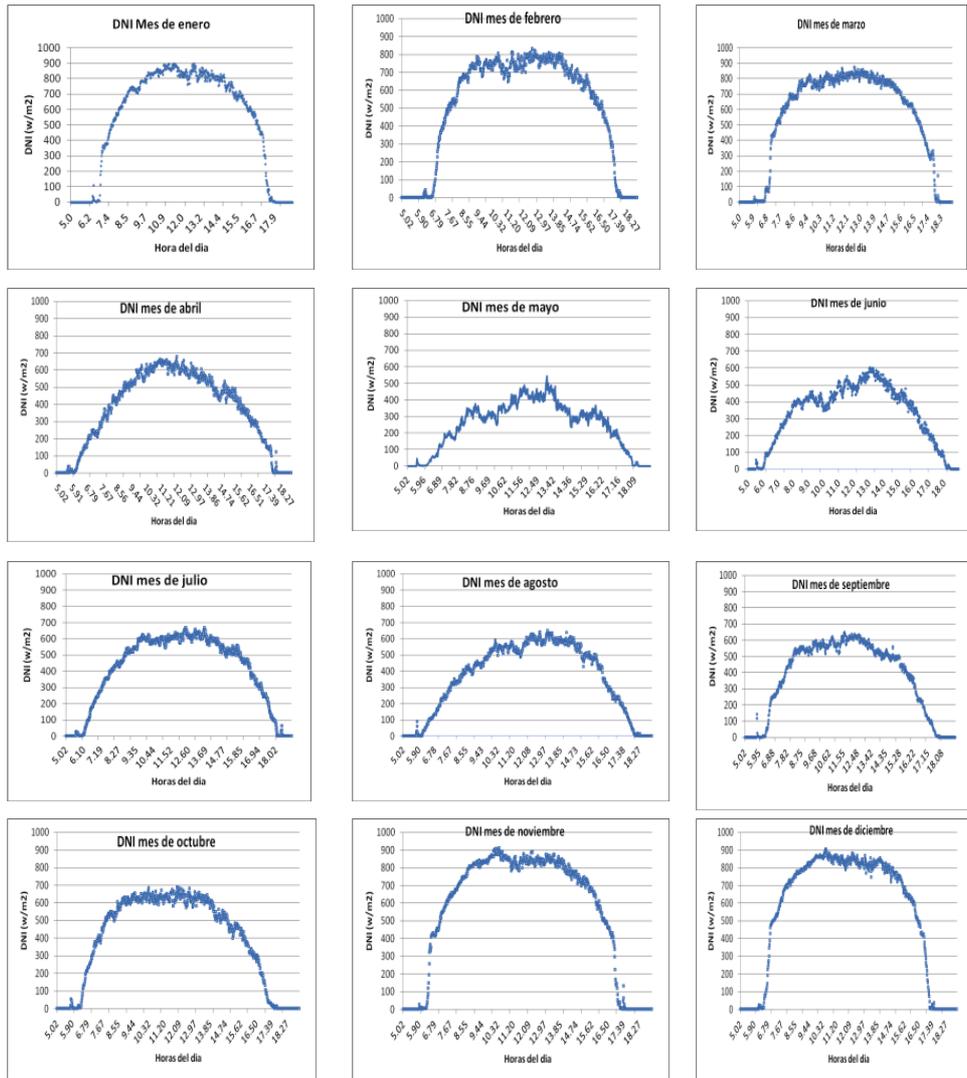


Figura 6: Recurso solar de la zona de e estudio

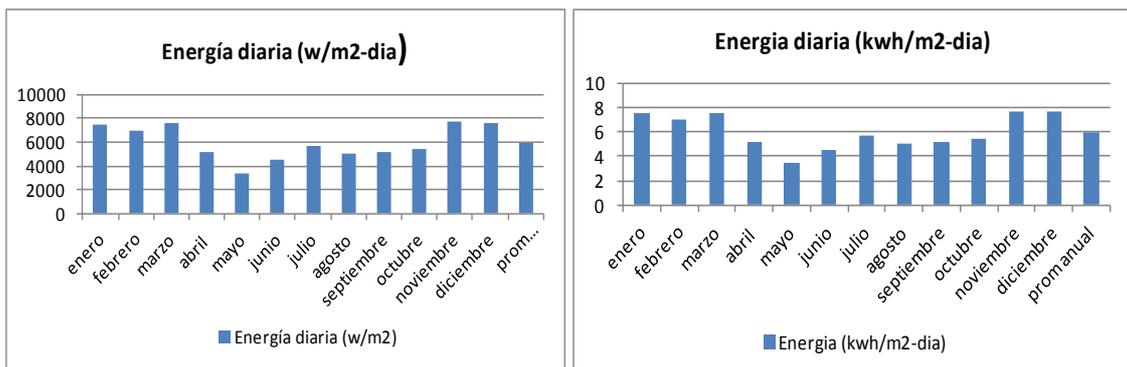


Figura 7: Radiación solar normal diaria promedio para cada mes en W/m^2 -día y KWh/m^2 -día.

Al multiplicar la energía promedio diaria por el número de días del mes y luego hacer la sumatoria se obtiene la energía total anual que es de $1,985 KWh/m^2$ -año que es equivalente a $5.44 KWh/m^2$ - día.

El valor de radiación solar normal determinada es ligeramente mayor que el encontrado por Alvarenga, 2010 para la zona de Berlín, Usulután, que fue de $1900 KWh/m^2$ -año, es

decir 5.20 KWh/m²-día utilizando 15 meses de datos de una estación de RSN. Este valor de RSN (DNI) fue calificado como de relativamente alta radiación solar directa anual.

También, el valor encontrado puede compararse con los resultados del estudio de la radiación solar normal directa del National Renewable Energy Laboratory (NREL) con datos satelitales en un periodo de 5 años (1998-2002) que muestra un modelo que estima la irradiancia visible del satélite geoestacionario GOES-East. El mapa de la Figura 8 muestra los resultados de este estudio y revela que los valores de radiación normal directa en la zona del departamento de La Paz, oscila entre 5.5 - 6.5 KWh/ m²-día, rango cuyo límite inferior es un 1% mayor que el revelado en este estudio con datos medidos (5.44 KWh/ m²-día).

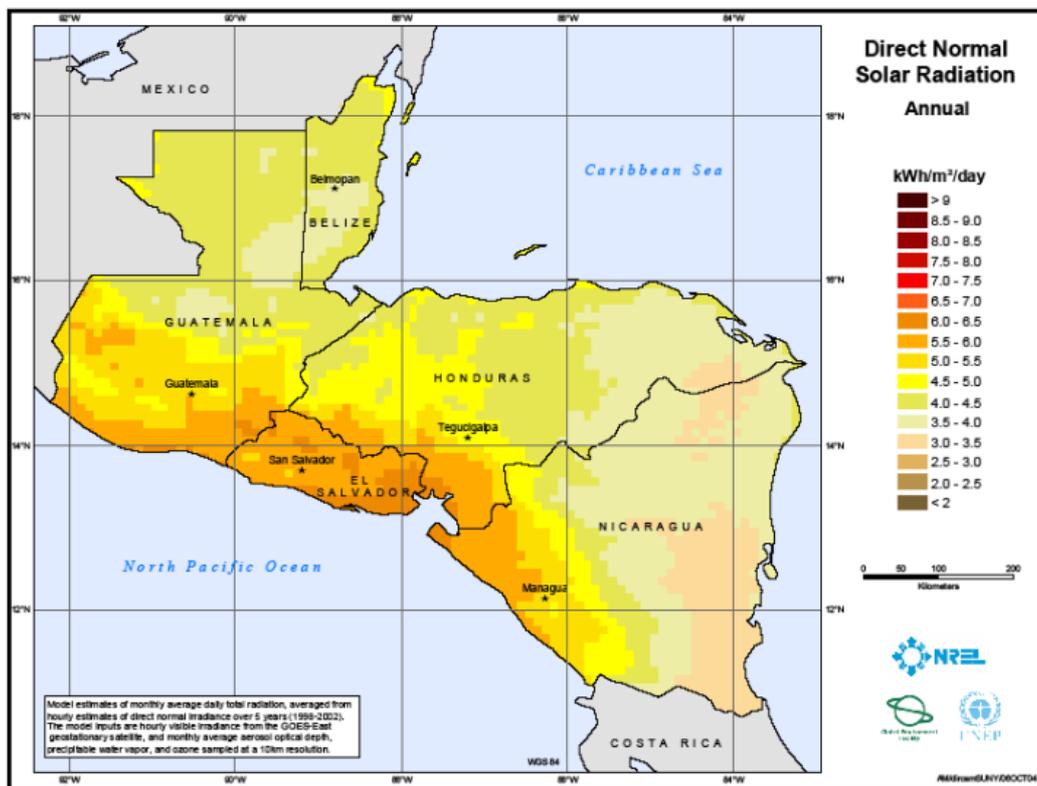


Figura 8: Mapa de radiación solar normal directa en centroamérica. Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

8.2 Diseño de la Central Termosolar

8.2.1 Plantas Solares Termoeléctricas con CCP

Como ya se ha expuesto en secciones anteriores, un concentrador solar cilindro-parabólico, conocido mediante las siglas CCP, está compuesto básicamente por un espejo cilindro-parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de dicho espejo (Figura 9) y de esta forma el fluido que circula por su interior se calienta, transformando así la radiación solar en energía térmica.

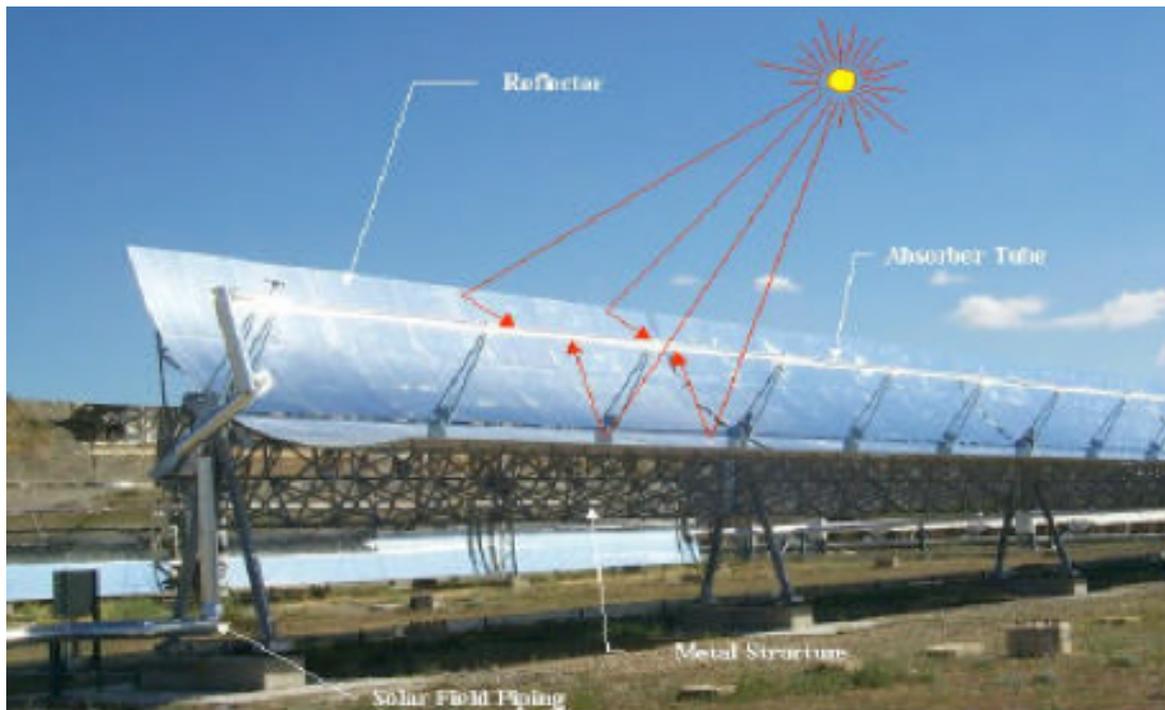


Figura 9: Principio de funcionamiento y componentes de un concentrador cilindro-parabólico.

El rango de temperaturas en el que un concentrador cilindro-parabólico (CCP) puede trabajar con una buena eficiencia ($100^{\circ}\text{C} - 450^{\circ}\text{C}$) hace posible que un campo solar de CCP pueda acoplarse a un ciclo Rankin de agua/vapor para producir electricidad. A la planta solar que se obtiene mediante este acople se le denomina *Planta Solar Termoeléctrica con Concentradores Cilindro-Parabólicos*. El esquema típico simplificado de una planta solar de este tipo es como el mostrado en la Figura 10, en la que se distinguen tres elementos básicos: el *campo solar*, el *generador de vapor* y el *sistema de potencia*.

El campo de concentradores está compuesto por el campo de CCPs, y el circuito de aceite. El campo solar transforma la radiación solar directa disponible en calor sensible del aceite que circula por los tubos receptores de los CCPs. Un campo típico de CCPs (ver Figura 10), está compuesto por filas paralelas de concentradores, y cada fila, a su vez, está compuesta por varios CCPs conectados en serie de manera que el fluido de trabajo que circula por los tubos receptores es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada fila.

El número de filas conectadas en paralelo depende de la potencia térmica nominal del campo solar, siendo mayor cuanto mayor sea esta. Por su parte, el número de CCPs conectados en serie dentro de cada fila depende del incremento de temperatura que deba experimentar el fluido de trabajo en el campo de concentradores. Cuanto mayor sea este salto de temperatura, mayor debe ser el número de CCPs conectados en serie dentro de cada fila.

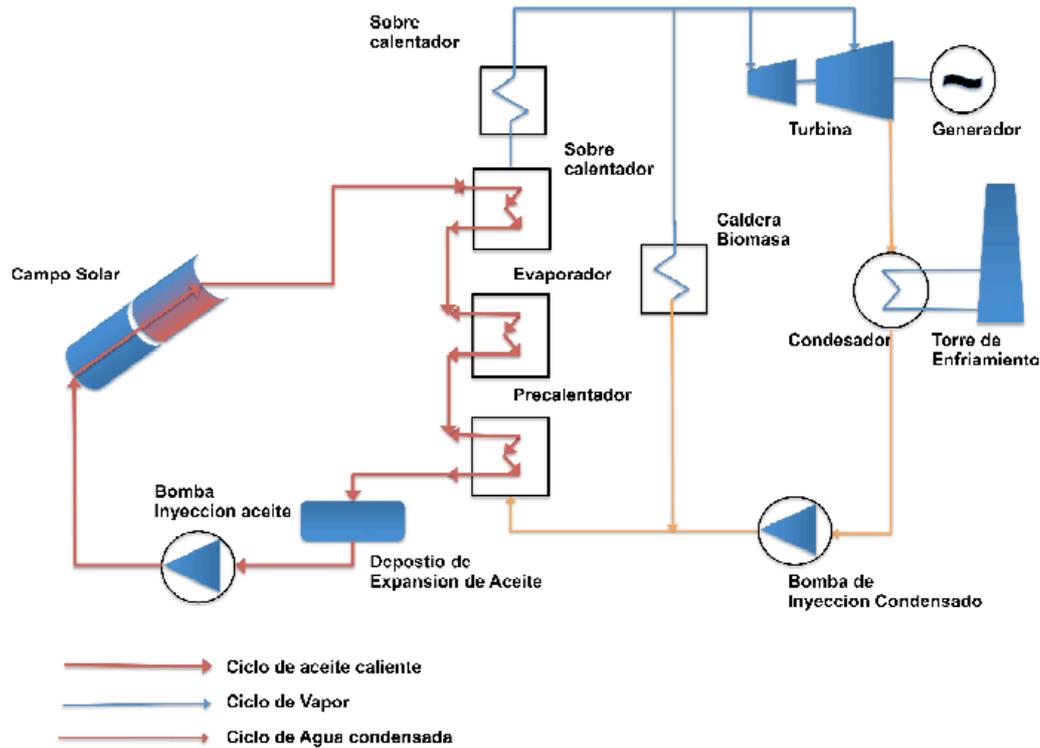


Figura 10: Esquema típico simplificado de una planta solar termoeléctrica con concentradores cilindro - parabólicos.

El aceite caliente suministrado por el campo solar es enviado a un intercambiador de calor aceite/agua donde el aceite transfiere su energía térmica al agua y de este modo se genera el vapor sobrecalentado que demanda la turbina de vapor del sistema de potencia.

El Generador de Vapor es, pues, la interfase entre el campo solar y el sistema de potencia. Los generadores de vapor normalmente usados en este tipo de plantas solares constan de tres cuerpos: el Precalentador (donde el agua es precalentada hasta una temperatura próxima a la de saturación), el evaporador (donde el agua precalentada es convertida en vapor saturado), y el sobrecalentador (donde el vapor saturado es convertido en vapor sobrecalentado con las condiciones de temperatura/presión requeridas por la turbina). Se propone el Ciclo Rankine con extracciones.

Ciclo Rankine con Extracciones

Con el fin de sacar ventaja del incremento de la eficiencia con presiones excesivas, se propone la utilización del ciclo con recalentamiento (con extracciones), ver Figuras 11 y 12, el cual consiste, en extraer parte del vapor expandido en la turbina y utilizarlo para suministrar calor al fluido de trabajo (mediante calentadores), aumentado su temperatura antes de pasar por la fuente principal de calor (Caldera) a una presión determinada.

Un examen cuidadoso del ciclo de Rankine revela que otro punto mejorable es el hecho

de que el agua de alimentación que sale de la bomba entra en la caldera a una temperatura relativamente baja. Una solución sería comprimir más el agua hasta alcanzar una temperatura más elevada, pero las altas presiones que esto requeriría hacen que esta solución sea poco práctica. La solución habitual consiste en extraer o sangrar vapor de la turbina en diversos puntos. Este vapor que podría haber producido más trabajo si hubiera continuado su expansión en la turbina, se utiliza para calentar el agua de alimentación en un dispositivo llamado regenerador. La fracción de vapor enviada al regenerador se ajusta automáticamente para cada valor de la presión de extracción, de forma que el vapor salga del regenerador como líquido saturado.

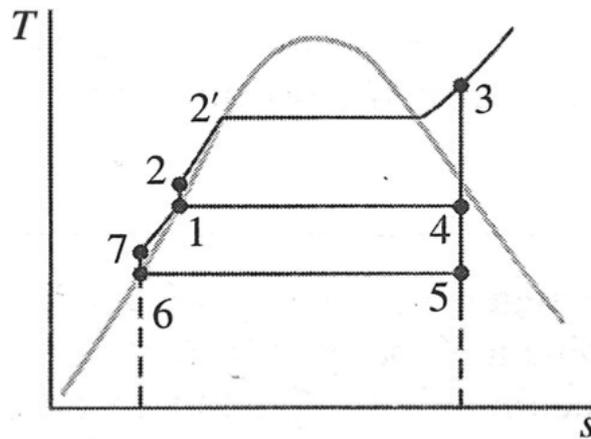


Figura 11: Diagrama Rankine T-S tipo regenerativo (extracciones múltiples)

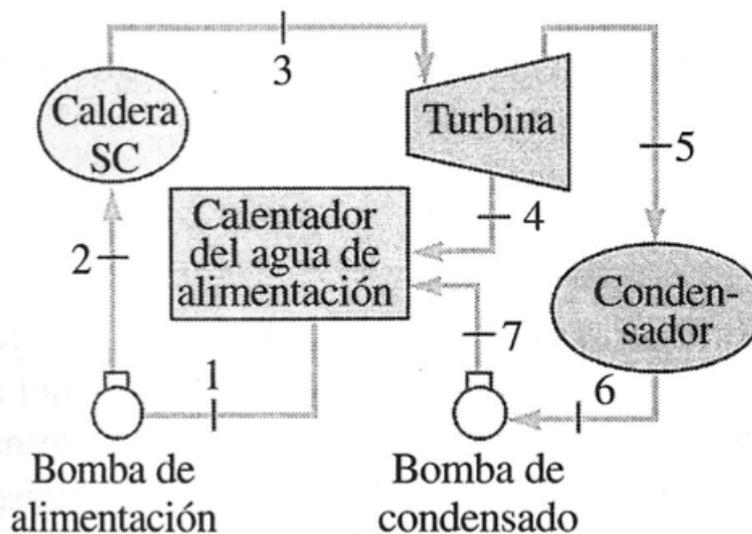


Figura 12: Diagrama de conexionado de elementos para el ciclo regenerativo

El *Sistema de Potencia* transforma en electricidad la energía térmica suministrada por el campo solar a través del generador de vapor (Figura 13). El sistema de potencia de una PST de este tipo es similar al de una central eléctrica convencional que funcione con un ciclo Rankine.



Figura 13: Vista general de una planta solar termoeléctrica con concentradores cilindro-parabólicos

Con el fin de poder producir electricidad en los momentos en los que no hay radiación solar directa o esta resulta insuficiente estas plantas pueden ir provistas de una caldera auxiliar. Aunque la instalación de dicha caldera dentro de la planta puede hacerse de diversas formas (dentro del circuito de agua/vapor o dentro del circuito de aceite), en la actualidad se prefiere instalarla en el circuito de aceite, porque simplifica la operación de la planta en su conjunto.

Las plantas de energía solar son catalogadas como “no gestionables”, es decir la energía eléctrica producida por ellas siguen la curva de irradiancia solar.

Ya que la planta propuesta no presenta almacenamiento térmico debido a elevación de costes, se deja como propuesta la colocación de una caldera que puede ser alimentada con cualquier tipo de combustible, siendo deseable alguno renovable como puede ser biomasa, para suplir los déficit de energía durante los períodos en que la irradiancia solar no sea la suficiente para producir la potencia nominal de salida, como lo son el amanecer, transitorios por pasos de nubes, ultimas horas de la tarde.

También es recomendable el sistema auxiliar con el fin de poder producir electricidad en los momentos en los que la radiación solar no exista o se vea disminuida por efectos climatológicos incontrolables.

8.2.2 Concentradores solares

Los concentradores son elementos de unos 96 metros de longitud y unos 5.77 metros de anchura. Cada uno de ellos está formado por otras unidades más pequeñas llamadas módulos. Estos módulos miden aproximadamente 12 metros, siendo 8 unidades de estas las que forman un concentrador. Para formar un módulo se unen dos tubos receptores para alcanzar los 12 metros de longitud. Los canales cilindrico-parabólicos se disponen, típicamente, en forma de lazos, para nuestro caso cada lazo estará formado por cuatro CCP de 96 metros de longitud, 2 de ida y 2 de retorno. Para el caso del aceite térmico

como fluido de trabajo, cada lazo estará compuesto por 2 concentradores. La temperatura de entrada al lazo suele ser de 290 °C, saliendo alrededor de 400 °C.

La distribución de las tuberías suele ser en paralelo: dos tuberías centrales, una caliente y otra fría, en las cuales se conectan los diferentes lazos. Esta es la composición más habitual, aunque dependiendo de la planta, estos datos pueden variar ligeramente.

La estructura del concentrador es el elemento que más posibilidades admite y en la cual se desarrollan mayores diseños. Se trata de estructuras de acero o aluminio en forma de celosía capaces de resistir los esfuerzos producidos por el viento.

En la actualidad los modelos de concentradores de cilindro parabólicos disponibles que se encuentran en funcionamiento en plantas comerciales son de varios modelos como los de Solel LS-2 y LS-3, el SGX2 de SolarGenix y el SKAL-ET (o EuroTrough), de Flagsol. Sin embargo, se ha seleccionado el concentrador cilindro parabólico EuroTrough, desarrollado por Flagsol –Alemania- un consorcio de grupos de investigación y empresas europeas. Este concentrador presenta ventajas frente a las versiones previas de concentradores existentes en operación (LS-2 y LS-3), las que se detallan a continuación:

- **Mayor eficiencia**, dada por una mayor eficiencia óptica de los reflectores y menores pérdidas térmicas en los receptores.
- **Diseño optimizado**, con componentes más livianos y un mejor diseño para soportar las cargas máximas de torque.
- **Módulos más largos**, y por ende un menor número de motores para tracking, menor número de interconexiones entre módulos y menores costos de montaje.
- **Menor costo**, al compararlo con otros modelos.

La estructura completa del concentrador SKAL-ET 100 de EuroTrough está construida por 8 módulos idénticos de 12 metros de largo, esta estructura es llamada “Montaje del concentrador solar” (SCA por sus siglas en Inglés). Una vista lateral del arreglo de concentradores se ve en la Figura 14.

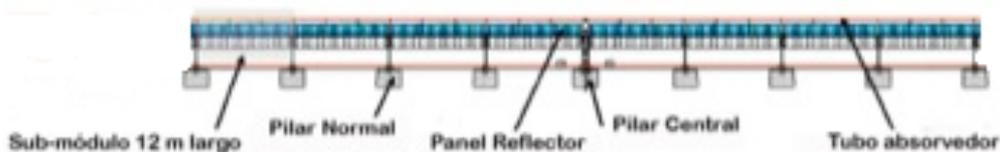


Figura 14: Vista lateral de un concentrador SKAL-ET 100 de 100 m de largo

Los SCA son conectados en serie para subir la temperatura del HTF cercano a los 400°C; y son llamados “lazo” o “loop” en inglés. Cada lazo está conformado, dependiendo del largo de cada SCA, por lo general de 4 o más SCA. La Figura 15, muestra la manera en que se conectan los concentradores solares para formar un “lazo”.

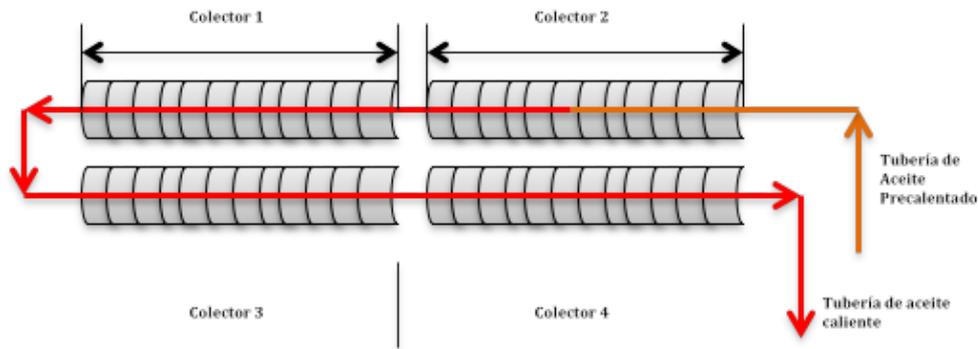


Figura 15: Lazo de concentradores solares cilindro parabólico

En el Anexo 1 se muestra como se agregan los “lazos” para formar el layout del campo de concentradores cilindro parabólico. En este caso cada “lazo” está conformado por 4 concentradores (SCA) orientados de Este a Oeste. La Tabla 7 muestra las principales características del concentrador cilindro parabólico SKAL-ET 100, el cual será utilizado para el desarrollo de este proyecto.

Tabla 7: Principales características del concentrador cilindro parabólico SKAL-ET 100

Parámetro	Valor
Largo focal (m)	1.71
Diametro Receptor (mm)	70
Diametro interior Tubo Receptor (mm)	66.2
Ancho apertura (m)	5.77
Largo neto (m)	99.5
Area total (m ²)	1,148.23
Eficiencia Óptica	80%
Receptor	PTR 70
Peso estructura (kg/m ²)	18.5

8.2.3 Elección fluido térmico ciclo solar (HTF)

En la selección del fluido térmico o HTF por sus siglas en ingles (Heat Transfer Fluid) a considerar en el diseño de esta planta solar, se han comparado entre los tres tipos (3) HTF disponibles comercialmente para este tipo de aplicaciones:

Tabla 8. Aceites Térmicos utilizados en plantas solares

HTF	Fabricante	Material	Rango de Trabajo °C
Therminol 75	Solutia	Aceite	80°-385° (1)
Therminol VP-1	Solutia	Aceite	12°-400° (1)
Shyltherm 800	Dow Chemical	Silicona	-40°-400° (2)

(1) Información extraída de Therminol A Selección Guide.

(2) Información extraída de “Curso sobre Sistemas Solares de Concentración, Ejemplo dimensionamiento de un Campo HTF de Concentradores Cilindro parabólicos”.

Los criterios importantes a considerar para la selección del HTF son:

- El rango de temperatura de trabajo
- La degradación con el uso
- El costo de inversión y operación

El diseño de los tubos de los concentradores determina que durante las noches el HTF se enfría, y para la zona a utilizarse alcanza frecuentemente en los meses de invierno temperaturas a 22°C, además comparativamente a baja temperatura de operación disminuye en demasiado la eficiencia de la central. Con estos antecedentes se descarta el uso de Therminol 75. El HTF Shyltherm si bien tiene una temperatura de cristalización de -40°C, la información del fabricante indica que se degrada con el uso; por otro lado, su precio es 5 veces superior al precio del HTF Therminol VP1. Por estos motivos, el HTF a considerar en el diseño de la planta solar es el Therminol VP1.

8.2.4 Propiedades del HTF Therminol VP1

Una de las características importantes del HTF Therminol VP1 que determinó su selección es su estabilidad térmica a alta temperatura (temperaturas entre 370°-400°C): la cual determina una larga vida útil del fluido con operaciones de mantenimiento mínimas. Aún así, se debe evitar el sobrecalentamiento porque se depositan sólidos en las superficies de transferencia de calor. Por este motivo, los “calefactores” de HTF deben diseñarse con temperaturas de película razonables y se deben considerar en los costos, el reemplazo periódico del fluido dañado y mantenimiento para tener una adecuada transferencia de calor.

Las propiedades del HTF Therminol VP-1 varían considerablemente con la temperatura, en el rango de temperaturas de operación del HTF en la planta solar. A ello se suma que puede operar en fase líquida y vapor; por ello, para mantenerlo en estado líquido, la presión de operación debe ser superior a la presión de vapor a las temperaturas de trabajo del HTF. En la Tabla 9 se dan valores de algunas propiedades importantes del HTF seleccionado, para algunas temperaturas.

Tabla 9: Propiedades termodinámicas del Therminol VP-1

Temperatura °C	Presión de Vapor kPa abs	Densidad kg/m ³	Calor Específico kJ/kg·°K	Viscosidad Dinámica mPa·s
12	-	1.071	1,52	5,48
60	-	1.032	1,66	1,761
260	108	857	2,21	0,272
290	198	828	2,29	0,232
340	470	773	2,43	0,185
390	959	709	2,59	0,152
400	1.090	694	2,63	0,146

La presión de vapor determina que a la salida de un lazo de concentradores del campo solar, la zona de mayor temperatura del HTF, la presión no debe ser inferior a 1.000 kPa abs (aprox. 10 bar).

8.2.5 Tubo receptor

El tubo receptor es el componente del campo solar encargado de transmitir al fluido de trabajo toda la energía solar concentrada en el concentrador para su posterior conversión en energía eléctrica. Se trata de uno de los componentes más importantes del

concentrador, puesto que el rendimiento global del concentrador está muy ligado sus características.

La posición de este elemento dentro del conjunto, como se puede observar en la Figura 16, es la línea focal del canal parabólico que forma el concentrador. Su sujeción se realiza por medio de unos soportes equidistantes a lo largo de toda la longitud del concentrador.



Figura 16. Ubicación de tubo receptor y componentes dentro del concentrador.

Tal y como se explicó previamente el receptor se compone de un tubo metálico y una carcasa de vidrio concéntrica al anterior. El fluido calorífico circula por dentro del tubo metálico, mientras que en el espacio delimitado entre los dos componentes se hace el vacío. El tubo metálico está recubierto por un material selectivo con elevado coeficiente de absorción y baja emisividad². De este modo se aprovecha mejor la energía procedente del sol.

El recubrimiento absorbente está compuesto de una serie de capas, tanto metálicas y de “Cermets”. La capa metálica confiere la baja emisividad requerida. Se trata de una capa de Molibdeno de alta reflexividad y baja emisividad. La capa de “Cermets” proporciona la absorción de la radiación solar. La composición de esta capa es una mezcla estratificada de Molibdeno y de alúmina (Al_2O_3). Estas capas pueden ser sustituidas por multicapas dieléctricas y metálicas.

Por último, se dispone de una capa dieléctrica que actúa como anti reflejante compuesta únicamente por Al_2O_3 . Toda esta composición desarrolla un efecto invernadero que hace aumentar la temperatura del fluido que circula por su interior. La utilización de este material mejora considerablemente la transmisión de energía, sin embargo, en su contacto con el aire y a las altas temperaturas alcanzadas por el receptor, aparece la oxidación y la consiguiente degradación del recubrimiento. Para paliar este inconveniente, es necesario aislar con una carcasa de cristal al tubo metálico en una

² La **emisividad**, llamada antiguamente **emitancia**, es la proporción de **radiación térmica** emitida por un objeto o una superficie debida a una diferencia de temperatura con su entorno.

atmósfera de vacío.

La carcasa de cristal se utiliza por una doble razón: proteger el tubo metálico de las condiciones meteorológicas adversas y reducir las pérdidas de calor por convección en todo el conjunto. Debido a que se pone una barrera entre la radiación y tubo metálico, esta barrera debe ser lo más permeable posible a la radiación. Por ello, se utiliza vidrios con recubrimientos específicos que mantienen una transmisividad muy elevada.

El tubo de vidrio se suelda a un extremo de un muelle metálico que es el encargado de absorber las variaciones de longitud sufridas por los diferentes tubos que componen el receptor. El otro extremo se suelda al tubo metálico. Estas dilataciones son consecuencia de los cambios de temperatura a los que está sometido el receptor.

El vacío se asegura con la utilización de unos elementos llamados *getters* situados sobre el tubo metálico. Los *getters* son sólidos en forma de lámina o alambre que absorben los gases libres que puedan aparecer en la cavidad, ya sea por adsorción, absorción u oclusión. La Figura 17, muestra un esquema de este elemento.

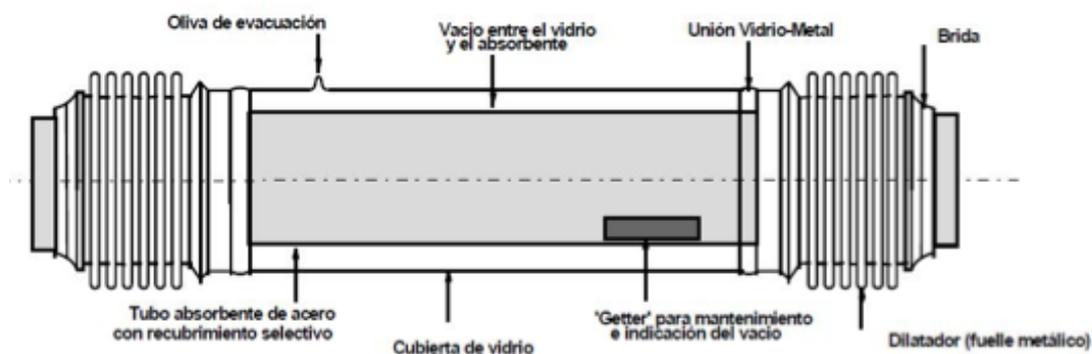


Figura 17. Esquema de un tubo receptor

Los principales fabricantes de tubos receptores para este tipo de tecnologías son, Siemens, Schott AG, Abengoa, solel, Siedo6 china. Estas empresas fabrican los tubos que actualmente se están utilizando en las centrales solares en operación. Se trata de tubos diseñados para emplear aceite térmico como fluido de trabajo.

8.2.6 Sistemas eléctricos

Interconexión Eléctrica y Línea de Transmisión. Para la interconexión eléctrica entre planta solar y el sistema de distribución de energía eléctrica del país, será necesario realizar una línea eléctrica entre el bloque de generación de vapor y energía y la subestación eléctrica más cercana y con factibilidad de conexión.

Para la realización de la factibilidad eléctrica será necesario que se siga el procedimiento existente en la Norma Técnica de interconexión eléctrica y acceso de usuarios finales a la red de transmisión, emitida por la Superintendencia de electricidad y telecomunicaciones (SIGET), la cual ha sido emitida en Enero del 2011, con el objetivo de determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a

las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema. Además desarrolla el acceso a las instalaciones de transmisión solicitado por los usuarios finales.

Así también existen los procedimientos, reglamentos y formularios, que se deben de seguir para el desarrollo de este tipo de proyectos en los cuales podemos mencionar:

- Norma de interconexión eléctrica –SIGET
- Formulario para inscripción en la Unidad de Transacciones.
- Reglamento de operación basado en costos de Operación
- Anexo al reglamento de operación basados en costos de Operación
- Ley General de Electricidad
- Reglamento Ley General de Electricidad

Subestación eléctrica

Los sistemas eléctricos de la central engloban la infraestructura de conexión a la red de la central, así como los distintos servicios auxiliares.

- Infraestructura de conexión a la red
- La subestación transformadora situada en la isla de potencia

La línea subterránea de alta tensión desde la subestación transformadora hasta el apoyo de transición de línea aérea a subterránea, provista de las necesarias protecciones y equipos de medida.

La línea aérea de evacuación de alta tensión desde la central solar, hasta la subestación de conexión con la línea de infraestructura común de acceso a Comalapa, propiedad de la empresa distribuidora de la zona.

Sistema de alimentación eléctrica de servicios auxiliares relacionados con la generación.

En la subestación transformadora de la central solar, se encuentran los transformadores de baja tensión que alimentan los servicios auxiliares de generación con energía producida por la propia central.

Los consumos auxiliares relacionados con la generación son las alimentaciones de las bombas de agua, y los sistemas de alimentación eléctrica de servicios auxiliares no relacionados con la generación.

La central deberá estar dotada de un sistema de alimentación que permite abastecer, desde una línea independiente, si así se decide sobre ingeniería de detalle, los consumos auxiliares no relacionados directamente con la generación, que son: iluminación, sistema de aire acondicionado y ventilación, calentadores de los tanques de limpieza del fluido térmico y sistema de seguridad y vigilancia. Está previsto el equipamiento

necesario para dicha alimentación pero no se efectuará la conexión hasta que el avance de ingeniería determine o no su conveniencia.

Se incluye un sistema de acoplamiento de redes que permite alimentar, además, los servicios auxiliares relacionados directamente con la generación en caso de emergencia. Se dispone de un sistema de alimentación seguro para la parada de emergencia de la central, en caso de fallo de red, consistente en un grupo diesel de emergencia que está combinado con un sistema de alimentación segura industrial con baterías. Ver Figura 18.

Para la comunicación y control estara de acuerdo al Reglamento de operación basado en costos de Operación Anexo al reglamento de operación basados en costos de Operación (ROBCOP), así como su anexos.

Donde todo participante del mercado, llamese (generador termico, hidroelectrico, geotermico o a base de biomasa), y el cual este interesado en vender su energia producida a una distribuidora o por medio de la unidad de trasacciones (UT), esta debera de poseer un sistema de comunicación y medición para el efectivo control de la energia.

Especificament en el anexo 13, del reglamento, se describen todo lo relacionado a las especificaciones tecnicas de la medición (SIMEC), así como los procedimientos de indole comercial y protocolos de comunicación (RTU), que se deben de seguir.

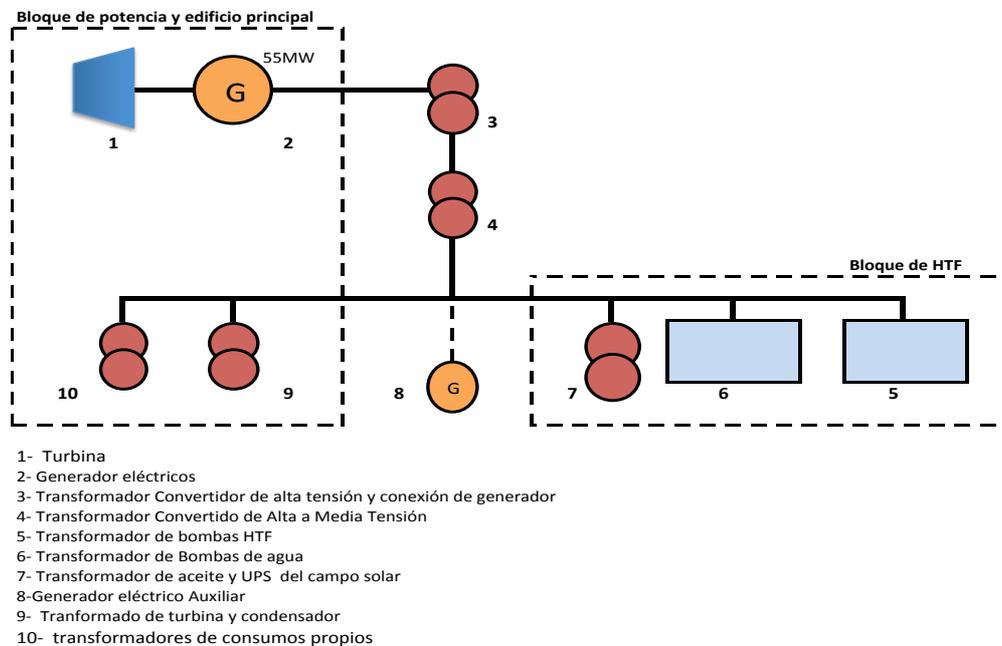


Figura 18. Diagrama unifilar de la planta eléctrica

Línea de transmisión

De este modo se construirán 25 km de línea montada en postes, como se muestra en la Figura 19, será construida con 3 fases a un nivel de 46 kV. La cual deberá estar de acuerdo a los estándares de construcción y normas, aprobados por la empresa reguladora de energía eléctrica SIGET y los estándares dictaminados por la empresa distribuidora de la zona.



Figura 19. Esquema de la línea de transmisión proyectada

9. Dimensionamiento y configuración del campo solar

A la hora de dimensionar el campo de concentradores se debe tener en cuenta además de la potencia térmica que necesita el proceso productivo:

- La radiación solar directa
- Temperatura de aceite de entrada y salida en el campo de concentradores.
- Ángulo de incidencia
- Temperatura ambiente

La potencia térmica se calcula a partir de los 55.0 MWe que son los requeridos para generar los 50 MWe netos de potencia de salida, estos 5.0 MWe de más se deben al consumo propio de la planta que en apartados posteriores se muestran en detalle.

Como el rendimiento de la conversión termodinámica es del 37 %, se debe realizar el correspondiente sobredimensionamiento para que el campo solar pueda aportar además la energía térmica correspondiente para su consumo interno.

$$P_t = 55.0 \text{ MW} / 0.37 = 148.64 \text{ MWe} \quad (\text{Ec. 9})$$

Para conseguir estas condiciones en el día de diseño se han ensayado distintos múltiplos solares, que es la relación entre la potencia total que entrega el campo en el punto de diseño y la potencia requerida por el ciclo de conversión termodinámica.

9.1 Punto de diseño

Con el fin de realizar un adecuado dimensionamiento de los diferentes sistemas térmicos que componen el campo solar y del campo solar en si respecto al ciclo de potencia, es necesario definir un punto de diseño, en el cual el funcionamiento del campo solar sea el nominal. Dicho punto de diseño se suele tomar, por convención, el mediodía solar (12:00 hora solar), del día claro del mes de abril (21 de Abril), en la ubicación de la planta. Este punto de diseño se ha seleccionado así de modo que el campo de concentradores funcione al 100% en la estación seca. Por el contrario si se hubiera escogido como punto de diseño un mes más desfavorable desde el punto de vista de la radiación, por ejemplo octubre, el campo resultaría algo sobredimensionado para la operación en la estación seca, por lo que en esta época del año se deberían desenfocar algunos espejos con la consiguiente pérdida de energía, este fenómeno es el denominado dumping.

Como el campo solar supone una gran inversión carece de sentido sobredimensionarlo de tal forma que produzca pérdidas, por lo que la opción más razonable desde un punto de vista económico es el diseño para un día claro de Abril. Los datos de radiación en las condiciones consideradas, son:

- Hora solar = 12 horas
- Temperatura ambiente= 32.4 °C
- DNI= 1,985 KWh/m²-año (radiación solar directa)
- Velocidad viento 5.7 m/s

Una vez sabida la radiación solar directa, 1,042.55 KW/m², calculada para las condiciones anteriores, se necesita seleccionar una temperatura de entrada y salida en los concentradores. Se ha escogido una temperatura de entrada en los concentradores de 290 °C y una de salida de 390 °C.

9.2 Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas se producen a lo largo del circuito por donde se mueve el fluido térmico, principalmente en los tubos absorbedores y los tramos de tuberías del campo de concentradores. De entre estos dos lugares, las pérdidas más importantes son aquellas que se producen en el tubo absorbedor y son las que se describen a continuación y son las siguientes:

- Conducción a través de los soportes del tubo.
- Pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico a la cubierta de vidrio.

- Pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente.

De todas estas pérdidas, las primeras se pueden considerar despreciables y, además, en aquellos absorbedores que tengan vacío entre el tubo de vidrio y el metálico, las pérdidas térmicas por convección no existen. Por tanto, las pérdidas térmicas que se producen en un tubo absorbedor son las que se representan en la Figura 20.

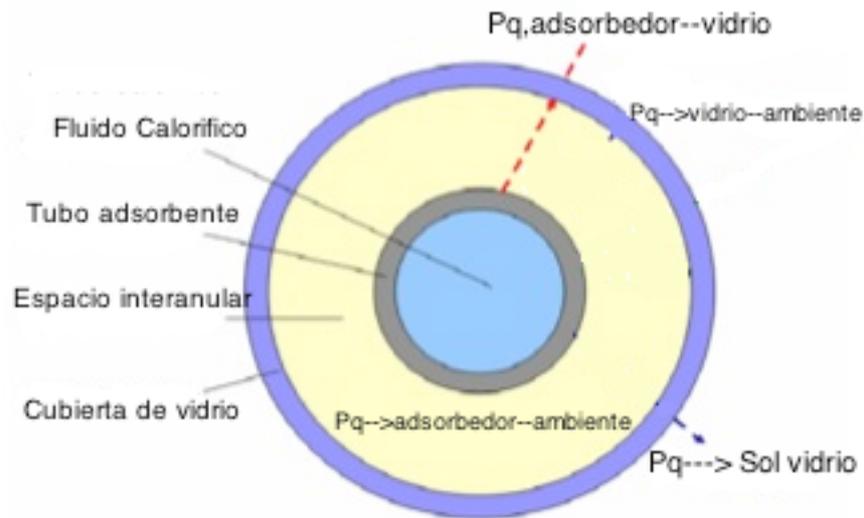


Figura 20: Descripción de las pérdidas térmicas en un tubo absorbedor.

$P_{q, adsorbedor - ambiente}$. Pérdidas térmicas por radiación en el tubo metálico absorbedor.

$P_{q, adsorbedor - vidrio}$. Pérdidas térmicas por conducción y convección entre el tubo metálico absorbedor y la cubierta de vidrio.

$P_{q, vidrio-ambiente}$. Pérdidas térmicas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio del tubo absorbedor al ambiente.

$P_{q, sol - vidrio}$. Flujo de energía radiante proveniente del Sol que es absorbida por la cubierta de vidrio del tubo absorbedor.

El valor del coeficiente global se debe determinar experimentalmente, realizando distintos ensayos de pérdidas térmicas sobre el concentrador en el rango de temperaturas para el cual ha sido diseñado. Es usual que dicho coeficiente se exprese por unidad de área del tubo absorbedor.

En la Figura 21 se muestra de forma sencilla las pérdidas que sufre el proceso completo.

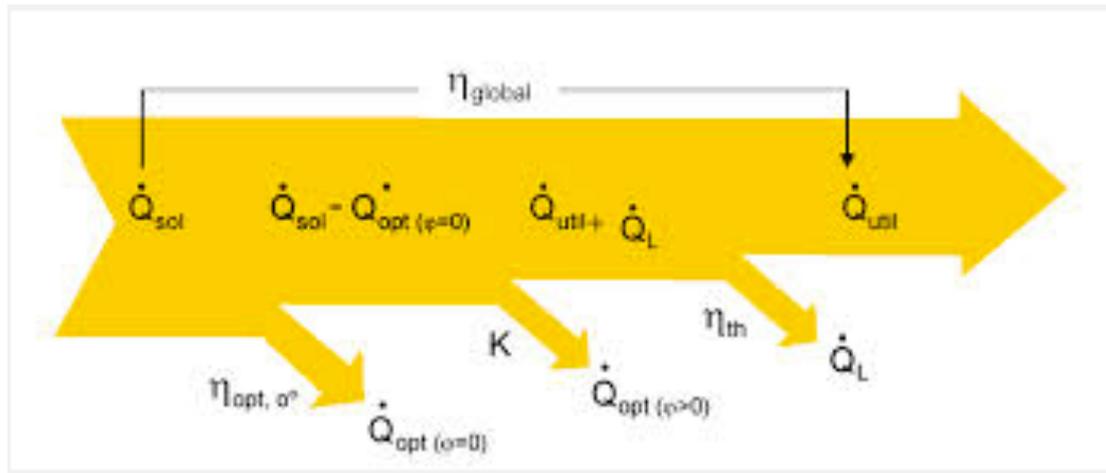


Figura 21: Pérdidas térmicas del conjunto completo

9.3 Cálculo de cantidad de concentradores y Cálculo del Diferencial de Temperaturas

9.3.1 Cálculo de cantidad de concentradores

Para el dimensionado del campo solar se parte de los siguientes datos obtenidos en apartados anteriores:

- Datos climatológicos de la zona
- Punto de diseño
- Tipo de aceite empleado.
- Tipo y características de captador empleado
- Perfil de consumo del proceso

En primer lugar se calcula el ángulo de incidencia del Sol para cada una de las horas del año. Para ello se emplea la expresión dada a continuación. Esta expresión representa el ángulo de incidencia para un sistema solar con eje de seguimiento N-S.

$$\phi = \arccos (\cos (\delta) * \sqrt{(\cos \lambda * \cos w + \operatorname{tang} \delta * \operatorname{sen} \lambda)^2 + \operatorname{sen}^2 w} \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

$$\delta: \text{Declinación solar,} \quad \delta = 23.45^\circ * \sin \left(\frac{2\pi(dn+284)}{365} \right) \quad (\text{Ec. 11})$$

Siendo d_n el día del año.

λ : Latitud

$$w = \text{hora solar en radianes; } w = \arccos (-\tan(\lambda) \cdot \tan(\delta)) \quad (\text{Ec. 12})$$

Ahora se calculan las pérdidas térmicas del captador elegido (Eurotrough-100), la cual se pueden calcular según la siguiente ecuación:

$$Ql = 0.00154 * \Delta T^2 + 0.2021 * \Delta T - 24,899 + [(0.00036 * \Delta T^2 + 0.2029 * \Delta T + 24.899) * (Ed/900) * \cos(\varphi)]$$

(Ec. 13)

Siendo:

ΔT el incremento de temperatura entre la temperatura media alcanzada por el fluido de trabajo en el interior del tubo absorbedor y la temperatura ambiente.

$Ed = DNI$, es la radiación directa en el plano normal en W/m^2 .

$\cos(\varphi)$: Es el coseno del ángulo de incidencia. Siendo este factor el que representa las pérdidas por ángulo de inclinación.

La potencia solar radiante disponible para el captador se puede calcular como:

$$P_{sol - colector} = A_c * E_d * \cos(\varphi) \quad (Ec. 14)$$

La potencia térmica que llega al tubo receptor viene dada por la expresión:

$$P_{sol - colector} = A_c * E_d * \cos(\varphi) * \eta_{opt, o} * K(\varphi) * F_e$$

(Ec. 15)

Siendo:

$\eta_{opt, o}$: Rendimiento óptico del captador

$K(\varphi)$: modificador por ángulo de incidencia del captador

F_e : el factor de ensuciamiento medio de los captadores

Por su parte la potencia térmica útil transmitida al fluido es igual a la potencia que llega al tubo receptor del captador menos las pérdidas por temperatura.

$$P_{q, captador - fluido} = A_c * E_d * \cos(\varphi) * \eta_{opt, o} * K(\varphi) * F_e - Ql$$

(Ec. 16)

Siendo:

$\eta_{opt, o}$: Rendimiento óptico del captador

$K(\varphi)$: el modificador por ángulo de incidencia del captador

F_e : el factor de ensuciamiento medio de los captadores

A_c : área de apertura de la superficie reflexiva del concentrador (m^2)

El hecho de situar captadores en serie supondría alcanzar temperaturas más altas dentro del fluido, si bien es cierto que a mayor temperatura, mayores son las pérdidas por lo que los últimos captadores dentro de una misma fila tendrán un peor rendimiento que los primeros.

De este modo la idea será la de calcular cual es el incremento de temperatura necesario en el punto de diseño y conocida la potencia aportada se podrá estimar el número de captadores necesarios.

9.3.2 Cálculo del Diferencial de Temperaturas

Para el cálculo del ángulo de incidencia ϕ , teniendo presente que la condición de que el concentrador este convenientemente enfocado significa que el eje de rotación del concentrador, el vector solar y el vector normal al plano de apertura del concentrador deberán de estar contenidos en un mismo plano. Al tener en cuenta esta condición, el ángulo de incidencia puede ser calculado mediante relaciones trigonométricas.

Así para un ángulo de incidencia horizontal, orientado Norte-Sur, la expresión trigonométrica a usar es la Ec. 10.

Se debe considerar la modificación del ángulo de incidencia $K(\phi)$, como se está trabajando con un concentrador EURO TROUGH, este no incluye este término en el cálculo de las pérdidas lineales. De la característica del concentrador EURO TROUGH, se obtiene la expresión siguiente:

$$K(\phi) = \cos(\phi) - 2.859621E - 5 * \phi^2 - 5,25097E - 4 * \phi \quad (\text{Ec.17})$$

y luego se debe calcular las pérdidas térmicas mediante la Ec. 13.

Esta expresión genera las pérdidas térmicas en W/m longitudinal del concentrador. Un concentrador EURO TROUGH-100 tiene 98.7 metro de longitud.

Como parte final se calcula el rendimiento global de un concentrador cilíndrico parabólico en función de la temperatura de trabajo, para un ángulo de incidencia específico.

Para calcular el rendimiento global se utilizara la siguiente expresión:

$$PQ, \text{colector} - \text{fluido} = Ac * Ed * \cos(\phi) * \eta_{opt, 0^\circ} * K(\phi) * Fe - Q_{l\text{abs}} * \Pi * do * 1 * (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}}) \quad (\text{Ec.18})$$

siendo:

T_{abs} : temperatura meda del tubo absorbedor metálico.

T_{amb} : es la temperatura ambiente

do : diametro exterior del tubo metalico absorbedor

L : longitud del tubo adsorvedor

A partir de las fórmulas anteriores, se desarrolló un código, también en la plataforma de LabView, para un análisis iterativo, el cual generó resultados como el que se muestra en

la Tabla 10.

Tabla 10: Segmento de cálculo y resultado de potencia, flujo de aceite y temperatura de salida de los concentradores.

Enero						
Hora	DNI - W/m ²	P total- KW	Flujo	T salida C°	DT	Dpot-Kwe
7	331.95	412.97	1.7	390	0.02	4.1297
7.02	357.24	448.25	1.85	390	0.02	8.965
7.04	367.94	463.18	1.91	390	0.01	9.2636
7.05	354.34	444.24	1.83	390	0.02	4.4424
7.07	356.33	447.03	1.84	390	0.02	8.9406
7.09	365.02	459.16	1.89	390	0.01	9.1832
7.1	347.18	434.3	1.79	390	0.02	4.343
7.12	348.64	436.35	1.8	390	0.02	8.727
7.14	357.13	448.19	1.85	390	0.01	8.9638
7.15	366.93	461.87	1.9	390	0.02	4.6187
7.17	376.72	475.53	1.96	390	0.02	9.5106
7.19	380.74	481.15	1.98	390	0.01	9.623

DT= (Resta de Minuto a Minuto)

Dpot. = (DT * Pot) = KWe

DT: Diferencial de tiempo.

D: Diferencial de potencia KWe

9.3.3 Cálculo de Filas de concentradores

Finalmente para terminar con el diseño del campo de concentradores se debe calcular que cantidad de concentradores en paralelo será necesario conectar.

La potencia total de la planta será de:

- Capacidad Planta: 50MWe
- Consumo propio: 5 MWe
- Capacidad total de la planta con consumo propio: 55 MWe.
- Potencia de cada fila: 1042.55 KWth/fila, la potencia térmica que produce cada fila en su punto de diseño

Capacidad total de la planta con consumo propio será así:

Capacidad total de la planta/eficiencias

$$55,000 \text{ KWe} / 0.9 * 0.3 * 0.8 = 254,629.00 \text{ KWe} \quad (\text{Ec. 19})$$

0.9: Rendimiento del intercambiador de calor

0.3: Rendimiento del ciclo Rankine de la turbina

0.8: Rendimiento del turbogenerador

El número de filas estará dado por la fracción entre el calor aportado por cada lazo y el calor requerido por el bloque de potencia. El método de cálculo se detalla a continuación. KWatt térmico / fila

$$\frac{254,629.00 \text{ Kwe}}{1042.55 \text{ Kwth/fila}} = 244.23 \text{ filas} = \text{No de filas} \quad (\text{Ec. 20})$$

El denominador de la Ec. 22 es la potencia de diseño calculada para el 21 de abril a las 12:00 horas. Se requerirán 244 filas o lazos con 4 concentradores solares cada uno, es decir 976 concentradores.

Para el cálculo de los MWth, se usarán los datos obtenidos en cada mes de la radiación solar, como los de la Tabla 11.

Tabla 11: Potencia total en KWe por mes

Meses	Días	Total mes Kwe
Enero	31	9,586.17
Febrero	28	8,916.81
Marzo	31	9,671.88
Abril	30	6,354.68
Mayo	31	3,962.12
Junio	30	5,485.40
Julio	31	7,041.57
Agosto	31	6,177.16
Septiembre	30	6,324.42
Octubre	31	6,805.76
Noviembre	30	9,881.32
Diciembre	31	9,793.50

Ahora, tomando como ejemplo el mes de enero, estos 9,586.17 Kwe, son divididos entre la potencia de diseño dando como resultado.

$$\text{MWth} = 9586.17 / 1,042.55 = 9.19 \quad (\text{Ec. 21})$$

Cálculo de los MWTh por fila

$$\text{Mes de enero} = 9.19 * \text{No de Filas} = 9.19 * 244 \text{ filas} = 2,243.56 \text{ MWhe} \quad (\text{Ec. 22})$$

Al aplicar las eficiencias de diferentes componentes, se tiene:

$$\text{Para el mes de Enero} = 2,243.56 * 0.9 * 0.3 * 0.8 = 484.61 \text{ MWhe} \quad (\text{Ec. 23})$$

donde:

0.9: Rendimiento del intercambiador de calor

0.3: Rendimiento del ciclo Rankine de la turbina

0.8: Rendimiento del turbogenerador

Calculo de energía Total

$$\text{Número de días} * 484.61 = 15,022.90 \text{ MWh.} \quad (\text{Ec. 24})$$

Y así sucesivamente hasta completar la Tabla 12, valores mensuales encontrados y la sumatoria para determinar la energía anual.

Tabla.12 Detalle de producción mensual y anual de energía

Meses	Dias	Total mes Kwe	Mwhe	MWTh por Fila	Eficiencia	Energia MWhe
Enero	31	9,586.17	9.19	2,243.56	484.61	15,022.90
Febrero	28	8,916.81	8.55	2,086.90	450.77	12,621.60
Marzo	31	9,671.88	9.28	2,263.62	488.94	15,157.21
Abril	30	6,354.68	6.10	1,487.26	321.25	9,637.44
Mayo	31	3,962.12	3.80	927.30	200.30	6,209.20
Junio	30	5,485.40	5.26	1,283.81	277.30	8,319.10
Julio	31	7,041.57	6.75	1,648.02	355.97	11,035.15
Agosto	31	6,177.16	5.93	1,445.71	312.27	9,680.48
Septiembre	30	6,324.42	6.07	1,480.18	319.72	9,591.55
Octubre	31	6,805.76	6.53	1,592.83	344.05	10,665.59
Noviembre	30	9,881.32	9.48	2,312.64	499.53	14,985.90
Diciembre	31	9,793.50	9.39	2,292.09	495.09	15,347.81
Energia Anual tota MWhe						138,273.93

9.4 Emplazamiento del campo solar

El campo solar ha sido distribuido en configuración de Norte – Sur, debido a que es la configuración que presenta la mayor producción energética anual. La separación entre filas paralelas es de 17 metros. La distribución geométrica es de 244 lazos de CCPs, que conforman el campo y se presentan en la Figura 23, el campo solar, incluyendo el sistema solar y el bloque de potencia, ocupa un área total de 200 manzanas (2.85 Km²). El bloque de potencia está ubicado en el espacio central del campo solar. Se presentan en los anexos 1 y 2 los esquemas detallados de las conexiones y distribución de los concentradores en el terreno.



Figura 23: Esquema del campo de concentradores solares

9.5 Producción Energética Anual de la Planta

Se ha calculado la producción eléctrica anual de la planta con los datos de DNI del lugar del emplazamiento. Los cálculos se han hecho para el día medio de cada mes, usando la geometría solar del día 15 de la DNI promedio de cada mes. En la siguiente

tabla se muestra un resumen de la producción eléctrica y eficiencias de la planta. Para el cálculo de la energía neta se ha asumido un autoconsumo del 10%, el cual es típico de una planta de vapor. Sin embargo, en este caso el autoconsumo debe ser menor, ya que la bomba que es la máxima carga eléctrica, está ausente.

Como se observa de la Tabla 13, el mes con mayor producción mensual es marzo y noviembre, lo cual es debido a la excelente DNI en esa época y al pequeño ángulo de incidencia de los rayos solares sobre los concentradores.

Tabla 13: Producción mensual y anual de energía

Meses	Dias	Total mes	Eficiencia	Energia Anual tota MWhe
Enero	31	9,586.17	484.61	15,022.90
Febrero	28	8,916.81	450.77	12,621.60
Marzo	31	9,671.88	488.94	15,157.21
Abril	30	6,354.68	321.25	9,637.44
Mayo	31	3,962.12	200.30	6,209.20
Junio	30	5,485.40	277.30	8,319.10
Julio	31	7,041.57	355.97	11,035.15
Agosto	31	6,177.16	312.27	9,680.48
Septiembre	30	6,324.42	319.72	9,591.55
Octubre	31	6,805.76	344.05	10,665.59
Noviembre	30	9,881.32	499.53	14,985.90
Diciembre	31	9,793.50	495.09	15,347.81
				138,273.93

10. Sistema de agua y suministro. Usos del agua

Como ya se ha comentado, el volumen total anual de agua necesario para que una central de esta tecnología trabaje con rendimiento estándar, que garantice la viabilidad del proyecto, es de 800.000 m³, aproximadamente.

Los principales usos a los que va destinada esta agua son: Aporte a la torre de refrigeración, debido a las pérdidas de agua por evaporación y a las purgas.

En la torre tiene lugar un intercambio de calor por convección entre el flujo de aire en contracorriente y el agua procedente del sistema de agua de circulación de la central. Esta agua, por su parte, enfría el vapor que sale de la turbina a su paso por el condensador.

Durante el intercambio de calor, parte del agua se evapora. La evaporación, a su vez, hace que, paulatinamente, aumente la concentración de sales en el agua de la balsa de

la torre, por lo que es necesario realizar purgas periódicas para mantener el agua con unos niveles de concentración adecuados.

10.1 Aporte al ciclo agua-vapor

En el ciclo agua-vapor existen pérdidas de agua ocasionadas por fugas y purgas en determinados puntos del ciclo de potencia.

Las fugas se dan, entre otros puntos, en las válvulas de control, drenajes de vapor para evitar que entre agua en la turbina, los puntos de toma de muestras de agua para analizar su composición y los puntos donde se instalan equipos de instrumentación y control.

En lo referente a las purgas, éstas se realizan para garantizar la calidad del agua circulante en el ciclo de potencia, de modo que se eliminan partículas sólidas, baja la concentración de sales e iones, etc.

El agua de recarga del ciclo tiene que ser tratada previamente en la planta de tratamiento de agua para garantizar que su calidad sea adecuada y compatible con los materiales de los diferentes equipos en juego.

10.2 Limpieza de los concentradores

El volumen de agua que se consume en la limpieza de los concentradores es mucho mayor que el que se consume en la limpieza de otros elementos de la central.

Es primordial realizar la limpieza de los concentradores de manera periódica (una vez por semana) ya que la suciedad hace que disminuya la reflectividad de los espejos y, por tanto, impide que una parte de la radiación solar directa que incide en los mismos llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbedor. Ello penaliza el rendimiento de la central.

La limpieza de los concentradores se lleva a cabo mediante vehículos motorizados con depósito y bombas incorporadas que van recorriendo las filas de concentradores.

10.3 Sistema contra incendios

La planta deberá estar dotada de un sistema contra incendios para solventar cualquier incendio inesperado que acontezca en ella. Las medidas de seguridad a adoptar son máximas ya que el aceite térmico es inflamable y dado el grado de protagonismo de este elemento en el diseño de la planta, es necesario elaborar sistemas contra incendios.

La central está equipada con un sistema de protección contra incendios, donde el agua utilizada ha sido previamente tratada en la planta de tratamiento de agua.

10.4 Consumo de otros sistemas

En este diseño se estima que son necesarias cuatro redes de saneamiento separadas y totalmente independientes. Todas ellas están formadas por tubos de PVC.

La primera de las redes recoge las aguas residuales procedentes de la torre de refrigeración y del ciclo de vapor.

Otra red se encarga de las aguas de servicio que recoge las aguas residuales con efluentes aceitosos procedentes del drenaje y limpieza de edificios, zona de turbinas,

componentes, etc... y son conducidas al separador de aceite y grasas.

Similar a esta última red se estima necesario otra red de aguas de servicio en la zona de talleres anexa a la planta.

La última de las redes está destinada a las aguas residuales sanitarias las cuales son conducidas hasta los sistemas de tratamiento biológico. El agua para consumo humano viene embotellada.

En la Figura 24 se muestra un diagrama que ilustra lo comentado anteriormente.

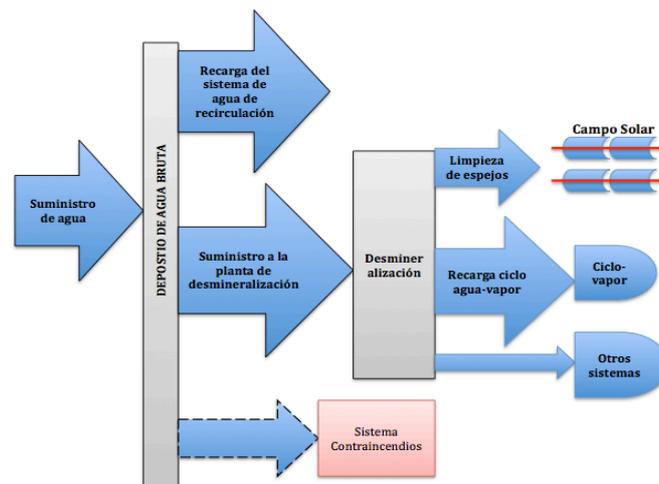


Figura 24. Diagrama de consumo de agua en la planta termo solar

11. Consideraciones ambientales

Beneficios

Menor costo por la electricidad generada: las plantas de concentradores solares proporcionan actualmente la fuente de más bajo costo de la electricidad generada. Están respaldados por una amplia experiencia operativa. Posiblemente la generación de energía termosolar siga siendo la opción de menor costo para otros 5-10 años, dependiendo de la tasa de desarrollo y la aceptación de otras tecnologías solares.

Energía en horas pico durante el día: las plantas de concentradores cilindro-parabólicos tienen una trayectoria comprobada de proveer generación renovable firme durante las horas picos del día. Estas plantas generan su potencia máxima durante los períodos soleados, cuando las cargas de aire acondicionado están en su pico máximo. La hibridación de producción con gas natural integrada y almacenamiento térmico han permitido que las plantas proporcionan energía firme, incluso durante los períodos no solares y nublados.

Medio ambiental: Las plantas termo solares reducen los costos más altos de operación, el ciclo de generación fósil que sería necesitada para satisfacer el pico de las demandas de potencia durante tardes soleadas a tiempos cuando es producido la mayoría de humo fotoquímica, el agravado por las NO emisiones de las plantas de energía.

Económicos: La construcción y operación de plantas de concentradores solares suelen tener un impacto positivo en la economía local. Una gran parte de material usado durante la construcción en general se puede suministrar localmente. También las plantas de concentradores tienden a necesitar bastante mano de obra durante la construcción y operación, y gran parte de este trabajo, en general, se pueden extraer de los mercados de trabajo locales.

Impactos

Derrames/Fugas del fluido de transferencia de calor (HTF): El fluido de corriente de transferencia de calor (Monsanto Therminol VP-1) es un hidrocarburo aromático, óxido de bifenilo-difenil. El aceite se clasifica como no peligroso según los estándares de Estados Unidos, pero es un material peligroso en el estado de California. Cuando se producen derrames, el suelo contaminado se retira a una instalación de biorremediación in situ que utiliza bacterias nativas en el suelo para descomponer el aceite hasta que las concentraciones de HTF se han reducido a niveles aceptables. Además de los derrames de líquidos, hay un cierto nivel de emisiones de vapor de HTF de empaque de la válvula y sellos de la bomba durante el funcionamiento normal. Aunque el olor de estas emisiones de vapor suele ser evidente, las emisiones están dentro de los niveles permisibles.

Agua: La disponibilidad de agua puede ser un problema importante en las regiones áridas más adecuadas para plantas de concentradores. La mayor parte del consumo de agua en las plantas SEGS (aproximadamente 90%) es utilizado por las torres de refrigeración. El consumo de agua es nominalmente la misma que sería para cualquier planta de energía de ciclo de Rankine con torres de refrigeración húmeda que produce el mismo nivel de generación eléctrica. Torres de enfriamiento en seco se pueden utilizar para reducir significativamente el consumo de agua de la planta, sin embargo, esto puede resultar en una reducción de hasta 10% en la eficiencia de la planta de energía. Descarga de aguas residuales de la planta es también un problema. Purga del ciclo de vapor, desmineralizador, y torres de refrigeración típicamente deben ser enviadas a un estanque de evaporación debido al alto contenido de mineral o debido a los productos químicos que se han añadido al agua. Los requerimientos de agua se muestran en la sección 5. El agua requerida en la central termosolar procede de uno o varios pozos perforados en las inmediaciones del complejo. Esta agua, para su utilización tiene que ser tratada para adquirir las propiedades necesarias para cada uso.

Se estima que se requerirá en este proyecto un aproximado de 25 kg/s de agua proveniente de uno o dos pozos según el siguiente análisis:

Si se usa 1.5 kg/s de vapor de agua por cada MW instalado y la energía que se producirá en el año es 138,274 MWh, entonces:

$$\text{Vapor al año} = 1.5 \text{ kg/s/MW} \times 138,274 \text{ MWh} \times 3600 \text{ s/h} = 746679600 \text{ kg} / 1000 \text{ kg} =$$

746679.6 Ton H₂O anuales.

(Ec. 25)

Si se recupera el 20%, entonces se requiere reponer un 80% del agua anual: 746679.6 Ton x 0.8 = 597343.68 Ton H₂O/año= 597343.68 Ton H₂O/año/365 días = 1636.558 Ton H₂O/día (Promedio) o también,

$$746679600 \text{ kg/año/365 días} = 2045697.53 \text{ kg/día/24 h} = 85237.4 \text{ kg/h /3600 s}$$

$$= 23.7 \text{ kg o } 23.7 \text{ lt/s} \quad \text{(Ec. 26)}$$

Cantidad de agua requerida para lo cual habría que contar con un pozo que de al menos 24 lt/s.

Terreno: Las plantas de concentradores cilindro parabólicos requieren una cantidad significativa de tierra que normalmente no se pueden utilizar al mismo tiempo para otros usos. Una oportunidad para minimizar el desarrollo de las tierras vírgenes es el uso de parcelas de tierras agrícolas marginales. Un estudio patrocinado por la Comisión de Energía de California determinó que 27.000 MW de centrales termosolares se podrían construir en tierras agrícolas marginales y en barbechos en el sur de California. Un estudio realizado por el estado de Texas mostró que las necesidades de uso del suelo para las plantas de concentradores cilindro-parabólicos son menores que los de la mayoría de otras tecnologías renovables (eólica, biomasa, hidráulica) y también menos que los de los fósiles cuando las necesidades de la minería y la perforación se incluyen. La tecnología solar cilíndrica-parabólica actual produce aproximadamente 100 kWh/yr/m² de la tierra.

Para este caso se hizo un análisis comparativo con las áreas ocupadas por los embalses de las presas hidroeléctricas del país, incluyendo el área del embalse planificado para la Presa El Chaparral, y se determinó que estas ocupan, en promedio, un área 10 veces mayor que la que ocuparía la planta termosolar en estudio. Por tanto, el terreno a utilizar por una planta termosolar es 10 veces menor que el embalse de las presas hidroeléctricas. Ver Tabla 14.

Tabla 14: Comparación de áreas de embalses de plantas hidroeléctricas y terreno del proyecto termosolar.

Áreas de embalses de las Centrales Hidroeléctricas de El Salvador			
Centrales Hidroeléctricas *	Área de embalse (Km ²)	Potencia Instalada (Mw)	(KM ² /Mw)
Cerron Grande	135	170	0.79
5 de noviembre	16	99.4	0.16
Guajoyo	26.3	19.7	1.34
15 de septiembre	35.5	180	0.20
El Chaparral (Proyectado)	8.6	66	0.13
Promedios Hidroeléctricas	44.28	107.02	0.52
Planta Termosolar	2.86	55	0.05

*Fuente: www.cel.gob.sv

En el estudio de impacto ambiental (EIA), a elaborarse en la fase de factibilidad de este proyecto, en el programa de manejo de los impactos deberá considerarse un plan integral de tratamientos de los residuos que sean generados por la central termosolar que conlleve los siguientes elementos:

1. Incorporación de una filosofía de producción mínima de desechos y reciclaje para reducir el volumen de desechos producidos.
2. Asegurarse que todo el material de desecho siempre esté almacenado, confinado y marcado adecuadamente.
3. Deshacerse de todo material de desecho de tal modo que ni el aire, suelo y agua de superficie o subterránea se contaminen.
4. Mantener limpias y ordenadas todas las áreas de trabajo.
5. Evitar el uso de utensilios desechables (tarrinas, cucharas, vasos, etc.), especialmente para llevar los alimentos al lugar de trabajo.
6. Asegurarse que el almacenamiento de material de desecho y su eliminación final no creen un riesgo a la seguridad o molestia pública.
7. Los trabajadores serán capacitados para el manejo y disposición de los desechos, e informados de los riesgos potenciales para la salud que puede causar cada tipo de desecho.
8. Mantener una base de datos respecto a la producción y disposición de desechos.

Para la implementación y ejecución de lo arriba indicado, la empresa adoptará el presente Programa de Manejo de Desechos que contiene los siguientes elementos:

1. Identificación de todos los desechos sólidos, líquidos y gaseosos generados en las diferentes actividades.
2. Cuantificación mensual de cada desecho producido.
3. Descripción del procedimiento para el seguimiento, manejo y tratamiento de desechos
4. Identificación del destino y eliminación final de cada desecho.
5. Identificación de todas las medidas de protección destinadas a la seguridad del trabajador durante el manejo de desechos.

12. Análisis Económico y Financiero

Para el Análisis Económico y financiero del proyecto se han tomado al menos tres factores los cuales son los siguientes:

- A) Valor presente neto (VAN)
- B) Tasa interna de rendimiento (TIR)
- C) Tasa de descuento (WACC)

12.1 Valor presente neto (VAN)

La correspondiente decisión sobre el proyecto dependerá del resultado obtenido en el valor presente neto o valor actual neto.

Si es positivo el proyecto será aceptado; si es negativo será rechazado y si se tratara de dos proyectos mutuamente excluyentes se implementará el de valor actual neto mayor.

En nuestro caso no aplica el tercer factor, ya que no estamos evaluando dos proyectos, donde ambos son mutuamente excluyentes.

En el caso de que, por la aplicación de este criterio, el resultado sea cero, resultará igual la decisión de aceptar o no el proyecto.

Su formulación matemática es la siguiente:

$$VAN = \left[\frac{FCN_1}{(1+r)} + \frac{FCN_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FCN_t}{(1+r)^t} \right] - I_0 = 0 \quad (\text{Ec. 27})$$

Dónde:

I_0 = Inversión inicial en el momento cero de la evaluación.

t = Período

FNC t = Flujo de caja neto en el período t.

r = Tasa de descuento o costo de oportunidad del capital o costo marginal del capital.

n = Horizonte de vida útil del proyecto.

La determinación del VAN posee sus ventajas muy bien marcadas:

- 1. Sencillez de cálculo (su operatoria se reduce a operaciones matemáticas elementales).
- 2. Tiene en cuenta toda la vida del proyecto y las corrientes de liquidez.
- 3. Toma en consideración el carácter temporal de los flujos; es decir, homogeniza los flujos netos de caja refiriéndolos a un mismo momento del tiempo, reduce a una unidad de medida común cantidades de dinero recibidas en momentos del tiempo diferentes.
-
- El VAN a pesar de ser un indicador idóneo de cara a la valoración de los proyectos de inversión adolece de algunas limitaciones que es conveniente tener presente y conocer.

12.2 Tasa interna de rendimiento (TIR)

Es la tasa de descuento para la que un proyecto de inversión tendría un VAN igual a cero.

La TIR es una medida de la rentabilidad relativa de una inversión.

Esta es la alternativa más utilizada después del VAN. Como se verá la tasa interna de rendimiento (TIR) tiene una relación íntima con el VAN.

Esta técnica trata de expresar una sola tasa de rendimiento que resuma las bondades de la inversión.

La palabra "interna" significa que dicha tasa será inherente a un solo proyecto, debido a que depende únicamente, al igual que el VAN, de los parámetros propios del proyecto de que se trate, entiéndase FCN, I_0 , r, y no de tasas ofrecidas externamente, lo cual no quiere decir que no puedan haber dos proyectos con parámetros distintos y una misma TIR.

Al calcularla se encuentra la rentabilidad que se obtiene sobre el capital invertido mientras este permanezca invertido, permitiendo desembolsos parciales de la inversión.

Es una medida porcentual, relativa y por tanto muy importante para comparar proyectos.

La i , en este caso la r , que haga al VAN igual a cero será, precisamente el rendimiento de la inversión, o sea, la TIR.

Esto resulta de suma importancia porque proporciona un método de cálculo de rendimientos internos de inversiones con mayor vida útil.

La fórmula general para su cálculo será:

$$VAN = \left[\frac{FCN_1}{(1+r)} + \frac{FCN_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FCN_t}{(1+r)^t} \right] - I_0 = 0 \quad (\text{Ec. 28})$$

Dónde: $r = \text{TIR}$

Entonces:

$$TIR = \frac{-I + \sum_{i=1}^n F_i}{\sum_{i=1}^n i * F_i} \quad (\text{Ec. 29})$$

En el método del VAN la tasa de descuento i se especifica y el VAN es calculado, mientras que en el método de la TIR se parte de que el VAN debe ser igual a cero y se debe encontrar el valor r que satisfaga esta condición.

De acuerdo a los resultados de su cálculo, la decisión será la siguiente:

Si $r > i$ (se acepta el proyecto).

Si $r = i$, será indiferente

Pero nunca se aceptarían proyectos cuya $r < i$.

Si los proyectos son mutuamente excluyentes, además del resultado anterior se elige el que mayor r proporcionará a la empresa.

12.3 Tasa de descuento (WACC)

El WACC (del inglés Weighted Average Cost of Capital) se denomina en ocasiones en español Promedio Ponderado del Costo de Capital o Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC), aunque el uso más extendido es con las siglas originales en inglés WACC. Se trata de la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para valuar una empresa utilizando el descuento de flujos de fondos, en el "enterprise approach".

$$WACC(cpp) = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D} \quad (\text{Ec. 30})$$

Donde:

WACC: Promedio Ponderado del Costo de Capital

Ke: Tasa de costo de oportunidad de los accionistas. Generalmente se utiliza para obtenerla el método del CAPM

CAA: Capital aportado por los accionistas

D: Deuda financiera contraída

Kd: Costo de la deuda financiera - hh

T: Tasa de Impuestos

La diferencia 1-T se conoce como escudo fiscal o, en inglés, taxshield.

12.4 Parámetros financieros del proyecto

12.4.1 Cálculo del VAN y la TIR

Tomando como base una inversión de \$217,574,204.69 (Doscientos diecisiete millones quinientos setenta y cuatro mil doscientos cuatro 69/100 dólares de los Estados Unidos de América), la cual se establece para un período de 25 años, a una tasa de descuento WACC de 8.97% (Ver cálculo del WACC), obtenemos un VAN de \$41,581,172.59 (Cuarenta y un millones quinientos ochenta y un mil ciento setenta y dos 59/100 dólares de los Estados Unidos de América) y una TIR del 9.96%; y considerando los parámetros anteriormente establecidos, se toma la decisión de invertir en el proyecto según los siguientes criterios:

- a) $VAN > 0$; es decir que el VAN es positivo.
- b) $TIR > i$; es decir que la Tasa interna de rendimiento es mayor que la tasa de descuento WACC; por lo tanto, no solo se está obteniendo la tasa que se le ha exigido al proyecto, si no que recibimos un 9.96% adicional.

La tasa de descuento del 8% relacionado con el VAN del Escudo Fiscal, se refiere a la tasa de interés que hemos asumido para cuando se lleve a cabo el proyecto.

La TIR de 9.96% en el Flujo de Caja Libre (FCL) es igual a la TIR del VAN real, es decir el VAN resultante de la sumatoria del VAN del FCL más el VAN del Escudo Fiscal; y dicha tasa es igual debido a que en el VAN del escudo fiscal no se realiza ninguna inversión, entonces el VAN real que es de \$41,581,172.59 estaría formado por el VAN del FCL más el VAN del escudo fiscal según los datos siguientes:

VAN del FCL \$18,387,655.72 y VAN del escudo fiscal \$23,193,516.87

VAN del FCL	\$18387,655.72
TIR	9.96%
Tasa de descuento	8.97%
FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA	
Financiamiento	\$ 130544,522.81
Amortización del financiamiento	
Saldo	\$ 130544,522.81
Pago de intereses	
ESCUDO FISCAL	
Escudo fiscal por pago de intereses	
Van de Escudo Fiscal	\$23193,516.87
Tasa de descuento	8.00%
VAN Real	\$41581,172.59
TIR	9.96%

12.4.2 Cálculo de la tasa de descuento

Tal como se explicó en lo relacionado al cálculo del WACC en este caso estamos tomando algunas consideraciones, tales como:

Tasa de impuesto del 25% según la Ley del Impuesto Sobre la Renta de la República de El Salvador.

Para una inversión de US\$217,574,204.69 que se determina mediante la Estructura óptima de capital, donde se ha determinado un 60% de financiamiento contra un 40% de capital propio, el criterio para decidir sobre ese porcentaje de deuda es con base al estímulo del Escudo Fiscal, es decir la deducción del gasto relacionado con el pago de intereses en concepto de Impuesto sobre la Renta.

El costo de la deuda (k_d) lo estimamos en un 8% tomando en cuenta las tasas que instituciones de financiamiento están otorgando a proyectos de EERR y la tasa de riesgo país del 15% es un criterio basado en los informes de calificadoras internacionales de riesgo. Dentro de las instituciones que actualmente están ofreciendo financiamientos para proyectos de EERR, se pueden mencionar Banco Industrial, Banesal, BCIE, BID, Banco Mundial.

Para el caso de la Tasa libre de riesgo, se ha considerado el 3% siendo esta la tasa de interés que se paga por los bonos del tesoro de los Estados Unidos de Norte América, y que es una tasa que se considera libre de riesgo, debido a que siempre se ha considerado a este gobierno con solvencia de pago.

La prima de mercado del 5.08% se ha estimado con relación a las inversiones del sector de energías renovables en otros países, al igual que el beta sin apalancamiento, mientras que el beta apalancado resulta de la fórmula matemática que se muestra en la figura.

Beta sin apalancamiento β_u	0.70
Tasa de Impuesto (t)	25%
Inversión	\$ 124909,742.63
Deuda (D)	\$ 74945,845.58
Capital propio (C)	\$ 49963,897.05
Costo de la deuda (Kd)	8%
Riesgo país (Rp)	15%
Tasa libre de riesgo (Bonos del tesoro a diez años) (R_f)	3.36%
Prima de mercado (Pm)	5.08%

$$WACC = \frac{D}{D+C} K_d (1-t) + \frac{C}{D+C} K_e$$

WACC: **13.97%**

Beta apalancado (β_L): **1.49**

Cálculo del Beta apalancado

$$\beta_A = \frac{D}{D+E} \beta_d + \frac{E}{D+E} \beta_e$$

$$\beta_A = \frac{E}{D+E} \beta_e \gg \beta_e = \left(1 + \frac{D}{E}\right) \beta_A$$

$$\beta_L = \beta_u \times \left\{1 + (1 - \text{tax}) \times \frac{\text{Deuda}}{\text{Equity}}\right\}$$

Ke apalancado: **26%**

$$K_e = R_f + B_L (R_m - R_f) + R_p$$

- R_f es la tasa libre de riesgo
- R_m es el retorno de mercado
- $(R_m - R_f)$ se conoce como la prima de mercado
- La expresión $B_L (R_m - R_f)$ es la prima de la empresa

12.4.3 Otras consideraciones del análisis económico y financiero del proyecto

a) Supuestos básicos

SUPUESTOS BÁSICOS A CONSIDERAR EN EL PROYECTO

Inversión	\$217574,204.69	
Tasa de interés	8% Anual	
Financiamiento	60%	
Capital propio	40%	
Plazo del financiamiento	20 Años	
Período de gracia	5 Años	
Plazo del proyecto	25 Años	
Precio promedio del MWH	\$ 204.55	Tomando un precio promedio sumando el precio máximo al mínimo y dividiendo entre dos
Producción anual	144,158 MWH/Año	Tomado de la cantidad de generación al año
Costo marginal	40 MWH	
Incremento en ventas del	2%	como resultado de los aumentos en la facturación eléctrica
Incremento en gastos del	2%	como resultado de la inflación
Se estima un incremento de	1.50%	como incremento del costo marginal
Se han tomado en cuenta	5 años	para recibir los primeros ingresos por venta de Certificados de Carbono
Se han considerado	\$ 589,746.69	Para el primer año en consumo interno de electricidad, tomando en cuenta un 2% de consumo, y se ha incluido en los costos tomando como base el 10% de total de la venta, ya que de no producirse, es a ese precio que se estaría comprando.

b) Análisis de las emisiones de CO₂

Una central termoeléctrica es una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Algunas centrales termoeléctricas contribuyen al efecto invernadero emitiendo dióxido de carbono. No es el caso de las centrales de energía solar térmica que al no quemar ningún combustible, no lo hacen. También hay que considerar que la masa de este gas emitida por unidad de energía producida no es la misma en todos los casos: el carbón se compone de carbono e impurezas. Casi todo el carbono que se quema se convierte en dióxido de carbono -también puede convertirse en monóxido de carbono si la combustión es pobre en oxígeno-. En el caso del gas natural, por cada átomo de carbono hay cuatro de hidrógeno que también producen energía al convertirse en agua, por lo

que contaminan menos por cada unidad de energía que producen y la emisión de gases perjudiciales procedentes de la combustión de impurezas -como los óxidos de azufre- es mucho menor.

Cuando el calor se obtiene mediante la fisión controlada de núcleos de uranio la central se llama central nuclear. Este tipo de central no contribuye al efecto invernadero, pero tiene el problema de los residuos radioactivos que han de ser guardados durante miles de años y la posibilidad de accidentes graves.

Para nuestro caso tomaremos la siguiente tabla de generación de CO2 tomando como base la comparación entre producción de electricidad por medio de fuel oil versus una instalación termo solar, de la siguiente manera:

Combustible	Emisión de CO ₂ kg/kW
Gas natural	0,44
Fuelóleo	0,71
Biomasa (leña, madera)	0,82
Carbón	1,45

Por lo tanto:

Cantidad de CO2 Equivalente a un MW de energía producida tomando como base 0.71 Kg/Kw al generar con Fuel oil

Por regla de tres, si:

1000 Watts	Generan	0.71 Kg de CO2
1000000 Watts	Generarían	X Kg de CO2

Entonces: $1000000 \times 0.71 / 1000 =$ 710 Kgs de CO2 por MW producido

Si se generan **144,157.79** Anuales por medio de la planta termo solar, esto significa que se deja de emitir a la atmósfera un total de **102352,030.90** Kg de CO2 equivalente a **102,352.03** Toneladas de CO2/Año

Y si cada Tonelada de CO2 que se deja de emitir se vendiera a un precio de **\$ 8.00** Se generaría un ingreso anual de **\$818,816.25**

Este es el valor que se toma en el Flujo de caja libre

c) Estructura óptima de capital

ESTRUCTURA ÓPTIMA DE CAPITAL

	Activo	Pasivo + Capital		Porcentaje
Activos	\$ 217574,204.69	\$ 87029,681.88	Capital propio	40%
		\$ 130544,522.81	Financiamiento	60%
	<u>\$ 217574,204.69</u>	<u>\$ 217574,204.69</u>		

Interés sobre el financiamiento	8%
Período de gracia	5 Años
Período	20 Años

Descripción de los Activos del proyecto

Capital de trabajo	\$ 100,000.00	Asumiendo este valor para iniciar todas las operaciones iniciales
Inversión	\$ 216765,120.00	El total de la inversión según los datos del dimensionamiento
Gastos operativos año 1	\$ 709,084.69	Ver detalle de gastos operativos del primer año
	<u>Total....</u>	<u>\$ 217574,204.69</u>

13. Conclusiones y Recomendaciones

Las principales conclusiones extraídas del proyecto son las siguientes:

- Se calculó el potencial solar en 1,985 KWh/m²-año (5.44 KWh/m²-día), el cual fue comparado con otros estudios y resultó ser de los más altos del país por su ubicación en la zona costera y con poca nubosidad. El nivel de irradiación normal directa anual (DNI) en el sitio analizado es suficientemente alto para considerar generar electricidad con base a plantas termosolares con concentradores cilíndricos parabólicos. Lo cual la hace viable técnicamente.
- Se estimó para la planta termosolar de 55 MW brutos, en fase de prefactibilidad, una inversión inicial de \$217,574,204.69 (Doscientos diecisiete millones quinientos setenta y cuatro mil doscientos cuatro 69/100 dólares de los Estados Unidos de América) y se determinaron los parámetros financieros, VAN en \$41,581,172.59 (Cuarenta y un millones quinientos ochenta y un mil ciento setenta y dos 59/100 dólares de los Estados Unidos de América), una TIR de 9.96% y un período de recuperación de 11 años. Parámetros que hacen el proyecto financieramente viable.
- Como parte del cálculo de la TIR se ha determinado el beneficio neto y el balance de situación para el total de los años de explotación. Finalmente se ha podido calcular la TIR del proyecto, resultando ser de un 9.96%, suponiendo un precio de venta de la energía de 204.55 \$/MWh, determinado mediante el promedio de ventas del mes de mayo de 2013 según el MRS que fue de \$189.40 más un incremento del 8%.
- En relación al precio de venta, si bien es cierto se ha incrementado en un 8% para hacer más atractiva la inversión, dicho costo está entre los promedios de otro tipo de generación, como por ejemplo la Central Térmica Talnique cuyos

precios estuvieron entre \$137.39 y \$144.88 a inicios del mes de diciembre de 2013, así como también las térmicas a gas que andan con precios entre \$227.63 y \$372.62 obteniendo un precio promedio de \$300.125 por MWh; esto según datos de la Unidad de Transacciones; por lo que un precio de venta de \$204.55 estaría dentro de los rangos del mercado y a la vez sería atractivo para un inversionista, considerando que recuperaría su inversión en un período de once años, y obteniendo un rendimiento de 9.96% por encima de la tasa de descuento exigida. A un menor precio de venta de el MWh el gobierno tendría que subsidiar la diferencia a fin de mantener los indicadores financieros antes descritos (VAN, TIR, WACC, etc) y considerar viable financieramente el proyecto.

- El costo determinado por cada MWe instalado es de \$3,955,894.63 (tres millones novecientos cincuenta y cinco mil ochocientos noventa y cuatro 63/100 dólares de los Estados Unidos de América). Precio similar a otras energías renovables.
- Actualmente más del 45% del consumo de Energía en El Salvador, está siendo suministrada por la generación térmica. Por lo tanto, cualquier estrategia encaminada a la disminución del consumo de combustibles fósiles, deberá tomar en cuenta este sector para su actuación. La tecnología de CCP se muestra como la más limpia y promisoría para la producción de vapor saturado en aplicaciones industriales.
- Se recomienda pasar a la fase de factibilidad del proyecto y buscar inversionistas y/o entidades financieras que pudieran apostarle a las energías renovables.
- Buscar el emplazamiento más adecuado en la zona circundante al sitio analizado e investigar más sobre las normas de aviación civil, pues podría haber algunas prohibiciones para este tipo de instalaciones por la cercanía de una planta con respecto a la distancia mínima al aeropuerto.

14. Bibliografía

- Alvarenga A., A.Y., 2010. Estudio de Pre-factibilidad de una planta termosolar de GDV con uso de agua geotérmica como fluido de trabajo en la ciudad de Berlín, El Salvador. Tesis para obtener el título de Máster en Energía Solar. Universidad de Almería, Centro de Investigación de la Energía Solar (CIESOL).
- Alvarez Cabrerros, G. 2009. Desarrollo de Plantas Termosolares. Presidente – Consejo Delegado de: Aprovechamientos Energéticos, S.L. Ibereólica Solar, S.L Madrid. gac@grupoibereolica.com.
- Andujar Sagredo, R., 2004. Estudio Técnico Económico de una Planta Solar de Alta Temperatura en una Central de Ciclo Combinado. Proyecto Fin de Carrera. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España.

- Aries Ingeniería y Sistemas S.A., 2008. Plantas Termosolares: Situación Actual y Evolución Tecnológica. Presentación: II Ciclo de Conferencias. Cátedra para la Diversificación Industrial y Tecnológica, Universidad de Zaragoza. www.aries.com.es.
- Batlles Garrido, F.J. y Otros, 2008. Modulo I. Evaluación de Recursos Energéticos Solares. Master en Energía Solar. CIESOL Notas de Clase.
- Chandía Abuín, E. A. y Muñoz Ramos, A. (2012). Diseño y análisis técnico-económico de una central solar termoeléctrica con almacenamiento térmico en el norte de Chile. Santiago de Chile. Directores: Roberto Román Latorre, Williams Calderón Muñoz, Claudia Rahmann Zúñiga.
- CNE, 2011. Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 - 2026. Consejo Nacional de Energía.
- CNE-JICA, 2012. Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Renovable en El Salvador. Resumen de Documento.
- Entrecanales Ruiz de Villarias, G. 2010. Estudio de Viabilidad de una Planta Termo Solar Trough. Proyecto de Fin de Carrera. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Ingeniería Industrial. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España.
- FOTOWATTIO, 2008. Estudio de Impacto Ambiental de la Planta Termosolar Casa Blanca (BADAJOZ). Documento de Síntesis. España.
- Montes Pita, M. J., (2008). Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero. Directores: Alberto Abánades Velasco (Doctor Ingeniero Industrial), Marcelino Sánchez González (Doctor en Ciencias Químicas), Madrid.
- Moreno G., A. A. 2009. Estructuración y desarrollo de los lineamientos básicos de un servicio de generación de electricidad a partir de energía solar. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile.
- Paredes Velasco, C. (2012). Diseño de captador solar cilíndrico parabólico para aplicaciones rurales en Paraguay. Proyecto de Fin de Carrera para optar a la titulación de Ingeniero Técnico de Minas. Especialidad en Recursos Energéticos, Combustibles y Explosivos. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Paraguay.

Romero Alvarez, M. Energía Solar Termoeléctrica. Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT, Apartado 22; 04200 TABERNAS (Almería).

Serrano García, D. (2012). Calculo, diseño, y análisis de una central termosolar de concentradores cilíndricos-parabólicos Operando con Sales Fundidas. Proyecto de Fin de Carrera de Ingeniería Industrial. Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos. Universidad Carlos III de Madrid.

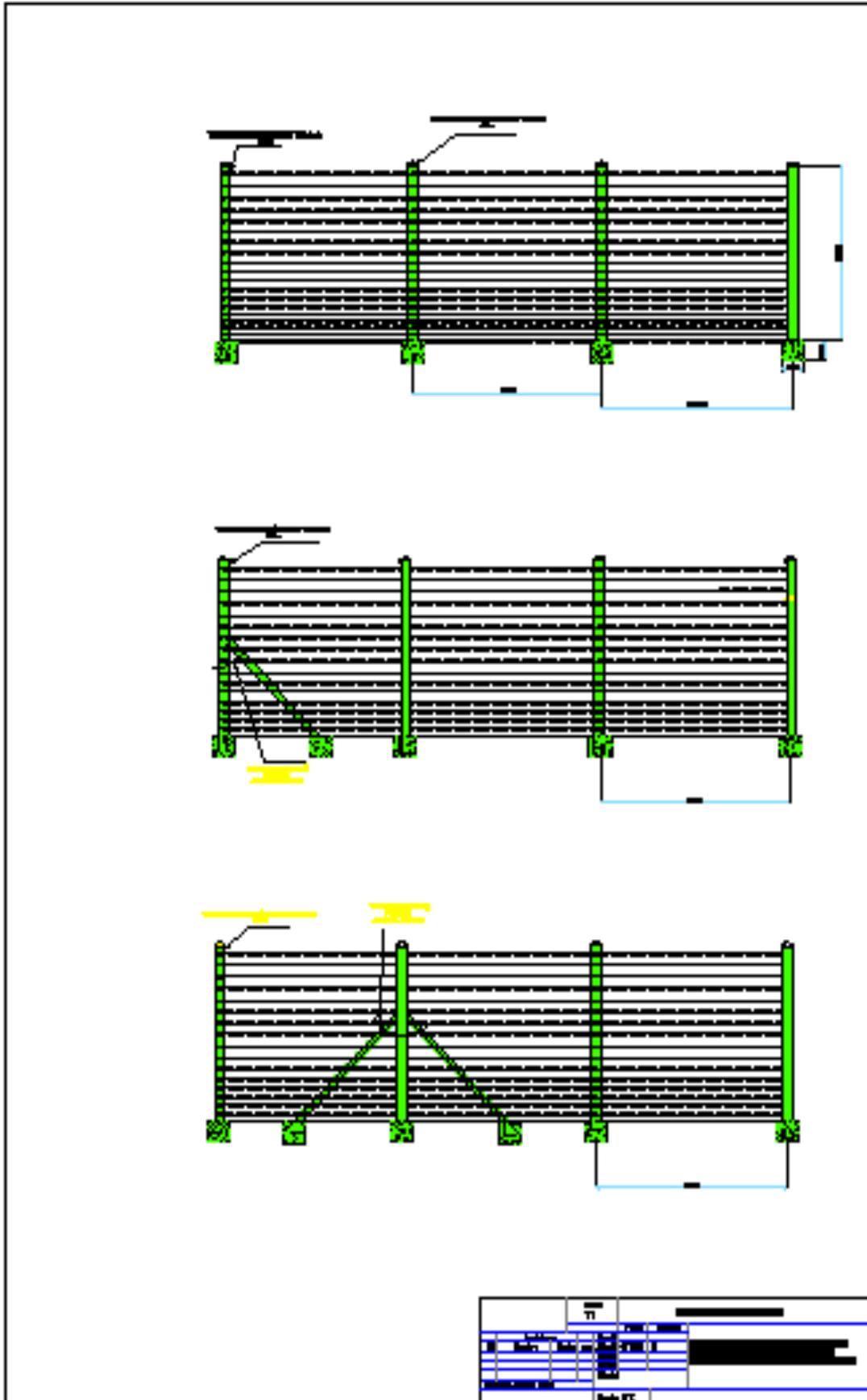
Sitios web

www.solida.com.es. Solida, Energías Renovables. Madrid.

<http://en.openei.org/w/index.php?title=File:NREL-camdirann.pdf&page=1>

<http://en.openei.org/wiki/SWERA/About>

Anexo 3: Detalle de vallado de planta solar



Anexo 4: Glosario técnico complementario sobre las plantas termosolares con CCP

Cimentación y estructura de los CCP's

Los concentradores se fijan al suelo por medio de tornillos. Para ello se precisa de una adecuada cimentación que aguante los esfuerzos y cargas que en los concentradores se generan. Estas cargas dependen de las dimensiones y de las características de la estructura, quedando reflejadas en el peso y los esfuerzos que el viento genera sobre la misma. Las cimentaciones más utilizadas son las de hormigón armado.

A la hora de proyectar el campo solar, es necesario hacer un detallado estudio del terreno para conocer sus características geológicas. Este proceso es de gran importancia para asegurar la buena estabilidad de la planta e impedir que, una vez la central esté en operación, aparezcan problemas asociados a inestabilidades del terreno.

La estructura del concentrador se encarga de dar rigidez a todo el conjunto, así como servir de apoyo para los reflectores parabólicos y permitir su movimiento a lo largo del eje longitudinal del concentrador. Se trata de un conjunto de componentes metálicos unidos entre sí.

Las bases utilizadas son de dos tipos diferentes mostrados en la Figura 13, unos de grandes dimensiones para soportar la mayor parte del peso y las cargas, y otros más pequeños que sirven de apoyos intermedios y finales.



Figura A1. Cimentaciones de concentradores cilíndrico-parabólicos

Las bases centrales o drive pylons se encuentra el sistema central. Las bases intermedias o middle pylons se distribuyen a lo largo de toda la línea del concentrador proporcionando el soporte adecuado. Por último, los pilones finales o end pylons se sitúan en los extremos para realizar la misma función que los anteriores y funcionan como soporte de las estructuras y tuberías de agua como vapor que salen del concentrador.

Brazos soporte

La fijación de los espejos a la estructura del concentrador se realiza por medio de estos elementos. Cada concentrador está formado por doce módulos que, a su vez se componen típicamente de veintiocho brazos soporte cada uno, haciendo un total de trescientos treinta y seis brazos soporte por concentrador. En la Figura 14, se puede ver la situación de estos brazos a lo largo de un módulo del concentrador.

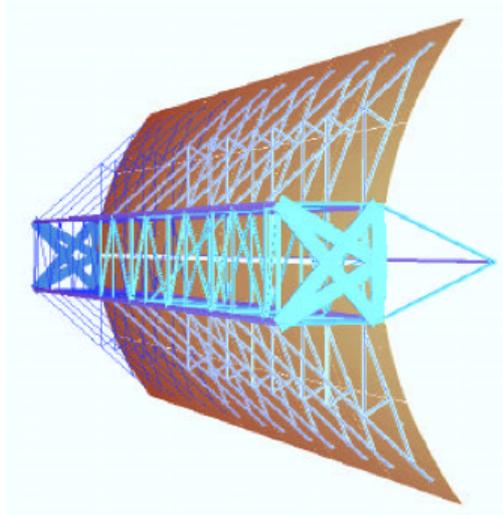


Figura A2. Estructura del Soporte para el concentrador solar

La unión entre el espejo y los brazos soporte se realiza por medio de cuatro elementos cerámicos situados en la parte convexa de la superficie reflectora. Mediante una tuerca metálica y un adhesivo se efectúa la unión entre ambos componentes.

Soportes del tubo receptor

El tubo receptor se sitúa en la línea focal del concentrador. Para su posicionamiento es preciso de disponer soportes intermedios uniformemente distribuidos a lo largo del concentrador.

Caja estructural

La caja estructural es el elemento principal de cada módulo como se muestra en la Figura 15, que compone el concentrador. En ella se anclan los brazos soporte de los espejos. La conexión con las cajas estructurales adyacentes se realiza por medio de un sistema de transmisión de torsión. De este modo, el movimiento de rotación se transmite de un módulo a otro.

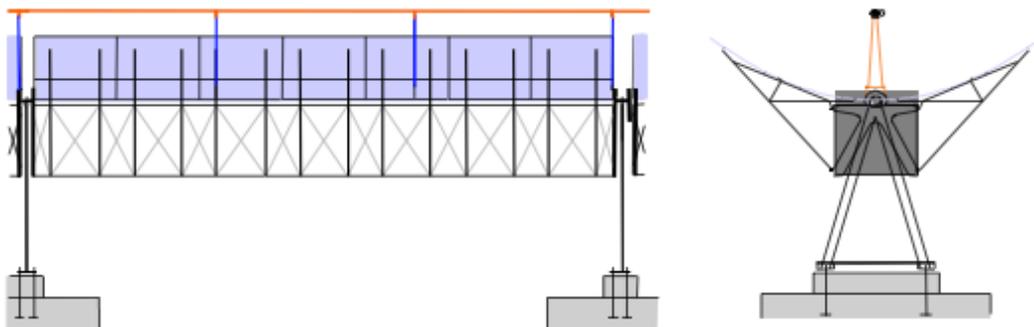


Figura A3. Módulo estructural para el concentrador solar

Los esfuerzos sobre los espejos se ven reducidos evitándose así roturas inesperadas durante condiciones desfavorables de altas velocidades de viento. Este hecho también repercute en el rendimiento óptico del concentrador ya que las deformaciones durante la operación también son menores. No obstante, todas ellas son similares en cuanto a sus

componentes. Constan de una armazón central con unos brazos que son los encargados de soportar a los espejos.

Sistema de tuberías

El fluido térmico debe ser transportado desde cada uno de los concentradores hasta el edificio del bloque de potencia mediante un conjunto de tuberías interconectadas entre sí. Se dispondrán varios grupos de tuberías por cada subcampo solo en los que esté dividida la instalación.

Por cada sub campo habrá dos tuberías principales, una para la entrada del fluido frío y otra para el retorno del fluido caliente. Cada lazo se conectará a ambas para la toma y retorno del fluido. Las dimensiones de las tuberías cambiarán en función de la distancia al bloque de potencia. A medida que el fluido se va bifurcando hacia los sucesivos lazos, el diámetro de las tuberías se irá reduciendo para mantener una velocidad constante pero con menos caudal. El caso contrario ocurre en el retorno. A medida que se vierte mayor caudal a la tubería general, el diámetro deberá aumentar por la misma razón.

La distribución de los concentradores sobre el terreno y su posición con respecto al bloque de potencia será tal que las pérdidas de carga sean las mínimas posibles y consecuentemente, la potencia de bombeo también se verá disminuida.

Todo el sistema tendrá una cierta pendiente para facilitar su vaciado, en un momento de mantenimiento. Así pues, todas las líneas de tuberías dispondrán de una válvula de purga en su punto más alto y otra válvula de drenaje en su punto más bajo.

Bloque de potencia

El bloque de potencia se sitúa en el centro del emplazamiento de la central termosolar. Este bloque se compone de todos los sistemas y elementos necesarios para convertir la energía térmica procedente del fluido calorífico en energía eléctrica. El fluido procedente del campo solar, pasan a través de un intercambiador de calor donde transfieren su energía al agua que circula por el ciclo de potencia, obteniéndose vapor sobrecalentado listo para expandirse en la turbina de alta presión.

Una vez expandido el vapor en la turbina de alta el flujo queda dividido en dos corrientes. Una de ellas se conducirá hacia el recalentador para volver a obtener vapor sobrecalentado y posteriormente expandirse en la turbina de baja presión, y la otra se utilizará para precalentar el agua procedente del condensador y que va camino del generador de vapor.

En el cuerpo de baja presión, el vapor se expande hasta la presión del condensador, realizándose en su camino intermedio una serie de extracciones que también contribuyen a precalentar el agua a la entrada del generador de vapor.

El condensador es un intercambiador de calor por el que circula por un lado la mezcla de líquido y vapor resultante de la expansión en la turbina, y por otro lado, el agua derivada de la torre de refrigeración. El agua es impulsada por dos bombas. Una de ellas se conecta a la salida del condensador enviando el agua hacia el desaireador, y la otra de

ellas se coloca a la salida de este elemento para suministrar el agua al generador de vapor.

Generador de vapor

El generador de vapor es un intercambiador de calor que transfiere la energía del fluido hacia el agua, consiguiendo la evaporación de ésta para su utilización en la turbina de vapor. El fluido llega a este elemento con una temperatura aproximada de 500 °C y salen de él a una temperatura cercana a los 290 °C. Esta disminución de temperatura se ve reflejada en el incremento de la temperatura del agua de alimentación, llegándose a obtener en este proceso vapor sobrecalentado.

Las diferentes condiciones por las que pasa la planta a lo largo de su vida operativa hacen que este elemento esté preparado para operar con diferentes caudales y temperaturas. Para ello dispone de un sistema de regulación y control. Se busca que la temperatura de salida siempre sea lo más cercana a la nominal o de diseño, variando para ello el caudal (dentro de unos márgenes) que lo atraviesa en función de la energía procedente de la radiación solar.

Turbina de vapor

La turbina de vapor es la encargada de producir el trabajo necesario para mover el generador eléctrico. Para ello y por medio de una cascada de álabes, expande la corriente procedente del generador de vapor y convierte dicha energía térmica en energía mecánica en un eje. La turbina empleada en las centrales termosolares es de similares características que las utilizadas en cualquier otra planta de generación de electricidad.

La configuración del ciclo Rankine con recalentamiento y regeneración requiere de una turbina de dos etapas y con posibilidad de realizar extracciones a lo largo de la línea de expansión de la turbina. El cuerpo de la turbina viene dividido en dos partes, una etapa de alta presión y otra etapa de baja presión. El flujo procedente de la turbina de alta presión es direccionado hacia la turbina de baja presión una vez ha sido recalentado. Los ejes de ambos cuerpos se conectan de forma axial con el eje del generador eléctrico. El escape está conectado con el condensador de forma axial. Para evitar la transmisión de vibraciones desde la turbina hacia otros elementos del bloque de potencia, la turbina se situará en una bancada independiente.

Condensador

La mezcla de líquido y vapor resultante de la última extracción de la turbina de baja presión se dirige directamente hacia el condensador. En este elemento se extrae el calor de vaporización de la mezcla y se obtiene agua líquida. Este intercambio de energía se realiza típicamente con ayuda del agua procedente de una torre de refrigeración de tiro mecánico. El condensado se retiene en la parte baja del condensador desde donde es aspirado por la bomba de condensado impulsándolo hacia los precalentadores y el desaireador.

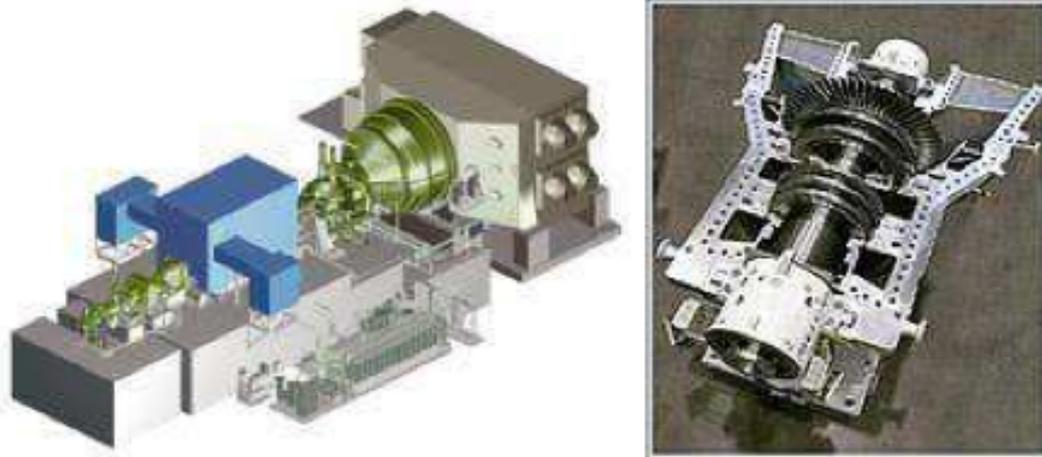


Figura A4. Turbina de vapor

Recalentador

El recalentador recibe una mezcla de líquido y vapor procedente de la etapa de alta presión de la turbina de vapor y la convierte en una corriente de vapor sobrecalentado a la presión de la turbina de baja presión. Se trata de un generador de vapor al igual que el generador principal. Recibe la salida a alta temperatura y la retorna a la temperatura del tanque frío de almacenamiento. Este sistema también será capaz de operar con diferentes caudales y temperaturas en función de los requerimientos para un momento dado.

Desaireador

El desaireador es un intercambiador abierto en el que confluyen el condensado de la etapa de baja presión y las extracciones de la turbina de alta presión. Su misión es evitar que se cree una elevada concentración de oxígeno y otros gases contenidos en las aguas naturales. Estos gases pueden ser agentes nocivos que provocan fenómenos de corrosión en el acero y metales presentes en los diferentes elementos que componen el bloque de potencia.

La desgasificación se puede realizar por métodos térmicos o por métodos químicos. Lo más barato es el térmico. La alta temperatura a la que se encuentra el agua hace que estos gases no estén disueltos, pudiéndose eliminar mediante purgados. El método químico utiliza la adición hidracina para el secuestro de oxígeno.

Este elemento también cumplirá la función de tanque de almacenamiento de agua para la alimentación del generador de vapor. La parte inferior del desgasificador estará lleno de agua a un nivel que se mantendrá constante.

Pre - calentador o economizador

Los pre-calentadores son intercambiadores cerrados utilizados para aumentar la temperatura del agua de alimentación. Hay dos grupos de pre-calentadores: los de alta presión y los de baja presión. Los pre-calentadores de baja presión recogen las extracciones realizadas en la turbina de baja presión y precalientan el agua procedente

del condensador a expensas de la energía que todavía guardan las extracciones al no realizarse completamente la expansión. El flujo procedente de las extracciones es expandido una vez ha intercambiado su energía y normalmente es redirigido hacia el siguiente pre-calentador. Esta operación se hace sucesivamente hasta llegar al condensador. Los pre-calentadores de alta presión se sitúan aguas abajo del desgasificador. Realizan la misma operación que los anteriores precalentando el agua procedente del desaireador.

Bombas de Agua de Alimentación

El agua de alimentación se aspira del desgasificador y se impulsa hacia el evaporador a través del precalentador de alta presión. Serán dos unidades del 100% de capacidad, lo que servirá para tener redundancia en el sistema en caso de fallo. La función principal del sistema de agua de alimentación es el aporte de agua, previamente precalentada, al sistema de generación de vapor para la producción de vapor de alta presión.

La presión a la entrada de las bombas de agua de alimentación deberá ser suficiente para asegurar que no se producen fenómenos de cavitación.

Torre de refrigeración

Las torres de refrigeración nutren del agua necesaria al condensador para evacuar el calor de la corriente proveniente de la turbina de vapor. Se trata de torres de refrigeración húmedas de tiro mecánico inducido con flujo en contracorriente.

El agua derivada del condensador entra a la torre de refrigeración por su parte superior y se deja caer sobre un empaquetamiento de relleno que renueva la superficie del agua que se está enfriando. En su caída, el agua se encuentra con una corriente de aire frío que es impulsado por un ventilador situado en la parte alta de la torre. En este cruce de flujos, una parte del agua es evaporada, otra es arrastrada por el viento y otra cae al fondo de la torre desde donde es enviada de nuevo hacia el condensador.

Sistemas auxiliares

A parte de los componentes principales descritos en la sección 4.2.1, la instalación también debe disponer de algunos sistemas auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la central.

Sistema de protección contra incendios

Al igual que cualquier construcción de estas características, la instalación debe estar dotada de un sistema de protección contra incendios. La misión de este sistema es prevenir y extinguir las posibles causas de fuego que se puedan dar de la forma más rápida posible.

La protección contra incendios se vale de sistemas de detección, sistemas de extinción, sistemas de almacenamiento de agua y sistemas de control y señalización.

Los sistemas de detección son los encargados de avisar de cualquier anomalía que se produzca en la planta y que pueda acabar en riesgo de incendio mediante señales de

alarma. Estos sistemas utilizan detectores de humo/fuego, medidores de temperatura y detectores de fugas para el caso de gases peligrosos.

En los casos que no se pueda prevenir el comienzo del incendio se utilizan los sistemas de extinción para paliar los efectos de dicha situación.

Estos sistemas de extinción se sitúan en las zonas de oficinas, campo solar, exterior de edificios, salas de equipos, bloque de potencia y centros de transformación.

En caso de incendio, debe existir un almacenamiento de agua que pueda ser utilizada para llevar a cabo tareas de extinción. Esta agua es impulsada por dos bombas en paralelo, alimentadas desde fuentes diferentes para asegurar que en caso de fallo en la línea eléctrica de una, la otra pueda prestar el servicio adecuado. El emplazamiento de estas bombas tiene que estar protegido contra el fuego para en caso de requerir sus servicios no se vean impedidos por dicha causa.

Finalmente, el sistema de control y señalización centraliza todas las señales relativas al sistema de protección contra incendios. La señalización ayuda al personal de la planta a advertir el peligro, así como interactuar con diferentes elementos que ellos mismos puedan emplear para dar la señal de alarma.

Sistemas de ventilación y aire acondicionado

El confort de los trabajadores y las condiciones de operación de los equipos requieren un sistema de ventilación y aire acondicionado (HVAC, Heating, Ventilation and Air Conditionig) para garantizar unas condiciones óptimas de temperatura y humedad.

Las zonas donde se prevea una ocupación determinada o donde el personal vaya a realizar alguna tarea deben estar provistas de un sistema de aire acondicionado y de calefacción. Según la normativa vigente (Código de trabajo, El reglamento de seguridad industrial) el sistema de aire acondicionado debe realizar las renovaciones de aire exigidas.

La ventilación de los espacios que así lo requieran, como salas de control de motores, salas de turbina o salas de bombeo, ha de ser mediante ventilación forzada por medio de ventiladores. Estos sistemas deben estar provistos de sus correspondientes silenciadores y filtros de aire para garantizar la calidad del aire.

Sistema de aire comprimido

Una planta industrial de estas características tiene que disponer de un sistema de aire comprimido para el funcionamiento de diversos equipos que se valen de esta fuente para su actividad. La red de aire comprimido se distribuye por todos aquellos puntos en los que se necesite.

La obtención del aire comprimido se lleva a cabo por medio de compresores rotativos de forma redundante, existiendo dos compresores capaces de suplir cada uno de ellos el gasto total de aire comprimido demandado por la central.

Como todo sistema de aire comprimido el aire debe ser correctamente filtrado y tratado

para darle las características oportunas. Este aire se almacena en diferentes depósitos situados en puntos específicos dentro de las diferentes zonas de la instalación. Los puntos de acceso deben estar dotados de conexiones rápidas y válvulas de corte manual.

Instalaciones sanitarias

Con el objetivo de poder hacer frente a cualquier incidente relacionado con la salud y condiciones de trabajo del personal es imprescindible habilitar un centro sanitario dotado con los recursos oportunos para prestar primeros auxilios ante cualquier accidente laboral. La ocupación de esta estancia no debe ser muy elevada. Debido al trabajo por turnos, la cifra establecida no es superada en ningún momento.

Sistema de alumbrado

Todas las instalaciones de la planta deben estar correctamente iluminadas, para ello la central termosolar debe disponer de un alumbrado normal, un alumbrado de emergencia y un alumbrado de apoyo. En el campo solar, los caminos y sendas utilizadas para realizar cualquier tarea de mantenimiento u operación también deben estar alumbrados. El alumbrado normal asegura una iluminación suficiente tanto en los interiores como en los exteriores de los edificios para poder llevar a cabo las operaciones que en ellos se realizan.

El alumbrado de emergencia, entra en funcionamiento en caso de fallo del alumbrado normal. Del mismo modo, dota de la iluminación adecuada para la evacuación del personal hacia zonas seguras y la entrada del personal de seguridad hacia los equipos. Para asegurar su impulsión o extracción. La entrada en funcionamiento puede ser activado desde dos fuentes diferentes, una línea eléctrica y un motor diesel de emergencia en caso de fallo de la línea eléctrica.

El alumbrado de apoyo está referido a la iluminación de equipos contra incendios y cuadros de alumbrado.

Por último, el alumbrado del campo solar se compone de sistemas reflectantes sobre el suelo que ante la incidencia de una fuente de luz brillan dejando bien señalado el camino.

Sistema de telecomunicaciones

Los sistemas de telecomunicaciones son esenciales en la operación de la central solar. Esta tiene que tener instalado un sistema de telefonía, un sistema de megafonía, un sistema de video vigilancia, un sistema de comunicación portátil mediante walkie talkie con cobertura en todo el campo solar.

Los sistemas de telefonía, video vigilancia y megafonía deben estar distribuidos por toda la extensión de la central para poder llevar a cabo un perfecto control de los incidentes que puedan originarse durante la operación. Todos estos sistemas están dirigidos desde la sala de control.

Sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos se dividen en dos grupos: los asociados a la generación de

electricidad y los asociados al funcionamiento diario de la central.

La electricidad generada debe elevar su tensión en un transformador para ser vertida a la red de transporte. La línea de evacuación de electricidad debe ser de la misma tensión que la red de transporte. Por lo tanto, la instalación dispone con una subestación de evacuación.

El aprovechamiento de la electricidad para uso y consumo de la planta necesita de otros transformadores, uno desde la tensión de generación hasta la de distribución por la central, y otro desde la de distribución hasta la de consumo o baja tensión.

La subestación de evacuación dispone de un transformador desde la tensión de generación hasta la tensión de transporte. Al igual que cualquier otra subestación del sistema eléctrico, tiene los componentes característicos como interruptores trifásicos, transformadores de intensidad, seccionadores, transformadores de tensión.