

**“DISEÑO DE UNA GUÍA METODOLÓGICA PARA
IMPLEMENTACIÓN DE CENTRALES TERMO SOLARES
CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL
ECUADOR”.**

Abstract

Nowadays, production of electricity through renewable energy is becoming a viable alternative for power generation; the alternative proposed in this project is the generation of electricity through thermal solar technology. This technology has been proven in countries like: Spain, USA and Chile, in the latter the world's largest thermo solar central facility is being built, capable of generating 360 megawatts. What makes this technology so desirable is that its greatest resource to generate electricity is the sun, a renewable resource which is currently of no cost in Ecuador. The chosen thermo solar technology for the project is cylindrical parabolic concentrators. This type of technology was chosen because of its large number of facilities all around the world that use it, what means that these days it's an mature and reliable technology, besides, it's the most versatile technology for implementation. Cylindrical Parabolic Concentrators (CPC), refer to curved mirrors that concentrate heat along the tubes containing a fluid that transports the heat to a boiler where there is heat exchange to create steam and to subsequently get a turbine work. Thanks to the Ecuador Electric Generation Purposes Solar Atlas we were able to determine that there exists two viable places, because of its solar radiation, that allow the installation of a thermo solar facility, the optimal place for a possible installation for this facility is the province of Loja, with a rate of 1861.5 kWh/m²/year. This value is more than enough for a thermo solar facility of 50 MW. The solar thermal power plants are characterized by high investment cost, it directly affects their viability, because this is not an attractive prospect for investors. Although this condition this technology tends, in a future, to reduce installation costs because these plants are gaining more acceptance in electricity generation worldwide. With its materials being produced with increasing frequency, the production cost reduces, and creates more demand for these materials. Besides that in Ecuador there is a preferential payment to plants using renewable resources, this seeks to attract investment for such plants in Ecuador. Term Index.- Central Thermo Solar, Thermo Solar Technolgy, Cylindrical Parabolic Concentrators (CPC), Electric Generation.

“DISEÑO DE UNA GUÍA METODOLÓGICA PARA
IMPLEMENTACIÓN DE CENTRALES TERMO SOLARES CON
FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL ECUADOR”.

Esquivel Baduy José David.

Egresado de la facultad de la Carrera de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingenierías
Universidad Politécnica Salesiana.

Tixe Enríquez José Carlos.

Egresado de la facultad de la Carrera de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingenierías
Universidad Politécnica Salesiana.

Dirigida por:

Geovanny Pardo Salazar

Ingeniero Eléctrico
Docente de la Universidad Politécnica Salesiana
Facultad de Ingenierías
Carrera de Ingeniería Eléctrica



Quito-Ecuador

Breve Reseña de los autores e Información de contacto:



Esquivel Baduy José David.
Egresado de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingenierías.
Universidad Politécnica Salesiana
jesquivel@est.ups.edu.ec



Tixe Enriquez José Carlos.
Egresado de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingenierías.
Universidad Politécnica Salesiana
jtixe@est.ups.edu.ec

Dirigida por:



Pardo Salazar Geovanny
Ingeniero Eléctrico mención Potencia, Escuela Politécnica Nacional
Magister en Administración de Empresas, Universidad Católica
Docente de la Universidad Politécnica Salesiana
Geovanny.pardo@celec.gob.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto para fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación de los autores

DERECHOS RESERVADOS.

© 2014 Universidad Politécnica Salesiana.
QUITO – ECUADOR- SUDAMÉRICA.

Esquivel Baduy José David, Tixe Enríquez José Carlos.
***DISEÑO DE UNA GUÍA METODOLÓGICA PARA IMPLEMENTACIÓN DE
CENTRALES TERMO SOLARES CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN
EL ECUADOR***

Edición y Producción:

Esquivel Baduy José David, Tixe Enríquez José Carlos.

Diseño de Portada:

Santiago Pérez.

IMPRESO EN ECUADOR – PRINTED IN ECUADOR.

*Este proyecto es dedicado
a mi familia y amigos que
me han acompañado a lo largo
de este camino de vida universitaria,
con mucho cariño para todos ellos.*

José David Esquivel Baduy

*Este proyecto es dedicado
con mucho cariño a mi familia y
amigos que me supieron apoyar.*

José Carlos Tixe Enríquez

Contenido

<i>CONTENIDO</i>	VI
<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i>	XIII
<i>ÍNDICE DE TABLAS</i>	XVI
<i>DEDICATORIA</i>	XVIII
<i>RESUMEN</i>	XIX
<i>INTRIDUCCIÓN</i>	XXI
<i>AGRADECIMIENTO</i>	XXIII
<i>CAPÍTULO I</i>	1
<i>ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA</i>	1
1.1 Recurso Solar.....	1
1.1.1 El Sol	1
1.1.2 Efecto atmosférico	3
1.1.3 Constante Solar e Irradiancia	6
1.1.4 Instrumentos de medición de radiación solar	6
1.2 Aplicaciones del recurso solar.....	7
1.2.1 Generación Eléctrica	7
1.2.2 Calentamiento de Agua.....	10
1.2.3 Potabilización del Agua	13
1.2.4 Secado Solar	14

1.3 Desarrollo de la energía termo solar	16
1.3.1 Clasificación De Colectores Solares	21
1.3.1.1 Características del concentrador	21
1.3.1.2 Características del colector o receptor	22
1.3.1.3 Sistema de seguimiento del sol.....	24
1.3.2 Concentrador de campo de helióstatos.....	25
1.3.2.1 Características del concentrador	26
1.3.2.2 Características de colector o receptor	26
1.3.2.3 Sistema de seguimiento solar.	26
1.3.3 Colectores de Disco parabólico	28
1.3.3.1 Características del concentrador	28
1.3.3.2 Características del colector o receptor	29
1.3.3.3 Sistema de seguimiento solar	29
1.3.4 Concentradores tipo Frenzel.....	30
1.3.4.1 Características del concentrador	30
1.3.4.2 Características del colector o receptor	31
1.3.4.3 Sistema de seguimiento solar	31
1.4 Aspectos Tecnológicos	32
1.4.1 Temperatura.....	32
1.4.2 Concentración	33
1.4.3 Costos	34
1.4.4 Potencia.....	34
1.4.5 Factor de Planta	35

1.4.6 Eficiencia.....	36
CAPITULO II	37
ANÁLISIS TÉCNICO DE UN PLAN PILOTO DE UNA CENTRAL TERMO SOLAR.....	37
2.1 Especificaciones técnicas de la central termo solar en el Ecuador	37
2.1.1 Lugar óptimo para la central	37
2.1.2 Condiciones climatológicas	44
2.1.3 Tipo de Central	46
2.1.4 Tamaño de la Planta.....	49
2.1.5 Diseño de la planta termo solar	51
2.1.5.1 Campos de concentración solar	52
2.1.5.2 Colector.....	53
2.1.5.3 Tubo absorbedor	54
2.1.5.4 Fluido Caloportador	57
2.1.5.5 Diseño del campo de concentración solar.....	59
2.1.6 Análisis del sistema de transferencia de calor.....	83
2.1.6.1 Procesos termodinámicos	83
2.1.6.2 Ciclo de Carnot	87
2.1.6.3 Rankine simple	90
2.1.6.4 Ciclo Rankine con regeneración	93
2.1.6.5 Análisis del ciclo Rankine en la central.....	96
2.1.6.6 Análisis del generador de vapor desde el punto de vista del aceite.....	96
2.1.6.8 Cálculos.....	101
2.1.7 Análisis del generador eléctrico	107

2.2	Análisis de la eficiencia de la planta	108
2.2.1	Análisis de eficiencia en el campo de concentración solar	109
2.2.2	Análisis de eficiencia en el ciclo de potencia.....	111
2.3	Aporte de energía de la central.....	111
2.3.1	Producción eléctrica con caldera auxiliar.....	115
2.3.2	Factor de Planta sin almacenamiento térmico.	116
2.3.3	Producción eléctrica con sales fundidas	117
2.3.4	Factor de Planta con almacenamiento térmico.	120
CAPITULO III.....		121
ESTUDIO ECONÓMICO.....		121
3.1	Inversión Inicial	121
3.1.1	Financiamiento.....	129
3.2	Costos de Producción.....	130
3.2.1	Costos del combustible Auxiliar	131
3.2.2	Costos de Operación y Mantenimiento (O&M), y costos administrativos.....	132
3.2.3	Costos del Agua.....	135
3.2.4	Costos del seguro de la planta	136
3.2.5	Pago del Préstamo.....	137
3.2.6	Índice de Precios al consumidor (IPC)	138
3.3	Ingresos	140
3.3.1	Ingresos por venta de electricidad.....	140
3.3.2	Ingresos por ventas de certificados de carbono.	142

3.4 TIR, VAN, Costo Beneficio.....	145
3.4.1 Tasa de descuento o costo de oportunidad.....	145
3.4.2 Tasa interna de Retorno (TIR).	147
3.4.3 Valor Actual Neto (VAN).....	150
3.4.4 Relación Costo Beneficio.....	151
CAPITULO IV.....	153
PROPUESTA DE GUÍA METODOLÓGICA.....	153
4.1 Metodología del Estudio	153
4.1.1 Proyecto	154
4.1.2 Restricciones del Proyecto	154
4.1.2.1 Alcance.....	156
4.1.2.2 Tiempo.....	157
4.1.2.3 Costo.....	157
4.1.2.4 Riesgos.....	158
4.1.2.5 Recursos.	164
4.1.3 Título Habilitante.....	165
4.1.4 Punto de Conexión.	168
4.1.5 Certificado De Calificación.	169
4.2 Aspectos Técnicos	169
4.2.1 Guía de diseño técnico para una planta Termo Solar de Concentradores Cilíndricos Parabólicos.....	170
4.2.1.1 Elección del lugar óptimo.....	170
4.2.1.2 Elección del Tamaño de la Central	172
4.2.1.3 Colectores, Lazos, Tubo absorbedor y Fluido Caloportador.	173

4.2.1.4 Cálculo de la potencia de Lazo	175
4.2.1.5 Sistema de Almacenamiento de Energía.....	177
4.2.1.6 Ciclo térmico.	177
4.2.1.7 Configuración del ciclo térmico.....	180
4.2.1.8 Eficiencia de la Central	181
4.2.1.9 Producción Bruta de Energía.....	182
4.3 Aspectos Económicos.....	183
4.3.1 Inversión inicial.....	183
4.3.2 Financiamiento.....	184
4.3.3 Costos de producción.....	185
4.3.4 Ingresos	186
4.3.5 Resultados	187
4.4 Aspectos Normativos	188
4.4.1 Período Preferente.....	189
4.4.2 Período Ordinario.....	190
4.4.3 Precios En El Período Preferente	190
4.4.4 Precios En El Período Ordinario	190
4.4.5 Despacho Preferente.....	191
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	193
BIBLIOGRAFÍA.	198
ANEXOS	A1-1
Anexo 1. Cálculo del ángulo de incidencia y el factor modificador por ángulo de incidencia.....	A1-1
Anexo 2. Lugares óptimos para la Central Termo Solar.....	A2-1

Anexo 3. Visión Global de la Tecnología de Concentradores Cilíndricos Parabólicos en el mundo.....	A3-1
Anexo 4. Análisis económico de la central termo solar.....	A4-1
GLOSARIO DE TÉRMINOS	GT1

Índice de Figuras

Figura 1.1 Distancia entre Tierra-Sol.....	36
Figura 1.10. Ejemplo de secador solar mixto.....	50
Figura 1.11. Diagrama de bloques de una central.....	51
Figura 1.12. Variación de la eficiencia de un sistema termosolar ideal (concentrador óptico, receptor y máquina térmica) con la temperatura a distintos niveles de concentración.....	54
Figura 1.13. Ejemplo de un concentrador cilíndrico parabólico.....	55
Figura 1.14. Componentes principales de los concentradores.....	57
Figura 1.15. Sistema de seguimiento de la trayectoria del sol.....	59
Figura 1.17. Ejemplo de un concentrador de campo de helióstatos.....	60
Figura 1.18. Concentrador de disco parabólico.....	64
Figura 1.19. Corte trasversal de un concentrador Frezel.....	66
Figura 1.2. Capas del sol.....	37
Figura 1.20. Clasificación de los concentradores según su temperatura de funcionamiento.....	67
Figura 1.3. Componentes de la Radiación Global y Atenuaciones.....	39
Figura 1.4. Ejemplo de funcionamiento de generación eléctrica mediante un sistema solar térmico.....	42
Figura 1.5. Ejemplo de funcionamiento de la energía fotovoltaica.....	44
Figura 1.6. Ejemplo de un calentador solar autocontenido.....	45

Figura 1.7. Ejemplo del funcionamiento de calefacción de Agua mediante convección forzada.....	46
Figura 1.8. Ejemplo de Potabilización del Agua con contaminación de sales disueltas.....	48
Figura 1.9. Ejemplo de secado solar indirecto	49
Figura 2.1. Mapa insolación mundial.....	73
Figura 2.10. Gráfica de la velocidad vs número de Reynolds.....	103
Figura 2.11. Coeficiente global de pérdidas térmicas en el colector en el año.....	106
Figura 2.12 Incremento de temperatura por colector.	111
Figura 2.13. Configuración del Lazo de Colectores.....	113
Figura 2.14. Optimización del SM en función del almacenamiento y el costo de energía (LCOE).....	116
Figura 2.15. Proceso isotérmico en un diagrama P-V	119
Figura 2.16. Proceso adiabático en un diagrama Presión -Volumen.....	120
Figura 2.17. Proceso isocórico en un diagrama Presión - Volumen	121
Figura 2.18. Proceso isobárico en un diagrama Presión - Volumen	122
Figura 2.19. Diagrama de una máquina Carnot.....	124
Figura 2.2. Localización óptima para una central de concentración.	76
Figura 2.20. Diagrama Temperatura –Entropía ciclo Carnot.....	125
Figura 2.21. Ciclo Rankine simple.....	127
Figura 2.22. Diagrama Temperatura –Entropía ciclo Rankine	128
Figura 2.23. Ciclo Rankine regenerativo con calentador abierto	130
Figura 2.24. Ciclo Rankine regenerativo con calentador cerrado.	131
Figura 2.25. Esquema de Generador de Vapor desde el punto de vista del campo solar.....	133
Figura 2.26. Esquema básico de la central.	136

Figura 2.27. Diagrama de bloque de la eficiencia en la planta.....	145
Figura 2.28. Producción de Energía Bruta anual.....	151
Figura 2.29. Esquema de una Central Termo Solar con almacenamiento térmico.	155
Figura 2.3. Posibles locaciones de la central de concentración solar.....	77
Figura 2.4. Valores de radiación solar del lugar seleccionado para la central.	78
Figura 2.5. Mapa de ubicación de la estación La Argelia con respecto a la planta termo solar.....	80
Figura 2.6. Locación geográfica de las subestaciones en el sur del Ecuador.	86
Figura 2.7. Esquema básico de una planta termo solar.	88
Figura 2.8. Características del tubo absorbedor.	93
Figura 2.9. Diagrama de Bloques de ciclo térmico.	98
Figura 3.1. Porcentaje de costos en una planta de concentradores cilindro parabólicos.	159
Figura 3.2. Porcentaje de costos en un campo de concentración solar.....	160
Figura 3.3. Inversión con respecto a cada bloque que conforma la planta...	166
Figura 3.4. Tendencia y promedio del IPC	177
Figura 3.5. Precio por tonelada de CO2 y precio promedio por tonelada de CO2	181
Figura 4.1. Restricciones de un proceso según el PMBOOK.	194
Figura 4.2. Flujos de Caja de un proyecto.....	196
Figura 4.3. Mapa del Patrimonio de áreas naturales del Estado.....	200
Figura 4.4. Disposiciones de los colectores.	212
Figura 4.5. Disposición de los Lazos.	213
Figura 4.6. Aporte de energía.....	217
Figura 4.7. Ingresos por venta de energía y certificados de carbono	226

Índice de tablas.

Tabla 1.1. Albedo de diferentes superficies.....	41
Tabla 1.2. Temperatura de trabajo de los diferentes tipos de concentradores.	69
Tabla 1.3. Factor de concentración de los diferentes tipos de concentradores.	70
Tabla 1.4. Costo de kW instalado de los diferentes tipos de concentradores.	70
Tabla 1.5. Potencia instalada de los diferentes tipos de concentradores.....	71
Tabla 1.6. Factor de planta de los diferentes tipos de concentradores.	71
Tabla 1.7. Eficiencia de los diferentes tipos de concentradores.....	72
Tabla 2.1. Lugares con gran incidencia de radiación.	75
Tabla 2.10. Tabla de coeficiente de pérdidas térmicas en el colector en el año.	107
Tabla 2.11. Características del sistema de fluido térmico	135
Tabla 2.12. Características del sistema de fluido térmico interpolado.....	135
Tabla 2.13. Características del sistema de fluido térmico desde el punto de vista del agua-vapor.	137
Tabla 2.14. Resumen de la características de los elementos del ciclo térmico.	144
Tabla 2.15. Producción de Energía Bruta anual.....	151
Tabla 2.2. Incidencia anual media por provincia	76
Tabla 2.3. Condiciones climatológicas de Loja – La Argelia.	82
Tabla 2.4. Comparación entre las principales tecnologías termo solares de concentración.	85
Tabla 2.5. Distancias de subestaciones con relación a la central Termosolar.	88

Tabla 2.6. Características de los Colectores.....	90
Tabla 2.7. Características de los Tubos Absorbedores,.....	93
Tabla 2.8. Características técnicas de la planta Andasol-2	97
Tabla 2.9. Resumen de Características de los elementos elegidos en el diseño de la Planta.....	101
Tabla 3.1. Proyección de Costos de inversión para una central termo solar hasta el año 2020.	162
Tabla 3.10. Precios preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)	179
Tabla 3.11. Factor de Emisión de CO2	181
Tabla 3.12. Valores utilizados para el cálculo del costo de oportunidad.	185
Tabla 3.2. Valores de inversión para el campo de concentración solar.	163
Tabla 3.3. Valores de inversión para el bloque de Potencia.....	164
Tabla 3.4. Inversión con respecto a cada bloque que conforma la planta. ...	166
Tabla 3.5. Financiamiento de la Inversión.	168
Tabla 3.6. Estimación de Costos de Operación y Mantenimiento.	173
Tabla 3.7. Resumen de los costos de la planta.	174
Tabla 3.8. Tabla de Amortización para el préstamo requerido en la inversión.	176
Tabla 3.9. Índice de Precios al Consumidor.....	177
Tabla 4.1. Planta Termo Solar de 50 MW.....	194
Tabla 4.2. Tiempo de vigencia de un proyecto.	196
Tabla 4.3. Distribución del capital para la inversión.....	224

Dedicatoria

El presente trabajo está dedicado a las personas que supieron estar presentes a lo largo del desarrollo del mismo. Con especial dedicatoria a la familia, padres, hermanos, que aportaron de alguna forma al trabajo que se expone a continuación.

A nuestro profesor, Ingeniero Geovanny Pardo, quien aportó de una manera muy importante para lograr, paso a paso, culminar este proyecto.

A Dios padre, con la ayuda y bendición de él todo es posible.

Introducción

En el presente trabajo se muestra una visión global de la tecnología termo solar aplicada a la producción de energía eléctrica, ya que esta cuenta con varias aplicaciones el estudio se centrará en analizar las diferentes características que conlleva el uso del recurso solar y sus diferentes procesos para usarlo como fuente de energía en una planta generadora de electricidad. Se muestra en el primer capítulo un estudio sobre el recurso solar tanto sus características, sus formas de medición y los fenómenos los cuales lo afectan directamente, posterior a esto se revisa las aplicaciones directas que tiene en el hogar y en la industria, dando mayor importancia a las diferentes configuraciones que existen para la generación de energía eléctrica. En el segundo capítulo se desarrolla el diseño propio de una central, para lo cual se elige un lugar óptimo, el tipo de central, su tamaño y sus principales componentes que influirán en su diseño. Los componentes son analizados con respecto a sus funciones que realizan en la central, basándonos en un análisis matemático y dando como resultado el aporte de energía que se espera que esta central diera en su funcionamiento normal. Posterior a esto se realiza el respectivo análisis económico para la central diseñada, con el cual se revisan los principales parámetros que se deben considerar en un estudio económico, con la finalidad de descubrir si este proyecto como tal es rentable o no para un

inversionista. Al finalizar el estudio se propone ciertos parámetros principales que han sido reflejados y adquiridos a través de los anteriores capítulos, en el cual se muestra un Guía Metodológica con estos aspectos, que reflejan el criterio tomado en ciertas partes del diseño y el estudio económico. Y que podrá servir para futuros análisis de este tipo de tecnología ya que muestra los principales procedimientos con la cual fue desarrollada el diseño de la planta del estudio.

Resumen

La tecnología termo solar es un tipo de tecnología para la generación de energía eléctrica por medio de un recurso renovable que, como su nombre lo indica su principal fuente para generar electricidad es el sol. Partiendo de esto se puede decir que la tecnología termo solar es una alternativa fiable, madura y ecológica para ayudar al sistema de generación eléctrica del Ecuador.

Una central termo solar consta de espejos cilíndricos parabólicos que son los encargados de concentrar y direccionar la energía del sol hacia un eje focal, el eje focal está conformado por un tubo que contiene aceite y transporta el calor hacia las calderas. En las calderas existe un intercambio de calor, por medio de procesos termodinámicos, que genera vapor a presión para lograr mover la turbina y de esta forma generar electricidad.

Las centrales termo solares necesitan de una cantidad mínima de energía solar para lograr su funcionamiento con las tecnologías actuales, esta cantidad de energía no la poseen todos los países, pero en el Ecuador si se cuenta con lugares para el desarrollo de una central de este tipo, lo que significa que el Ecuador consta con las condiciones climatológicas necesarias para la construcción de una central termo solar.

La central propuesta en el siguiente estudio se estructuró en base a las necesidades del Ecuador, se agregó parámetros en su diseño para que la central pueda llegar a aportar energía eléctrica en las horas de demanda máxima de energía eléctrica en el Ecuador. De esta manera se busca, con este estudio, promover la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables.

Agradecimiento.

El presente agradecimiento está dirigido hacia la Universidad Politécnica Salesiana por ser una institución que abrió sus puertas para lograr acceder a los conocimientos necesarios para desarrollar profesionales con criterio y moral.

Un especial agradecimiento al ingeniero Geovanny Pardo Salazar, quien supo guiar y dirigir de la mejor manera el presente trabajo, para lograr cumplir a cabalidad los objetivos planteados.

A los profesores de la Universidad Politécnica Salesiana, quienes a lo largo de la vida universitaria, impartieron y transmitieron sus conocimientos para lograr ser buenos profesionales.

A la corporación para la investigación energética “CIE”, quienes colaboraron con materiales e información necesaria para conseguir que esta Guía pueda contar con datos reales y confiables para los cálculos de la misma.

CAPÍTULO I

ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA

Este capítulo hará referencia a las principales características del recurso solar, maneras de medir, unidades de medición y sus principales propiedades que se muestran en la naturaleza; además, se revisará las aplicaciones relacionadas a este recurso dando como prioridad la generación de energía eléctrica. Finalmente, se proporcionará una introducción a los procesos básicos que se desarrollan en una central de concentración solar y sus diferentes tipos de configuraciones existentes en la actualidad.

1.1 Recurso Solar

1.1.1 El Sol

El Sol es una de las fuentes de energía inagotable debido a que es un reactor de fusión, el cual consume su masa a cambio de energía, fusionando átomos de deuterio para dar átomos de helio.

El diámetro del Sol es de 1.39×10^6 km, está situado a una distancia media de 1.496×10^8 km con respecto a la Tierra. El núcleo solar está comprendido dentro del 23% de su radio, es el 15% de su volumen pero contiene el 40% de masa y genera el 90% de la energía, se estima que la temperatura en el núcleo es de 1×10^7 K con una densidad de 1×10^5 kg/m³.

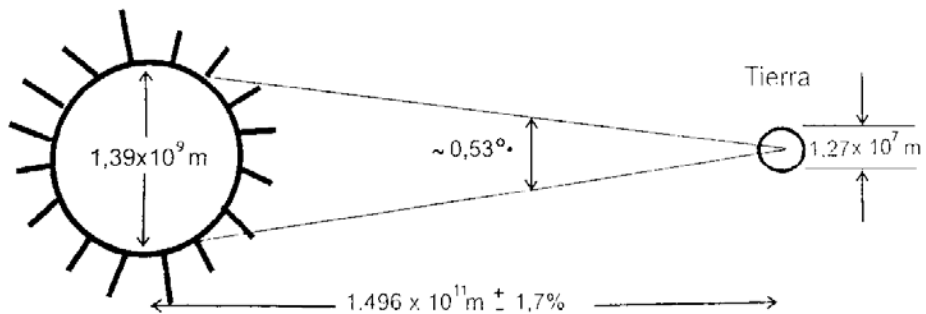


Figura 1.1 Distancia entre Tierra-Sol¹

La zona convectiva comprendida desde el 70 % del radio hasta el 100 %, tiene una temperatura entre 5000° y 6000° K .

La fotosfera es la capa exterior y es la que emite la mayor cantidad de radiación solar hacia el espacio, los gases visibles y tenues capaces de ser observados en un eclipse solar se denominan cromósfera. Cuenta también con gases esencialmente transparentes lo cuales forman la denominada corona solar, que sería algo similar como la atmósfera en la tierra.

Región de transición, región en la cual la energía cinética de la cromósfera se transforma en calor. El proceso por el cual sucede este fenómeno aún no está claro¹.

¹ <http://www.scribd.com/doc/141456546/Teoria-de-Tesis>

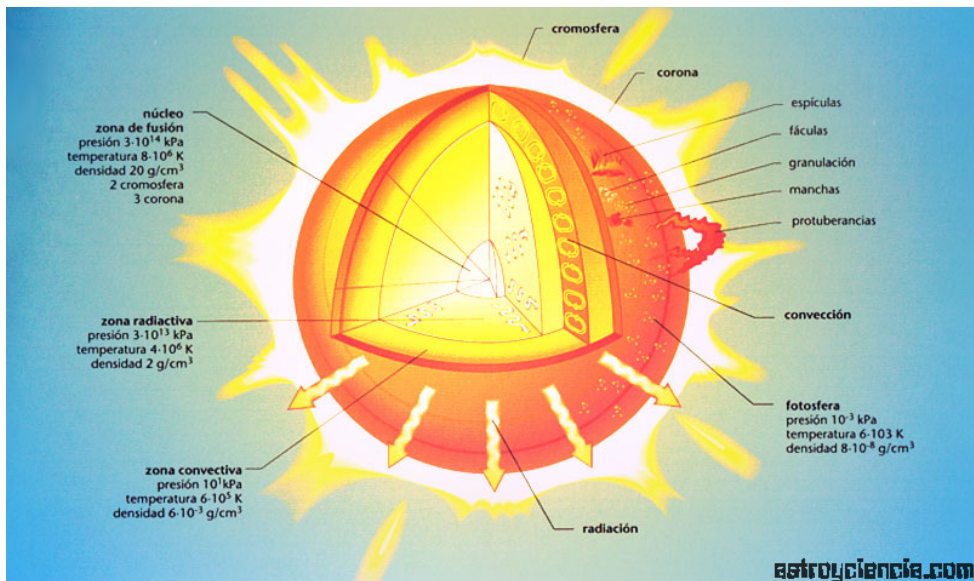


Figura 1.2. Capas del sol²

1.1.2 Efecto atmosférico

La energía entregada por el sol, que alcanza la superficie terrestre es irregular debido a varios factores:

- La insolación varía debido al paso de las horas en las cuales el sol esta sobre el horizonte.
- La atenuación de la radiación es un fenómeno que se produce al pasar a través de la atmósfera, se estima que un 47% de la radiación llega a la superficie, de la cual el 31% lo hace

² <http://www.astroyciencia.com>

directamente, el 16% en forma indirecta o dispersa. El resto de ésta es reflejada o absorbida por la atmósfera.

Los tipos de radiaciones influyentes en la superficie terrestre son:

- La radiación directa, es la energía que llega de tal forma que, no ha sufrido ningún fenómeno atmosférico y llega en su totalidad.
- La radiación dispersa, hace referencia a que la energía va perdiendo intensidad por efectos atmosféricos, neblina, nubes, rocío, entre otros, consiguiendo que se atenúe en la atmósfera.
- La radiación difusa, es la que por efectos atmosféricos se encuentra en la atmósfera y aporta un porcentaje a la radiación global.
- La radiación global, es la suma de todas las radiaciones que aportan intensidad o flujo luminoso en un cierto sector.
- La radiación reflejada, es la que al incidir en una superficie es devuelta hacia el espacio, también interfiere la acción de la atmósfera que contribuye un porcentaje a la reflexión.
- Radiación absorbida hace referencia a los rayos X y otros de onda corta que son absorbidos en la ionósfera por partículas de N_2 y el O_2 , la radiación ultra violeta sufre el efecto del O_3 , para ondas superiores a los $2.5 \mu m$ son absorbidas por el CO_2 y H_2O .

Con respecto a la radiación reflejada, dependerá de la longitud de onda de la radiación y la superficie en la cual incida, la relación entre la radiación

reflejada y el incidente se denomina reflectividad, la reflectividad total considerando todo el espectro solar se la denomina albedo.

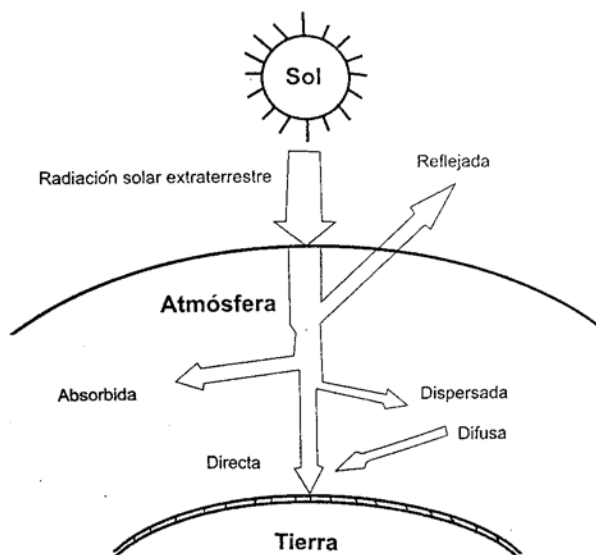


Figura 1.3. Componentes de la Radiación Global y Atenuaciones³

Nieve virgen	0.95
Agua	0.07
Suelos (arcilla)	0.14
Bosques de coníferas	0.07
Hojas muertas	0.30
Hierba seca	0.20

³ <http://www.scribd.com/doc/141456546/Teoria-de-Tesis>

Hierba verde	0.26
Gravas	0.13
Paredes oscuras (ladrillo rojo)	0.27
Paredes claras (pinturas luminosas)	0.60

Tabla 1.1. Albedo de diferentes superficies⁴.

La radiación global dependerá de las condiciones meteorológicas, en un día nublado será importante la radiación difusa, por contrario en un día despejado será de suma importancia la radiación directa.

1.1.3 Constante Solar e Irradiancia

Irradiancia hace referencia a la potencia de la radiación solar medida en un instante determinado en un metro cuadrado (I_s), sus unidades son W/m^2 .

La constante solar (S_s) es la Irradiancia medida en la atmósfera, perpendicular al Sol, su valor es $1.353 W/m^2 (\pm 1.6\%)$.

1.1.4 Instrumentos de medición de radiación solar

La irradiación (H_s) corresponde a un valor acumulado de la incidencia de la radiación solar en un determinado tiempo, este valor es de gran interés para el desarrollo de estudios de ingeniería ya que se la puede mostrar en

⁴ <http://www.scribd.com/doc/141456546/Teoria-de-Tesis>

forma horaria, diaria y mensual, siendo muy importante para el desarrollo de una base de datos que se la puede usar en un futuro análisis.

Para medir la radiación solar se usa un instrumento llamado piranómetro, el cual recibe la radiación de todas las direcciones por lo cual mide la radiación global, a éste puede medir la radiación difusa mediante la colocación de una película oscura la cual filtra dicha radiación.

El piranómetro puede ser usado para medir la irradiación, con un sistema de monitoreo y una base de datos, este método es el más común que se usa en la centrales meteorológicas.

1.2 Aplicaciones del recurso solar

Con la energía que proviene del sol, utilizando ésta de forma adecuada, se puede obtener varios tipos de aplicaciones, entre ellas la más importante es la eléctrica.

A continuación algunas aplicaciones en las que se aprovecha la energía del sol.

1.2.1 Generación Eléctrica

Utilizando la radiación solar, se puede generar energía eléctrica mediante varios procesos.

Mediante el sistema térmico, donde se utilizan espejos para lograr el calentamiento de un fluido y obtener vapor, con la circulación de agua por

este fluido, que otorga presión logra impulsar una turbina, con la cual se genera electricidad.

Con el incremento de la entalpía⁵, o la cantidad de energía en forma de calor que se transfiere a un sistema, se logra la vaporización necesaria para lograr el funcionamiento de una turbina.

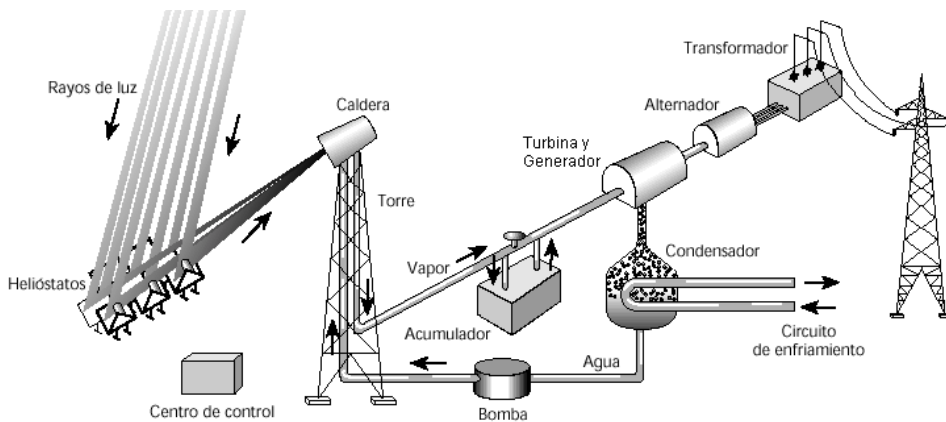


Figura 1.4. Ejemplo de funcionamiento de generación eléctrica mediante un sistema solar térmico.⁶

En la figura anterior se visualiza un esquema de generación eléctrica, mediante el sistema solar térmico. En el cual se aprecia, heliostatos⁷, que son conjunto de espejos móviles donde se captan los rayos solares y estos convergen en un solo punto, una bomba de agua, turbina, transformador.

⁵ <http://quimica-explicada.blogspot.com/2010/12/la-entalpia.html>

⁶ <http://www.renovetec.com/cursotermosolar0909.html>

⁷ <http://espaciosolar.com/heliostatos.htm>

En este esquema se direcciona el vapor hacia una turbina para llegar a ejercer la energía mecánica necesaria que llegará a la generación de electricidad.

Se puede apreciar la evolución de esta tecnología en otros países tales como España donde existen ya instaladas 44 centrales de este tipo, y 70 centrales alrededor del mundo.⁸

Un proceso más directo es utilizar el efecto fotoeléctrico, con el cual no se obtiene hasta el momento rendimientos superiores del 10 al 15%, en lo que respecta a generación eléctrica, en algunos casos hasta el 30%.⁹ Para las celdas fotovoltaicas se aplican tratamientos químicos con los que se consigue aislar el campo eléctrico positivo de un lado y el negativo del otro.

⁸ <http://twenergy.com/energia-solar>

⁹ <http://www.tecnun.es>

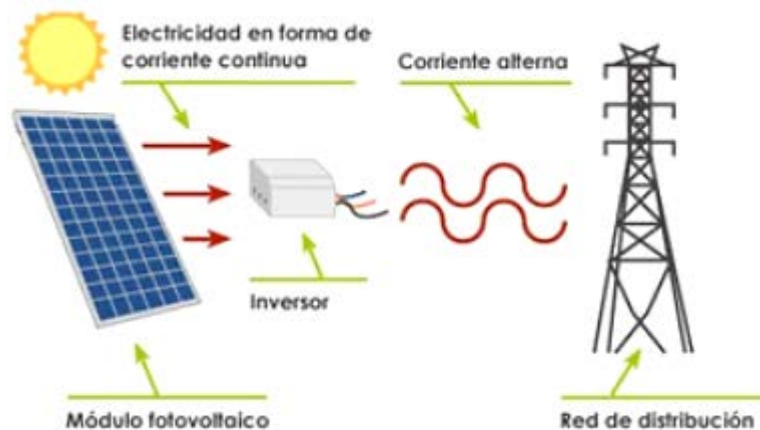


Figura 1.5. Ejemplo de funcionamiento de la energía fotovoltaica.¹⁰

En la figura anterior se muestra un arreglo de paneles solares fotovoltaicos, dichos paneles están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos.¹¹

En España se encuentra uno de los más desarrollados modelos con el cual se ha conseguido una potencia de 100 (KW), que se mantiene en el margen mínimo para la venta de energía eléctrica en dicho país.

1.2.2 Calentamiento de Agua

Es una de las aplicaciones en la actualidad que usa recurso solar, la calefacción del agua puede ser a nivel industrial o a nivel residencial. En

¹⁰ <http://www.solza.es/energia.htm>

¹¹ <http://renova-energia.com>

la calefacción de agua, como algunas otras aplicaciones del recurso solar, se tiene un colector (donde se transforma el recurso solar en el tipo de energía requerido), y un almacén (encargado de la reserva, para cuando no se cuenta con el recurso).¹²

Existen diferentes formas de la calefacción de agua.

- Calentador solar autocontenido. Es la forma más simple del calentamiento de agua, consiste en la disposición del agua en una superficie pintada de negro, se elige la superficie conforme ésta tenga la mayor parte del tiempo la exposición al sol, la tapa del calentador solar hace las veces de un colector.



Figura 1.6. Ejemplo de un calentador solar autocontenido¹³

- Calentador Solar de Convección Natural. Este modelo, similar al calentador solar autocontenido, tiene los mismos principios, con la

¹² <http://twenergy.com>

¹³ <http://www.pti.iteso.mx>

diferencia que el colector y el almacén se encuentran por separado. El colector en este caso pueden ser placas o tubos donde se eleva la temperatura para luego pasar al termo almacén.

- Calentador Solar de Convección Forzada. Con este tipo de modelo, el colector y el almacén se encuentran separados y gracias a la implementación de una bomba de agua se puede lograr la disposición indistinta en altura del colector y el almacén, en los modelos anteriores se necesitaba que el colector se encuentre por debajo del almacén.

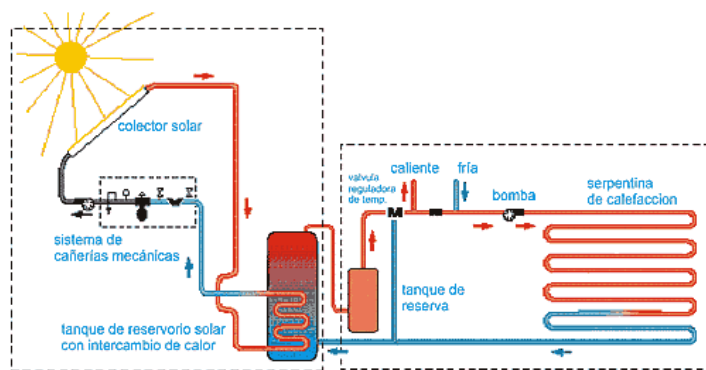


Figura 1.7. Ejemplo del funcionamiento de calefacción de Agua mediante convección forzada¹⁴

En la figura se observa un calentador solar de convección forzada, en el cual se tiene que el tanque o almacén, y el colector solar se encuentran por separado, esto gracias a una bomba que se encarga transportar el agua para su respectivo intercambio de calor.

¹⁴ <http://www.instalacionenergiasolar.com>

1.2.3 Potabilización del Agua

Utilizando la radiación solar se puede potabilizar el agua, con algunos factores a tomar en cuenta, el factor más importante es el tipo de agua a ser potabilizada ya que dependiendo de la contaminación se puede o no utilizar el recurso solar para potabilizar el agua, para potabilizar el agua mediante este recurso se pueden disponer de dos tipos de agua contaminada, y estos son:

- Agua con contaminación microbiana ligera. Cuando se tiene un tipo de agua con agentes microbianos ligeros se puede potabilizar el agua mediante calefactores de agua, descritos anteriormente, manteniendo a los calefactores por encima de una temperatura de 60 grados por varios minutos, suficientes para tratar este tipo de agua.
- Agua con contaminación de sales disueltas. Refiriéndose más claramente al agua del mar, existiendo varios métodos para tratar el agua con este tipo de contaminación el método que se utiliza para este caso es la destilación solar, que consiste en la evaporación – condensación del agua donde las sales o la contaminación queda separada y el agua potabilizada pasa por el colector para llegar purificada al almacén.

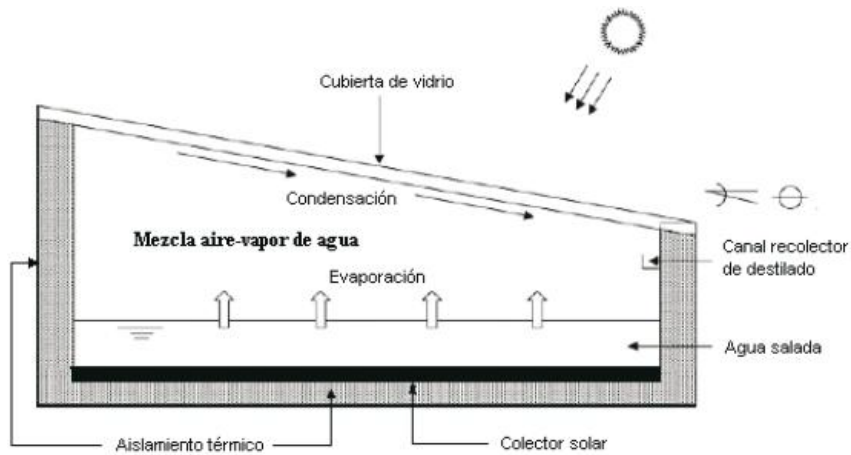


Figura 1.8. Ejemplo de Potabilización del Agua con contaminación de sales disueltas¹⁵

1.2.4 Secado Solar

El secado solar es una técnica antigua utilizada para alimentos y prendas, entre otros. Los dos principales elementos como en casos anteriores siguen siendo el colector, lugar en que la radiación calienta el aire, y el almacén, donde el producto es deshidratado conocida también como cámara de secado.

- Secado Solar Indirecto. En este caso el colector y el almacén se encuentran separados, la radiación solar no repercute sobre el almacén o cámara de secado, solo en la parte del colector.

¹⁵ <http://www.scielo.org.mx>

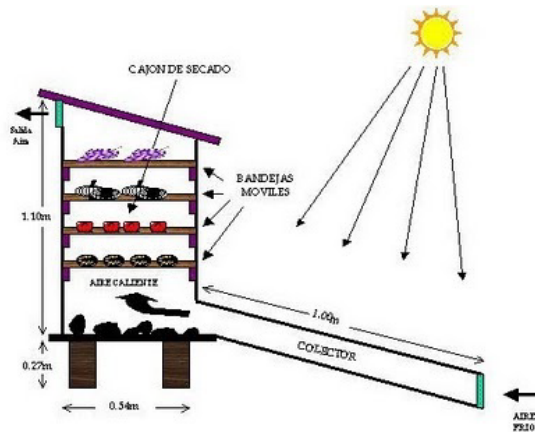


Figura 1.9. Ejemplo de secado solar indirecto ¹⁶

- Secado Solar directo. Para este caso los elementos colector y almacén pasan a estar juntos lo que implica tener radiación solar en la parte del colector y el almacén.
- Secado Solar Mixto. Para este tipo de secado, la radiación solar puede estar en la parte del colector o en la parte de la cámara de secado, el poder combinar el colector y la cámara como un todo, hace que este secado sea más económico, posea menor tamaño, y su circulación de aire se hace por convección natural.

¹⁶ <http://actividadesarteytecnologia.blogspot.com/>

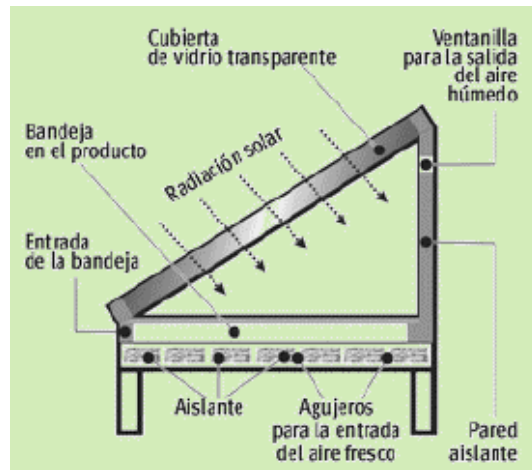


Figura 1.10. Ejemplo de secador solar mixto.¹⁷

1.3 Desarrollo de la energía termo solar

Una central eléctrica termo solar aprovecha la incidencia de la radiación solar y la transforma en energía eléctrica. La similitud con una planta térmica convencional es muy grande ya que usa un sistema de intercambiador de calor, con el cual moverá una turbina y posteriormente acoplada a un generador creará energía eléctrica. Su diferencia principal es como se consigue el calor.

En el caso de las centrales termo solares, usan un concentrador óptico capaz de redireccionar la radiación solar a un solo punto, creando en este una gran temperatura que será usada para calentar un fluido, que cumplirá el papel de combustible al pasar a través del agua y hacerla vapor.

¹⁷ <https://procesosbio.wikispaces.com/Secado>

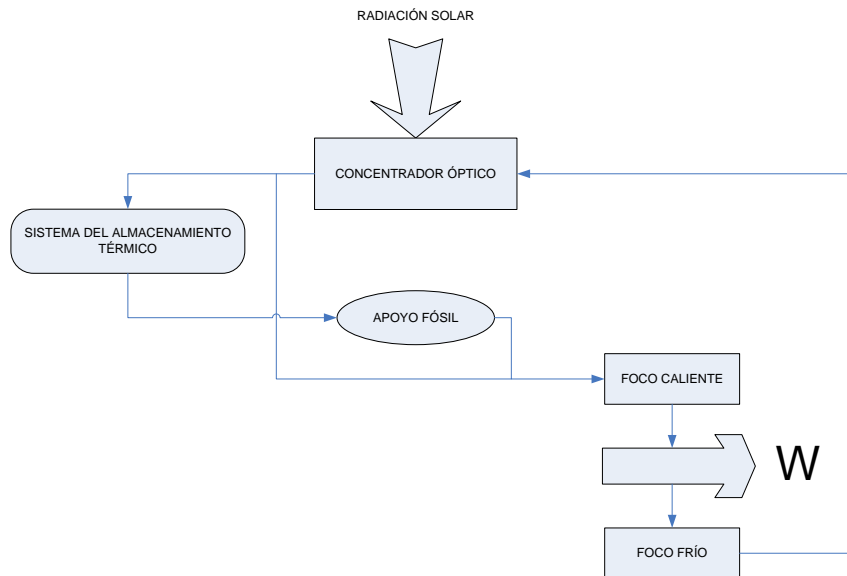


Figura 1.11. Diagrama de bloques de una central
Elaborado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Es imprescindible tener en cuenta la cantidad de energía que puede ser aprovechada, en este caso la cantidad de energía que es entregada por el sol; el rendimiento energético es la relación que existe entre la energía que entra a un sistema y la energía útil que se obtenga¹⁸.

¹⁸ <http://fisicayquimica.iesgbrenan.com>

$$\eta = \frac{W}{G_s} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

donde:

η = rendimiento energético (%)

W = trabajo máximo que se puede obtener (J)

G_s = radiación solar incidente (J)

Para un análisis teórico inicial se toma en cuenta el factor de Carnot, que es una condición en la cual la máquina trabaja en un ciclo ideal, por lo cual no hay producción de entropía, es decir no hay pérdidas de calor en todo el sistema. La cual es expresa en la siguiente ecuación¹⁹:

$$\eta = \frac{T_2 - T_1}{T_2} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

donde:

η = rendimiento energético (%)

T_2 = Temperatura en el Foco caliente (° K)

T_1 = Temperatura en el Foco frío (° K)

¹⁹ <http://www.fisica.uh.cu/biblioteca.pdf> , Factor de Carnot

Siendo la T_2 el foco caliente, proveniente de la radiación solar, esta estará alrededor de 6000° K y T_1 la temperatura ambiente 300° K , se tendrá un rendimiento ideal de 0.95.

En la ecuación (Ec. 1.2) no se toma en cuenta la influencia de la reflexión, ni el amplio espectro solar. Por lo cual se tomara en cuenta como una base aproximada la siguiente expresión.

$$\eta = 1 - \frac{4T_1}{3T_2}(1 - 0.28 \log f) \quad (\text{Ec. 1.3})$$

donde:

f = factor de dilución

El factor de dilución es la relación que existe entre la irradiación proveniente del sol y el reflectividad de la superficie o albedo. Se lo calcula en base a la siguiente ecuación:

$$f = \frac{C}{46.200} \frac{1}{n^2 \text{sen}^2 \theta} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

donde:

C = concentración óptica

n = albedo de la superficie

θ = Angulo incidente de la radiación

El factor de concentración óptica hace referencia a la capacidad del colector para absorber la radiación y transformarla en calor, dependerá exclusivamente de las características del colector solar.

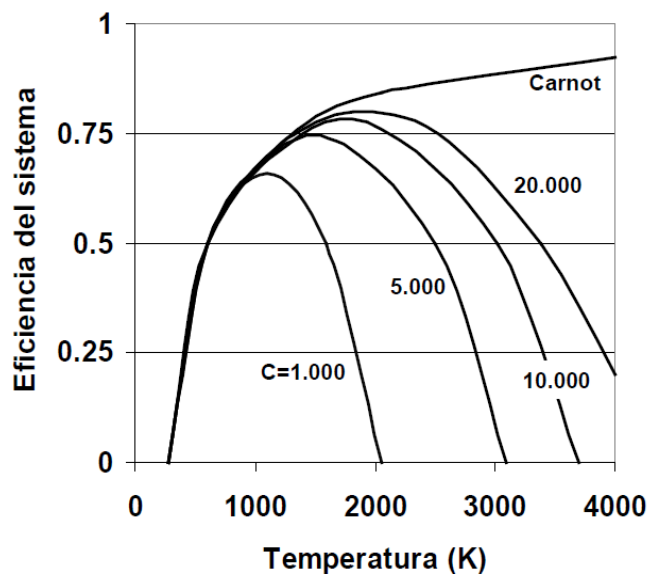


Figura 1.12. Variación de la eficiencia de un sistema termosolar ideal (concentrador óptico, receptor y máquina térmica) con la temperatura a distintos niveles de concentración.²⁰

²⁰<http://www.uib.es/facultat/ciencias.pdf>

1.3.1 Clasificación De Colectores Solares

- Concentrador cilíndrico parabólico



Figura 1.13. Ejemplo de un concentrador cilíndrico parabólico²¹.

1.3.1.1 Características del concentrador

Los concentradores cilindro parabólicos, son sistemas de espejos dispuestos de tal forma que concentran la energía solar en su línea focal donde se encuentran tubos absorbentes, que contienen normalmente aceite,

²¹ <http://www.placa-solar.com/colectores-solares.html>

logrando así calentar el fluido para poder pasar al tanque de agua, y obtener la transferencia de calor necesaria para obtener vapor. Luego de ser utilizado el aceite, éste vuelve a pasar por los tubos para ser recalentado.

1.3.1.2 Características del colector o receptor

Entre los componentes principales de los concentradores cilindros parabólicos están.²²

a. Reflector cilindro parabólico o espejo parabólico

Proyecta la radiación solar sobre los tubos de absorción, la composición de los cilindros consiste en láminas o placas delgadas de plata o aluminio revestidas de vidrio para obtener la rigidez necesaria.

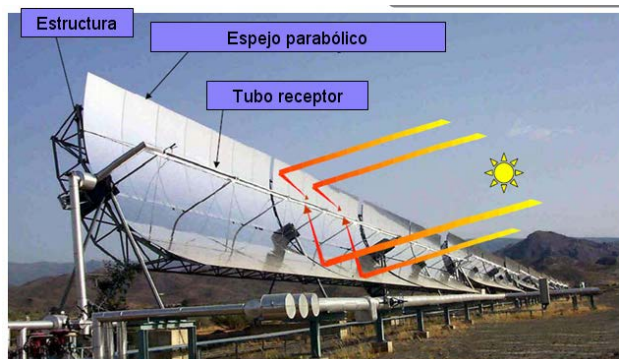


Figura 1.14. Componentes principales de los concentradores²³

²²<http://www.centralesternosolares.com>

²³ <http://www.amyca.org.html>

Una variable importante a ser tomada en cuenta es el factor de concentración solar, que viene dado según la ecuación de Winter²⁴, y es la relación entre el área de apertura del concentrador y el área del tubo absorbente o receptor. La ecuación de Winter para calcular el factor de concentración solar es la siguiente.

$$X = \frac{A \text{ abertura}}{A \text{ tubo absorbente}} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

donde:

X = Factor de concentración solar

A abertura = Área de la abertura del cilindro parabólico

A tubo absorbente = Área del tubo absorbente.

b. Tubo de absorción

Consta de dos tubos concéntricos, por el tubo interior circula el fluido de trabajo, y el tubo exterior es de vidrio, de esta forma se conserva el calor dentro del tubo de absorción.

c. Estructura

Sostiene los dos componentes anteriores, equipado además con los mecanismos necesarios para realizar el seguimiento solar, aumentando la eficiencia de este tipo de concentrador.

²⁴ Revista Colombiana de Física, Vol. 43, No. 3 de 2011

1.3.1.3 Sistema de seguimiento del sol²⁵

Los reflectores parabólicos se mueven en dos ejes, norte sur y este oeste, y poseen un sistema, normalmente hidráulico, para poder captar los rayos solares durante todo el día.

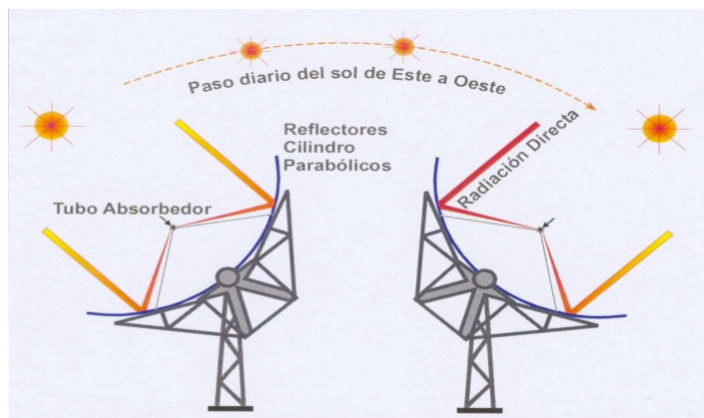


Figura 1.15. Sistema de seguimiento de la trayectoria del sol ²⁶

Siendo que esta tecnología ha venido evolucionando desde los años 80, actualmente se encuentran en operación a nivel mundial alrededor de 800 MW, y más de 6 GW se espera producir en un futuro en países donde esta tecnología ya es un hecho, como son:

España, Estados Unidos, Australia, Sudáfrica, India, México y Chile.²⁷

²⁵ Revista Colombiana de Física, Vol. 43, No. 3 de 2011

²⁶ <http://www.info-renovables.com/energia-termica>

Los parámetros a considerar, en un concentrador de cilindro parabólico, en el proceso de construcción son, la distancia focal (df), longitud del colector (L), ancho del colector (W), como se observa en la figura número 12.

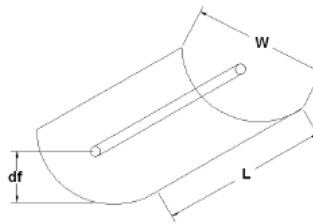


Figura 1.16. Parámetros principales de un concentrador cilíndrico parabólico²⁸.

1.3.2 Concentrador de campo de helióstatos.

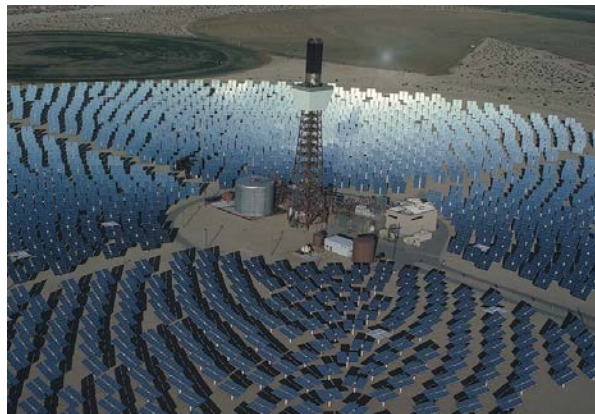


Figura 1.17. Ejemplo de un concentrador de campo de helióstatos.²⁹

²⁷ <http://www.centralestermosolares.com>

²⁸ Revista Colombiana de Física, Vol. 43, No. 3 de 2011

1.3.2.1 Características del concentrador

El concentrador de campo de helióstatos basa su funcionamiento en un campo de espejos llamados heliostatos³⁰, conjunto de espejos móviles donde se captan los rayos solares y estos convergen en un solo punto, que se orientan hacia un punto fijo en lo alto de la torre, llamado caldera o absorbedor, en algunas torres se encuentra la turbina al pie de esta.

1.3.2.2 Características de colector o receptor

Las ventajas de un concentrador de torre central, en rendimiento significan una alta eficiencia al momento de la conversión de temperatura, con temperaturas probadas de 565 °C y llegando a un potencial de 1000 °C, además posee almacenamiento a altas temperaturas y una posible operación híbrida con otros concentradores solares. La potencia conseguida hasta el momento se encuentra entre un rango de 10 a 200 MW, dependiendo el área de instalación.³¹

1.3.2.3 Sistema de seguimiento solar.³²

Para la orientación de los heliostatos se toma en cuenta 2 factores principales.

²⁹ <http://crashoil.blogspot.com>

³⁰ <http://espaciosolar.com/heliostatos.htm>

³¹ http://www.archivochile.com/Chile_actual.pdf

³² <http://libros.redsauce.net/>

a. Receptores de energía.

Se encuentran normalmente situados en el centro del campo especular, en cuanto más elevado se encuentre el receptor, cumplirá de mejor manera su función de concentrar energía, los receptores pueden ser de dos tipos.

- De cavidad. Este tipo de receptores poseen una abertura donde penetran los rayos solares, dentro de esta cavidad se tiene una absorción de luz de hasta el 95%.
- Recepción energética. Su diseño radica en volúmenes de revolución, dependiendo esto de la forma del campo de heliostatos.

b. Campo concentrador.

Se encuentra dispuesto en la estructura de los heliostatos y son los encargados de seguir el movimiento aparente del sol en todo momento, la energía consumida para la dirección y orientación de los espejos es relativamente baja, 60 W son suficientes para una superficie de 50 m² de heliostatos.

1.3.3 Colectores de Disco parabólico

1.3.3.1 Características del concentrador

Son colectores en forma de paraboloide, tienen el fin de concentrar la radiación solar en un solo punto, consiguiendo así grandes temperaturas 650-800 °C, para lo cual se necesita una gran incidencia de radiación para poder aprovechar de la forma más óptima.

Una gran ventaja de este tipo de concentradores es su modularidad y su gran eficiencia, pero sus alta inversión inicial y costos de mantenimiento es un gran impedimento para el desarrollo de la misma.

Las partes principales de este tipo de concentradores son:

- a. Paraboloide o concentrador. Sus dimensiones dependerán exclusivamente de la potencia de diseño, se usan también en arreglos por su ventaja de modularidad, el tamaño de esta puede variar de 7-17 metros entre los más comunes.
- b. Receptor. Este tiene la función de transferir la radiación recibida hacia el fluido en forma de energía térmica, los más usados son los receptores de cavidad.
- c. Estructura soporte y mecanismos. Es la base en la cual se instalara el concentrador, este cuenta con motores capaces de mover el paraboloide en dirección del sol.

- d. La eficiencia en el motor Stirling ha llegado al orden del 30-40% y el factor de concentración puede llegar a 3000 si las condiciones son óptimas.

1.3.3.2 Características del colector o receptor

El colector en este caso es ubicado en el foco de la paraboloide, el fluido usado normalmente para este sistema es el aire por lo cual su trabajo se rige al ciclo termodinámico Stirling, que es la circulación de aire caliente comprimido que será acoplado a un motor Stirling.

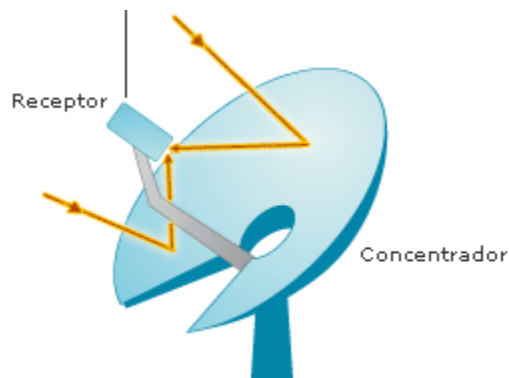


Figura 1.18. Concentrador de disco parabólico³³

1.3.3.3 Sistema de seguimiento solar

Este tipo de colectores debe contar con un sistema de seguimiento solar en sus tres ejes, ya que su rendimiento depende exclusivamente de la

³³ www.burbuja.info

precisión de este. Logrando así tener grandes cantidades de concentración, el sistema de seguimiento para los concentradores parabólicos es de alto costo y mantenimiento.

1.3.4 Concentradores tipo Frenzel

1.3.4.1 Características del concentrador

Usan espejos planos que concentran la radiación a lo largo de una línea donde estará el receptor, por el cual pasará el fluido. Su desarrollo tecnológico se vio interferido por los elevados costos en un inicio, Australia y Bélgica retomaron su desarrollo mostrando que puede ser más económica esta tecnología que las demás, considerando algunos factores como lo es las amplias extensiones de terreno que se usa para montaje de la planta, casi en su totalidad de espejos.

Algunas de sus ventajas es que los concentradores se instalan al nivel del piso lo cual hace más fácil su mantenimiento y limpieza. Al estar cerca del piso reduce la carga del viento en ellos.

El vapor se genera directamente por lo cual no es necesario intercambiadores de calor³⁴.

³⁴ <http://bibing.us.es/proyectos.pdf>

1.3.4.2 Características del colector o receptor

Son tubos, que usan el mismo principio de utilizar la irradiación solar para calentar un fluido el cual generara vapor el cual al expandirlo en una turbina producirá energía eléctrica.

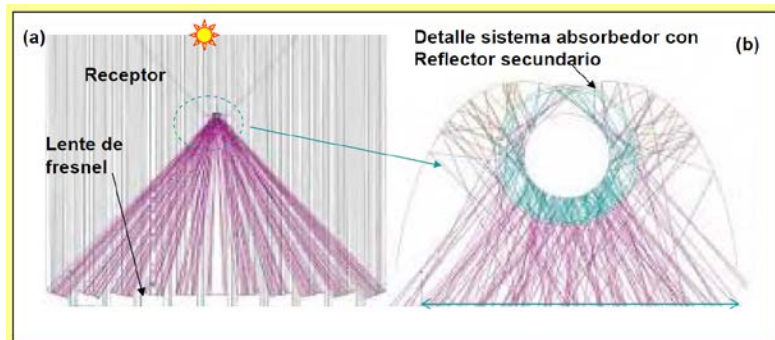


Figura 1.19. Corte trasversal de un concentrador Fresnel³⁵

Los lentes reflejan la radiación hacia el receptor central, el cual cuenta con un Reflector secundario el cual re direcciona los rayos reflejados y optimiza el proceso.

1.3.4.3 Sistema de seguimiento solar

El sistema de seguimiento solar se lo realiza con dos ejes de libertad. Muy parecido al sistema usado con los colectores cilíndricos, se usan espejos más delgados para que las pérdidas en el receptor sean menores. Cuanto más preciso sea el sistema de seguimiento solar se lograra obtener más eficiencia, de ahí que muchos de estos concentradores utilizan un reflector

³⁵<http://www.ucm.es.pdf>

secundario, que ayudara a mejorar en un cierto porcentaje la concentración.

1.4 Aspectos Tecnológicos

1.4.1 Temperatura

El concepto de temperatura aplicada a los concentradores, muestra cuál es su temperatura óptima de trabajo, dependerá exclusivamente de la incidencia de la radiación en un lugar, de la cual se partirá para elegir el tipo más adecuado de concentrador, tomando en cuenta las características propias del lugar a estudiar. Considerando siempre que será mejor que la generación se realice a su máxima potencia, en este caso eligiendo una temperatura muy similar al límite superior.

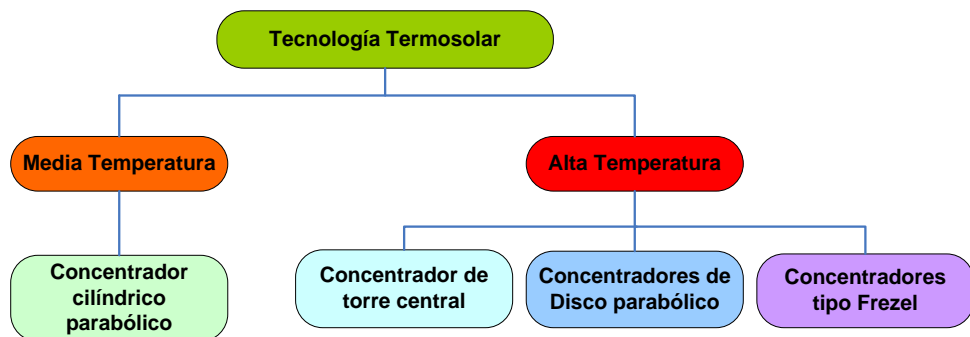


Figura 1.20. Clasificación de los concentradores según su temperatura de funcionamiento.

Elaborado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Tipo de concentrador	Temperatura de Trabajo (°C)
Concentrador cilíndrico parabólico	150 - 400
Concentrador de torre central	600 – 900
Concentradores de disco parabólico	750 – 1400
Concentradores Frezel	700 – 1000

Tabla 1.2. Temperatura de trabajo de los diferentes tipos de concentradores.³⁶

1.4.2 Concentración

El factor de concentración dependerá exclusivamente de la forma física del colector. Este es la capacidad del colector de transformar la radiación solar en calor, por lo cual es proporcional a la temperatura conseguida por estos. Un factor influyente de este será el albedo de la superficie, que será un cierto porcentaje de irradiación que no será reflejada y no será convertida en calor. Por lo cual, el terreno deberá tener un factor de reflexión bajo para no tener pérdidas innecesarias.

Tipo de concentrador	Factor de concentración
Concentrador cilíndrico parabólico	30-80
Concentrador de torre central	200 – 1000
Concentradores de disco parabólico	1000 – 4000
Concentradores Frezel	200 – 1000(*)

Tabla 1.3. Factor de concentración de los diferentes tipos de concentradores.³⁷

³⁶ <http://www.estelasolar.eu/>

³⁷ <http://www.estelasolar.eu/>

1.4.3 Costos

El costo representa económicamente el gasto que se tiene en cada tipo de tecnología asociada a la producción de energía eléctrica termo solar.

Tipo de concentrador	Costo de kW instalado	
	US/kW*	US/kWp**
Concentrador cilíndrico parabólico	5.400-3.650*	5.400-1.760*
Concentrador de torre central	5.270-3.370*	3.260-1.210*
Concentradores de disco parabólico	17.160-1.770*	17.160-1.490*

Tabla 1.4. Costo de kW instalado de los diferentes tipos de concentradores.³⁸

* El rango indicado se refiere al periodo de 1997 al año 2030.

** US/kWp se refiere al coste por kW instalado eliminando el efecto de almacenamiento de energía, tal y como se hace en la energía solar fotovoltaica

European Solar Thermal Industry Association

1.4.4 Potencia

En la tabla tomada de la “European Solar Thermal Industry Association”, se observa los valores típicos de centrales termo solares actualmente construidos, se toma en cuenta que estos valores son referenciales, existiendo en la actualidad centrales con potencias más grandes a las estimadas en la tabla.

Tipo de concentrador	Potencia
Concentrador cilíndrico parabólico	30-80 MW
Concentrador de torre central	10-200 MW

³⁸ <http://www.estelasolar.eu/>

Concentradores de disco parabólico	5- 25 kW
Concentradores Frezel	30-250 MW

Tabla 1.5. Potencia instalada de los diferentes tipos de concentradores.³⁹

1.4.5 Factor de Planta

El factor de planta se define como la relación entre la energía generada (E), durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal (Pn).

El factor de planta mostrado se ha calculado para un período de un año (8760 horas).⁴⁰

$$F_c = \frac{P_{media\ generada}}{P_{instalada}} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Tipo de concentrador	Factor de Capacidad anual
Concentrador cilíndrico parabólico	23-50 %
Concentrador de torre central	20-77 %
Concentradores de disco parabólico	25 %
Concentradores Frezel	25-75 %

Tabla 1.6. Factor de planta de los diferentes tipos de concentradores.⁴¹

³⁹ <http://www.estelasolar.eu/>

⁴⁰ <http://www.cubasolar.cu>

⁴¹ <http://www.estelasolar.eu/>

1.4.6 Eficiencia

Tabla tomada de la “European Solar Thermal Industry Association”, muestra la media de eficiencia de las plantas termo solares con sus diferentes tipos de concentrador.

Tipo de concentrador	Eficiencia	
	Eficiencia pico (%)	Eficiencia Neta Anual (%)
Concentrador cilíndrico parabólico	20	11 – 16
Concentrador de torre central	23	7 – 20
Concentradores de disco parabólico	29.4	12 – 25
Concentradores Frezel	22.5	5 – 17

Tabla 1.7. Eficiencia de los diferentes tipos de concentradores.⁴²

⁴² <http://www.estelasolar.eu/>

CAPITULO II

ANÁLISIS TÉCNICO DE UN PLAN PILOTO DE UNA CENTRAL TERMO SOLAR.

Este capítulo muestra el análisis que se deberá seguir para la elección del lugar óptimo, la potencia de la planta y la tecnología a usar. Con estos parámetros definidos se mostrará el diseño de las diferentes partes principales de la central, el diseño del campo de heliostatos y sus componentes, el estudio de las diferentes configuraciones de los ciclos térmicos que afectan a la central y su análisis, logrando con esto el análisis de la eficiencia de la central y su aporte de energía.

2.1 Especificaciones técnicas de la central termo solar en el Ecuador

2.1.1 Lugar óptimo para la central

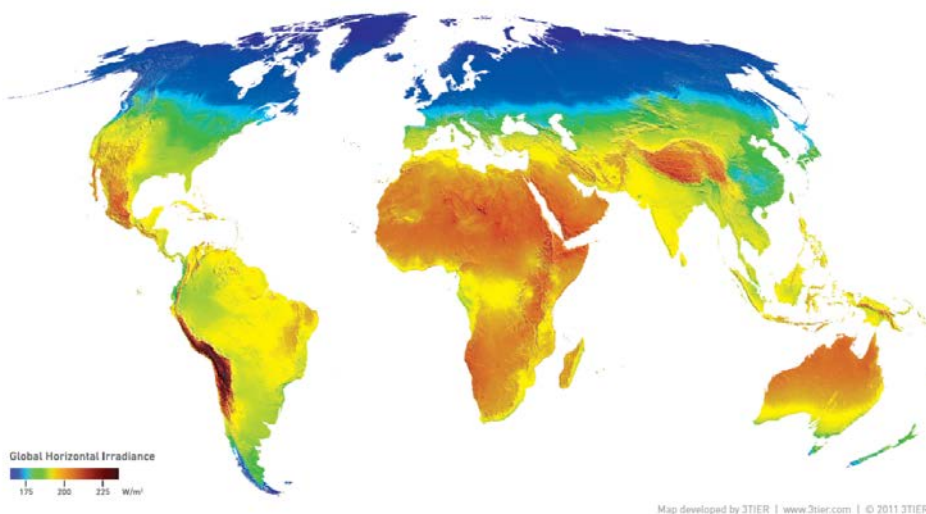


Figura 2.1. Mapa insolación mundial.⁴³

En el mapa se puede distinguir claramente los lugares que tienen una gran incidencia de radiación, el cinturón solar se encuentra ubicado a ± 40 grados de latitud con respecto a la línea equinoccial. Por lo cual, los lugares en una perspectiva general para el desarrollo de cualquier tecnología solar, serían:

Continentes	Ubicación
América	México, y EE.UU. al norte, Chile y parte de Brasil en Sur América
África	Norte y Sur de África
Asia	China y Medio Oriente
Australia	Todo el norte de ésta

Tabla 2.1. Lugares con gran incidencia de radiación.⁴⁴

⁴³ <http://www.3tier.pdf>

La diferencia entre mapas es relativamente pequeña, dependerá el modelo con el cual se lo haya realizado.

Para el desarrollo del estudio en el Ecuador, se tomará como base la información suministrada por la [CIE](#)⁴⁵, la misma que cuenta con una base de datos de la insolación directa, difusa y global en Wh/m²/día.

Considerando la información de la CIE y efectuando una visión general de las provincias se obtuvo la siguiente tabla.

Insolación global promedio anual por provincia			Conversión		
Provincias	Valor mínimo (Wh/m ² /día)	Valor Máximo (Wh/m ² /día)	Valor Medio (Wh/m ² /día)	Valor Medio (kWh/m ² /día)	Valor Medio (kWh/m ² /año)
Azuay	4050,00	4800,00	4425,00	4,42	1615,125
Bolívar	4800,00	4950,00	4875,00	4,87	1779,375
Cañar	4050,00	4650,00	4350,00	4,35	1587,75
Carchi	3900,00	4200,00	4050,00	4,05	1478,25
Cotopaxi	4800,00	5250,00	5025,00	5,02	1834,125
Chimborazo	3750,00	4950,00	4350,00	4,35	1587,75
El Oro	4200,00	5100,00	4650,00	4,65	1697,25
Esmeraldas	3900,00	4350,00	4125,00	4,12	1505,625
Guayas	4200,00	4800,00	4500,00	4,50	1642,5
Imbabura	4000,00	5100,00	4550,00	4,55	1660,75
Loja	4500,00	5700,00	5100,00	5,10	1861,5

44

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/277/A5.pdf?sequence=5>

⁴⁵ www.energia.org.ec, "Centro de Investigación Energética"

Los Ríos	4650,00	4650,00	4650,00	4,65	1697,25
Manabí	4200,00	5250,00	4725,00	4,72	1724,625
Morona Santiago	3750,00	4500,00	4125,00	4,12	1505,625
Napo	4200,00	4800,00	4500,00	4,50	1642,5
Pastaza	4500,00	4650,00	4575,00	4,57	1669,875
Pichincha	4050,00	5250,00	4650,00	4,65	1697,25
Orellana	4500,00	4800,00	4650,00	4,65	1697,25
Tungurahua	4200,00	4300,00	4250,00	4,25	1551,25
Santa Elena	4500,00	4350,00	4425,00	4,42	1615,125
Santo Domingo	4650,00	5250,00	4950,00	4,95	1806,75
Sucumbios	4050,00	4800,00	4425,00	4,42	1615,125
Promedio	4245,45	4838,64	4542,05	4,54	

Tabla 2.2. Incidencia anual media por provincia⁴⁶

Según el estudio realizado por Greenpeace, para que una central de concentración que utiliza el recurso solar sea viable, debe tener por lo menos 2000 kWh/m²/año⁴⁷, y en la visión general por provincias, no se logra obtener este mínimo requisito.

Basándose en los datos del “ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA”⁴⁸ se puede depurar y extraer de esta información los valores mayores a 2000 kWh/m²/año, obteniendo una localización al sur del país, con condiciones óptimas para el

⁴⁶ www.energia.org.ec, “Centro de Investigación Energética”

⁴⁷ <http://www.solarpaces.org.pdf>

⁴⁸ www.energia.org.ec, “Centro de Investigación Energética”

desarrollo de una central termo solar. La locación se encuentra en la provincia de Loja, cerca de la población La Ceiba.

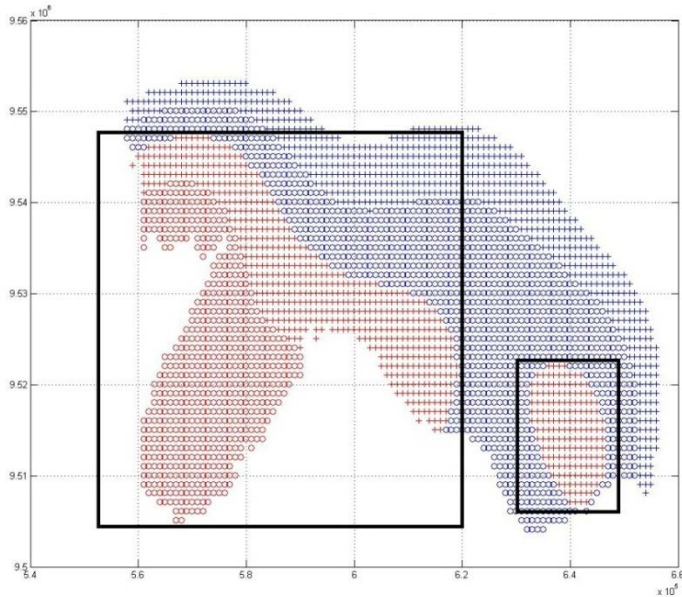


Figura 2.2. Localización óptima para una central de concentración.
Elaborado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Usando el software MatLab, se verificó las locaciones con mayor incidencia en todo el país usando la base de datos del “ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA”⁴⁹ se extrajo los datos en los cuales cumplieran la condición de insolación mínima antes mencionada, con lo cual se obtuvo los diferentes puntos en los cuales la incidencia es óptima para una planta termo solar de

⁴⁹ www.energia.org.ec, “Centro de Investigación Energética”

concentración, posterior a esto se graficó consiguiendo la siguiente gráfica.



gura	Insolación media Anual (kWh/m ² /año)
	2075 – 2100
	2050 – 2075
	2025 – 2050
	2000 – 2025

Figura 2.3. Posibles locaciones de la central de concentración solar.
 Elaborado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

En la figura 2.3, está representada en coordenadas UTM y muestra los valores de insolación media anual, en la cual se distingue dos sitios idóneos para el desarrollo de la planta. Para el estudio del proyecto se tomará la locación de la izquierda, ubicada en el cantón Zapotillo con las coordenadas de latitud: $-4^{\circ} 16' 43.67''$, longitud: $-80^{\circ} 14' 28.73''$ y con una

tabla de insolación directa, difusa, global y media que se muestra a continuación:

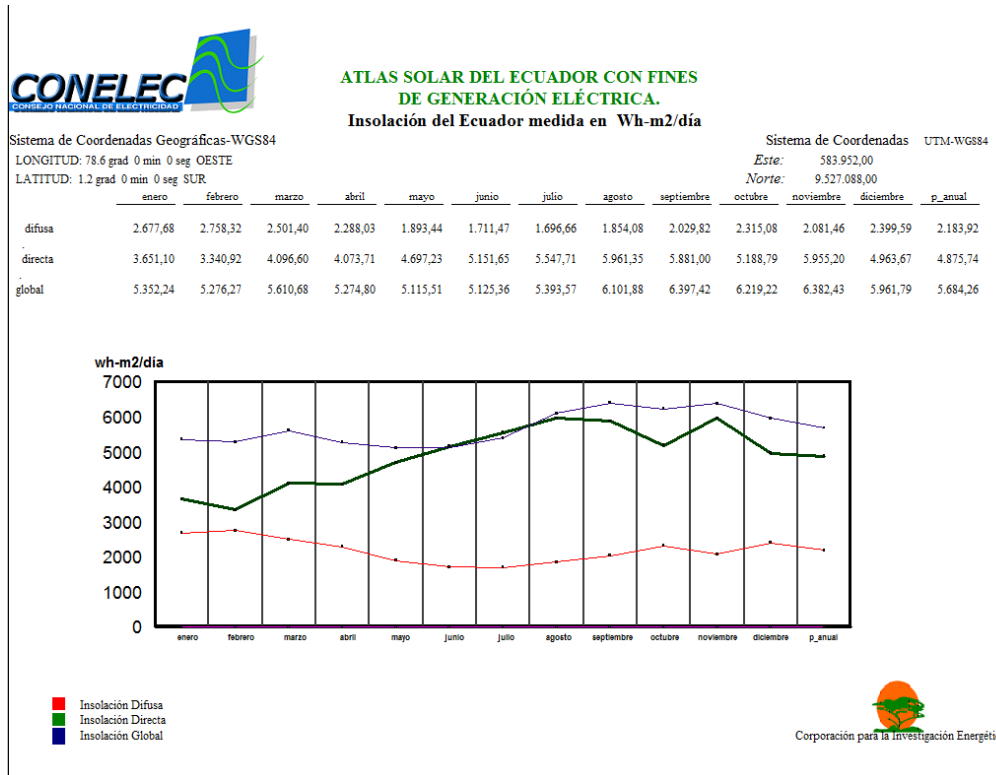


Figura 2.4. Valores de radiación solar del lugar seleccionado para la central.
Fuente: “ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA”

Con relación a la potencia anual media de este lugar, la central tendrá un valor de radiación global promedio de 2046.32 Kwh/m²/año, valor suficiente para el desarrollo del estudio de una central termo solar de concentración. Esta tabla se la utilizará posteriormente para el diseño del

campo de concentradores, ya que este dependerá de la radiación incidente que posee el lugar.

2.1.2 Condiciones climatológicas

Las condiciones climatológicas se las obtuvo de la central meteorológica Loja – La Argelia⁵⁰, que es la central meteorológica más cercana con su número de identificación 842700, con latitud $-4^{\circ} 03' 00''$ y longitud $-79^{\circ} 20' 00''$, ubicada a unos 124 km aproximadamente de la locación elegida para la planta termo solar.



⁵⁰ www.transelectric.com. “Línea Base Cuenca – Loja”

Figura 2.5. Mapa de ubicación de la estación La Argelia con respecto a la planta termo solar.⁵¹

Se obtuvo los siguientes datos:

Tabla Anual					
Mes	T	TM	Tm	VV	PT
Enero	22,00	24,5	9,9	4,64	114,6
Febrero	21,74	23,4	8,9	3,96	203,1
Marzo	21,91	25,1	8,8	11,29	57,8
Abril	22,42	25,7	8,7	5,29	87,5
Mayo	21,88	23,3	7,2	9,19	58,7
Junio	21,49	23,3	7,7	13,66	86,1
Julio	21,18	25	7,3	19,23	14,2
Agosto	21,58	24,7	7,9	12,47	31,3
Septiembre	22,04	24,5	6,6	14,00	32,9
Octubre	22,43	25,9	9,3	6,40	40,9
Noviembre	23,26	25,3	8,1	5,01	108,1
Diciembre	22,62	25,4	7,6	7,51	86,3

Tabla 2.3. Condiciones climatológicas de Loja – La Argelia.⁵²

donde:

T = Temperatura media, expresada en [°C]

TM = Temperatura máxima, expresada en [°C]

⁵¹ <http://maps.google.com>

⁵² www.transelectric.com. “Línea Base Cuenca – Loja”

T_m = Temperatura mínima, expresada en [°C]

VV = Velocidad media del viento expresada en [km/h]

PT = Precipitación total de lluvia y/o nieve derretida, expresado en [mm].

Como resultado anual de la información obtenida se deduce:

Temperatura media anual = 22.04 °C

Velocidad media del viento anual: 9.39 km/h

Precipitación total anual: 921.5 mm

Altura: 2160 m.

Estos resultados son favorables para el desarrollo de una central termo solar, considerando que el índice de precipitación es de 921.5 mm, hay que destacar que la zona no es húmeda, ni lluviosa.

2.1.3 Tipo de Central

	CILINDRO PARABÓLICO	RECEPTOR CENTRAL	DISCO PARABÓLICO	CONCENTRADOR LINEAL FRESNEL
Generación eléctrica	Plantas conectadas a la red eléctrica. Máxima potencia por central hasta la fecha: 80MW. Potencia total construida: más de 500MW y más de 10GW en	Plantas conectadas a la red eléctrica. Máxima potencia por central hasta la fecha: 20MW en construcción, Potencia total ~50MW con al menos 100MW en desarrollo	Sistemas pequeños independientes, sin conexión a red o centrales más grandes de discos, conectados a la red eléctrica. Máxima potencia por central hasta la	Plantas conectadas a la red, o generación de vapor para su uso en plantas térmicas convencionales. Máxima potencia por central hasta la fecha: 5MW en EE.UU., con 177MW en proceso de

	desarrollo		fecha: 140kW, propuestas para 100MW y 500MW en Australia y EE.UU.	desarrollo.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Ya en el mercado – más de 16.000 millones de kWh de experiencia operativa; temperatura operativa potencial de hasta 500°C (400°C probado comercialmente) • Eficiencia neta anual de 15% (comprobado) • Inversión y costes operativos probados comercialmente • Modularidad • Buen uso del terreno • La menor demanda de materiales • Concepto híbrido probado • Capacidad de 	<ul style="list-style-type: none"> • Buenas perspectivas a medio plazo para grandes eficiencias de conversión, temperatura operativa potencial de más de 1000°C (565°C probado a escala de 10 MW) • Almacenamiento a altas temperaturas • Posible operación híbrida • Mejores para refrigeración en seco que los cilindros parabólicos • Mejores opciones para usar en lugares no llanos 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencias de conversión muy altas • Modularidad • Integra de la forma más efectiva el almacenamiento térmico en una central grande • Experiencia operativa de primeros proyectos de demostración • Fácil fabricación y producción en serie de piezas disponibles • No requiere agua para refrigerar el ciclo 	<ul style="list-style-type: none"> • Pueden adquirirse espejos planos y doblarse in situ, lo que significa menos costos de fabricación • Posible operación híbrida • Muy alta eficiencia solar alrededor del mediodía.

	almacenamiento			
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El uso de medio de transferencia térmica a base de aceite restringe hoy las temperaturas operativas a 400°C, por lo que se obtienen sólo calidades de vapor moderadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Los valores anuales de rendimiento previstos, los costes de inversión y su operación necesitan pruebas a mayor escala en operaciones comerciales 	<ul style="list-style-type: none"> • No hay ejemplos de uso comercial a gran escala • Objetivos de costes previstos de producción en serie aún por probar • Menor potencial de disponibilidad para integración a la red 	<ul style="list-style-type: none"> • Reciente entrada en el mercado, sólo hay pequeños proyectos operativos

En la siguiente tabla se encuentran las principales características, de los diferentes tipos de centrales termo solares, con sus ventajas y desventajas.

Tabla 2.4. Comparación entre las principales tecnologías termo solares de concentración.

Fuente: Greenpeace, 2009

Al analizar los diferentes tipos de tecnología se puede concluir, que la planta más óptima para el desarrollo de una central de concentración en el Ecuador, es de tipo cilindro parabólico, por la gran experiencia adquirida y aceptación mundial; además, estas plantas aprovechan de mejor manera el terreno empleado para su construcción.

Existen datos actuales de su eficiencia y costos de operación que sustentan la elección de este tipo de tecnología, haciéndola atractiva por sus bajos costos de instalación y mantenimiento, otro factor importante en la

elección de este tipo de tecnología, que no necesita grandes cantidades de concentración solar para su funcionamiento, ya que, el lugar elegido para la construcción de esta planta solar tiene una incidencia de 2046.32 Kwh/m²/año, que fue un valor obtenido en el punto 2.1.1 de este capítulo, por lo tanto este es el valor adecuado para este tipo de centrales.

Este tipo de centrales pueden ser modulares en cuanto a los concentradores que usa, dando una versatilidad al momento del diseño.

Este tipo de plantas cuentan con una ventaja, tienen la facultad de almacenar calor, este factor ayuda a la producción en horas que no se tenga sol o la radiación incidente necesaria, por lo que estas plantas pueden trabajar algunas horas extras después del ocaso del sol, este es un factor importante para contribuir en el pico de demanda máxima del Ecuador.

2.1.4 Tamaño de la Planta

La potencia típica para una planta de concentradores cilíndricos parabólicos varía de 30 a 80 MW, en el presente estudio, se tomará como valor de diseño 50 MW, puesto que este valor ha sido un diseño estándar en las plantas termo solares en construidas hasta el momento.

Una potencia de diseño más alta implicará que la planta debería tener un mejor sistema de calentamiento y aislamiento térmico, para estos casos se recomienda el diseño de dos plantas pequeñas y no el sobredimensionamiento de una sola planta.

Para una potencia de diseño inferior, los costos de generación de electricidad aún siguen siendo elevados, ya que esta tecnología es relativamente nueva en el mercado. Las plantas diseñadas con una potencia menor a 40 MW fueron planes pilotos para el desarrollo de esta tecnología, en la actualidad el diseño de estas plantas tiene una tendencia alrededor de 50 a 70 MW, el criterio que se utiliza en otros países para la elección del tamaño de estas plantas depende de las leyes vigentes como es el caso de España que tiene un techo máximo de 50 MW para que la planta pueda ser beneficiada por una tarifa preferencial.

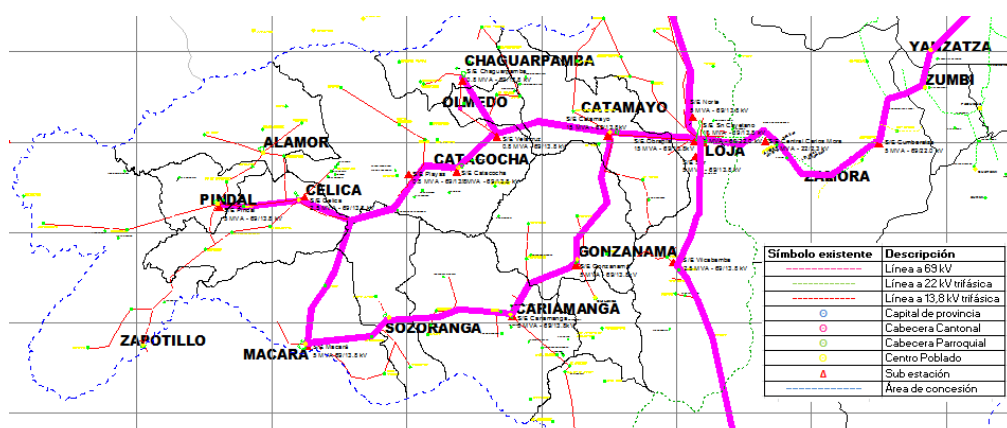


Figura 2.6. Locación geográfica de las subestaciones en el sur del Ecuador⁵³

Acorde a lo expresado anteriormente, la planta se localizará en la Provincia de Loja, en el cantón Zapotillo. Con referencia a la conexión que tendrá la planta, se encuentra cerca de seis subestaciones, las mismas que constan en la figura 2.6.

⁵³ www.cenace.org.ec/

Las distancias que existen entre la planta, con respecto a las subestaciones, se muestran en la siguiente tabla:

Punto de Conexión		Distancia km	Voltajes kV
1	S/E Loja	140	69/138
2	S/E Pindal	31	69/13.8
3	S/E Celica	41	69/13.8
4	S/E Playas	72	69/13.8
5	S/E Catacocha	82	69/13.8
6	S/E Velacruz	94	69/13.8
7	S/E Macará	40	69/13.8
8	S/E Cariamanga	88	69/13.8
9	S/E Chaguarpamba	95	69/13.8

Tabla 2.5. Distancias de subestaciones con relación a la central Termosolar.

En la tabla 2.5, se observa que la locación más cercana y con características apropiadas para la conexión a la empresa eléctrica regional del sur “EERSA”, es la subestación Pindal, situada a 31 kilómetros aproximadamente de la locación elegida para este estudio, y con sus respectivos voltajes de conexión de 69 kV y 13.8 kV.

2.1.5 Diseño de la planta termo solar

Las partes principales de una planta termo solar de concentradores cilindros parabólicos son:

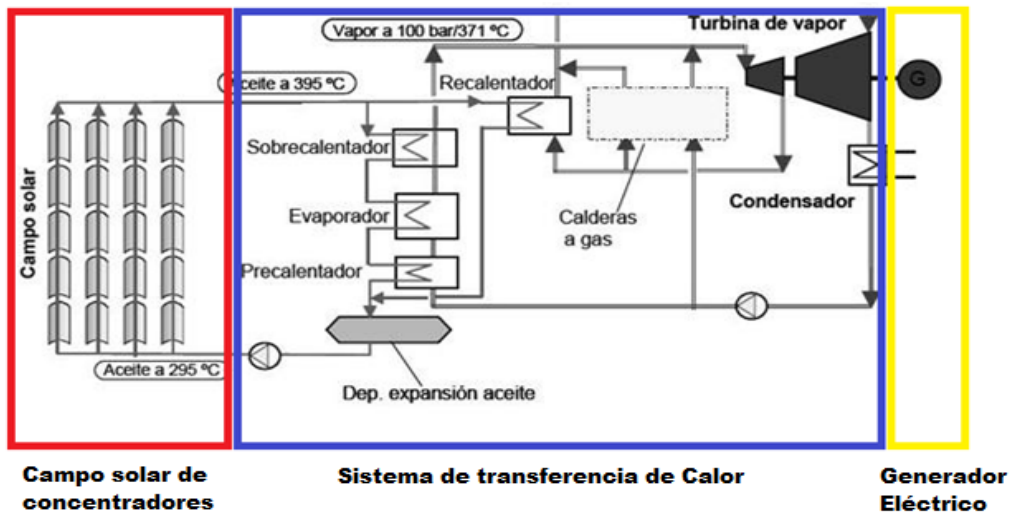


Figura 2.7. Esquema básico de una planta termo solar.⁵⁴

La planta termo solar está conformada por las siguientes partes: el campo de concentradores, el sistema de transferencia de calor y generador eléctrico.

2.1.5.1 Campos de concentración solar

El campo de concentración solar, será diseñado con base a la potencia de la planta, con algunos parámetros adicionales que se los desarrollará en esta sección. Este consta de 3 partes principales:

- Colectores y estructuras
- Tubo absorbedor
- Fluido caloportador.

⁵⁴ <http://www.termosolar.renovetec.com>

2.1.5.2 Colector.

Este es básicamente la estructura donde se colocarán los espejos reflectores y mecanismos propios para el seguimiento solar.

Sus funciones son las de sostener los espejos y los tubos absorbedores, y mantenerlos alineados pese a las condiciones climatológicas, especialmente con el viento.

En la siguiente tabla se muestran los principales tipos de colectores utilizados en la actualidad:

	Modelo	ET150	SGX-1	AT150	SunField 6	LS-2	LS-3
Geometría del colector	Área reflectiva de apertura (m ²)	817,50	470,30	817,50	545,00	235,00	545,00
	Apertura total (m)	5,75	5,00	5,77	5,78	5,00	5,75
	Longitud del colector (m)	150,00	100,00	150,00	95,20	49,00	100,00
	Número del módulos antes de ensamblar	12	12	12	8	6	12
	Distancia focal media (m)	2,11	1,80	2,11	2,17	1,49	1,71

Factores Ópticos	longitud de un módulo simple	12,5	8,3	12,5	11,9	8,2	8,3
	Ángulo de incidencia	1,002550	1,002490	1,002490	0,989917	1,002550	1,002550
	Pérdidas propias en diseño (%)	0,15	0,18	0,13	0,30	0,30	0,22
	Eficiencia óptica en el diseño (%)	85,32	85,66	85,32	85,99	85,32	85,32

Tabla 2.6. Características de los Colectores⁵⁵

⁵⁵ System Advisor Model Program

Estos son los más usados comercialmente y de aceptación general en las plantas termo solares. Los dos últimos LS-2 y LS-3 ya no existen en el mercado, pero se sigue usando el diseño para mejorar los procesos de las plantas construidas con base en ellos.

Según la experiencia de algunas plantas termo solares, como la planta de Nevada Solar One⁵⁶ de 64 MW, una longitud de 100 metros por módulo de colector, da una gran versatilidad en su instalación y reduce en cierta forma el sobredimensionamiento de la matriz, que formarán estos colectores al momento de su instalación.

Los colectores en la tabla 2.6 muestran una eficiencia óptica muy similar, la elección del colector desde el punto de vista económico, es el colector SGX-1 siendo este más barato que el SunField 6, y poseyendo una longitud de 100 metros, y desde el punto de vista técnico su ventaja es su longitud al ser de menor tamaño es más versátil al momento del diseño de los lazos que se revisará posteriormente.

2.1.5.3 Tubo absorbedor

El tubo absorbedor es uno de los elementos más importantes en el diseño de una planta, ya que éste será el encargado directamente en recolectar la radiación y transformarla en calor, por lo cual la eficiencia dependerá exclusivamente de sus características óptimas de construcción.

⁵⁶ www.accionasolarpower.com

El tubo absorbedor cuenta con un tubo de metal en su interior, que está recubierto por cermet⁵⁷. El **cermet** es un material que permite obtener una alta absorptividad, la característica que tiene este elemento es absorber una cierta cantidad de luz, y una baja emisividad, que es la proporción de radiación térmica, emitida por una superficie. Por lo cual, estas dos características hacen que tubos absorbedores, tengan un elevado rendimiento térmico, ya que tratan de absorber la mayor cantidad de radiación y suprimir el reflejo de esta al contacto con la superficie de cermet.

Además cuentan con un vidrio exterior, que tiene un tratamiento antirreflejo en sus dos caras, consiguiendo con esto, no tener pérdidas de reflectividad. Entre el tubo de metal y el vidrio existe vacío, previniendo con esto, que el material cermet se degrade, porque este no puede ser expuesto a condiciones climatológicas normales.

⁵⁷ <http://www.energy.siemens.com>

	Modelo	PTR 70	Uvac 2010
Características	Longitud (mm)	4060,00	4060,00
	Apertura (mm)	70,00	70,00
	Tipo de metal	Acero inoxidable	Acero inoxidable
	Recubrimiento	Cermet	Cermet
	Trasmisividad	> 96 %	> 96.5 %
	Emisividad	< 10 % a 400 °C	< 9 % a 400 °C
	Cámara de vacío	Vida útil > 25 Años	Vida útil > 25 Años

Tabla 2.7. Características de los Tubos Absorbedores^{58, 59}

En la tabla 2.7. Se muestra los dos tipos de tubos absorbedores más usados, sus características son similares, por lo cual se elegirá el modelo Uvac 2010, debido a que este es ligeramente mejor en sus propiedades de trasmisividad, que es la proporción de radiación solar capaz de ser absorbida por dicho material⁶⁰, y su emisividad.

⁵⁸ <http://www.energy.siemens.com>

⁵⁹ <http://www.schott.com.html>

⁶⁰ <http://www.infoagro.com>

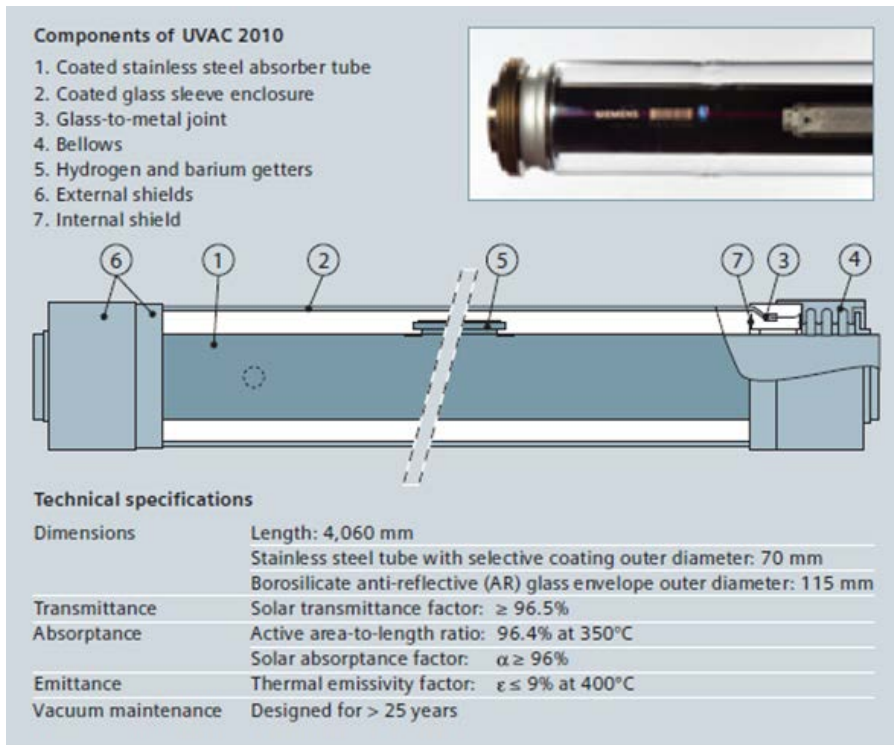


Figura 2.8. Características del tubo absorbedor.⁶¹

2.1.5.4 Fluido Caloportador

El fluido caloportador tiene dos tipos de tecnología que se usan en la industria, HTF “Heat Transfer Fluid” las cuales se basan en el uso del aceite y sales fundidas, y DSG “Direct Steam Generation”, que emplea el agua a presión como fluido caloportador.

Sales Fundidas.

⁶¹ www.siemens.com

Las sales fundidas pueden trabajar a una alta temperatura, lo cual hace que este tipo de transportador de calor sea interesante desde el punto de vista térmico. Su problema radica en su alto punto de congelación, si las sales fundidas bajan de 120 grados centígrados, empiezan a perder sus características óptimas de funcionamiento, siendo este un problema cuando la planta no opere y necesite mantener esa temperatura mínima para no provocar el degradamiento de las sales.

Agua a presión.

El empleo del agua a presión reduce los costos de energía generada, ya que suprime el intercambiador de calor, al ser el agua un medio no contaminante se elimina el riesgo en caso de fugas. El inconveniente principal al utilizar agua, como fluido caloportador, es la alta presión que debe soportar el sistema de válvulas y tuberías para el correcto funcionamiento de la planta, por lo que este sistema debe ser reforzado para soportar altas presiones.

Aceite.

Este fluido es el más usado en las plantas termo solares, su elección dependerá exclusivamente de la temperatura de trabajo de la planta (400 °C), en el mercado se puede encontrar varios tipos de aceite, siendo el Therminol VP-1 y Syltherm 800 los más usados para este fin. Los dos trabajan a una temperatura de 400 °C que es la necesaria para la planta, pero difieren en su punto de congelación, el Therminol VP-1 se congela a 12 °C y el Syltherm 800 a -40 °C.

Como base para el diseño se utilizará como fluido el aceite Therminol VP-1 ya que su temperatura máxima de 400°C es suficiente para el diseño de este tipo de plantas, una de las desventajas de este tipo de aceite, es su temperatura de congelamiento que es 12 °C para lo cual, el campo de concentración funcionará siempre a una temperatura mayor a su punto de congelación.

Las ventajas de utilizar el aceite Therminol VP-1 son:

- Posee un punto de congelación menor a las sales fundidas, teniendo una temperatura de trabajo más flexible.
- El aceite funciona perfectamente hasta los 400 °C a bajas presiones, con respecto al agua para mantener sus propiedades físicas y su estado líquido se debe aumentar la presión del sistema, siendo el aceite una mejor opción debido a que no se usará sistemas que soporten estas presiones.
- El aceite Therminol VP-1 con relación al aceite Syltherm 800, es 3 veces más económico y su punto de congelación no conlleva un gran problema, ya que la energía del sistema necesaria para mantener al aceite encima de su punto de congelación es baja.

2.1.5.5 Diseño del campo de concentración solar.

El punto de partida para el diseño se basa en el rendimiento del ciclo Rankine que es del 38%, este valor se lo toma como una hipótesis para el estudio, en base a las experiencias de las plantas en funcionamiento actual,

como es el caso de la planta ANDASOL-2.⁶² Que es una planta termo solar con tecnología de concentradores cilíndricos parabólicos, la cual tiene una potencia instalada de 49.9 MW.

Configuración de la Planta			
Campo Solar			
Numero de colectores	624	Metodo de Enfriamiento	Torres de Refrigeracion
# de lazos	156		
# colectores por lazo	4	Eficiencia de la Turbina	38.1% Plena Carga
Area de apertura del campo solar	510.120 m ²	Eficiencia Anual Solar convertida a electricidad	16%
Longitud de Colectores	144 m	Tipo de Reserva (%)	Fluido de Transferencia de calor (12%)
Modelo Colector	UTE CT		
# Modulos por Colector	12	Almacenamiento Termico	
Modelo de Espejos	Flabeg (RP3)	Tipo de Almacenamiento	2 tanques Indirectos
Tubo Absorbedor		Capacidad de Almacenamiento	7.5 horas
Model de Tubo Absorbedor	Schott/Solel	Descripcion del almacenamiento termico	28.500 toneladas de sales fundidas, 60% Nitrato de Sodio, 40% Nitrato de Potasio, 1010 MWh.
Longitud de Tubo Absorbedor	4 m/4 m		
Cantidad de Elementos	11.232 / 11.232		
Tipo de liquido de transferencia de calor	Difenil/Oxido de Bifenilo		
Temperatura de Entrada	293 °C		Los tanques son de 14m de altura y 36m de diametro
Temperatura de Salida	393 °C		
Bloque de Potencia			
Capacidad de la turbina	49.9 MW		
Tipo de Salida	Ciclo de Rankine		
Presion del Ciclo de Potencia	100 bares		

Tabla 2.8. Características técnicas de la planta Andasol-2⁶³

En la información presentada anteriormente se observa los valores que hacen referencia a un promedio de operación desde el 2007 hasta el 2009.

Conociendo esto la potencia que deberá entregar el campo solar tendrá que ser superior a la de diseño, ya que al pasar al bloque de transferencia de calor disminuirá por la eficiencia de este bloque. Esto se lo calculará con la siguiente fórmula:

$$Pd = \frac{Pn}{\eta_T} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

⁶² SolarPACES Annual Report 2010

⁶³ SolarPACES Annual Report 2009

donde:

P_n = Potencia nominal, expresada en [MW].

P_d = Potencia de diseño, expresada en [MW].

η_T = Rendimiento térmico [%]

$$P_d = \frac{50MW}{0.38}$$

$$P_d = 131.58 MW$$

Otro parámetro que se tomará como base en el diseño, es la temperatura de entrada y salida del campo de concentración solar, conociendo que la temperatura máxima de trabajo del aceite es 400 °C, la temperatura de salida del campo deberá ser menor a este valor y se lo planteará en 390 °C, evitando así, que el aceite pierda viscosidad y sus propiedades óptimas de trabajo. La temperatura del aceite siempre deberá trabajar bajo sus límites de operación permitidos, además en este tipo de centrales existe cierta cantidad de pérdidas de aceite por fugas, las cuales deberán ser solventadas con la reposición de nuevo aceite, el mismo que ingresará al circuito del fluido del aceite con una temperatura menor, y en un proceso interno se realizará la transferencia de calor entre el aceite y el nuevo aceite suministrado, lo que hace que la temperatura de 390 °C sea una referencia para el funcionamiento de la planta.

La temperatura que sale desde el campo de concentración solar a través del fluido se la denomina foco caliente, el foco frío se denomina a la

temperatura que regresa al campo de concentración solar después de haber pasado por el bloque de transferencia de calor.

Existe un salto térmico de 100 grados centígrados entre el foco caliente y el foco frío, característico del ciclo Rankine, este valor se lo tomará con respecto al anexo 3 en el cual se aprecia un salto térmico característico para este tipo de centrales desde una visión global.

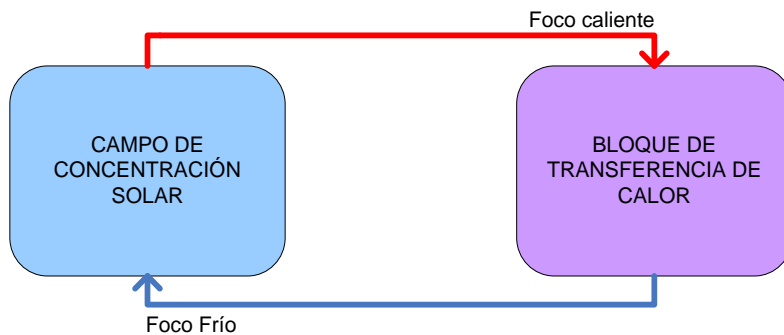


Figura 2.9. Diagrama de Bloques de ciclo térmico.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Antes de empezar el diseño del campo de concentración, se muestra un resumen de los elementos elegidos, con sus características.

**CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS ELEGIDOS EN EL
DISEÑO DE LA PLANTA**

Características de la Planta

Potencia de diseño (MW)	50
Rendimiento Térmico (%)	38.1
Potencia de Diseño (MW)	131.58
Temperatura en el foco caliente (°C)	390
Temperatura en el foco frío(°C)	290

Características del Colector

Modelo	SGX-1
Área reflectiva de apertura (m2)	470,30
Apertura total (m)	5,00
Longitud del colector (m)	100,00
Número del módulos antes de ensamblar	12
Distancia focal media (m)	1,80
Longitud de un módulo simple	8,3
Ángulo de incidencia	1,002,490
Pérdidas propias en diseño (%)	0,18
Eficiencia óptica en el diseño (%)	85,66

Características del Tubo Absorbedor

Modelo	Uvac 2010
Longitud (mm)	4060,00
Apertura (mm)	70,00

Tipo de metal	Acero inoxidable
Recubrimiento	Cermet
Trasmisividad	> 96.5 %
Emisividad	< 9 % a 400 °C
Cámara de vacío	Vida útil > 25 Años

Tabla 2.9. Resumen de Características de los elementos elegidos en el diseño de la Planta
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Caudal de aceite por fila del concentrador.

Para calcular el caudal se utilizará la fórmula del número de Reynolds (Re), que es un número adimensional, el cual denota la condición en la que se encuentra el fluido. El número de Reynolds tiene ciertos rangos de referencia mostrados a continuación.

$Re \leq 2100$, Fluido se encuentra estacionario.

$2100 < Re < 10000$, Fluido se encuentra en fase de transición, el fluido empieza a tener ondulaciones.

$Re \geq 10000$, Fluido se encuentra en fase de turbulencia, que es un movimiento desordenado.

La fórmula del número de Reynolds, relaciona la viscosidad dinámica del fluido, la velocidad del fluido, el diámetro interior de los tubos absorbedores y la densidad del fluido.

$$Re = \frac{V \cdot D \cdot \rho}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

donde:

μ =viscosidad dinámica del fluido, expresado en [kg/m.s]

V=velocidad del fluido expresada en [m/s]

D=Diámetro interior de los tubos absorbedores, expresado en [m]

ρ = densidad del fluido, expresada en [kg/m³]

En este caso se utilizará el aceite Therminol Vp-1, y se considerará una temperatura media de trabajo.

$$\dot{T} = \frac{T_{fc} + T_{ff}}{2} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$\dot{T} = \frac{390 + 290}{2}$$

$$\dot{T} = 340 \text{ } ^\circ\text{C}$$

donde:

\dot{T} = temperatura media [°C]

T_{fc} = Temperatura de foco caliente [°C]

T_{ff} = Temperatura foco frío [°C]

Con el valor de la temperatura media se puede tomar de la hoja técnica del fabricante el valor de la viscosidad dinámica, siendo este 1.85×10^{-4} Pa.s o Kg/m.s. Para el cálculo de la densidad se utilizará la siguiente fórmula sugerida por el fabricante⁶⁴.

$$\text{Density (kg/m}^3\text{)} = -0.90797 * T(\text{°C}) + 0.00078116 * T^2(\text{°C}) - 2.367 * 10^{-6} * T^3(\text{°C}) + 1083.25$$

(Ec. 2.4)

$$\text{Density (kg/m}^3\text{)} = -0.90797 * 340 + 0.00078116 * 340^2 - 2.367 * 10^{-6} * 340^3 + 1083.25$$

$$\text{Density} = 771.81 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

El tubo absorbedor tiene un diámetro interno de 65 mm con lo cual se puede despejar de la fórmula de Reynolds la velocidad

$$V = \frac{Re \cdot \mu}{D \cdot \rho} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$V = \frac{Re * 1.85 \times 10^{-4}}{0.065 * 771.81} \text{ [m/s]}$$

⁶⁴ twt.mpei.ac.ru

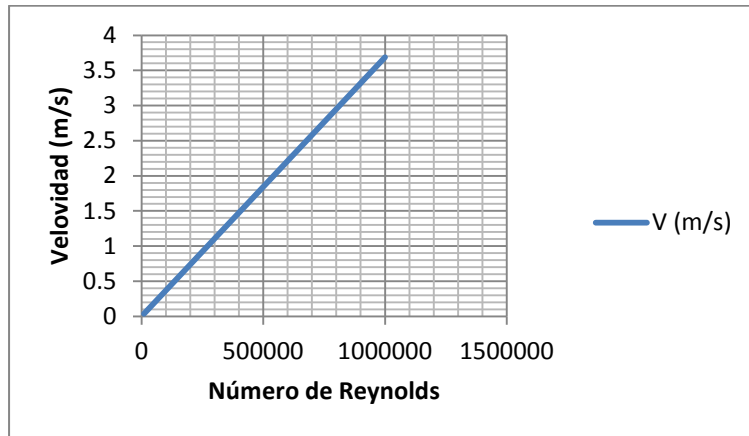


Figura 2.10. Gráfica de la velocidad vs número de Reynolds
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

En la gráfica se muestra el incremento de la velocidad con respecto al número de Reynolds. La gráfica se realizó con el número de Reynolds en estado de turbulencia, que es el ciclo normal de trabajo del aceite.

Para el caso de este diseño se utilizará un valor medio, ya que este representa condiciones normales en el funcionamiento de la planta y del aceite. La velocidad que se tomará de referencia será de 2 m/s ya que esta se encuentra en los rangos especificados.

Para calcular el caudal másico, que es un caudal con corriente uniforme, se empleará la siguiente fórmula.

$$M = V \cdot st \cdot \rho \quad (\text{Ec. 2.6})$$

donde:

M = Caudal másico expresado en [kg/s]

st = Sección transversal de los tubos absorbedores expresada [m^2]

ρ = Densidad del aceite, expresada en [kg/m^3]

$$M = V \cdot 2\pi D \cdot \rho$$

$$M = 2 \frac{m}{s} * \pi * \left(\frac{0.065 m}{2} \right)^2 * 771.81 Kg/m^3$$

$$M = 5.1217 Kg/s$$

Pérdidas Térmicas en el Colector

El factor de pérdidas térmicas en el colector es de suma importancia en el diseño de la planta, ya que representan un porcentaje que no será convertido en calor y será una potencia perdida al no ser transferida al fluido caloportador, para el colector SGX1 se usará tres coeficientes de pérdidas, siendo:

$$a = 2.9$$

$$b = -0.0164$$

$$c = 0.000065$$

Estos coeficientes de pérdidas son tomados para una temperatura de trabajo del aceite mayor a 300 °C, estos valores se los tomó del programa de simulación Advision Model System el cual muestra esta fórmula tomada del fabricante.

$$U_L = a + b \cdot (T_{abs} - T_{amb}) + c \cdot (T_{abs} - T_{amb})^2 \quad (\text{Ec. 2.7})$$

donde:

U_L = coeficiente global de pérdidas térmicas, expresando en $[\text{W}/\text{m}^2_{\text{abs}} \text{°C}]$

a, b, c = coeficientes de pérdidas propios del colector

T_{abs} = temperatura del diseño, expresada en $[\text{°C}]$

T_{amb} = temperatura ambiente, expresada en $[\text{°C}]$

Mes	T	UL
Enero	22	4.24786
Febrero	21.74	4.25434879
Marzo	21.91	4.25010513
Abril	22.42	4.23739667
Mayo	21.88	4.25085374
Junio	21.49	4.26059631
Julio	21.18	4.26835451
Agosto	21.58	4.25834627

Septiembre	22.04	4.2468625
Octubre	22.43	4.23714782
Noviembre	23.26	4.21653879
Diciembre	22.62	4.23242219

Tabla 2.10. Tabla de coeficiente de pérdidas térmicas en el colector en el año.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

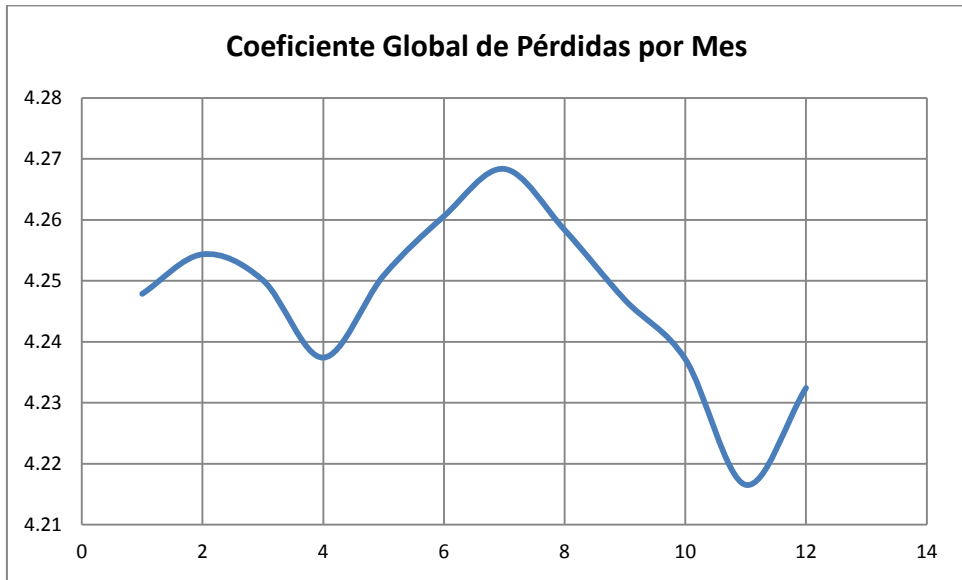


Figura 2.11. Coeficiente global de pérdidas térmicas en el colector en el año.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Para el cálculo del coeficiente de pérdidas térmicas, se utilizó como temperatura de diseño la temperatura media del aceite que es 340 °C, y la temperatura de cada mes, tomadas de la tabla 2.10, con lo cual se puede observar que a mayor temperatura ambiente existen menos pérdidas en el

colector, dando como resultado una media del coeficiente de pérdidas térmicas de 4.26 W/m^2 .

Para calcular las pérdidas térmicas del colector, en Vatios, se usa la siguiente fórmula:

$$Q_{loss} = U_{L\ abs} \cdot A_{abs} \cdot (T_{abs} - T_{amb}) \quad (\text{Ec. 2.8})$$

donde:

Q_{loss} = Pérdidas térmicas en el colector, expresadas en [W]

A_{abs} = Área total del tubo absorbente, expresado [m^2]

El área se la calcula al saber que el perímetro del tubo absorbedor es 0.219 metros, y la longitud que tiene por cada módulo es de 100 metros, dando como resultado 21.98 m^2 . Si se reemplaza en la ecuación (2.8) se tiene que:

$$Q_{loss} = 4.26 * 21.98 * (340 - 22.04)$$

$$Q_{loss} = 29752.3 \text{ W}$$

$$Q_{loss} = 29.75 \text{ kW}$$

Potencia solar incidente en el colector

La potencia solar incidente útil se la expresa con la siguiente fórmula:

$$Q_{utl} = A_C \cdot \left(\frac{I}{h}\right) \cdot \cos(\theta) \cdot \eta_{opt} \cdot K \cdot F_e \cdot \eta_{th} - Q_{loss} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

donde:

Q_{utl} = Potencia térmica útil expresada en [W]

A_c = Área de apertura en el colector, expresada en [m²]

I = Radiación global, expresada en [W-h/ m²-día]

h = horas efectivas del sol

θ = Ángulo de incidencia [°]

η_{opt} = Rendimiento óptico [%]

F_e = Factor de ensuciamiento [%]

η_{th} = Rendimiento térmico de colector [%]

K = Modificador por ángulo de incidencia

Usando la tabla 2.9, se toman los valores del área de apertura del colector, el rendimiento óptico y el rendimiento térmico.

$$Q_{utl} = A_c \cdot I \cdot \cos(\theta) \cdot \eta_{opt} \cdot K \cdot F_e \cdot \eta_{th} - Q_{loss}$$

$$Q_{utl} = 470.3 * (5684.26 / 8) * \cos(4.27) * 0.8566 * 0.9992 * 0.98 \\ * 0.96 - 29750$$

$$Q_{utl} = 470.3 * (710.533) * \cos(4.27) * 0.8566 * 0.9992 * 0.98 * 0.96 \\ - 29750$$

$$Q_{utl} = 268336.38 - 29750$$

$$Q_{uti} = 238597 \text{ W}$$

$$Q_{uti} = 238.59 \text{ kW}$$

Para el factor de ensuciamiento se asume el valor de 0.98, este valor depende exclusivamente de la continuidad en el mantenimiento que se dé a los colectores, siendo esta limpieza de 3 a 4 veces por semana, dicho mantenimiento se lo realizará en las noches cuando la planta no opere.⁶⁵ Este valor es referencial, ya que, la industria y los elementos encargados para la limpieza de los colectores se encuentran en un gran desarrollo tecnológico.

El ángulo de incidencia θ , y el factor K se los calcula en el Anexo 1.

La relación que existe entre la potencia útil de los colectores y el aceite caloportador se la expresa en la siguiente fórmula:

$$Q_{uti} = M * \Delta H \quad (\text{Ec. 2.10})$$

El T_{out} hace referencia al foco caliente de la planta, visto desde el bloque del colector, el cual dependerá exclusivamente de la fórmula del aceite. El T_{in} es el foco frío y es la temperatura con la que el aceite regresa al campo de colectores para ser recalentado.

⁶⁵ www.ptolomeo.unam.mx

El incremento de temperatura (ΔH), viene dado por la integral de la función del calor específico del aceite.

$$\int \Delta H = \int_{290}^{T_{out}} 1.479 dt + \int_{290}^{T_{out}} 0.0028T dt \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Integrando:

$$\Delta H = 1.479 * (T_{out} - 290) + 0.0014 * (T_{out}^2 - 84100)$$

$$\Delta H = 0.0014T_{out}^2 + 1.479 T_{out} - 546.65$$

Reemplazando en la ecuación (Ec. 2.10)

$$Q_{utl} = 4.763 * (0.0014T_{out}^2 + 1.479 T_{out} - 546.65)$$

$$238597 = 4.763 * (0.0014T_{out}^2 + 1.479 T_{out} - 546.65)$$

$$T_{out} = 311.58 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Por lo cual, el incremento de temperatura en un colector es:

$$T_{col} = 311.58 - 290$$

$$T_{col} = 21.58 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

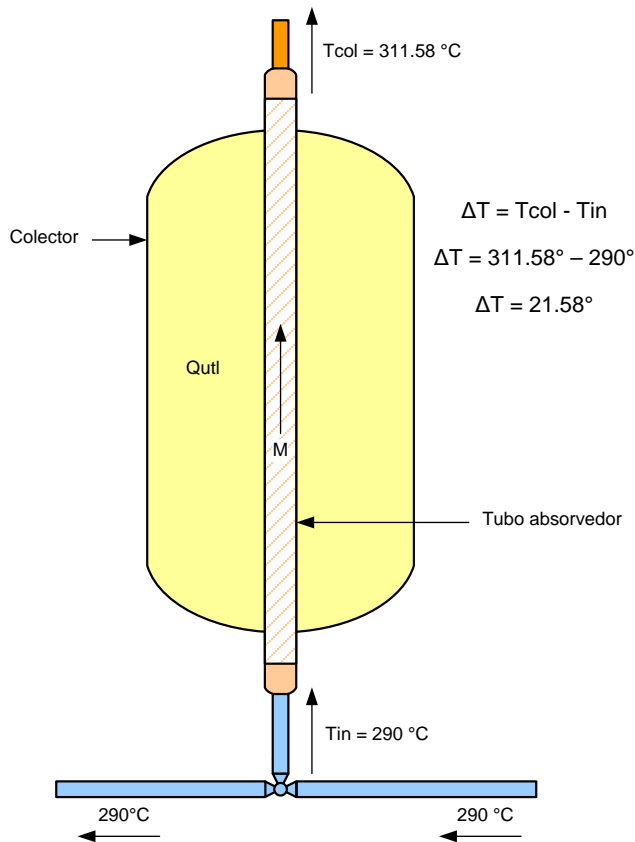


Figura 2.12 Incremento de temperatura por colector.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

En la figura 2.12, se puede observar el incremento de temperatura que existe en un colector, las variables que intervienen en este proceso se las señalan en la ecuación 2.10, donde Q_{utl} expresa la potencia útil obtenida por el colector y M determina el caudal con el que el fluido caloportador pasa a través del tubo absorbedor.

Estas dos variables se relacionan formando un incremento de temperatura en el fluido, lo cual, es un parámetro fundamental, ya que este ayudará a conocer la temperatura de salida en cada colector del lazo.

Número de colectores por fila

El número de colectores por fila se calcula sabiendo que la diferencia entre el foco caliente y el foco frío es un salto térmico de 100 grados, por lo cual:

$$N_{col} = \frac{\Delta T}{T_{col}} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

donde:

N_{col} = Número de colectores por fila

ΔT = Salto térmico, expresado en [°C]

T_{col} = Incremento de temperatura por colector, expresado en [°C]

$$N_{col} = 100/21.58$$

$$N_{col} = 4.63$$

$$N_{col} \approx 5$$

El número de colectores no es factible por el hecho de que se los dispondrá en lazos en forma de U, por lo cual el valor por cada fila será de 6 colectores, los cuales completaran el lazo de una forma simétrica.

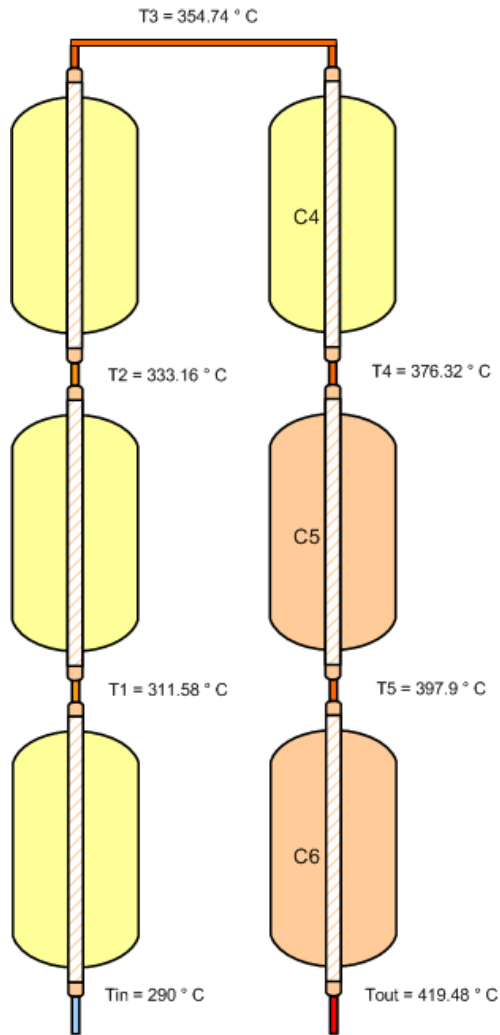


Figura 2.13. Configuración del Lazo de Colectores.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

En la figura 2.13, se observa el incremento de temperatura en una configuración de seis colectores, la temperatura de entrada o de foco frío es de $290\text{ }^{\circ}\text{C}$, sabiendo que el incremento de temperatura por colector es

de 20.16 °C, el fluido al pasar por los seis colectores obtendrá una temperatura de 410.96 °C. El aceite que se eligió para el estudio, tiene una temperatura de trabajo de 400 °C y fue disminuida a 390 °C para conseguir que no pierda sus propiedades, lo que significa que los 410.96 °C lo llevarían a trabajar en condiciones fuera de su rango de trabajo. Este problema se lo resuelve redireccionando dos de los colectores, esto se lo calcula a partir de la fórmula de incremento de temperatura por colector (Ec 2.11), sumando el incremento de temperatura por cada colector calculado (Ec 2.12), para el caso de la figura 2.13, serían los colectores C5 y C6, logrando con esto que la potencia que entregan los colectores disminuya y el incremento térmico que existe en ellos también lo haga.

Número de lazos del bloque de concentradores.

Cada lazo en el sistema entregará una cierta cantidad de potencia térmica, para el diseño de la planta se tomó como base una potencia nominal de 131.579 MW referida en la ecuación (Ec. 2.1), en la que se consideró las pérdidas del ciclo Rankine, por lo cual, cada lazo entregará una potencia según su número de colectores.

$$Q_{Lazo} = N_{col} * Q_{uti} \quad (Ec. 2.13)$$

$$Q_{Lazo} = 6 * 238.59$$

$$Q_{Lazo} = 1431.5 [kW]$$

Para calcular el número de lazos que tendrá la planta se usa la siguiente fórmula:

$$N_{Lazos} = \frac{P_d}{Q_{Lazo}} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$N_{Lazos} = 131.57/1.43$$

$$N_{Lazos} = 91.91 \approx 92$$

Múltiplo Solar (SM)

El múltiplo solar es un término el cual hace relación entre la potencia de diseño de la planta y la potencia obtenida por el campo de concentradores, en el caso que la potencia obtenida por el campo de concentración solar sea consumida totalmente por el sistema, se dice que el múltiplo solar es igual a uno, ya que toda la potencia es consumida o transformada en electricidad.

El múltiplo solar nace de la necesidad de que la planta opere más tiempo al año, sin tener las condiciones climatológicas óptimas para su funcionamiento, lo que significa que, cuando no exista la radiación incidente necesaria para que la planta funcione a plena carga, este factor se encargará de reforzar la potencia necesaria, la cual se consigue instalando más colectores, los mismos que obtendrán una potencia extra, logrando con esto, que la planta obtenga un respaldo en caso de situaciones desfavorables para la producción de potencia.

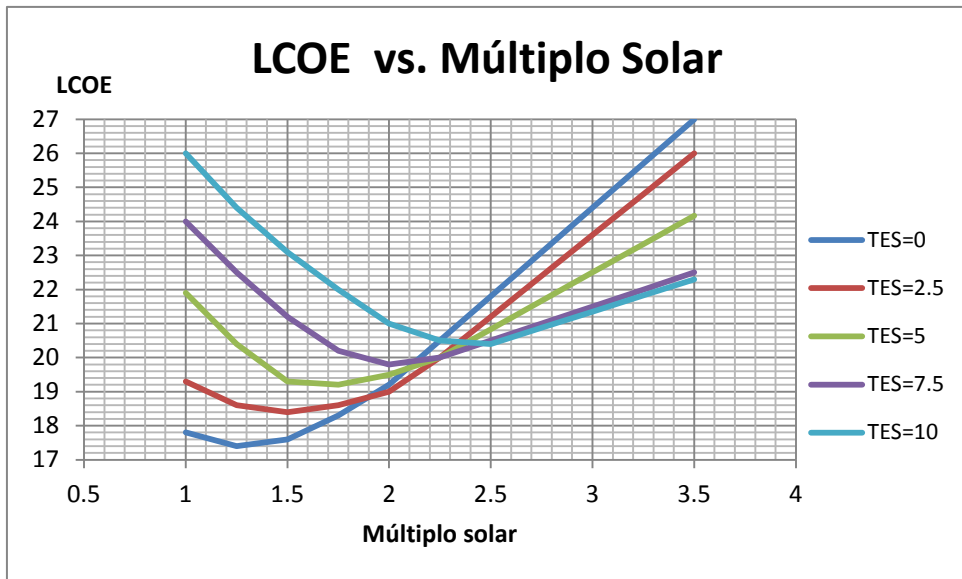


Figura 2.14. Optimización del SM en función del almacenamiento y el costo de energía (LCOE).⁶⁶

Como se observa en la figura 2.14, con un múltiplo solar igual a uno, se tiene los diferentes costos de energía (LOCE en cvts/kWh) en relación a la cantidad de horas que el sistema puede almacenar energía (TES), esto implica que a mayor número de horas de almacenamiento el costo de energía será mayor. Para reducir este costo se aumenta el múltiplo solar hasta un cierto punto, tratando de conseguir que el costo de la energía sea menor, pero como se observa en la figura 2.14, a un múltiplo solar muy alto el costo de la energía empieza aumentar de nuevo, por lo cual se debe conseguir un equilibrio entre estos dos parámetros.

⁶⁶ Programa de simulación System Advisor Model

Se considerará un factor de almacenamiento de cinco horas (TES=5), este valor será suficiente para que la planta en condiciones desfavorables funcione hasta el pico de demanda máxima del Ecuador.

Como se observa en la figura 2.14, la curva de color verde claro representa a una planta con capacidad de cinco horas para almacenar energía, con lo cual el múltiplo solar elegido será de 1.75 ya que este representa el menor costo de energía en la curva seleccionada para el estudio.

Cálculo del área

Cálculo de la potencia necesaria real del sistema:

$$P_r = P_d * SM \quad (\text{Ec. 2.15})$$

donde:

P_r = Potencia real, expresada en [MW]

P_d = Potencia de diseño, expresada en [MW]

SM = Múltiplo solar

$$P_r = 131.58 * 1.75$$

$$P_r = 230.26 \text{ [MW]}$$

Recalculando el número de lazos:

$$N_{Lazos} = P_r / Q_{Lazo}$$

$$N_{Lazos} = 230.26/1.43$$

$$N_{Lazos} = 160.85$$

El número de lazos sería de 161 los cuales tienen seis colectores cada uno.

El área que usarán los colectores se calcula multiplicando el número de lazos por el número de colectores que contiene cada uno de estos por su área unitaria.

$$Area = N_{Lazos} * N_{col} * A_{col} \quad (Ec. 2.16)$$

donde:

$Area$ = Área de los colectores, expresada en m^2

N_{Lazos} = Número de lazos

N_{col} = Número de colectores

A_{col} = Área del colector

$$Area = 161 * 6 * 470.30$$

$$Area = 453890 m^2$$

2.1.6 Análisis del sistema de transferencia de calor.

2.1.6.1 Procesos termodinámicos

Un proceso termodinámico es la evolución de algunas propiedades de la materia, que pasan desde un estado inicial a otro distinto, que se denomina estado final. En un proceso de este tipo, las magnitudes sufren algunas variaciones, debido a que el sistema cambia, el cual define el estado inicial y final.

Proceso Isotérmico

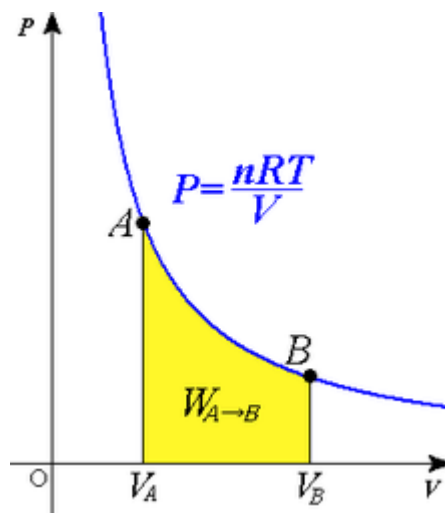


Figura 2.15. Proceso isotérmico en un diagrama P-V⁶⁷

⁶⁷ www.quimicayalgomas.com

Proceso en el cual existe un cambio reversible termodinámico, el proceso isotérmico se caracteriza por mantener constante el cambio de temperatura en todo el sistema.

En este proceso térmico el gas puede sufrir una compresión o expansión. Este proceso se caracteriza por la transferencia lenta de calor, consiguiendo con esto, que el gas se expanda y realice un trabajo.

Proceso Adiabático o Isoentrópico

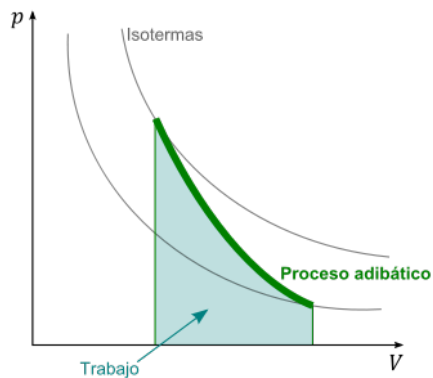


Figura 2.16. Proceso adiabático en un diagrama Presión -Volumen⁶⁸

Proceso en el cual el sistema no intercambia calor con el entorno, de una manera ideal, en la práctica existen pequeñas pérdidas asociadas con este proceso. El proceso adiabático es reversible, por lo cual el estado de la materia puede regresar a sus condiciones iniciales.

⁶⁸ tatifiscatermodinamica.wordpress.com

Los procesos de aumentar o disminuir la temperatura adiabática, en la mayoría de los casos se produce por un agente externo, el cual varía la presión interna del proceso.

Proceso Isocórico

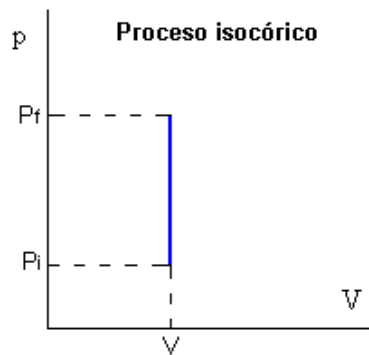


Figura 2.17. Proceso isocórico en un diagrama Presión - Volumen ⁶⁹

Proceso en el cual el volumen permanece constante, de ahí que se afirma, que en este proceso no existe trabajo de presión-volumen.

⁶⁹ rsta.pucmm.edu.do

Proceso Isobárico

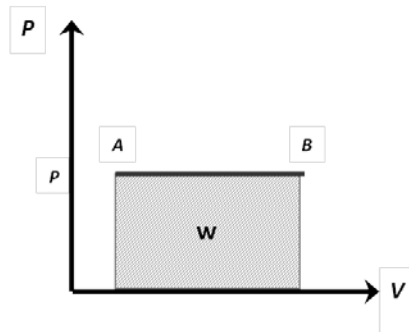


Figura 2.18. Proceso isobárico en un diagrama Presión - Volumen ⁷⁰

Proceso en el cual la presión se mantiene constante. La Primera Ley de la Termodinámica, para este caso, queda expresada como la siguiente:

$$\Delta U = Q - P\Delta V \quad (\text{Ec. 2.17})$$

donde:

U = Energía interna

Q = Calor transferido

P = Presión

V = Volumen

⁷⁰ corinto.pucp.edu.pe

Entropía

La entropía (S) permite medir o determinar la parte de la energía que no se puede emplear para producir un trabajo. La entropía especifica lo irreversible de los procesos termodinámicos.

Entalpía

La entalpía (H) es una magnitud termodinámica, la cual mide la variación de la cantidad de energía absorbida por un sistema termodinámico. La entalpía también se la puede expresar como la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.

La entalpía, además se puede definir como una función de estado de la termodinámica donde la variación permite expresar la cantidad de calor puesto en juego durante una transformación isobárica, es decir a presión constante.

2.1.6.2 Ciclo de Carnot

El ciclo Carnot es un proceso cíclico, el cual a través de sus procesos internos, regresa a un estado inicial. Los procesos que influyen en él, se los denomina procesos individuales y la elección de cada uno de estos dependerá exclusivamente de la aplicación que se quiera realizar. El ciclo de Carnot siendo un proceso ideal, ayuda a comprender la base fundamental para procesos más complicados.

En este ciclo, como en los ciclos que se basan en este proceso, existirá un incremento y decremento de temperatura que dependerá de los procesos internos que este contenga, se encontrará siempre una temperatura elevada o denominada fuente TA y una temperatura baja o sumidero denominada TB.

El ciclo Carnot es un proceso internamente reversible, lo que significa que puede volver a su estado inicial después de haber cumplido los procesos individuales, siendo esto, característico de los procesos cíclicos. El ciclo Carnot está compuesto por dos procesos isotérmicos y dos procesos adiabáticos, que son internamente reversibles.

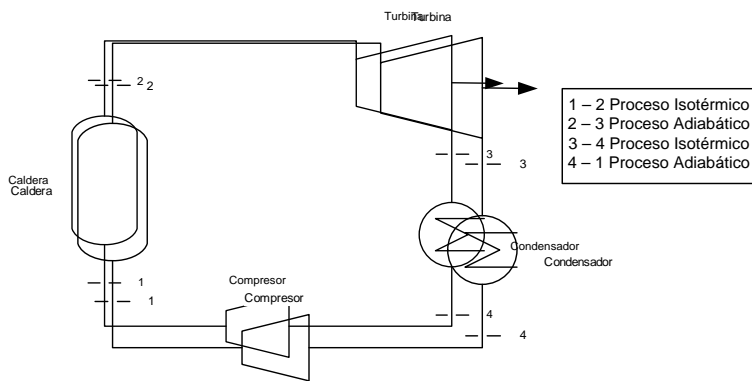


Figura 2.19. Diagrama de una máquina Carnot
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

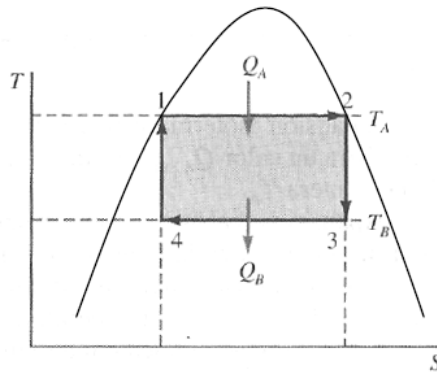


Figura 2.20. Diagrama Temperatura –Entropía ciclo Carnot.⁷¹

El ciclo Carnot funciona de la siguiente manera:

El ciclo Carnot se lo analiza por partes, porque son procesos individuales, en los cuales se observan las características principales a su entrada y a la salida una vez culminado el proceso.

- 1-2 En el punto uno, el fluido (agua) se encuentra en un estado líquido a alta presión, este pasa a través de la caldera, la cual tiene una temperatura constante, lo que provoca en el líquido que se transforme en vapor saturado, siendo este, el punto número dos. Este proceso se lo denomina isotérmico.
- 2-3 El vapor saturado al ingresar a la turbina, crea una expansión adiabática lo que significa que el vapor se expanda sin perder su temperatura inicial, el vapor mueve los alabes de la turbina que en

⁷¹ Ciclos de Potencia de Vapor

consecuencia es un trabajo cedido, lo que implica que la temperatura del vapor disminuya hasta un punto similar a TB y este es el estado número tres.

- 3-4 El vapor húmedo que sale de la turbina se condensa parcialmente, logrando con ello tener una presión y temperatura constante, lo que provoca una disminución de su volumen y un estado de vapor en condiciones óptimas para ser comprimido posteriormente.
- 4-1 El compresor realiza el cambio de vapor a líquido aumentando su presión y su temperatura hasta el punto de trabajo uno.

El ciclo Carnot es inviable de forma práctica, por algunas restricciones que se dan en sus procesos simples como son:

La compresión en el proceso 4-1, al pasar de vapor a agua no se lo realiza de una forma ideal, para obtener el punto 4 (estado líquido) se necesitaría un control muy preciso en la etapa de condensación.

Para el caso de la turbina la expansión se la realiza con vapor húmedo, lo cual provoca la formación de gotas y estas al ser turbinadas, conseguirán una erosión en los alabes de la turbina.

2.1.6.3 Rankine simple

El ciclo Rankine basa su funcionamiento en el ciclo de Carnot, con algunas modificaciones, las mismas que ayudan a este ciclo lograr ser un

sistema que se pueda aplicar en la realidad, su diagrama se lo representa en la figura 2.21.

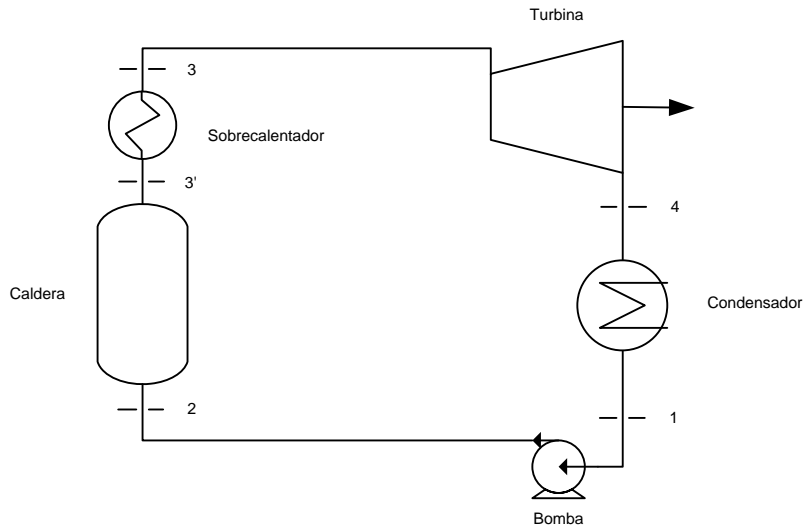


Figura 2.21. Ciclo Rankine simple
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

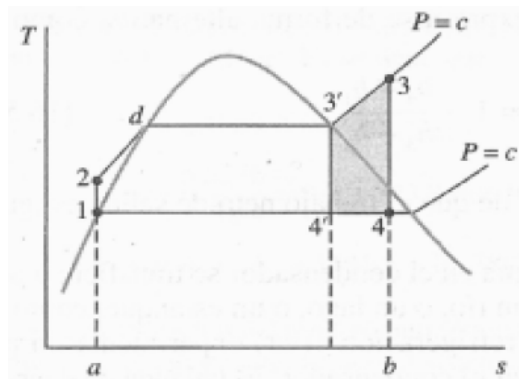


Figura 2.22. Diagrama Temperatura –Entropía ciclo Rankine⁷²

El ciclo Rankine muestra algunas modificaciones descritas a continuación:

- En el condensador se llevará a cabo una condensación completa, logrando con ello un estado líquido a la misma presión de salida de la turbina.
- En el proceso 1-2 se lo realizará mediante una bomba, lo cual aumenta la presión del líquido para poder ingresarlo en la caldera.
- En el proceso 2-3 se sobrecalienta el fluido hasta una temperatura superior a la temperatura crítica de la turbina.

Con las modificaciones anteriores se puede lograr un sistema práctico, en el cual las características de los elementos serán de mucha importancia para el rendimiento y buen funcionamiento del sistema.

Análisis de los procesos simples:

- 1-2 El líquido entra a la bomba la cual aumenta su presión y eleva en cierto grado la temperatura, dotando al líquido con una presión necesaria para que entre a la caldera.

⁷² Ciclos de Potencia de Vapor

- 2-3' Como se refirió anteriormente, la caldera proporciona una temperatura constante al líquido transformándolo en vapor, el cual pasará al siguiente proceso simple.
- 3'-3 El vapor pasa a través de un sobrecalentador incrementando su temperatura y manteniéndola a un presión constante, que será la necesaria para la turbina.
- 3-4 El vapor sobrecalentado entra en un estado de expansión, lo que produce trabajo y disminuye la temperatura para salir al condensador.
- 4-1 El vapor con una temperatura inferior entra al condensador, el mismo que pasa de estado gaseoso a líquido, completando así el ciclo.

2.1.6.4 Ciclo Rankine con regeneración

El ciclo Rankine con regeneración, consiste en extraer parte del vapor de la turbina y utilizarlo para dar un porcentaje de calor al fluido antes de que pase a la fuente principal de calor (caldera). Existen dos tipos de regeneradores, el primero, es el calentador abierto o contacto directo y el segundo, es el calentador cerrado o cambiador de calor de carcasa.

Calentador abierto

La planta se encuentra con similares características del ciclo Rankine, la cual se puede observar en la figura 2.23. Existe un

porcentaje de vapor que sale de la turbina y se mezcla con el líquido saliente del condensador. Con esto, se consigue que a la salida del calentador abierto se obtenga un líquido saturado con una presión determinada. La presión tanto del vapor extraído de la turbina, como la presión que entrega la bomba de condensado, deben ser iguales para que no se produzcan retornos en las líneas de las tuberías.

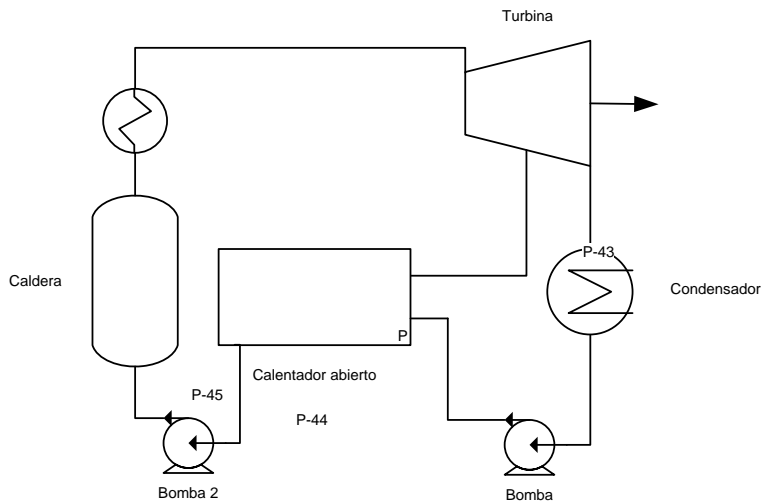


Figura 2.23. Ciclo Rankine regenerativo con calentador abierto
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Calentador Cerrado.

Para un calentador cerrado, como se muestra en la figura 2.24, el líquido de la bomba uno, va directamente hacia la caldera sin ser mezclado con el vapor extraído de la turbina. El vapor extraído de

la turbina pasa hacia la bomba número 2, el cual posteriormente irá hacia la caldera. Dentro del calentador cerrado, se produce una transferencia de calor, desde el vapor hacia el agua de alimentación.

La particularidad de los calentadores cerrados es que, las dos corrientes que atraviesan dentro de él, no están en contacto y debido a esto, pueden tener diferentes presiones, las cuales serán reguladas exclusivamente por la bomba número dos.

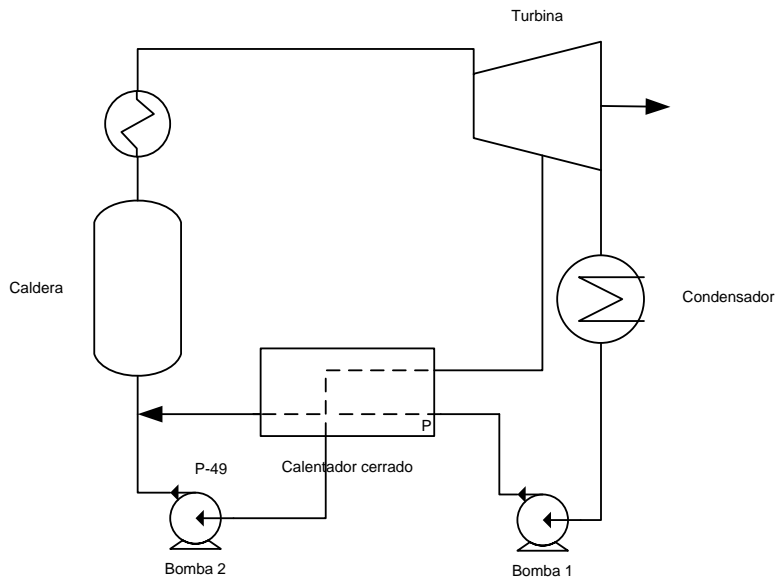


Figura 2.24. Ciclo Rankine regenerativo con calentador cerrado.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

2.1.6.5 Análisis del ciclo Rankine en la central

El análisis de la planta termo solar, se la llevará a cabo en dos etapas: la primera es el análisis desde el punto del aceite que rige el funcionamiento del campo solar de concentradores, y la segunda es el análisis visto desde el punto del agua a presión, que es la que genera el vapor y la expansión en la turbina.

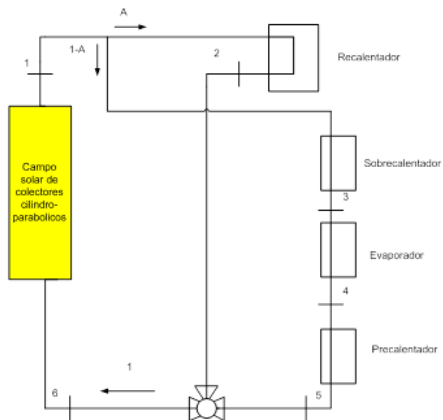
2.1.6.6 Análisis del generador de vapor desde el punto de vista del aceite.

El análisis se lo realizará de forma global, porque si se hace el análisis individual de cada elemento, demandaría una gran cantidad de tiempo y complejidad. Siendo la finalidad principal de este estudio, analizar el ciclo térmico y su rendimiento.

Para lograr la finalidad de este análisis, se tomará como base la planta termo solar de ANDASOL-2 ubicada en España en la región de Granados, con una potencia similar a la del presente estudio.

Esta planta cuenta con la información de su ciclo térmico, que ayudará a calcular el trabajo generado por las máquinas y su rendimiento. También cuenta con otra configuración de colectores cilíndricos parabólicos, por lo que el caudal másico que se estipula en la tabla, no es el mismo para este caso de estudio.

La siguiente figura muestra la configuración de los bloques que intervienen en la transferencia de calor vapor-agua.



Relación entre caudales

$$A=0.1$$

$$1-A=0.9$$

Figura 2.25. Esquema de Generador de Vapor desde el punto de vista del campo solar.⁷³

En la siguiente tabla se muestra los datos en los diferentes puntos de sistema, referidos a la Figura 2.26. La planta del presente estudio, difiere en la densidad del aceite, para este caso será de 771.81 Kg/m^3 en el punto uno.

Punto	Densidad (kg/m3)	H (kj/kg)	S (kj/kgK)
1	704	777.9	2.6
2	868	439.8	2.18
3	720	746.5	2.56

⁷³ www.termosolar.renovetec.com

4	788	617.2	2.39
5	812	564.9	2.33
6	824	538.9	2.3

Tabla 2.11. Características del sistema de fluido térmico⁷⁴

Interpolando la Tabla 2.11, se obtienen los siguientes datos. Estos valores serán los que se usarán para el análisis de la planta, para el caso de la entalpía y la entropía se usará los mismos datos de la tabla 2.11, ya que estos dependerán exclusivamente del aporte y pérdida de calor de los elementos que forman el sistema.

Punto	Densidad (kg/m ³)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)
1	771.81	777.9	2.6
2	951.6	439.8	2.18
3	789.35	746.5	2.56
4	863.9	617.2	2.39
5	890.21	564.9	2.33
6	903.36	538.9	2.3

Tabla 2.12. Características del sistema de fluido térmico interpolado.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

2.1.6.7 Análisis del ciclo de potencia desde el punto de vista del agua – vapor.

Como se refirió anteriormente, los valores de la tabla 2.12, se los usará para el cálculo del rendimiento de la planta. Estos valores muestran una

⁷⁴ www.termosolar.renovetec.com

planta en funcionamiento en óptimas condiciones, lo que es de suma importancia para poder analizar los procesos individuales y el trabajo realizado por los elementos.

La siguiente tabla muestra las características de los principales puntos que existen en el proceso termodinámico, mostrando las características de entalpías y entropías.

Punto	Presión (Ba)	H (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	Temperatura °C	Título
1	100	1238.24	3.063	280	Liq
2	100	1408.1	3.361	311.03	0
3	100	2723.43	5.613	311.03	1
4	100	3000.86	6.067	371	Vap
5	51.84	2882.95	6.122	290	Vap
6	51.84	3118.23	6.514	371	Vap
7	7.791	2726.07	6.671	169.3	1
8	0.07	2159.7	6.955	38.96	0.829
9	0.07	163.106	0.55824	38.96	0
10	7.791	163.92	0.55838	39.03	Liq
11	7.791	673.25	1.937	159.5	Liq
12	100	685.85	1.943	161	Liq
13	51.84	726.34	2.047	171	Liq
14	7.791	726.34	2.058	169.3	0.005

Tabla 2.13. Características del sistema de fluido térmico desde el punto de vista del agua-vapor.⁷⁵

⁷⁵ www.termosolar.renovetec.com

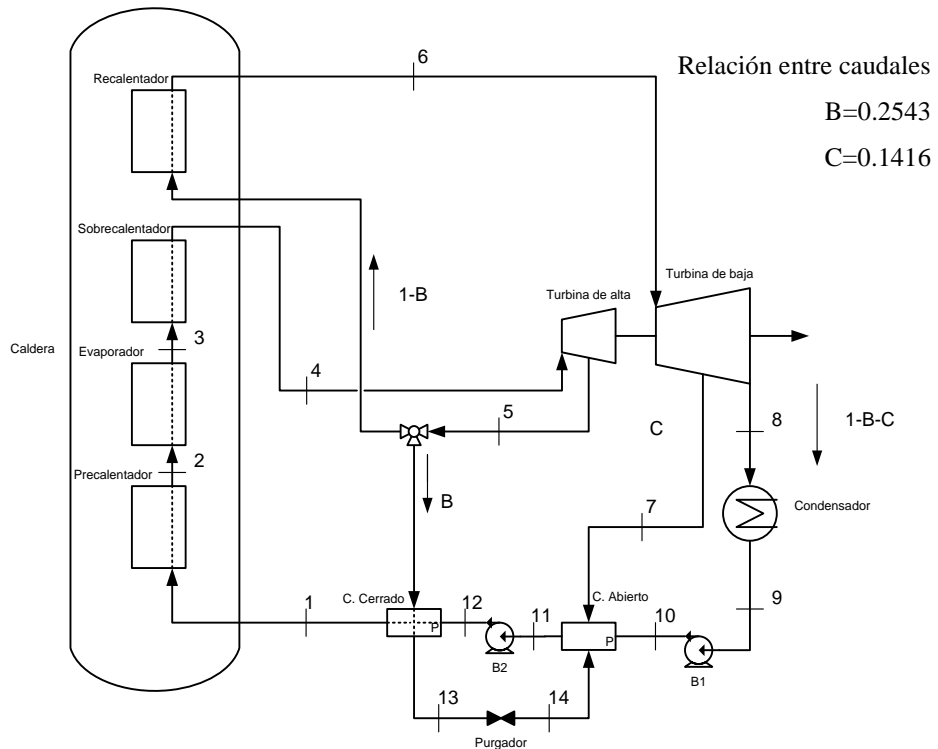


Figura 2.26. Esquema básico de la central.⁷⁶

Como se observa en la figura 2.26, la planta posee dos turbinas, una en alta presión y la otra en baja presión, la misma que tiene un recalentador intermedio, el que ayuda a elevar la temperatura, consiguiendo con esto, que turbina de baja presión trabaje en condiciones óptimas. La planta cuenta con un ciclo de regeneración, el mismo que posee dos bloques, uno con calentador abierto y otro con calentador cerrado de tres vías.

⁷⁶ www.termosolar.renovetec.com

2.1.6.8 Cálculos

Para analizar el ciclo de potencia térmico hay que realizar una comparación entre los caudales tanto de la parte del aceite, como de la parte del agua, buscando una relación entre ellas, para encontrar el caudal másico total en la parte del aceite y se demostrará en la ecuación 2.18.

$$M_{Total} = N_{Lazo} * M_{Lazo} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

$$M_{Total} = 161 * 5.12$$

$$M_{Total} = 823.84 \text{ Kg/s}$$

donde:

M_{Total} = Caudal Másico total del aceite, expresado en [Kg/s]

N_{Lazo} = Número de lazos de la planta

M_{Lazo} = Caudal Másico por lazo, expresado en [Kg/s]

Se debe tomar en cuenta que este caudal es calculado para un múltiplo solar igual a 1.75, el análisis que se realizará entre los ciclos de agua y aceite debe ser tomado en cuenta para una planta simple, es decir, para un múltiplo solar igual a 1, ya que, el ciclo térmico debe funcionar a la potencia nominal de diseño y el múltiplo solar solo ayudará cuando la potencia del campo de concentradores sea menor a este punto.

La relación que existe entre caudales, se lo realizará por un balance de energía, considerándolo como un todo, como está expresado en la siguiente fórmula:

$$0 = \left(M \frac{total}{SM} \right) (\Delta H_1) + M_{agua} (\Delta H_2) \quad (\text{Ec. 2.19})$$

donde:

ΔH_1 = Variación de entalpía entre el punto 1 y 6 desde el punto de vista del aceite, expresada en [kJ]/kg (Tabla 2.11)

ΔH_2 = Variación de entalpía entre el punto 1 y 4 desde el punto de vista del agua – vapor, expresada en [kJ]/kg (Tabla 2.12)

Sustituyendo:

$$0 = (M_{total}/SM) * 0.9(h_1 - h_6) + M_{agua}(h_1 - h_4)$$

$$0 = 823.84 / 1.75 * 0.9(777.9 - 538.9) + 823.84(1238.24 - 3000.86)$$

$$M_{agua} = 46.99 \text{ Kg/s}$$

Con el caudal másico del agua calculado, se puede analizar el comportamiento de los distintos elementos que conforman el bloque de potencia.

Precalentador.

Se calculará el calor cedido por el aceite al agua, aplicando el mismo análisis de balance de energía.

$$0 = Q_{pre} + M_{agua}(h1 - h2) \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$Q_{pre} = - 46.99(1238.24 - 1408.1)$$

$$Q_{pre} = 7982.3 \text{ kW}$$

Evaporador

$$Q_{Ev} = - M_{agua}(h2 - h3) \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$$Q_{Ev} = - 46.99(1408.1 - 2723.43)$$

$$Q_{Ev} = 61811.9 \text{ kW}$$

Sobrecalentador

$$Q_{SC} = - M_{agua}(h3 - h4) \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$Q_{SC} = - 46.99(2723.43 - 3000.86)$$

$$Q_{SC} = 13037.4 \text{ kW}$$

Recalentador.

Se toma en cuenta que en el recalentador, el caudal de entrada es 1-B, ya que, en la salida de la turbina de alta presión existe una derivación, la misma que contribuye al calentador abierto, y la otra entra al recalentador directamente. Tomando en cuenta lo anterior, la fórmula para calcular el calor cedido es la siguiente:

$$0 = Q_{Re} + M_{agua}(1 - B) * (h5 - h6) \quad (\text{Ec. 2.23})$$

$$Q_{Re} = - 46.99(1 - 0.2543) * (2882.95 - 3118.23)$$

$$Q_{Re} = 8244.9 \text{ kW}$$

Trabajos obtenidos.

Turbina de Alta.

$$W_{TurA} = M(h4 - h5) \quad (\text{Ec. 2.24})$$

$$W_{TurA} = 46.99(3000.86 - 2882.95)$$

$$W_{TurA} = 5541.0 \text{ kW}$$

Turbina en Baja

$$W_{TurB} = M(h6 - h7) + M(h7 - h8) \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$W_{TurB} = M * (1 - B)(h6 - h7) + M * (1 - B)(1 - C)(h7 - h8)$$

$$W_{TurB} = 46.99 * (1 - 0.2543)(3118.23 - 2726.07) + 46.99 * (1 - 0.2543)(1 - 0.1416)(2726.07 - 2159.7)$$

$$W_{TurB} = 30779.4 \text{ kW}$$

Bomba 1

$$W_{Bomb1} = M(h10 - h9) \quad (\text{Ec. 2.26})$$

$$W_{Bomb1} = M(1 - B)(1 - C)(h10 - h9)$$

$$W_{Bomb1} = 46.99 * (1 - 0.2543)(1 - 0.1416)(163.92 - 163.106)$$

$$W_{Bomb1} = 24.5 \text{ kW}$$

Bomba 2

$$W_{Bomb2} = M(h12 - h11) \quad (\text{Ec. 2.27})$$

$$W_{Bomb2} = 46.99(685.85 - 673.25)$$

$$W_{Bomb2} = 592.1 \text{ kW}$$

Cálculo de los calores cedidos en los sistemas de regeneración

Calentador Abierto

$$0 = Q_{CA} + M_{agua}(h_{10} - h_{11}) \quad (\text{Ec. 2.28})$$

$$Q_{CA} = -M_{agua}(1 - B)(1 - C)(h_{10} - h_{11})$$

$$Q_{CA} = -46.99(1 - 0.2543)(1 - 0.1416)(163.92 - 673.25)$$

$$Q_{CA} = 15321.1 \text{ kW}$$

Calentador Cerrado

$$0 = Q_{CC} + M_{agua}(h_{12} - h_1) \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$$Q_{CC} = -46.99(685.85 - 1238.24)$$

$$Q_{CC} = 25958.7 \text{ kW}$$

Resumen de las características de los elementos del ciclo térmico

Nombre	Valor	Unidades
Caudal másico total del aceite	823.48	Kg/s
Caudal másico total del agua	46.99	Kg/s
Potencia del Precalentador	7982.3	kW
Potencia del Evaporador	61811.9	kW
Potencia Sobrecalentador	13037.4	kW

Potencia Recalentador	8244.9	kW
Turbina en Alta	5541	kW
Turbina en Baja	30779.4	kW
Bomba 1	24.5	kW
Bomba 2	592.1	kW
Calentador Abierto	15321.1	kW
Calentador Cerrado	25958.7	kW

Tabla 2.14. Resumen de la características de los elementos del ciclo térmico.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

2.1.7 Análisis del generador eléctrico

El alternador eléctrico se acopla al eje de la turbina, la cual proveerá energía mecánica a este, y posteriormente se transformará en energía eléctrica. Con lo que se consigue crear una corriente alterna, mediante el fenómeno de inducción electromagnética.

Para el caso del presente estudio, se utilizará un alternador de tipo sincrónico, el mismo que trabaja bien para potencias superiores a 2 MW, y estos son frecuentemente máquinas de dos polos.⁷⁷

$$n = \frac{60 * f}{p} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

donde:

n = velocidad de giro del motor, expresado en [rpm]

⁷⁷ Jupiter.utm.mx

f = frecuencia, expresada en Hertz [Hz]

p = número de pares polos

$$n = 3600 \text{ rpm}$$

El alternador generará un voltaje de 16 kV y con un factor de potencia que varíe de 0.8 a 0.85, con lo que se tendrá la corriente nominal, expresada en la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3} * U * I * \cos\varphi \quad (\text{Ec. 2.31})$$

donde:

P = Potencia nominal de la planta, expresada en [MW]

U = Voltaje nominal, expresado en [kV]

I = Corriente nominal, expresada en [kA]

$\cos\varphi$ = Factor de Potencia.

$$50\,000 = \sqrt{3} * 16 * I * 0.85$$

$$I = 2.12 \text{ kA}$$

2.2 Análisis de la eficiencia de la planta

El análisis de eficiencia de la planta se lo realizará por bloques, ya que son sistemas independientes desde un punto de vista general, lo cual conlleva a

un análisis particular de cada una de las propiedades y características que afectan a cada bloque.

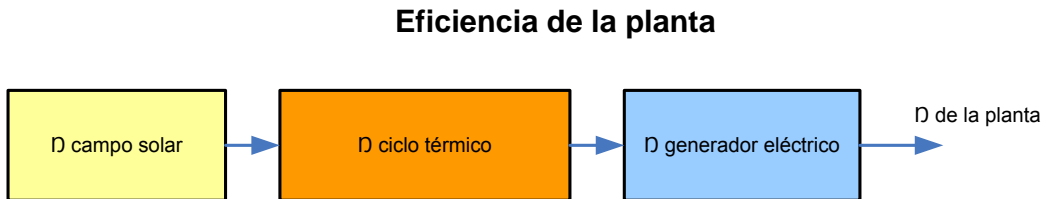


Figura 2.27. Diagrama de bloque de la eficiencia en la planta

2.2.1 Análisis de eficiencia en el campo de concentración solar

La eficiencia del campo solar dependerá exclusivamente de una serie de factores que influirán en él, principalmente las derivadas de su rendimiento óptico asociado al colector y su rendimiento térmico asociado al tubo absorbedor.

$$\eta_{sol} = Fe * \eta_{opt} * K(\theta) * \eta_{Th} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

donde:

η_{sol} = Rendimiento del campo de concentración solar, expresado en [%]

Fe = Factor de ensuciamiento, expresado en [%]

η_{opt} = Rendimiento óptico, expresado en [%]

$K(\theta)$ = modificador por ángulo de incidencia

η_{Th} = Rendimiento térmico, expresado en [%]

Las pérdidas ópticas son asociadas a que la superficie reflectiva de los colectores no es perfecta, y que el vidrio del tubo absorbedor no es totalmente uniforme, por lo que éstas pérdidas propias de la construcción, representan un factor por el cual toda la radiación incidente no se convertirá en potencia térmica transferible al fluido.

El valor de las pérdidas ópticas asociadas al colector se lo puede tomar de las características expresadas del fabricante (Tabla 2.9), siendo 0.856 para el caso del colector elegido.

Las pérdidas térmicas son asociadas al tubo absorbedor, las mismas que se pueden tomar de la tabla 2.9 con un valor de 0.96, sugerido por el fabricante.

La constante K, que es el modificador por ángulo de incidencia, se lo calcula en el anexo 1 y este representa las pérdidas óptimas y geométricas, que se dan en el colector y su estructura.

El factor de ensuciamiento F_e , se lo asumirá con un valor de 0.98, ya que este dependerá exclusivamente del mantenimiento que se les dé a los colectores y al tubo absorbedor, significando este valor para el presente caso, una constante óptima para su funcionamiento.

$$\eta_{sol} = 0.98 * 0.856 * 0.994 * 0.96$$

$$\eta_{sol} = 0.80$$

$$\eta_{sol} = 80\%$$

2.2.2 Análisis de eficiencia en el ciclo de potencia

El rendimiento del ciclo térmico, será calculado por la sumatoria del trabajo obtenido por las turbinas, menos el trabajo consumido por las bombas y este resultado dividido para el calor cedido del campo solar hacia el bloque térmico.

$$\eta_{CT} = \frac{\Sigma W_{turb} - \Sigma W_{bom}}{\Sigma Q_{Campo\ Solar}} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

$$\eta_{CT} = \frac{W_{TurbA} + W_{TurbB} - W_{Bomb1} - W_{Bomb2}}{Q_{pre} + Q_{ev} + Q_{SC} + Q_{Re}}$$

$$\eta_{CT} = \frac{5541 + 30779.4 - 24.5 - 592.1}{7982.3 + 61811.9 + 13037.4 + 8244.9}$$

$$\eta_{CT} = 0.392$$

$$\eta_{CT} = 39.2\%$$

2.3 Aporte de energía de la central

La energía que aportará la central, será proporcional a la radiación directa, la cual será tomada de la base de datos del atlas solar. La producción también dependerá, del rendimiento de los bloques individuales, tanto del bloque de concentrador solar, del bloque térmico y del rendimiento del generador. El rendimiento del generador se lo tomará como un valor de 0.987, el cual será adoptado según las características del fabricante.

La siguiente fórmula, relaciona los parámetros antes mencionados con la producción eléctrica bruta, haciendo referencia a cada mes.

$$P_e = I_s * \text{Área} * \eta_{sol} * \eta_{CT} * \eta_{Gen} * dias_{mes} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

donde:

P_e = Producción eléctrica, expresada en [MWh]

I_s = Radiación normal directa, expresada en [kW/m²día]

Área = Superficie total de los colectores, expresada en [m²], (Ec. 2.16)

η_{sol} = Rendimiento campo de concentración, expresado en [%], (Ec. 2.32)

η_{CT} = Rendimiento del ciclo de potencia, expresado en [%], (Ec. 2.33)

η_{Gen} = Rendimiento del Generador, expresado en [%]

$dias_{mes}$ = Días que tiene cada mes

El área calculada de los espejos, tiene una superficie de 453890 m², esta área fue diseñada para lograr compensar en cierta forma la falta de incidencia solar, en ciertos casos en que la incidencia del sol sea óptima se deberá optar por que algunos colectores no deben concentraran energía si no serán direccionados a otro lugar, ya que el fluido térmico que pasa a través de ellos no deberá superar sus condiciones de trabajo, con lo que el área total servirá exclusivamente en condiciones desfavorables, pero el

área real de trabajo se debe calcular para la producción de energía de la planta:

$$Area_{real} = N_{col} * N_{Lazo} * A_{col}$$

$$Area_{real} = 4.63 * 160 * 470.3$$

$$Area_{real} = 328398.24 \text{ m}^2$$

Mes	Radiación normal directa (kw.h/m2.día)	Días en el mes	Producción bruta de Energía (kWh)	Producción bruta de Energía (MWh)	Producción Bruta de Energía por Factor de Perdidas (MWh)	Producción de Energía con Caldera Auxiliar (MWh)
Enero	3.651	31	11504494.86	11504.49	8858.461042	
Febrero	3.34	28	9506015.67	9506.02	7319.632064	
Marzo	4.096	31	12906713.49	12906.71	9938.169386	
Abril	4.073	30	12420231.55	12420.23	9563.578292	
Mayo	4.697	31	14800496.40	14800.50	11396.38223	
Junio	5.515	30	16817475.32	16817.48	12949.456	
Julio	5.547	31	17478891.53	17478.89	13458.74648	
Agosto	5.961	31	18783427.52	18783.43	14463.23919	
Septiembre	5.881	30	17933558.00	17933.56	13808.83966	
Octubre	5.188	31	16347663.47	16347.66	12587.70087	
Noviembre	5.955	30	18159214.06	18159.21	13982.59483	
Diciembre	4.963	31	15638676.52	15638.68	12041.78092	
Total				182296.86	140368.581	154265.07

Tabla 2.15. Producción de Energía Bruta anual.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

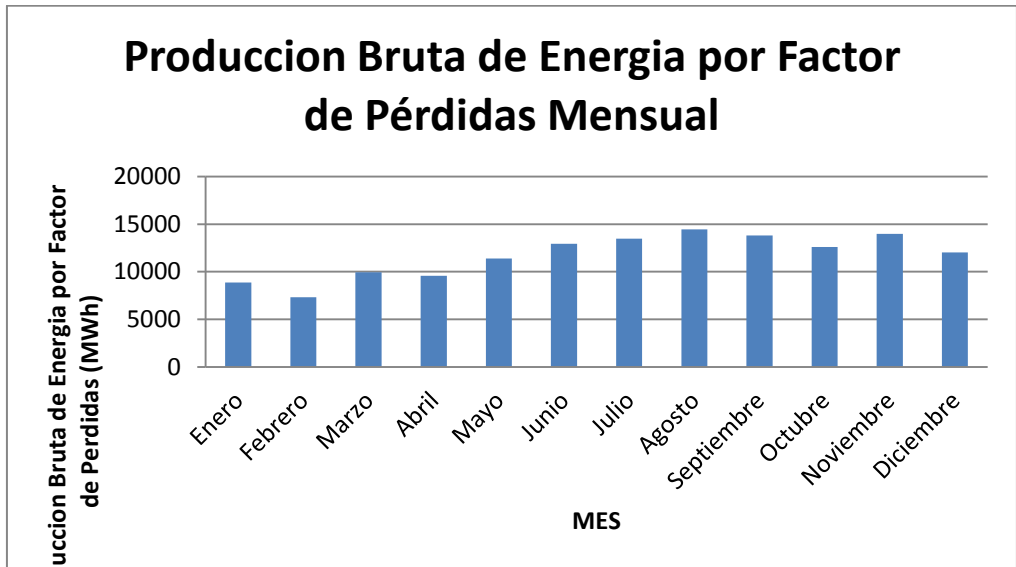


Figura 2.28. Producción de Energía Bruta anual.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

La producción de energía mostrada en la figura 2.28, se considera como un caso ideal en la producción de la planta, sin contar con factores externos que influirán en la producción de la misma. Estos factores se los considera con un cierto porcentaje de pérdidas en la producción, para una planta de este tipo esta alrededor del 23% de la producción total.

Estos valores se deben principalmente al mantenimiento de la planta, que es alrededor de un 5% y las condiciones climatológicas, en las cuales influyen los días con lluvia, fuertes vientos y las sombras por las nubes que están en un rango del 18%. Estos factores se asumen tomando en cuenta que la producción de la planta sería de alrededor de 8 horas por día,

de las cuales aproximadamente una hora y media la planta no podrá trabajar en condiciones óptimas y se recurrirá al apoyo fósil.

2.3.1 Producción eléctrica con caldera auxiliar.

La caldera auxiliar se la usa con frecuencia en este tipo de plantas, ya que esta sirve exclusivamente para estabilizar la energía calorífica que será entregada del campo solar hacia el ciclo térmico, por lo cual su uso dentro de la planta representará otra fuente de calor.

El uso del aporte energético debe ser regulado, puesto que, este debería ser un apoyo a la planta y no su principal fuente de energía, debido a esto el Estado, debe regular este aporte que producirá la caldera auxiliar. Para el caso del estudio, se usará un 12% de energía auxiliar lograda por la caldera con relación a la energía total producida de la planta, este valor se lo tomará usando como referencia la regulación de energía 2351, Art 24.1. Creada en España y que es aplicada a centrales termo solares.

El rendimiento de la caldera auxiliar se lo supondrá en un 82.5%, siendo este valor un rendimiento típico para calderas que usan como combustible un bunker. El aporte que la caldera tendrá se lo expresa en la siguiente fórmula:

$$E_{CA} = E_P * 12\% * 82.5\% \quad (\text{Ec. 2.35})$$

donde:

E_{CA} = Energía producida por el campo auxiliar, expresada en [MWh/año].

E_p = Energía producida por el campo solar, expresada en [MWh/año].

$$E_{CA} = 140368.581 * 12\% * 82.5\%$$

$$E_{CA} = 13896.48 \text{ MWh}$$

Por lo cual, la cantidad de producción de energía bruta, tomando en cuenta que se utilizará una caldera auxiliar, será de 13896.48 MWh al año. Esto ayudará a que la central funcione todas las horas del año, en las que exista sol.

2.3.2 Factor de Planta sin almacenamiento térmico.

El factor de planta es la relación que existe entre la potencia generada por una planta y la potencia que se podría generar si esta trabajara durante todas las horas de año.

Para el caso del presente estudio se tomó como referencia 8 horas diarias que la planta trabajará en condiciones favorables, por lo cual la potencia que se generaría si la planta trabajara 8 horas al día sería:

$$E = Pn * \text{horas} * \text{días}$$

$$E = 50 * 8 * 365$$

$$E = 146000 \text{ MWh}$$

En el literal 2.3 se calcula el aporte de energía según las condiciones de la planta, sus rendimientos, los factores de mantenimiento y condiciones

climatológicas no favorables, por lo cual este valor deberá ser menor al valor antes calculado.

Para calcular el factor de planta se utilizará la siguiente fórmula:

$$FP = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Energía total}} * 100$$

$$FP_{\text{óptimo}} = 146000/438000$$

$$FP_{\text{óptimo}} = 33.33\%$$

$$FP_{\text{real}} = \frac{140368.581}{438000}$$

$$FP_{\text{real}} = 32.04\%$$

donde:

$FP_{\text{óptimo}}$ = Factor de planta óptimo

FP_{real} = Factor de planta real

2.3.3 Producción eléctrica con sales fundidas

Para el caso de una central de concentradores cilíndricos parabólicos, las sales fundidas almacenan calor y de esta manera ayudan para mejorar el sistema térmico de almacenamiento. Las sales fundidas obtienen su calor del aceite precalentado por los concentradores, mismas que se almacenan en un tanque caliente, para luego ser utilizadas como fuente de calor y

devolver el calor al aceite, después de este proceso las sales pasan al tanque frío.

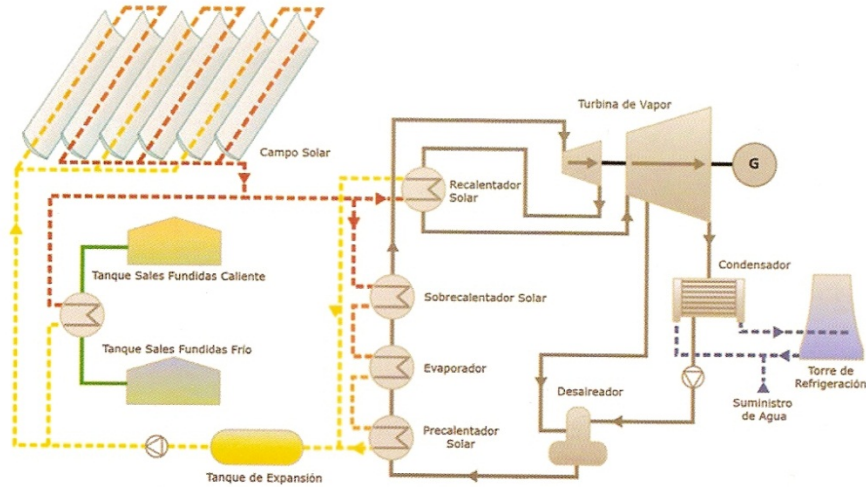


Figura 2.29. Esquema de una Central Termo Solar con almacenamiento térmico.⁷⁸

Como se definió en el apartado del múltiplo solar, el número de TES a utilizarse para la planta serán de 5, pero estas muchas veces no producen 5 horas de funcionamiento después del ocaso del sol, sino que contribuyen de una manera significativa en la estabilidad de la energía producida en el día y contrarrestando satisfactoriamente las condiciones desfavorables climatológicas que puede sufrir la planta. Debido a esto el aporte extra de estas sales se reduce a un valor estimado de unas 3.5 a 4 horas, ya que las sales van perdiendo su calor a través del tiempo con lo cual deberán ser consumidas de una forma eficiente, apoyada por la caldera auxiliar.

⁷⁸ <http://desenchufados.net>

Aporte de las Sales.

- **Caso óptimo (TES = 4)**

$$E_{TES4} = 50MW * 4horas * 355días$$

$$E_{TES5} = 71000 MWh$$

- **Caso Desfavorable (TES = 1)**

$$E_{TES1} = 50MW * 1hora * 345días$$

$$E_{TES1} = 17250 MWh$$

donde:

E_{TES} = Energía producida por almacenamiento de sales fundidas.

Promedio de Aporte con Sales Fundidas.

$$E_{TES} = (E_{TES4} + E_{TES1})/2$$

$$E_{TES} = 44125 MWh$$

Para el cálculo del caso óptimo se consideró un aporte de 4 horas y con 10 días de mantenimiento y paro de la planta, para el segundo caso se consideró el caso más desfavorable que pueda tener el sistema de almacenamiento térmico, considerando que solo 1 hora aporte a la central y tuvo un paro de 20 días.

2.3.4 Factor de Planta con almacenamiento térmico.

Para este caso se considera que la energía producida por la planta, será la suma de la energía generada por el ciclo térmico alimentado por el campo de concentradores, más el aporte de la caldera auxiliar, más el apoyo de las sales fundidas.

$$FP_{real} = \frac{140368.581 + 44125}{438000}$$

$$FP_{real} = 42.12 \%$$

CAPITULO III

ESTUDIO ECONÓMICO

Este capítulo está destinado al análisis económico y todos los factores que influyen en él, muestra los componentes de ingresos y egresos que posee una planta termo solar, se analiza estos factores de una forma independiente como es el caso de la inversión inicial y su forma de financiamiento, los costos de operación & mantenimiento, y los resultados del análisis económico.

3.1 Inversión Inicial

La inversión inicial se la tomará como referencia del documento “*Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*”⁷⁹, el cual explica en el capítulo número cuatro los costos relacionados a la inversión, en una planta de concentradores cilíndricos parabólicos.

En la figura 3.1, se muestra los porcentajes de distribución desde un punto de vista general, y los principales bloques que posee este tipo de plantas. Como se observa en la figura siguiente, el bloque de los concentradores es el más caro por el hecho de su gran extensión, seguido por el bloque de potencia el cual también es un valor considerable con respecto al valor total de la planta.

⁷⁹ www.nrel.gov, Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts

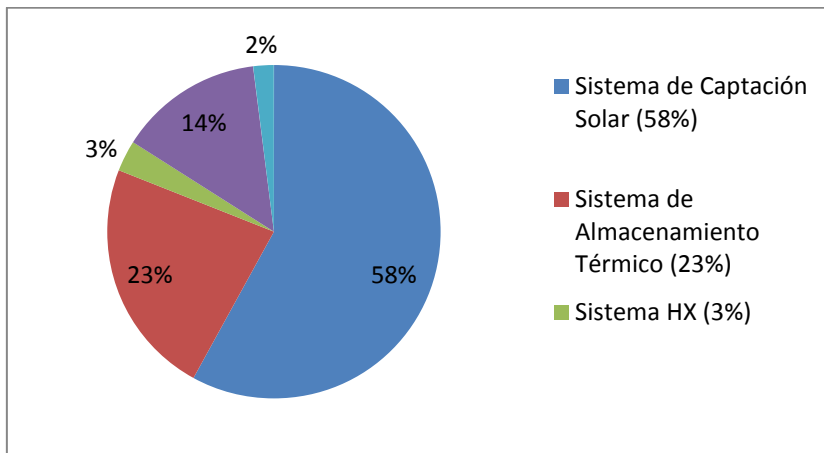


Figura 3.1. Porcentaje de costos en una planta de concentradores cilindro parabólicos.⁸⁰

Como se expuso anteriormente el bloque de los colectores es el que conlleva la mayor parte de la inversión por lo que en la figura 3.2, se indica su respectivo desglose.

⁸⁰ www.nrel.gov

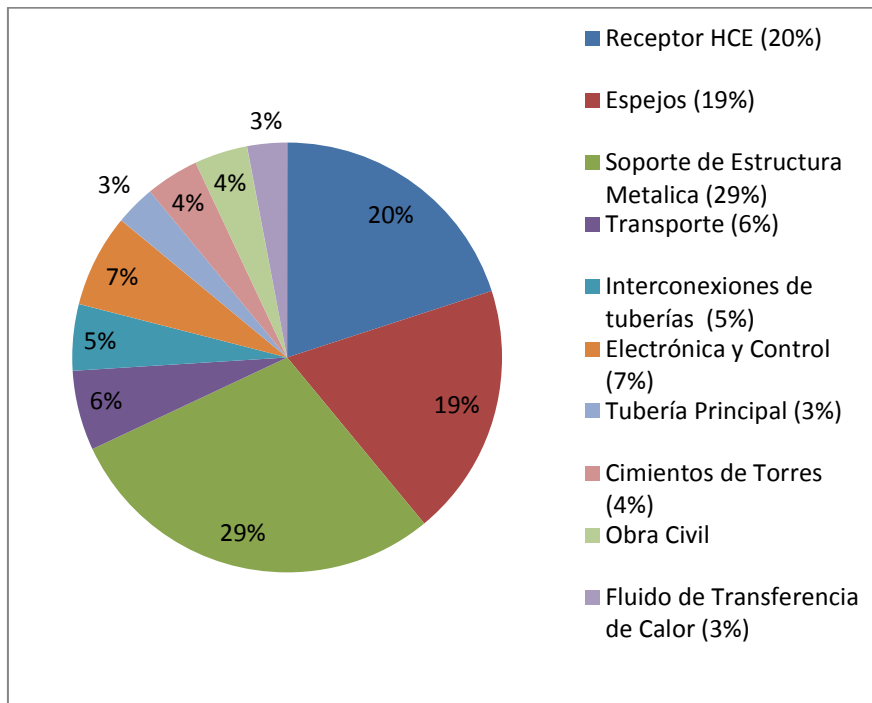


Figura 3.2. Porcentaje de costos en un campo de concentración solar.⁸¹

En la siguiente tabla se muestra una proyección de los costos que influyen en una central de concentradores cilíndricos parabólicos, la cual muestra proyecciones hasta el año 2020, con una línea base de la primera planta térmica que se creó. Para el estudio presente, se tomará como base el año 2010, ya que en este año marca la década en la que se realizará el estudio.

⁸¹ www.nrel.gov

Caso	Sun Lab			
	Línea Base	Corto Plazo	Medio Plazo	Largo Plazo
En Servicio (Año)	1989	2004	2010	2020
Colectores Solares (\$/m ²)	250.00	234.00	161.00	122.00
Soporte, Estructura (\$/m ²)	67.00	61.00	54.00	46.00
Espejos (\$/m ²)	43.00	43.00	28.00	18.00
Bloque de Potencia (\$/kWe)	527.00	367.00	293.00	197.00
Almacenamiento Térmico (\$/kWe)	NA	958.00	383.00	383.00
Costo total de la planta (\$/kWe)	3,008.00	4,856.00	3,416.00	2,225.00

Tabla 3.1. Proyección de Costos de inversión para una central termo solar hasta el año 2020.⁸²

Se realizará un estudio de la inversión por bloques, el primer bloque a analizar será el campo de colectores, tomando como referencia los elementos que influyen en este, se tiene un total de 243 \$/m² para su instalación, los cuales se toman de referencia de la tabla 3.1 en donde influyen los colectores solares, soporte y estructura, espejos; valores que se utilizarán para el cálculo de este bloque. En la tabla 3.2, se muestra un desglose de los elementos que influyen en el campo de concentración solar, considerando que el área del campo solar es 453890 m² se puede calcular la inversión total del campo de concentradores, siendo esta \$110,295,270.

A continuación se mostrarán los valores individuales del campo de concentración solar.

⁸² www.nrel.gov

Elemento	Porcentaje del costo total	Costo (\$)
Receptor HCE	20%	\$22,059,054.00
Especios	19%	\$20,956,101.30
Soporte de Estructura Metálica	29%	\$31,985,628.30
Transporte	6%	\$6,617,716.20
Interconexiones de tuberías	5%	\$5,514,763.50
Electrónica y Control	7%	\$7,720,668.90
Tubería Principal	3%	\$3,308,858.10
Cimientos de Torres	4%	\$4,411,810.80
Obra Civil	4%	\$4,411,810.80
Fluido de Transferencia de Calor	3%	\$3,308,858.10
Total	100%	\$110,295,270.00

Tabla 3.2. Valores de inversión para el campo de concentración solar.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Para el bloque de potencia se tomará los dos componentes de la tabla 3.1, que corresponde a la suma del bloque de potencia y el almacenamiento térmico, dando como resultado un valor de 676 \$/kW, con lo cual se obtendrá la inversión en este bloque, mostrado en la siguiente tabla.

Elemento	Potencia (kW)	Costo de Inversión \$/kW	Total
Bloque de Potencia	50,000.00	\$676.00	\$33,800,000.00
Caldera Auxiliar	6,000/00	\$390.00	\$2,340,000.00
Recalentador	8,244.90	\$548.00	\$4,518,205.20
Sobrecalentador	13,037.40	\$211.00	\$2,750,891.40
Evaporador	61,811.90	\$13.58	\$839,405.60
Precalentador	7,982.30	\$2.00	\$15,964.60
Total			\$44,264,466.80

Tabla 3.3. Valores de inversión para el bloque de Potencia.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

En la tabla 3.3, se muestra la distribución de los elementos que forman el bloque de potencia y su costo de inversión, se tomará algunas consideraciones previas las cuales se indican a continuación:

- La obra civil que es necesaria para la construcción de la planta será de suma importancia, este valor aún no se lo ha contemplado en los costos de inversión, ya que pertenece tanto al campo de concentración como al bloque térmico. Otro factor que no se ha analizado es el costo del desarrollo de ingeniería y un fondo para contingencias.

En el documento “*Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*”, opta como un porcentaje referencial para la construcción, ingeniería y contingencias, un 20% del monto total de la planta, el cual será tomado como referencia para este estudio.

- Otro factor importante es el terreno que se usará para el emplazamiento de la planta, sabiendo que el área del campo solar es aproximadamente de 55 hectáreas, el terreno que se usara será por lo menos cuatro veces este valor ya que los colectores no se podrán instalar uno a continuación de otro por el efecto de las sombras que se producen al transcurrir el día. Este valor se lo toma del Anexo 3, que es un análisis global de la tecnología donde se analiza el tamaño del terreno. El terreno deberá contar con un espacio reservado para el bloque de potencia, carreteras y edificios administrativos, que son parte fundamental en la planta. El costo del terreno fue tomado por una investigación previa de precios de algunos terrenos en el cantón de Zapotillo, una media de costos dio como resultado el valor de 1.50 \$/m², este valor se lo toma como referencia para el presente estudio.
- El bloque de potencia contempla la inversión de la turbina en alta, en baja y el generador que es una de las inversiones más importantes en este bloque, lo demás de esta inversión será destinado a la implementación de tuberías, válvulas, bombas, sistema de agua, sistema de refrigeración y refrigeración de los precalentadores.
- El costo de construcción del sistema de almacenamiento térmico para la central termo solar de este estudio está alrededor de los 30'000,000.00 de dólares, este valor se lo toma en base a un

estudio previo realizado sobre las centrales termoeléctricas con almacenamiento térmico.⁸³

A continuación se muestra una visión general de la inversión necesaria para la construcción de esta planta.

Bloques Principales	Inversión	Porcentaje Parcial (%)
Bloque de concentradores	\$110,295,270.00	50.55%
Bloque de Potencia	\$44,264,466.80	20.29%
Construcción ingeniería y contingencias (20%)	\$30,911,947.36	14.17%
Sistema de almacenamiento térmico (TES)	\$30,000,000.00	13.75%
Costo del Terreno	\$2,723,340.00	1.25%
Total	\$218,195,024.16	100.00%

Tabla 3.4. Inversión con respecto a cada bloque que conforma la planta.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

⁸³ Central Solar Termoeléctrica de 49.9 MWe con almacenamiento térmico, Universidad Carlos III Madrid, Carlos Olivares Saiz, Noviembre 2012.

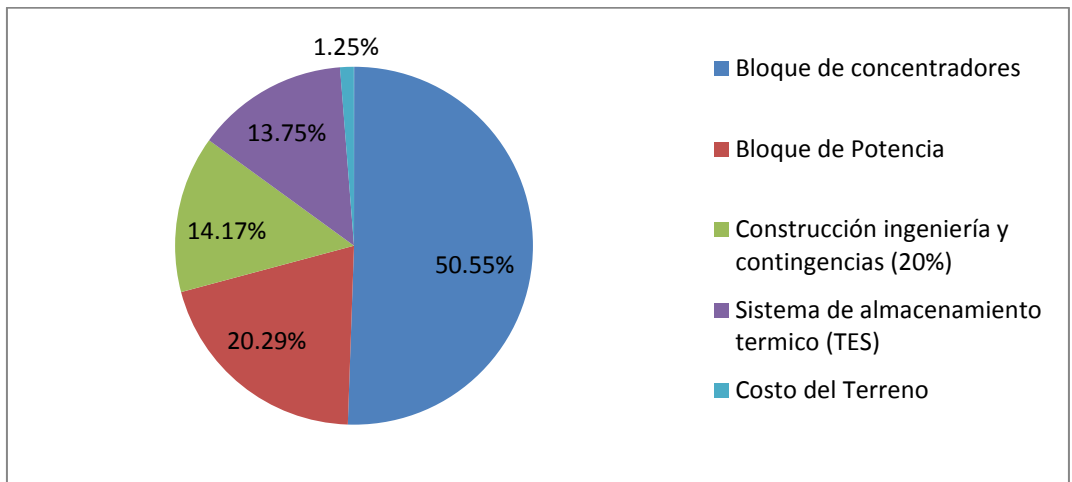


Figura 3.3. Inversión con respecto a cada bloque que conforma la planta.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

3.1.1 Financiamiento

El financiamiento para el proyecto será dividido en dos partes, la inversión privada o capital propio y la inversión financiada o capital por préstamo.

La inversión privada representa a un cierto grupo de accionistas o a una persona que invierta una cantidad de dinero para la creación de un proyecto. Se usará un valor referencial del 30% de la inversión total por parte de la inversión privada. Estos porcentajes se los toma como referencia de estudios realizados anteriormente para empresas con las mismas características, ya que no se consiguió un estándar para estos

valores se optó por los valores medios que se reflejan en el estudio realizado.⁸⁴

La inversión financiada representa un porcentaje de la inversión total que será cubierta con un préstamo al sistema financiero, la cual tiene asociada una tasa de interés, y esta será un valor agregado que se deberá pagar por la disponibilidad del monto de dinero que sea solicitado. Para el caso del presente estudio el valor de esta inversión será del 70%, tomando una tasa de interés del 10% anual, valor general para este tipo de inversiones.

El préstamo realizado al sistema financiero, debe tener un plazo en el cual se cubrirá el total de la deuda, este valor se lo toma de 10 años como referencia.

Financiamiento:

Capital Propio:	\$ 65,458,507.25	30%
Capital por préstamo:	\$ 152,736,516.91	70%
Inversión Total:	\$ 218,195,024.16	100%
Plazo para pagar:	10	años

Tabla 3.5. Financiamiento de la Inversión.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

3.2 Costos de Producción

Los costos que se tomará en la planta son un valor que la planta tiene que asumir para su operación o funcionamiento, entre los principales costos que inciden en la planta se tiene:

⁸⁴ <http://www.renovetec.com>, cursos de centrales termo solares

- Costo del combustible para la caldera auxiliar.
- Costos de Operación y Mantenimiento (O&M), y costos administrativos.
- Costos del Agua.
- Costos del seguro de la planta.

3.2.1 Costos del combustible Auxiliar

Este costo es el valor que se dispondrá para el uso de combustible de la caldera auxiliar, el cual dependerá exclusivamente de la producción energética que se le asigne a la caldera, en el apartado 2.3.1 se expresa la producción de energía anual de la caldera, siendo este valor 13,896.48 MW/h al año.

Haciendo referencia a que el kilovatio hora generado con Fuel Oil N 6, es de 5 centavos, tomando este valor del documento “Fuel Oil 6 criticada por costo y alto poder de contaminación”⁸⁵, donde se analiza el costo de generación de electricidad con este tipo de combustible, se puede encontrar el costo total del uso de este.

$$C_{Comb} = 13896.48 \text{ kWh} * 0.05 \frac{\$}{\text{kWh}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$C_{Comb} = 694824 \text{ \$ /año}$$

⁸⁵ www.hoy.com.ec “Fuel Oil 6 criticada por costo y alto poder de contaminación”

3.2.2 Costos de Operación y Mantenimiento (O&M), y costos

administrativos

Los costos de operación, mantenimiento y administrativos que necesitará la central para su buen funcionamiento constarán de algunos aspectos importantes, los cuales son:

- Personal necesario
- Repuestos para la planta
- Medios técnicos y herramientas
- Subcontratos

Personal necesario

El equipo necesario para realizar un mantenimiento a una planta de este tipo varía de 15 a 20 personas, mismas que se dividen en:

- Personal indirecto, que son los encargados del control y la oficina técnica.
- Personal directo que se encarga de la parte mecánica, eléctrica e instrumentación de la planta.
- Personal de limpieza para la parte de instalaciones civiles y de los espejos.

El equipo de operación y mantenimiento se lo conformará con una estimación de unas 40 personas, lo que da un resultado de una cantidad aproximada de un \$1'000.000 anuales para este departamento. Esta

referencia se la toma del documento “Presupuesto del mantenimiento en plantas termo solares”.⁸⁶

Repuestos para la planta

El análisis del costo de los repuestos que se usarán en la planta, aumentará después de que la garantía de cierto equipo se termine ya que, el suministrador de los equipos tendrá que hacerse cargo de la reparación de los mismo, mientras la garantía este vigente.

Los principales parámetros de desgaste de la planta son:

- Reposición de espejos
- Aceite térmico
- Reposición de tubos absorvedores
- Productos químicos que intervienen en el ciclo agua-vapor
- Productos químicos que intervienen en el tratamiento de agua
- Productos químicos que intervienen en la torre de refrigeración

La cantidad estimada para los costos de operación y mantenimiento, según el documento referido anteriormente, varía de 1’300.000 a 2’600.000 de dólares. Para efecto del estudio se utilizará una cantidad media de 1.9 millones de dólares. Referencia tomada del documento “Presupuesto del mantenimiento en plantas termo solares, consumo de repuesto”⁸⁷

⁸⁶ www.renovetec.com/presupuestomantenimiento_termosolar.html, Personal necesario

⁸⁷ www.renovetec.com/presupuestomantenimiento_termosolar.html, consumo de repuesto

Medios técnicos y herramientas

Las herramientas sufren un desgaste el cual debe ser repuesto ya que estas permiten el trabajo de los operarios en la planta, este valor se encuentra alrededor de 380.000 \$ al año. Además la planta deberá contar con un sistema de andamios o elevadores para el manteamiento de los espejos, este costo se lo aproxima en base al documento, “Presupuesto del mantenimiento en plantas termo solares, consumo de repuesto, Medios técnicos y herramientas”⁸⁸, en un valor de 380.000 \$.

Subcontratos para Mantenimiento Específico

Los subcontratos están referidos especialmente a la turbina de vapor, siendo estos costos variables dependiendo de la forma en que se realice este mantenimiento y la empresa con quien se contrate el servicio. En este apartado también se contemplan las certificaciones que necesitará la planta según el marco legal vigente.

Otros subcontratos a tener en cuenta es la contratación de personal encargado de dar mantenimiento a equipos específicos, mismos que, por lo general son de la misma empresa a la cual se compraron los equipos. Los subcontratos, para el presente caso se tomarán la cantidad de \$1'300,000. Referencia tomada del documento “Presupuesto del mantenimiento en plantas termo solares, Subcontratos”⁸⁹

⁸⁸ www.renovetec.com/presupuestomantenimiento_termosolar.html, Medios técnicos y herramientas

⁸⁹ www.renovetec.com/presupuestomantenimiento_termosolar.html, Subcontratos

Presupuesto total de operación y mantenimiento

Con los principales puntos referidos anteriormente, que afectan de una manera directa al costo de operación y mantenimiento se puede obtener un total, expresado en la tabla 3.1

Estimación del Presupuesto Total Anual	
Costo de personal	\$1,500,000.00
Repuestos	\$1,900,000.00
Medios Técnicos y herramientas	\$380,000.00
Subcontratos	\$1,300,000.00
Total	\$5,080,000.00

Tabla 3.6. Estimación de Costos de Operación y Mantenimiento.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

3.2.3 Costos del Agua

El consumo de agua para una planta de 50 MW, es aproximadamente de 570,000.00 m³ de agua/año, este valor se tomó de la “Agencia Extremeña De La Energía”, que hace un análisis para plantas termo solares de la misma tecnología.⁹⁰

⁹⁰ eg.unex.es “Las centrales termosolares en Extremadura”

Basándose en la empresa UMAPAL (Unidad Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Loja), se toma el valor de 0.16 \$/m³ de agua, con lo que se puede calcular el costo total asociado al consumo de agua.

$$C_{ag} = 570000 \text{ m}^3 * 0.16 \text{ \$/m}^3 \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$C_{ag} = 91,200.00 \text{ \$}$$

3.2.4 Costos del seguro de la planta

Se considerará el 4 % del monto total de inversión como el costo del seguro de la planta, con lo cual se tendrá valor de 748,595.79 \$.

A continuación se muestra un resumen de los costos de la planta.

Resumen de los Costos Anuales	
Tipo de Costo	Valor
Combustible	\$960,339.50
Operación y Mantenimiento O&M	\$5,080,000.00
Agua	\$91,200.00
Seguro de la Planta	\$748,595.79
Total	\$6,880,135.29

Tabla 3.7. Resumen de los costos de la planta.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

3.2.5 Pago del Préstamo

El préstamo que se requiere para la implementación de la central corresponde al 70% del costo total de la central, siendo este valor \$152,736,516.91.

La tabla de amortización utilizada para el préstamo es de tipo “francesa” en la que se acuerda el pago del préstamo con cuotas fijas o iguales, el capital aumenta y el interés va disminuyendo en cada periodo, la cuota resulta de la suma del capital más el interés.

En la siguiente tabla se muestra el pago del préstamo acorde a lo antes mencionado con respecto a al periodo que se estableció para el pago de este.

$$A = V_p \left[\frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \right] \quad (\text{Ec. 3.3})$$

donde:

A = Valor de las cuotas

V_p = Valor del Préstamo

i = Tasa de interés efectiva, impuesta por entidades financieras (10% anual).

Monto \$152,736,516.91
Tasa 10%

PERIODO (años)	MONTO	CAPITAL	INTERES	CUOTA
0	\$ 152,736,516.91			
1	\$ 143,153,003.85	\$9,583,513.07	\$ 15,273,651.69	\$24,857,164.76
2	\$ 132,611,139.47	\$10,541,864.37	\$ 14,315,300.38	\$24,857,164.76
3	\$ 121,015,088.66	\$11,596,050.81	\$ 13,261,113.95	\$24,857,164.76
4	\$ 108,259,432.77	\$12,755,655.89	\$ 12,101,508.87	\$24,857,164.76
5	\$ 94,228,211.29	\$14,031,221.48	\$ 10,825,943.28	\$24,857,164.76
6	\$ 78,793,867.66	\$15,434,343.63	\$ 9,422,821.13	\$24,857,164.76
7	\$ 61,816,089.67	\$16,977,777.99	\$ 7,879,386.77	\$24,857,164.76
8	\$ 43,140,533.88	\$18,675,555.79	\$ 6,181,608.97	\$24,857,164.76
9	\$ 22,597,422.51	\$20,543,111.37	\$ 4,314,053.39	\$24,857,164.76
10	\$ -	\$22,597,422.51	\$ 2,259,742.25	\$24,857,164.76
TOTAL		\$152,736,516.91	\$ 95,835,130.67	\$248,571,647.58

Tabla 3.8. Tabla de Amortización para el préstamo requerido en la inversión.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

3.2.6 Índice de Precios al consumidor (IPC)

Es un índice el cual determina un incremento o decremento en el precio en un cierto conjunto de productos, denominados “canasta familiar o cesta”, este valor es tomado mensualmente a través de los años, y promediado para un índice anual. Este valor ayudará al presente estudio para determinar el aumento de los precios a través de la vida útil del proyecto, los cuales son:

- Costo de Personal y Administrativo
- Repuestos
- Subcontratos
- Medios Técnicos y herramientas
- Costo del Agua

Este valor determinado como inflación será adoptado como un valor fijo y no variable, este valor fijo es el promedio de la proyección tomada de la página “EXPANSIÓN”⁹¹, la cual muestra la tendencia del IPC hasta el año 2017

Año	IPC	IPC PROB
2012	4.16	3.07263366
2013	3.55865347	3.07263366
2014	3.22091089	3.07263366
2015	2.55366337	3.07263366
2016	2.47128713	3.07263366
2017	2.47128713	3.07263366

Tabla 3.9. Índice de Precios al Consumidor
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

⁹¹ <http://www.expansion.com/economia/datosmacro.html>

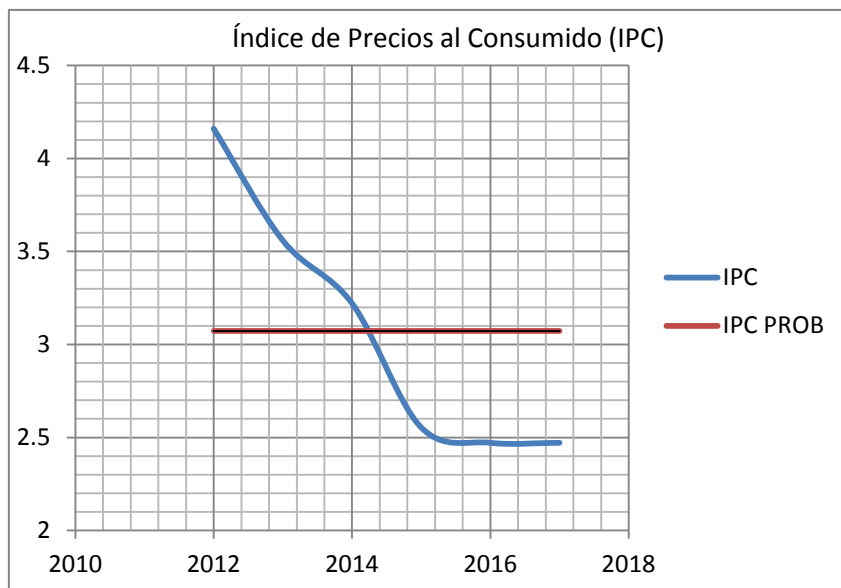


Figura 3.4. Tendencia y promedio del IPC
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

3.3 Ingresos

3.3.1 Ingresos por venta de electricidad.

Los ingresos de la planta serán exclusivos de la venta de electricidad, para lo cual se usará la Regulación No. CONELEC - 001/13, en el cual se

especifica el precio de venta que la planta debe tomar. Se muestra los precios preferenciales en la siguiente tabla:

Precios preferenciales (cUSD/kWh)		
Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	11.77	12.91
Solar Termoeléctrica	22.77	28.34
Corrientes Marinas	32.43	35.67
Biomasa y Biogás	11.08	12.19
Geotermia	13.81	15.19

Tabla 3.10. Precios preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)⁹²

“La duración de este periodo es de 15 años. Se contabilizará a partir de la suscripción del Título Habilitante o Registro; y en éste se reconocerán los precios establecidos en la tabla 3.7, para todas aquellas empresas que hubieren suscrito dicho Título Habilitante o Registro hasta el 31 de diciembre del 2016.”⁹³

Con la referencia anterior se asume que la planta entró en funcionamiento el 1 de enero de 2014, y fue suscrita el 1 de enero de 2013.

⁹² Regulación 001/13 del CONELEC

⁹³ Regulación 001/13 del CONELEC

En la presente regulación estipula un periodo de quince años con una tarifa preferencial, una vez culminado este periodo se asumirá que la planta trabajará como una planta térmica por lo cual la tarifa deberá variar y esta disminuirá. Para el presente estudio se utilizará el costo medio de generación el cual es de 4.098 cUSD/kWh.⁹⁴ Considerando que este costo de generación es un valor actual se lo deberá llevar a un valor futuro y este deberá aumentar, para lo cual se usará el concepto del valor actual neto VAN, pero proyectándolo al año 16 con la misma tasa de descuento que se adoptará para el cálculo de los indicadores financieros.

3.3.2 Ingresos por ventas de certificados de carbono.

Es un mecanismo que sirve para reducir agentes contaminantes del medio ambiente, el cual fue definido en el protocolo de Kioto, su finalidad es controlar de cierta forma las emisiones de CO₂ que influyen en el calentamiento global. Para lo cual se creó un mercado de carbono el cual se encarga de pagar a ciertas empresas las cuales contribuyen al no producir emisiones de gases. Estas empresas para el caso del estudio son empresas que generan energía eléctrica sin contaminación, con lo cual estas entidades no generan una cierta cantidad de toneladas de CO₂ las cuales son retribuidas por un valor por tonelada de CO₂ que no se emite.

El CENACE realizó un estudio en el cual compara la energía generada con respecto a las toneladas de CO₂ que se pudiera producir si esta energía fuera generada mediante algún tipo de combustible fósil, este documento

⁹⁴ www.conelec.gob.ec, Estudios de Costos

hace referencia a todos los tipos de tecnologías que cuenta el país para la generación de electricidad, y propone un factor de conversión de energía generada a toneladas emitidas de CO₂.⁹⁵

Hidroeléctrica, Termoeléctrica			Energías renovables no convencionales		
EF=	0.5531	tCO ₂ /MWh	EF=	0.6421	tCO ₂ /MWh

Tabla 3.11. Factor de Emisión de CO₂
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Para el caso del presente estudio se tomará el valor de 0.6421 que es el que compete a la planta de diseño, con este valor se puede calcular las toneladas CO₂ que se evitaran emitir si la planta funcionase en condiciones óptimas. Para el primer año se puede calcular las toneladas de CO₂ que se emitirán:

$$tCO_2 = \text{Energía Generada} * \text{Factor de emisión} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$tCO_2 = 184.49 \text{ GWh/año} * 0.6421 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$tCO_2 = 118461 \text{ tCO}_2/\text{año}$$

Como se refirió anteriormente, existe un mercado de carbono, el cual estipula un precio para la compra y venta de las toneladas de CO₂ que se

⁹⁵ www.cenace.org.ec

producen, se utiliza como referencia la base de datos de SENDECO2⁹⁶ en las cuales se muestra el precio por tonelada de carbono durante los últimos 12 meses, mostrados en la siguiente figura.

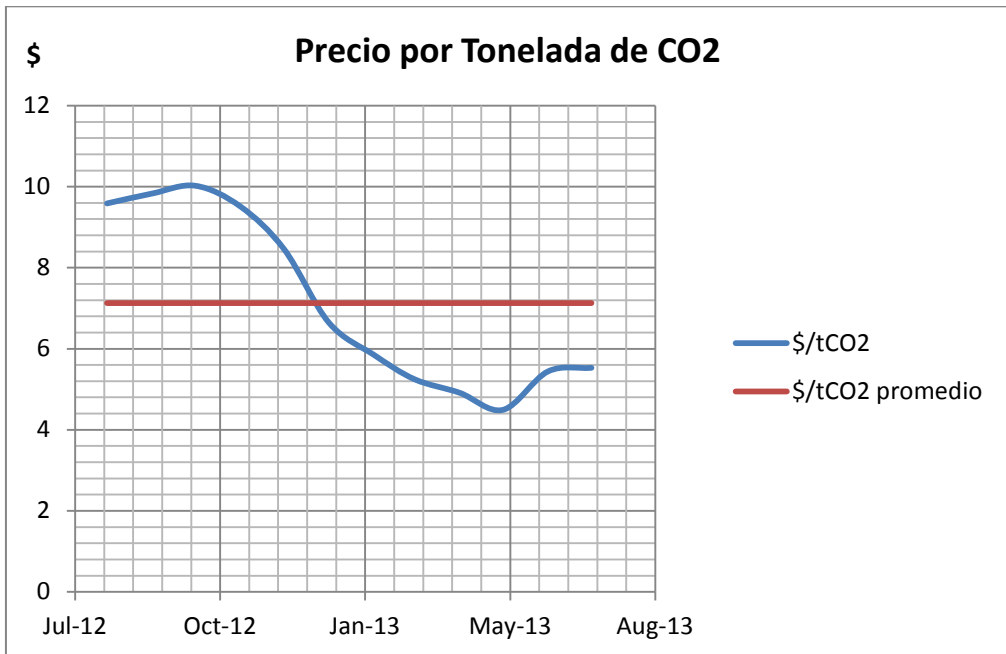


Figura 3.5. Precio por tonelada de CO2 y precio promedio por tonelada de CO2
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Se utilizara el valor medio de los últimos doce meses, este es de 7.12 \$/tCO2.

⁹⁶ www.sendeco2.com

Los contratos por venta de carbono tienen una vigencia de 7 años, después se lo renueva hasta los 14 o 21 años siendo 21 el valor máximo para estos contratos, para el presente estudio se tomará como valor óptimo 21 años que es el tiempo máximo que se puede tener como contrato para la venta de certificados de carbono.

3.4 TIR, VAN, Costo Beneficio

3.4.1 Tasa de descuento o costo de oportunidad.

Según Modigliani y Miller define el costo de oportunidad como “el rendimiento mínimo que debe ofrecer una inversión para que merezca la pena realizarla desde el punto de vista de los actuales poseedores de la empresa”.⁹⁷

Para calcular la tasa de descuento o costo promedio ponderado de capital como se lo define en la regulación No. CONELEC 003/11 se usará la siguiente metodología.

$$CPPC = CAPM \% \frac{Capital _ Inversionistas}{Total _ Inversión} + i\%(1 - T) \frac{Capital _ Financiero}{Total _ Inversión}$$

(Ec. 3.7)

donde:

i% : Tasa de interés del capital financiero.

⁹⁷ Miller, M.H., Modigliani, F., The American Economic Review, 1996, pág 335

$(1-T)$: Efecto de corrección de la tasa nominal, por el efecto fiscal

El Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital - CAPM reflejará la tasa de rendimiento para el capital del inversionista, y se calculará de la siguiente manera:

$$CAPM \% = \%_{LR} + \beta(\%_I - \%_{LR}) + PRM \quad (\text{Ec. 3.8})$$

donde:

$\%_{LR}$: Tasa libre de riesgo

β : Conocido como el riesgo sistemático o no diversificable. Coeficiente que refleja el riesgo de la industria de generación eléctrica con respecto al portafolio de mercado. Para el caso del presente estudio se tomó un valor referencial de 1.5, valor que se encuentra en un rango referencial para este tipo de inversiones acorde al documento en línea de finanzas de yahoo.⁹⁸

$\%_I$: Rentabilidad esperada de la industria

PRM : Prima por el riesgo asociado al mercado interno

⁹⁸ finance.yahoo.com

Símbolo	Definición	Valor	Referencia
%LR	Tasa libre de riesgo	0.0453	www.bce.fin.ec, Bance Central, Tasa Pasiva
B	riesgo sistemático	1.5	finance.yahoo.com
PRM	Prima de riesgo	0.0636	www.bce.fin.ec, Bance Central, Riesgo País
i%	Tasa del préstamo	0.1	Tasa Bancaria
T	Efecto de Corrección de Tasa nominal	0.24	www.sri.gob.ec
	Inversionista	0.3	Porcentaje de Capital Propio
	Financiero	0.7	Porcentaje de Capital Financiado
I%	Rentabilidad esperada de la industria	0.11	www.bce.fin.ec, Bance Central

Tabla 3.12. Valores utilizados para el cálculo del costo de oportunidad.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Reemplazando los valores en la fórmula se tiene como resultado.

CAPM	20.595%
CPPC	11.4985 %

3.4.2 Tasa interna de Retorno (TIR).

La tasa interna de retorno de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual presente neto (VAN) es igual a cero. La

TIR es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.⁹⁹

En la siguiente ecuación se muestra como se obtiene la tasa interna de retorno TIR.¹⁰⁰

$$0 = -A + \frac{Q1}{(1+r)} + \frac{Q2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1+r)^n} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

donde:

A = Inversión inicial

Q = Flujos de caja Periódicos

r = TIR

Se analizará dos escenarios:

Primer escenario.

Las características para este escenario son:

- Se aplica una tarifa preferencial durante los primeros 15 años desde que se consigue el título habilitante del proyecto.
- Una vez concluido el tiempo para la tarifa preferencial se utilizará una tarifa típica para un generador térmico de combustión.

⁹⁹ www.abanfin.com

¹⁰⁰ www.rankia.com

Segundo Escenario.

Las características principales de este escenario son:

- Se aplica la tarifa preferencial durante los primeros 15 años desde que se consigue el título habilitante del proyecto.
- Se ajusta una tarifa para que el proyecto sea rentable desde un punto de vista económico. Con la cual se pretende conseguir una Tir y un Van positivos, lo que se desea realizar es un análisis de sensibilidad para lograr encontrar un punto mínimo en el cual el proyecto sea aceptable económicamente. La metodología que se usará es aumentar la tarifa hasta que estos indicadores antes mencionados sean satisfactorios para el proyecto. Después de realizar el análisis antes mencionado se logra encontrar una tarifa para este escenario es de 31 centavos de dólar.

Resultados.

	Escenario 1	Escenario 2
TIR	7%	12%

Se observa que para el primer escenario se tiene una TIR menor a la tasa de descuento, lo que significa que se debería rechazar el proyecto ya que este posee un rendimiento menor al mínimo requerido. Por otro lado, en el escenario 2 se trató de encontrar una TIR mayor a la tasa de descuento mínima para que el proyecto sea rentable.

3.4.3 Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto.¹⁰¹

En la siguiente ecuación se muestra como se obtiene el valor actual neto VAN.¹⁰²

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

donde:

I = Inversión

Q_n = Flujo de caja anual

r = Tasa de descuento

N = Número de años de la inversión

Se tomarán los escenarios anteriormente mencionados para el cálculo del VAN.

¹⁰¹ www.slideshare.net

¹⁰² www.elblogsalmon.com

Resultados.

	Escenario 1	Escenario 2
VAN	-\$58,202,136.27	240,474.75

En el primer escenario se observa que el VAN toma un valor negativo, lo que significa que la inversión producirá pérdidas con respecto a la rentabilidad necesaria, por lo cual el proyecto se deberá rechazar.

3.4.4 Relación Costo Beneficio.

La relación que existe entre la inversión que se realizará en un proyecto y la ganancia que se obtendrá por la venta de algún producto, es denominado beneficio de un proyecto. Para conseguir este indicador, se necesita traer los flujos futuros a un valor presente, con esto se podrá hacer esta relación de beneficio. Los valores que se traen a presente son los ingresos de la planta, que es lo que se recibe por venta de energía y la venta de bonos de carbono.

Los costos que se traen a valor presente hacen referencia a los costos que debe asumir la planta para su operación y mantenimiento además que en los primeros 10 años también se considerará el pago del préstamo. Estos valores se los define como la utilidad antes la de participación. Si la relación de beneficio costo es mayor a uno se dice que el proyecto tiene

una rentabilidad positiva, es decir que posee ganancias, si el beneficio costo es igual a 1, el proyecto no genera una rentabilidad, caso contrario si el beneficio costo es menor a 1 implica que el proyecto no es rentable y produce perdidas

$$B/C = VA(INGRESOS)/VA(COSTOS) \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Para el presente caso se mantienen los escenarios anteriormente mencionados.

Resultados.

	Escenario 1	Escenario 2
B/C	1.33	1.56

Para el Escenario 1, el costos beneficio es de 1.33, lo que implica que se obtiene un margen de ganancia, pero esta ganancia es menor a la esperada por el inversionista debido a la tasa de descuento que se esperarí para este tipo de inversiones.

CAPITULO IV

PROPUESTA DE GUÍA METODOLÓGICA

El objetivo de una guía metodológica, o metodología del estudio, es definir los parámetros fundamentales que se involucran en la creación de cualquier tipo de proyecto, mismos que se establecen para poder dirigir o manejar un proyecto de la mejor manera. Para el presente estudio se usará dos referencias, el libro llamado “Project Management Institute (PMI)”¹⁰³ y un segundo texto conocido como “Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos PMBOK”¹⁰⁴, el primero de estos libros al cual se referirá este estudio es un resumen del PMBOK con un enfoque práctico y aplicable.

4.1 Metodología del Estudio

La finalidad de una guía metodológica es mejorar los procesos y generalizarlos, dando la posibilidad de que el proyecto pueda conseguir una certificación denominada Certified Associate in Project Management (CAPM) o Project Management Profesional (PMP).

La guía metodológica propuesta para el presente estudio está enfocada en la implementación de una planta termo solar, la cual considerará los

¹⁰³ “Dirección de Proyectos” Una introducción con base en el marco del PMI, Fernando Hurtado PMP. Msc, 2011

¹⁰⁴ <http://amerialatina.pmi>, PMBOKGuideAndStandards

parámetros fundamentales y procesos que implica generar un proyecto. En el estudio no se analizará a fondo los parámetros que constituyen su operación y gerencia, cuando el proyecto se encuentre en funcionamiento, ya que estos dependerán de la forma en la cual opere la planta y su desempeño. Los parámetros de operación y cierre de la planta se los revisará muy globalmente, ya que poseen muchos procesos internos sin ser este el motivo del presente estudio.

Para poder realizar una guía se debe definir algunos conceptos fundamentales:

4.1.1 Proyecto

El proyecto nace de una idea la cual buscará mejorar, analizar un proceso o la generación de un producto. Este se basa en procesos más pequeños para realizar un objetivo general y con esto buscar la manera más fácil de llegar a su finalidad.

Todos los proyectos constan de 3 partes: inicio, un tiempo de trabajo del proyecto y cierre, en estos procesos influyen factores como, técnicos, económicos, financieros, legales, análisis de riesgos, alcances, tiempos estimados, influencia social y ambiental.

4.1.2 Restricciones del Proyecto

Como se mencionó anteriormente, el proyecto tiene un objetivo o propósito, el cual puede variar dependiendo del tipo de empresa o institución que genere el producto, pero todos los proyectos tienen 3

parámetros fundamentales que se deben cumplir, estos tres parámetros son denominados la triple restricción y son: Alcance, Tiempo y Costo.

Para el presente estudio se tomó los siguientes aspectos que contemplan estos conceptos:

Planta Termo Solar J.J. de 50 MW			
	Construcción	Operación	Cierre
Alcance	<ul style="list-style-type: none"> - Construcción Civil de la planta. - Estudios Preliminares (Técnico, Económico, Riesgo). - Pruebas de la Planta. - Entra en funcionamiento al terminar este periodo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Entra en pleno funcionamiento la planta. - Comienza a funcionar la gerencia operativa y la planta - Necesita mantenimiento propio de la planta. 	<ul style="list-style-type: none"> - Al terminar los años de vida útil de la planta, pueden existir dos alternativas: <ul style="list-style-type: none"> a) Vender el proyecto b) Refaccionar la planta
Tiempo	1 año	25 años	Indefinido
Costo	<ul style="list-style-type: none"> - Inversión para el proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ingreso por venta de energía. - Se paga el préstamo los primeros 10 años. - Después de 15 años se termina la tarifa preferencial. 	<ul style="list-style-type: none"> - En el caso “a” se obtiene una ganancia por la venta del proyecto. - En el caso “b” se deberá realizar una inversión para reestructurar la planta para su funcionamiento pleno.

Tabla 4.1. Planta Termo Solar de 50 MW
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Los parámetros definidos anteriormente están en relación a los principales períodos que tiene el proyecto, se deberá también tomar en cuenta algunas otras que contribuyen o ayudan a tener una idea más completa del proyecto en cuestión. Estas se analizan de una manera global, y son parte

fundamental del Acta De Constitución Del Proyecto “ACP”, que representa la base fundamental al inicio de cualquier proyecto, ya que en esta se definirá las características que un proyecto deberá cumplir y tener en su vida útil.



Figura 4.1. Restricciones de un proceso según el PMBOOK.¹⁰⁵

4.1.2.1 Alcance.

El alcance del proyecto será brindar el servicio de producción de energía eléctrica, utilizando una fuente de energía renovable, en el caso del estudio de esta planta se utilizará el recurso solar, el cual no es un recurso

¹⁰⁵ “Dirección de Proyectos” Una introducción con base en el marco del PMI, Fernando Hurtado PMP. Msc, 2011

contaminante y se propone que cuente con una potencia de generación instalada de 50 MW.

4.1.2.2 Tiempo

El tiempo se definirá como las partes principales en las que el proyecto esté vigente desde su tiempo de servicio hasta su cierre, mostrando en la siguiente tabla el tiempo de vida útil para este tipo de plantas.

ACTIVIDAD \ TIEMPO	TIEMPO																											
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	
Construcción	X																											
Venta de Energía con Tarifa preferencial		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X													
Pago del Préstamo		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X																	
Venta de Energía sin Tarifa preferencial																	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Cierre																												X

Tabla 4.2. Tiempo de vigencia de un proyecto.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

4.1.2.3 Costo

Es el uso del presupuesto que se necesitará para la implementación del proyecto, aquí también se establece la línea base de los costos de generación y la venta de energía, y se lo estima como un costo esperado o valor planeado, todo esto será una base referencial para el análisis de factibilidad del proyecto.

En la siguiente figura se muestran los flujos obtenidos al realizar el análisis económico para la central en estudio, se observa que, cuenta con una gran inversión inicial. Posteriormente durante los próximos 10 años se ve reflejado en sus ingresos el pago del préstamo, los siguientes 4 años se obtiene una mayor ganancia ya que se cuenta con una tarifa preferente. Posterior a este tiempo, se nota el decremento en los ingresos debido a que la planta trabajará en las condiciones de un generador térmico convencional.

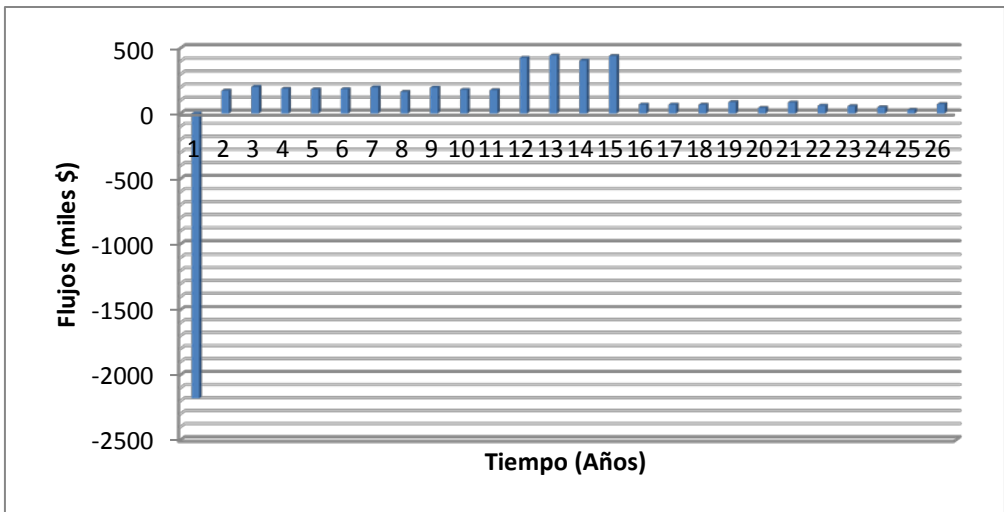


Figura 4.2. Flujos de Caja de un proyecto.
 Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

4.1.2.4 Riesgos

Para el presente estudio se considerarán los riesgos principales que afectan directamente a la construcción y operación del proyecto. Los riesgos secundarios o indirectos que puede sufrir la central no se los considerará,

ya que estos no dependen directamente de la disponibilidad de la central para su generación.

Riesgo por venta de energía

Los riesgos que sufren los proyectos que generan un producto se basan en la venta de este producto para subsistir. En el presente estudio, bajo la Regulación N° CONELEC - 001/13, este tipo de plantas tendrán un despacho preferente que significa que el CENACE “*despachará de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales renovables no convencionales puedan entregar al sistema*”.¹⁰⁶ Además el CENACE en condiciones excepcionales que involucren la seguridad del sistema, podrá optar en no despachar la energía generada por este tipo de generadores.

Para el estudio se consideró la tarifa preferencial en la venta de energía durante los 15 años de concesión, posterior a esto se la tomará como una planta térmica convencional en la cual existirá un riesgo por venta de energía ya que deberá competir con la demás generadoras, conociendo que la tecnología termo solar tiene elevados costos de producción con respecto a las generadoras térmicas convencionales, además se deberán considerar las leyes vigentes para esa época y el modelo de compra y venta de energía.

¹⁰⁶ Regulación CONELEC - 001/13

Riesgo de Inversión

Otro riesgo a considerarse es la gran inversión que se debe realizar para una de estas plantas, ya que aun con la tecnología viable y segura sigue teniendo grandes costos para su implementación. Esto significa que el inversionista deberá considerar este factor y además considerar el tiempo en el cual recupera la inversión y la ganancia del inversionista.

Para lo cual se realizó el estudio económico pertinente, el cual vincula la gran inversión, la venta de energía y la obtención de resultados. Con estos resultados se podrá tener una visión más clara del proyecto, y analizar la rentabilidad del mismo.

El Riesgo Ambiental

Para todo proyecto o industria que se desea realizar y que conlleve una construcción de infraestructura con un gran emplazamiento de terreno, se debe tener en cuenta el impacto ambiental y los riesgos que tenga este proyecto con respecto al ambiente. El CONELEC ofrece una guía¹⁰⁷ para el desarrollo de estos proyectos, para el caso de este estudio, será aplicado para una planta de generación eléctrica.

En la guía antes referida, se define cuatro etapas principales para cualquier estudio ambiental, cuyo propósito es obtener una licencia la cual permitirá a la planta operar. Las principales etapas se las define a continuación.

¹⁰⁷ Manual de procedimientos para la evaluación ambiental de proyectos y actividades eléctricas, CONELEC, Marzo 2005

- Etapa I: Identificación preliminar de impactos ambientales y clasificación ambiental de los proyectos y actividades eléctricas.
- Etapa II: Preparación del estudio de impacto ambiental definitivo
- Etapa III: Revisión y calificación del estudio de impacto ambiental definitivo y licenciamiento ambiental.
- Etapa IV: Monitores, seguimiento y control.

Etapa I del estudio ambiental

En la Etapa I, uno de los principales parámetros que se considera es la no intervención de áreas protegidas las cuales son: Reservas Naturales, Parques Nacionales y Bosques. Como se observa en la siguiente figura la ubicación de la planta Termo Solar no influye directamente a ninguna de las áreas protegidas por el Estado.

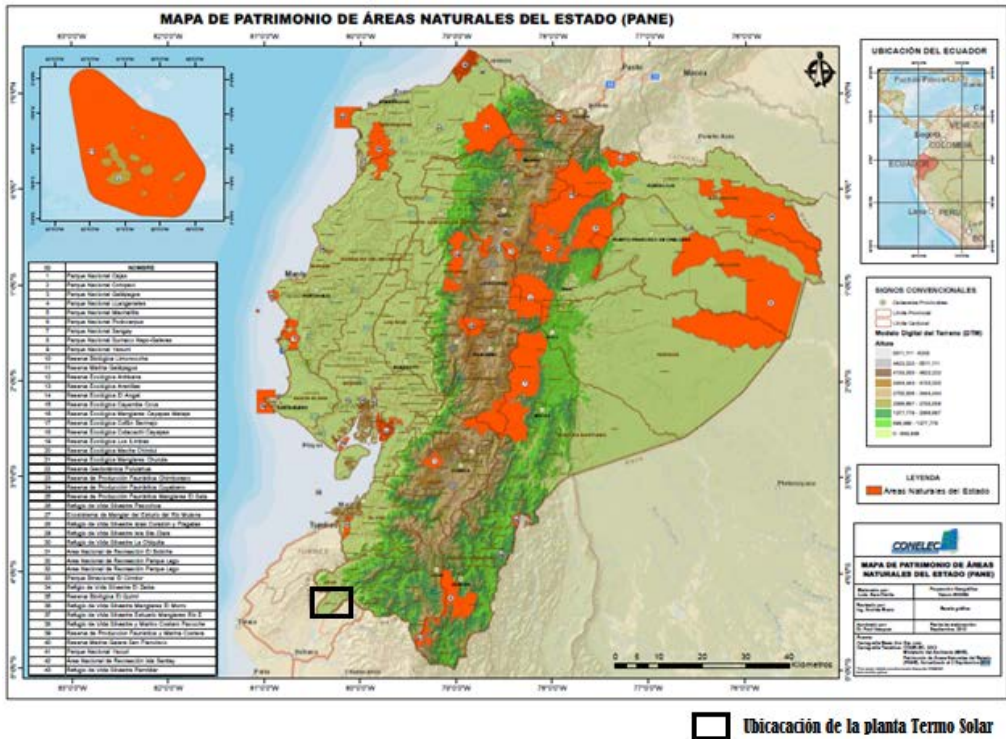


Figura 4.3. Mapa del Patrimonio de áreas naturales del Estado.¹⁰⁸

Como se observa en la figura anterior, la ubicación de la planta de estudio se encuentra fuera de las áreas protegidas, ya que esta se encuentra en la provincia de Loja, cerca de la población la Ceiba.

Etapas I del estudio ambiental

Además, se deben considerar los impactos ambientales preliminares, en el caso de esta planta de generación, se tendrán residuos comunes los cuales

¹⁰⁸ www.conelec.gov.ec, Mapa del Patrimonio de áreas naturales del Estado.

serán procesados bajo las normas de limpieza que correspondan a los mismos. Comúnmente estos son: fugas de aceite las cuales deberán ser tratadas mediante empresas particulares dedicadas al reciclaje de aceite, ruptura de espejos mismos que deberán ser reciclados, degradamiento de las sales fundidas, las cuales deberán ser procesadas por una empresa privada ya que estas son corrosivas cuando quedan expuestas al medio ambiente.

Etapa II del estudio ambiental

En esta etapa, un agente ambiental se encargará de verificar los principales parámetros que conlleva la Etapa I, ayudará a reestructurar de mejor manera los impactos directos e indirectos que tenga la planta de generación, además recomendará algunas medidas que ayuden a disminuir los impactos directos, entre los cuales pueden ser: crear un cerramiento en toda la planta para evitar que la fauna ingrese a las instalaciones, optar por una zanja de seguridad mínima, el impacto producido por el sonido que genera la planta en funcionamiento, el impacto visual que posee la planta desde diferentes puntos cercanos a la planta.

Los responsables del proyecto deberán dar charlas a la comunidad sobre la construcción del proyecto, su finalidad, sus ventajas y desventajas que influyen directamente en la zona en la que se desarrolle el proyecto. Además deberá contar con una mesa de información en la cual se acepte y analice las sugerencias que la comunidad de acerca del proyecto.

Etapa III del estudio ambiental

En esta etapa se creará un informe, en el cual debe constar las regulaciones que el agente ambiental haya propuesto hacia el proyecto de generación. También debe existir un informe de análisis de riesgos, impactos directos e indirectos del aspecto ambiental, estos informes pasaran al ministerio de ambiente los cuales los estudiarán y si no existiera ningún problema aceptarían el proyecto y se otorgaría la licencia ambiental para que este pueda funcionar.

Etapa IV del estudio ambiental

Posteriormente al licenciamiento ambiental se delegará a un agente ambiental, o varios de estos, para tener un control y un monitoreo del cumplimiento de los parámetros estipulados en las Etapas I y II.

4.1.2.5 Recursos.

Los recursos en un proyecto hacen relación a la materia prima que se usará para la creación de un producto, o los medios necesarios que se necesitarán para alguna finalidad del proyecto, los recursos pueden ser variados y extensos en cualquier tipo de proyecto, por lo que en este apartado se definirán los principales recursos necesarios para la generación de electricidad, con este tipo de tecnología.

Los recursos se clasifican en 2 tipos, los renovables y no renovables. El principal recurso de la planta es la radiación solar que es un recurso renovable, que se encarga de calentar el fluido caloportador, el cual

posteriormente tendrá contacto con agua, la cual se convertirá en vapor a alta presión, moviendo una turbina acoplada a un generador eléctrico.

El segundo recurso importante en esta planta es el agua, que se utilizará para la generación de vapor en el ciclo de potencia, además para los servicios básicos y servicios de limpieza. Este recurso se lo considera renovable si se controla el uso que se le dé, su tratamiento y liberación después de haber sido utilizado.

El combustible es un recurso no renovable, ya que su disponibilidad en la naturaleza se encuentra limitada, y no existe un sistema de producción o extracción viable. La finalidad del combustible en la planta es la misma que la radiación solar, es dar un aporte calorífico al ciclo térmico, ya que el combustible se lo tendría siempre en disponibilidad para ciertos casos en que la radiación solar no sea suficiente.

4.1.3 Título Habilitante.

ACP. Acta de constitución del proyecto.

“En la concepción de proyectos presentada en el PMBOK se formaliza la iniciación del proyecto mediante el documento denominado Project Charter, término que se traduce al castellano como Acta de Constitución del Proyecto (ACP). El ACP es un documento emitido por el iniciador o el patrocinador del proyecto que autoriza formalmente su existencia, y le

confiere a su director la autoridad para usar recursos de la organización para realizar las actividades del proyecto.”¹⁰⁹

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación, deberá cumplir con algunos requisitos presentados en la Regulación N° CONELEC 001/13¹¹⁰ para obtener el Título Habilitante, con lo que se podrá empezar el desarrollo del proyecto. Los principales requerimientos son:

1. Escritura de constitución de la empresa como sociedad anónima, en la que se contemple como actividad principal social de ésta la generación de energía eléctrica; y domiciliación para empresas extranjeras.
2. Certificado de cumplimiento de obligaciones y existencia legal emitido por la superintendencia de compañías.
3. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
4. Pago de inscripción de la solicitud, equivalente a 200 USD/MW de capacidad declarada;
5. Factibilidad de conexión al Sistema de Transmisión o Distribución, otorgada por parte del Transmisor o Distribuidor, según corresponda;

¹⁰⁹ Dirección de Proyectos, una introducción con base en el marco del PMI. Página 104
Fernando Hurtado.

¹¹⁰ www.conelec.gob.ec, Regulación N° CONELEC 001/13

6. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo a ser instalado, tipo de central, ubicación, implantación general, características de línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable.
7. Estudio de pre factibilidad del proyecto, desarrollado por el interesado bajo las normas del CONELEC establezca para el efecto. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro.
8. Certificación definitiva de Intersección del Ministerio del Ambiente que certifique que el Proyecto se encuentre o no, dentro del sistema nacional de áreas protegidas. En caso de encontrarse dentro de áreas protegidas, se requiere presentar la Autorización del Ministerio de Ambiente;
9. Estudio del impacto Ambiental Preliminar – EIAP del proyecto de generación y de su línea de interconexión, aprobado por el CONELEC o el organismo competente.
10. Copia certificada de solicitud y aceptación del uso del recurso, por parte del organismo competente, en los casos que corresponda;
11. Esquema de financiamiento y carta certificada de financiamiento, en los cuales se demuestre la capacidad financiera para desarrollar el proyecto en todas sus etapas;
12. Cronograma valorado para la ejecución del proyecto.

4.1.4 Punto de Conexión.

El procedimiento general para establecer el punto de conexión se deberá tramitar con el transmisor o distribuidor involucrado, al cual se le deberá enviar la solicitud pertinente, adjuntando una memoria descriptiva del proyecto, aspectos técnicos, refiriéndose a un posible punto de conexión. Posterior a eso, las empresas distribuidoras o transmisoras efectuarán un estudio técnico en el cual considerarán la incorporación del nuevo generador a su sistema, este estudio tiene la finalidad de definir si el sistema es capaz de soportar y evacuar la energía generada por el nuevo generador que se desea instalar.

Posterior a esto, la empresa distribuidora y el transmisor emitirán un informe de factibilidad de conexión, al cabo de 10 días hábiles se deberá informar al interesado y al CONELEC, el resultado de dicha solicitud, la cual adjuntará un informe técnico sustentado en el análisis efectuado.

Cumpliendo los requisitos anteriores y una vez aceptado por el CONELEC, el proyecto podrá continuar con la obtención del Título Habilitante o Registro. Se realiza una consideración para proyectos de generación mayores a 1 MW, los cuales deberán tener el CERTIFICADO DE CALIFICACIÓN que es un requisito extra para la obtención de Título Habilitante.

Para el presente estudio se definió el punto de conexión con la subestación Pindal, situada a 31 kilómetros aproximadamente del lugar elegido para la

central termo solar, la subestación Pindal posee para su interconexión el voltaje de 69kV.

4.1.5 Certificado De Calificación.

Para la emisión de este CERTIFICADO de CALIFICACIÓN, el generador deberá dar una garantía del 0.5% del costo total del proyecto. La finalidad del CERTIFICADO de CALIFICACIÓN asegura un cupo de la potencia solicitada, y este asegura que esta potencia estará disponible para este proyecto.

Aquellos generadores no convencionales que suscriban el Título Habilitante, dentro del plazo establecido por el CONELEC, se les devolverá la Garantía de Suscripción del Título Habilitante presentada. Para aquellos Generadores No Convencionales que no lograren suscribir el Título Habilitante, dentro del plazo establecido por el CONELEC en el Certificador de Calificación emitido; por causales atribuibles a ellos, se les hará efectiva la “Garantía de Suscripción de Título Habilitante” y el tramite ingresado en el CONELEC quedará invalidado inmediatamente, pudiendo el CONELEC otorgar la capacidad a otro interesado.

4.2 Aspectos Técnicos

Este tipo de tecnología no depende de un tipo de combustible, depende de un recurso denominado recurso solar, el cual no tiene un costo, es de suma importancia tener en cuenta que este recurso solar se ve afectado por las condiciones climatológicas, por lo cual tener una base de datos sobre la

incidencia solar dentro de nuestro lugar de desarrollo de la planta es fundamental.

Este proyecto cuenta con una infinidad de elementos que lo constituyen, como algunos de estos son muy especializados en diferentes áreas, se optó por analizar sus características principales, desde una perspectiva general, ya que el fin de este estudio es desarrollar una guía práctica para el diseño de centrales termo solares con la tecnología de cilindros parabólicos.

4.2.1 Guía de diseño técnico para una planta Termo Solar de Concentradores Cilíndricos Parabólicos.

En esta sección se revisarán los principales aspectos técnicos que influyen en una planta termo solar de concentradores cilíndricos parabólicos. El principal objetivo es mostrar los conceptos y criterios para un análisis técnico y selección específica de varios de sus componentes.

4.2.1.1 Elección del lugar óptimo

Este parámetro determinará el punto de partida para el diseño de cualquier planta termo solar, debido a que se necesita identificar un lugar que cumpla con una radiación incidente mínima para este tipo de centrales, se basará en el “ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA” desarrollado por la Corporación para la investigación energética “CIE”, para el CONELEC.

Como se mencionó en el capítulo 2 en el análisis del recurso solar, se necesita una radiación mínima incidente, la cual está por el orden de 2000 kWh/m²/año, este es un valor referencial ya que en la práctica se puede utilizar un valor menor (\approx 1950 kWh/m²/año), este valor se lo definió en el Anexo 3 en donde se tiene una visión global de centrales termo solares con concentradores cilíndricos parabólicos en el mundo.

Una vez obtenido los lugares en los cuales se posea esta cantidad mínima de radiación, se buscará una sección del terreno que sea lo más plano posible, ya que ahí se ubicarán los colectores, los mismos que deberán estar horizontalmente ordenados a una misma altura.

Para obtener una idea muy general del tamaño del terreno se puede utilizar un factor para encontrar un área aproximada de la planta, según su capacidad de potencia instalada, este factor es de 3.4 Hectáreas/MW. Este valor fue encontrado experimentalmente de un análisis general de las plantas termo solares existentes, además el área que utilizará la central no debe influir en zonas protegidas como pueden ser parques nacionales, bosques protegidos y zonas de reserva.

Utilizando los conceptos antes mencionados se puede definir el lugar óptimo para la planta, ubicada en el cantón Zapotillo en la provincia de Loja, cabe mencionar que este lugar cumple con las condiciones óptimas para una central termo solar.

4.2.1.2 Elección del Tamaño de la Central

Este tipo de plantas poseen un estándar tanto en su funcionamiento como en su potencia instalada, el valor de potencia varía de 30 MW a 360 MW. Un dato importante es que el 60% de todas las plantas del mundo tienen una potencia instalada de 50 MW ya que este es un valor estándar para este tipo de centrales, las plantas de 30 MW están principalmente ubicadas en los Estados Unidos, denominadas “Solar Electric Generation Station” y cuentan con un total de nueve centrales de esta potencia, estas centrales son las pioneras en utilizar esta tecnología en el mundo. Las centrales que tienen una potencia mayor como es el caso de la planta de 360 MW que está en desarrollo en Chile, es una innovación en este tipo de tecnología.

Para la elección de la potencia de una planta se utilizó el siguiente criterio:

- Utilizar el estándar de potencia que para este caso es de 50 MW, ya que este ha sido comprobado tanto técnicamente como económicamente.
- Algo que se destaca de este tipo de planta, y en su potencia específicamente, es la creación de plantas gemelas para conseguir una mayor potencia, como en este caso el utilizado por España, el cual cuenta con tres plantas de 49.9 MW, Andasol 1, Andasol 2 y Andasol 3. De esta manera se muestra su modularidad en el hecho de que estas 3 plantas pueden generar 150 MW aproximadamente, y no sobredimensionar una sola planta con esta potencia.

4.2.1.3 Colectores, Lazos, Tubo absorbedor y Fluido Caloportador.

Estos cuatro componentes crean la parte principal de la central, son los encargados de convertir la radiación en calor, que posteriormente será transferida al bloque de transferencia térmica.

Se pueden encontrar diferentes tipos de colectores en el mercado, el criterio utilizado para la elección de este se basa en sus propiedades constructivas, ya que su principal diferencia entre los tipos que existen en el mercado es la longitud del colector. En un caso hipotético se podría usar dos colectores de 150 metros o tres colectores de 100 metros, los cuales poseen la misma área incidente de sol, la diferencia radica en que si se llega a utilizar dos colectores este sistema solo contaría con dos movimientos para el direccionamiento solar, para el otro caso se cuenta con 3 movimientos para el direccionamiento del sol, por lo que el sistema dos es más eficiente que primer sistema. Un sistema de 3 colectores significa la construcción de más bases o soportes para estos.

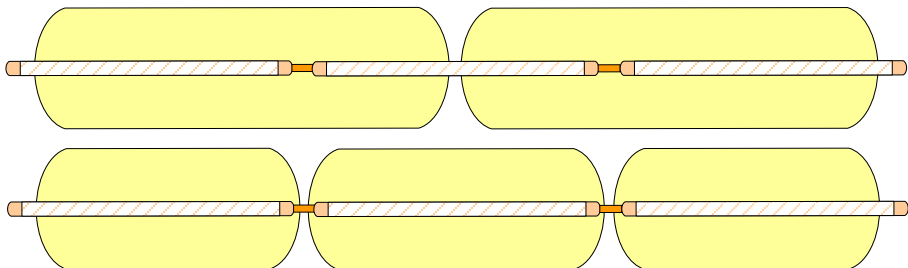


Figura 4.4. Disposiciones de los colectores.

Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Los lazos utilizados para una planta termo solar son la unión de colectores dispuestos en forma de U, estos no pueden tener un número de colectores impares, ya que estos se disponen de una forma simétrica, como se observa en la figura 4.6.a si existieran significaría que se tendría que colocar una tubería por la mitad de los colectores lo que implicaría dificultades en el mantenimiento de tuberías y colectores. Para el caso de la figura 4.6.b existe una prolongación de la tubería en la que además de ser un espacio desperdiciado de terreno se pueden producir pérdidas térmicas.

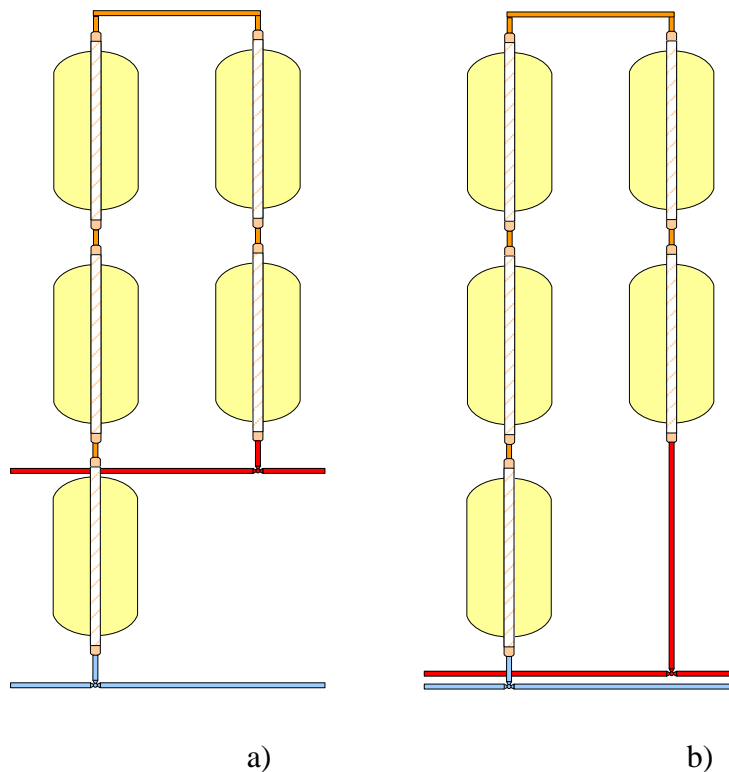


Figura 4.5. Disposición de los Lazos.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

El tubo absorbedor se lo ha desarrollado como estándar para todos los fabricantes y no posee muchas variaciones desde el modelo inicial hasta los actuales, ya que sigue contando con los mismos elementos y materiales con los que se construyeron en un principio. La elección de cualquier tipo de tubo absorbedor dependerá de la facilidad de construcción para la empresa o algún convenio entre la constructora y el fabricante.

El fluido caloportador puede tener diferentes características para su elección como su composición química. Las más destacables son el aceite, el agua y las sales fundidas.

Tomando como referencia la construcción de estas plantas alrededor del mundo se toma como principal elemento de fluido caloportador al aceite, ya que sus propiedades se adaptan al funcionamiento de estas plantas de una manera eficiente.

4.2.1.4 Cálculo de la potencia de Lazo

Para calcular la potencia generada por cada lazo de la planta, se debe seguir un análisis de como los elementos antes mencionados, se comportan en el bloque de concentradores.

El aceite cuenta con propiedades físicas de fábrica en las que se puede destacar, su temperatura o rango de trabajo, su densidad que depende de la temperatura a la cual este trabaje y su velocidad que depende de su densidad su viscosidad dinámica y el diámetro interior del tubo

absorbedor. La variable principal en este análisis es la temperatura a la cual este va a trabajar, para el caso del estudio, se utiliza una temperatura promedio entre el foco caliente y el foco frío; temperatura que se entrega al ciclo de potencia (foco caliente) y la temperatura que devuelve este ciclo (foco frío). Posterior a este análisis se obtiene el caudal másico del aceite lo que nos indica que cantidad de aceite pasará por un lugar en cada segundo.

Las pérdidas térmicas en el colector dependen de la temperatura ambiente y ciertos coeficientes propios del colector, conociendo estas pérdidas se puede obtener la potencia térmica útil de cada colector. Para este cálculo intervienen algunos factores adicionales divididos en tres grupos:

- Características del colector: Área de apertura del colector, rendimiento óptico, factor de ensuciamiento, rendimiento térmico.
- Orientación de los colectores: Ángulo de incidencia y el modificador por ángulo de incidencia.
- Radiación Global, Horas efectivas de sol.

Conociendo el caudal másico y la potencia útil de los colectores se los puede relacionar para conseguir la variación de temperatura en cada colector, con este dato se puede definir cuantos colectores se necesitará para compensar la diferencia que existe entre el foco frío y el foco caliente. Definido el número de colectores que tendrá cada lazo se calculará cuántos de estos son necesarios para lograr la potencia de diseño de la planta.

4.2.1.5 Sistema de Almacenamiento de Energía

El sistema de almacenamiento térmico se lo utiliza para que la planta opere más horas en el día, este sistema acumula energía calorífica, misma que se puede distribuir a lo largo del día cuando sea necesario o a su vez cuando el sol se oculte. La principal variable de este sistema es el tiempo de almacenamiento que este disponga, por lo que la planta deberá contar con un porcentaje de energía extra para que este sistema se pueda alimentar; este concepto se denomina múltiplo solar, lo que significa que la planta contará con una cantidad de colectores extras para el apoyo a este sistema para suministrar energía.

Para el diseño de este sistema existen algunas variables, si el sistema es muy grande influirá directamente en los costos de generación de energía, existe el múltiplo solar que es un indicador que hace referencia al porcentaje que la planta destinará al sistema de almacenamiento. Para la elección adecuada del múltiplo solar se usará un programa de simulación (Advision System Model), el cual entrega las diferentes curvas con respecto a los parámetros antes mencionados, con lo que se elegirá el menor costo de generación con respecto a las horas de almacenamiento del diseño la planta, consiguiendo con esto el múltiplo solar más óptimo para su funcionamiento.

4.2.1.6 Ciclo térmico.

Este tipo de centrales utilizan el ciclo térmico de Rankine, el cual es el más indicado para este tipo de plantas ya que no necesita cantidades

grandes de temperatura para su funcionamiento, este ciclo térmico tiene tres principales fuentes de calor las cuales son:

- Aporte de calor por el campo de concentradores.
- Aporte de calor por el uso de caldera auxiliar.
- Aporte de calor por el sistema de almacenamiento térmico (TES).

Estos tres tipos de aportes son los encargados de que el sistema opere en condiciones normales y de estabilidad.

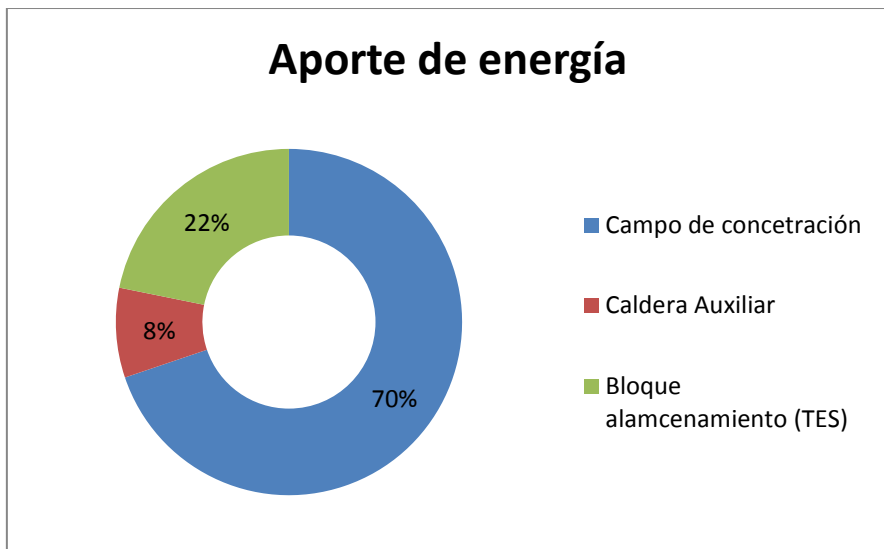


Figura 4.6. Aporte de energía.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Como se observa en la figura 4.3 se puede observar el aporte que realizan estos elementos que conforman la fuente de calor del bloque térmico, con algunas consideraciones presentadas a continuación:

- El aporte de campo de concentradores solares se lo tomará como una constante ya que este es proporcional a la radiación incidente, y no se contemplan condiciones climatológicas que interfieran directamente hacia él.
- El aporte de la caldera auxiliar se lo toma como referencia del 12% de la producción generada por el campo de concentradores ya que este valor es fijo y el 12% es un valor que debería ser normativo, este aporte se encarga de estabilizar el sistema frente a condiciones climatológicas menores, denominadas así debido a que su incidencia no es directamente proporcional a la producción de energía, como podrían ser el paso de nubes.
- El bloque de almacenamiento térmico es el encargado de estabilizar el sistema frente a condiciones climatológicas adversas, la gestión del uso de este medio influenciará mucho en la eficiencia de la planta, ya que este se encargará de proporcionar calor para ser transformado en energía, en días que exista lluvia o no exista radiación incidente directa. En un caso óptimo este almacenamiento térmico servirá para producir energía después del ocaso del sol, esto implica que la planta podrá trabajar algunas horas sin incidencia solar, lo que significa más ingresos para la planta.

4.2.1.7 Configuración del ciclo térmico.

La configuración del ciclo térmico hace referencia a las diferentes posibilidades constructivas y de diseño de un ciclo Rankine, en un aspecto global un ciclo Rankine posee cuatro elementos principales:

- La caldera que en este caso se convierte en el aporte de calor de las tres diferentes fuentes explicadas anteriormente.
- La turbina es la encargada de generar movimiento debido a la expansión de vapor generado en la caldera, las configuraciones más comunes que se utiliza para este ciclo son, una única turbina y una turbina en alta y otra en baja, la elección de cualquiera de estas dos dependerá de la configuración del ciclo completo. Existe una ventaja al utilizar las dos turbinas (en alta y en baja) que es aumentar el rendimiento del ciclo ya que este depende del trabajo que realizan estas dos turbinas, su principal desventaja es la complejidad en el diseño.
- El condensador es el encargado de cambiar de estado parcialmente de vapor a líquido, que posteriormente pasará hacia una bomba la cual realiza el trabajo de aumentar la presión y cerrar el ciclo térmico.

Como se explicó anteriormente existen varios tipos de configuraciones con los elementos antes mencionados, se podrá utilizar elementos complementarios como es el caso de los sobrecalentadores abiertos y

sobrecalentadores cerrados que ayudarán a aumentar el rendimiento de este ciclo.

4.2.1.8 Eficiencia de la Central

La eficiencia de la planta dependerá de los principales bloques que influyen en ella.

La eficiencia del campo de concentración solar dependerá de las especificaciones del fabricante de los diferentes tipos de componentes que contenga este bloque, además existe un factor adicional denominado factor de ensuciamiento, el cual mostrará el porcentaje que los espejos tienen de captación solar, este factor es un valor que se lo asume ya que este depende del mantenimiento que se les dé a los colectores y al tubo absorbedor.

La eficiencia del ciclo de potencia se la define como el cociente de la potencia de salida sobre la potencia de entrada. La potencia de salida es igual a las potencias de las turbinas menos las potencias de las bombas; y la potencia de entrada es la potencia que se obtiene en el intercambiador de calor.

La eficiencia del generador viene definida por el fabricante.

La eficiencia total de la planta, será el producto de las tres eficiencias antes referidas.

4.2.1.9 Producción Bruta de Energía

El aporte de energía de la central viene definido por tres parámetros, la producción de energía de la central como tal, la producción eléctrica con caldera auxiliar, y la producción eléctrica con el apoyo de las sales fundidas.

La producción de energía de la central como tal, dependerá de la radiación directa, el área de los colectores y la eficiencia de la planta. Este análisis está en base a la radiación tomada del estudio del “ATLAS SOLAR CON FINES DE GENERACION ELECTRICA”, el cual nos da la radiación promedio de cada mes y de esta manera lograr encontrar la producción de energía.

La producción de energía eléctrica con respecto a la caldera auxiliar se la tomará como un 12% de la producción de la central, tomando este valor como un referido y regulado en España.

Para la producción de energía con sales fundidas se tomó 2 casos, el primer caso es óptimo y posee una duración de 4 horas y el otro caso desfavorable de una duración de 1 hora, con lo que se puede obtener un promedio de la producción de este bloque y de esta manera se podrá obtener la producción total de la planta, logrando con esto encontrar el factor de planta real.

4.3 Aspectos Económicos

Los aspectos económicos se los puede dividir en tres grupos desde un punto muy general, estos son: inversión inicial, costos para que la planta opere y los ingresos que generara la venta de electricidad. Estos parámetros son fundamentales para el desarrollo de un estudio económico ya que influyen directamente e interactúan entre sí.

4.3.1 Inversión inicial

La inversión inicial hace referencia al monto total de la planta en los cuales contempla tanto su construcción como permisos, certificados y estudios para el desarrollo y funcionamiento de la misma. Se tomó como metodología un análisis de los principales bloques de la planta para el estudio económico, también se tomará ese concepto para la inversión inicial dividiéndola en tres grandes grupos:

- Costo de inversión para el campo de concentradores solares.(
\$110,295,270.00)
- Costo de inversión para el bloque de potencia.(\$33,800,000.00)
- Costo de inversión del sistema de almacenamiento térmico.(
\$30,000,000.00)

Un parámetro a destacar es que los costos de los diferentes bloques son determinados por sus características, en el caso del bloque de los concentradores, su costo viene en relación a $\$/m^2$, de ahí que el análisis

del área que ocuparan es de interés debido a que nos ayudara a conocer su costo promedio.

La inversión en el bloque de potencia viene dado por la potencia instalada de sus diferentes elementos \$/kW, conociendo la potencia que utilizará cada elemento se puede obtener un costo aproximado.

Además de esto existen parámetros adicionales como el costo del terreno, el estudio, construcción y permisos que necesitara la planta. Contemplando todo esto, para el estudio se tomó como una inversión inicial la cantidad de \$218,195,024.16

4.3.2 Financiamiento

El financiamiento hace referencia a como se obtendrá el dinero requerido para la inversión de un proyecto en este caso el de la planta termo solar. Para este tipo de proyectos se lo hace dividiendo este valor en dos diferentes fuentes, el caso del capital propio y el financiamiento por una entidad bancaria o denominado préstamo.

Existe un porcentaje entre estas dos fuentes, para este caso particular se tomó un 30% de capital propio y un 70% para la entidad bancaria.

Capital Propio (30%)	\$65,458,507.25
Capital Financiado (70%)	\$152,736,516.91
Total	\$218,195,024.16

Tabla 4.3. Distribución del capital para la inversión.
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

Además se debe tomar en cuenta dos parámetros adicionales que es el tiempo en el cual se pagará el préstamo y la tasa de interés, estos dos parámetros se basa en la negociación con la entidad bancaria.

4.3.3 Costos de producción

Son los costos que influyen directamente para el funcionamiento de la planta y también se toma en cuenta el pago del préstamo. Para el caso del funcionamiento de la planta se revisó los siguientes parámetros:

- Costos del combustible auxiliar (\$ 694,824.00/año)
- Costos de operación y mantenimiento, costos de personal (\$ 1,000,000.00/año)
- Costos de agua (\$ 91,200.00/año)
- Costos de seguro de la planta (\$ 872,780.10/año)

El combustible posee un costo variable para el estudio por lo que se utilizó un promedio de este recurso de los últimos 5 años haciéndolo un valor constante.

Los costos de operación y mantenimiento de este tipo de plantas se lo pueden adoptar de las diferentes plantas de este tipo funcionando en el resto del mundo.

El costo de agua es un valor tomado de Unidad Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Loja y dependerá exclusivamente en qué lugar se encuentre situada la planta y su entidad Municipal encargada.

4.3.4 Ingresos

Para la central se obtendrán ingresos por la venta de energía eléctrica, esto se calcula mediante la producción de energía eléctrica de la central por la tarifa preferencial.

La tarifa preferencial antes mencionada se rige a algunos criterios que parten de la Regulación N° CONELEC 001/13, la cual la establece el “Consejo Nacional De Electricidad CONELEC”. Dicha tarifa está realizada con el fin de que los inversionistas recuperen su inversión a un medio o largo plazo, esto debido a la alta inversión que necesitan las centrales que trabajan con energías renovables.

Las centrales que trabajan mediante energías renovables cuentan con la facultad de recibir ingresos mediante dos formas, por la venta de electricidad y por ventas de certificados de carbono. Los certificados de carbono son ingresos que se obtienen por la generación de energía limpia, esto significa que se obtiene ingresos por cada megavatio generado con energía limpia. El CENACE “Centro Nacional de Control de Energía”, realizó un estudio para poder obtener una medición de las toneladas de CO₂ no enviadas a la atmósfera por haber generado energía eléctrica mediante un recurso renovable, para el cálculo de las toneladas de CO₂ se realiza el producto de la energía eléctrica generada en MW por el factor propuesto por el CENACE que viene dado en tCO₂/MWh.

En la siguiente figura se muestran los resultados que se obtuvo por la venta de energía con respecto a la tarifa preferencial y los bonos de carbono.

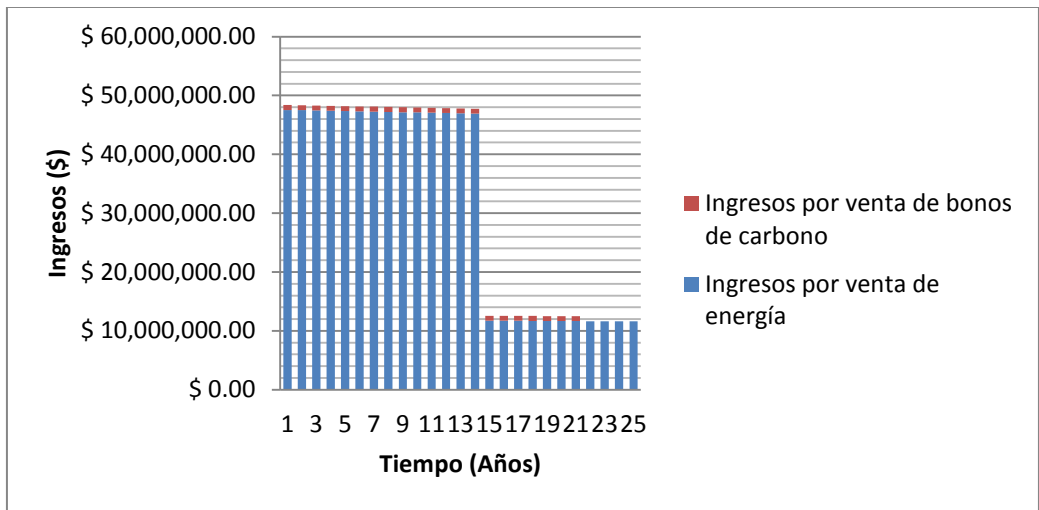


Figura 4.7. Ingresos por venta de energía y certificados de carbono
Desarrollado por: José David Esquivel y José Carlos Tixe.

4.3.5 Resultados

El análisis realizado en el capítulo 3, dio como resultados una TIR del 7% y un VAN negativo lo que significa que el proyecto no es económicamente viable, estos indicadores económicos ayudan para la toma de decisiones de inversionistas.

Una TIR del 7% significa una rentabilidad anual del 7% de manera que este resultado no es suficiente para que el proyecto sea económicamente viable. Un VAN negativo significa que no compensa la inversión este tipo

de proyecto, el VAN se lo utiliza como un criterio de decisión, de ahí que el proyecto no sería atractivo para un inversionista.

Las causas para que este tipo de proyectos no sea económicamente viable para el Ecuador se pueden resumir en:

- La Ley asigna una tarifa invariable para este tipo de tecnología durante 15 años sin tener en cuenta que todos los factores económicos involucrados para este tipo de plantas se atienen a variaciones en su valor económico a lo largo del tiempo como, devaluación o inflación.
- La venta de energía está regulada por el Estado, esto significa que este tipo de planta poseen un techo o una potencia máxima de instalación, lo que implica económicamente el no poder producir más ingresos para justificar la inversión. La inversión para una planta termo solar es bastante significativa, por lo que la ley en países donde se utiliza esta tecnología se les otorga una tarifa adecuada para garantizar la recuperación de la inversión y de esta manera hacer atractivo el proyecto para los inversionistas.

4.4 Aspectos Normativos

La norma que rige el funcionamiento, control y parámetros básicos para el desarrollo de una central de tipo no convencional, es la Regulación N° CONELEC 001/13¹¹¹, en la cual fomenta la importancia de estas

¹¹¹ www.conelec.gob.ec, Regulación N° CONELEC 001/13

tecnologías y considera que sus altos costos iniciales de inversión se pueden compensar con sus bajos costos variables de producción, logrando con esto un beneficio a los usuarios y a los inversionistas del proyecto. Esta regulación también apoya al abastecimiento de electricidad, partiendo de un recurso renovable, lo que ayudara a reducir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles.

Para lograr este fin se dispone de algunas condiciones preferentes que ayuden a este tipo de tecnologías, las cuales serán descritas a continuación.

4.4.1 Período Preferente

Es un período en el cual, la planta tendrá una tarifa preferente, este tiempo contabilizará a partir de la suscripción del Título Habilitante y tendrá una vigencia de 15 años, el Título Habilitante se lo podrá suscribir hasta el 31 de diciembre del 2016. Este período sirve para dar un incentivo a los inversionistas, ya que en este tiempo tendrán una bonificación por la venta de energía, con lo cual se podrá recuperar la inversión inicial y obtener un margen de ganancias. Ya que el precio en el periodo preferente se mantiene constante se puede lograr realizar un análisis financiero más simple y seguro para los inversionistas, ya que no deberán considerar un cambio en este precio preferente.

4.4.2 Período Ordinario

El período ordinario es el que se lo contempla después del período preferente, hasta la culminación de la vida útil del proyecto. En el caso de estudio es el tiempo en el cual la planta seguirá operando y se la tomó como si se tratase de una central térmica convencional ya que las características en su parte de generación son similares a estas. Es importante considerar que las plantas termo solares son una tecnología nueva en el mercado, por lo cual sus costos de operación y mantenimiento son elevados a comparación de una planta térmica convencional, esto se refleja en los resultados obtenidos en el estudio económico por la venta de energía en este período.

4.4.3 Precios En El Período Preferente

En el período preferente tendrá una tarifa establecida en la actual regulación, para el caso de estudio será de 25.77 cUSD/kwh, la cual corresponde a la tecnología de centrales solares termo eléctricas. Se debe tomar en cuenta que el precio en el periodo preferente estipula una tarifa muy rentable para que el inversionista pueda recuperar la alta inversión que necesitan las centrales con energías renovables como es el caso de una central termo solar.

4.4.4 Precios En El Período Ordinario

Al culminar el período preferente y entrar en el período ordinario, se tratará a la planta generadora como a cualquier generador convencional. El

precio de venta de energía, se lo negociará con la normativa vigente a esa época.

Al momento que la planta termo solar se encuentre en este periodo, muchos de los mayores gastos se habrán cancelado en su totalidad, como es el pago del préstamo para la compra de los elementos de la planta. La planta funcionará sin ningún incentivo lo que significa que la ganancia en el período anterior debe ser suficiente para que la planta en este período pueda sustentarse, generando una ganancia mínima pero sin pérdidas en el mejor de los casos, ya que para este período la recuperación de la inversión y la mayor parte de la ganancia total ya debería estar adquirida.

4.4.5 Despacho Preferente.

“El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales renovables no convencionales pueden entregar al sistema, y que se hayan acogido a las condiciones establecidas en la presente Regulación.”¹¹²

Esta es una responsabilidad del CENACE, mismo que deberá despachar la energía producida por este tipo de centrales, cabe destacar que el CENACE podrá optar por no hacerlo en condiciones en las cuales el sistema se vea comprometido, este aspecto deberá constar en el Título

¹¹² www.conelec.gob.ec, Regulación N° CONELEC 001/13

Habilitante que será emitido por el CONELEC, después de que la planta haya cumplido con todos los requerimientos para la obtención de este título. Este es un punto favorable para las plantas de este tipo de energía renovable ya que por sus aspectos técnicos y económicos el costo de generación de electricidad es muy alto para poder competir con el resto de centrales convencionales. De esta manera se asegura una venta de energía continua y disponible, este es un factor muy llamativo para los inversionistas, por el hecho de no correr un riesgo de competencia al momento de la venta de energía durante este período.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES

- Al finalizar el estudio se logró realizar una Guía Metodológica, que cuenta con aspectos esenciales para el desarrollo de una planta termo solar con tecnología de concentradores cilindro parabólicos y con una potencia instalada de 50 MW, esto no implica que no se la pueda usar como una base de estudio para otras plantas de este mismo tipo pero de diferente potencia y con otro tipo de elementos que influyen en sus principales procesos, tanto técnicos como económicos.
- Este tipo de plantas son viables para su construcción ya que su tecnología es madura y confiable, la guía mostrada en el estudio hace referencia a sus aspectos principales y es un buen punto de partida, sin embargo se necesita de ajustes más específicos en áreas como, Ingeniería Mecánica, Civil y Química para conseguir resultados más precisos en el diseño de la central y de esta forma poder llevar a cabo la construcción real de una planta con esta tecnología.
- En el presente estudio se puede concluir que el proyecto es viable desde un punto de vista técnico, sin embargo desde el punto de vista económico los resultados no son muy alentadores; se cuenta con un lugar con las condiciones climatológicas necesarias para su construcción, pero los indicadores económicos no muestran una buena rentabilidad a lo largo de la vida útil de este proyecto.
- El estudio económico para este tipo de centrales se lo puede realizar de una forma confiable y segura, ya que se cuenta con una

tarifa única para el tiempo de vida del proyecto, no siendo este el caso para la producción de energía por medio de combustibles fósiles, debido a que estos costos tienen una variación que depende de muchos factores como, políticos y económicos.

- Las centrales termo solares a más de basar el mayor porcentaje de su producción eléctrica en un recurso renovable, gran parte de los elementos que constituyen estas centrales como, espejos, aceite, acero y hormigón son reciclables. Lo que hace de este tipo de centrales una buena alternativa favorable para el medio ambiente.
- Se pudo concluir con ayuda del “Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica” que en la provincia de Loja se encuentra la locación con los niveles apropiados de radiación y las condiciones climatológicas necesarias para la instalación de una central termo solar.
- Los elementos de mayor relevancia para la elección del tipo de tecnología termo solar son, el tipo de colector solar, el número de lazos, el tipo de fluido caloportador; todos estos elementos se calculan en función de la radiación solar promedio de la zona con las características óptimas para una central termo solar.

5.2 RECOMENDACIONES

- Debería tomarse en cuenta en una nueva Regulación, la distinción entre los diferentes tipo de tecnología que abarca la tecnología termo solar, ya que esta tiene diferentes tipo de configuraciones y formas de producción de energía, por el hecho de que la principal diferencia entre este tipo de tecnologías es la capacidad su potencia instalada, se las debería analizar por separado y no ponerlas en un solo grupo.
- Otro parámetro que se debería analizar a futuro es el valor de la tarifa aplicada a la tecnología termo solar, ya que para el estudio efectuado, este valor es bajo, en comparación a la gran inversión inicial que necesitan este tipo de tecnologías, siendo este el principal factor que determina los ingresos de la planta también se lo debería relacionar con los diferentes tipos de centrales que cuenta esta tecnología y no tomarlo como un valor general.
- Existe el uso de combustible fósil para la caldera auxiliar el cual debe ser regulado ya que este solo servirá de apoyo y no como una fuente principal de producción de energía, en el caso de estudio se utilizó el 12% de la energía total producida, tomando este valor de la Regulación usada en el país de España para este tipo de centrales.
- Si el proyecto se fuese a desarrollar se debería contar con una base de datos climatológicos, la cual se la realizaría con mediciones en

el lugar, ya que el Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica es una base para dar comienzo al estudio y un punto de partida, pero no es una medición real solo es una medición aproximada en base a un programa.

- El estudio de este tipo de tecnología es una forma de promover el uso de energías renovables, por lo cual, se debería hacer un estudio de las demás configuraciones de las centrales termo solares, logrando así tener una base para poderlas comparar, buscando así sus fortalezas y aspectos en los que se puedan mejorar, con lo cual se llegaría a deducir algunos parámetros fundamentales como es el caso de un concepto de una tarifa unificada entre estas tecnologías o una especializada en cada una de sus tecnologías.
- Para continuar con el desarrollo de esta tecnología se debería optar por centros de investigación para energía termo solar. El cómo mejorar los equipos que intervienen en una central termo solar, debería ser el principal objetivo de estos centros. Esto debido a que el Ecuador cuenta con el recurso necesario para la implementación de una central de este tipo y el estudio de sus principales componentes ayudarían a mejorar sus características y por lo tanto su eficiencia.
- Posterior al estudio realizado se podría optar por crear un programa de simulación con todo el análisis conseguido, lo que nos ayudaría a entender de una forma más simple el funcionamiento de una central de este tipo, modificando sus parámetros para lograr obtener el mejor desempeño de esta central según las diferentes configuraciones que dispongamos, consiguiendo con esto que el

diseño de una central sea más práctico y flexible al momento de buscar resultados óptimos para su funcionamiento.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Published by Talion Witman Huaman, TEORIA DE TESIS <http://www.scribd.com/doc/141456546/>
- [2] Juan Miguel González Mármol, ASTRONOMIA Y CIENCIA, <http://www.astroyciencia.com>
- [3] Published by Talion Witman Huaman, <http://www.scribd.com/doc/141456546/Teoria-de-Tesis>
- [4] Química Explicada. <http://quimica-explicada.blogspot.com/2010/12/la-entalpia.html>
- [5] COLEGIO DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE ARAGÓN Y LA RIOJA, <http://www.renovetec.com/cursotermosolar0909.html>
- [6] ESPACIO SOLAR S.L. © 2011, <http://espaciosolar.com/heliostatos.htm>
- [7] Twenergy, Energias Renovables, <http://twenergy.com/energia-solar>
- [8] Tecnun, Escuela de ingenieros, UNIVERSIDAD DE NAVARRA. <http://www.tecnun.es>
- [9] Solza, PROYECTOS E INSTALACIONES DE ENERGIA SOLAR, <http://www.solza.es/energia.htm>

- [10] RENOVA ENERGIA SA, SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES <http://renova-energia.com>
- [11] Twenergy, Energias Renovables, <http://twenergy.com/energia-solar>
- [12] ITESO, Depto. de Procesos Tecnológicos e Industriales, <http://www.pti.iteso.mx>
- [13] ENERGÍA SOLAR, Información Técnica Y General, <http://www.instalacionenergiasolar.com>
- [14] Scientific Electronic Library Online, SCIELO, <http://www.scielo.org.mx>
- [15] ACTIVIDADES ARTE Y TECNOLOGÍA, <http://actividadesarteytecnologia.blogspot.com/>
- [16] PROCESOS BIOS, <https://procesosbio.wikispaces.com/Secado>
- [17] I.E.S. Gerald Brenan, <http://fisicayquimica.iesgbrenan.com>
- [18] Dr. A González Arias, Dpto. Física Aplicada, UH, <http://www.fisica.uh.cu/biblioteca.pdf> , Factor de Carnot
- [19] UNIVERSIDAD DE LES ILLES BALEARS, <http://www.uib.es/facultat/ciencies.pdf>
- [20] SOLiCIMA, Energia Solar, <http://www.placa-solar.com/colectores-solares.html>

[21] CENTRALES TERMO SOLARES,
<http://www.centralestermosolares.com>

[22] AMYCA, ESCUELA DE NEGOCIOS, <http://www.amyca.org.html>

[23] Revista Colombiana de Física, Vol. 43, No. 3 de 2011

[24] Revista Colombiana de Física, Vol. 43, No. 3 de 2011

[25] ENERGÍAS RENOVABLES, Designed by NodeThirtyThree,
<http://www.info-renovables.com/energia-termica>

[26] CENTRALES TERMO SOLARES,
<http://www.centralestermosolares.com>

[27] Revista Colombiana de Física, Vol. 43, No. 3 de 2011

[28] THE OIL CRASH, Antonio Turiel, <http://crashoil.blogspot.com>

[29] ESPACIO SOLAR, HELIOSTATOS,
<http://espaciosolar.com/heliostatos.htm>

[30] Universidad Técnica Federico Santa María, ERNC-TECNOLOGÍAS
NUEVAS Y EMERGENTES EN CHILE,
http://www.archivochile.com/Chile_actual.pdf

[31] Mejoras de Procesos y Rendimientos, REDSAUCE ENGINEERING SERVICES, <http://libros.redsauce.net/>

[32] BURBUJA, Foro de Economía, www.burbuja.info

[33] UNIVERSIDAD DE SEVILLA, Biblioteca de Ingenierías, <http://bibing.us.es/proyectos.pdf>

[34] UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID, <http://www.ucm.es.pdf>

[35] ESTELA, EUROPEA SOLAR THERMAL ELECTRICITY ASSOCIATION 2007 - 2010, <http://www.estelasolar.eu/>

[36] RED SOLAR, Mundo Renovable, <http://www.cubasolar.cu>

[37] RENEWABLE ENERGY RISK ANALYSIS, Vaisala Company, <http://www.3tier.pdf>

[38] REPOSITORIO DIGITAL DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA - UNAM <http://www.ptolomeo.unam.mx>

[39] www.energia.org.ec, “Centro de Investigación Energética”

[40] SOLAR POWER TOWER, Technology docs, <http://www.solarpaces.org.pdf>

[41] www.transelectric.com. “Línea Base Cuenca – Loja”

[42] <http://maps.google.com>

- [43] CENACE, Centro Nacional de control de energía,
www.cenace.org.ec/
- [44] PLANTAS TERMO SOLARES,
RENOVETEC <http://www.termosolar.renovetec.com>
- [45] Programa de simulación, System Advisor Model Program
- [46] ACCIONA, Solar Power, www.accionasolarpower.com
- [47] SIEMENS, Energy Service, <http://www.energy.siemens.com>
- [48] SIEMENS, Energy Service, <http://www.energy.siemens.com>
- [49] SCHOTT Robax, Ibérica S.A., <http://www.schott.com.html>
- [50] Infoagro Systems, S.L. Agricultura en Internet,
<http://www.infoagro.com>
- [51] SIEMENS, Energy Service, <http://www.energy.siemens.com>
- [52] SolarPACES, Annual Report 2010
- [53] E-Prints Complutense, Rivas Ramos, Esther (2011), tw.t.mpei.ac.ru
- [54] REPOSITORIO DIGITAL DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA -
UNAM www.ptolomeo.unam.mx

- [55] QUIMICA Y ALGO MAS, Publicado en Estequiometría y Soluciones Químicas, Física, Química General, www.quimicayalomas.com
- [56] Química general, - Pontificia Universidad Católica del Perú, corinto.pucp.edu.pe
- [57] Aspectos fundamentales de los ciclos termodinámicos de potencia de vapor. Wordpress – 2009. Ciclos de Potencia de Vapor
- [58] RENOVETEC, Plantas Termo Solares, www.termosolar.renovetec.com
- [59] Biblioteca - Universidad Tecnológica de la Mixteca, Jupiter.utm.mx
- [60] DEENCHUFADOS 2008 - 2014, <http://desenchufados.net>
- [61] www.nrel.gov, Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts
- [62] Central Solar Termoeléctrica de 49.9 MWe con almacenamiento térmico, Universidad Carlos III Madrid, Carlos Olivares Saiz, Noviembre 2012.
- [63] RENOVETEC, Plantas Termo Solares, <http://www.renovetec.com>, cursos de centrales termo solares

- [64] www.hoy.com.ec “Fuel Oil 6 criticada por costo y alto poder de contaminación”
- [65] www.renovetec.com/presupuestomantenimiento_termosolar.html, Personal necesario
- [66] www.renovetec.com/presupuestomantenimiento_termosolar.html, Medios técnicos y herramientas
- [67] eg.unex.es “Las centrales termosolares en Extremadura”
- [68] <http://www.expansion.com/economia/datosmacro.html>
- [69] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, Regulación 001/13 del CONELEC
- [70] www.conelec.gob.ec, ESTUDIOS DE COSTOS
- [71] CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA, www.cenace.org.ec
- [72] SENDECO2, La Bolsa de CO2, www.sendeco2.com
- [73] Miller, M.H., Modigliani, F., The American Economic Review, 1996, pág 335
- [74] BUSINESS FINANCE, finance.yahoo.com
- [75] ABANFIN, Asesores Bancarios y Financieros, www.abanfin.com
- [76] RANKIA, Comunidad Financiera, www.rankia.com

[77] ELECTRICIDAD TERMO SOLAR, Estudio Sectorial Energías Renovables, www.slideshare.net

[78] ECONOMIA Y EMPRESAS, El Blog Salmón, www.elblogsalmon.com

[79] “Dirección de Proyectos” Una introducción con base en el marco del PMI, Fernando Hurtado PMP. Msc, 2011

[80] Manual de procedimientos para la evaluación ambiental de proyectos y actividades eléctricas, CONELEC, Marzo 2005

[81] www.conelec.gob.ec, Mapa del Patrimonio de áreas naturales del Estado.

[82] Dirección de Proyectos, una introducción con base en el marco del PMI. Página 104 Fernando Hurtado.

[83] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, www.conelec.gob.ec, Regulación N° CONELEC 001/13

ANEXO 1

Cálculo del ángulo de incidencia y el factor modificador por ángulo de incidencia.

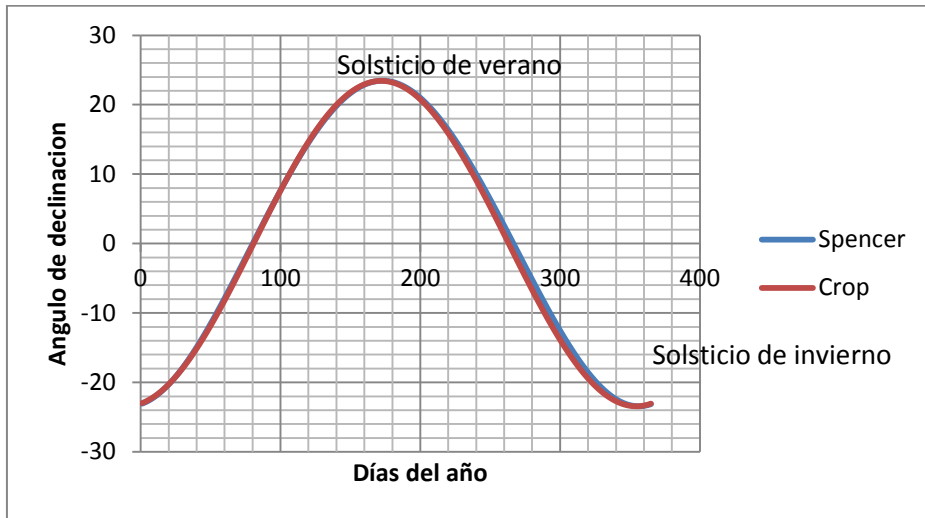
El anexo mostrado, se lo usará para definir las condiciones de diseño de la planta, en el presente caso se usará dos constantes, las cuales mostraran la condición óptima y un punto de partida para el diseño del bloque de colectores solares.

Estas dos constantes definidas como θ ángulo de incidencia y k que es el factor modificador por ángulo de incidencia, dependerán del día en que se las calcule, este día será el punto de diseño.

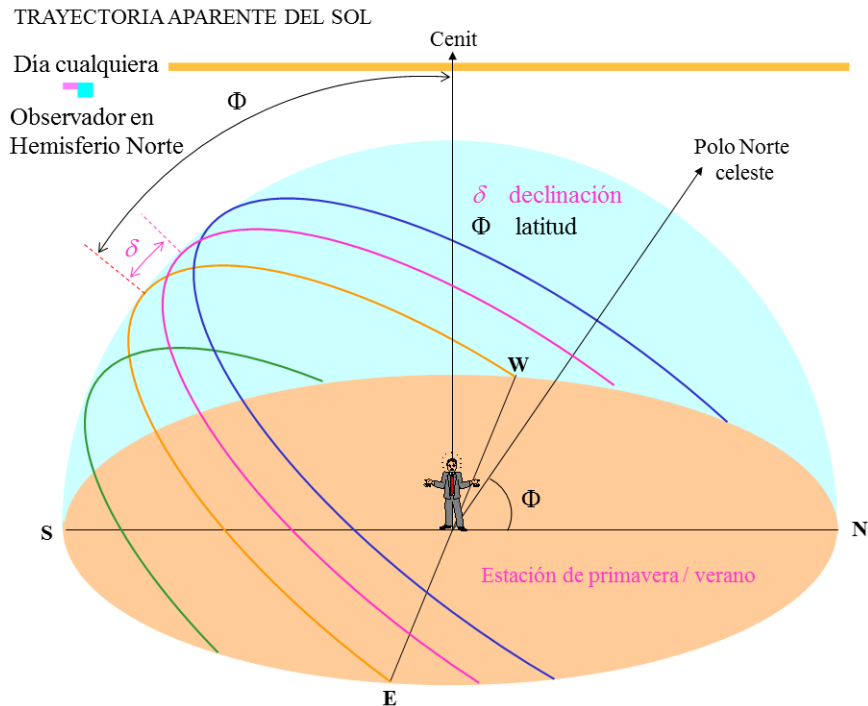
Se debe realizar cálculos complementarios que ayudarán a definir las constantes de interés. El primer cálculo que se realizará será el factor de declinación (δ).

Ángulo de declinación (δ).

El ángulo de declinación (δ), es el encargado de mostrar la diferencia que existe entre las estaciones del año, para el presente estudio se considerará dos estaciones, verano e invierno, verano cuando el ángulo es positivo e invierno cuando el ángulo es menor que cero. Para el cálculo de este ángulo se lo puede realizar de dos maneras, la fórmula de Spencer y la fórmula de Crop, que hacen referencia al ángulo de inclinación con los días a través del año.



En la figura anterior se muestra la variación del ángulo de declinación, para el presente estudio se tomará como base para el diseño dos posibles fechas del año con ángulo de cero grados. El día número 80, y el día 267 que corresponden a las siguientes fechas, el 21 de marzo y el 24 de septiembre. La primera fecha marca el paso de invierno a verano y se podría denominar a esta como primavera, la segunda fecha marca el paso de verano a invierno y se la denominaría otoño. Para el estudio se tomara la fecha de diseño de 21 de marzo ya que muestra una condición con características promedio en todo el año. En esta fecha no se tiene grandes porcentajes de lluvias ni tampoco días con incidencia máxima de radiación solar, por lo que este valor será un promedio en condiciones climatológicas y de aporte de radiación solar.



Trayectoria aparente del sol¹¹³

Ángulo Solar (ω)

Este ángulo define las horas a través del día, por lo cual la hora en la cual se diseñará la planta será al medio día, ya que representa en teoría las condiciones en que se recibe mayor cantidad de energía a los colectores.

El ángulo viene definido a razón de 15° /hora, para el mediodía se tendría un ángulo solar de 0° , considerando que (ω) al ser menor que cero el sol se encuentra antes del mediodía solar, y si es mayor a cero se encuentra después del mediodía solar.

¹¹³ www.uclm.es/profesorado

Ángulo Cenital (Θ)

El ángulo cenital representa la elevación a la que se encuentra el sol con respecto a la declinación, la latitud y el ángulo solar.

La fórmula para calcular este ángulo se la expresa a continuación.

$$\cos \theta = \sin \delta * \sin \Phi + \cos \delta * \cos \Phi * \cos \omega$$

donde:

θ = Ángulo Cenital, expresado en grados

δ = Ángulo de declinación, expresado en grados

Φ = Latitud, expresado en coordenadas angulares

ω = Ángulo solar, expresado en grados

$$\cos \theta = \sin(0) * \sin(-4.05) + \cos(0) * \cos(-4.05) * \cos(0)$$

$$\cos \theta = 0.9976$$

$$\theta = 4.05^\circ$$

Cálculo del ángulo de incidencia y el factor de modificación por ángulo de incidencia.

Para el ángulo de incidencia en un colector cilíndrico parabólico se utiliza la siguiente fórmula:

$$\varphi = \arccos(\cos \delta * \sqrt{(\cos \theta * \cos \omega + \tan \delta * \sin \theta)^2 + \sin^2 \omega})$$

$$\varphi = \arccos(\cos(0) * \sqrt{(\cos(4.05) * \cos(0) + \tan(0) * \sin(4.05))^2 + \sin^2(0)})$$

$$\varphi = 4.05^\circ$$

El factor de modificación por ángulo de incidencia, viene representado por la siguiente fórmula:

$$K(\theta) = 1 - 2.23073 * 10^{-4} * \varphi - 1.1 * 10^{-4} * \varphi^{-2} + 3.185 * 10^{-6} * \varphi^3 \\ - 4.855 * 10^{-8} * \varphi^4$$

$$K(\theta) = 1 - 2.23073 * 10^{-4} * 4.05 - 1.1 * 10^{-4} * 4.05^{-2} + 3.185 * 10^{-6} \\ * 4.05^3 - 4.855 * 10^{-8} * 4.05^4$$

$$K(\theta) = 0.9992$$

Anexo 2

Visión Global de la Tecnología de Concentradores Cilíndricos Parabólicos en el mundo.

Visión General de la Tecnología.

En el siguiente apartado se muestra una visión general de la tecnología, lo que es de suma importancia en el estudio general de la tecnología; en la tabla que contiene este apartado se muestran las 76 centrales que utilizan esta tecnología.

Se puede destacar que en España existe el mayor número de centrales de todo el mundo, en los últimos años España ha apoyado de manera considerable a esta tecnología con lo que el desarrollo de sus partes y procesos de una central se ven beneficiados directamente por que existe este tipo de incentivos que ayudan al desarrollo de la tecnología.

En Estados Unidos, en el desierto de Arizona se encuentran nueve centrales de este tipo, desarrolladas en 1984, estas centrales son las pioneras en desarrollar esta tecnología; estas centrales siguen trabajando hasta la fecha actual.

Se puede destacar un gran proyecto en el país de Chile, donde se encuentra la construcción de la planta más grande del mundo con este tipo de tecnología llamada Pedro de Valdivia, ubicada en el desierto de Antofagasta con una potencia de diseño de 360 MW, y una generación eléctrica estimada en 2.108.000 MW.h/año.

Todos los datos mostrados en la tabla han sido tomados de la organización “Solar Paces”, organización encargada de investigar las tecnologías y aplicaciones relacionadas al recurso solar.

Características Principales de las centrales termo solares.

Para el presente estudio se usará la tabla que contiene este apartado, esta tabla servirá para tener un promedio general que se los tomará como base para el diseño de la central, por lo que se utilizará únicamente las plantas que posean una potencia instalada de 50 MW, ya que este es el caso particular del estudio.

Área total de la planta. El área total de la planta representa al terreno que se deberá adquirir para la construcción del proyecto, este terreno en su mayoría será utilizado por el campo de colectores, siendo este un dato que se lo puede adquirir en el diseño previo, con esto se puede hacer una relación entre el terreno total de la planta y el campo de concentradores, para tener una idea general de que tan grande debe ser el terreno.

Haciendo una simple relación entre el área total del terreno y el área del campo solar de concentradores se obtuvo como resultado que el área total del terreno es cuatro veces más grande que el área del campo solar.

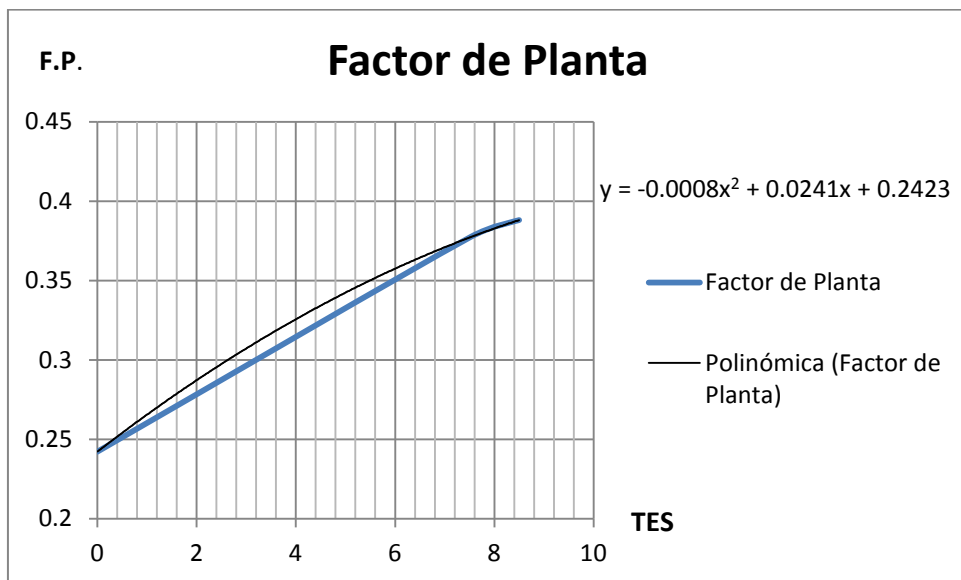
$$\frac{A_{Terreno}}{A_{Campo Solar}} \approx 4$$

Salto térmico existente entre el foco caliente y el foco frío. El salto térmico representa la temperatura que obtiene el fluido caloportador a la salida de los concentradores, llamado foco caliente, y la temperatura que regresa al campo de concentración después de pasar por el ciclo térmico, llamado foco frío. Como referencia en la tabla existe un decremento al pasar por el ciclo térmico, utilizando un promedio general de todas las plantas de 50 MW, se obtiene un valor de 100 °C. Este valor representa una cantidad de temperatura que se convertirá en trabajo al pasar al ciclo térmico, como se observa en la tabla, es un valor estándar para este tipo de tecnologías ya que en 5 casos se puede ver, un valor ligeramente menor a este.

Factor de planta. Este valor es de suma importancia, ya que muestra el porcentaje de producción de este tipo de tecnologías, tomando en cuenta

algunas condiciones, estas condiciones son principalmente las horas de almacenamiento térmico con las que cuente la planta, denominadas TES. En la tabla se puede encontrar un tiempo de almacenamiento de 7.5, 8 horas y plantas que no poseen almacenamiento térmico (TES = 0). Utilizando el mismo principio de los anteriores datos obtenidos de esta tabla, se puede obtener el factor de planta para diferentes TES.

TES	Factor de Planta
0	0.24
7.5	0.37
8.5	0.38



La planta en diseño se la consideró para un TES igual a 5, usando los datos obtenidos anteriormente, se puede calcular un aproximado del Factor de Planta. Siendo el Factor de planta para este caso 0.3428.

Resumen de Plantas Termo Solares con Tecnología Cilindro Parabólica

#	Nombre de la Planta	Estado	País	Ciudad	Área (Hec.)	Recurso Solar [kWh/m2/año]	Generación de Electricidad [MWh/año]	Área del campo solar [m2]	Número de colectores	Número de lazos	Fluido caloportador	Foco Frío [°C]	Foco Caliente [°C]	Capacidad de la Turbina [MW]	Tipo de Ciclo	TES [horas]
1	Airligth Energy Ait Bahja Plant	En Construcción	Morocco	Ait Bahja	24	2400	2390	6159	3	3	Aire a Presión	250	650	3	Rankine	12
2	Andasol 1	En Operación	España	Aldiere	200	2136	158000	510120	624	156	DowthermA	293	393	50	Steam Rankine	7.5
3	Andasol 2	En Operación	España	Aldiere	200	2136	158000	510120	624	156	DowthermA	293	393	50	Steam Rankine	7.5
4	Andasol 3	En Operación	España	Aldiere	200	2200	175000	510120	624	156	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	7.5
5	Archimede	En Operación	Italia	Priolo Gargallo	8	1936	9200	31860	54	9	Molten Salt	290	550	5	N/A	8
6	Arcosol 50	En Operación	España	San Jose del Valee	230	2097	175000	510120	124	156	Diphenyl	293	393	49.9	Steam Rankine	7.5
7	Arenales	En Construcción	España	Morón de la frontera	220	N/A	166000	510120	936	156	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	7
8	Aste 1A	En Operación	España	Alcázar de San Juan	180	2019	170000	510120	624	156	DowthermA	293	393	50	Steam Rankine	8
9	Aste 1B	En Operación	España	Alcázar de San Juan	180	2019	170000	510120	624	156	DowthermA	293	393	50	Steam Rankine	8
10	Astexol 2	En Operación	España	Olivenza	160	2052	170000	510120	624	156	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	8
11	Borges Termosolar	En Operación	España	Les Borgues Blanques	96	N/A	98000	183120	336	56	Thermal Oil	293	393	25	Steam Rankine	No Posee
12	Caseres	En Construcción	España	Valdeobispo	200	N/A	170000	510120	124	156	Diphenyl	293	393	50	Steam Rankine	7.5
13	Enerstar	En Construcción	España	Villena	214	N/A	100000	339506	420	105	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
14	Extresol 1	En Operación	España	Torre de Miguel Sesmero	200	2168	158000	510120	624	156	Diphenyl	293	393	50	Rankine	7.5
15	Extresol2	En Operación	España	Torre de Miguel Sesmero	200	2168	158000	510120	624	156	Diphenyl	293	393	49.9	N/A	7.5
16	Extresol 3	En Operación	España	Torre de Miguel	200	2168	158000	510120	624	156	Diphenyl	293	393	50	N/A	7.5

				Sesmero												
17	Genesis Solar Energy Project	En Construcción	USA	Blithe	790	N/A	300000	N/A	N/A	N/A	Thermino 1 VP1	N/A	N/A	250	Rankine	No Posee
18	Godawari Solar Project	En Construcción	India	Naukh	160	N/A	130000	392400	480	120	Dowther mA	293	390	50	N/A	No Posee
19	Gujarat Solar One	En Construcción	India	Kutch	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	293	393	25	Rankine	9
20	Gusmán	En Operación	España	Palma del Río	200	N/A	104000	310406	384	98	Dowther mA	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
21	Helioenergy 1	En Operación	España	Sevilla	110	N/A	95000	300000	360	N/A	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
22	Helioenergy 2	En Operación	España	Sevilla	110	N/A	95000	300000	360	N/A	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
23	Helios 1	En Operación	España	Puerto Lápice	260	2217	97000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
24	Helios 2	En Operación	España	Puerto Lápice	260	2217	97000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
25	Holaniku at Keahole Point	En Operación	USA	Hawaii	1.2	N/A	4030	N/A	1008	N/A	XcelThre m-600	93	176	2	Steam Rankine	2
26	Ibersol Ciudad Real	En Operación	España	Castilla la Mancha	150	2061	103000	287760	352	88	Diphenyl	304	391	50	Steam Rankine	No Posee
27	ISCC Ain Beni Mathar	En Operación	Morocco	Ain Beni Mathar	N/A	N/A	55000	183120	224	56	Thermino 1 VP1	N/A	393	20	Steam Rankine	No Posee
28	ISCC Hassi R'mel	En Operación	Algeria	Hassi R'mel	N/A	N/A	N/A	183860	224	56	Thermal Oil	293	393	25	Steam Rankine	No Posee
29	ISCC Kuraymat	En Operación	Egipto	Kuraymat	N/A	2431	34000	130800	160	40	Thermino 1 VP1	293	393	20	Steam Rankine	No Posee
30	KaXu Solar 1	En Construcción	Sur Africa	Poffader	N/A	N/A	320000	800000	N/A	N/A	Thermino 1 VP1	N/A	N/A	100	Steam Rankine	3
31	La Aficana	En Operación	España	Córdoba	252	1950	170000	550000	172	168	N/A	293	393	50	Steam Rankine	7.5
32	La Dehesa	En Operación	España	Badajoz	200	N/A	175000	552750	672	168	Diphenyl	298	393	49.9	Steam Rankine	7.5
33	La Florida	En Operación	España	Badajoz	200	N/A	175000	552750	672	168	Diphenyl	298	393	50	Steam Rankine	7.5
34	La Risca	En Operación	España	Badajoz	N/A	2174	105200	352854	768	96	Diphenyl	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
35	Lebrija 1	En Operación	España	Sevilla	188	1993	120000	412020	756	N/A	Thermino 1 VP1	395	N/A	50	N/A	No Posee

36	Majadas I	En Operación	España	Cáceres	135	2142	104500	372240	792	99	Diphenyl	393	N/A	50	Steam Rankine	No Posee
37	Manchasol 1	En Operación	España	Ciudad Real	200	2208	158000	510120	624	156	Diphenyl	293	393	49.9	N/A	7.5
38	Manchasol 2	En Operación	España	Ciudad Real	200	2208	158000	510120	624	156	Diphenyl	293	393	49.9	N/A	7.5
39	MNGSEC	En Operación	USA	Florida	200	N/A	155000	464908	1136	142	DowthermA	N/A	N/A	75	Steam Rankine	No Posee
40	Megha Solar Plant	En Construcción	India	Anantapur	200	N/A	130000	366240	448	112	Synthetic Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
41	Mojave Solar Project	En Construcción	USA	California	700	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Thermino 1 VPI	N/A	N/A	280	Steam Rankine	No Posee
42	Morón	En Operación	España	Sevilla	160	N/A	100000	380000	464	N/A	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
43	Nevada Solar 1	En Operación	USA	Nevada	160	2602	134000	357200	760	95	DowthermA	318	393	75	N/A	0.5
44	Nexera Beacon	En Diseño	USA	California	814	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	250	Steam Rankine	No Posee
45	Olivenza 1	En Operación	España	Badajoz	160	N/A	100000	402210	738	123	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
46	Orellana	En Operación	España	Badajoz	186	N/A	118000	405500	416	124	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	No Posee
47	Ourzazate	En Construcción	Morocco	Ourzazate	N/A	2635	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	160	Steam Rankine	3
48	Palma del Rio	En Operación	España	Córdoba	135	2291	114500	372240	792	99	Diphenyl	N/A	393	50	Steam Rankine	No Posee
49	Palmdale Hybrid Power plant	En Diseño	USA	California	150	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	50	Steam Rankine	No Posee
50	Pedro de Valdivia	En Diseño	Chile	Antofagaste	1982		2108000	N/A	5376	1344	Thermal Oil	293	393	360	N/A	10.5
51	Saguaro Power Plant	En Operación	USA	Arizona	6.5	2636	2000	10000	24	3	Xcelthem 600	120	300	1.16	N/A	No Posee
52	Shams 1	En Operación	EAU	Madinat Zayed	250	1934	210000	627840	768	192	Thermino 1 VPI	300	400	100	Steam Rankine	No Posee
53	Solaben 1	En Construcción	España	Cáceres	110	N/A	100000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Rankine	No Posee
54	Solaben 2	En Construcción	España	Cáceres	100	N/A	100000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Rankine	No Posee
55	Solaben 3	En Construcción	España	Cáceres	100	N/A	100000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Rankine	No Posee

56	Solaben 6	En Construcción	España	Cáceres	110	N/A	100000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Rankine	No Posee
57	Solacor 1	En Operación	España	Córdoba	110	N/A	100000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Rankine	No Posee
58	Solacor 2	En Operación	España	Córdoba	110	N/A	100000	300000	360	90	Thermal Oil	293	393	50	Rankine	No Posee
59	Solana Generation Station	En Construcción	USA	Arizona	1257	N/A	944000	2200000	3232	808	Thermino 1 VP1	N/A	715F	280	Rankine	6
60	Solar Electric Generation Station I	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	82960	N/A	N/A	N/A	N/A	307	13.8	N/A	3
61	Solar Electric Generation Station II	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	190338	N/A	N/A	N/A	N/A	316	30	N/A	N/A
62	Solar Electric Generation Station III	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	230300	N/A	N/A	N/A	N/A	349	30	N/A	N/A
63	Solar Electric Generation Station IV	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	230300	N/A	N/A	Thermino 1	N/A	349	30	N/A	N/A
64	Solar Electric Generation Station V	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	250500	N/A	N/A	Thermino 1	N/A	349	30	N/A	N/A
65	Solar Electric Generation Station VI	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	188000	N/A	N/A	Thermino 1	N/A	390	30	N/A	N/A
66	Solar Electric Generation Station VII	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	194280	N/A	N/A	Thermino 1	N/A	390	30	N/A	N/A
67	Solar Electric Generation Station VIII	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	464340	N/A	N/A	Thermino 1	N/A	390	89	N/A	N/A
68	Solar Electric Generation Station IX	En Operación	USA	California	N/A	2725	N/A	483960	N/A	N/A	Thermino 1	N/A	390	89	N/A	N/A
69	Solnova 1	En Operación	España	Sevilla	115	2012	113520	300000	360	90	Thermal Oil	N/A	393	50	Steam Rankine	No Posee
70	Solnova 2	En Operación	España	Sevilla	115	2012	113520	300000	360	90	Thermal Oil	N/A	393	50	Steam Rankine	No Posee
71	Solnova 4	En Operación	España	Sevilla	115	2012	113520	300000	360	90	Thermal Oil	N/A	393	50	Steam Rankine	No Posee
72	Termosol 50	En Operación	España	Cádiz	230	2097	175000	510120	624	157	Diphenyl	293	393	49.9	Steam Rankine	7.5
73	Termosol 1	En Operación	España	Badajoz	200	N/A	180000	523200	640	160	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	9
74	Termosol 2	En Operación	España	Badajoz	200	N/A	180000	523200	640	160	Thermal Oil	293	393	50	Steam Rankine	9
75	Thai Solar Energy 1	En Operación	Thailandia	Huai Kachao	110	N/A	8000	45000	86	19	Agua	201	340	5	N/A	N/A

76	Victorville 2 Hybrid Plant	En Diseño	USA	California	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	50	Steam Rankine	N/A
----	----------------------------	-----------	-----	------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	---------------	-----

Anexo 3

Lugares óptimos para la Central Termo Solar

Para realizar el estudio se utilizó el “Atlas solar con fines de generación eléctrica” el cual tiene una base de datos de los diferentes tipos de radiaciones y además posee un promedio general de las radiaciones por año, el cual es de suma importancia ya que nos da el aporte total, con esto se puede tener un punto de partida, y clasificar las diferentes áreas por su aporte de radiación. En el documento ENERGIA SOLAR TERMOELÉCTRICA de GREENPEACE, hace referencia a que el valor mínimo que exista para poder instalar una central de este tipo es del 2000 kWh/m² día. En la locación 1 se observa que existe radiación superior a este valor pero también se contempla un rango inferior de hasta 1950 kWh/m², este rango se lo tomó del anexo 3, en el cual se verificó que existen algunas plantas que han sido instaladas con una radiación un poco menor al valor antes sugerido, consiguiendo con esto encontrar dos lugares. El primer lugar se lo utilizó para el presente estudio.

1. Loja

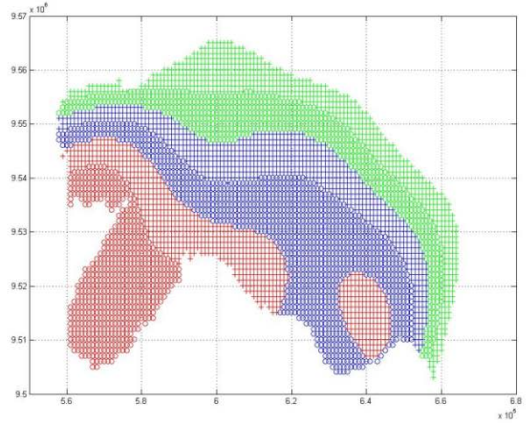


Figura	Insolación media Anual (kWh/m ² /año)
o	2075 – 2100
+	2050 – 2075
o	2025 – 2050
+	2000 – 2025
o	1975 – 2000
+	1950 – 1975

Para el segundo caso se definió una locación ubicada en la intersección entre las provincias de Santo Domingo y Cotopaxi, en este emplazamiento es técnicamente viable realizar una instalación de este tipo, pero existe una posible intervención con un parque protegido, por lo cual no se tomará en cuenta para el estudio.

2. Santo Domingo - Cotopaxi

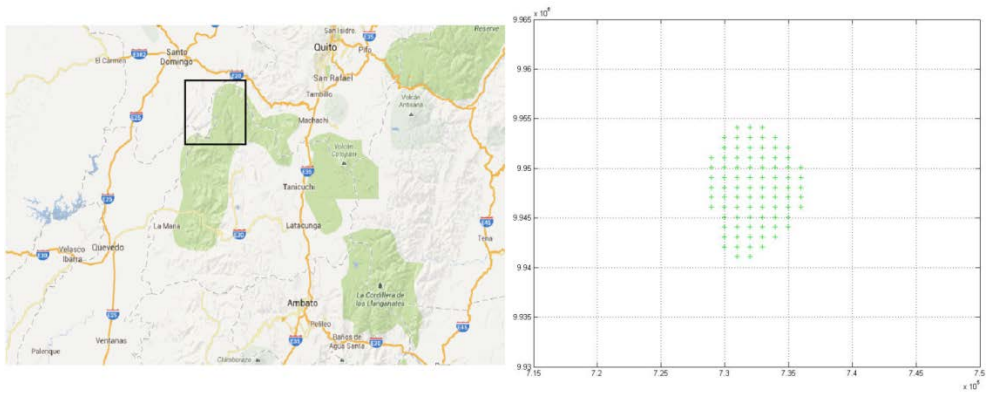


Figura	Insolación media Anual (kWh/m ² /año)
+	1950 – 1975

Anexo 4

ANALISIS ECONOMICO DE LA CENTRAL TERMO SOLAR

CENTRAL TERMO SOLAR "J.J"
ANÁLISIS ECONÓMICO
Escenario I (Página 2 de 3)

DATOS:													
Potencia instalada:	50	MW											
Factor de planta:	42.12%												
Produccion Bruta:	184.49	GWh/año											
Vida útil:	25	Años											
Duración de la construcción:	1	Año											
Financiamiento:													
Capital Propio:	\$ 65,458,507.25	30%											
Capital por préstamo:	\$ 152,736,516.91	70%											
Inversión Total:	\$ 218,195,024.16	100%											
Plazo para pagar:	10	años											
Total de activo	\$ 218,195,024.16												
Estado de resultado													
	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24
Ingresos													
Producción de Energía (Gwh)	182.47	182.28	182.10	181.92	181.74	181.56	181.37	181.19	181.01	180.83	180.65	180.47	180.29
Precio de venta de energía (\$/kWh)	\$ 0.26	\$ 0.26	\$ 0.26	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06
Ingresos por venta de energía	\$ 47,021,584.77	\$ 46,974,563.18	\$ 46,927,588.62	\$ 11,733,809.22	\$ 11,722,075.41	\$ 11,710,353.34	\$ 11,698,642.98	\$ 11,686,944.34	\$ 11,675,257.40	\$ 11,663,582.14	\$ 11,651,918.56	\$ 11,640,266.64	\$ 11,628,626.37
Emisión de toneladas de CO2	117,161.66	117,044.50	116,927.45	116,810.53	116,693.72	116,577.02	116,460.44	116,343.98	116,227.64	116,111.41	0.00	0.00	0.00
Costo promedio por tCO2	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 7.12	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Ingresos por venta de bonos de carbono	\$ 834,191.01	\$ 833,356.82	\$ 832,523.47	\$ 831,690.94	\$ 830,859.25	\$ 830,028.39	\$ 829,198.36	\$ 828,369.17	\$ 827,540.80	\$ 826,713.26	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total de ingresos	\$ 47,855,775.78	\$ 47,807,920.01	\$ 47,760,112.09	\$ 12,565,500.16	\$ 12,552,934.66	\$ 12,540,381.73	\$ 12,527,841.35	\$ 12,515,313.51	\$ 12,502,798.19	\$ 12,490,295.39	\$ 11,651,918.56	\$ 11,640,266.64	\$ 11,628,626.37
Egresos													
Costo de combustible auxiliar	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00	\$ 694,824.00
Costo de personal y administrativo	\$ 1,394,914.97	\$ 1,437,766.76	\$ 1,481,934.95	\$ 1,527,459.99	\$ 1,574,383.56	\$ 1,622,748.63	\$ 1,672,599.46	\$ 1,723,981.72	\$ 1,776,942.44	\$ 1,831,530.11	\$ 1,887,794.72	\$ 1,945,787.77	\$ 2,005,562.37
Repuestos	\$ 0.00	\$ 1,900,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1,900,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1,900,000.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 1,900,000.00	\$ 0.00	\$ 1,900,000.00
Subcontratos	\$ 0.00	\$ 1,869,096.78	\$ 0.00	\$ 1,985,697.99	\$ 0.00	\$ 2,109,573.21	\$ 0.00	\$ 2,241,176.24	\$ 0.00	\$ 2,380,989.14	\$ 0.00	\$ 2,529,524.10	\$ 2,687,325.22
Medios técnicos y herramientas	\$ 530,067.69	\$ 546,351.37	\$ 563,135.28	\$ 580,434.80	\$ 598,265.75	\$ 616,644.48	\$ 635,587.80	\$ 655,113.05	\$ 675,238.13	\$ 695,981.44	\$ 717,361.99	\$ 739,399.35	\$ 762,113.70
Costo de agua	\$ 127,216.25	\$ 131,124.33	\$ 135,152.47	\$ 139,304.35	\$ 143,583.78	\$ 147,994.67	\$ 152,541.07	\$ 157,227.13	\$ 162,057.15	\$ 167,035.55	\$ 172,166.88	\$ 177,455.84	\$ 182,907.29
Seguros de la planta (0,4%)	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10	\$ 872,780.10
Total de egresos	\$ 3,619,803.00	\$ 7,451,943.33	\$ 3,747,826.80	\$ 5,800,501.23	\$ 5,783,837.20	\$ 6,064,565.09	\$ 4,028,332.43	\$ 8,245,102.24	\$ 4,181,841.81	\$ 6,643,140.34	\$ 6,244,927.68	\$ 6,959,771.16	\$ 9,105,512.67
Utilidad Operacional	\$ 44,235,972.78	\$ 40,355,976.67	\$ 44,012,285.29	\$ 6,764,998.94	\$ 6,769,097.47	\$ 6,475,816.64	\$ 8,499,508.92	\$ 4,270,211.27	\$ 8,320,956.38	\$ 5,847,155.06	\$ 5,406,990.88	\$ 4,680,495.48	\$ 2,523,113.70
Movimiento Financiero													
Pago del Préstamo													
Utilidad antes de participación	\$ 44,235,972.78	\$ 40,355,976.67	\$ 44,012,285.29	\$ 6,764,998.94	\$ 6,769,097.47	\$ 6,475,816.64	\$ 8,499,508.92	\$ 4,270,211.27	\$ 8,320,956.38	\$ 5,847,155.06	\$ 5,406,990.88	\$ 4,680,495.48	\$ 2,523,113.70
utilidades para trabajadores (15%)	\$ 6,635,395.92	\$ 6,053,396.50	\$ 6,601,842.79	\$ 1,014,749.84	\$ 1,015,364.62	\$ 971,372.50	\$ 1,274,926.34	\$ 640,531.69	\$ 1,248,143.46	\$ 877,073.26	\$ 811,048.63	\$ 702,074.32	\$ 378,467.05
Utilidades antes de impuestos	\$ 37,600,576.87	\$ 34,302,580.17	\$ 37,410,442.50	\$ 5,750,249.10	\$ 5,753,732.85	\$ 5,504,444.14	\$ 7,224,582.58	\$ 3,629,679.58	\$ 7,072,812.92	\$ 4,970,081.80	\$ 4,595,942.24	\$ 3,978,421.16	\$ 2,144,646.64
Impuesto a la renta (24%)	\$ 9,400,144.22	\$ 8,575,645.04	\$ 9,352,610.62	\$ 1,437,562.27	\$ 1,438,433.21	\$ 1,376,111.04	\$ 1,806,145.65	\$ 907,419.89	\$ 1,768,203.23	\$ 1,242,520.45	\$ 1,148,985.56	\$ 994,605.29	\$ 536,161.66
Utilidad Neta	\$ 28,200,432.65	\$ 25,726,935.13	\$ 28,057,831.87	\$ 4,312,686.82	\$ 4,315,299.64	\$ 4,128,333.11	\$ 5,418,436.94	\$ 2,722,259.68	\$ 5,304,609.69	\$ 3,727,561.35	\$ 3,446,956.68	\$ 2,983,815.87	\$ 1,608,484.98
	\$ 44,235,972.78	\$ 40,355,976.67	\$ 44,012,285.29	\$ 6,764,998.94	\$ 6,769,097.47	\$ 6,475,816.64	\$ 8,499,508.92	\$ 4,270,211.27	\$ 8,320,956.38	\$ 5,847,155.06	\$ 5,406,990.88	\$ 4,680,495.48	\$ 2,523,113.70
	47855775.78	47807920.01	47760112.09	12565500.16	12552934.66	12540381.73	12527841.35	12515313.51	12502798.19	12490295.39	11651918.56	11640266.64	11628626.37
	3619802.998	7451943.331	3747826.796	5800501.228	5783837.195	6064565.091	4028332.429	8245102.239	4181841.812	6643140.338	6244927.681	6959771.161	9105512.672

CENTRAL TERMO SOLAR "J.J"
ANÁLISIS ECONÓMICO
Escenario I (Página 3 de 3)

DATOS:		
Potencia instalada:	50	MW
Factor de planta:	42.12%	
Produccion Bruta:	184.49	GWh/año
Vida útil:	25	Años
Duración de la construcción:	1	Año
Financiamiento:		
Capital Propio:	\$ 65,458,507.25	30%
Capital por préstamo:	\$ 152,736,516.91	70%
Inversión Total:	\$ 218,195,024.16	100%
Plazo para pagar:	10	años
Total de activo	\$ 218,195,024.16	
Estado de resultado		
	Año 25	
Ingresos		
Producción de Energía (Gwh)	180.11	
Precio de venta de energía (\$/kWh)	\$ 0.06	
Ingresos por venta de energía	\$ 11,616,997.75	
Emisión de toneladas de CO2	0.00	
Costo promedio por TCO2	\$ 0.00	
Ingresos por venta de bonos de carbono	\$ 0.00	
Total de ingresos	\$ 11,616,997.75	
Egresos		
Costo de combustible auxiliar	\$ 694,824.00	
Costo de personal y administrativo	\$ 2,067,173.24	
Repuestos	\$ 0.00	
Subcontratos	\$ 0.00	
Medios técnicos y herramientas	\$ 785,525.83	
Costo de agua	\$ 188,526.20	
Seguros de la planta (0,4%)	\$ 872,780.10	
Total de egresos	\$ 4,608,829.37	
Utilidad Operacional	\$ 7,008,168.37	
Movimiento Financiero		
Pago del Préstamo		
Utilidad antes de participación	\$ 7,008,168.37	
utilidades para trabajadores (15%)	\$ 1,051,225.26	
Utilidades antes de impuestos	\$ 5,956,943.12	
Impuesto a la renta (24%)	\$ 1,489,235.78	
Utilidad Neta	\$ 4,467,707.34	
	\$ 7,008,168.37	
	11616997.75	
	4608829.375	

Glosario de Términos

Resumen de símbolos y unidades utilizados en ecuaciones

RESUMEN DE SÍMBOLOS Y UNIDADES UTILIZADOS EN ECUACIONES		
Símbolo	Nombre	Unidades
P_d	Potencia de diseño	[MW]
P_n	Potencia Nominal	[MW]
η_T	Rendimiento Térmico	[%]
Re	Numero de Reynolds	-
μ	Viscosidad dinámica del fluido	[kg/m.s]
V	Velocidad del fluido	[m/s]
D	Diámetro interior de los tubos absorbedores,	[m]
ρ	densidad del fluido	[kg/m ³]
\dot{T}	Temperatura media	[°C]
T_{fc}	Temperatura foco caliente	[°C]
T_{ff}	Temperatura foco frío	[°C]
M	Caudal Másico	[kg/s]
st	Sección transversal del fluido	[m ²]
ρ	Densidad del aceite	[kg/m ³]
U_L	coeficiente global de pérdidas térmicas	[W/m ² _{abs} °C]
T_{abs}	temperatura del diseño	[°C]
T_{amb}	temperatura ambiente	[°C]
Q_{loss}	Pérdidas térmicas en el colector	[W]

A_{abs}	Área total del tubo absorbente	[m ²]
Q_{util}	Potencia térmica útil	[W]
A_c	Área de apertura en el colector	[m ²]
I	Radiación global	[W-h/ m ² - día]
h	Horas efectivas de sol	-
θ	Ángulo de incidencia	[°]
η_{opt}	Rendimiento óptico	[%]
F_e	Factor de ensuciamiento	[%]
η_{th}	Rendimiento térmico de colector	[%]
K	Modificador por ángulo de incidencia	-
T_{out}	Aumento de Temperatura después de un colector	
T_{col}	Incremento de temperatura por colector	[°C]
N_{col}	Numero de colectores por fila	
ΔT	Salto térmico	[°C]
Q_{Lazo}	Potencia por lazo	[W]
N_{Lazos}	Número de lazos	
SM	Múltiplo solar	
P_r	Potencia Real	[MW]
P_d	Potencia de diseño	[MW]
Área	Área de los colectores	[m ²]
A_{col}	Área del colector individual	[m ²]
H	Entalpía	[kj/kg]
S	Entropía	[kj/kgK]
M_{Total}	Caudal Másico total del aceite	[Kg/s]

M_{Lazo}	Caudal Másico por lazo	[Kg/s]
M_{agua}	Caudal Másico del agua	[Kg/s]
Q_{pre}	Potencia Precaentador	[W]
Q_{Ev}	Potencia Evaporador	[W]
Q_{SC}	Potencia Sobrecalentador	[W]
Q_{Re}	Potencia Recalentador	[W]
W_{TurA}	Trabajo en la Turbina A	[W]
W_{TurB}	Trabajo en la Turbina B	[W]
W_{Bomb1}	Trabajo en la bomba 1	[W]
W_{Bomb2}	Trabajo en la bomba 2	[W]
Q_{CA}	Calor Cedido en el Calentador Abierto	[W]
Q_{CC}	Calor Cedido en el Calentador Cerrado	[W]
n	Velocidad de giro del motor	[rpm]
f	Frecuencia	[Hz]
p	Número de Pares Polos	
P	Potencia nominal de la planta	[MW]
U	Voltaje nominal	[kV]
I	Corriente nominal	[kA]
$\cos\varphi$	Factor de Potencia	
η_{sol}	Rendimiento del campo de concentración solar	[%]
η_{opt}	Rendimiento óptico	[%]
$K(\theta)$	modificador por ángulo de incidencia	
η_{Th}	Rendimiento térmico	[%]
η_{CT}	Rendimiento ciclo térmico	[%]

P_e	Producción eléctrica	[MWh]
I_s	Radiación normal directa	[kW/m ² día]
η_{Gen}	Rendimiento del Generador	[%]
E_{CA}	Energía producida por el campo auxiliar	[MWh/año]
E_P	Energía producida por el campo solar	[MWh/año]
FP	Factor de Planta	[%]
$FP_{\text{óptimo}}$	Factor de Planta óptimo	[%]
FP_{real}	Facto de Planta Real	[%]
E_{TES5}	Energía producida por almacenamiento de sales fundidas	[MWh]