

UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS FISICAS Y FORMALES

**PROGRAMA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECÁNICA, MECÁNICA
ELECTRICA Y MECATRONICA**



**“PLANTA TERMOSOLAR DE 50 MW COMO ALTERNATIVA LIMPIA DE
ABASTECIMIENTO ENERGETICO PARA LA REGIÓN SUR DEL PERU – AREQUIPA”**

Tesis presentada por los Bachilleres:

JEANKARLO FRANCHESCO MONZÓN MEZA

JIMY ALBERTH CHOQUEJAHUA ZAPANA

**Para optar el Título Profesional de
INGENIERO MECANICO ELECTRICO**

AREQUIPA – PERU

2014

Agradecimientos

Dedicamos la presente tesis primero a Dios, por habernos brindado la vida y el día a día de lucha, estudio y esfuerzo durante el desarrollo de nuestra formación que hoy concretamos con la presentación de este nuestro trabajo.

A nuestros Padres por ser los pilares que nos permitieron concluir esta etapa tan importante, que en los momentos más difíciles nos apoyaron dándonos sus brazos para seguir adelante y que se orguelcen con cada uno de nuestros logros.

A nuestros familiares en general que siempre estuvieron junto a nosotros brindándonos su apoyo y dándonos ánimos en concretar esta nuestra meta de ser profesionales.

A nuestros profesores, gracias a su apoyo, tiempo y sabiduría que nos transmitieron en cada una de sus enseñanzas a lo largo de nuestra formación profesional.

Resumen

Hoy por hoy el tema energético dejó de ser un capítulo desarrollado teóricamente para convertirse en una estrategia para combatir los innumerables problemas medioambientales que sufre día a día nuestra localidad, nación y por tanto nuestro planeta.

Es ahí donde nació en nosotros la inquietud del desarrollo de esta tesis, que busca encontrar un modelo para calcular y diseñar una central térmica cuyo calor sea proveniente del sol que nos irradia día a día y que nos permita obtener energía eléctrica fuente necesaria hoy en día para el desarrollo de todo tipo de sociedad e industria.

Como se verá desarrollado en los primeros capítulos si es que la temperatura sube tan solo unos pocos grados centígrados los países ricos y pobres vamos a sufrir las consecuencias del uso indiscriminado de los recursos fósiles y productos que impulsaron el calentamiento global, trayendo sequias que a su vez como consecuencia no se tendrá como cultivar nuestros alimentos esto influyendo a los animales fuente de alimento para nosotros.

Generar energía eléctrica en base a la tecnología solar térmica de concentración es una forma perfecta y viable de generar electricidad ya que muy pronto se verá que con el desarrollo de las poblaciones se va a requerir mayor generación y vamos a tener que sufrir problemas eléctricos, apagones y sin duda aumentos de precios de la electricidad. Pues bien el sol es una fuente inagotable de irradiación y que es la solución para este problema.

El presente proyecto busca implantar una planta termosolar de colector central ubicado en las pampas de majes en donde se cuenta con una irradiación promedio de 5.6 kWh/m² aprovechando esta irradiación y el almacenamiento térmico cuando los puntos del múltiplo solar son mayores a 1 se logró obtener 262.48 GWh en un año a una potencia fija de 50 MW y aprovechando el uso de un Ciclo Rankine con una eficiencia de 45.58% y a un coste de 40.65 cS/./kWh lo cual nos permite ser competitivos en el mercado de las energías renovables.

Abstract

Today the energy issue ceased to be a chapter theoretically developed to become a strategy to combat the many environmental problems facing our town every day, nation and therefore our planet.

That's where he was born in us the concern for the development of this thesis, which seeks to find a model to calculate and design a power plant whose heat is from the sun radiating us every day and allow us to obtain power source needed today for the development of every society and industry.

As we will see developed in the early chapters if the temperature rises just a few degrees Celsius rich and poor countries will suffer the consequences of the indiscriminate use of fossil resources and products driving global warming, bringing droughts which in time as a result will not grow our food as this influence the food source animals for us.

Generate electricity based on solar thermal concentrating technology is a perfectly viable way to generate electricity and that soon we will see that with the development of populations will require greater generation and we have to suffer electrical problems, power outages and certainly increases electricity prices. Well the sun is an inexhaustible source of irradiation and that is the solution for this problem.

This project seeks to implement a solar thermal plant in central manifold located on the plains of Majes where it has an average irradiation of 5.6 kWh / m² taking this irradiation and thermal storage when the point of the solar multiple is greater than 1 it was possible to obtain 262.48 GWh in a year at a fixed power of 50 MW and by making use of a Rankine cycle with an efficiency of 45.58% and a cost of \$ 40.65 cS ./ kWh which allows us to be competitive in the market for renewable energy.

NOMENCLATURA

A	Área de la base de la torre por encima de nivel de agua
$cS/.$	Centavos de Sol
$€$	Centavos de Euro
C_{amort}	Costo de amortización
C_{inv}	Costo de inversión
C_t	Coefficiente de funcionamiento
cp	Calor específico
$COES$	Comité de Operación Económica del Sistema
$C_{O\&M}$	Costo de Operación y Mantenimiento
DCA	Aproximación de enfriamiento del drenaje
D_t	Coefficiente de servicio
Δh	Cambio entálpico
ΔT	Cambio de temperatura
ρ	Densidad
f_{rc}	Factor de recuperación de Capital
\dot{G}	Flujo másico de aire
\dot{g}	Fracción másica de aire
$g_{reposición}$	Fracción másica de agua de reposición
G_w	Fracción másica de agua de circulación

H	Altura de la torre de refrigeración
h_i	Entalpia especifica del estado i
h_{is}	Entalpia especifica isoentropica del estado i
h_{tan}	Altura del tanque de almacenamiento de sales
i	Tasa de interés
$LCOE$	Levelized Cost of Energy
MS	Multiplo Solar
$Mtep$	Millón de toneladas equivalentes de petróleo
m_{almac}	Masa desales de almacenamiento
\dot{m}_i	Caudal másico en el estado i
\dot{m}_{cond}	Caudal másico ingresante al condensador
\dot{m}_{vtotal}	Caudal másico de vapor total
n	Tiempo de préstamo
η_{mec}	Eficiencia mecánica de la turbina
η_{ciclo}	Eficiencia de ciclo térmico
η_{em}	Eficiencia electromecánica del generador eléctrico
$\eta_{iso t}$	Eficiencia isoentropica de turbina
$\eta_{iso b}$	Eficiencia isoentropica de bomba
P_{alta}	Presión en el generador de vapor
P_{cond}	Presión en el condensador
P_i	Presión en el punto i
$Q_{condensador}$	Flujo de calor en condensador

	Flujo de calor en generador de vapor
\dot{Q}_{al}	Flujo de calor almacenado en 1 hora
\dot{Q}_{al}	Flujo de calor almacenado en 1 día
\dot{Q}_t	Flujo de calor en el campo térmico
	Radio del tanque de almacenamiento de sales
	Sistema Electrico Interconectado Nacional
	Tiempo de almacenamiento
	Temperatura ambiente
	Temperatura entre terminales
	Volumen de almacenamiento
\dot{W}	Potencia de bombeo
\dot{W}	Potencia de turbina
\dot{W}	Potencia de planta
\dot{W}	Potencia en el eje de turbina
	Humedad Especifica en el punto i

LISTADO DE GRAFICOS

Gráfico 1.1 – Crecimiento Anual del consumo de electricidad 2004 – 2013

Gráfico 1.2 – Principales Centrales y sus Potencias en la Zona Sur por tipo de Generación

Gráfico 1.3 – Producción Fiscalizada promedio de Gas Natural

Gráfico 1.4 - Evolución de la demanda de Gas Natural

Gráfico 1.5 – Crecimiento de los Sectores Industriales en Perú

Gráfico 1.6 – Tendencia del consumo de Energía Eléctrica per cápita

Gráfico 1.7 – Evolución del consumo energético vs población

Gráfico 1.8 - Distribución de consumo de energía por sectores (izquierda) y por combustible (derecha) en el año 2010

Gráfico 1.9 – Clasificación del petróleo por Gravedad API

Gráfico 1.10 – Clasificación del Carbón

Gráfico 1.11 – Producción de gases de invernadero según combustible usado

Gráfico 1.12 – Centrales Hidráulicas

Gráfico 1.13 – Esquema Básico de una central Hidráulica

Gráfico 1.14 – Primeros Generadores Eólicos

Gráfico 1.15 – Parque Eólico

Gráfico 1.16 – Esquema de una Central Geotérmica

Gráfico 1.17 – Esquema de una central basado en Biomasa

Gráfico 2.1 – Reflejo de Torre central en heliostato

Gráfico 2.2 – Evolución de emisión de TON CO₂ en función a distintos escenarios

Gráfico 2.3 – Esquema Básico de la Técnica de Concentración Solar

Gráfico 2.4 – Esquemas Básicos de las tecnologías Solares

Gráfico 2.5 – Esquema de funcionamiento de una central LFR

- Gráfico 2.6 – Central Solar con concentradores LFR
- Gráfico 2.7 – Principio de Funcionamiento de concentración en disco parabólico.
- Gráfico 2.8 – Prototipo Colector en Disco Parabólico
- Gráfico 2.9 – Central de Canales Parabólicos
- Gráfico 2.10 – Energía Solar Térmica en el mundo
- Gráfico 2.11 – Energía Solar térmica en España
- Gráfico 2.12 – Energía Solar térmica en el Mundo 2030 Escenario Moderado - Avanzado
- Gráfico 3.1 – Principio de Funcionamiento de Central de Colector Central
- Gráfico 3.2 – Planta Solar de Abengoa
- Gráfico 3.3 – Esquema de una central de colector central
- Gráfico 3.4 – Diagrama de flujo de funcionamiento de central de Colector Termosolar
- Gráfico 3.5 - Esquema óptico de central termosolar
- Gráfico 3.6 - Componentes del vector \vec{s}
- Gráfico 3.7 – Distribución de ángulos
- Gráfico 3.8 - Proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol
- Gráfico 3.9 - Componentes de vector \vec{t} .
- Gráfico 3.10 - componentes del vector \vec{n}
- Gráfico 3.11 - Ángulos y vectores unitarios
- Gráfico 3.12 - Líneas de igual ángulo acimutal β_n
- Gráfico 3.13- Líneas de igual ángulo cenital θ_n
- Gráfico 3.14 - Ángulos acimutales, $\theta_t = 60^\circ$; $\delta = 0^\circ$; $\lambda = 35^\circ\text{N}$
- Gráfico 3.15 - Ángulos cenitales, $\theta_t = 60^\circ$; $\delta = 0^\circ$; $\lambda = 35^\circ\text{N}$
- Gráfico 3.16 - Sombras y apantallamientos sobre espejos
- Gráfico 3.17 - Sombras proyectadas sobre el plano del terreno
- Gráfico 3.18 - Sombras y apantallamientos sobre un anillo continuo

Gráfico 3.19 - Diversas proyecciones del vector \vec{s}

Gráfica 3.20 - Vistas frontal y de perfil de la proyección vertical del espejo

Gráfico 3.21 - Proyecciones solares de un espejo sobre otro contiguo y sobre el terreno

Gráfico 3.22 - Proyecciones de sombras espaciales entre espejos vecinos

Gráfico 3.23 - Superficie especular útil sobre un anillo de espejos cualquiera

Gráfico 3.24 - El nodo cae fuera del campo concentrador

Gráfico 3.25 - El nodo cae entre la base de la torre y el concentrador

Gráfico 3.26 - El nodo cae dentro del concentrador

Gráfico 3.27 - Campo continuo de heliostatos

Gráfico 3.28 - Campo discontinuo de heliostatos

Gráfico 3.29 - Modelo de concentrador continuo con receptor puntual

Gráfico 3.30 - Elementos especulares anulares diferenciales

Gráfico 3.31.- Curvas de igual rendimiento especular

Gráfico 3.32 - Curvas de igual superficie efectiva normalizada

Gráfica 3.33 - Curvas de igual superficie efectiva normalizada en función del tiempo

Gráfico 3.34 - Representación de la ecuación, $QT = 2\pi H_2 I_0 (\sec \theta tM - 1)$, para diversos valores de RM

Gráfico 3.35 - Anillos sometidos sólo a sombra solar

Gráfico 3.36 - Anillos sometidos sólo a apantallamiento, $l = 5$ m

Gráfico 3.37 - Anillos sometidos sólo a apantallamiento, $l = 10$ m

Gráfico 3.38 - Receptor disco plano horizontal

Gráfico 3.39 - Factores de concentración para el receptor disco plano horizontal

Gráfico 3.40 - Receptor semiesférico

Gráfico 3.41 - Factores de concentración para el receptor semiesférico

Gráfico 3.42 - Receptor troncocónico

Gráfica 3.43 - Factores de concentración para el receptor troncocónico

Gráfico 3.44 - Receptor cilíndrico vertical

Gráfico 3.45 - Factores de concentración para el receptor cilíndrico vertical

Gráfico 3.46 - Factores de concentración para receptores cilíndricos

Gráfico 3.47 - Relación entre r/H , y el ángulo θ_{tm}

Gráfica 3.48.- Factores máximos de concentración para distintas geometrías

Gráfico 3.49 - Imagen solar sobre un plano tangente al receptor

Gráfico 3.50 - Elipse solar sobre un plano tangente al receptor

Gráfico 3.51 - Imagen solar sobre el plano tangente a un receptor de revolución

Gráfico 3.52 - Relación entre los semiejes de la elipse solar imagen plana sobre el plano tangente en P

Gráfico 3.53- Curvas de influencia de los espejos respecto a un punto del receptor disco plano horizontal

Gráfico 3.54 - Curvas de visibilidad y de actividad de los espejos respecto a la línea imagen $\beta_p=0$

Gráfico 3.55 - Valores de $C\phi^2$ para el apantallamiento en un receptor disco plano horizontal

Gráfico 3.56 - Valores de $C\phi^2$ para la sombra solar en un receptor disco plano horizontal

Gráfica 3.57 - Relaciones de concentración de energía solar con apantallamiento

Sobre un receptor cilíndrico vertical

Gráfica 3.58 – Ángulos Solares para seguidor

Gráfica 3.59 – Movimiento terrestres

Gráfica 3.60 – Equinoccios y Solsticios

Gráfico 3.61 – Ángulos de Latitud y Longitud

Gráfico 3.62 – Movimiento Seguidor Pasivo

Gráfico 3.63 – Seguidor Azimutal

Gráfico 3.64 – Seguidor Horizontal

Gráfico 3.65 – Seguidor Polar

Gráfico 3.66 – Seguidor 2 ejes

Gráfico 3.67 – Esquema de Funcionamiento Planta termosolar

Gráfico 3.68 – Esquema y foto Planta AndaSol

Gráfico 3.69 – Esquema de Múltiplo Solar para almacenamiento

Gráfico 3.70 – Tanques de Almacenamiento de Sales

Gráfico 3.71 – Diagrama T-s Ciclo Rankine

Gráfico 3.72 – Desmontaje de Turbina a vapor

Gráfico 3.73 – Condensador

Gráfico 3.74 – Torre de refrigeración

Gráfico 3.75 – Sistema de Bombeo Contra Incendios

Gráfico 3.76 – Sistema de Climatización

Gráfico 3.77 – Sistema de Aire Comprimido

Gráfico 3.78 – Sistema de Baterías

Gráfico 3.79 – Patio de Llaves

Gráfico 3.80 – Sistema de Ablandamiento de Agua

Gráfico 3.81 – Sistema de Tratamiento de Efluentes

Gráfico 3.82 – Uso del Sol para Calentamiento

Gráfico 3.83 – Uso del Sol para Ablandamiento

Gráfico 4.1 – Potencia efectiva por tipo de generación (Izquierda) y Producción solar del COES en el 2013 (Derecha)

Gráfico 4.2 – Esquema Central a ser Diseñada

Gráfico 4.3 – Mapa de Irradiación del Perú

Gráfico 4.4 – Estaciones Meteorológicas usadas como base

Gráfico 4.5 – Zonas de Simulación de los datos Solares

Gráfico 4.6 – Mapa de irradiación promedio en el Perú

Gráfico 4.7 – Mapa de irradiación ENERO en el Perú

Gráfico 4.8 – Mapa de irradiación ABRIL en el Perú

Gráfico 4.9 – Mapa de irradiación JULIO en el Perú

Gráfico 4.10 – Mapa de irradiación OCTUBRE en el Perú

Gráfico 4.11 – Mapa de irradiación DICIEMBRE en el Perú

Gráfico 4.12 – Mapa de irradiación promedio en el Arequipa

Gráfico 4.13 – Ubicación de Central termosolar

Gráfico 4.14 – Coordenadas de Central termosolar

Gráfico 4.15 - Plano de la eclíptica mostrando las variaciones de la distancia Tierra-Sol y los equinoccios y solsticios.

Gráfico 4.16 – Meridianos y ángulo de declinación

Gráfico 4.17 – Angulo de inclinación de la tierra

Gráfico 4.18 - Paralelos a distintos ángulos de latitud

Gráfico 4.19 - Factores de dispersión angular φ en función de la anchura del anillo

Gráfico 4.20 - Diámetro D de la imagen solar reflejada en función de la anchura del anillo

Gráfico 4.21 - Altura h del receptor para anillos de anchura l

Gráfico 4.22 - Tubo con intervalos de longitud característica L

Gráfico 4.23 – Grafico de Barras comparativo de tipo de seguimiento

Gráfico 4.24 – Graficas de comportamiento de seguidor por Hora Solar

Gráfico 4.25 – Periodo de seguimiento

Gráfico 4.26 – Esquema de Almacenamiento

Gráfico 4.27 – Múltiplo Solar

Gráfico 5.1 – Coordenadas de Ubicación de Central

Gráfico 5.2 – Vista Satelital de lugar seleccionado

Gráfico 5.3 – Distribución de Heliostatos

Gráfico 5.4 - Localización acimutal de los espejos β_{tp} , $H = 175$ m; $l = 10$ m; $\varphi = 1,7236 + 6,1444 \cos\theta t$

Gráfico 5.5 - Temperaturas sobre los tubos que conforman la periferia del receptor

Gráfico 5.6 - Aislamiento de los tubos

Gráfico 5.7 – Diagrama del ciclo Iteración 1

Gráfico 5.8 – Diagrama del ciclo Iteración 2

Gráfico 5.9 – Determinación de Presión Intermedia Óptima

Gráfico 5.10 – Diagrama del ciclo Iteración 3

Gráfico 5.11 – Diagrama del ciclo Iteración 4

Gráfico 5.12 – Diagrama del ciclo Iteración 5

Gráfico 5.13 – Diagrama de costo fijo, variable y total para los calentadores

Gráfico 5.14 – Diagrama Seleccionado para uso en central Termosolar

Gráfico 5.15 – Diagrama T-s del ciclo utilizado

Gráfico 5.16 – Gráfico de Selección de Turbina a Vapor

Gráfico 5.17 – Características de Turbina a Vapor seleccionada

Gráfico 5.18 – Características de Generador Eléctrico seleccionado

Gráfico 5.19 – Interfaz de ingreso de parámetros de localización CYT SOFT

Gráfico 5.20 – Carta Psicométrica utilizada a la altura de la central - CYT SOFT

Gráfico 5.21 – Dimensiones de diseño torre de refrigeración

Gráfico 5.22 – Irradiación Horaria

Gráfico 5.23 – Producción Anual de energía eléctrica de la central (GWh) por mes

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1.1 – Producción de energía eléctrica y Máxima Demanda en el COES 2013

Tabla 1.2 – Producción de energía eléctrica (GW.h) según tipo de tecnología y recurso energético utilizado por área en COES 2013

Tabla 2.1 – Escenarios de Implementación de Energía Solar

Tabla 2.2 – Aplicaciones, Ventajas y Desventajas de las distintas Tecnologías Solares

Tabla 2.3 – Principales Centrales de concentración Solar en el Mundo

Tabla 2.4 – Energía Solar Térmica en el mundo al 2020 - 2030

Tabla 3.1 – Propiedades Sales Fundidas

Tabla 3.2 – Comparación entre Fluidos Térmicos

Tabla 4.1 – Potencia Instalada y Efectiva para Centrales Solares en el SINAC

Tabla 4.2 – Ventajas técnicas- económicas de tecnologías Solares

Tabla 4.3 – Datos de Hora de Salida Y Puesta del Sol por Latitud

Tabla 4.4 – Cuadro de características de eficiencia de heliostatos

Tabla 4.5 – Características de superficie de heliostato

Tabla 5.1 – Datos Solares

Tabla 5.2 – Irradiación Lugar de la Central

Tabla 5.3 – Propiedades Físicas de Sal Usada

Tabla 5.4 – Ángulos Heliostatos

Tabla 5.5 – Pérdidas Térmicas

Tabla 5.6 – Resultado de Pérdidas Campo Solar

Tabla 5.7 – Iteración 1 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.8 – Iteración 2 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.9 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento.

Tabla 5.10 – Iteración 3 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.11 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 1 extracción.

Tabla 5.12 – Iteración 4 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.13 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 2 extracciones.

Tabla 5.14 – Iteración 5 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.15 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 3 extracciones.

Tabla 5.16 – Iteración 6 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.17 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 4 extracciones.

Tabla 5.18 – Iteración 7 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.19 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 5 extracciones.

Tabla 5.20 – Iteración 9 de los principales puntos térmicos

Tabla 5.21 – Comparación entre iteraciones

Tabla 5.22 – Propiedades Térmicas de los estados del ciclo

Tabla 5.23 – Irradiación horaria

Tabla 5.24 – Potencia Horaria

Tabla 5.25 – Propiedades Físicas Sal Fundente

Tabla 5.26 – Producción Anual de energía eléctrica de la central

Tabla 6.1 – Inversión Total

Tabla 6.2 – Costo de heliostatos

Tabla 6.3 – Costo Seguimiento Solar

Tabla 6.4 – Costo Auxiliares Campo Solar

Tabla 6.5 – Costo Obra Civil Campo Solar

Tabla 6.6 – Costo Torre Solar

Tabla 6.7 – Costo Sistema de Bombeo Campo Solar

Tabla 6.8 – Costo Equipos electromecánicos de Planta

Tabla 6.9 – Costo Obra Civil de Planta

Tabla 6.10 – Costo Sistema de Almacenamiento

Tabla 6.11 – Costo Sistema eléctrico de Potencia

Tabla 6.12 – Costo Control de Proyecto

Tabla 6.13 – Resumen de Costo Total de Proyecto

Tabla 6.14 – Salarios O&M

Tabla 6.15 – Costos de kWh

Tabla 6.16 – Estructura de Costos para análisis Financiero

Tabla 6.17 – Análisis Financiero



INDICE

NOMENCLATURA.....	V
LISTA DE GRAFICOS.....	VIII
LISTA DE TABLAS.....	XV
OBJETIVOS.....	XXI
METODOLOGÍA DE TESIS.....	XXII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. IDENTIFICACION Y JUSTIFICACION DEL PROBLEMA.....	1
1.2. EVOLUCIÓN DE CONSUMO Y ESTADO ENERGÉTICO.....	6
1.3. TIPOS DE ENERGÍA.....	10
1.3.1. ENERGIA BASADA EN COMBUSTIBLES FOSILES.....	10
1.3.1.1. PETROLEO.....	10
1.3.1.2 GAS NATURAL.....	11
1.3.1.3 CARBON.....	12
1.4. CONTAMINACION AMBIENTAL.....	13
1.5. TIPOS DE GENERACION DE ENERGIAS RENOVABLES.....	14
1.5.1 Energía hidráulica.....	14
1.5.2. Energía eólica.....	16
1.5.3. Energía Geotérmica.....	18
1.5.4. Energía de Biomasa.....	21
2. LA ENERGÍA SOLAR TERMICA.....	23
2.1. CONCEPTO.....	23
2.2. HISTORIA DEL USO DE LA ENERGIA SOLAR TERMICA.....	24
2.3. FUNCIONAMIENTO.....	27
2.4. VENTAJAS.....	27
2.5. TECNOLOGIAS DE GENERACION SOLAR TERMICA.....	29
2.5.1. REQUISITOS NECESARIOS PARA LA IMPLANTACION.....	29
2.5.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.....	32
2.5.3. TIPOS DE GENERACION SOLAR.....	33

2.5.3.1. SISTEMA DE CONCENTRADORES LINEALES DE FRESNEL.....	36
2.5.3.2. SISTEMA DE DISCO PARABOLICO	38
2.5.3.3. CANALES PARABOLICOS.....	40
2.6. PRINCIPALES PLANTAS Y ESTADO DE ESTC EN EL MUNDO.....	42
2.7. FUTURO DE LA ENERGIA SOLAR TERMICA.....	46
3. CONCENTRACION SOLAR EN TORRE.....	51
3.1. INTRODUCCION.....	51
3.2. SISTEMA DE TORRE CENTRAL.....	54
3.2.1. CAMPO SOLAR.....	55
3.2.2. CONCEPTOS GENERALES DE LOS RECEPTORES.....	55
3.2.3. EL CAMPO CONCENTRADOR DE ENERGIA SOLAR	56
3.2.4. CONSIDERACIONES GEOMÉTRICAS A TOMAR EN CUENTA.....	58
3.2.5. ORIENTACIÓN DE HELIOSTATOS (receptores de la radiación solar).....	60
3.2.6. ORIENTACIÓN DE LOS ESPEJOS.....	66
3.2.7. ORIENTACIÓN ESPACIAL DE LOS ESPEJOS.....	68
3.2.8. ORIENTACIÓN TEMPORAL DE LOS ESPEJOS (HELIOSTATOS).....	70
3.2.9. SOMBRAS Y APANTALLAMIENTOS ENTRE HELIOSTATOS.....	72
3.2.10. SOMBRAS PROYECTADAS SOBRE LA SUPERFICIE DE UN ESPEJO ALADO QUE ES PARALELO.....	78
3.2.11. EFECTO COSENO.....	81
3.2.12. SOMBRAS SOBRE ANILLOS DE ANCHURA I	84
3.2.13. SOMBRAS SOBRE HELIOSTATOS INDIVIDUALES.....	86
3.3.1. CAMPOS SOLARES CIRCULARES CON RECEPTOR CENTRAL.....	86
3.3.1.1 RECEPTOR PUNTUAL.....	88
3.3.1.2 RECEPTORES NO PUNTUALES.....	98
3.3.1.3 CONFIGURACION GEOMETRICA DE RECEPTORES PARA CTS.....	106
3.3.1.4 RECEPTOR DISCO PLANO HORIZONTAL.....	114
3.3.1.5 RECEPTOR CILINDRICO VERTICAL.....	115
3.3.1.6 DENSIDAD DE FLUJO ENERGETICO EN EL RECEPTOR.....	118
3.3.1.7 RECEPTOR USADO EN LA TESIS.....	122
3.3.1.8 SALES FUNDIDAS.....	124

3.3.1.9 SEGUIDOR SOLAR.....	125
3.3.2.BLOQUE DE POTENCIA.....	134
3.3.2.1. FLUIDO DE TRABAJO.....	138
3.3.2.2. TECNOLOGIA DE ALMACENAMIENTO TERMICO.....	140
3.3.2.3. GENERADOR DE VAPOR.....	144
3.3.2.4. TURBINA.....	145
3.3.2.5. CONDENSADOR.....	147
3.3.2.6. TORRE DE REFRIGERACION.....	148
3.3.2.7. SISTEMAS AUXILIARES.....	149
3.4. APLICACIONES COMPLEMENTARIAS.....	155
4. MÉTODO DE CÁLCULO Y DISEÑO.....	159
4.1. UBICACIÓN DE LA CENTRAL.....	162
4.2. DATOS METEREOLÓGICOS.....	163
4.3. CANTIDAD DE HELIOSTATOS.....	174
4.4. RECEPTOR CILINDRICO VERTICAL.....	179
4.5. DISEÑO DEL RECEPTOR.....	182
4.6. SEGUIDOR SOLAR.....	187
4.7. CICLO DE POTENCIA.....	190
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	199
5.1 UBICACIÓN.....	200
5.2 CALCULOS OPTICOS.....	202
5.3 CALCULOS TÉRMICOS.....	210
5.4 DISEÑO Y SELECCIÓN COMPONENTES DE LA PLANTA.....	229
5.5 CALCULOS SOLARES FINALES.....	235
6. ANÁLISIS ECONOMICO.....	242
7. CONCLUSIONES.....	258
8. RECOMENDACIONES.....	261
BIBLIOGRAFÍA.....	263
ANEXOS.....	267

I. OBJETIVOS

Los principales objetivos planteados son:

I.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar una central termosolar de 50 MW con la tecnología de colector central incluyendo la capacidad de almacenamiento térmico haciendo uso de sales fundidas como fluido de almacenamiento y selección del sistema de seguimiento solar.

I.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Demostrar que la energía solar pueda suplir la potencia necesaria para el consumo energético de nuestro sur del Perú entregando 50 MW eléctricos, aplicando tecnologías como la de almacenamiento térmico y seguimiento solar.

Implantar una cultura energética limpia en nuestra ciudad permitiendo explotar este recurso que tenemos en nuestro país mediante el desarrollo de este proyecto, dotando de una fuente amplia sobre dicho tema.

Contribuir al desarrollo sostenible del planeta brindando la información bibliográfica para usar energías limpias y evitando el uso de combustibles fósiles contaminantes.

Demostrar el alto rendimiento que se puede llegar obtener en la conversión de energía térmica a mecánica con centrales termo solares.

II. ALCANCES

- Se toma principal énfasis en el diseño térmico del ciclo y óptico de los heliostatos, aprovechando las herramientas del marco teórico y optimizándolo con ayuda de algún software, no incluyendo cálculos de las obras civiles que este tipo de central requiere.
- Los sistemas automáticos para el proceso de seguimiento del sol han sido seleccionado de los fabricantes que permiten un fácil acceso a dicho proceso así como la búsqueda de los más eficientes y comerciales.
- Los detalles de los equipos seleccionados se encuentran adjuntos en los anexos al final de la presente tesis.
- Los costos considerados en el cálculo económico son relativos a lo que se encontró en el mercado y en algunos proyectos del sector energético, esta estimación permitirá conocer los costos que implicaría el poner en servicio una planta de tal magnitud.
- Como mejora a los sistema comerciales que se vienen implementando en el mundo y en nuestro país proponemos el uso de sales fundidas como el fluido principal de trabajo, lo que nos permite trabajar a más altas temperaturas lo que como consecuencia trae un aumento en el rendimiento de flujo energético solar a mecánico lo que se convertirá en energía eléctrica necesaria para nuestros hogares e industrias.

- Hoy por hoy en países en donde se está impulsando la generación basada en el sol se está tratando de implementar las sales es por eso que lo planteamos para nuestro proyecto de tesis adicionalmente nos da un “bonus” que es una limitante en las centrales fotovoltaicas del tipo que se implementó en nuestra provincia y es el permitir contar con almacenamiento térmico lo cual permitirá que nuestra central trabaje en horas donde la presencia del sol es nula.

III. METODOLOGIA DE TESIS

El nombre de la tesis propuesta es: “Planta Termosolar de 50 MW como alternativa limpia de abastecimiento energético para la región sur del Perú – Arequipa”.

Para la realización de este proyecto se requirió seguir la siguiente serie de pasos hasta su finalización.

Primeramente se ha llevado a cabo una revisión bibliográfica para conocer el estado de la energía solar térmica con el tipo de tecnología planteada, tanto a nivel local, nacional e internacional. Gran parte de la bibliografía consultada ha resultado de utilidad y por ello se incluye en el apartado de marco teórico y bibliografía ya que permitirá entender el objetivo planteado y la filosofía sobre este tipo de generación. También se ha investigado en los futuros planes energéticos de los gobiernos para impulsar las energías renovables de este tipo. Esta primera fase concluyó con el conocimiento de los diversos componentes que forman las plantas termosolares de torre central y conforman los tres primeros capítulos planteados en la presente tesis.

Dentro de estos tres capítulos se trata de resaltar un campo introductorio y motivador sobre el gran problema de hoy en día que es la Crisis Energética y el calentamiento global, evaluando los distintos tipos de generación que existe en el sector esto para que permita al quien quiera utilizar de referencia esta tesis se familiarice con la generación y con su estado actual.

En el siguiente capítulo nos centramos de lleno con la Generación Solar, identificando los distintos tipos de técnicas que existen, evaluando sus principales características, así como su estado de estudio y puesta en marcha en nuestra localidad, nación en los principales países donde se está implementando con mayor auge estas tecnologías de generación.

Y por último en esta primera fase con el tercer capítulo tratamos de explicar la tecnología termosolar de colector central planteado como tecnología para nuestro proyecto, dando a conocer los principales sistemas y equipos necesarios, todos estos temas nos sirvieron de base para el desarrollo de nuestra tesis.

Una segunda etapa, con los conocimientos adquiridos en la primera etapa desarrollar el proyecto de tesis , propiamente dicho, planteando el proceso de diseño con cálculos, selección de equipos y localización de la central proyectada, utilizando bibliografía específica y algunas hojas de cálculo para concretar esta etapa.

Dentro de esta etapa identificamos la localización de nuestra central evaluando 3 factores importantes, Ubicarla en el lugar de máxima irradiación solar, donde tengamos alguna fuente de agua para el proceso de generación y la cercanía a redes de alta tensión para poder integrar nuestra central al sistema interconectado nacional, teniendo en cuenta la amplitud de área que se requiere para esta central.

Luego abordamos los cálculos ópticos para determinar los parámetros ópticos de la central, altura de la torre, cantidad de heliostatos, área necesaria, seguidamente a desarrollar la parte térmica la parte del ciclo a vapor, el sistema de seguimiento solar para nuestros heliostatos, el circuito de almacenamiento térmico mediante sales, sistemas importantes como el de bombeo y alimentación de sales fundidas además evaluamos el almacenamiento para distintos periodos de tiempo, todo esto planteado en el Capítulo Cinco.

Por último y planteado como la **tercera etapa** realizamos una estimación de costos para saber la inversión requerida para instalar una planta solar de esta magnitud bajo las características planteadas en los alcances de la presente tesis.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. IDENTIFICACION Y JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

a. El mundo está a punto de sufrir un cambio climático irreversible.

Si suben más de 2° C las temperaturas medias anuales, tanto los países empobrecidos como los ricos tendrán que hacer frente a un aumento de los desastres naturales, con sequías más intensas y más prolongadas, pérdida de cosechas y una pérdida masiva de especies. Dado que la causa del cambio climático es la quema de combustibles fósiles, necesitamos urgentemente una revolución energética que cambie el mix energético mundial por fuentes no contaminantes. [10]

b. Necesidad energética en el futuro

En relación al consumo energético, el Ministerio de Energía y Minas, en su informe anual "Perú: Sector Eléctrico 2010", informó que en el quinquenio de 2004 - 2009 la producción de energía eléctrica a nivel nacional y en el SEIN experimentó un crecimiento del 7% de promedio anual, es decir, aproximadamente 1800 GWh/anuales y en el Informe de operación estadística del COES, muestra el crecimiento anual del consumo en donde en los 5 últimos años se tiene un crecimiento por encima del 6%. [11]

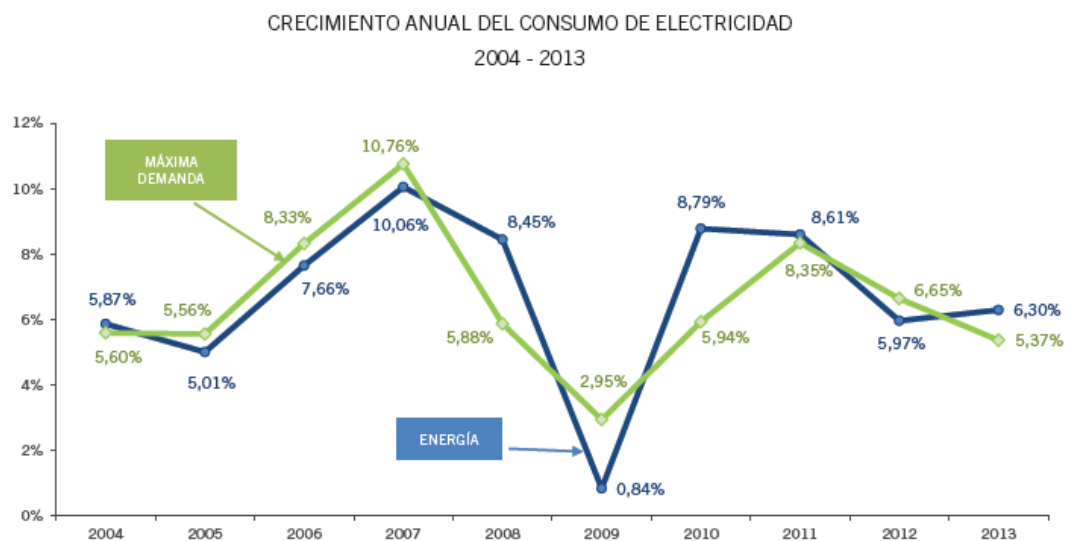


Gráfico 1.1 – Crecimiento Anual del consumo de electricidad 2004 – 2013

Fuente: COES

En el informe "Estadística de Operación 2013" del COES, se observa que la producción anual de energía eléctrica en el 2013 totalizó 39 669,4 GWh, la que representó un incremento del 6,29% superior al registrado en el 2012, que fue de 37 321,2 GWh. De los cuales el aporte por áreas corresponde a un 7.4% por el área Norte, 82.5% en el área Centro y 10.1% en el área Sur.

Al 31 de diciembre del año 2013 en la matriz de generación eléctrica del COES continúa existiendo una mayor participación de capacidad efectiva de tipo termoeléctrico que fue del 58,4% (4 562,4 MW) mientras la capacidad efectiva por tipo de generación hidroeléctrico estuvo en 40,6% (3 170,6 MW) y solar en 1,0% (80 MW).

Tabla 1.1 – Producción de energía eléctrica y Máxima Demanda en el COES 2013

ÁREA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GW.h)				MÁXIMA DEMANDA * (MW)			
	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	TOTAL	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	TOTAL
NORTE	2 445,1	478,3		2 923,5	391,7	96,0		487,7
CENTRO	15 890,7	16 850,0		32 740,7	2 061,5	2 475,7		4 537,2
SUR	2 792,8	1 015,6	196,9	4 005,3	361,6	188,7	0,0	550,3
TOTAL	21 128,6	18 343,9	196,9	39 669,4	2 814,9	2 760,4	0,0	5 575,2

(*) Corresponde a la demanda de potencia en bornes de generación.

Fuente: COES

Se podría deducir que el incremento anual de producción eléctrica en los últimos 7 años es de alrededor 8%. Un crecimiento del consumo eléctrico del 8% implica que en menos de 9 años ese consumo se duplicará, exigiendo la construcción de grandes y/o numerosas instalaciones eléctricas.

Tabla 1.2 – Producción de energía eléctrica (GW.h) según tipo de tecnología y recurso energético utilizado por área en COES 2013

ÁREA	TECNOLOGÍA HIDRÁULICA					TECNOLOGÍA TÉRMICA					TECNOLOGÍA SOLAR	TOTAL
	PELTON	KAPLAN	FRANCIS	TURGO	TOTAL	TG	CCOMB	TV	DIESEL	TOTAL	CSFV**	
NORTE	1,994.8	339.8	80.2	30.3	2,445.1		339.9	103.9	34.6	478.3		2,923.5
CENTRO	13,607.5	2,283.1			15,890.7	14,237.0	2,315.7	107.9	189.4	16,850.0		32,740.7
SUR	2,481.6	311.2			2,792.8	1.3	59.7	938.4	16.2	1,015.6	196.9	4,005.3
TOTAL	18,083.9	2,934.1	80.2	30.3	21,128.6	14,238.3	2,715.2	1,150.2	240.3	18,343.9	196.9	39,669.4

(**) CSFV: Celdas Solares Fotovoltaicas

ÁREA	HIDRÁULICA			TECNOLOGÍA TÉRMICA						SOLAR	TOTAL
	AGUA	AGUA (RER)	TOTAL	GAS NATURAL	CARBÓN	RESIDUAL	DIESEL 2	BAGAZO + BIOGAS (RER)	TOTAL	CSFV	
NORTE	2 121,2	323,9	2 445,1	325,0		5,0	44,4	103,9	478,3		2 923,5
CENTRO	15 710,8	179,9	15 890,7	16 710,7		17,2	0,2	121,9	16 850,0		32 740,7
SUR	2 720,0	72,8	2 792,8		836,6	112,3	66,7		1 015,6	196,9	4 005,3
TOTAL	20 552,0	576,6	21 128,6	17 035,7	836,6	134,5	111,4	225,8	18 343,9	196,9	39 669,4

Fuente: COES

La posición más fuerte que se plantea en nuestro país pretende resolver este aumento exponencial del consumo eléctrico con la construcción de más y más grandes instalaciones convencionales de generación eléctrica, instalaciones térmicas de gas natural sin considerar que esta solución conlleva al agotamiento acelerado de los escasos recursos de gas natural que contamos en nuestro país, hipotecando con esta irresponsable actitud el futuro de las generaciones venideras.

Es por ello que el objetivo de desarrollo de esta tesis es el suplir esta posición con la aplicación de instalaciones de generación no convencionales, no quemando combustibles, sino aprovechando un recurso no contaminante, recurso que a diario no se aprovecha pero que frente a nosotros esta, que es la “Energía Solar”.

Además de explotarla donde se cuenta con este recurso con un alto potencial, y donde el auge energético en los últimos años se ha visto un crecimiento especial que es el SUR.

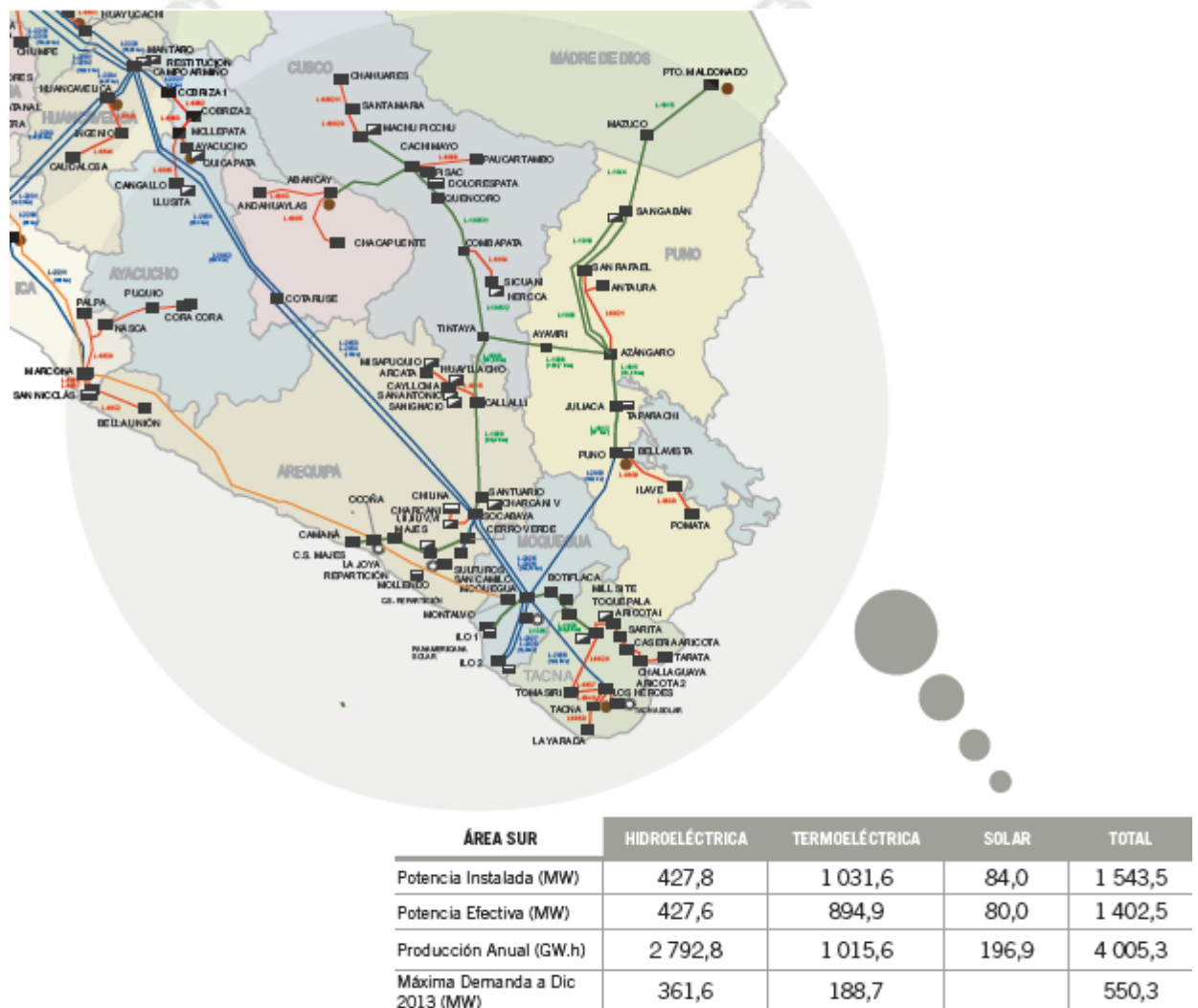


Gráfico 1.2 – Principales Centrales y sus Potencias en la Zona Sur por tipo de Generación

Fuente: COES

En el gráfico 1.3 se observa la evolución de la producción de gas natural desde el 2002 hasta el 2012, según Perú-Petro, Agencia Nacional de Hidrocarburos. La producción de gas natural en el 2011 alcanzó los 401,169 millones de pies cúbicos que equivalen a 0,401 billones de pies cúbicos (0,4 TCF).

Cabe resaltar que con respecto al 2010, el incremento de la producción de gas natural fue de un 57%. El sector eléctrico incrementó en ese mismo periodo su consumo de gas natural en un 10%.

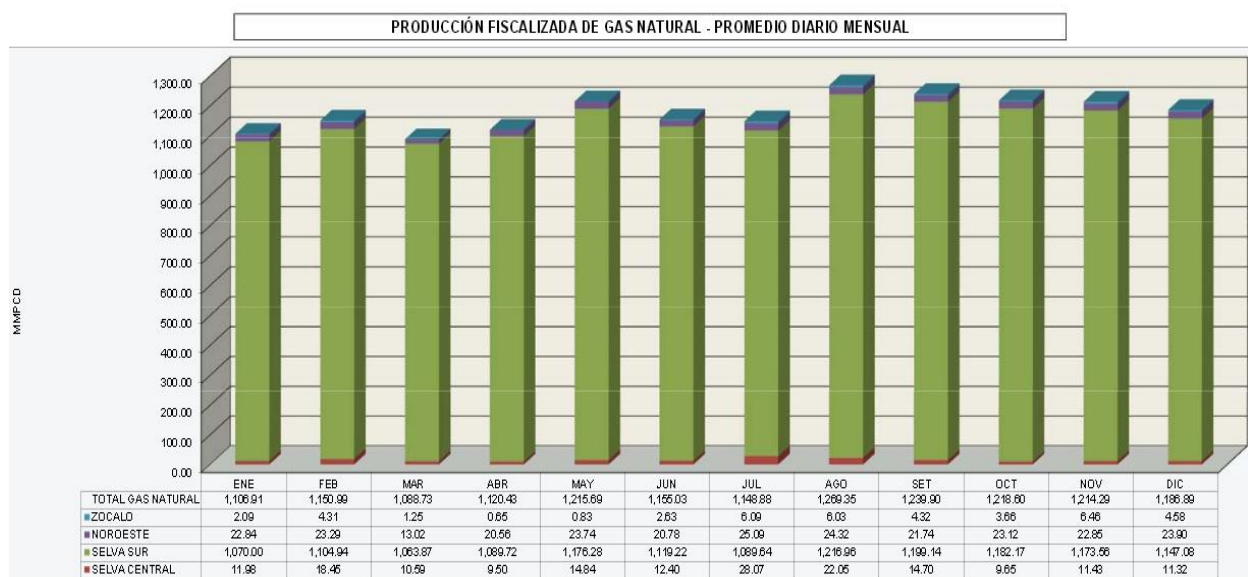
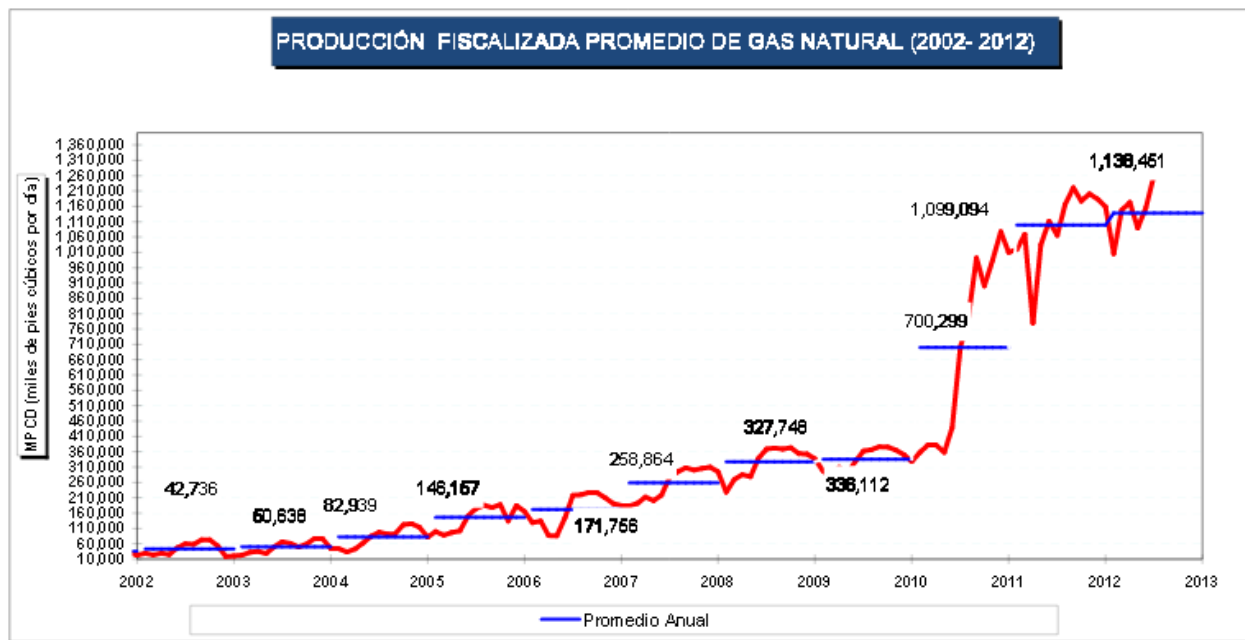


Gráfico 1.3 – Producción Fiscalizada promedio de Gas Natural

Fuente: MINEM

Si asumimos unas reservas probadas de **15.38 TCF**, en el Perú a consumo actual de 0,54 TCF, el gas de Camisea alcanzaría para cerca de 30 años, es decir, hasta el 2044. Evidentemente, las reservas de gas pueden ampliarse, modificarse o corregirse, pero estos datos son valores certificados y publicados por el Ministerio de Energía y Minas al 2013, que aparecen en el informe "BOLETIN ESTADISTICO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL". [12]

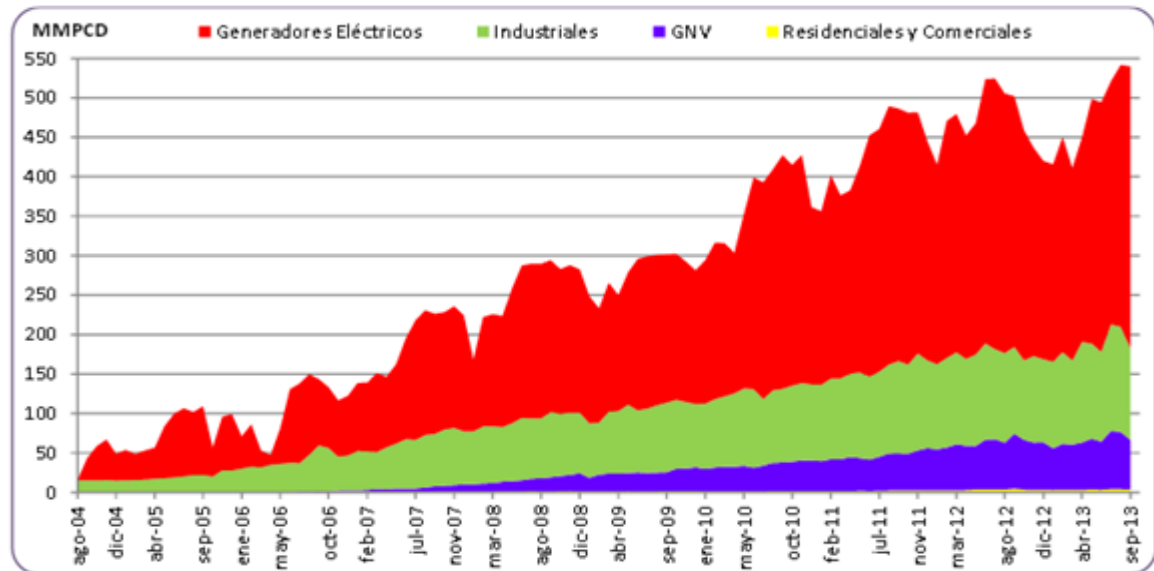


GRAFICO Nº 19. EVOLUCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PROVENIENTE DE CAMISEA

FUENTE: GNLC-TGP.

Gráfico 1.4 - Evolución de la demanda de Gas Natural

Con un incremento de la producción de gas del 10% para satisfacer la demanda del sector eléctrico, sin considerar el probable crecimiento de las exportaciones, el gasoducto Sur Andino y del consumo del sector industrial, en 5 años se duplicaría el consumo de gas natural. Así, en lugar de un consumo de 2,8 TCF en los próximos 5 años, en el periodo entre el 2014 y el 2019, se consumirían 5,6 TCF.

Considerando el actual nivel de reservas de gas y con un crecimiento del 10% anual del consumo, en el Perú, el gas de Camisea está garantizado hasta finales del 2022. Expresado de otra forma, hay gas de Camisea para 11 años, incluyendo el 2012. A finales del 2022, el consumo anual de gas en el Perú alcanzaría unos 1,14 TCF.

Por otro lado, Perú LNG tiene un contrato de exportación de 4,2 TCF durante un periodo de 18 años. Para cumplir los compromisos de exportación del gas de Camisea es necesario incrementar la producción diaria a finales del 2012 hasta 1600 millones de pies cúbicos. No es difícil deducir que a la anteriormente indicada producción anual de gas natural se le deberá sumar el incremento previsto de la demanda interna de gas en el sector industrial, en las centrales térmicas, en el sector automotriz, en los proyectos de masificación de gas y la industria petroquímica. A la luz del cálculo exponencial del consumo de gas, presentado en líneas anteriores, las actuales reservas de Camisea se quedan muy cortas, cortísimas.

1.2. Evolución de Consumo y Estado Energético

De acuerdo a INEI para el año 2013 el Perú cuenta con alrededor de 30 millones de habitantes, con un crecimiento de 1.13% con respecto al 2012 con casi 325 mil habitantes más por año, lo cual trae consigo un mayor consumo energético en varios ámbitos.

En el primer trimestre del 2014 registra un 4.8% respecto al similar periodo del año anterior y del año pasado concluyo con un 5.8% y como vemos el sector económico con mayor crecimiento es la construcción y pesca, no dejando muy lejos el crecimiento de electricidad como sabemos todos este crecimiento traen una sola consigna “Necesidad Energética”.

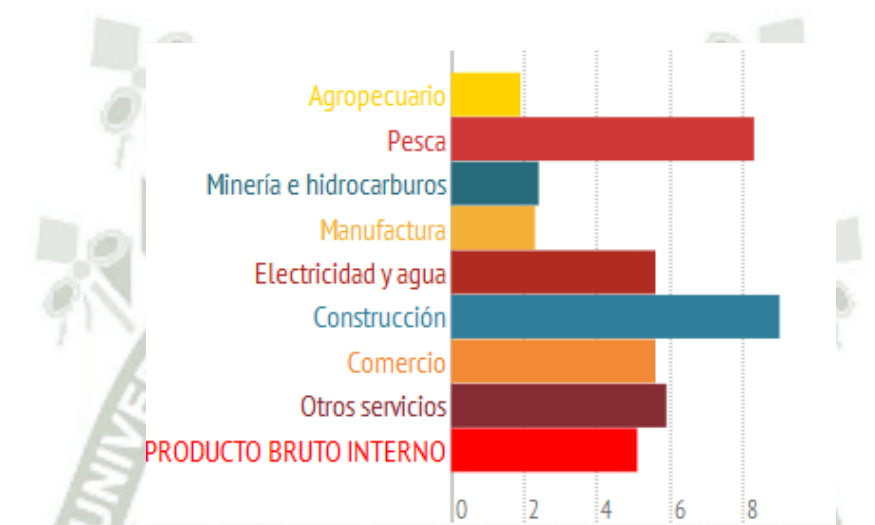


Gráfico 1.5 – Crecimiento de los Sectores Industriales en Perú

Fuente: Instituto Peruano de Economía

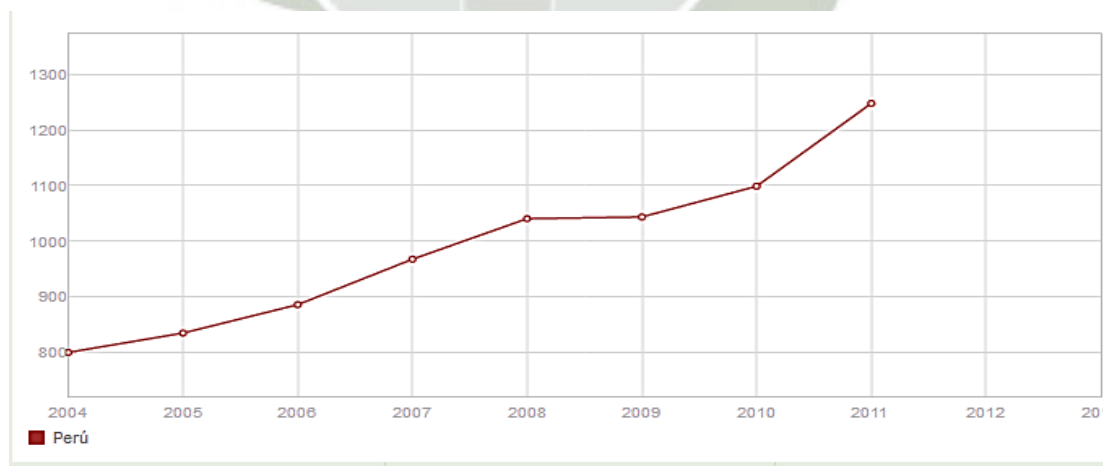


Gráfico 1.6 – Tendencia del consumo de Energía Eléctrica per cápita

Fuente: Banco Mundial

En el gráfico 1.6 mostramos la tendencia del consumo de energía eléctrica per cápita en kWh, en el cuál observamos un crecimiento constante y con una pendiente favorable al crecimiento esto una vez más refleja en “Necesidad Energética”.

Pues bien, creemos que el crecimiento de la demanda energética con lo explicado anteriormente es el sustento del desarrollo de este tipo de tesis, como el propio título de tesis lo planteamos “Alternativa limpia de abastecimiento energético para la región sur del Perú – Arequipa”.

El actual panorama energético hace que se respire aire de baja calidad, que las aguas y tierras sean contaminadas con vertidos tóxicos de todo tipo, que exista el cambio climático y que la capa de ozono esté llegando a unos límites que imposibilitan su recuperación. Estos problemas piden que se cambie el sistema para llegar a compromiso de seguridad, respeto con el medio ambiente y sostenibilidad.

El concepto más importante es el de la SOSTENIBILIDAD. Todas las acciones de la sociedad deben estar enfocadas a este aspecto. Se debe preservar la herencia natural que desde siempre se ha recibido de nuestros antecesores para poder así dejársela igualmente a nuestros descendientes.

Hoy por hoy se habla de otro tema que también respalda el objetivo planteado para este tipo de proyectos la “Seguridad Energética” el cual nos permite tener la previsión contra el riesgo de quedar sin abastecimiento energético en el futuro, recordemos que como se ha visto en ítems anteriores los recursos fósiles se nos están acabando ni el gas de Camisea que fue la solución bandera cubre este tema pero una Termosolar sí, el sol es un recurso inagotable, limpio y por un bajo costo de generación.

“Independencia Energética”, este otro punto interesante ya que nos liberamos del mercado de los hidrocarburos de los costos que suben y bajan en función a tendencias del mercado nacional e internacional lo que en esta tendencia en el mundo llegara a ser un gran problema.

1.2.1. Evolución del consumo energético a lo largo de la historia

El consumo energético necesario para el desarrollo de la vida humana ha sufrido un aumento considerable debido al desarrollo que el hombre ha experimentado y que lo viene día a día.

Hace 1 millón de años únicamente se utilizaba la energía para mantenerse con vida y realizar trabajo mecánico. Hace 100,000 años se comenzó a necesitar más energía para calentar alimentos, alumbrado y protección contra el frío y depredadores. Hace 7,000 años, el hombre ya utilizaba parte de su energía y la de los animales para cosechar. Hace 600 años se comenzó a generalizar el uso del carbón para calefacción y la energía hidráulica y eólica para la agricultura. Con la revolución industrial apareció la máquina de vapor. Finalmente, el hombre actual, usa motores alternativos, turbinas de gas, de vapor e hidráulicas. Esto se traduce en que un individuo medio ha elevado su necesidad de energía de 2 Mcal/día a 230 Mcal/día. [13]

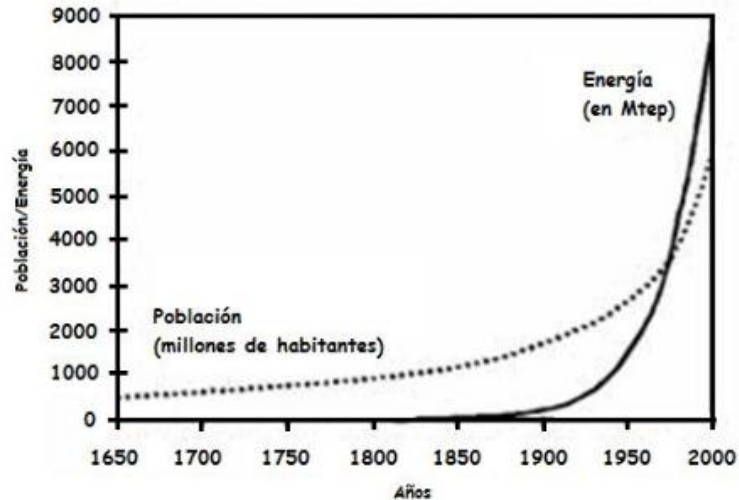


Gráfico 1.7 – Evolución del consumo energético vs población

Fuente: La energía y sus claves - Martínez

Teniendo en cuenta estos datos, puede parecer que la energía está bien distribuida. Sin embargo, según la ONU, 2500 millones de personas carecen de un acceso confiable a la electricidad y en 2010, más de 1500 millones de seres humanos no tenían ningún tipo de acceso a la energía comercial, siendo 3000 millones los que todavía cocinan con madera.

La distribución de las fuentes de energía sobre la Tierra está repartida de forma irregular. En el caso del petróleo, la mayor parte de las reservas en explotación se encuentran situadas en Oriente Medio, siendo el consumo en esta localización muy pequeño. El aprovechamiento viable de la energía solar se sitúa aproximadamente entre las latitudes 40° norte y 40° sur. Como consecuencia, esta energía debe ser transportada hasta los puntos de consumo con las consiguientes pérdidas que este proceso conlleva la distribución del consumo de energía eléctrica mundial.

Cambio en la Estructura de Consumo Energético.

En el periodo 1970 - 1990, el petróleo crudo y la leña concentraban el 80% de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria (OIBEP), posteriormente, el gas aumentó su participación. Actualmente, el petróleo representa 39% de la OIBEP, el gas y los líquidos del gas un 33%, la hidroenergía un 11% y el 17% restante es biomasa, carbón y solar.

En relación al consumo energético por sectores entre 1970 y 2009, el 61% del incremento de dicho consumo tuvo lugar en el sector transporte, mientras que un 38% tuvo como origen el crecimiento de la minería y la industria. En el sector residencial, el reemplazo de la biomasa por combustibles fósiles más eficientes permitió mantener el consumo final del sector sin cambio significativo.

En el año 2010, el consumo final total de energía fue 654,115 TJ, superior en 5.8% con respecto al año anterior, de los cuales el 38.7% corresponden al sector transporte; el 30.9% a los sectores comercial, residencial y público; 25.5% a los sectores industria y minería; 2.5% a los sectores agropecuario, agroindustria y pesca; y, 2.4% es consumo no energético. Por otro lado, dicho consumo de energía estuvo conformado de la siguiente manera: 60.1% hidrocarburos; 16.4% leña, bosta & yareta; 17.6% electricidad; 4.3% carbón mineral y sus derivados; 2.0% bagazo y carbón vegetal y 0.04% energía solar.

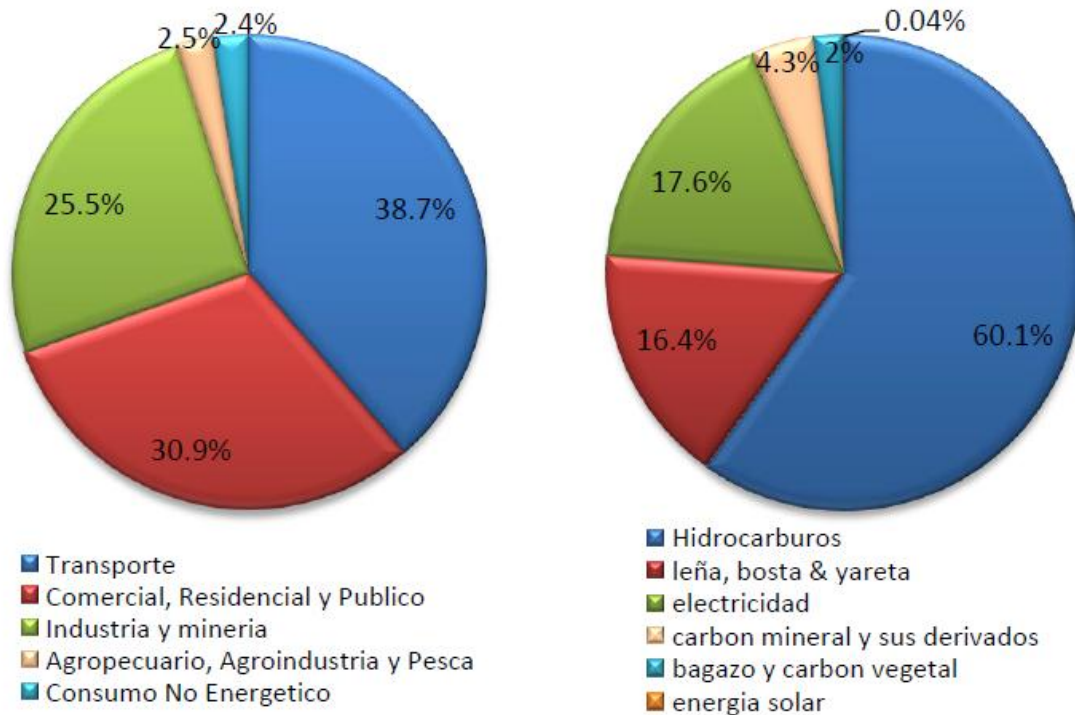


Gráfico 1.8 - Distribución de consumo de energía por sectores (izquierda) y por combustible (derecha) en el año 2010

Fuente: MEM – 2010

Tal como se muestra en la figura 1.8, el uso actual en generación es por hidrocarburos además la evolución de la estructura del consumo de energía por productos en el período 1990 - 2009 confirma la preponderancia de las fuentes fósiles y se observa la creciente participación del gas natural como fuente de energía desde el año 2004, cuando entró en operación comercial el proyecto de gas de Camisea. Se puede afirmar que la matriz energética tiene un antes y un después de Camisea, en especial en los sectores electricidad, transporte, industrial y residencial.

En el caso de la generación de electricidad, la contribución del gas natural pasó de 5.9% en el año 2003 al 35.4% en el 2010.

1.3. TIPOS DE ENERGÍA

1.3.1. Energía basada en Combustibles Fósiles.

Hoy en día es la más desarrollada y utilizada en todo el mundo y por supuesto en el Perú donde los más utilizados son el Gas Natural, los derivados del Petróleo y el Carbón y un pequeño sector en base a biocombustible sobre todo en industrias cuyo derivado es el bagazo de la caña de azúcar.

En el Perú, El sector hidrocarburos ha tenido un periodo de expansión en los últimos 15 años, ello ha sido consecuencia principalmente de los nuevos descubrimientos de gas natural y líquidos de gas natural. El crecimiento del sector transporte está siendo impulsado la modernización y ampliación de las refinerías existentes, se ha realizado adecuaciones tecnológicas en las plantas a fin de cumplir con las normas ambientales emitidas en el año 2007, que consideraba un porcentaje de 5 % de biodiesel en el Diesel y 7.8% de alcohol carburante (Etanol Anhidro desnaturalizado) en las gasolinas a partir del 2010.

1.3.1.1. Petróleo

El **petróleo** es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. También es conocido como **petróleo crudo** o simplemente **crudo**. Se produce en el interior de la Tierra, por transformación de la materia orgánica acumulada en sedimentos del pasado geológico y puede acumularse en trampas geológicas naturales, de donde se extrae mediante la perforación de pozos. [14]

En condiciones normales es un líquido bituminoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos como la gasolina hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen), densidad (entre 0,66 g/ml y 0,95 g/ml), capacidad calorífica, etc. Estas variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla.

Es un recurso natural no renovable y actualmente también es la principal fuente de energía en los países desarrollados. El petróleo líquido puede presentarse asociado a capas de gas natural, en yacimientos que han estado enterrados durante millones de años, cubiertos por los estratos superiores de la corteza terrestre.

El Perú tiene sus títulos de nobleza petrolífera, pues cuando el mundo sólo conocía entre los numerosos componentes de esa compleja sustancia natural, el único estable y utilizable entonces esto es antes del siglo XX -la brea o asfalto-, ya nuestro suelo era explotado en cierta escala; y en los tiempos modernos, en los que el petróleo marca una nueva era que se inicia a partir de mediados del siglo XIX, en 1823, antes que ningún otro país de Hispano-América, se hizo la primera perforación en búsqueda de petróleo en el Norte del Perú, poco después del

primer pozo que se perforó en el mundo; el que el Coronel Drake hizo en Titusville (Pennsylvania) en el año 1859. (Historia del petróleo en el Perú – F. Noriega)[15]

Clasificación:

Una de las más usadas es por la densidad, La referencia que sustenta esta clasificación es la gravedad API (Instituto de Petróleo Americano), que es una “medida de densidad”.

La Gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua. A mayor gravedad API el petróleo será más liviano. Los petróleos ligeros son los más requeridos en el mercado, y al mismo tiempo los de en el mercado, y al mismo tiempo los de mayor precio

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Gráfico 1.9 – Clasificación del petróleo por Gravedad API

Fuente: Biodisol

La adecuación del petróleo para un uso comercial se lleva a cabo a través de las operaciones de refino. Este proceso consiste en introducir el crudo en grandes torres de destilación.

Primeramente, hay que calentar el petróleo para que pueda fluir por el circuito debido a su alta viscosidad. Los productos que se obtienen de esta operación dependen de la altura a la que hayan sido extraídos de la columna de destilación. A bajas alturas se tienen productos pesados (34% de los productos obtenibles del petróleo), mientras que en lo alto de la columna se tienen compuestos más ligeros (66%) [16]

1.3.1.2. Gas Natural

El gas natural es una de las varias e importantes fuentes de energía no renovables formada por una mezcla de gases ligeros que se encuentra en yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo (acumulación de plancton marino) o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se saca, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 o 95 %. [17]

El gas natural fue descubierto en américa, en 1626 cuando exploradores franceses descubrieron salidas naturales de gas, en el lago Erie. Aunque la industria del gas natural tuvo sus inicios en 1859, cuando el Coronel Edwin Drake cavó el primer

pozo donde encontró aceite y gas natural a 69 pies, debajo de la superficie. Posteriormente se construyó una tubería que corría por 5 y media millas del pozo a la villa de Titusville, Pennsylvania. Esta tubería comprobó que se podía transportar gas natural de manera segura y sencilla para fines prácticos. [18]

El gas natural produce mucho menos CO₂ que otros combustibles como los derivados del petróleo, y sobre todo el carbón. Además es un combustible que se quema más limpia y eficazmente. La razón por la cual produce poco CO₂ es que el principal componente, metano, contiene cuatro átomos de hidrógeno y uno de carbono, produciendo 2 moléculas de agua por cada una de CO₂, mientras que los hidrocarburos de cadena larga (líquidos) producen sólo una molécula de agua por cada 1 de CO₂ (recordemos que el calor de formación del agua es muy alto).

Como ventaja añadida es un combustible más versátil, que puede utilizar en sistemas de generación más eficientes como el ciclo combinado o la producción de hidrógeno (usado en la denominada pila de combustible que produce energía eléctrica a partir del hidrógeno) y su obtención es más sencilla en comparación con otros combustibles. Para poder licuar el gas natural se suele emplear la acción combinada de la presión y la extracción de calor (bajando la temperatura). Este método se usa en su transporte por barco.

Otra aplicación es el uso de motores alternativos de combustión interna. En este caso, se utiliza en potencias inferiores a decenas de MW. Debido a la elevada resistencia del gas natural ante la auto ignición, se puede aumentar la relación de compresión para aumentar la eficiencia del ciclo Otto. En centrales de cogeneración se alcanzan rendimientos globales superiores al 90%.

1.3.1.3. Carbón

El carbón es una roca sedimentaria de color negro que procede de vegetales fosilizados durante millones de años muy rica en carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y varios tipos de sulfuros. La materia pierde oxígeno e hidrógeno por la falta de aire a alta presión y temperatura. Se trata de un combustible muy abundante, bien repartido por el planeta y barato.

Sin embargo, su extracción es muy perjudicial, tanto en el subsuelo como en la superficie. Además, origina las mayores emisiones de CO₂ que contribuyen al efecto invernadero sin embargo es la segunda fuente de energía más importante del mundo.

Su principal uso está en la generación eléctrica en centrales térmicas de carbón. La industria es el segundo consumidor en la industria del acero que utiliza coque de carbón para alimentar sus "Altos Hornos", así como para realizar aleaciones entre hierro y carbón para proporcionar más resistencia y elasticidad a los materiales.

El carbón también es usado como materia prima para elaborar plásticos, colorantes, perfumes y aceites.

El uso del carbón se dedica a la producción de electricidad en centrales y para calefacción y transporte en países en proceso de desarrollo. Las centrales de este tipo suelen ser bastante grandes. Se distinguen centrales de carbón pulverizado (partículas de carbón inferiores a 100 μm), de lecho fluido (burbujeo de aire desde abajo en carbón pulverizado) y de gasificación (para obtener un gas quemando el carbón con déficit de oxígeno). En los gases de la chimenea suele haber partículas de SO_2 y NO_x , por lo que es necesario eliminarlos o separarlos antes de su vertido a la atmósfera. [19]



Gráfico 1.10 – Clasificación del Carbón

Fuente: Wikipedia

1.4. CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

El uso de la energía solar no es algo nuevo, desde hace varios siglos ya era utilizada para diferentes funciones, pero con la llegada de la Revolución Industrial fue sustituida por el petróleo. En la actualidad debido a los altos costes del petróleo y su gran impacto ambiental, se ha decidido regresar al uso de la energía solar. Si el petróleo no hubiera sustituido a la energía solar, seguramente ahora tendríamos una mayor tecnología en energías renovables.

Existen muchos tipos de energía solar, probablemente la más conocida es la energía fotovoltaica que es una forma de obtención de la energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos. Pero hay otras maneras de conseguir electricidad a partir de la luz solar y con mejores resultados.

Las emisiones de CO_2 relacionadas con la fabricación, instalación y funcionamiento a lo largo de un ciclo de vida medio de 20 años de una central solar se “recuperan” después de los tres a seis primeros meses de funcionamiento. [10]

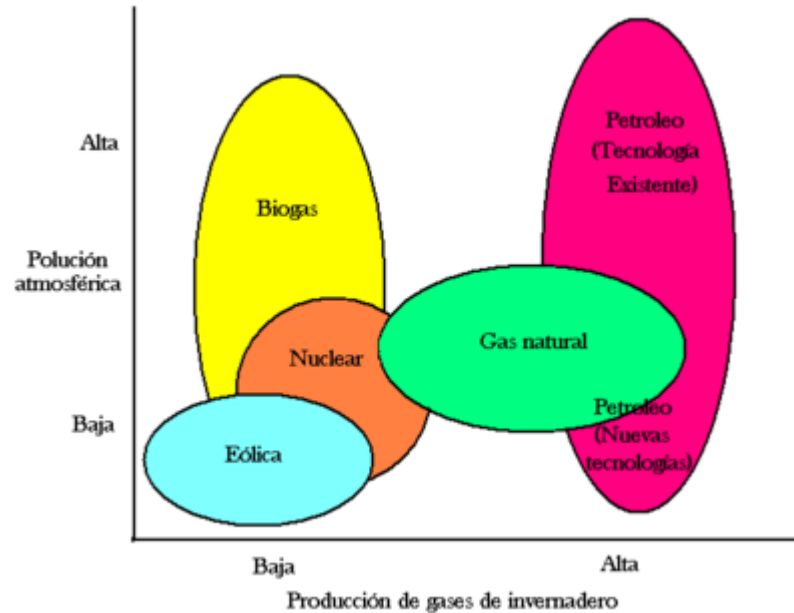


Gráfico 1.11 – Producción de gases de invernadero según combustible usado

Fuente: Greenpeace

Sólo Australia genera 394 millones de toneladas de CO₂ al año; Alemania tiene una tasa anual de emisiones de CO₂ de 823 millones de toneladas, igual a las emisiones de CO₂ de todo el continente africano. Por ello, si se desarrollan las tecnologías de energía solar térmica en lugar de nuevas centrales de combustible fósil o en sustitución de centrales que cierran, podrían reducir las emisiones globales de CO₂.

Si suben más de 2° C las temperaturas medias anuales, tanto los países empobrecidos como los ricos tendrán que hacer frente a un aumento de los desastres naturales, con sequías más intensas y más prolongadas, pérdida de cosechas y una pérdida masiva de especies. Dado que la causa del cambio climático es la quema de combustibles fósiles, necesitamos urgentemente una revolución energética que cambie el mix energético mundial por fuentes no contaminantes. Si queremos evitar un cambio climático peligroso, las emisiones globales deben alcanzar su cota más alta en 2015 y comenzar a bajar a partir de entonces, acercándose a cero lo más posible en 2050. [10]

1.5. TIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGIAS RENOVABLES

1.5.1. Energía Hidráulica

La generación de energía a partir de una corriente de agua es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad. La mayoría es producida con centrales de gran escala que utilizan presas y embalses grandes los cuales pueden almacenar una gran cantidad de agua para regular la generación. Estas centrales tienen la capacidad de generar cantidades considerables de electricidad en forma constante durante ciertos períodos pero también causan impactos ambientales y sociales como: la obstrucción de la corriente de ríos, la inundación de áreas considerables y la reubicación de comunidades.

Los sistemas a pequeña escala, que pueden variar de unos cuantos vatios hasta 5 MW, no causan estos problemas y pueden contribuir a brindar el servicio de electricidad a zonas no-electrificadas y fortalecer la red interconectada. Estos proyectos generalmente son “a filo de agua”, o sea, que desvían temporalmente una parte del caudal de una corriente para la producción de energía hidroeléctrica.

La energía hidráulica se refiere al aprovechamiento de la energía potencial que tiene el agua (por diferencia de altura) que se obtiene buscando una caída de agua desde cierta altura a un nivel inferior, la que luego se transforma en energía mecánica (rotación de un eje), con el uso de una rueda hidráulica o turbina. Esta energía se puede utilizar directamente para mover un pequeño aserradero, un molino o maquinaria de un beneficio de café. También es posible conectar la turbina a un generador eléctrico y de esta manera transformar la energía mecánica en energía eléctrica, con la ventaja de trasladar con mayor facilidad la energía a los puntos de consumo y aplicarla a una gran variedad de equipos y usos productivos.

Por lo tanto, la cantidad de potencia y energía disponible en el agua de un río o una quebrada, está en relación directa a la altura o caída disponible, así como de la cantidad de agua que se trasiega (caudal).

Como estrategia inicial para escoger un posible aprovechamiento hidráulico se debe buscar la mayor caída o altura disponible y de esta manera usar la cantidad mínima de agua que se requiera para satisfacer las necesidades de energía y potencia. [20]

Desarrollo de la Energía Hidroeléctrica

El aprovechamiento de la energía potencial del agua para producir electricidad constituye, en esencia, la energía hidroeléctrica y es por tanto, un recurso renovable y autóctono. El conjunto de instalaciones e infraestructura para aprovechar este potencial se denomina central hidroeléctrica. En el año de 1881 se construyó en Inglaterra, la primera planta hidroeléctrica. La producción de energía hidroeléctrica a gran escala empezó en 1895, cuando se construyó una represa de 3,75 MW (Megawatts o megavatios) en las cataratas del Niágara, Estados Unidos.

En la actualidad, la generación de electricidad por medio de los aprovechamientos hidráulicos sigue siendo una excelente vía para el desarrollo de los países de América Central. En particular, brinda una solución muy viable técnica y económicamente para resolver las necesidades de las comunidades aisladas de la red nacional, donde generalmente disponen de ríos y pequeñas quebradas con las características apropiadas para la instalación de pequeños o medianos equipos. Esto permite disponer de energía mecánica o eléctrica para atender las necesidades básicas de una agroindustria o una pequeña comunidad rural. Una de las grandes ventajas que presentan los aprovechamientos hidráulicos es que se pueden implementar soluciones de pequeña escala (micro plantas) con tecnología ya probada y de muy fácil acceso en los países de América Central.



Gráfico 1.12 – Centrales Hidráulicas

Para aprovechar la energía hidráulica se requiere que los ríos transporten los volúmenes de agua necesarios y, que las condiciones topográficas sean adecuadas, es decir, que haya caídas o saltos de agua - diferencias en altura - en su trayecto hacia el mar.

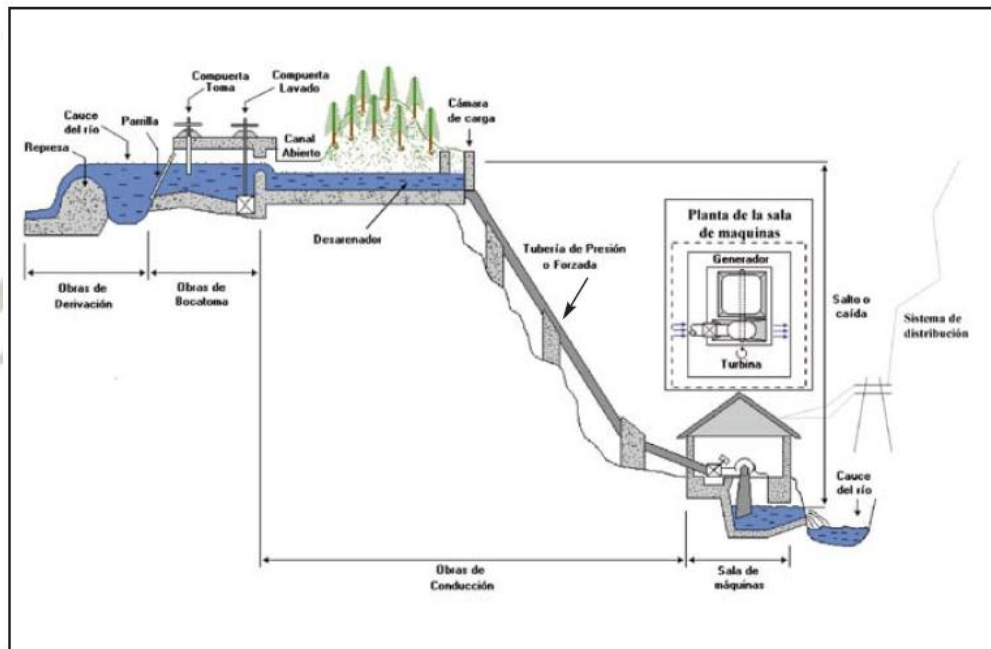


Gráfico 1.13 – Esquema Básico de una central Hidráulica

1.5.2. Energía Eólica

El viento es una fuente inagotable y no contaminante; Hoy en día la energía eólica evita la introducción en la atmósfera de más de 3 millones de toneladas de CO_2 , cada año y otros contaminantes.

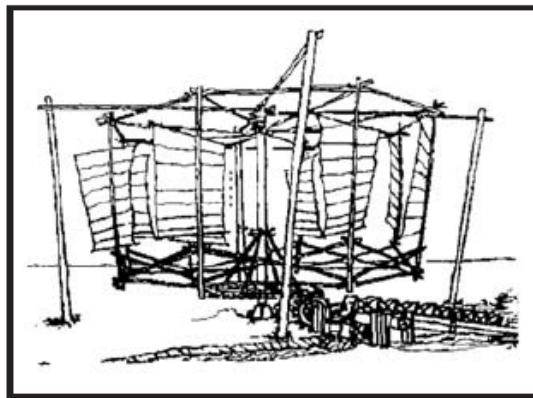
Actualmente la conexión de energía eólica, puede llegar a cubrir el 20 % de demanda eléctrica con parques eólicos en el año 2 000 habiendo ahorrado 250

millones de toneladas de CO₂ y 3 millones de óxidos sulfurosos del efecto invernadero. Como se ha demostrado con parques eólicos como los de California y Dinamarca, con potencias de 1,500 MW y 30 MW respectivamente, que han sido posibles gracias a la iniciativa privada y el aporte. La utilización de energía eólica es:

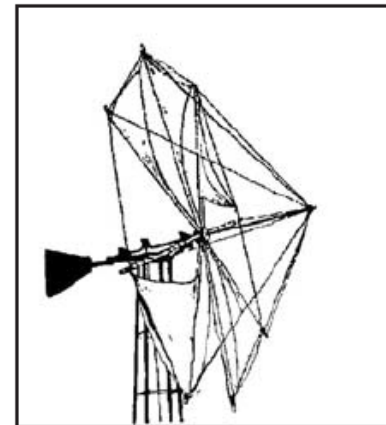
-Terrenos llanos, particulares en regiones costeras. Donde existen cumbres planas o colinas solitarias sin laderas escarpadas.

- Valles planos y extensos, expuestos en la dirección del viento predominante. El plan energético implementares con turbinas eólicas.

La fuerza del viento se ha aprovechado durante muchos siglos. Su primera y más sencilla aplicación, desde hace más de 500 años, hecha por los egipcios, fue el uso de las velas en la navegación. Los primeros mecanismos impulsados por el viento fueron molinos de eje vertical, usados para bombeo de agua en China. Los de eje horizontal surgieron en el área de la antigua Persia; por ejemplo, el molino tipo mediterráneo, con su característico rotor a vela, el cual se utilizó para moler granos y bombear agua en todos los territorios de influencia islámica.



Molino de eje vertical tipo chino.



Molino tipo mediterráneo

Gráfico 1.14 – Primeros Generadores Eólicos

En los años setenta, el aumento de los precios de los combustibles fósiles estimuló la generación de la energía eólica como una fuente alternativa económicamente viable. En todo el mundo surgieron programas de investigación y desarrollo que resultaron en sistemas eólicos modernos con costos cada vez más bajos.

Hoy la tecnología de los aerogeneradores de mediana y pequeña potencia (500 kW) está madura, por lo que se pueden adquirir en el mercado mundial más de veinte diferentes fabricantes. En el año 2001, la capacidad eólica instalada en el ámbito mundial alcanzó un récord de 23.300 MW.

La tecnología eólica se encuentra en posición de hacer una importante contribución al suministro mundial de energía para los próximos años. Actualmente, es una de las fuentes alternativas más económicas y aunque los

cálculos varían mucho, sólo en Estados Unidos, se considera que se tiene el potencial de proporcionar entre 10% y 20% del suministro doméstico.

En América Latina y el Caribe experiencias como las de Curazao con un parque eólico de 9 MW, que suple el 7% de la demanda nacional, Argentina con varios parques que generan 14 megavatios o Brasil con 20 MW, han logrado posicionar el desarrollo de la tecnología eólica en la región. Países como República Dominicana y Barbados han realizado estudios de viabilidad que determinen su potencial eólico como una alternativa para mejorar el suministro nacional de energía.



Gráfico 1.15 – Parque Eólico

El dispositivo que se utiliza para aprovechar la energía contenida en el viento y transformarla en eléctrica es la turbina eólica. Una turbina obtiene su potencia de entrada convirtiendo la energía cinética del viento en un par (fuerza de giro), el cual actúa sobre las palas o hélices de su rotor. Para la producción de electricidad la energía rotacional es convertida en eléctrica por el generador que posee una turbina; en este caso, llamado aerogenerador. Las turbinas que se encuentran en el mercado son muy confiables, con factores de disponibilidad de más de un 98%, lo cual significa que pueden operar durante más del 98% del año; generalmente, apagándose sólo durante el período de mantenimiento. Además las turbinas sólo requieren mantenimiento cada seis meses. Aparte de las características del viento, la cantidad de energía que pueda ser transferida depende de la eficiencia del sistema y del diámetro del rotor. Las mejores Aero turbinas que se construyen actualmente tienen un índice global de eficiencia (tomando en cuenta la del rotor y el generador) de casi 35%. [21]

1.5.3. Energía Geotérmica

La energía geotérmica consiste en extraer calor del magma incandescente de la Tierra, por medio de vapor.

Existe desde que se creó nuestro planeta. Ge significa tierra, y Thermos significa calor. Así que geotérmica significa: calor de la tierra. El origen es debido al gran aumento de su temperatura interior, cuando esto alcanzó el punto de unión del

hierro, mientras liberando el gran gravitacional de energía en la forma de calor, y unión provocadora de materiales, originando así, el núcleo de la Tierra, el manto (donde se localiza el magma) y la corteza. La Temperatura interior de la tierra aumenta 3°C cada 100 metros de profundidad.

Aplicaciones

- Balneología
- Servicio domestico
- Extracción de minerales
- Calefacción, suministro de agua caliente y acondicionamiento de aire a nivel industrial.
- Cultivos agrícolas y acuicultura
- Industria

Tipos de sistemas

SISTEMAS HIDROTERMICOS: Estos sistemas tienen en su interior de forma natural el fluido calo portador que es el agua pudiéndose encontrar en las condiciones de líquido o vapor en función de las condiciones de presión o temperatura en el interior del yacimiento. Suele encontrarse en poca profundidad entre 1 y 10 Km.

SISTEMAS GEOPRESURIZADOS: son similares a los hidrotermicos con la salvedad que se encuentra a una mayor profundidad, por lo que el fluido calo portador se encuentra sometido a una mayor presión pudiendo alcanzar hasta 1000 bares. Normalmente, el fluido es agua líquida a una temperatura relativamente baja entre, 150 -200°C.

SISTEMA DE ROCA CALIENTE : están formados por formaciones rocosas impermeables que tiene una temperatura elevada, entre 150-300°C, sin que exista en su interior ningún fluido que la recorra, el calentamiento de las rocas se debe a su proximidad a las bolsas magmáticas. Este tipo de sistemas son los más numerosos de los tres mencionados, contribuyendo con un 85% del total de recursos geotérmicos. [22]

Aplicada a la generación

La energía de la Tierra, es extraída de la reserva subterránea a la superficie por medio de pozos de producción perforados a 2000m de profundidad con una temperatura en el fondo de 310° C. El vapor es separado del líquido en naves especiales para la liberación de presión y alimenta a turbinas, que lo transforman en los generadores en electricidad. El fluido geotérmico extraído es inyectado nuevamente a partes de la periferia de la reserva para mantener presión en la misma. Si la reserva se va a utilizar para la aplicación de calor directo, el agua geotérmica es alimentada normalmente a su intercambiador de calor antes de ser

inyectada de regreso a la tierra. El agua caliente, de la salida del intercambiador de calor, es utilizada para la calefacción de casas, invernaderos, para secado de vegetales, en lavanderías y en una gran variedad de usos alternos.

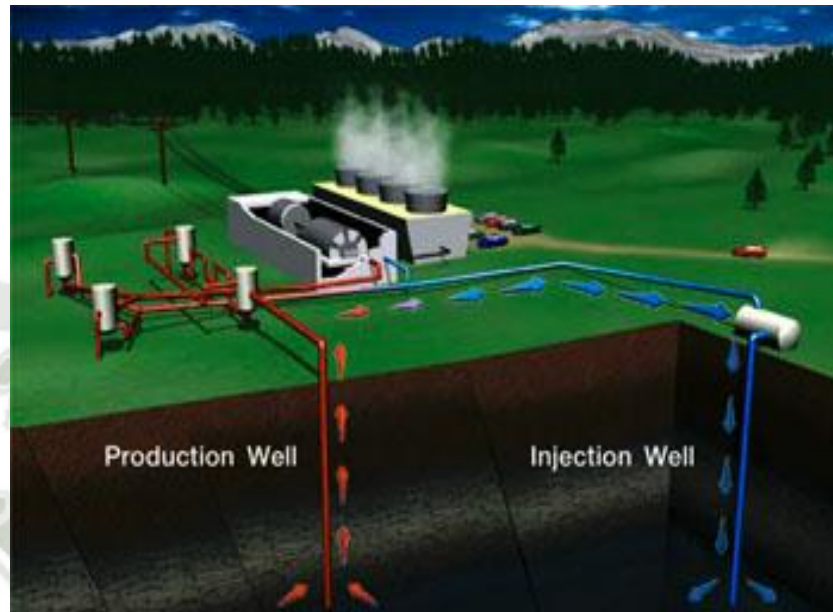


Gráfico 1.16 – Esquema de una Central Geotérmica

- EN AREQUIPA: La región de Arequipa, se halla situado al sur del Perú y colinda al Norte con los departamentos de Apurímac, Ayacucho y Cuzco; al Noroeste con Ica, al Este con el Océano Pacífico. Existen numerosos afloramientos de aguas termales de rango térmico variable. La mayoría de ellos, se ubica en la Cordillera Andina, cubriendo casi toda el área del Sur del Perú.

El campo geotermal de Salinas posee singular característica porque la temperatura de profundidad es muy alta, así como por la vinculación tectónica y volcánica con los macizos vecinos. Su proximidad a la ciudad de Arequipa es de importancia, se puede aprovechar este campo geotérmico con fines industriales. Los otros campos geotermiales, pueden ser utilizados en forma inmediata para usos de calefacción y agricultura; excepto el de Chivay, que puede también utilizarse con fines termoeléctricos

- EN EL PERU: en el Perú, no se ha empezado a explotar la energía geotérmica que tiene almacenada los Andes. Instituciones como Minero Perú, realizaron estudios en forma aislada, de varios afloramientos geotérmicos. Técnicos y científicos extranjeros, como japoneses, neozelandeses y franceses han hecho estudios de reconocimiento y sus países de origen, prometen colaborar técnicamente y científicamente para poder explotar las riquezas geotérmicas que posee el Perú.

1.5.4. Energía de Biomasa

Para la mayoría de la población mundial, las formas más familiares de energía renovable son las que provienen del sol y del viento. Sin embargo existen otras fuentes de biomasa, como leña, carbón de leño, cascarilla de arroz, que proveen un alto porcentaje de la energía consumida en el mundo y tienen potencial para suplir mayores volúmenes.

El término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía; o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otros). Esta es la fuente de energía renovable más antigua conocida por el ser humano, pues ha sido usada desde que nuestros ancestros descubrieron el secreto del fuego.

Desde la prehistoria, la forma más común de utilizar la energía de la biomasa ha sido por medio de la combustión directa: quemándola en hogueras a cielo abierto, en hornos y cocinas artesanales e, incluso, en calderas; convirtiéndola en calor para suplir las necesidades de calefacción, cocción de alimentos, producción de vapor y generación de electricidad.

Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de procesos más eficientes y limpios para la conversión de biomasa en energía; transformándola, por ejemplo, en combustibles líquidos o gaseosos, los cuáles son más convenientes y eficientes. Así aparte de la combustión directa, se pueden distinguir otros dos tipos de procesos: el termo-químico y el bio-químico.

Las fuentes más importantes de biomasa son los campos forestales y agrícolas pues en ellos se producen residuos (rastros) que normalmente son dejados en el campo al consumirse sólo un bajo porcentaje de ellos con fines energéticos. En la agroindustria, los procesos de secado de granos generan subproductos que son usados para generación de calor en sistemas de combustión directa; tal es el caso del bagazo de caña de azúcar, la cascarilla de café y la de arroz. Por otro lado, los centros urbanos generan grandes cantidades de basura compuestas en gran parte, por materia orgánica que puede ser convertida en energía, después de procesarla adecuadamente.

En economías de orientación agrícola, como las de los países centroamericanos, el uso apropiado de la biomasa ofrece una alternativa para reducir los costos de operación por concepto de insumos energéticos; además, es una solución para los problemas higiénico-ambientales que, en muchos casos, presentan los desechos orgánicos.

Las denominadas “granjas energéticas” pueden suplir un porcentaje significativo de los requerimientos energéticos mundiales y, al mismo tiempo, revitalizar las economías rurales, proveyendo energía en forma independiente y segura y logrando importantes beneficios ambientales. Las comunidades rurales pueden ser, entonces, energéticamente auto suficientes en un alto grado, a partir del uso racional de los residuos y administrando inteligentemente la biomasa disponible en la localidad.

Actualmente, los procesos modernos de conversión solamente suplen 3% del consumo de energía primaria en países industrializados. Sin embargo, gran parte de la población rural en los países subdesarrollados que representa cerca del 50% de la población mundial, aún depende de la biomasa tradicional, principalmente de leña, como fuente de energía primaria. Esta sule, aproximadamente, 35% del consumo de energía primaria en países subdesarrollados y alcanza un 14% del total de la energía consumida en el nivel mundial.

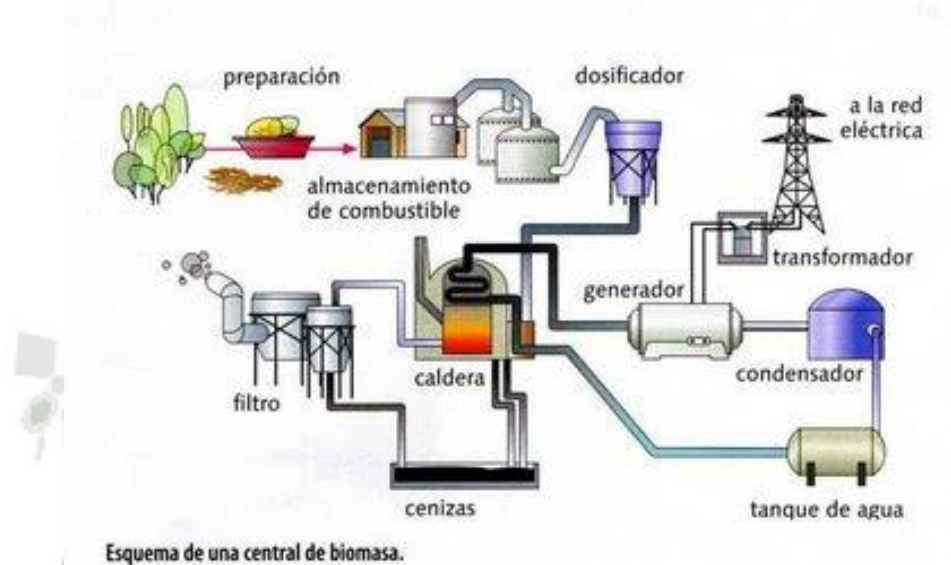


Gráfico 1.17 – Esquema de una central basado en Biomasa

Se considera que la biomasa es una fuente renovable de energía porque su valor proviene del Sol. A través del proceso de fotosíntesis, la clorofila de las plantas captura su energía, y convierte el dióxido de carbono (CO_2) del aire y el agua del suelo en carbohidratos, para formar la materia orgánica. Cuando estos carbohidratos se queman, regresan a su forma de dióxido de carbono y agua, liberando la energía que contienen, la biomasa funciona como una especie de batería que almacena la energía solar. Entonces, se produce en forma sostenida o sea - en el mismo nivel en que se consume – esa batería durará indefinidamente.

Las fuentes de biomasa que pueden ser usadas para la producción de energía cubren un amplio rango de materiales y fuentes: los residuos de la industria forestal y la agricultura, los desechos urbanos y las plantaciones energéticas, se usan, generalmente, para procesos modernos de conversión que involucran la generación de energía a gran escala, enfocados hacia la sustitución de combustibles fósiles.

Los residuos agrícolas, como la leña y el carbón vegetal, han sido usados en procesos tradicionales en los países en vías de desarrollo y a usos primarios en pequeña escala; por ejemplo, la cocción de alimentos o las pequeñas actividades productivas como panaderías, caleras, secado de granos, etc. [23]

CAPITULO 2

ENERGIA SOLAR TERMICA

2.1 CONCEPTO

El sol, fuente de vida y origen de las diversas formas de energía que el ser humano ha utilizado desde el inicio de su historia, puede satisfacer prácticamente todas nuestras necesidades si aprendemos cómo aprovechar de forma racional su luz.

El sol es una estrella formada por diversos elementos en estado gaseoso, principalmente hidrógeno, en condiciones tales que producen, de forma espontánea e ininterrumpida, un proceso de fusión nuclear, el cual emite luz y calor. Este es el origen de la inagotable energía solar.

Fuerza del Sol

La fuerza del sol que llega a la tierra equivale a 10.000 veces el consumo mundial de energía. Este astro es como una gran estrella corriente, capaz de hacer llegar hasta nosotros grandes cantidades de energía radiante. Se encuentra a una distancia de unos 150 millones de kilómetros de la Tierra y la radiación que emite tarda algo más de ocho minutos en alcanzar nuestro planeta, a una velocidad de 300.000 km/s. Desde el punto de vista cuantitativo se puede decir que sólo la mitad de la radiación solar llega a la superficie de la Tierra. La restante se pierde por reflexión y absorción en la capa de aire.

La forma más usual de medir la fuerza del Sol es en kw/m² de área horizontal. Así muestra que la mayoría de América Central recibe una cantidad de 1.950 kwh/m² por año, un valor muy alto si se compara con Europa Central que recibe apenas, 1.100 kwh/m² por año.

El aprovechamiento activo se puede regir bajo dos puntos de vista bien diferenciados: la conversión térmica o aprovechamiento del calor contenido en la radiación solar, y la conversión eléctrica o aprovechamiento de la energía luminosa (fotones), para generar directamente energía eléctrica (efecto fotovoltaico). Este manual discute la conversión térmica, mientras que en otro de esta serie se trata el tema de la energía fotovoltaica. [24]

2.2 HISTORIA DEL USO DE LA ENERGÍA SOLAR - TERMICA

Existen muchos tipos de energía solar, probablemente la más conocida es la energía fotovoltaica que es una forma de obtención de la energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos. Pero hay otras maneras de conseguir electricidad a partir de la luz solar y con mejores resultados.

Un ejemplo es la energía termosolar que transforma la energía solar en eléctrica. Las centrales termosolares funcionan a través de un ciclo termodinámico, que se compone de un conjunto de espejos (heliostatos), ubicados sobre un terreno y orientados adecuadamente para que reflejen la radiación solar que incide sobre ellos, toda esta radiación se dirige a un receptor de manera que toda la energía se transporta al mismo tiempo. En China y en la antigua Grecia, la gente utilizaba los rayos solares con espejos o vidrios para encender fuegos. Durante épocas de guerra, esa misma técnica fue utilizada para prender fuego a los barcos enemigos. A principios del siglo XX ya se habían inventado máquinas simples que podían funcionar a partir de la concentración del calor del sol.

En 1913, el norteamericano Frank Shuman, desarrolló la primera estación termosolar de bombeo en Meadi, Egipto. Este sistema funcionaba con 5 grandes reflectores, cada uno de 62 metros de largo y contenían espejos de vidrio formando así un cilindro con aspecto de parábola. Cada reflector centraba la luz solar en un tubo de su longitud, calentando el agua que se situaba dentro de ellos. El vapor generado alimentaba un motor conectado a una bomba. Este sistema logró distribuir 6000 galones de agua por minuto desde el Río Nilo hasta lugares cercanos.

2.2.1 La Energía Termosolar En La Época Moderna

La historia moderna de la energía termosolar inició en la crisis del petróleo de los años 70. Jimmy Carter, en ese entonces presidente de los EEUU, impulsó las plantas de Energía Solar Concentrada y decidió instalar colectores solares térmicos en el tejado para calentar el agua de la Casa Blanca.

En 1984 en California, se construyó la primera planta SEGS-1 (Solar Energy Generating System). Este tipo de plantas funcionan con un sistema de captador cilindro parabólico. Las SEGS se componen de un campo solar compuesto por filas paralelas de colectores cilindros parabólicos conectados en serie para convertir la energía solar en energía térmica, calentando así el aceite que circula por los tubos absorbentes de los colectores solares. El aceite caliente se envía a un intercambiador de calor donde se genera el vapor sobrecalentado requerido para accionar un turbo-alternador, y así es como se produce la energía eléctrica.

En 1998, Alemania entra en crisis económica, decide mantener una presencia simbólica en Almería y se retira, aunque sigue enviando científicos a formarse a Tabernas a través de la firma de convenios concretos. España, a través del organismo oficial de investigación Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), asume al 100% la gestión de la PSA, sus objetivos y costes.

En el 2005, giro de 180 grados. Se vislumbra el final del túnel. Lo cuenta Diego Martínez: “Mire, es que llevamos aquí mucho tiempo y siempre hemos esperado esto. Tenemos todos mucha fe, y confiamos en que de aquí a 2010 éste sea el nuevo boom de las renovables”.

En junio de 2006, se inaugura en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) la PS10, la primera central de energía solar de alta temperatura que funcionará comercialmente en Europa, que se enganchará a la red.

No sólo eso, la PS10 será la primera central solar comercial en el mundo con la tecnología de torre –esa especie de faros en medio de terrenos áridos–. El mérito de tanta novedad mundial hay que reconocérselo al promotor, Abengoa (empresa fundada en Sevilla en 1941, presente ahora en 70 países y con una parte importante de su negocio volcada en el desarrollo sostenible). Se construye con tecnología totalmente nacional. Su potencia: 10 megavatios. La inversión: 35 millones de euros. Ya han solicitado permisos para poner en marcha otras dos plantas de 20 megavatios y otras tres de 50 cada una; en total, más de 200 megavatios.

A mediados de 2007 entró en funcionamiento en la provincia de Granada, en el Marquesado, la primera fase de Andasol, promovida al 70% por el grupo ACS y al 30% por Solar Millennium, una empresa alemana que lleva años empeñados en promover plantas solares en el mundo. Andasol I con una potencia de 50 megavatios y supone una inversión de 250 millones de euros. Un gran estreno para ellos también, con tecnología alemana desarrollada en España, en la plataforma de Almería. Medio año después echó a andar la fase II, con otros 50 megavatios, también en el Marquesado. “Y Solar Millennium ya está buscando socios en el sector eléctrico para Andasol III, con otros 50 megavatios”.

Las plantas SEGS comenzaron con una potencia de 14MW y terminaron con una potencia de 80MW, con una capacidad instalada total de 354 MW. Estas plantas continúan operando con éxito hasta el año 2003. El record con este tipo de plantas inspiró a España a continuar con sus investigaciones, inaugurando en 2009 la planta termosolar Andasol-1 en Aldeire, Granada.

2.2.2 LA PRIMERA PLANTA TERMOSOLAR CON TECNOLOGIA DE TORRE

La PS10 es la primera planta con tecnología de torre que produce la electricidad de una manera estable y comercial. Se compone por 624 heliostatos que concentran la radiación solar que incide sobre el receptor que se encuentra en la parte superior de una torre de 115 metros de altura.

El receptor se encarga de generar el vapor saturado de manera directa, se compone de 4 paneles verticales de 5,5 m de anchura y 12 m de altura. La PS10 contiene 30 minutos de

almacenamiento aún en condiciones de baja irradiación. La central solar es capaz de abastecer 5500 hogares y ahorrar 6700t de CO₂ al año.

La PS20 es la segunda planta del mundo con este sistema tecnológico. Está compuesta por 1 255 heliostatos que reflejan la radiación solar que reciben sobre el receptor situado en la torre de 165 metros de altura generando el vapor que produce la electricidad en la turbina. La central puede alimentar a 10 000 hogares y ahorrar 12 000 t de CO₂ al año.

Actualmente continúan las investigaciones sobre la energía termosolar, es probable que una planta termosolar cueste el doble de construcción que una planta térmica contaminante, pero a la larga serán la única alternativa pues estamos acabando con el planeta y tenemos que actuar rápido para revertir el efecto invernadero. [25]

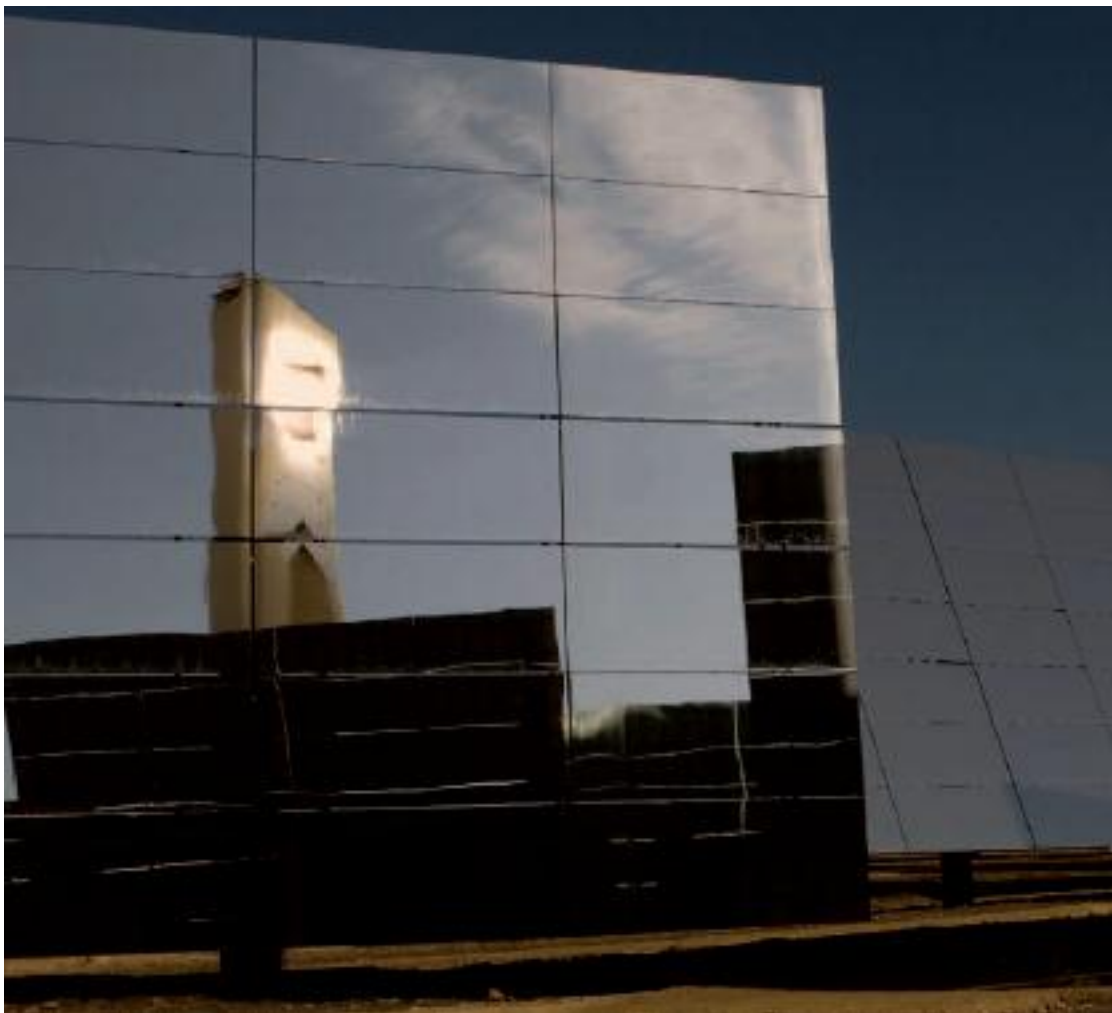


Gráfico 2.1 – Reflejo de Torre central en heliostato

2.3 FUNCIONAMIENTO

La energía solar presenta dos características especiales muy importantes que la diferencian de las fuentes energéticas convencionales: dispersión e intermitencia.

- a. **DISPERSIÓN:** En condiciones favorables, la densidad de la energía del sol apenas alcanza 1 kW/m², un valor muy por debajo del que se requiere para producir trabajo. Esto significa que, para obtener densidades energéticas elevadas, se necesitan grandes superficies de captación, o sistemas de concentración de los rayos solares.
- b. **INTERMITENCIA:** La energía solar no es continua, lo cual hace necesarios sistemas de almacenamiento.

Aprovechamiento

El aprovechamiento de la energía solar se puede llevar a cabo de dos formas: el aprovechamiento pasivo y el activo.

El aprovechamiento **pasivo** de la energía solar no requiere ningún dispositivo para captarla. Por ejemplo, se usa en la arquitectura para sistemas de calefacción en climas fríos, a través de grandes ventanas orientadas hacia donde el sol emite sus rayos durante la mayor parte del día. Otras aplicaciones comunes son el secado de productos agrícolas y de ropa.

Sin embargo, el uso o aprovechamiento **activo** ofrece soluciones más interesantes, pues ofrece alternativas para el uso de los recursos naturales que, comparadas con otras fuentes de energía, logran beneficios económicos sin deteriorar tales recursos. Los sistemas activos se basan en la captación de la radiación solar por medio de un elemento denominado "colector".

El aprovechamiento térmico de la energía solar se divide en tres áreas:

- Aprovechamiento de baja temperatura (menos de 90 °C): aplicado para calentamiento de agua y preparación de alimentos.
- Aprovechamiento de mediana temperatura (menos de 300 °C): para aplicaciones industriales.
- Aprovechamiento de alta temperatura (hasta 4.000 °C): aplicado para la generación de electricidad. [26]

2.4 VENTAJAS

La principal ventaja de la energía solar térmica y solar en general comparada con muchas de las otras formas de energía es, sin duda, su limpieza y que puede ser obtenida sin ningún tipo de contaminación medioambiental.

A lo largo del siglo pasado, los combustibles fósiles han copado la mayor parte del consumo de energía debido a su bajo coste y su mayor conveniencia que otras formas alternativas de energía. Durante estos años se ha tomado conciencia de los problemas de contaminación lo que ha llevado a la necesidad de cambio.

Con ello una disminución de carácter significativo en el ahorro anual de CO₂ generado con respecto a los 3 escenarios para el ámbito solar presentado por Greenpeace.

	2015	2020	2030	2050
Referencia				
Instalación anual (MW)	566	681	552	160
Coste €/kW	3.400	3.000	2.800	2.400
Inversión millones de euros/año	1.924	2.043	1.546	383
Empleo Trab/año	9.611	13.739	17.736	19.296
Moderado				
Instalación anual (MW)	5.463	12.602	19.895	40.557
Coste €/kW	3.230	2.850	2.660	2.280
Inversión millones de euros/año	17.545	35.917	52.921	92.470
Empleo Trab/año	83.358	200.279	428.292	1.187.611
Avanzado				
Instalación anual (MW)	6.814	14.697	35.462	80.827
Coste €/kW	3.060	2.700	2.520	2.160
Inversión millones de euros/año	20.852	39.683	89.356	174.585
Empleo Trab/año	89.523	209.998	629.546	2.106.123

Tabla 2.1 – Escenarios de Implementación de Energía Solar

Fuente: Greenpeace

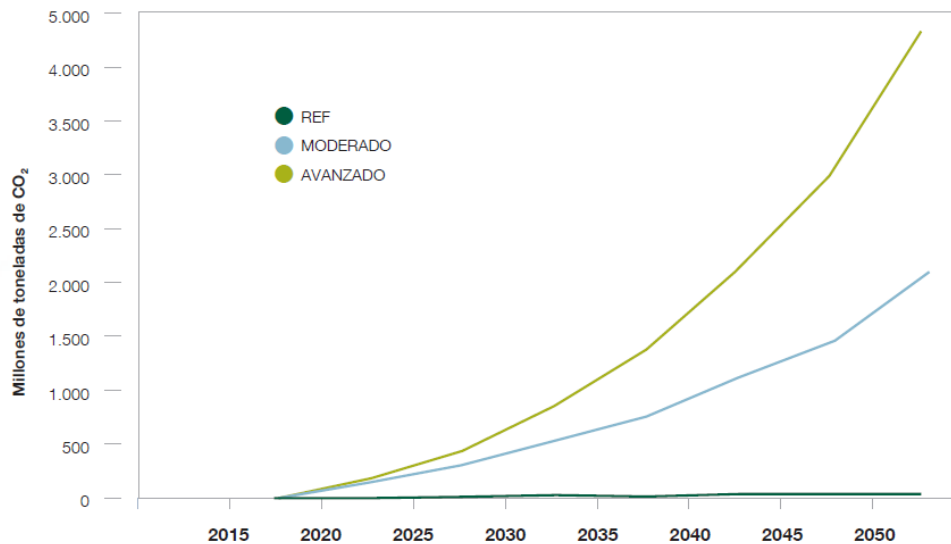


Gráfico 2.2 – Evolución de emisión de TON CO2 en función a distintos escenarios

Fuente: Greenpeace

Por ejemplo, cada metro cuadrado de superficie de concentradores ESTC es suficiente para evitar de 200 a 300 kilos de dióxido de carbono cada año, dependiendo de su configuración. Las centrales térmicas más corrientes están formadas por cientos de concentradores organizados en series. El análisis del ciclo de vida de los componentes junto con la superficie ocupada donde se instalan los sistemas CSP indican que se tarda unos cinco meses en ‘recuperar’ la energía que se ha utilizado para fabricar e instalar el equipo.

Considerando que las plantas pueden durar 40 años, como se ha demostrado en las centrales de Mojave (EEUU), estamos ante una buena relación. La mayoría de los materiales empleados para las centrales ESTC pueden ser reciclados y utilizados de nuevo para otras centrales.

Las centrales ESTC necesitan una elevada inversión inicial, pero durante todo su ciclo de vida el 80% de los costes son en construcción y deuda asociada, y sólo el 20% es de operación. Esto significa que una vez abonados todos los gastos generados por la construcción de la central, durante un periodo de unos 20 años, sólo quedan los costes operativos, que son actualmente de unos 3 céntimos/kWh, y la electricidad es más barata que cualquier otra de la competencia, comparable sólo con las ya amortizadas hidroeléctricas.

Son varios los factores que aumentan la viabilidad económica de los proyectos de ESTC, como la reforma del sector eléctrico, el aumento de la demanda de 'energía verde', y el desarrollo de mercados del carbono mundiales para la generación de energía no contaminante. Los programas de ayuda directa suponen también un fuerte empuje, como las leyes sobre tarifas de introducción de renovables a la red u obligaciones de suministro de energías renovables en algunos países. Y no menos importante, el aumento de los precios de los combustibles fósiles acercará el precio de la energía solar al coste de la generación convencional de energía. [10]

2.5 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN SOLAR TÉRMICA

Los sistemas de energía solar térmica de concentración producen calor o electricidad mediante el uso de cientos de espejos que concentran los rayos del sol a unas temperaturas que oscilan entre 400 y 1.000 °C. Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan bajo el mismo principio. En la actualidad, una central de energía solar térmica de concentración tiene una potencia entre 50 y 280 MW y aún podría ser mayor. Estas centrales solares pueden integrarse con almacenamiento o en una operación híbrida con otros combustibles, y ofrecen una potencia firme y energía despachable a demanda. Son aptas para cargas punta y cargas base, y la electricidad generada se inyecta generalmente a la red eléctrica.

Bajo un escenario moderado, los países con los mayores recursos solares podrían:

- Generar una inversión de 11.100 millones de euros (14.400 millones de dólares) en 2010, que llegara a los 92.500 millones de euros para 2050
- Crear más de 200.000 puestos de trabajo para 2020, y alrededor de 1.187.000 en 2050
- Ahorrar 148 millones de toneladas de CO₂ anuales en 2020; que llegarían a 2.100 millones en 2050.

Durante los años 90 la inversión global en infraestructuras energéticas fue del orden de 158-186 mil millones de euros anuales; el 5% supondría una cifra realista para la tecnología solar térmica de concentración. Estamos ante una tecnología que, junto con la energía eólica, puede contribuir a un 'nuevo pacto verde' para la economía.

RELACION DE LA EVOLUCION DE LA ENERGIA SOLAR TERMICA EN RELACION A LA INVERSION – TRABAJO

El hecho de la implantación del uso de la energía solar para la producción de energía eléctrica si bien beneficia a los usuarios cubriendo la demanda también permite la realización de estas centrales la producción de nuevos lugares de empleo permitiendo así dar fuente de ingreso a nuevos profesionales de diversas áreas, es por ello que como grupo y como ingenieros mecánicos eléctricos impulsamos con esta investigación el desarrollo de estas tecnologías.

ECONOMIA DE LA ENERGIA TERMOSOLAR

Los costes de la energía termosolar están bajando.

El desarrollo de la tecnología se encuentra en una curva de aprendizaje rápida, y los factores que ayudarán a reducir costes son las mejoras tecnológicas, la producción en serie, la economía de escala y la mejora de las operaciones. La energía solar térmica de concentración se está convirtiendo en una tecnología competitiva con respecto a las centrales térmicas convencionales de combustible fósil que operan en puntas o a media carga.

La incorporación de nuevas ESTC a la red puede ayudar a mantener estables los costes eléctricos, lo que evitaría subidas drásticas de precios como consecuencia de la escasez de combustible y de los costes del carbono.

Las plantas híbridas pueden utilizar energía solar concentrada y combustibles fósiles (o biomasa). Algunas, aprovechando programas de financiación especiales, pueden ofrecer ya electricidad a precios muy competitivos.

Para la generación de energía solar a pequeña escala y fuera de la red, por ejemplo en islas o en zonas rurales interiores de países en vías de desarrollo, la otra opción es generalmente el uso de generadores diésel, que son ruidosos, sucios y de funcionamiento caro. [10]

2.5.1 REQUISITOS NECESARIOS PARA LA IMPLANTACION DE CENTRALES SOLARES TERMICAS

La energía termosolar utiliza la luz solar directa, denominada 'radiación directa' o radiación directa normal (DNI). Se trata de la luz solar que no es desviada por nubes, humo o polvo suspendido en la atmósfera y que llega a la superficie terrestre en rayos paralelos para su concentración.

Los lugares más idóneos deben tener muchas horas de sol directo, al menos 2.000 kilovatios hora (kWh) de radiación solar por metro cuadrado al año. Las mejores instalaciones reciben más de 2.800 kWh/m²/año.

Las mejores regiones son aquellas sin mucha humedad atmosférica, polvo o humo, como estepas, zonas de matorral, sabanas, semi-desiertos y auténticos desiertos, localizados idealmente a menos de 40 grados de latitud norte o sur. Por ello, en las zonas más prometedoras del mundo están incluidos los Estados sur-occidentales de Estados Unidos, América Central y del Sur, norte y sur de África, los países mediterráneos, Oriente Próximo y Oriente Medio, Irán y las planicies desérticas de India, Pakistán, la antigua Unión Soviética, China y Australia.

En esas regiones es suficiente un kilómetro cuadrado de terreno para generar hasta 100-130 gigavatios hora (GWh) de energía solar por año utilizando tecnología termosolar.

Esta es la misma energía que la producida por una central convencional de gas o carbón de 50 MW que funcione a carga media. Durante todo el ciclo de vida de un sistema ESTC su rendimiento es equivalente a la energía contenida en más de 5 millones de barriles de crudo.

Al igual que las centrales térmicas convencionales, las centrales ESTC necesitan refrigeración en el denominado extremo 'frío' del ciclo de turbinas de vapor. Esto se obtiene mediante refrigeración evaporativa (húmeda) cuando se dispone de agua, o mediante refrigeración en seco (con aire), ambas tecnologías convencionales. La refrigeración en seco requiere una mayor inversión y sus costes son entre un 5% y un 10% mayor comparado con la refrigeración húmeda. Existen opciones de refrigeración híbridas que pueden mejorar el rendimiento de las condiciones de la instalación y se encuentran actualmente en proceso de desarrollo.

Pero el enorme potencial de energía solar de esas zonas excede mucho la demanda local, por lo que puede exportarse la electricidad solar a zonas con una alta demanda energética y menos recursos solares. Si los países del cinturón del sol 'cultivan' su energía natural de esta manera, podrían realizar una enorme contribución a la protección del clima mundial. Países como Alemania están ya considerando seriamente importar electricidad solar del norte de África y el sur de Europa para hacer más sostenible su sector energético. Claro que para cada nuevo desarrollo se debe abastecer primero la demanda local.

ESQUEMA BASICO

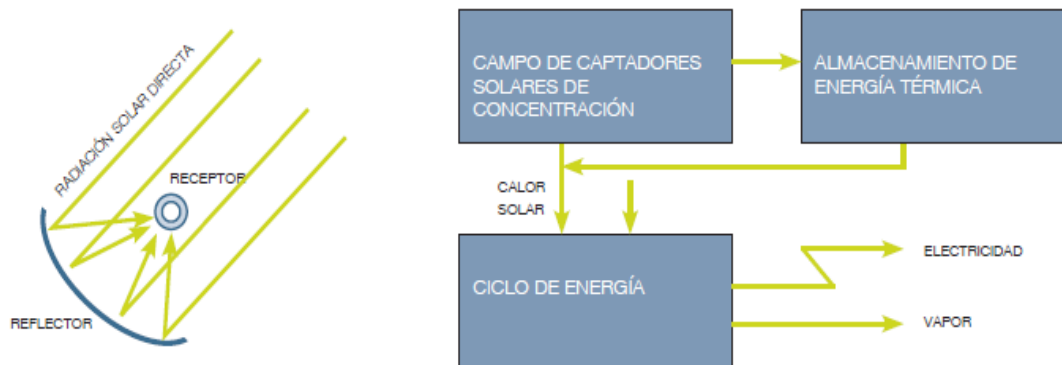


Gráfico 2.3 – Esquema Básico de la Técnica de Concentración Solar

2.5.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Pueden utilizarse diversas tecnologías para concentrar y recoger la luz del sol y convertirla en calor a alta-media temperatura. Este calor se utiliza después para generar electricidad de forma convencional, por ejemplo, con una turbina de vapor o de gas o un motor Stirling.

El calor solar recogido durante el día puede también almacenarse en un medio líquido o sólido, como las sales fundidas, materiales cerámicos, hormigón o mezclas de sales de fase cambiante, y puede extraerse durante la noche del medio del almacenamiento para mantener en funcionamiento la turbina.

Las centrales eléctricas termosolares sólo con generación solar funcionan bien para suministrar cargas picos estables en las franjas horarias de mediodía en regiones con grandes demandas de carga, como se da en nuestro país. Con los sistemas de almacenamiento de energía térmica funcionan durante más tiempo e incluso proporcionan energía de carga base. Por ejemplo, en España las plantas Andasol de 50 MWe han sido diseñadas con aproximadamente 8 horas de almacenamiento térmico, lo que mejora la disponibilidad anual en unas 1.000 a 2.500 horas.

Los sistemas de espejos concentradores utilizados en las plantas son sistemas de enfoque puntual o lineal. Los sistemas lineales concentran la radiación unas 100 veces y se obtienen unas temperaturas de trabajo de hasta 550°C, mientras que los sistemas puntuales pueden concentrar mucho más de mil veces y lograr unas temperaturas de trabajo de más de 1.000°C.

Existen cuatro tecnologías comerciales de ESTC:

Sistemas de canales parabólicos y sistemas de concentradores lineales de Fresnel, que ambos son concentradores lineales; receptores centrales y sistemas de discos parabólicos, que son concentradores puntuales.

Los sistemas de receptores centrales se denominan también torres solares que es la que decidimos analizar y plantear para nuestro proyecto.

Se ha producido un importante avance en los tres tipos principales de uso además de la electricidad, que son el gas solar, el calor de proceso y la desalinización.

2.5.3 TIPOS DE GENERACION SOLAR

Las centrales de energía solar térmica de concentración producen electricidad de manera similar a las centrales térmicas convencionales: utilizando vapor para accionar una turbina. La diferencia entre ellas estriba en el origen de la energía, que en lugar de combustibles fósiles utiliza directamente la radiación solar convertida en vapor o gas a alta temperatura. Se requieren cuatro elementos principales:

Un concentrador, un receptor, alguna forma de medio de transporte o almacenamiento, y conversión eléctrica.

Son posibles muchos tipos diferentes de sistemas, como las combinaciones con otras tecnologías renovables y no renovables. Hasta ahora se han visto favorecidas las centrales híbridas de energía solar y combustible fósil, especialmente en zonas de EEUU y el norte de África. Las centrales híbridas ayudan a producir un suministro de carga punta fiable, incluso con menos días de sol.

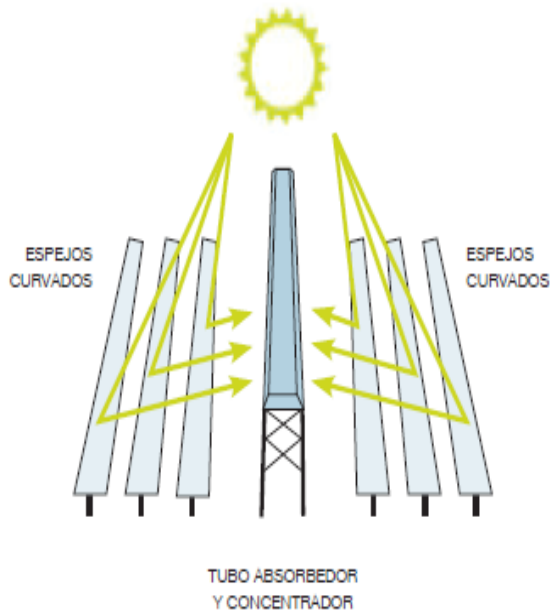
CUADRO COMPARATIVO DE LAS TECNOLOGIAS SOLARES EXISTENTES

TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA 2009 [MW]	ELECTRICIDAD PRODUCIDA HASTA 2009 [GWh]	POTENCIA APROX. EN CONSTRUCCIÓN Y PROPUESTA (MW)
Canales Parabólicos	500	>16.000	>10.000
Torre solar	40	80	3.000
Fresnel	5	8	500
Disco parabólico	0,5	3	1.000

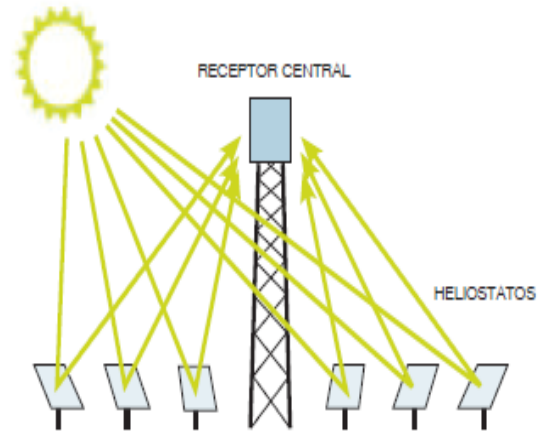
Tabla 2.2 – Cuadro comparativo de Tecnología Solar existentes

Fuente: Greenpeace

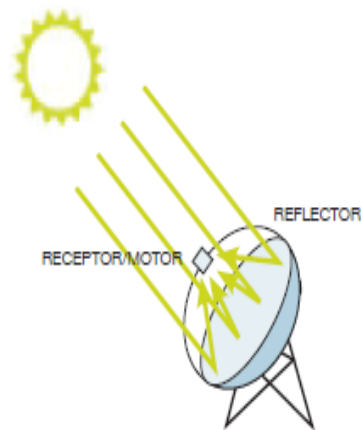
SISTEMAS DE CONCENTRADORES LINEALES
DE FRESNEL (LFR)



SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL O
TORRE SOLAR



SISTEMAS DE DISCO PARABÓLICO



CANALES PARABÓLICOS

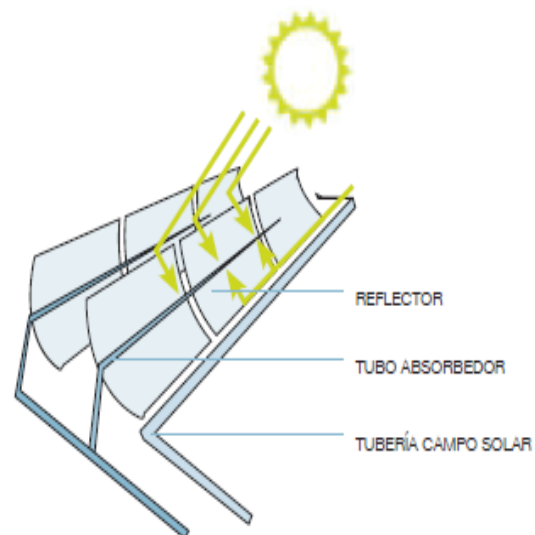


Gráfico 2.4 – Esquemas Básicos de las tecnologías Solares

	CANAL PARABÓLICO	RECEPTOR CENTRAL	DISCO PARABÓLICO	CONCENTRADOR LINEAL DE FRESNEL
Aplicaciones	Plantas conectadas a la red, calor de proceso a temperatura media a alta (Máxima potencia por central hasta la fecha: 80 MWe. Potencia total construida: más de 500 MW y más de 10 GW en construcción o propuesta)	Plantas conectadas a la red, calor de proceso de alta temperatura (Máxima potencia por central hasta la fecha: 20 MWe en construcción, Potencia total ~50MW con al menos 100MW en proceso de desarrollo)	Sistemas pequeños independientes, sin conexión a red, o en parques más grandes de discos conectados a la red (Máxima potencia por central hasta la fecha: 100 kWe, propuestas para 100MW y 500 MW en Australia y EEUU)	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 EEUU, con 177 MW en proceso de 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 probado rendimiento de la planta del 14% (radiación solar a potencia eléctrica neta) Inversión y costes operativos probados comercialmente Modularidad Buen uso del terreno La menor demanda de materiales Concepto híbrido probado Capacidad de almacenamiento 	<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 canales y Fresnel Mejores opciones para usar en lugares no llanos 	<ul style="list-style-type: none"> Eficiencias de conversión muy altas – conversión solar pico a electricidad neta de más del 30% 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"> Ya disponible Pueden adquirirse espejos planos y doblarse in situ, menos costes de fabricación Posible operación híbrida Muy alta eficiencia solar alrededor del mediodía solar.
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 moderadas calidades de vapor 	<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 Receptores híbridos aún en proceso de I+D 	<ul style="list-style-type: none"> Reciente entrada en el mercado, sólo hay pequeños proyectos operativos

Tabla 2.2 – Aplicaciones, Ventajas y Desventajas de las distintas Tecnologías Solares

Fuente: Greenpeace

Con lo mostrado en la tabla anterior vemos que las dos tecnologías que en centrales solares están dando buenos resultados son las de canal parabólico y las de receptor central siendo la última la que más promete en avance de eficiencia y mayor producción gracias a las temperaturas más altas que alcanza, por ello procederemos a analizar ambos y detallando con mayor ahínco en las del tipo de colector central.

2.5.3.1 SISTEMAS DE CONCENTRADORES LINEALES DE FRESNEL (LFR)

Un conjunto de reflectores casi planos concentran la radiación solar en receptores lineales invertidos elevados.

El agua que fluye por los receptores se convierte en vapor. Este sistema es de concentración lineal, similar a un canal parabólico, con la ventaja de su bajo coste en soporte estructural y reflectores, juntas fijas del fluido, un receptor separado del sistema de reflectores, y grandes longitudes focales que permiten utilizar espejos planos.

Esta tecnología es contemplada como una alternativa potencial de menor coste a la tecnología de canales parabólicos para la producción de calor de proceso solar.

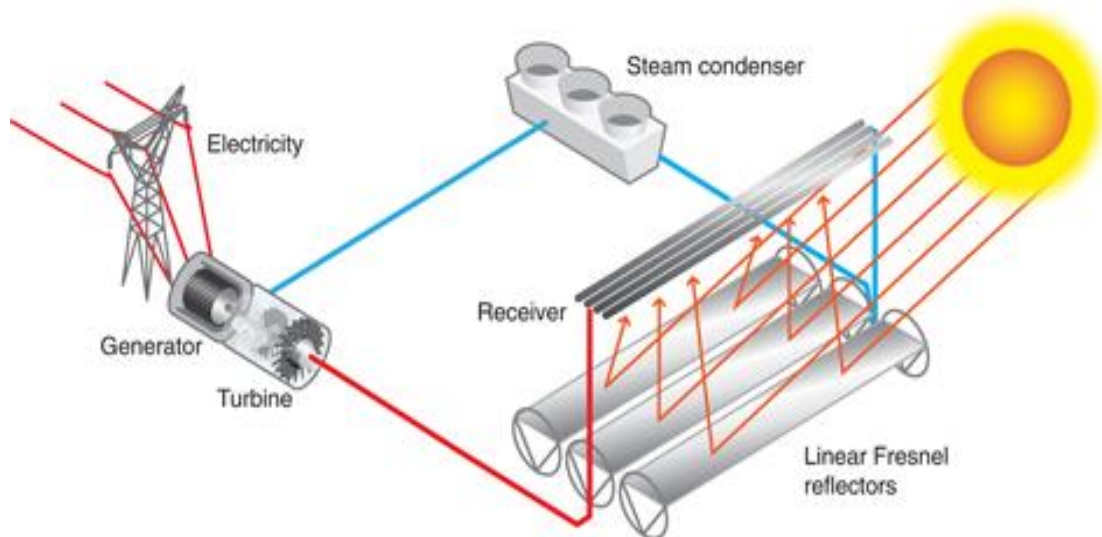


Gráfico 2.5 – Esquema de funcionamiento de una central LFR

Los concentradores Fresnel suelen utilizar una distancia focal mayor, y gracias a ello pueden sustituir los grandes concentradores parabólicos por segmentos de espejo planos que concentran la radiación en receptores lineales elevados y fijos. De esta forma, la estructura puede ser más ligera y los espejos, las cimentaciones y las uniones al circuito hidráulico general pueden ser más sencillos y baratos.

Como contrapartida, el rendimiento óptico del sistema y como consecuencia el rendimiento térmico global es menor. Esto obliga a aumentar la superficie de captación (área de apertura) un 33% respecto a un sistema con CCPs (Energía Solar Concentrada). Desde luego, con una fuente de energía gratuita como el sol esto no tiene por qué ser un problema si el sistema es capaz de producir energía a un menor coste por kW·h. No obstante, aún debe demostrar su viabilidad técnica a escala comercial y que la potencial reducción de costes compensa sus contrapartidas.

Los concentradores LFR han atraído una creciente atención y están siendo desarrollados principalmente por la empresa australiana Ausra (llamada Solar Heat and Power en el pasado) en Estados Unidos. Esta empresa construyó una planta de prueba de 1 MW en el este de Australia en 2003 que produce vapor directamente para una central térmica de carbón existente. Esa planta está doblando su tamaño actualmente y la compañía tiene una planta de 5MW operando y un proyecto de 177 MW en Estados Unidos.

Los espejos Fresnel se producen en una fábrica de Nevada con un sistema de soldado y montaje automático. El diseño Fresnel utiliza materiales reflectores y componentes absorbedores menos costosos. Es una tecnología con un rendimiento óptico y térmico menores, pero esto se ve compensado por una menor inversión y menos costes de operación y de mantenimiento.

El sistema Fresnel ofrece también un espacio en semisombra, algo especialmente útil en climas desérticos.

Actuando como un gran paraguas segmentado, pueden proteger del sol cosechas, pastos y cuencas acuíferas para evitar una evaporación excesiva y proteger frente al frío de la noche en el desierto. [10]



Gráfico 2.6 – Central Solar con concentradores LFR

Un diseño más reciente y compacto (CLFRs) desarrollado por la universidad de Sídney usa dos receptores paralelos por cada línea de espejos. Los espejos se colocan más juntos para que puedan reflejar a ambos receptores. De esta forma, la extensión de terreno necesaria y diversos costes se reducen para una potencia dada.

Una de las principales ventajas es su simplicidad en cuanto al diseño que requiere menores costes de inversión y facilita la generación directa de vapor (DSG), eliminando los costes de cualquier fluido de transferencia e intercambiadores de calor. El uso de espejos planos o ligeramente curvados también reduce el coste de los reflectores tipo Fresnel. Hay que añadir el hecho de que los espejos están montados prácticamente sobre el suelo, lo que influye positivamente en el precio de la instalación. Sin embargo, los reflectores lineales son menos eficientes y existen mayores dificultades para integrar un sistema de almacenamiento.

2.5.3.2 SISTEMAS DE DISCO PARABÓLICO

Un reflector parabólico en forma de disco concentra los rayos solares en un receptor situado en el punto focal de un disco. La radiación de los rayos concentrados se absorbe en el receptor para calentar un fluido o gas (aire) a unos 750°C. Este fluido o gas se utiliza para generar electricidad en un pequeño pistón o motor Stirling o una micro turbina, conectada al receptor.

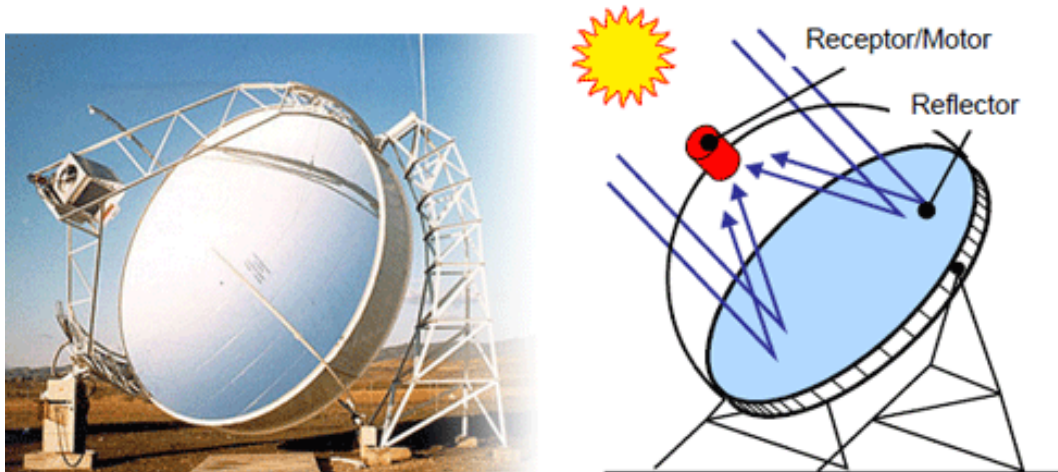


Gráfico 2.7 – Principio de Funcionamiento de concentración en disco parabólico.

Los concentradores de disco parabólico son unidades individuales con un generador de motor montado en el punto focal del reflector. La unidad de generador a motor puede incorporar un motor Stirling o una turbina de gas de pequeño tamaño. Durante los últimos 10 años han estado operativos con éxito varios prototipos de disco/motor, desde 10 kW (diseño de Schlaich, Bergemann & Partner), 25 kW (SAIC) hasta el 'Gran Disco' de más de 100 kW de la Universidad Nacional de Australia. Al igual que todos los sistemas de concentración, puede alimentarse adicionalmente con combustible fósil o biomasa, con lo que ofrece potencia firme en todo momento. Debido a su tamaño son especialmente aconsejables para el suministro de energía descentralizada y en instalaciones remotas e independientes.

En el proyecto europeo EURO-DISH se ha desarrollado un disco con motor Stirling de 10 kW muy económico para la generación de electricidad descentralizada, un proyecto desarrollado por un consorcio europeo con socios de los sectores de la industria e investigación. La tecnología promocionada por Stirling Energy Systems (SES), denominada "Solarcatcher", consiste en un sistema de 25 kW formado por una estructura de disco de 38 pies de diámetro que soporta espejos curvados de vidrio formados por 82 facetas, cada uno con un área de tres por cuatro pies. El generador es un motor Stirling recíproco de 4 cilindros que genera hasta 25 kW de electricidad por sistema. En 2008, Stirling Energy Systems afirmó haber alcanzado un récord en conversión de energía solar a la red de un 31,25% neto de eficiencia en Nuevo México.

La tecnología Big Dish australiana ha sido comercializada por Wizard Power y cuenta con una superficie de 500 m². El modelo comercializado utiliza un sistema de almacenamiento de energía solar a base de amoniaco para crear un proceso termoquímico capaz de almacenar energía solar concentrada hasta que se necesite para generar electricidad, con lo cual la energía sigue produciéndose incluso durante la noche, o bajo condiciones de nubosidad, generando energía a carga base de manera continua o de carga punta a demanda.

Los sistemas de discos parabólicos son modulares y en teoría pueden crear enormes conjuntos. La compañía SES tiene un contrato de compraventa de energía para un conjunto de discos solares en el desierto de Mojave (California, EEUU) para el que se necesitarían más de 20.000 unidades, pero aunque este proyecto ha sido propuesto desde hace años, aún no ha comenzado su construcción.

Hoy en día La PSA cuenta con varias unidades de discos parabólicos de tres prototipos de concentrador diferente. Alguno de los discos tienen instalados un motor Stirling, motor de combustión externa que emplea el ciclo termodinámico del mismo nombre y que presenta dos ventajas que le hacen muy adecuado para esta aplicación:

- Es de combustión externa, es decir, el aporte energético puede realizarse mediante la luz solar recogida por el disco parabólico y concentrado en su zona focal. Es un ciclo de alto rendimiento termodinámico.
- El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de la energía luminosa en electricidad que se puede inyectar en la red eléctrica o bien destinarla a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar de emplazamiento.

El rango óptimo de potencias para el conjunto disco/Stirling para ser competitivo en el mercado energético estaría en el orden de unas decenas de kilovatios donde aspiraría a competir con sistemas ya comerciales como los fotovoltaicos o los generadores diesel.



Gráfico 2.8 – Prototipo Colector en Disco Parabólico

2.5.3.3 CANALES PARABOLICOS

Los canales parabólicos son la tecnología de energía solar térmica de concentración más madura y han probado ya su rendimiento. Los primeros sistemas se instalaron en 1912 cerca de El Cairo (Egipto) para generar vapor para una bomba que suministraba agua para irrigación. En aquel momento esta planta era competitiva con instalaciones de carbón en regiones donde el carbón resultaba caro.

En el sistema de canal parabólico los rayos solares se concentran unas 70–100 veces en los tubos absorbedores donde se logran temperaturas operativas que oscilan entre 350 y 550°C. Un fluido de transferencia térmica (HTF) bombeado por el tubo absorbedor transfiere la energía térmica a un ciclo convencional de turbina de vapor. La mayoría de las plantas utilizan aceite térmico sintético para la transferencia térmica.

El aceite térmico caliente se utiliza para producir vapor ligeramente supercalentado a alta presión, que pasa a una turbina de vapor conectada a un generador para producir electricidad. Como el aceite térmico alcanza una temperatura tope de unos 400°C, lo que limita la eficiencia de la conversión del ciclo de turbina, tanto los investigadores como la industria están desarrollando también fluidos avanzados. Un ejemplo es la generación directa de vapor en los tubos absorbedores, y otro es el uso de sales fundidas como fluidos de transferencia térmica. Actualmente se encuentran en periodo de construcción plantas prototipo de ambos tipos.

En todo el mundo se encuentran en operación proyectos de canales parabólicos de entre 14 y 80 MWe, y las plantas existentes están proporcionando una potencia eléctrica de más de 500 MW. En los años 80 se desarrollaron en el sur de California nueve centrales y se conectaron a la red, con lo que se formaron unos 2 millones de m² de espejos, denominados sistemas solares de generación de electricidad (SEGS). Tras un parón industrial se ha retomado ahora la construcción comercial de centrales de canales parabólicos con el proyecto de 64 MW denominado Nevada One, propiedad de Acciona, que producirá 130 GWh de electricidad al año. En España, los proyectos en construcción Andasol y Solnova proporcionarán juntos 250 MW de potencia y se han propuesto más de 14 nuevos proyectos de este tipo desde la introducción de una tarifa o prima mínima suficiente. La instalación independiente más grande de canales parabólicos propuesta hasta ahora se denomina Solana, y está planeada su construcción en una zona de Nevada.

La planta de Andasol desarrollada por Solar Millennium/ ACS utiliza aceite sintético como fluido para transferir calor; es el primero de su clase y una demostración pionera del diseño EuroTrough y el almacenamiento térmico utilizando la tecnología de sales fundidas. Mientras que los sistemas SEGS y los proyectos Solnova de España también utilizan aceite sintético para transferir el calor, otros promotores están construyendo plantas que utilizan

la generación de vapor directa en los tubos absorbedores. Con el uso directo de vapor se evita el uso de un medio de transferencia térmico, pueden reducirse costes y mejorar la eficiencia entre un 15 y un 20%.

Las centrales SEGS y Solnova emplean un sistema por el que la planta puede también quemar gas natural los días de menos sol. Los sistemas de canales parabólicos son idóneos para una operación híbrida, denominada Ciclo Combinado Solar Integrado (ISCC en sus siglas en inglés), donde se alimenta vapor generado por el sol en una central térmica que utiliza también vapor generado por combustible fósil, generalmente a partir del gas natural. Se han anunciado licitaciones para plantas ISCC en Argelia, Egipto y Marruecos, lo que supone un paso hacia la generación solar completa en el mix energético.

Un claro ejemplo tenemos a Centrales de Andasol y su uso de almacenamiento térmico. La central Andasol se construyó con 624 canales EuroTrough (Skal-ET), organizados en 168 lazos paralelos. La central Andasol 1 comenzó su funcionamiento en pruebas en el otoño de 2008 y Andasol 2 y 3 se encuentran actualmente en construcción en la provincia de Granada (sur de España) con una producción eléctrica bruta de unos 180 GWh por año y una superficie para colectores de más de 510.000 metros cuadrados que equivale a 70 campos de fútbol.

Cada central tiene una potencia eléctrica de 50 megavatios y opera con almacenamiento térmico. La central ha sido diseñada para optimizar el intercambio térmico entre el fluido de transferencia térmica que circula en el campo solar y el medio de almacenamiento con sales fundidas y el ciclo de agua/vapor. Con un depósito térmico completo, las turbinas pueden funcionar durante unas 7,5 horas a carga máxima aunque llueva o se haya puesto ya el sol hace tiempo. Los depósitos de calor son dos tanques de 14 m de altura por 36 m de diámetro que contienen sales líquidas. Cada uno proporciona 28.500 toneladas de medio de almacenamiento. Andasol 1 abastecerá a más de 200.000 hogares y evitará la emisión de hasta 149.000 toneladas de dióxido de carbono al año comparado con una moderna central térmica de carbón.



Gráfico 2.9 – Central de Canales Parabólicos

2.6 PRINCIPALES PLANTAS Y ESTADO DE LA ESTC EN EL MUNDO

Principales plantas termosolares y de ESTC en funcionamiento y en construcción para mediados de 2009* (Su estado indica O = operando, C = en construcción/encargadas, P = propuestas)							
LUGAR	INSTALACIÓN: PROMOTOR	ESTADO	TIPO	TAMAÑO (MW)	PRODUCCIÓN SOLAR (MWE)	FECHA DE INSTALACIÓN	
Israel	Ashalim: Solicitud de licitación Dos centrales termosolares, cada una con una potencia instalada entre 80MW y 125MW y una potencia agregada de hasta 220MW.	P	Canal parabólico	220	220	2012	
Marruecos	Morocco ISCC Planta 2	O	Canal parabólico		6	Por determinar	
Marruecos	Abi Ben Mather: ONE / Abengoa	C	ISCC/Canal parabólico	470	20	Por determinar	
Argelia	Hazzi Rmel: Abengoa (Financiación FMAM) NEAL lanzó una solicitud para licitaciones de construcción-operación-transferencia a inversores nacionales e internacionales para esta planta híbrida de gas/solar de 150-MW	C	ISCC/Canal parabólico	150	25	2010	
Egipto	Kurumayst: Iberdrola/FluoroVOCI La planta térmica será co-financiada por un préstamo subvencionado del JIBC de 97 millones de dólares. El proyecto será propiedad de NREA y cubrirá los fondos locales requeridos para el proyecto. (Financiación FMAM)	C	ISCC/Canal parabólico	150	25	2010/11	
Argelia	2 centrales ISCC: NEAL Dos centrales de 400MW cada una, con 70 MW de energía solar cada una	P	ISCC/Canal parabólico	800	140	2015	
Sudán	Provincia del Cabo Norte: Eskom/	P	Torre	100	100	Por confirmar	
España	Solucar PS-10: Abengoa. En Sanlúcar la Mayor (Sevilla), es el primer proyecto de ESTC español conectado a la red. El proyecto PS-10 recibió 5 millones de euros del V Programa Marco de la Unión Europea. Generará 24 GWh de electricidad solar anualmente.	O	Torre	11	11	2006	
España	Aznalcóbar TH: Abengoa	O	Disco Stirling	8 x 0,01	0,08	A determinar	
España	Andasol 1 y 2: Solar Millennium/ ACS Cobra Dos plantas de 50 MW cada una	O	Canal parabólico	100	100	2008/09v	
España	Andasol 3: Solar Millennium 50 MW, 7,5h de almacenamiento	C	Canal parabólico	50	50	2011	
España	Ibersol: Solar Millennium 50 MW, 7,5 h de almacenamiento	C	Canal parabólico	50	500	2011	
España	PS-20: Abengoa Conectada en 2009 en la misma instalación que la PS-10, produciendo 4,8 GWh/año.	C	Torre	20	20	2009	
España	Solnova Electricidad 1, 3 y 4: Abengoa Tres plantas de 50 MW en construcción con otras dos propuestas. Juntas, Solnova 1, 2, 3, 4 y 5 producirán 114,6 GWh/año.	C	Canal parabólico	150	150	2009-10v	
España	Lebrija: Saoyr, Solel (Valoriza)	C	Canal parabólico	50	50	2010v	
España	Ibersol Ciudad Real: Iberdrola Producirá 114 GWh por año, más de 25 años.	C	Canal parabólico	40	40v	2009	
España	Alovera 1: Acciona	C	Canal parabólico	50	50	2009	
España	Palma de Río 1 & 2: Acciona Dos plantas de 50 MW cada, la segunda empieza a construirse en junio de 2009.	C	Canal parabólico	100	100	2010	
España	Puertollano: Iberdrola	C	Canal parabólico	50	50	2009	
España	Manchasol 1: ACS Cobra Dos plantas de 50 MW cada una	C	Canal parabólico	100	100	2010/11	
España	Extresol 1 y 2: ACS Cobra Dos plantas de 50 MW cada una	C	Canal parabólico	100	100	2009/10x	
España	Gemasol (Solar Tree): Sener, Masdar La primera central comercial termosolar con tecnología de torre central con receptor de sales. Producirá unos 100 GWh/año.	C	Torre	50	17	2008	
España	PE1: Novatec/Printec	O	Fresnel	1,4	1,4	2009	
España	Badajoz: La Dehesa. SAMCA	C	Canal parabólico	50	50	2009	
España	Badajoz: La Florida. SAMCA	C	Canal parabólico	50	50	2010	
España	Majadas 2: Acciona	C	Canal parabólico	50	50	2009	
Italia	Potencia solar integrada en planta existente de ciclo combinado	C	Canal parabólico	760	5	2010	
Grecia	Potencia solar con ciclo de vapor	P	Canal parabólico	50	50	Por determinar	
Alemania	Solar Tower Jülich	O	Torre	1,5	1,5	2008	

*Información procedente de diversas fuentes, incluyendo SolarPACES y Protermosolar (www.protermosolar.com), y de comunicados de prensa de las compañías.

LUGAR	INSTALACIÓN: PROMOTOR	ESTADO	TIPO	TAMAÑO (MW)	PRODUCCIÓN SOLAR (MWE)	FECHA DE INSTALACIÓN
EE.UU.	SEGS VII y DC: Luz / Solet Dos centrales de 80 MW cada una	O	Canal parabólico	160	160	1980/90x
EE.UU.	SEGS II - VII: Luz / Solet Seis centrales de 30 MW cada una	O	Canal parabólico	180	180	1984-89
EE.UU.	SEGS I: Luz / Solet	O	Canal parabólico	13.8	13.8	1984
EE.UU.	Saguaro APS Plant: Solargenix	O	Canal parabólico	1	1	2006
EE.UU.	Nevada Solar One: Acliona Construcción iniciada en 2006. La operación comercial producirá anualmente más de 130 GWh.	O	Canal parabólico	64	64	2007
EE.UU.	Kimberlina: Ausra	O	Fresnel	5	5x1	2008
EE.UU.	Planta de demostración en Idaho: Sopogy	C	Micro ESTC		0.06	
EE.UU.	Mojave: Solet Esta central abastecerá a 400.000 hogares. Contrato de compraventa de energía en 2007.	P	Canal parabólico	558	558x1	2011
EE.UU.	Solar One, Fase 1: Stirling Energy Systems (SES)	P	Disco-Motor	300	300	2009-2012
EE.UU.	Solar Two, Fase 1: SES Stirling Energy Systems (SES) ha asegurado un contrato de compra de energía con la empresa del Sur de California Edison Company de 500MW de potencia de sus motores Stirling, con una opción de expansión a 850MW.	P	Disco-Motor	500	500	2009-2010
EE.UU.	Solena: Abengoa Situada en Arizona, el promotor ha firmado un contrato con el Servicio Público de Arizona para su construcción y operación.xii	P	Canal parabólico	280	280	2012
EE.UU.	Carizo (California): Ausra Los componentes de esta instalación han sido fabricados en un centro construido expresamente en Estados Unidos.	P	Fresnel	177	177	2010ax
EE.UU.	Harper Lake (California): NextEra	P	Torre	250	250	2011
EE.UU.	Bascon (California): NextEra	P	Torre	250	250	2011
EE.UU.	Inverpah 1: Brightsource Energy	P	Torre	100	100	2010
EE.UU.	Inverpah 2 : Brightsource Energy	P	Torre	300	300	2012-2013
EE.UU.	California: BrightSource Contrato de compraventa de energía con PG&E	P	Torre	900	900	A determ.
EE.UU.	California: Brightsource Contrato de compraventa de energía con Southern California Energy	P	Torre	1300	1300	A determ.
EE.UU.	Florida: Florida Power And Light, Ausra.xv	P	Fresnel	300	300	No hay datos
EE.UU.	Nuevo México: eSolar	P	Torre	106	106	2011
EE.UU.	Sur California: eSolar Contrato de compraventa de energía con SCE.xvi	P	Torre	140	140	2011
EE.UU.	Coalinga: Martifer Renewables	P	Canal parabólico	107	107	2011
EE.UU.	Next Generation Solar Centre: NextEra	P	Canal parabólico añadido a IGCC	75	75	2011
EE.UU.	Solar Two, Fase 2: SES	P	Disco/Motor	500	500	2011
EE.UU.	Solar One, Fase 2: SES	P	Disco/Motor	300	300	2013-2014
EE.UU.	Nevada: Solar Millennium	P	Canal parabólico	250	250	2013*2014
México	Central termosolar híbrida: financiada por FMAM, contrato no obtenido.xvii	P	Canal parabólico	480	31	A determ.
EE.UU.	California: Bethel Energy	P	Canal Parabólico	100	100	A determ.
EE.UU.	Palmdale Hybrid: Inland Energy	P	Canal Parabólico añadido a IGCC	50	50	A determ.
EE.UU.	Victorville Hybrid: Inland Energy	P	Canal parabólico añadido a IGCC	50	50	A determ.
China	Plan de expansión en China: Solar Millennium	C	Canal parabólico		50	A determ.
Australia	Liddell Power Station: Ausra/Macquarie Generation	C	Fresnel	2000	2	2009
Total operando (MW)				560 MW		
Total en construcción (MW)				984 MW		
Total anunciado en desarrollo (MW)				7,463 MW		

Tabla 2.3 – Principales Centrales de concentración Solar en el Mundo

Fuente: Greenpeace

Mapa 1
Energía Solar Térmica de Concentración

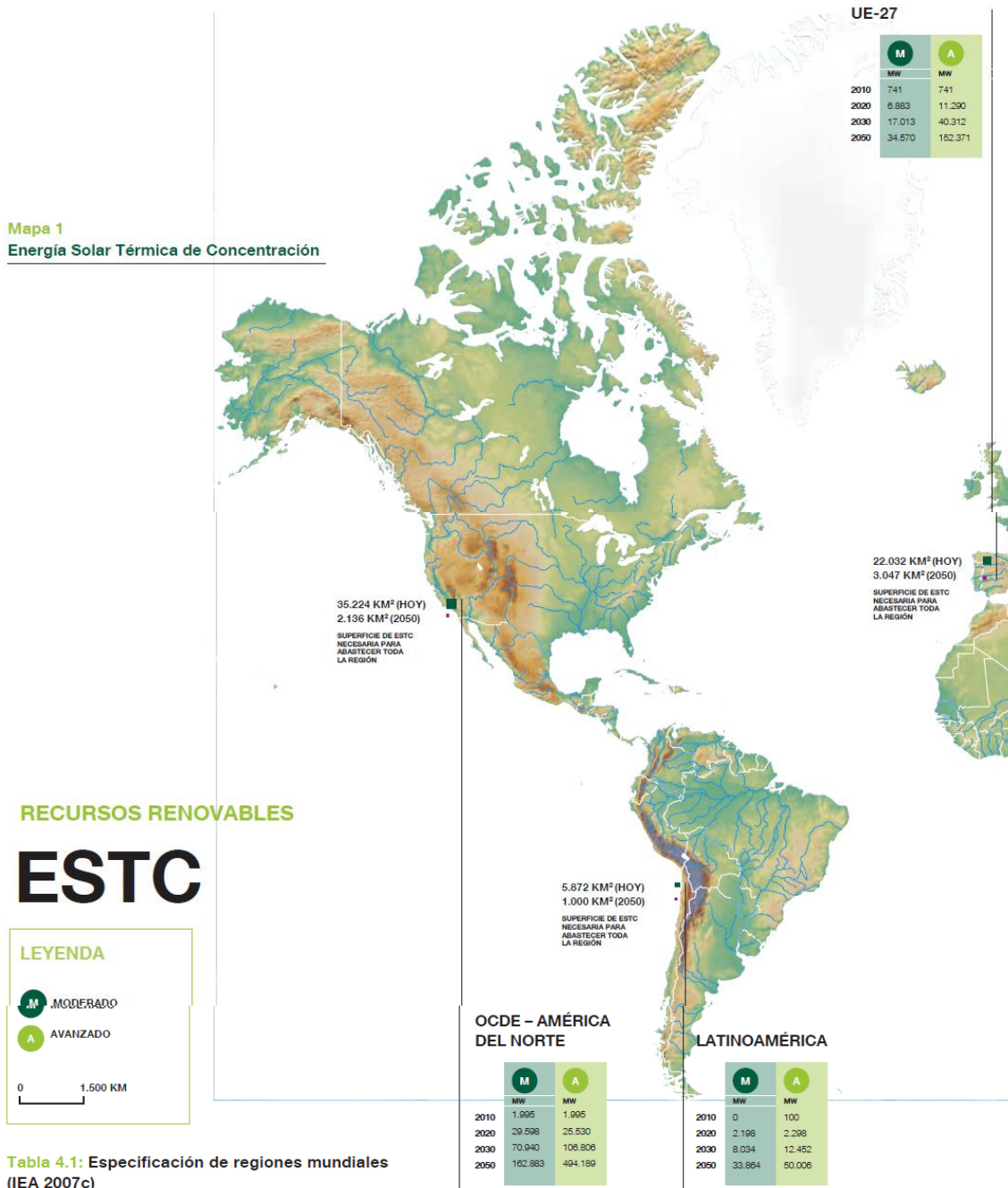


Tabla 4.1: Especificación de regiones mundiales (IEA 2007c)

OCDE EUROPA	OCDE AMÉRICA DEL NORTE	OCDE PACÍFICO	ECONOMÍAS DE TRANSICIÓN	CHINA	PAÍSES DE ASIA EN DESARROLLO
Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Grecia, Holanda, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Noruega, Polonia, Portugal, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido	Canadá, Estados Unidos, México	Australia, Corea del Sur, Japón, Nueva Zelanda	Albania, Armenia, Azerbaijón, Belorusia, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Chipre ¹⁾ , Croacia, Eslovenia, Estonia, Georgia, Kazakstán, Kirgizstán, Letonia, Lituania, Malta, Moldovia, República de Macedonia, Rumania, Rusia, Serbia y Montenegro, Tajikistán, Turkmenistán, Ucrania, Uzbekistán	República Popular China incluido Hong Kong	Afganistán, Bangladesh, Bhutan, Brunei, Camboya, China Taipei, Filipinas, Fiji, Indonesia, Islas Salomón, Kiribati, Laos, Macao, Malasia, Maldivas, Mongolia, Myanmar, Nepal, New Caledonia, Pakistán, Papua Nueva Guinea, Polinesia francesa, República Democrática Popular de Corea, Samoa, Singapur, Sri Lanka, Tailandia, Vietnam, Vanuatu

1) Chipre y Malta se sitúan dentro de las economías de transición por razones estadísticas

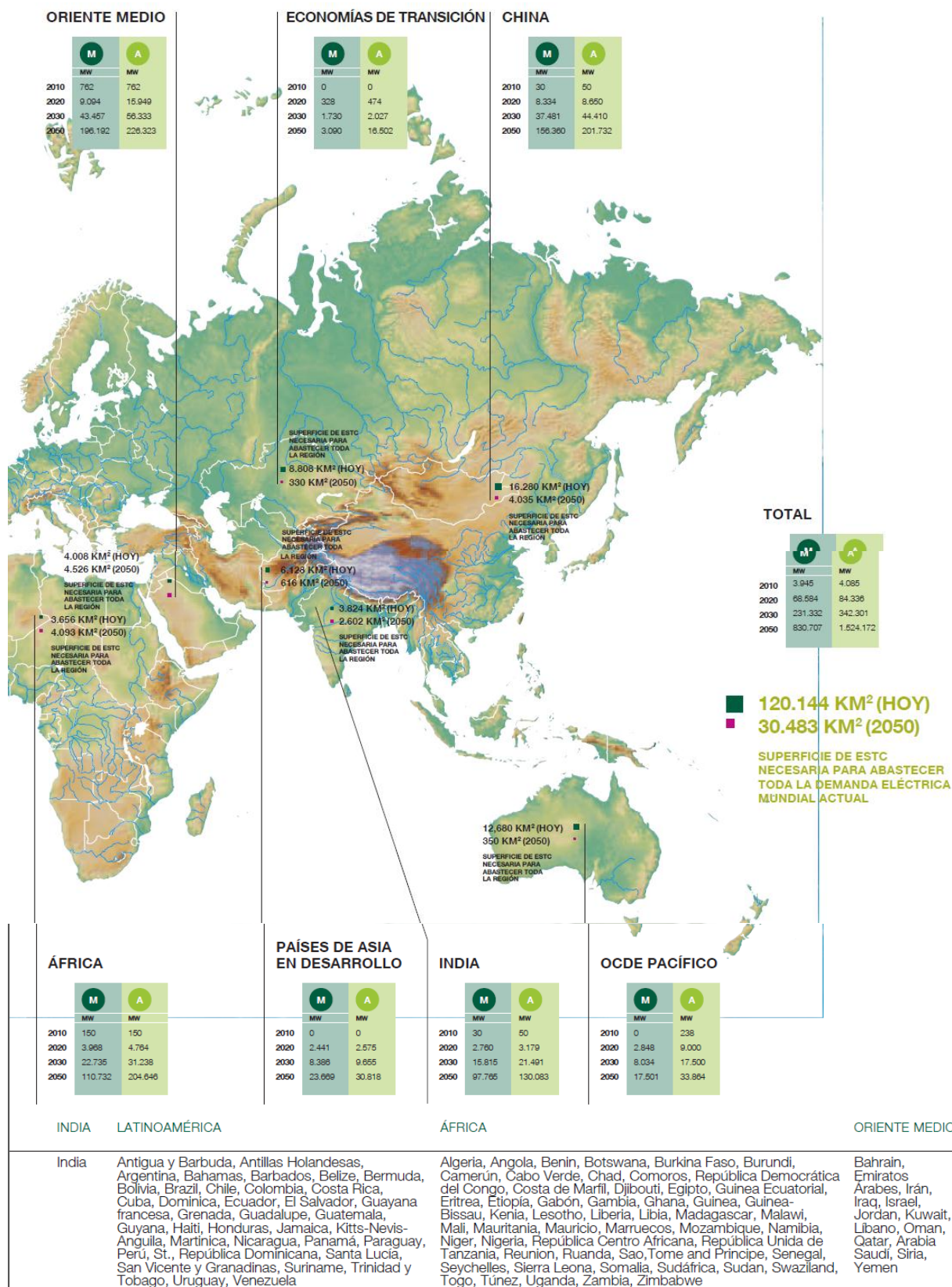


Gráfico 2.10 – Energía Solar Térmica en el mundo

Fuente: Solar paces

EN SOLO ESPAÑA

España es líder mundial en energía solar térmica de concentración. En primer lugar, tiene un objetivo para 2010 en tecnología ESTC de 500 MW de capacidad instalada, y en segundo lugar, España ha sido el primer país del sur de Europa en introducir un sistema de financiación de ‘tarifas o primas’. Las plantas ESTC de hasta 50 MW tienen ahora una prima regulada de 26,9 céntimos de euro/kWh durante 25 años, que aumenta anualmente con la inflación menos un punto porcentual. A partir de 25 años la prima desciende a 21,5 céntimos de euro/kWh. Esta tarifa fue fijada mediante el Real Decreto 661 de 2007, que separó la prima del precio de referencia de mercado, ya que éste subía con los precios del crudo incrementando automáticamente las primas de las renovables. [10]

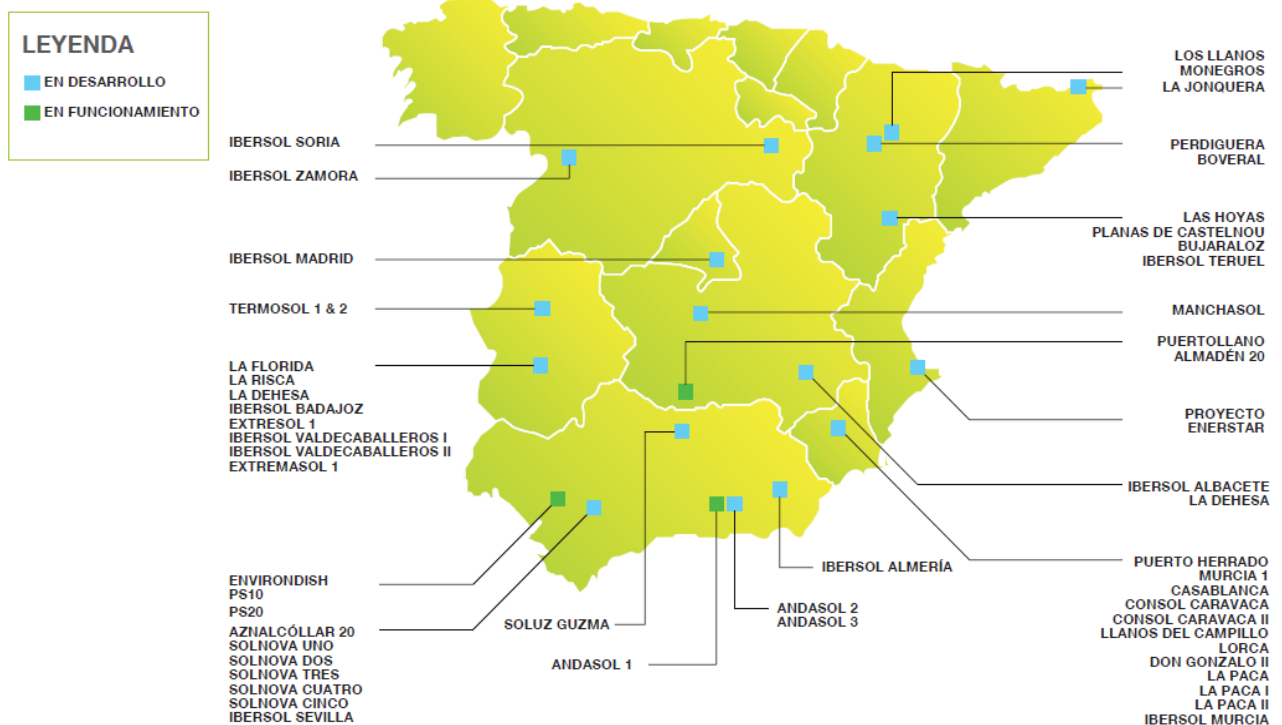


Gráfico 2.11 – Energía Solar térmica en España

2.7 FUTURO DE LA ENERGIA SOLAR TERMICA

ESCENARIOS ENERGETICOS

ESCENARIO DE REFERENCIA

Es el escenario más conservador y se basa en las proyecciones recogidas en el Informe 2007 sobre la situación de la energía en el mundo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). En dicho informe sólo se tienen en cuenta las políticas y medidas ya existentes, pero incorpora hipótesis como continuar la reforma de los mercados de la electricidad y el gas, la liberalización transfronteriza del comercio energético y políticas recientes destinadas a combatir la contaminación.

ESCENARIO MODERADO

Este escenario tiene en cuenta todas las medidas políticas destinadas al apoyo de energías renovables ya en proceso o planificadas en el mundo. También asume que se han implantado con éxito los objetivos fijados por muchos países para renovables o para energía solar térmica concentrada, y asume un aumento de la confianza de los inversores en el sector creada al abrigo del éxito de la ronda de negociaciones sobre cambio climático que tendrá lugar en la UNFCCC COP-15 en Copenhague (Dinamarca) en diciembre de 2009. Hasta 2012 las cifras sobre potencia instalada se acercan más a las previsiones que los escenarios porque el crecimiento previsto de los mercados internacionales durante los próximos cinco años se basa en pedidos de plantas solares ya realizados. A partir de 2012 es más difícil anticipar el esquema de desarrollo.

ESCENARIO AVANZADO

Es el escenario más ambicioso, donde se examina todo lo que podría crecer esta industria bajo la mejor visión de la energía solar térmica concentrada'. En este escenario se asume que se han elegido todas las políticas a favor de la energía renovable, con las recomendaciones de la industria y que ha habido un interés político para ponerlas en práctica. Se asume también un aumento rápido y coordinado de nueva capacidad de red (especialmente de corriente continua en alta tensión) para que la energía solar procedente de centrales de ESTC situadas en los lugares más óptimos esté disponible y se pueda exportar a países industriales y a economías emergentes con una demanda de electricidad alta y creciente. También en este caso el desarrollo a partir de 2012 es más difícil de predecir, pero la finalidad de este escenario es mostrar lo que el sector de la energía solar podría lograr si recibiera un compromiso y un fomento políticos adecuados.

EFICIENCIA ENERGETICA VISTA AL FUTURO

En el modelo se fijan estos tres escenarios de ESTC en el mundo comparándolos con dos proyecciones de crecimiento futuro de la demanda eléctrica. Es importante tener en cuenta que estas proyecciones no sólo asumen que debe equilibrarse la creciente demanda energética de los consumidores simplemente aumentando el suministro, sino que ponen un mayor énfasis en políticas y medidas encaminadas a lograr un uso más eficiente de la energía. Este enfoque contribuye a la seguridad energética y combate el cambio climático a la vez que aporta un mayor sentido económico y medioambiental.

Proyección de eficiencia energética en el escenario de referencia: es la proyección más conservadora de las dos proyecciones de demanda eléctrica globales, basada también en datos del Informe 2007 sobre la Energía en el Mundo de la AIE, extrapolado a 2050. Esta proyección no tiene en cuenta cualquier posible iniciativa política futura y, por ejemplo, asume que no se producirá cambio alguno en las políticas nacionales en materia nuclear. La hipótesis de la AIE es que en ausencia de nuevas políticas estatales, las necesidades energéticas mundiales aumentarán de manera inexorable. Bajo el escenario de eficiencia

de referencia la demanda global prácticamente se doblaría de los 18,197 TWh de 2005 hasta 35,384 TWh para 2030.

Proyección de alta eficiencia energética: con las expectativas de la AIE sobre crecimiento de la demanda energética comparado con los resultados de un estudio sobre posibles ahorros en eficiencia energética desarrollado por DLR y la consultora Ecofys. Describe medidas ambiciosas de explotación de la eficiencia energética y se enfoca en las mejores prácticas y tecnologías disponibles, asumiendo a la vez una innovación continuada. En esta proyección los mayores ahorros energéticos se producen en el transporte eficiente de pasajeros y mercancías y en la mejora del aislamiento y el diseño de edificios, lo que logra de forma conjunta unos ahorros energéticos del orden del 46% en todo el mundo. Bajo esta proyección la información de los modelos de DLR/Ecofys muestra cómo cambia el perfil de la demanda eléctrica global la eficiencia energética.

Aunque asume que se han lanzado ya tecnologías e iniciativas, su extensión se ve limitada por las barreras del precio y otros obstáculos similares. Aún con unos límites realistas, esta proyección muestra aún un aumento de la demanda global mucho menor que bajo el escenario de referencia. Con una 'alta eficiencia energética' la demanda global en 2030 sería de 23,131 TWh y en 2050, la demanda sería un 35% menor que bajo el Escenario de referencia.

Los tres escenarios de la energía solar se han dividido por regiones del mundo según la AIE, con una diferenciación en Europa. Para este análisis se definen las regiones como Europa (EU-27 y resto de Europa), Economías de transición (antigua Unión Soviética, aparte de los estados que forman parte de la UE), Norteamérica, América Latina, China, India, Pacífico (incluyendo Australia, Corea del Sur y Japón), países en vías de desarrollo asiáticos (el resto de Asia), Oriente Medio y África. Esta división por regiones del mundo ha sido realizada por la AIE en la serie de informes sobre Perspectivas de la Energía Mundial, y se utiliza aquí para poder establecer una comparación entre las proyecciones de Greenpeace y las de la AIE, y también porque la AIE ofrece las estadísticas más completas sobre energía en el mundo.

- Escenario de referencia: Europa continuaría dominando el mercado mundial. Para 2030 Europa alojaría aún el 49% de la potencia de energía solar global, seguido de Norteamérica con el 24%. La siguiente región en importancia sería África, con el 9%.
- Escenario moderado: la cuota europea es mucho menor (sólo el 7% para 2030), con Norteamérica contribuyendo con un 31% e importantes instalaciones en Oriente Medio (19%), China (16%), India (7%) y los países de la OCDE Pacífico (2%), principalmente Australia.
- Escenario avanzado: crecimiento aún mayor para Norteamérica, su cuota del mercado mundial subiría al 31% para 2030. El mercado norteamericano supondría así casi un tercio de la potencia de energía solar global, mientras que la cuota europea sería del 12%, por detrás de Oriente Medio (16%) y China (13%), pero por delante de África (9%), India (6%) y el 5% en la OCDE Pacífico (principalmente Australia). En los escenarios moderado y avanzado, los países en vías de desarrollo asiáticos y las Economías de Transición jugarían un papel menor en el marco discutido. [10]

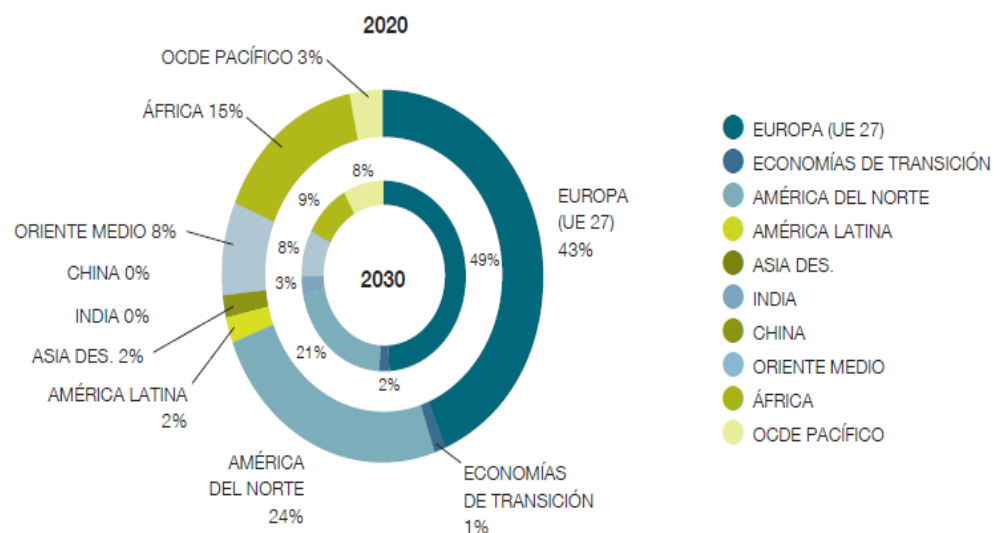
	EUROPA (UE 27)	ECONOMÍAS DE TRANSIC.	AMÉR. DEL NORTE	AMÉRICA LATINA	ASIA DES.	INDIA	CHINA	ORIENTE MEDIO	ÁFRICA	OCDE PACÍFICO
Avanzado										
2020 (MW)	11.290	474	29.598	2.298	2.441	3.179	8.650	15.949	4.764	9.000
Moderado										
2020 (MW)	6.883	328	25.530	2.198	2.575	2.760	8.334	9.094	3.968	2.848
Referencia										
2020 (MW)	3.065	100	1.724	121	0	30	30	612	1.113	475

	EUROPA (UE 27)	ECONOMÍAS DE TRANSIC.	AMÉR. DEL NORTE	AMÉRICA LATINA	ASIA DES.	INDIA	CHINA	ORIENTE MEDIO	ÁFRICA	OCDE PACÍFICO
Avanzado										
2030 (MW)	40.312	2.027	106.806	12.452	9.655	21.491	44.410	56.333	31.238	17.500
Moderado										
2030 (MW)	17.013	1.730	70.940	8.034	8.386	15.815	37.461	43.457	22.735	8.034
Referencia										
2030 (MW)	6.243	201	2.724	339	0	30	30	1.050	1.113	1.025

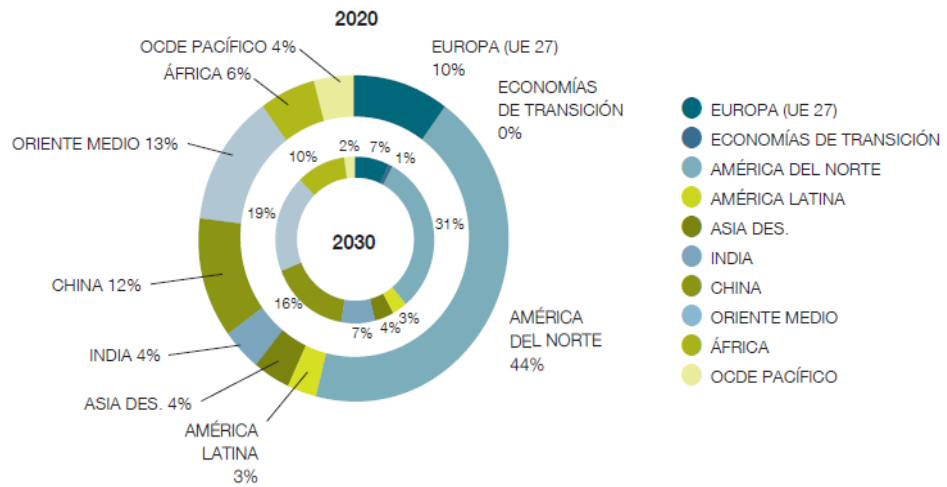
Tabla 2.4 – Energía Solar Térmica en el mundo al 2020 – 2030

Fuente: Energía Solar Térmica de Concentración

Instalación regional de
ESTC bajo el escenario
de referencia o
escenario de continuidad



Instalación regional potencial de ESTC bajo el escenario de desarrollo moderado



Instalación regional potencial de ESTC bajo el escenario de desarrollo avanzado

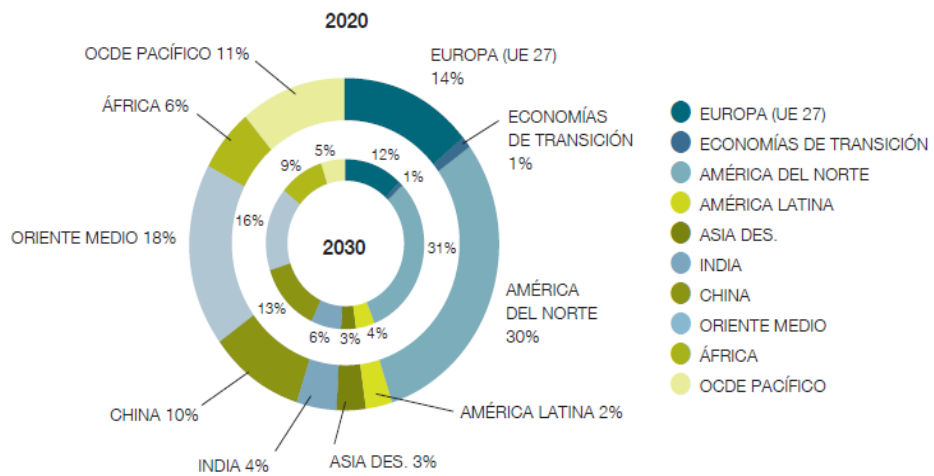


Gráfico 2.12 – Energía Solar térmica en el Mundo 2030 Escenario Moderado - Avanzado
Fuente: Energía Solar Térmica de Concentración



CAPITULO 3

CONCENTRACIÓN SOLAR EN TORRE

3.1. INTRODUCCION

Los sistemas de receptor central (o torres de energía) utilizan un campo de espejos distribuidos (heliostatos) que realizan un seguimiento individual del sol y dirigen la luz solar hasta la parte superior de una torre. Concentrando la luz solar de 600 a 1.000 veces, se logran unas temperaturas de 800°C a más de 1000°C. La energía solar es absorbida por un fluido de trabajo y se emplea después para generar vapor para accionar una turbina convencional.

En más de 15 años de experimentación en todo el mundo, las plantas con torres de energía han probado su viabilidad desde el punto de vista técnico en proyectos que emplean diferentes medios de transferencia térmica (vapor, aire y sales fundidas) en el ciclo térmico y con diferentes diseños de heliostatos.

Las altas temperaturas posibles en las torres solares pueden aplicarse no sólo para accionar los ciclos de vapor, sino también para las turbinas de gas y los sistemas de ciclo combinado. Estos sistemas pueden lograr hasta el 35% de eficiencia pico y el 25% de eficiencia eléctrica solar anual cuando acompañan a una central térmica de ciclo combinado.

Durante los años 80 y 90 se construyeron las primeras plantas de prueba en Europa y EEUU, como SOLGATE, que calentaba aire a presión; Solar II en California, que usaba sal fundida como fluido de transferencia térmica y como medio de almacenamiento térmico para funcionamiento nocturno; y el proyecto GAST en España, que utilizaba paneles metálicos y cerámicos. El concepto de un receptor volumétrico fue desarrollado en los años 90 dentro del proyecto PHOEBUS, utilizando una red de cables expuesta directamente a la radiación incidente y enfriado por flujo de aire. Este receptor alcanzaba una temperatura de 800°C y se empleó para operar un ciclo de vapor de 1 MW.

Ahora con la tecnología probada existen algunos proyectos operativos en España, especialmente en el Parque Solar de Sanlúcar, con la torre solar PS-10 de 11 MW y la PS-20 con una potencia de 20 MW. [10]

Una compañía estadounidense está desarrollando una tecnología de torre descentralizada de alta temperatura y alta eficiencia, y cuenta con un contrato de compra de energía de hasta 500 MW de capacidad. Se prevé la instalación de los primeros 100 MW en 2010.

Un claro ejemplo en este tipo de tecnología ESTC se tiene el proyecto PS-10 formado por una instalación de torre solar de 11 MW con un receptor central. Esta planta está ahora funcionando a pleno rendimiento, y sus promotores, Abengoa, han construido la PS-20, que la duplica en tamaño. Ambas plantas tienen almacenamiento térmico que permite una producción plena de 30 minutos incluso cuando se pone el sol. El almacenamiento térmico se utiliza para mejorar la producción energética bajo condiciones de baja irradiación. Además, la PS10 puede quemar entre un 12 y un 15% de gas natural. La planta PS10 genera 24,3 GWh al año de energía limpia capaz de abastecer a 5.500 hogares. La PS10 está formada por 624 heliostatos (Sanlúcar), con un área total de 75.000 m². Los heliostatos realizan un seguimiento solar en dos ejes y concentran la radiación que reciben sobre un receptor situado en una torre de 115 m de altura. El receptor convierte el 92% de la energía solar recibida en vapor. La PS-20 se ha construido en la misma ubicación, la Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor en la provincia de Sevilla en el Sur de España. Con un funcionamiento similar, la PS-20 abastecerá de electricidad a otros 12.000 hogares. La PS-20 está formada por 1.255 heliostatos y una torre de 160 m de altura. (Fuente: Web de Abengoa)

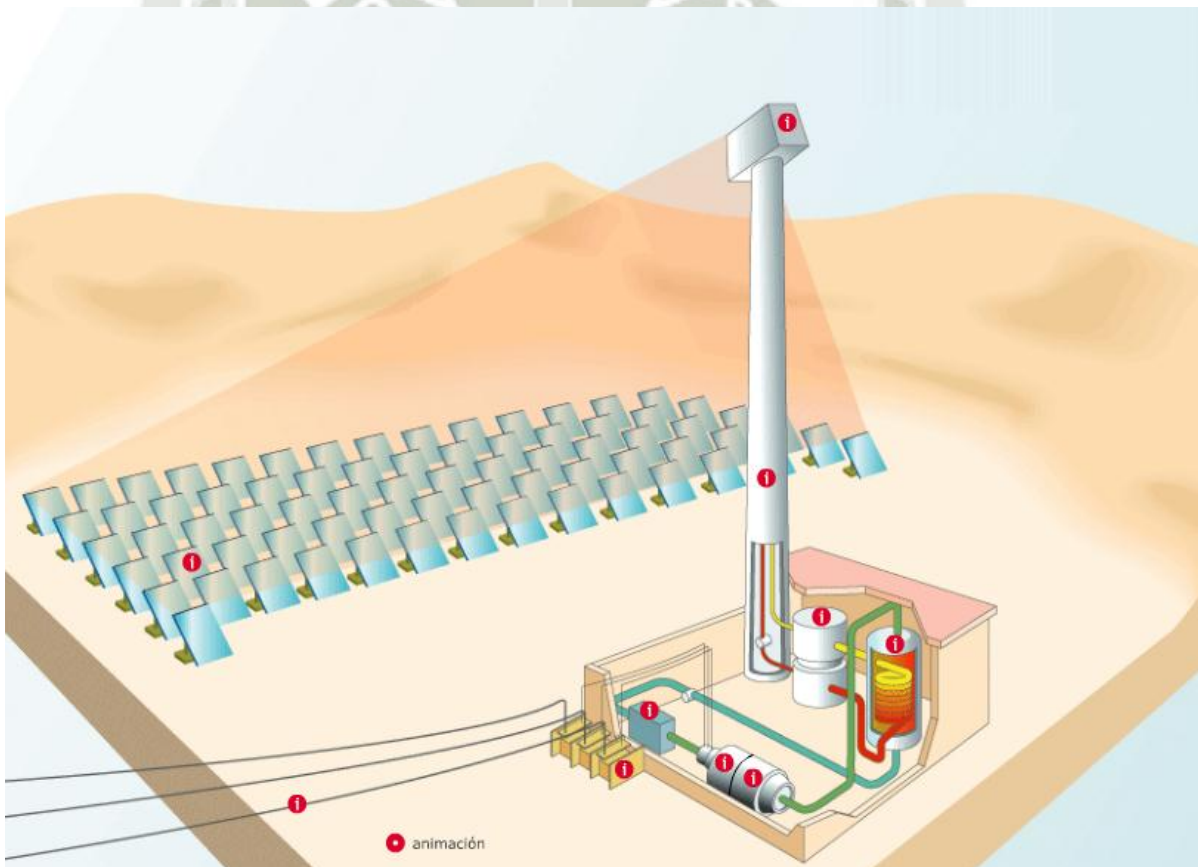


Gráfico 3.1 – Principio de Funcionamiento de Central de Colector Central



Gráfico 3.2 – Planta Solar de Abengoa

Invanpah 1 – el mayor contrato energético para un proyecto de torres solares
Una perspectiva brillante para la tecnología de torre la presenta BrightSource Energy puesta en marcha en el norte de California, que está desarrollando una tecnología de torre descentralizada de alta temperatura y alta eficiencia. BrightSource Energy ha presentado un proyecto para la aprobación de un total de 400MW de capacidad de generación de electricidad en Ivanpah (Nevada) utilizando su tecnología DPT (Torre de Energía Distribuida) a un coste aproximado de 4500 \$/kW. La compañía ha creado Luz II, una filial de BrightSource Energy, responsable del desarrollo de SEGS en los años 80, para el desarrollo de su tecnología. Pendiente de aprobación por parte de la Comisión de Energía de California, para 2010 se instalarán los primeros 100MW seguido de otros 300MW poco más adelante. (Fuente: Web de Brightsource Energy)

3.2. SISTEMA DE TORRE CENTRAL

Una central termosolar se compone de una serie de elementos agrupados en bloques con características comunes. El primer bloque a destacar es el **campo solar**. Es en él donde se concentra la energía solar y se transforma en energía térmica en forma de calor sensible. El segundo gran bloque es el **bloque de potencia**. Este bloque es el encargado de convertir la energía térmica en energía eléctrica. Entre estas dos partes se encuentra el sistema de **almacenamiento** para poder operar la planta en condiciones de baja o nula irradiación. Finalmente también existen otros elementos **auxiliares** necesarios para el desarrollo de la actividad de producción de potencia.



Gráfico 3.3 – Esquema de una central de colector central

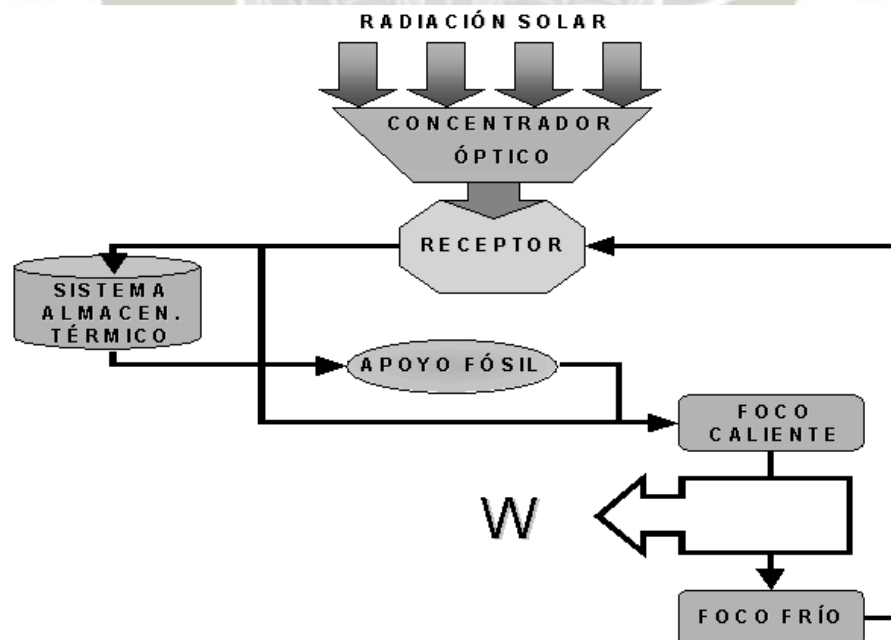


Gráfico 3.4 – Diagrama de flujo de funcionamiento de central de Colector Termosolar

3.2.1. CAMPOS SOLARES

3.2.1.1 INTRODUCCION

La central termosolar diseñada en la presente tesis requiere altas temperaturas, para obtener energía eléctrica a través del sol, mediante un ciclo termodinámico combinado, en términos generales que realizar un adecuado ordenamiento de espejos, que son conocidos en el medio de las energías renovables como heliostatos que se encuentran en un terreno que van a estar ordenados y orientados automáticamente, para que de esta manera en cada instante reflejen la radiación recibida por ellos hacia un receptor de torre que tendrá una gran altura sobre el terreno en el que van ubicados los espejos, de forma que toda la energía se concentre en un mismo punto y al mismo tiempo por radiación.

Dentro del diseño de una torre central solar para la obtención de electricidad mediante un ciclo termodinámico recorrido por sales fundidas, se puede considerar dos partes principalmente:

- El concentrador de energía solar
- El receptor de energía que se comporta como caldera del ciclo termodinámico

La característica principal de las centrales de energía solar son probablemente que en todos sus subsistemas para la obtención de energía eléctrica se utilizan tecnologías conocidas de esta manera el subsistema de conversión de la energía térmica del vapor en energía cinética de rotación en la turbina, y en electricidad se usa el alternador, son de tipo convencional.

3.2.2 CONCEPTOS GENERALES DE LOS RECEPTORES

El receptor de torre central va ser instalado en el centro del campo especular, el receptor de torre central debe estar situado en el campo visual de los espejos, lo cual se cumplirá tanto mejor cuanto más elevado se encuentre, lo cual minimizará así los problemas de interferencia y solapamiento entre espejos vecinos.

Considerando la absorción de energía, los receptores solares pueden ser de dos tipos:

- De cavidad
- De recepción energética exterior

Los receptores de **cavidad** pueden ser de dos tipos ya sea de eje vertical o de eje horizontal, presentan una abertura por la que ingresan los rayos solares reflejados,

que deben tener unas dimensiones mayores que las de los espejos más alejados, teniendo en cuenta la dispersión de la luz reflejada. Dentro de la cavidad se puede conseguir una absorción de luz de hasta un 95%, y podemos obtener relaciones de concentración comprendidas entre 300 kW/m² y 3500 kW/m²; esta absorción se puede lograr mediante una conveniente disposición de tubos negros, que por su parte interior circula un fluido que se quiere calentar, que deben adaptarse lo mejor posible a la forma de la cavidad, para evitar pérdidas de energía al exterior.

Los receptores de cavidad de eje horizontal, parecen ofrecer mayores ventajas para cuando la altura de la torre sea pequeña; en cambio, cuando los heliostatos estén muy próximos a la torre, se utilizan cavidades de eje vertical.

Si el fluido que circula por los tubos absorbentes se vaporiza y recalienta en ellos, podrá utilizarse directamente en una turbina apropiada, acoplada convenientemente a un alternador.

El vapor condensará a la salida de la turbina y mediante un sistema de bombeo se introduce de nuevo al fluido en el receptor, cerrándose así un ciclo termodinámico. De esta forma pueden lograrse vapores recalentados a presiones comprendidas entre 100 Atm y 150 Atm, y temperaturas del orden de 550°C, como en cualquier central térmica convencional.

El receptor puede diseñarse de forma que sus tubos absorbentes de energía cumplan condiciones parecidas a las que soportarían en la cámara de combustión y radiación de una central térmica.

3.2.3.- EL CAMPO CONCENTRADOR DE ENERGIA SOLAR

El campo concentrador que compuesto por heliostatos que son espejos planos que reflejan la luz solar, instalados de manera correcta en una estructura metálica y pueden tener diferentes geometrías, que dependerá principalmente del tipo de receptor. En todo instante deberá seguir el movimiento aparente del Sol, ya sea en forma individual mediante células ópticas, o en forma agrupada que serían controlados mediante ordenador, en el que su programa de control debe ser programado diariamente, permitiendo a su vez seguir al Sol aún con cielo nublado.

La energía consumida para la dirección y orientación de los heliostatos es relativamente baja, ya que para un solo heliostato de 50 m² de superficie especular y 2 Tm de peso medio, se ha considerado que son suficientes 60 W.

El campo concentrador de energía se puede diseñar de diferentes maneras, pero la más cómoda es de manera circular o conocida como corona circular, en la que los heliostatos estarían ordenados de a base de anillos concéntricos; al inicio podemos asumirlo de manera continua que no contenga ningún espacio entre ellos que darían un aspecto de un campo especular continuo, concluyendo que la superficie de los espejos sería igual a la del terreno sobre la que iría ubicado el concentrador, solución que daría lugar a un rendimiento máximo desde el punto de vista energético, pero no del económico. Por lo tanto, los heliostatos deben ir en una disposición que mantenga entre ellos unas distancias determinadas, fijadas por un factor de rendimiento especular y de utilización del campo.

Para obtener toda la energía solar que llegue a este terreno pueda ser reflejada por el concentrador conformado por heliostatos, existen inconvenientes superficie especular del mismo no se puede utilizar al máximo, debido a fenómenos naturales de solapamiento de sombras de unos heliostatos sobre otros; el modelo de campo continuo tiene la ventaja principal de que todos los cálculos relativos a las propiedades del concentrador, y a las densidades de energía reflejadas por el mismo, pueden hacerse por integración; sin embargo esto no supone ninguna restricción a los demás campos, que perfectamente pueden simular su funcionamiento mediante ordenador.

Para mejor conocimiento de la energía reflejada, consideraremos el campo colector de espejos, como una disposición de anillos planos concéntricos, planteando los siguientes modelos de concentrador de heliostatos:

- a) **Modelo especular continuo de espejos infinitesimales**, en el que el campo colector de energía solar consiste en un círculo especular, de centro la base de la torre, hasta un ángulo máximo que define la circunferencia del círculo; cada espejo está perfectamente individualizado para que pueda cumplir con las leyes de la reflexión.
- b) **Modelo especular de dimensiones finitas**, considerando espejos planos cuadrados (heliostatos), dispuestos en anillos circulares; cada anillo estará formado por un conjunto de heliostatos, de forma que cuando todos estén horizontales, las distancias entre sus bordes serán nulas, constituyendo un campo continuo de espejos. Con esta disposición de los heliostatos podemos considerar dos casos:

Campo continuo desde la base de la torre hasta un ángulo periférico máximo
Campo continuo, para dos ángulos cenitales, comprendido entre los círculos de radios
 R_m y R_M respectivamente

- c) **Modelo especular discontinuo de anillos de heliostatos** en los que la distancia radial r entre anillos es mayor que la anchura l de cada uno.
- d) Se pueden considerar también concentradores formados por bandas de anillos especulares, que se corresponda con la anchura de un heliostato.

Según sea la ubicación del Sol, los heliostatos pueden interrumpirse entre ellos, en el sentido de que uno de ellos puede servir de pantalla de la radiación solar directa a uno o más que estén detrás, como consecuencia van a producir un efecto de sombra, sino bloquear la radiación solar reflejada por los heliostatos que están alados en la parte superior, reduciendo de esta forma la energía que es posible enviar sobre el receptor. Para disminuir estos efectos conviene situar el receptor lo más alto posible sobre el terreno horizontal, que están en el campo de heliostatos, al tiempo que los heliostatos presenten una distancian entre sí.

3.2.4.- CONSIDERACIONES GEOMÉTRICAS A TOMAR EN CUENTA

Como el receptor está ubicado a una cierta altura sobre el plano del concentrador, en el eje de simetría vertical del mismo, tiene que cumplir a su vez una serie de requisitos, que determinarán su forma y sus propiedades. Se puede afirmar que la forma del concentrador formado por los heliostatos tiene que imponer una simetría al receptor, que permita considerarle como un volumen de revolución. Su forma y tamaño, a su vez, dependerán de la distancia a que se encuentren los heliostatos de la base de la torre sobre la que iría ubicado el receptor.

El estado sería que la normal a la superficie exterior del receptor, coincidiese en todo momento con la dirección de los rayos solares reflejados por los heliostatos para obtener una óptima temperatura, de manera que para todo el concentrador, se conseguiría únicamente con un receptor semiesférico; cuando el ángulo cenital formado por los rayos reflejados fuese pequeño, se impondría el que el receptor tuviese forma de disco plano horizontal; si se aumenta este ángulo medio, la forma ideal sería la de un tronco de cono invertido, y para ángulos grandes, se impondría la forma de

un **cilindro vertical** lo cual se usara para la presente tesis por presentar los mayores beneficios.

Para conocer los diversos parámetros que se necesitan en una central termosolar conviene estudiar por separado el concentrador (campo de heliostatos) y el receptor, obteniendo sus propiedades de manera separada, pero con la condición de que la energía reflejada por el concentrador, tiene que ser la misma que intercepte el receptor, y de ahí poder obtener, no sólo las densidades energéticas correspondientes a diversos campos concentradores y tipos de receptores, sino conocer también su distribución sobre el receptor, para diversos grupos de anillos, y para el campo total, así como las propiedades comunes del conjunto concentrador-receptor.

Con el uso de medios informáticos (programación) se pueden simular un modelo astronómico que tiene en cuenta el movimiento diurno aparente del Sol, y su proyección estereográfica sobre la superficie terrestre. A la hora de su aplicación se tendrán en cuenta los datos de insolación propios del lugar donde esté ubicado el campo concentrador presentando valores estadísticos sobre horas de insolación diarios, mensuales e incluso anuales.

En la simulación que se puede obtener por medio de un ordenador de los diversos modelos de campo concentrador, habrá que tener en cuenta que se les puede considerar como una disposición de espejos ordenados sobre el terreno según anillos circulares, con el terreno horizontal, aunque la formulación se puede ampliar a anillos circulares horizontales a diversos niveles, o sobre planos inclinados un ángulo y respecto a la horizontal; los anillos de espejos son concéntricos respecto a la base de la torre, en cuya cima va instalado el receptor.

El sistema de seguimiento del movimiento aparente del Sol lo será por el método de orientación mediante dos ejes, vertical acimutal-horizontal de elevación (Alt-acimut), mediante un servomecanismo que será impulsado por motores eléctricos; cuando el modelo de receptor sea puntual, todos los espejos enfocarán la radiación que reciban a un punto único; si el modelo de receptor es cilíndrico vertical, los heliostatos enfocarán por los anillos que formen, a puntos situados por encima o por debajo del punto focal F , obteniéndose una distribución de energía lo más uniforme posible sobre el receptor de torre central.

Los modelos que se desarrollan llevan asociados una serie de consideraciones prácticas de tipo general. Así, cada heliostato está constituido por un conjunto de espejos, de superficie de sección cuadrada; todo esto se realiza con el fin de disminuir su precio, tanto el de gasto de instalación, como el de mantenimiento.

Considerando también los errores de construcción y de dirección más característicos para la puesta a punto de los heliostatos, como:

Deformación del haz reflejado debido a la acción del viento sobre la estructura

Errores en la cadena cinemática de dirección de espejos

Errores constructivos en la perpendicularidad del eje Imperfecciones de las superficies reflectantes

Errores de dirección de los espejos.

En consecuencia como los modelos de concentradores tendremos a consideración los siguientes modelos de receptor:

Receptor puntual, para el modelo de campo de espejos infinitesimales, que permite concentraciones energéticas máximas

Receptores en forma de cuerpo de revolución, cuyo eje coincidirá con el vertical de la torre, y que funcionan como verdaderos intercambiadores de calor y este último será el que usaremos en la presente tesis

3.2.5. ORIENTACIÓN DE HELIOSTATOS (receptores de la radiación solar)

Los concentradores de energía solar formados por campos de heliostatos se deben diseñar para que funcionen en condiciones de máxima eficacia; en todo momento los heliostatos se orientan de forma que, para cualquier posición del Sol, los rayos que reflejen se dirijan a un punto fijo situado a una cierta altura sobre el nivel del campo concentrador. Las relaciones fundamentales que regulan la dirección de cada uno de estos heliostatos tienen que satisfacer las leyes de la reflexión y, por lo tanto, los ángulos de los rayos solares incidentes y reflejados, respecto a la normal a cada superficie especular, tienen que ser iguales, estando situados los vectores que los definen, en cada instante, en un mismo plano.

A continuación definiremos las variables que usaremos en el desarrollo de la tesis para los heliostatos y el receptor solar:

- La dirección de los rayos solares incidentes se puede definir por un vector unitario \vec{s} .
- La dirección de los rayos solares reflejados hacia el foco puntual situado en lo alto de la torre por un vector unitario \vec{t} .

La normal al espejo en el centro geométrico del mismo, viene definida por un vector unitario \vec{n} ; la posición del Sol en cada momento viene dado por el vector \vec{s} apuntando hacia el centro del receptor solar.

Un espejo cualquiera E estará localizado en el concentrador por el vector \vec{t} , tomando como referencia el foco puntual F en el que se supone colocado el receptor de energía.

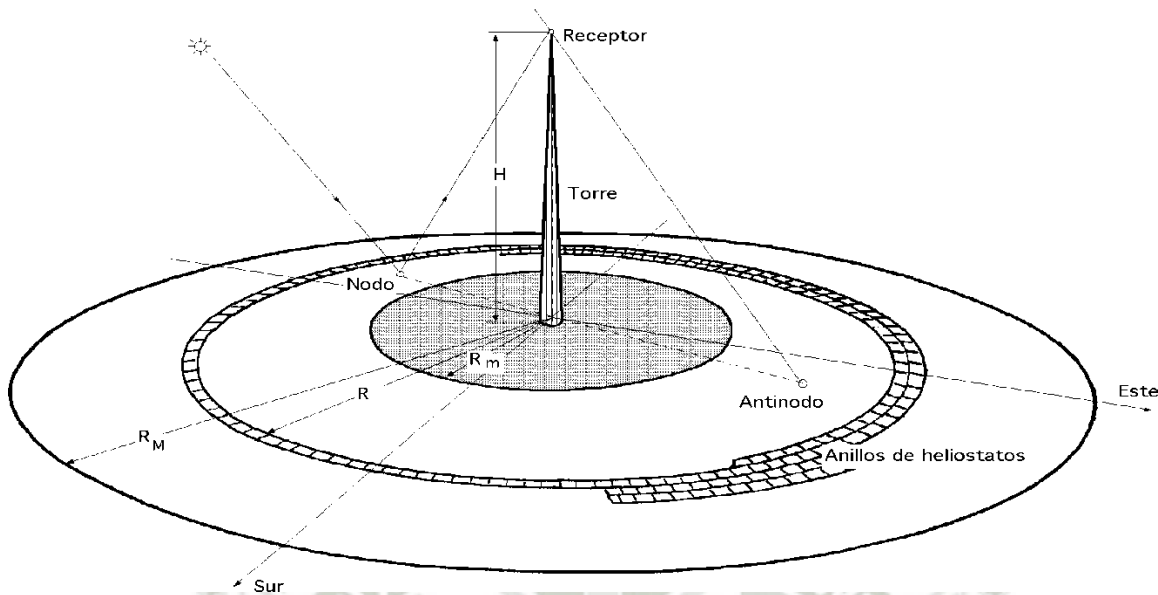


Gráfico 3.5 - Esquema óptico de central termosolar

La orientación de cada heliostato la especificaremos por su normal unitaria \vec{n} mostrada en el gráfico 3.5 de la forma:

$$\vec{n} = \frac{\vec{s} + \vec{t}}{|\vec{s} + \vec{t}|}$$

Esta ecuación constituye la relación básica de dirección para un heliostato, viniendo definida en función del tiempo por cuanto \vec{s} varía en cada instante, y en función del espacio por cuanto \vec{t} relaciona el espejo E con el foco situado en lo alto de la torre.

Al ser los ángulos de incidencia y reflexión iguales se cumplirá además que:

$$\vec{n} \cdot \vec{s} = \vec{n} \cdot \vec{t} = \frac{N}{2}$$

Si se define un vector \vec{N} de la forma,

$$\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} \Rightarrow \vec{n} = \frac{\vec{N}}{N}$$

Y, por lo tanto, si multiplicamos por \vec{n} la ecuación: $\vec{N} = \vec{s} + \vec{t}$, se obtiene:

$$\vec{n} N = \vec{n} \vec{s} + \vec{n} \vec{t} \quad \vec{n} \vec{s} \quad \vec{n} \vec{t}$$

Es decir;

$$\vec{n} \vec{t} = \vec{n} \vec{s}$$

El vector \vec{t} viene especificado por,

$$\vec{t} = \vec{s} - \vec{n} \quad \vec{s} = \vec{n} \quad \vec{s} = \vec{n} \cdot 2 (\vec{n} \vec{s}) - \vec{s}$$

Movimiento aparente del Sol.- El movimiento aparente del Sol respecto a un lugar cualquiera de la superficie terrestre se puede determinar mediante los siguientes parámetros:

- Ubicación del Sol
- Día del año
- Hora del día

Y a su vez lo definiremos por tres ángulos que representan la latitud λ del lugar donde está el concentrador, la declinación media del día δ y el ángulo horario τ .

La ubicación del Sol viene determinada por el vector \vec{s} que definiremos mediante otros dos ángulos, uno cenital θ_s respecto a la vertical del campo y otro acimutal β_s , respecto a la dirección (Norte- Sur), Gráfico 3.6

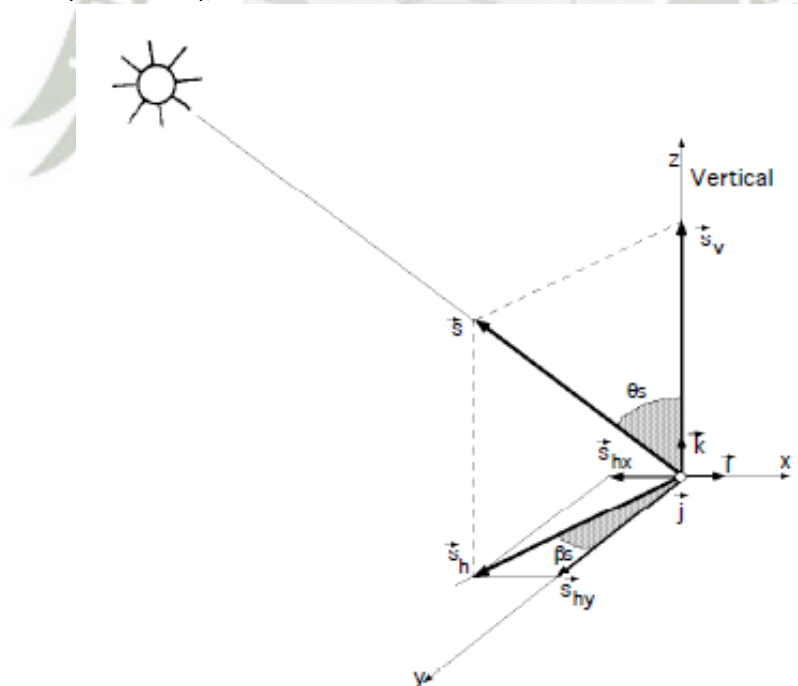


Gráfico 3.6 - Componentes del vector \vec{s}

El valor de θ_s se obtiene mediante la ecuación de Benford y Bock, de la forma:
Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura - Autor: Pedro Fernández Díez pág. 154-
Ecuación de Benford y Bock

$$\cos \theta_s = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \lambda \cos \psi - \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \lambda \cos \beta + \cos \delta \cos \lambda \cos \psi \cos \tau + \cos \delta \operatorname{sen} \lambda \operatorname{sen} \psi \cos \beta \cos \tau + \cos \delta \operatorname{sen} \psi \operatorname{sen} \beta \operatorname{sen} \tau$$

En la que ψ es el ángulo que forma el terreno con la horizontal; en nuestro caso $\psi = 0$, por lo que:

$$\cos \theta_s = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau$$

Siendo τ el ángulo horario, 15° por hora ya que en total la vuelta es de 360° , que viene medido en la Fig III.3.3 por el arco (CD) sobre el Ecuador, y es el ángulo que tiene que girar la Tierra para colocar el meridiano que pasa por el punto P directamente debajo del Sol.

El ángulo de salida o puesta del Sol τ_s , se obtiene haciendo en la ecuación anterior, $\theta_s = 90^\circ$.

$$\cos \tau_s = \operatorname{tg} \lambda \operatorname{tg} \delta$$

Para la declinación δ se puede tomar el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación:

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen} \left(360 \frac{284 + Z}{365} \right)$$

En la que Z es el día del año contado a partir del 1 de enero, en nuestro caso $Z=266$ por ser el equinoccio de verano el día más óptimo para obtener la máxima radiación solar en lado de nuestro hemisferio.

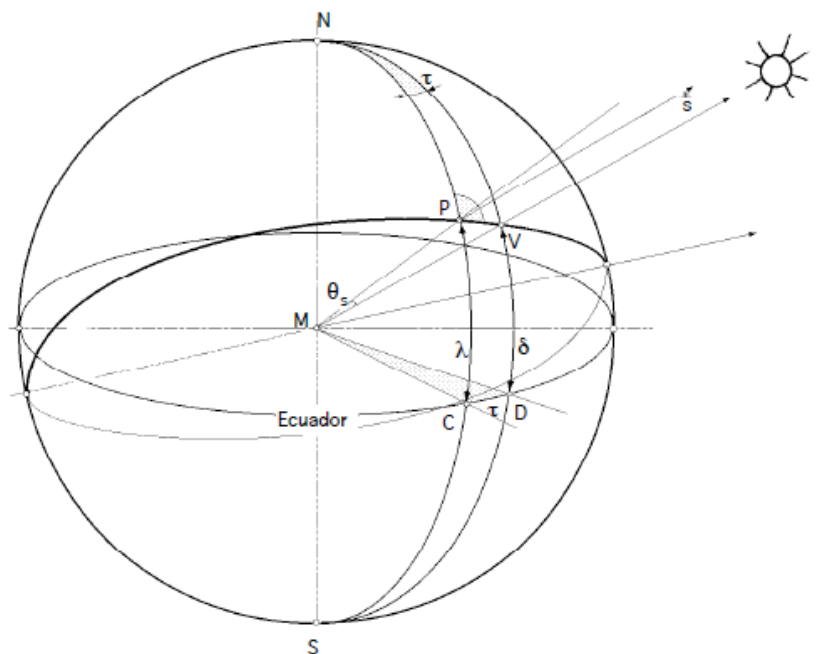


Gráfico 3.7 – Distribución de ángulos

El valor de β_s se obtiene teniendo en cuenta el gráfico 3.7 y la formulación de Bessel de trigonometría esférica; por el Teorema de Proporcionalidad de los senos:

$$\text{sen } \beta_s = \frac{\text{sen } \tau \cos \delta}{\text{sen } \theta_s}$$

A su vez,

$$\text{cotg}(90 - \delta) \text{sen}(90 - \lambda) = \cos(90 - \lambda) \cos \tau + \text{sen } \tau \text{cotg} \beta_s$$

$$\text{cotg } \beta_s = \frac{\text{tg } \delta \cos \lambda - \text{sen} \lambda \cos \tau}{\text{sen } \tau}$$

Para el ángulo horario τ se obtiene:

$$\text{cotg } \theta_s \text{sen}(90 - \lambda) = \cos(90 - \lambda) \cos \beta_s + \text{sen } \beta_s \text{cotg } \tau$$

$$\text{cotg } \tau = \frac{\text{cotg} \theta_s \cos \lambda - \text{sen} \lambda \cos \beta_s}{\text{sen } \beta_s}$$

Combinando los pares de valores (θ_s, β_s) se obtienen unas gráficas que representan la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno en el que se ha situado el campo concentrador, Gráfico 3.8. La importancia de estas proyecciones solares radica en que, en cada momento, uno y sólo uno de los espejos que conforman el campo, va a coincidir con dicha proyección, lo cual a su vez implica el que ese espejo en concreto tenga su normal vertical en ese instante; a lo largo del día, el lugar geométrico de la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno permitirá conocer qué espejos, son los que en ese día, van a coincidir con dicho lugar geométrico, y por lo tanto, los que a lo largo del mismo van a permanecer durante un instante en posición horizontal.

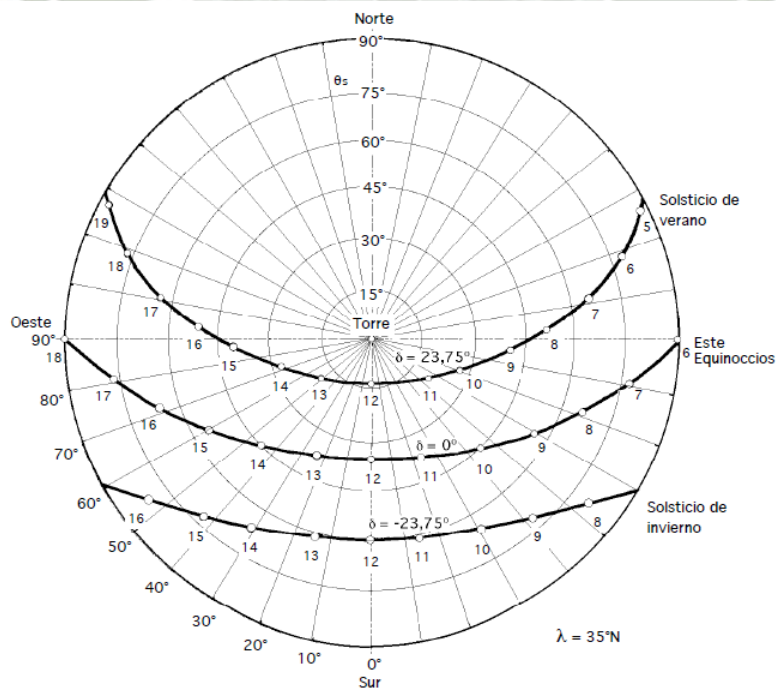


Gráfico 3.8 - Proyecciones estereográficas del movimiento aparente del Sol

Al heliostato que en dicho instante cumpla con esta condición le llamaremos *nodo*, y todos los demás espejos del concentrador vendrán orientados respecto a éste.

El vector \vec{s} en coordenadas cartesianas, de acuerdo con la gráfica 3.6, vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$\vec{s} = (-\text{sen } \theta_s \text{ sen } \beta_s)\vec{i} + (-\text{sen } \theta_s \text{ cos } \beta_s)\vec{j} + \text{cos } \theta_s \vec{k}$$

En la que sus componentes dependen únicamente de los ángulos θ_s y β_s .

Localización de los heliostatos en el concentrador.-

La localización de un espejo cualquiera E viene dada por el vector \vec{t} que sabemos coincide con la dirección de los rayos solares reflejados hacia el punto F situado en lo alto de la torre, que por la simetría del campo, supondremos ubicado en el centro geométrico del mismo.

El vector \vec{t} viene definido por los ángulos θ_t y β_t que se indican en el gráfico 3.9.

Ahora indicamos la variable que se usará:

θ_t Es un ángulo cenital, que se corresponde con una distancia radial sobre el plano del terreno dado por:

$$R = H \text{tg } \theta_t$$

Entonces:

- R el radio de la circunferencia que con centro en la base de torre, pasa por el espejo E
- H la altura a la que se encuentra el punto F respecto al plano del concentrador
- β_t es un ángulo acimutal que forma la proyección horizontal τ_h de los rayos solares reflejados, respecto a la dirección Norte – Sur.

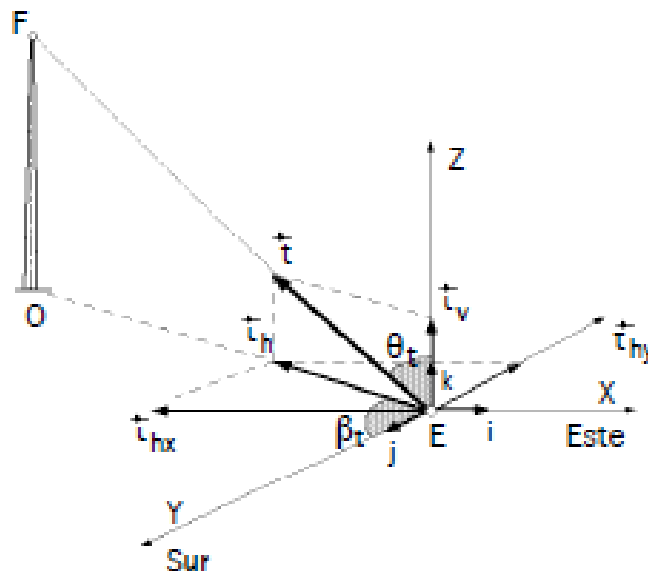


Gráfico 3.9 - Componentes de vector \vec{t} .

Con esta nomenclatura, todos los espejos cuyos centros geométricos se encuentren sobre una circunferencia de radio R y centro O, formarán un anillo de espejos, y tendrán el mismo valor de θ_t ; un espejo perteneciente a este anillo tendrá un valor de β_t único, que le diferenciará de los demás espejos, con lo que quedará perfectamente situado en el conjunto del concentrador.

El vector \vec{t} tiene la siguiente forma:

$$\vec{t} = (-\text{sen } \theta_t \text{ sen } \beta_t)\vec{i} + (-\text{sen } \theta_t \text{ cos } \beta_t)\vec{j} + \text{cos } \theta_t \vec{k}$$

3.2.6.- ORIENTACIÓN DE LOS ESPEJOS

Cada espejo viene definido por su normal \vec{n} , que a su vez, como se indica en la gráfica 3.10, se puede poner también en función de dos ángulos, θ_n cenital que el vector \vec{n} forma con la vertical del campo, y β_n el ángulo acimutal que el vector \vec{n} forma con la dirección Norte-Sur.

Así, las componentes del vector \vec{n} , en coordenadas cartesianas son:

$$\vec{n} = (-\text{sen } \theta_n \text{ sen } \beta_n)\vec{i} + (-\text{sen } \theta_n \text{ cos } \beta_n)\vec{j} + \text{cos } \theta_n \vec{k}$$

De manera que los vectores \vec{s} , \vec{t} y \vec{n} conforman la siguiente matriz:

$$\begin{pmatrix} \vec{s} \\ \vec{t} \\ \vec{n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\text{sen } \theta_s \text{ sen } \beta_s & -\text{sen } \theta_s \text{ cos } \beta_s & \text{cos } \theta_s \\ -\text{sen } \theta_t \text{ sen } \beta_t & -\text{sen } \theta_t \text{ cos } \beta_t & \text{cos } \theta_t \\ -\text{sen } \theta_n \text{ sen } \beta_n & -\text{sen } \theta_n \text{ cos } \beta_n & \text{cos } \theta_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \vec{i} \\ \vec{j} \\ \vec{k} \end{pmatrix}$$

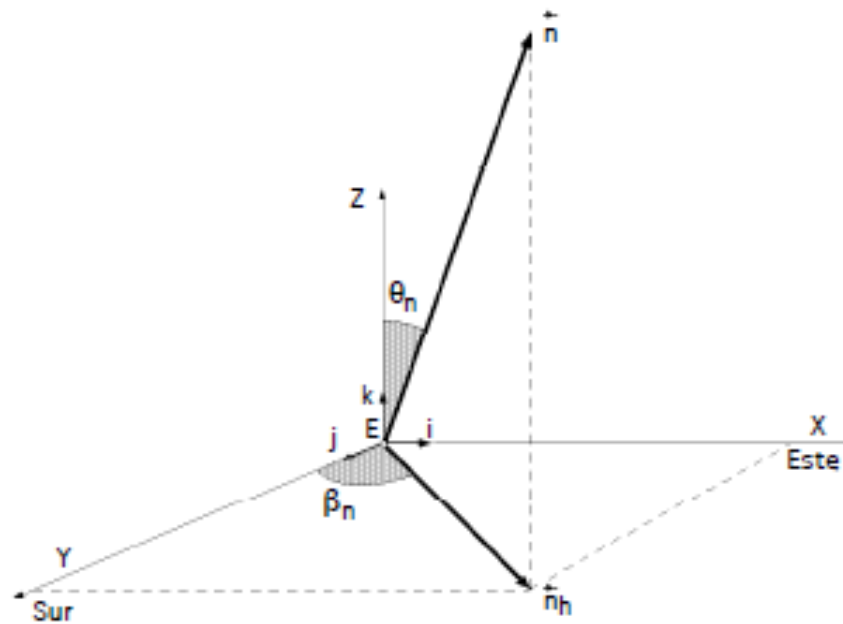


Gráfico 3.10 - componentes del vector \vec{n}

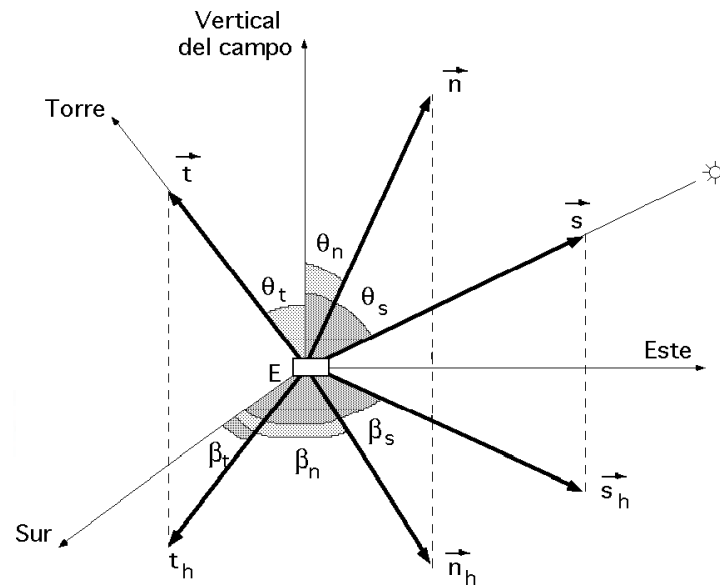


Gráfico 3.11 - Ángulos y vectores unitarios

Como se observa los ángulos y vectores así definidos, se ha representado en el gráfico 3.11; de acuerdo con ella se tiene para valor de θ_n lo siguiente:

$$N \cos \theta_n = \vec{s}_h + \vec{t}_h = \cos \theta_s + \cos \theta_t$$

$$tg \theta_n = \frac{\sqrt{N^2 - (\cos \theta_s + \cos \theta_t)^2}}{N \cos \theta_n} = \frac{\sqrt{\text{sen}^2 \theta_s + \text{sen}^2 \theta_t + 2 \text{sen} \theta_s \text{sen} \theta_t \cos(\beta_t - \beta_s)}}{\cos \theta_s + \cos \theta_t}$$

y el valor de β_n se obtiene a partir de:

$$\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} = \vec{n} = (-\text{sen} \theta_s \text{sen} \beta_s - \text{sen} \theta_t \text{sen} \beta_t) \vec{i} + (-\text{sen} \theta_s \cos \beta_s - \text{sen} \theta_t \cos \beta_t) \vec{j} + (\cos \theta_s + \cos \theta_t) \vec{k}$$

$$\vec{n} N = \{(-\text{sen} \theta_n \text{sen} \beta_n) \vec{i} - (\text{sen} \theta_n \cos \beta_n) \vec{j} + (\cos \theta_n) \vec{k}\} N$$

$$\text{sen} \beta_n = \frac{\text{sen} \theta_s \text{sen} \beta_s + \text{sen} \theta_t \text{sen} \beta_t}{N \text{sen} \theta_n}$$

$$\cos \beta_n = \frac{\text{sen} \theta_s \cos \beta_s + \text{sen} \theta_t \cos \beta_t}{N \text{sen} \theta_n}$$

$$\Rightarrow tg \beta_n = \frac{\text{sen} \theta_s \text{sen} \beta_s + \text{sen} \theta_t \text{sen} \beta_t}{\text{sen} \theta_s \cos \beta_s + \text{sen} \theta_t \cos \beta_t}$$

$$\frac{\text{sen} \theta_s}{\text{sen} \theta_t} = \frac{\text{sen} (\beta_t - \beta_n)}{\text{sen} (\beta_n - \beta_s)} = \frac{\text{sen} \beta_{t-n}}{\text{sen} \beta_{n-s}}$$

Estas ecuaciones nos permiten desarrollar una primera interpretación de las características ideales espacio tiempo de los espejos, considerando en lo que sigue, al campo especular como una función del espacio e intentar ver qué es lo que sucede con los espejos que cumplen unas condiciones en un instante fijo y determinado, y también como una función del tiempo, teniendo perfectamente localizadas las posiciones de los espejos sobre el concentrador.

3.2.7- ORIENTACIÓN ESPACIAL DE LOS ESPEJOS

Para el análisis de la orientación espacial de los espejos hay que considerar un momento fijo del día, especificado por el vector solar \vec{s} ; esta orientación se puede visualizar mediante dos tipos de gráficas:

- Líneas de igual acimut, o líneas *cte.*
- Líneas de igual ángulo cenital, o líneas

que se pueden representar en función de θ_t y β_t obteniéndose un tipo de curvas que son función, únicamente, del ángulo cenital solar θ_s . Los valores de θ_s oscilan entre -90° y $+90^\circ$; la representación más sencilla será aquella en la que el Sol se encuentre en su posición máxima que, teóricamente, se corresponderá con $\theta_s = 0^\circ$, encontrándose:

$$\operatorname{tg} \theta_n = \frac{\operatorname{sen} \theta_t}{1 + \operatorname{cos} \theta_t} = \operatorname{tg} \frac{\theta_t}{2} \quad ; \quad \theta_n = \frac{\theta_t}{2}$$

$$\operatorname{tg} \beta_n = \operatorname{tg} \beta_t \quad ; \quad \beta_n = \beta_t$$

lo cual quiere decir que para 0° , (el Sol en la vertical del campo), la representación de las líneas *cte.* serían líneas radiales que se cortan en el punto O, centro del concentrador, y las líneas de igual inclinación *cte.* círculos concéntricos de centro O, lo que supone que el espejo colocado en O coincide con el nodo.

Sin embargo, no es esto lo que sucede en realidad, por cuanto θ_s no alcanza nunca el valor cero y, por lo tanto, el nodo N estará situado en un punto sobre la proyección sobre el terreno de los vectores \vec{s} y \vec{t} , contenidos en un plano vertical, de forma que se cumpla en todo momento que $\theta_n = 0^\circ$ lo cual permite hacer constar que al tratar al nodo como un punto singular de la distribución especular del concentrador, en cada instante, siempre se podrá visualizar la variación de los ángulos de inclinación de los espejos, respecto del tiempo, observando la variación de la posición de nodo.

Como el lugar geométrico de las posiciones del nodo es idéntico a la intersección con el plano del terreno de los rayos solares incidentes que cumplan con la condición de que $\theta_n = 0^\circ$ se podrá obtener una distribución completa de las inclinaciones de los espejos, junto con sus posiciones, haciendo coincidir, en todo momento la proyección estereográfica del movimiento aparente del Sol sobre el terreno, con el nodo correspondiente a la posición aparente del Sol en ese instante.

Para completar la orientación espacial de los espejos hay que trazar las curvas de *cte.*; se puede simplificar el cálculo haciendo que $\beta_{n-s} = \beta_n$, lo cual supone que el eje de simetría le hemos hecho coincidir con $\beta_s = 0^\circ$, es decir, con la proyección sobre el plano del terreno del plano vertical formado por los vectores \vec{s} y \vec{t} que cumplan tal

condición, Gráfico 3.13. Para un instante cualquiera del día determinado por su θ_s fijo, al dar a θ_t un valor determinado, se obtienen las componentes correspondientes a β_n y β_t . Haciendo $\beta_t = 0^\circ$, se tiene:

$$\beta_{n-s} = \beta_n = 0^\circ$$

Que se corresponde con un valor de θ_t que coincide con el nodo.

Para cualquier otro valor de θ_t siempre que $\beta_{t-s} = \beta_t = 0^\circ$, las curvas de igual acimut pasarán por el mismo punto, el nodo.

En los Gráficos 3.12 y 3.13 se han hecho una representación para un ángulo $\theta_s = 45^\circ$, habiendo considerado $tg\theta_t$, en lugar de θ_t ; para hallar los ángulos de inclinación cenital y acimutal de un espejo determinado, no hay más que situar éste en el campo y de acuerdo con la posición de la torre, que se tomará como origen de coordenadas, hallar las líneas que pasan por él.

El espejo diametralmente opuesto al nodo, sobre el mismo anillo de radio R, también tiene $\theta_s = \theta_t$, pero en este caso, este espejo es el único perpendicular a los rayos solares incidentes y a los rayos reflejados, por lo que los vectores \vec{n} , \vec{s} y \vec{t} , coincidirán; dicho en otras palabras este espejo estaría en la posición de la sombra proyectada por el punto focal F sobre el terreno.

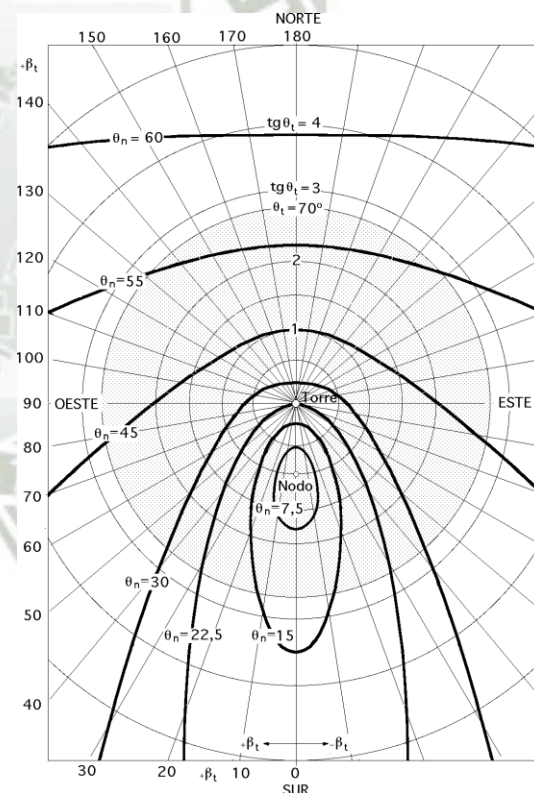
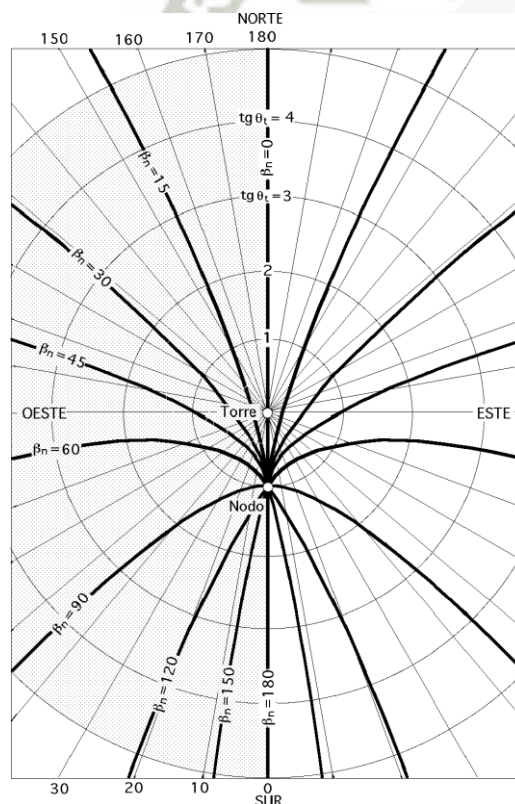


Gráfico 3.12 - Líneas de igual ángulo acimutal β_n Gráfico 3.13- Líneas de igual ángulo cenital θ_n

3.2.8.- ORIENTACIÓN TEMPORAL DE LOS ESPEJOS (HELIOSTATOS)

Las ecuaciones que definen ha θ_n y se pueden poner en función del ángulo horario mediante las siguientes ecuaciones:

$$\begin{cases} \cos \theta_s = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau \\ \operatorname{sen} \beta_s = \frac{\operatorname{sen} \tau \cos \delta}{\operatorname{sen} \theta_s} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \cos \theta_n = \frac{1}{N(\cos \theta_s + \cos \theta_t)} = \frac{1}{N(\operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau + \cos \theta_t)} \\ \operatorname{tg} \beta_n = \frac{\operatorname{sen} \tau \cos \delta + \operatorname{sen} \theta_t \operatorname{sen} \beta_t}{\operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_t + \cos \delta \operatorname{sen} \lambda \cos \tau - \cos \lambda \operatorname{sen} \delta} \end{cases}$$

El valor de N se obtiene como sigue: $\vec{N} = \vec{s} + \vec{t} = \vec{n}$

$$\begin{aligned} \vec{n} N = \vec{n} \vec{s} + \vec{n} \vec{t} = 2 \vec{n} \vec{s} = 2 \vec{n} \vec{t} = N &\Rightarrow \vec{n} \vec{s} = \vec{n} \vec{t} = \frac{N}{2} \\ \vec{t} N = \vec{t} \vec{s} + \vec{t} \vec{t} = \vec{t} \vec{s} + 1 = \vec{t} \vec{n} N = \frac{N^2}{2} &\Rightarrow N = \sqrt{2(\vec{t} \vec{s} + 1)} \end{aligned}$$

y teniendo en cuenta los valores de $\vec{s} + \vec{t}$ se obtiene:

$$\begin{aligned} N &= \sqrt{2(1 + \cos \theta_s \cos \theta_t + \operatorname{sen} \theta_s \operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_{t-s})} = \\ &= \sqrt{2\sqrt{1 + \cos \theta_t (\operatorname{sen} \lambda \operatorname{sen} \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \tau + \operatorname{sen} \theta_t \operatorname{sen} \beta_t \cos \delta \operatorname{sen} \tau + \operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_t (\operatorname{sen} \lambda \cos \delta \cos \tau - \cos \lambda \operatorname{sen} \delta))}} \end{aligned}$$

A aplicar en el cálculo de .

Con las ecuaciones anteriores se puede estudiar el comportamiento de los espejos de un anillo cualquiera definido por su θ_t , en un determinado día del año fijado por su declinación media δ , en la latitud λ , y a una hora dada del día Z, definida por su ángulo horario τ en función de β_n . Dicho anillo tendrá un número finito de espejos, viniendo cada uno de ellos perfectamente localizado por su θ_t y β_t .

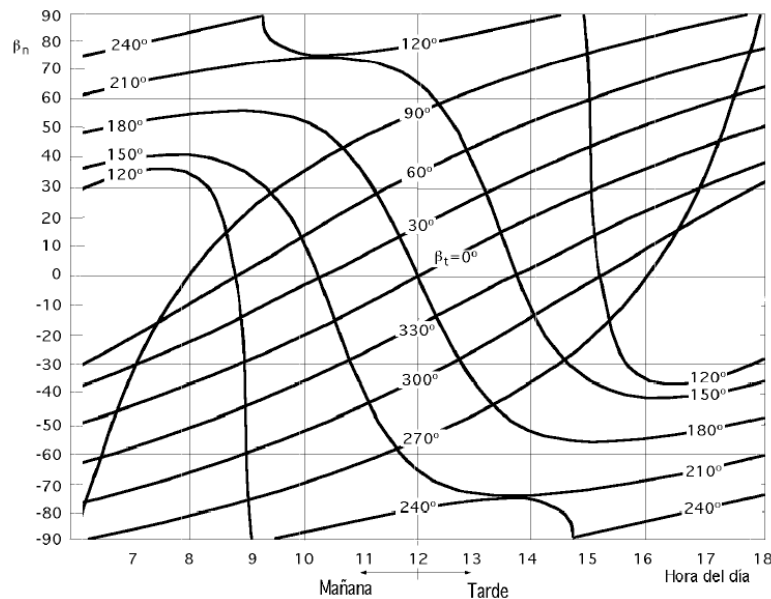


Gráfico 3.14 - Ángulos acimutales, $\theta_t = 60^\circ$; $\delta = 0^\circ$; $\lambda = 35^\circ N$

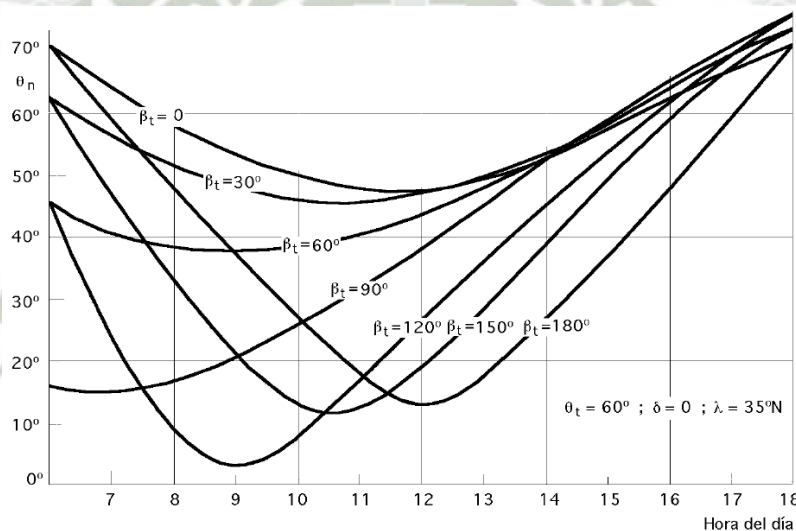


Gráfico 3.15 - Ángulos cenitales, $\theta_t = 60^\circ$; $\delta = 0^\circ$; $\lambda = 35^\circ N$

La posición del nodo queda fijada para $\theta_s = \theta_t$ obteniéndose el ángulo horario correspondiente con ayuda de la ecuación que proporciona el $\cos \theta_s$; de igual manera se puede hallar su β_t teniendo en cuenta la ecuación que proporciona, $\tan \beta_n$, aplicando las condiciones impuestas por el punto nodal. La representación que se hace en las gráficas 3.14 y 3.15 se corresponde con los ángulos acimutales y cenitales que cada espejo irá tomando dentro del anillo correspondiente, definido por su θ_t común a todos los espejos del mismo y por el β_t propio de cada espejo.

Ahora veremos los **problemas que surgen entre heliostatos** los cuales hacen que se disminuya la eficiencia de radiación que brinda cada heliostato, a continuación desarrollaremos dichos problemas.

3.2.9.- Sombras y Apantallamientos entre heliostatos:

Los problemas que se presentan en los campos de heliostatos principalmente son sombras y apantallamientos, que se originan en un espejo cualquiera por sus espejos vecinos, dándose los siguientes casos:

- a) Un espejo puede quedar sombreado por otro que está a su lado que intercepte parcialmente los rayos solares incidentes, de manera que una parte del espejo considerado queda sin usar para la reflexión en un momento dado; en el gráfico 3.16 se corresponde con el área (SgEmS).
- b) Un espejo puede recibir en su superficie la luz solar, total o parcialmente, pero podrá estar apantallado en la luz que refleja hacia lo alto de la torre por los espejos vecinos situados entre él y la torre; en el gráfico 3.16 se corresponde con el área (SiFnS).

3.2.9.1- SOMBRAS PROYECTADAS SOBRE EL PLANO DEL TERRENO

Se estudiara estos efectos que presentan los heliostatos, consideraremos en primer lugar cómo se proyecta la sombra (RABO) del gráfico 3.16 originada por el espejo (RCDO) sobre el plano horizontal del terreno; a esta sombra proyectada habrá que superponer el efecto del apantallamiento proyectado también sobre el plano horizontal (RaboR), en el supuesto de que en lo alto de la torre se tuviese un foco ficticio de luz, que al iluminar el espejo proyectará su sombra sobre el terreno.

Además se puede considerar que los espejos son relativamente pequeños en comparación con la distancia de los mismos a lo alto de la torre, y por lo tanto, que los rayos ficticios que pasan por los vértices del espejo considerado son paralelos a la línea que une el centro del receptor con el centro del espejo.

De acuerdo con el gráfico 3.16, consideraremos un espejo rectangular único, de anchura, $(RC) = l$, y longitud, $(RO) = L$, dos de cuyos lados siempre serán paralelos al terreno estando el (RO) sobre el plano horizontal del mismo.

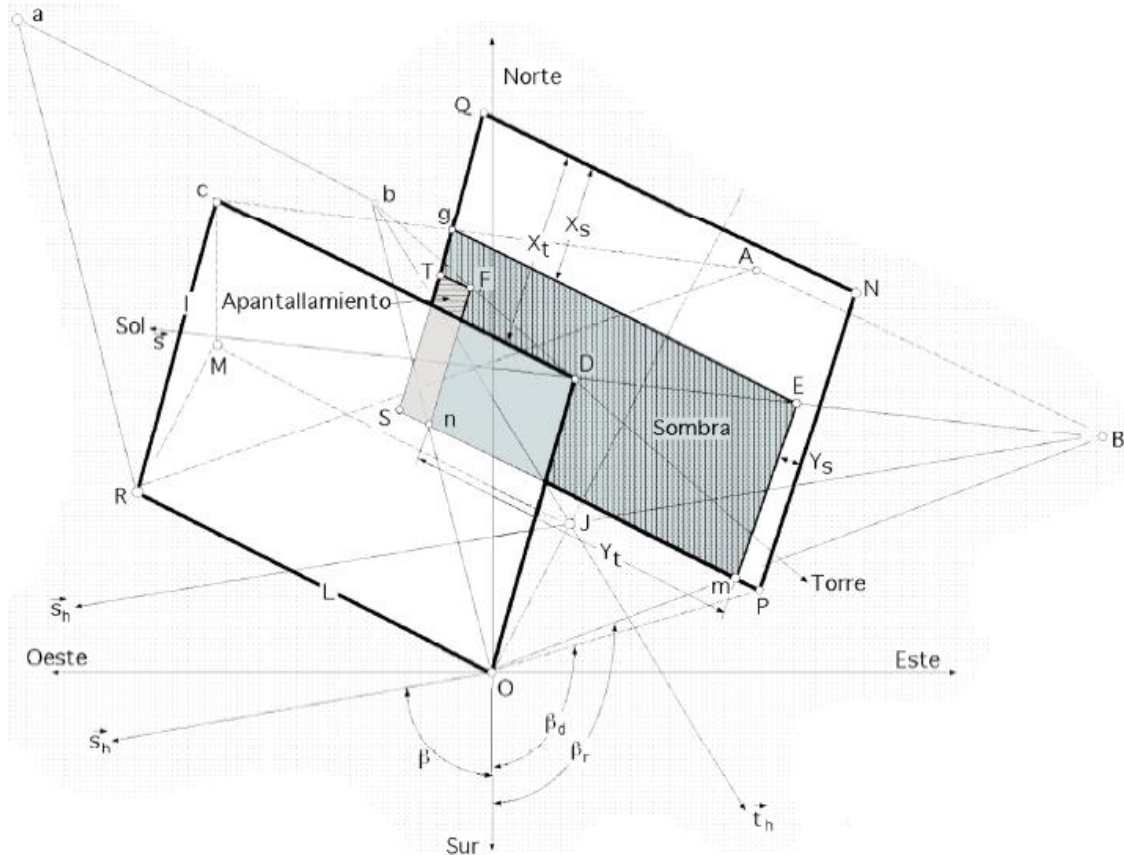


Gráfico 3.16 - Sombras y apantallamientos sobre espejos

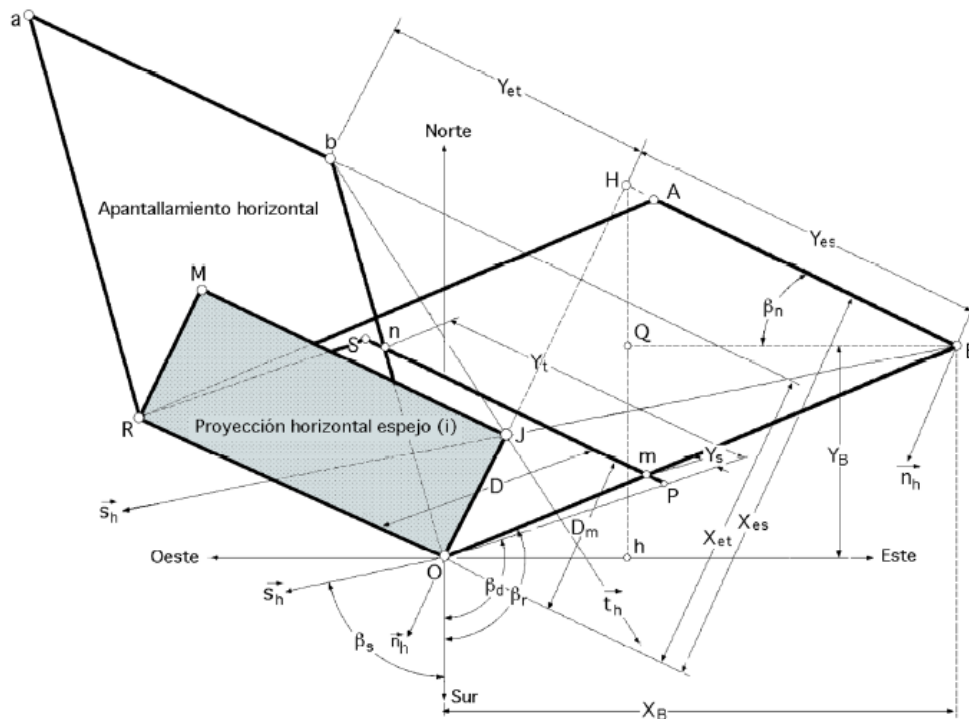


Gráfico 3.17 - Sombras proyectadas sobre el plano del terreno

El centro de este espejo quedará perfectamente localizado por los ángulos θ_t y β_t de forma que en todo momento pueda estar relacionado con los ángulos que dan la posición del Sol θ_s y β_s viniendo especificada la orientación del espejo por los ángulos θ_n y β_n que proporcionan las ecuaciones de dirección.

Las sombras y apantallamientos proyectados sobre el plano del terreno tienen forma de paralelogramos de modo que el apantallamiento horizontal vendrá dado por el paralelogramo (RaboR), y la sombra solar horizontal por el paralelogramo (RABOR); la proyección del espejo sobre el plano horizontal que pasa por su base queda determinada por el área (RMJOR).

Para poder visualizar en forma efectiva los fenómenos de sombra y/o apantallamiento sobre el plano horizontal del terreno, y poder determinar el tamaño exacto de estas proyecciones (Rabor) y (RABOR) sólo se ha representado el lado de los espejos que está en contacto con el plano horizontal, uno de ellos, el del anillo i dado por (RO), y el otro, el del anillo j , dado por (SP), base paralela a la anterior, de la misma longitud, situada a una distancia, $D = (OP)$, de la primera; de esta forma, el espejo de base (SP) puede estar sometido a efectos de sombra y/o apantallamiento por el espejo de base (RO); para poder hacer medidas introduciremos a su vez el gráfico 3.18, que indica la continuidad de las sombras y apantallamientos, y el gráfico 3.19 que permite introducir otras dos vistas de los espejos y sus sombras.

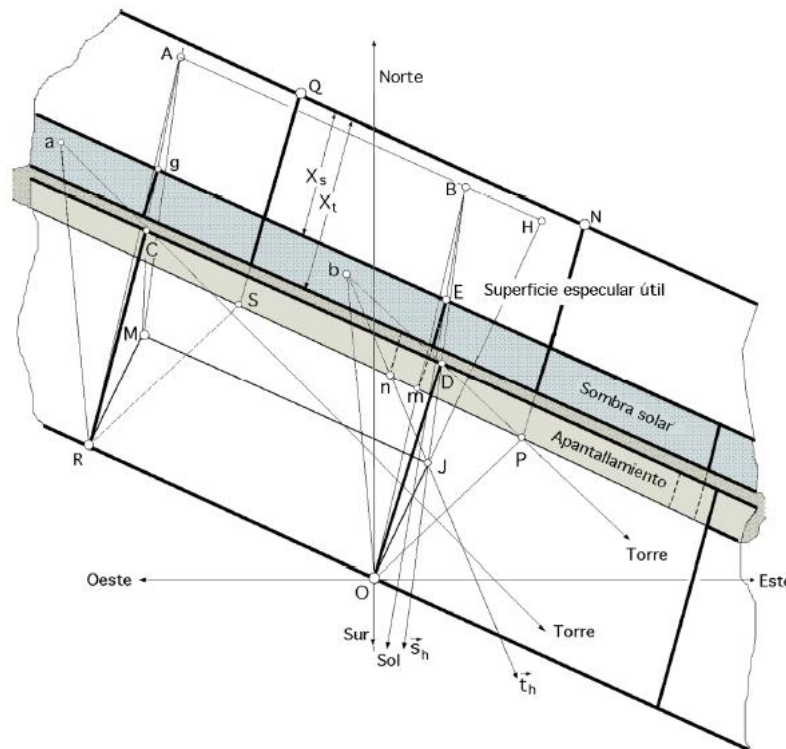


Gráfico 3.18 - Sombras y apantallamientos sobre un anillo continuo

Según el gráfico 3.19, en la que se ha representado sólo el efecto de sombra, proyectamos el triángulo (GHC) contenido en el plano vertical que a su vez contiene a \vec{s} , sobre el plano normal al espejo E, obteniéndose el triángulo (G'H'C); al proyectar el ángulo cenital θ_s sobre el plano normal al espejo, resultará un ángulo de perfil θ_{sp} dado por:

$$\text{área} (GHC) \cos \beta_{sn} = \text{área} (G'H'C)$$

$$\left. \begin{aligned} \text{área} (GHC) &= \frac{(HG)^2}{2} \operatorname{tg} \theta_s \\ \text{área} (G'H'C) &= \frac{(H'G')^2}{2} \operatorname{tg} \theta_{sp} \end{aligned} \right\}$$

Y como:

$$(HG) = (H'G') \Rightarrow \operatorname{tg} \theta_s \cos \beta_{sn} = \operatorname{tg} \theta_{sp}$$

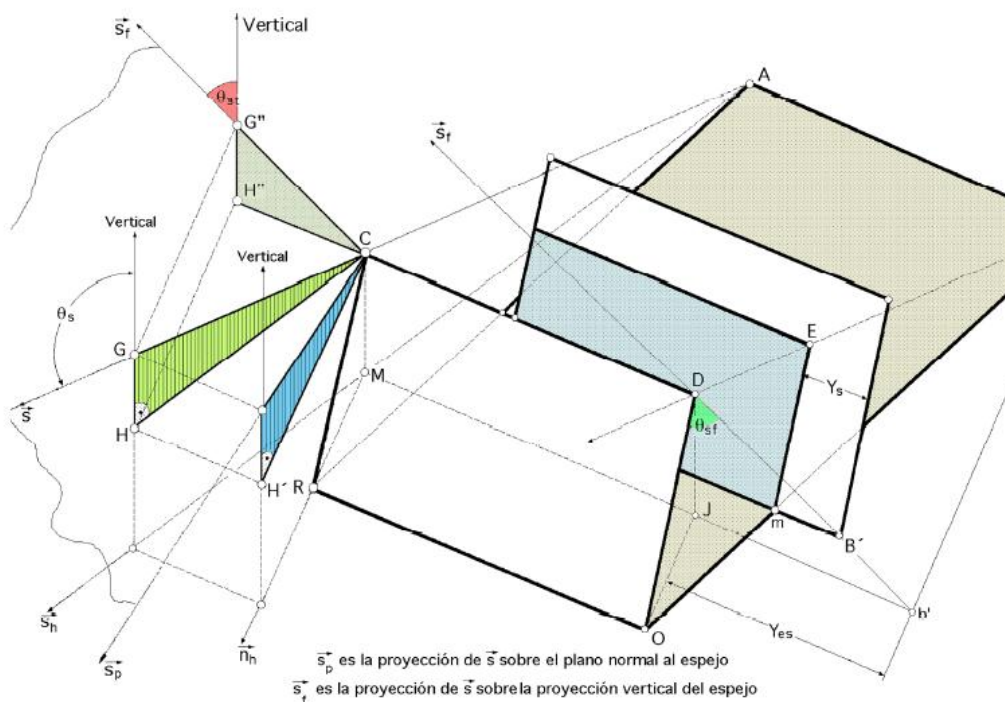


Gráfico 3.19 - Diversas proyecciones del vector \vec{s}

Teniendo en cuenta una construcción similar, se obtiene la proyección del ángulo θ_s sobre la proyección vertical del espejo que llamaremos θ_{sf} y que la proporciona la vista frontal del gráfico 3.20, en la forma:

$$\operatorname{tg} \theta_{sf} = \operatorname{tg} \theta_s \operatorname{sen} (\beta_s - \beta_n)$$

Y, en consecuencia, para determinar la distancia Y_{es} perpendicular al lado horizontal de espejo (RO), según la vista lateral correspondiente al gráfico 3.20 resulta:

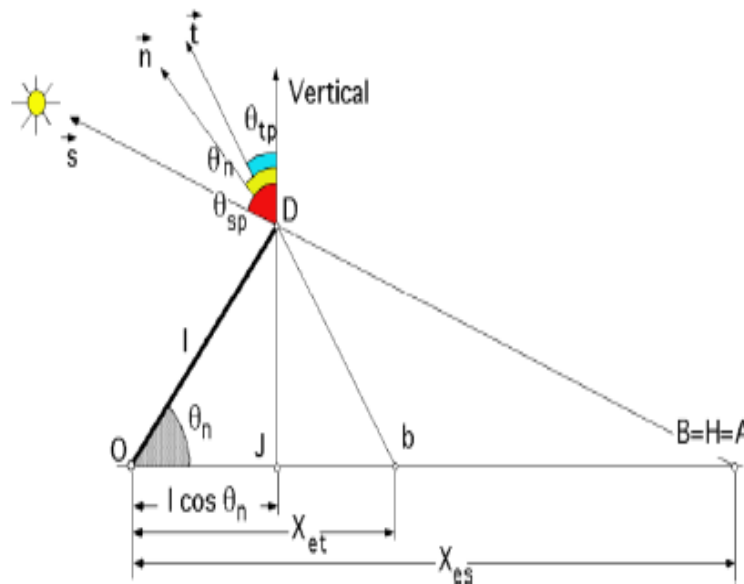
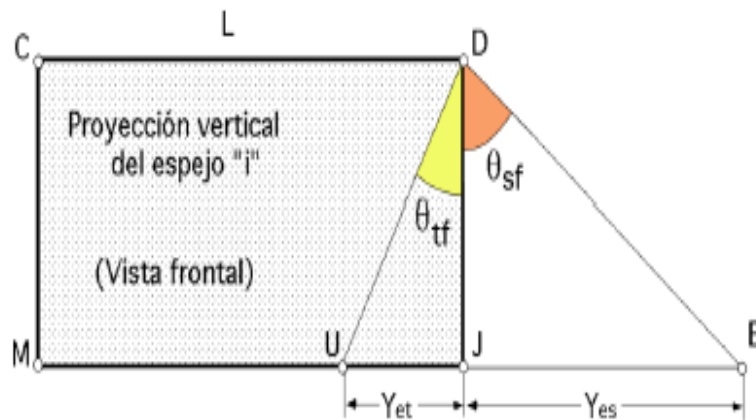
$$X_{es} = (OH) = (OB)_{proy} = (OJ) + (JH) = \begin{vmatrix} (OJ) = l \cos \theta_s \\ (JH) = (JD) \operatorname{tg} \theta_{sp} = l \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp} \end{vmatrix} =$$

$$= l (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp}) = l \{ \cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n) \}$$

Por lo que respecta a la posición del punto B, viene determinada en la gráfica 3.17 por la distancia (HB) y según las gráficas 3.19 y 3.20, por:

$$(HB) = Y_{es} = l \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sf} = l \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \operatorname{sen} (\beta_s - \beta_n)$$

$$\begin{cases} X_B = l (\cos \theta_n \operatorname{sen} \beta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \operatorname{sen} \beta_s) \\ Y_B = l (\cos \theta_n \cos \beta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos \beta_s) \end{cases}$$



Gráfica 3.20 - Vistas frontal y de perfil de la proyección vertical del espejo

Haciendo un desarrollo similar se encuentra que los vértices de la proyección del apantallamiento de la torre sobre el plano horizontal, puntos *a* y *b*, interpretados como la sombra ficticia producida por el foco imaginario de luz situado en lo alto de la torre, se obtienen cambiando los subíndices de *Xes* por *Xet*, y los de *Yes* por *Yet*:

$$\begin{cases} X_{et} = l (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{tp}) = l (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos(\beta_t - \beta_n)) \\ Y_{et} = l \operatorname{sen} \theta_s \operatorname{tg} \theta_{tf} = l \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \operatorname{sen}(\beta_t - \beta_n) \end{cases}$$

Los puntos A y B estarán sobre líneas paralelas al vector \vec{s} , mientras que los puntos a y b estarán sobre líneas paralelas al vector \vec{t} las cuales pasarán por los vértices superiores del espejo C y D; como los vectores \vec{s} y \vec{t} están relacionados entre sí por las ecuaciones de dirección de los espejos, las sombras producidas por el Sol y por el foco ficticio de la torre, tendrán también una cierta dependencia.

En efecto:

$$\vec{n} \vec{s} = \cos \theta_n \cos \theta_s + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{sen} \theta_s \cos(\beta_s - \beta_n) = \cos \theta_s X_{es} = \vec{n} \vec{t} = \eta_e$$

En la misma manera para:

$$\vec{n} \vec{t} = \cos \theta_t \cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_t \operatorname{sen} \theta_n \cos(\beta_n - \beta_t) = \cos \theta_t X_{et} = \eta_e$$

por lo que:
$$\begin{cases} \frac{X_{et}}{X_{es}} = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = p = \frac{1}{\eta_s} \\ \frac{Y_{et}}{Y_{es}} = \frac{-\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = -p = \frac{-1}{\eta_s} \end{cases}$$

Resultado que permite compendiar todos los efectos de sombra y apantallamiento, para un campo ideal y continuo de heliostatos, en un resultado único, cuyo análisis e interpretación conduce a las siguientes conclusiones:

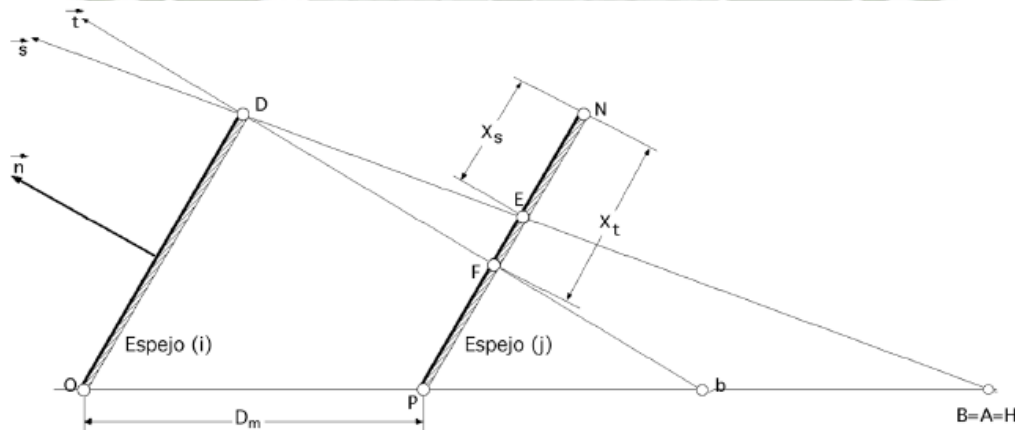


Gráfico 3.21 - Proyecciones solares de un espejo sobre otro contiguo y sobre el terreno

- a) El parámetro p proporciona una idea sobre la magnitud y extensión de las sombras, tanto la real solar, como el apantallamiento,

Cuando se cumpla que $p < 1$; $\cos \theta_s < \cos \theta_t$; $\eta_s > 1$, $\theta_t < \theta_s$, la sombra solar será más grande que el apantallamiento y éste quedará dentro de ella.

Cuando se cumpla que $p < 1$; $\cos\theta_s > \cos\theta_t$; $n_s < 1$, $\theta_t > \theta_s$, la sombra solar será más pequeña que el apantallamiento.

- b) Los cálculos se pueden realizar teniendo en cuenta un único modelo de sombras, por cuanto existe una relación entre ellas a través del parámetro p .
- c) En el campo continuo de heliostatos, sólo predominará un tipo de sombras, y aunque la otra también estará presente, siempre quedará dentro del campo de la predominante, y por lo tanto no se tendrá en cuenta.

En los campos discontinuos los dos tipos de fenómenos están presentes, pudiendo existir solape o no.

3.2.10.- SOMBRAS PROYECTADAS SOBRE LA SUPERFICIE DE UN ESPEJO ALADO QUE ES PARALELO

El cálculo que se ha desarrollado, relativo a las sombras proyectadas por un espejo sobre un plano horizontal que coincide con el terreno, servirá de referencia para el estudio de las sombras proyectadas por este espejo sobre sus vecinos. Para ello se considerará un segundo espejo, de dimensiones idénticas al anteriormente estudiado; llamando D a la distancia radial entre los centros de sus bases, sobre este espejo se reproducen los efectos de sombra y apantallamiento originados por el primero. La línea que une los puntos O y P la consideraremos definida respecto a la dirección Norte-Sur por el ángulo acimutal β_d , según las gráficas 3.16, 3.17, 3.18 y 3.19.

Como es lógico este segundo espejo podrá estar parcialmente sombreado, y/o apantallado; la unión de las líneas de apantallamiento y de sombra solar constituirá la sombra total, cuyo área complementaria será la superficie especular disponible y efectiva; cuando los puntos a , b , A y B estén comprendidos dentro del espacio sobre el terreno que separa los dos espejos, no habrá sombras ni apantallamientos.

Para obtener esta área de exposición volveremos a examinarlas vistas lateral y de planta de los espejos; según la gráfica 3.17, los espejos estarán separados la distancia mínima D_m , contenida en la intersección de un plano normal al espejo con el plano del terreno, de la forma:

$$D_m = D \cos(\beta_n - \beta_d)$$

La mayor magnitud que está expuesta al Sol para el caso de sombra solar es X_s , viniendo dado su valor por:

$$\frac{X_s}{D_m} = \frac{l}{X_{es}} ; \quad l D_m = X_s X_{es}$$

$$X_s = \frac{l D_m}{X_{es}} = \left| X_{es} = l (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_{sp}) = l \{ (\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)) \} \right| =$$

$$= \frac{D \cos \beta_n d}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)}$$

Que es un caso de sombra parcial para: $D_m < X_{es}$

Cuando se cumpla que: $X_s = l$, no habrá sombra solar, siendo entonces $D_m > X_{es}$

En la misma forma para el apantallamiento, el valor de X_t viene dado por:

$$\frac{X_t}{D_m} = \frac{l}{X_{et}} ; X_t = \frac{l D_m}{X_{et}}$$

Cuando se cumpla que $X_t = l$, no existe apantallamiento, siendo entonces: $D_m > X_{et}$
Dividiendo las ecuaciones anteriores entre sí, se obtiene:

$$\frac{X_t}{X_s} = \frac{X_{es}}{X_{et}} = \frac{1}{p}$$

por lo que: $\left\{ \begin{array}{l} \text{para: } D_m < p X_{es} ; X_t = \frac{X_s}{p} \\ \text{para: } D_m > p X_{es} ; X_t = 1 \end{array} \right.$

A su vez, las distancias correspondientes a las exposiciones laterales Y_s e Y_t vienen definidas de acuerdo con la gráfica 3.16 en el triángulo (mPO), y en el triángulo (PnO), obteniéndose:

$$\frac{Y_s}{\text{sen}(\beta_r - \beta_d)} = \frac{D}{\text{sen}(90 + \beta_m)} = \frac{D}{\cos \beta_m} = |\beta_m = 180 - \beta_r - \beta_n| = \frac{-D}{\cos(\beta_r + \beta_n)}$$

$$\frac{Y_t}{\text{sen}(2\beta_m + \beta_r - \beta_d)} = \frac{D}{\cos \beta_m} = \frac{D}{\cos(\beta_r + \beta_n)}$$

Dividiéndolas miembro a miembro resulta:

$$\frac{Y_s}{Y_t} = \frac{-\text{sen}(\beta_r - \beta_d)}{\text{sen}(2\beta_n + \beta_r + \beta_d)}$$

Que es la relación existente entre los efectos tipo Y correspondientes a las sombras y apantallamientos.

Para determinar el valor de β_d partiremos de dos heliostatos paralelos, haciendo las siguientes consideraciones:

- Campo continuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es l*
- Campo discontinuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es 2 l*

Para el campo continuo de heliostatos, definiremos las coordenadas del punto l' por (x0,y0) y las del punto P por (xp,yp), según se indica en los gráficos 3.22 y 3.23; así se tiene:

$$x_0 = (r_i - \frac{l}{2} \cos \theta_{ni}) \text{sen} \beta_{ii} - \frac{l}{2} \cos \beta_{ii} = |r_i = H \text{tg} \theta_{ii}| = (H \text{tg} \theta_{ii} - \frac{l}{2} \cos \theta_{ni}) \text{sen} \beta_{ii} - \frac{l}{2} \cos \beta_{ii}$$

$$y_0 = -(H \text{tg} \theta_{ii} - \frac{l}{2} \cos \theta_{ni}) \cos \beta_{ii} - \frac{l}{2} \text{sen} \beta_{ii}$$

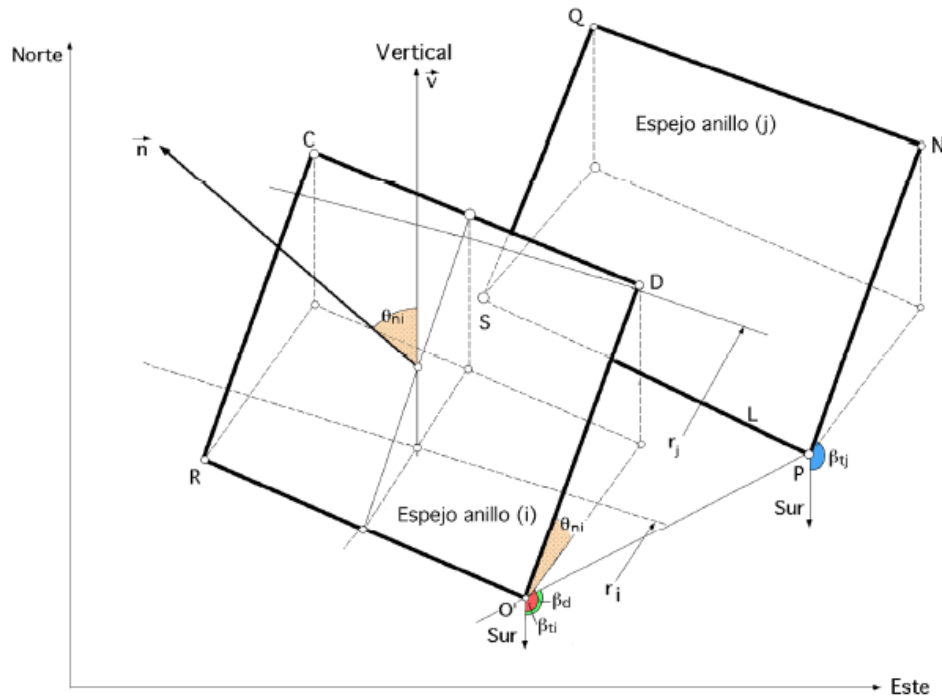


Gráfico 3.22 - Proyecciones de sombras espaciales entre espejos vecinos

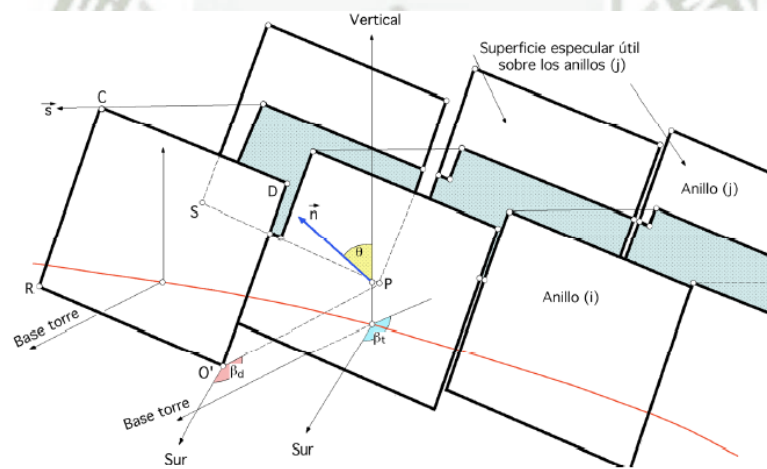


Gráfico 3.23 - Superficie especular útil sobre un anillo de espejos cualquiera

Como la distancia mínima entre anillos es l , el radio del anillo j , será:

$$r_i = r_j + l = H \operatorname{tg} \theta_{tj}$$

$$\begin{cases} x_p = (H \operatorname{tg} \theta_{tj} - \frac{l}{2} \cos \theta_{nj}) \operatorname{sen} \beta_{tj} - \frac{l}{2} \cos \beta_{tj} \\ y_p = (H \operatorname{tg} \theta_{tj} - \frac{l}{2} \cos \theta_{nj}) \operatorname{cos} \beta_{tj} - \frac{l}{2} \operatorname{sen} \beta_{tj} \end{cases}$$

Y, por lo tanto, se puede poner:

$$\frac{y_p - y_0}{x_p - x_0} = \operatorname{tg}(\beta_d - 90^\circ) = \frac{-1}{\operatorname{tg} \beta_d}$$

Resultando, según el gráfico 3.19:

$$\beta_r = \beta_x + 90^\circ ; \operatorname{tg} \beta_r = \operatorname{tg}(\beta_x + 90^\circ) = \frac{-1}{\operatorname{tg} \beta_x} = -\frac{X_B}{Y_B}$$

Para el campo discontinuo de heliostatos, en el que la separación entre anillos es $2l$ resulta:

$$r_j = r_i + 2l = H \operatorname{tg} \theta_{ti} + 2l = H \operatorname{tg} \theta'_{tj}$$

Y, en consecuencia, se podrán utilizar las ecuaciones anteriormente deducidas, introduciendo en los ángulos el signo (') para diferenciarlos.

3.2.11.- EFECTO COSENO

Para determinar el área efectiva del espejo, que en condiciones ideales coincidirá con la energía solar reflejada hacia el receptor, haremos uso de un factor de utilización F_u definido en la forma:

$$F_u = \frac{\eta_s}{\eta_e} \cos \theta_s = \frac{\cos \theta_t}{\sqrt{\frac{1 + \cos \theta_s \cos \theta_t + \operatorname{sen} \theta_s \operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_{ts}}{2}}}$$

Que depende de la zona del campo en la que se encuentre el espejo, y del factor de rendimiento especular dado por la ecuación:

$$\eta_e = \cos \theta_s X_{es} = \cos \theta_t X_{et}$$

Introduciendo el concepto de efecto coseno del campo especular, que llamaremos k_s ó k_t , se puede conocer la fracción de energía solar que será posible enviar al receptor, cuando predomine un tipo cualquiera de sombras.

Para el caso en que se produzca sombra solar, $\eta_s = 1$, el factor de utilización máximo es:

$$F_{u(máx)} = \frac{\eta_s}{\eta_e} \cos \theta_s = \frac{\cos \theta_t}{X_{es} \cos \theta_s} = \frac{1}{X_{es}}$$

Y el efecto coseno:

$$k_s = \frac{\eta_e}{X_{es}} = \cos \theta_s$$

Cuando se produce el apantallamiento $\eta_s < 1$, el factor de utilización máximo es:

$$F_{u(máx)} = \frac{\cos \theta_t}{X_{es} \cos \theta_s} \cos \theta_s = \frac{1}{X_{et}}$$

Y el efecto coseno:

$$k_t = \frac{\eta_e}{X_{et}} = \cos \theta_t$$

Estos resultados son fundamentales para el estudio de sombras y apantallamientos, ya que según se esté en presencia de uno u otro tipo de sombras, el efecto coseno, corrector de la energía que es posible enviar al receptor, será sólo función del correspondiente ángulo cenital, θ_s ó θ_t , pero no de los ángulos acimutales de los espejos.

Cuando se verifique $\theta_t < \theta_s$ y de acuerdo con la ecuación:

$$\frac{X_{et}}{X_{es}} = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_t} = p = \frac{1}{\eta_s}$$

Resulta que $p < 1$ y, por lo tanto, $k_s < k_t$, que indica predominio de la sombra solar sobre el apantallamiento, Gráfico 3.24.

Cuando se verifique $\theta_t > \theta_s$ resulta que: $p > 1$ y $k_s > k_t$, que indica predominio del apantallamiento sobre la sombra solar, Gráfico 3.25.

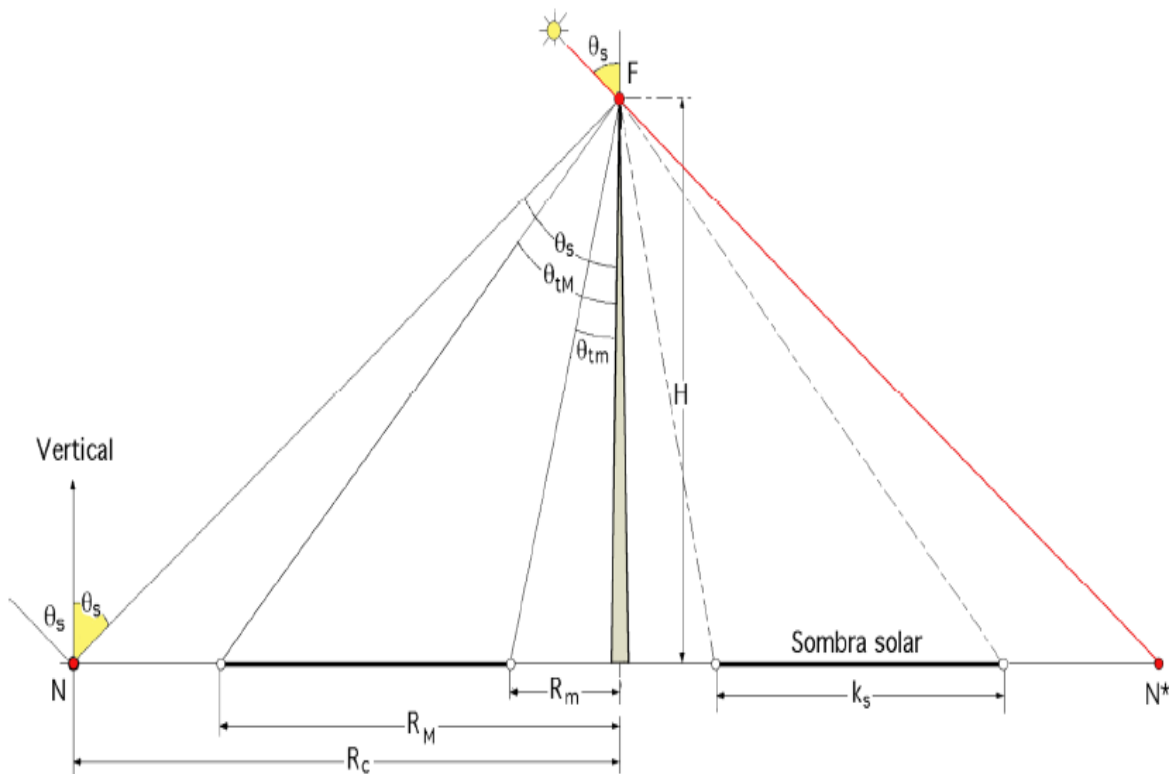


Gráfico 3.24 - El nodo cae fuera del campo concentrador

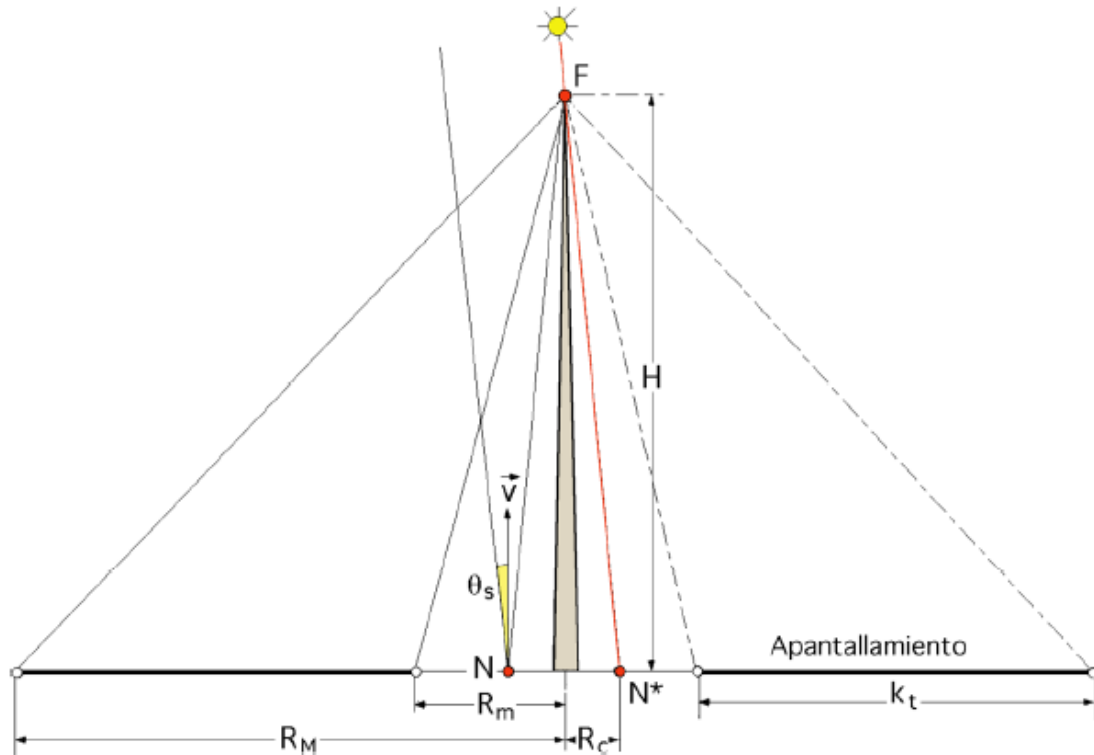


Gráfico 3.25 - El nodo cae entre la base de la torre y el concentrador

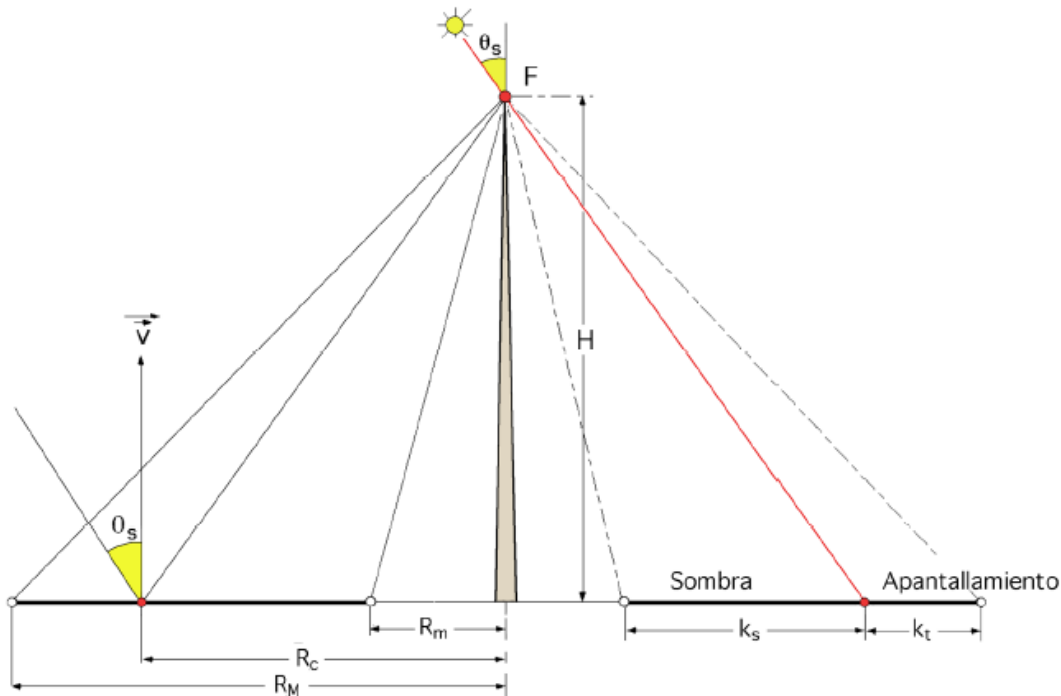


Gráfico 3.26 - El nodo cae dentro del concentrador

Cuando el nodo caiga dentro del campo especular, predominará uno u otro efecto de sombra, según se esté a una u otra parte de la circunferencia crítica de radio R_c , que en cada instante pasará por el nodo correspondiente, Gráfico 3.26.

3.2.12- SOMBRAS SOBRE ANILLOS DE ANCHURA I

Para el campo continuo de heliostatos se puede considerar que la distancia mínima entre dos anillos consecutivos, D_m será igual a la anchura de los mismos l y, por lo tanto, teniendo presente el gráfico 3.27, se tiene:

$$X_s = \frac{l D_m}{X_{es}} = \frac{D \cos \beta_{nd}}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)} = |D_m = l| = \frac{l^2}{X_{es}} = \frac{1}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)}$$

Cuando $l < X_{es}$ sabemos existe sombra parcial tipo X

Cuando se cumpla que $X_s \leq 1$ no habrá sombra solar tipo X y se obtiene:

$$\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n) \leq 1$$

$$X_t = \frac{l D_m}{X_{et}} = \frac{1}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos (\beta_t - \beta_n)}$$

Cuando $l < X_{et}$ habrá apantallamiento parcial tipo X

Cuando se cumpla que $X_t \leq 1$ no habrá apantallamiento tipo X y se obtiene:

$$\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos (\beta_t - \beta_n) \leq 1$$

Para los anillos continuos, los efectos tipo Y no se tendrán en cuenta, ya que estos efectos señalan sobre cada espejo la proyección horizontal de la sombra y/o apantallamiento, y en consecuencia, siempre estarán comprendidos dentro de los efectos X, limitándose lateralmente, según líneas contenidas en la intersección de un plano vertical al espejo, con el propio espejo.

En consecuencia, la relación: $\frac{X_t}{X_s} = \frac{X_{es}}{X_{et}} = \frac{1}{p}$, sigue siendo la misma.

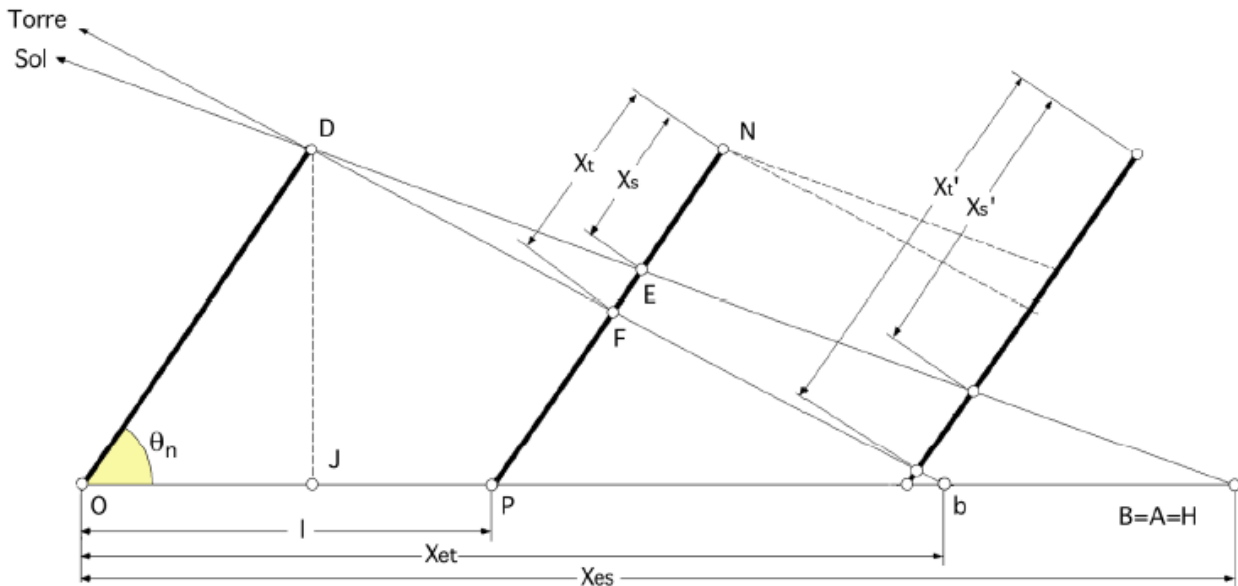


Gráfico 3.27 - Campo continuo de heliostatos

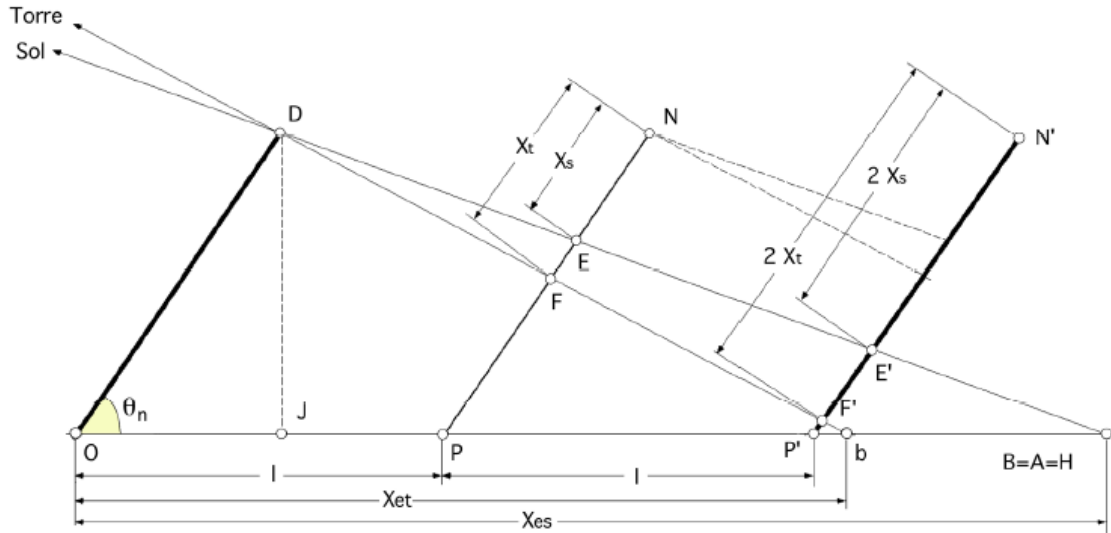


Gráfico 3.28 - Campo discontinuo de heliostatos

Para el campo discontinuo de heliostatos, se puede considerar que la distancia mínima entre dos anillos consecutivos D_m , es $2l$, Gráfico 3.28.

Los efectos tipo X quedan en la forma:

$$X'_s = \frac{2l}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos(\beta_s - \beta_n)}$$

En la que:

Si, $2l \leq X_{es}$ habrá sombra parcial tipo X.

Si, $2l \geq X_{es}$ no habrá sombra tipo X, y se tiene: $l \leq X'_s$ por lo que:

$$\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos(\beta_s - \beta_n) \leq 2$$

En la misma forma:

$$X'_t = \frac{2l}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos(\beta_t - \beta_n)}$$

Y si se cumple que $2l \leq X_{et}$ habrá apantallamiento parcial tipo X

Cuando $2l \leq X_{et}$, no habrá apantallamiento tipo X y se cumplirá al ser $l \leq X'_t$, que:

$$\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos(\beta_t - \beta_n) \leq 2$$

Y la relación $\frac{X'_t}{X'_s}$ sigue siendo la misma que para el caso anterior del campo continuo, debido a que para una determinada posición del Sol, los valores X'_s y X'_t se duplican.

En consecuencia, toda la formulación desarrollada hasta aquí es válida tanto para campos continuos, como para campos discontinuos. El hecho de ampliar el intervalo entre anillos influirá únicamente en el valor del área útil de los mismos; los cálculos numéricos habrá que realizarlos para cada anillo en forma individual.

3.2.13.- SOMBRAS SOBRE HELIOSTATOS INDIVIDUALES

En este caso, Gráfico 3.28, estarán presentes los efectos X e Y al mismo tiempo. El efecto X es idéntico al desarrollado en las ecuaciones:

$$\begin{cases} X'_s = \frac{2 l}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_s \cos (\beta_s - \beta_n)} \\ X'_t = \frac{2 l}{\cos \theta_n + \operatorname{sen} \theta_n \operatorname{tg} \theta_t \cos (\beta_t - \beta_n)} \end{cases}$$

Mientras que el efecto Y se obtiene a partir de las ecuaciones que conducen a:

$$\frac{Y_s}{Y_t} = \frac{-\operatorname{sen} (\beta_r - \beta_d)}{\operatorname{sen} (2 \beta_n + \beta_r + \beta_d)}$$

En la forma:

$$Y_s = \frac{-D \operatorname{sen} (\beta_r - \beta_d)}{\cos (\beta_r + \beta_d)} = \left| D = \frac{D_p}{\cos (\beta_n - \beta_d)} = \frac{2 l}{\cos (\beta_n - \beta_d)} \right| = \frac{2 l \operatorname{sen} (\beta_r - \beta_d)}{\cos (\beta_n - \beta_d) \cos (\beta_r + \beta_n)}$$

En las que β_r y β_d vienen dadas por las ecuaciones:

$$\operatorname{tg} \beta_r = \frac{-l}{\operatorname{tg} \beta_x} = -\frac{X_B}{Y_B} ; \operatorname{tg} \beta_d = \frac{x_0 - x_p}{y_0 - y_p}$$

$$Y_t = \frac{-2 l \operatorname{sen} (\beta_r + 2 \beta_n + \beta_d)}{\cos (\beta_n - \beta_d) \cos (\beta_r + \beta_n)}$$

Para la determinación de los efectos Y hay que realizar los cálculos numéricos individualmente para cada espejo; en ciertas condiciones existirán espejos que estarán sometidos sólo a efectos X, pero en general intervendrán en la determinación del área útil especular los dos tipos de efecto.

3.3.1. CAMPOS SOLARES CIRCULARES CON RECEPTOR CENTRAL DE TORRE SIMÉTRICO

3.3.1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CONCENTRADORES CONTINUOS DE HELIOSTATOS

Podemos definir un **concentrador continuo** de energía solar como una disposición del campo de heliostatos que permita obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar incidente, o lo que es lo mismo, un límite superior de sus propiedades; un concentrador discontinuo, más real que el anterior, sería aquél en el que el terreno del campo estuviese ocupado parcialmente por los heliostatos.

Para el concentrador continuo tienen que cumplirse las siguientes condiciones:

- Los heliostatos constituyen un conjunto plano, cerrado y continuo, dispuestos de tal forma que, en cada instante, cumplan con las condiciones de dirección, al tiempo que

reflejan el máximo flujo solar hacia el receptor, teniendo presentes en todo momento los fenómenos de sombra solar y apantallamiento del receptor. Los heliostatos, dadas sus pequeñas dimensiones frente a las del campo concentrador, se pueden considerar como pequeñas superficies especulares, perfectamente individualizados y dispuestos según un ordenamiento circular, con centro en la base de la torre, en cuya cima se encuentra ubicado el receptor.

Por lo que respecta a sus inclinaciones, estarán ordenados alrededor del nodo (único punto del campo en el que en cada instante hay un espejo horizontal), coincidiendo en cada momento con las líneas de igual acimut del concentrador; esta disposición puede aplicarse igualmente a los campos discontinuos, ya que las curvas de igual inclinación son independientes de la presencia o no de espejos en cada punto del campo.

El objeto de obtener el máximo rendimiento implica a su vez el conseguir las máximas exposiciones especulares y, por lo tanto, el tener cubierto el campo con el mayor número posible de heliostatos; en el modelo de concentrador continuo éstos deberán estar separados el mínimo espacio posible, Fig III.5.1, dando en todo momento la sensación de continuidad especular, es decir, la superficie del terreno coincide con la superficie especular.

- b) El campo de heliostatos, en principio, se puede considerar como una corona circular, cuyo centro es la base de la torre.

El radio mínimo interior del campo así definido viene dado por:

$$R_{m\acute{a}x} = H \operatorname{tg} \theta_{tM} = R_M$$

En la que θ_{tM} es el ángulo máximo formado por el rayo reflejado por el punto central de cualquiera de los heliostatos situados en la periferia del campo y el eje de la torre.

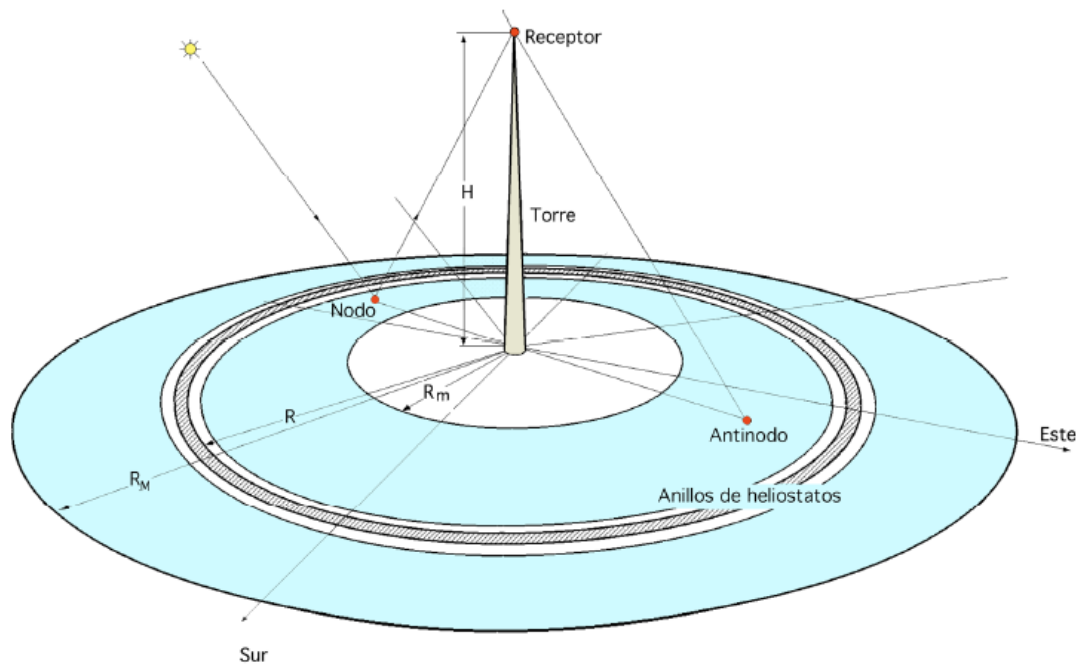


Gráfico 3.29 - Modelo de concentrador continuo con receptor puntual

El radio mínimo interior del campo lo definimos como:

$$R_{\min} = H \operatorname{tg} \theta_{tm} = R_m$$

En la que θ_{tm} es el ángulo mínimo definido por el rayo reflejado por el punto central de cualquier heliostato situado en el borde interior del concentrador y el eje de la torre.

Cuando todo el campo esté cubierto de heliostatos, el valor de $R_m = 0$.

- c) El terreno donde va ubicado el concentrador se puede suponer horizontal, sin ningún tipo de obstáculos o accidentes que puedan introducir efectos de sombra y/o apantallamiento secundarios. Sin embargo, la formulación por anillos que se va a desarrollar se puede aplicar a aquellos casos en que los espejos estén ubicados por franjas de anillos a distintos niveles sobre el terreno, con lo que no se impone por esto ninguna restricción; los días se considerarán despejados, con Sol brillante.

3.3.1.1. RECEPTOR PUNTUAL

Los efectos de sombra y apantallamiento predominantes permiten dividir al campo en dos regiones perfectamente diferenciadas Gráfico 3.27, separadas por una circunferencia de radio R_c de valor:

$$R_c = H \operatorname{tg} \theta_s$$

Que en todo momento pasa por el nodo correspondiente, es decir este radio crítico coincide con la sombra de la torre sobre el terreno; dentro de esta circunferencia crítica se cumple la ecuación:

$$\cos \theta_s < \cos \theta_t \quad ; \quad \theta_s < \theta_t$$

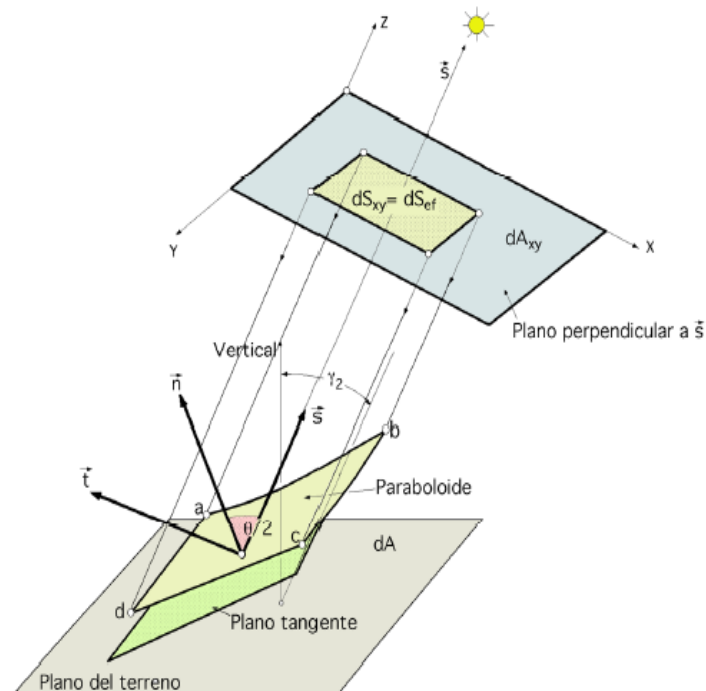
de forma que $\eta_s > 1$, por lo que predominarán los efectos de sombra solar sobre el apantallamiento, mientras que fuera de ella se cumple $\eta_s < 1$, predominando los efectos de apantallamiento sobre los de sombra solar.

Si el nodo cae dentro de la zona circular comprendida entre la base de la torre y la circunferencia interior del concentrador, todos los espejos experimentan, como sabemos, efectos de apantallamiento por cuanto el Sol estará casi en la vertical del campo.

Por el contrario, si el nodo cae fuera del concentrador por la parte exterior del círculo de radio R_m , el concentrador estará influenciado por efectos de sombra solar.

Superficie especular efectiva.- Se define el área efectiva del concentrador S_{ef} como aquella que tiene que interceptar en un tiempo dado el máximo flujo solar, y que incluirá efectos de sombras y apantallamientos mínimos. Para ello consideraremos un elemento especular anular diferencial, de área dA' , Gráfica 3.30, que se verá afectado por su posición respecto del nodo, lo cual a su vez permite introducir el efecto coseno $\cos \theta$ ó $\cos \theta_t$, según predominen los efectos de sombra o apantallamiento.

$$dA' = 2 \pi R dR = 2 \pi H^2 \text{sen } \theta_t \text{sec}^3 \theta_t d\theta_t$$



Gráfica 3.30 - Elementos especulares anulares diferenciales

Dada la posición del nodo respecto al concentrador, se pueden obtener tres tipos de expresiones para el valor del área efectiva:

- 1) Cuando el nodo esté situado entre la base de la torre y la parte interna del concentrador, se verifica que $(\theta_s \leq \theta_{tm})$ y por lo tanto, los espejos estarán expuestos a efectos de apantallamiento y habrá que utilizar el efecto coseno kt . El área efectiva tiene por expresión:

$$S_{ef} = 2 \pi H^2 \int_{\theta_{tm}}^{\theta_{tM}} \text{sen } \theta_t \text{sec}^3 \theta_t d\theta_t k_t = 2 \pi H^2 (\text{sec } \theta_{tM} - \text{sec } \theta_{tm})$$

Con esta ecuación se obtiene el límite energético superior que sería posible concentrar, ya que para ella, el Sol estará en las posiciones más elevadas sobre el horizonte.

- 2) Cuando el nodo cae dentro de los límites del concentrador se verifica $(\theta_{tm} < \theta_s < \theta_{tM})$, por lo que:

- Entre los valores $(\theta_{tm} < \theta_s)$ prevalecerán los efectos de sombra con, $k_s = \cos \theta_s$
- Entre $(\theta_s < \theta_{tM})$ prevalecerán los de apantallamiento con, $k_t = \cos \theta_t$

El área efectiva toma la expresión:

$$S_{ef} = 2 \pi H^2 \left(\int_{\theta_{tm}}^{\theta_s} \text{sen } \theta_t \text{sec}^3 \theta_t \cos \theta_s d\theta_t + \int_{\theta_s}^{\theta_{tM}} \text{sen } \theta_t \text{sec}^3 \theta_t \cos \theta_t d\theta_t \right) = \\ = \pi H^2 (2 \text{sec } \theta_{tM} - \cos \theta_s \text{sec}^2 \theta_{tm} - \text{sec } \theta_s)$$

- 3) Cuando el nodo cae fuera del concentrador por su parte exterior, prevalecerán los efectos de sombra y habrá que tener en cuenta el efecto coseno θ_s

El área efectiva es:

$$S_{ef} = 2 \pi H^2 \int_{\theta_{tm}}^{\theta_{tM}} \text{sen } \theta_t \text{sec}^3 \theta_t \cos \theta_s d\theta_t = \pi H^2 (tg^2 \theta_{tM} - tg^2 \theta_{tm}) \cos \theta_s$$

Con estas consideraciones se puede determinar la energía teórica máxima, en cada circunstancia, que llegaría al receptor puntual en condiciones ideales, multiplicando las áreas efectivas anteriores por la constante solar I_0 .

Rendimiento del concentrador con receptor puntual.- Como el área del terreno sobre el cual va ubicado el concentrador es:

$$A = \pi H^2 (tg^2 \theta_{tM} - tg^2 \theta_{tm})$$

Se puede definir el rendimiento del concentrador con receptor puntual como la relación existente en el área total especular efectiva y el área del terreno ocupado por los heliostatos, en la forma:

$$\eta_{cp} = \frac{S_{ef}}{A} = \frac{S_{xy}}{A} = \frac{S \eta_e}{A} = F_u \eta_e = \eta_e$$

Que evaluaremos mediante las ecuaciones anteriores, de acuerdo con los tres casos que se pueden dar, resultando:

$$\text{Para: } \begin{cases} \theta_s \leq \theta_{tm} & ; \quad \eta_{cp} = \frac{2}{\text{sec } \theta_{tM} - \text{sec } \theta_{tm}} \\ \theta_s \geq \theta_{tm} & ; \quad \eta_{cp} = \cos \theta_s \\ \theta_{tm} < \theta_s < \theta_{tM} & ; \quad \eta_{cp} = \frac{2 \text{sec } \theta_{tM} - \cos \theta_s \text{sec}^2 \theta_{tm} - \text{sec } \theta_s}{tg^2 \theta_{tM} - tg^2 \theta_{tm}} \end{cases}$$

Se puede expresar el área efectiva en forma adimensional A^* , utilizando como base de normalización el área πH^2 , correspondiente a un círculo de radio H ; las ecuaciones que proporcionan la superficie efectiva quedarán en la forma:

$$\begin{cases} A^* = 2 (\text{sec } \theta_{tM} - \text{sec } \theta_{tm}) \\ A^* = 2 \text{sec } \theta_{tM} - \cos \theta_s \text{sec}^2 \theta_{tM} - \text{sec } \theta_s \\ A^* = 2 (tg^2 \theta_{tM} - tg^2 \theta_{tm}) \cos \theta_s \end{cases}$$

Observándose en ellas un detalle común, y es que como los efectos coseno no son función de ningún ángulo acimutal, los distintos valores de A^* y de η_{cp} son también independientes de estos ángulos acimutales, siendo sólo función de las distancias radiales.

La superficie efectiva quedará entonces en la forma: $S_{ef} = \pi H^2 A^*$, que permite obtener las relaciones de concentración de energía solar, para el caso en que el receptor tenga una forma y geometría determinadas que, frente a las dimensiones del concentrador, podamos interpretarle como puntual.

3.3.1.2. CARACTERÍSTICAS IDEALES DE LOS CONCENTRADORES DE ENERGÍA SOLAR CIRCULARES Y CONTINUOS, CON RECEPTOR PUNTUAL

Consideraremos en primer lugar que los límites geométricos del campo vienen definidos por $\theta_{tm} = 0^\circ$ y por θ_{tM} lo que permite obtener unos resultados que serán los máximos posibles, por cuanto el terreno se ha cubierto totalmente con superficie especular.

Curvas de igual rendimiento especular.- La relación existente entre el rendimiento del concentrador η_{cp} y el ángulo θ_{tM} para distintos valores del ángulo cenital solar, viene representada en la Gráfica 3.31; como cuando el Sol está en la vertical del campo, sólo pueden existir efectos de apantallamiento, la curva correspondiente comprenderá a todas las demás y, por lo tanto, será la de máximo rendimiento para un ángulo θ_{tM} dado.

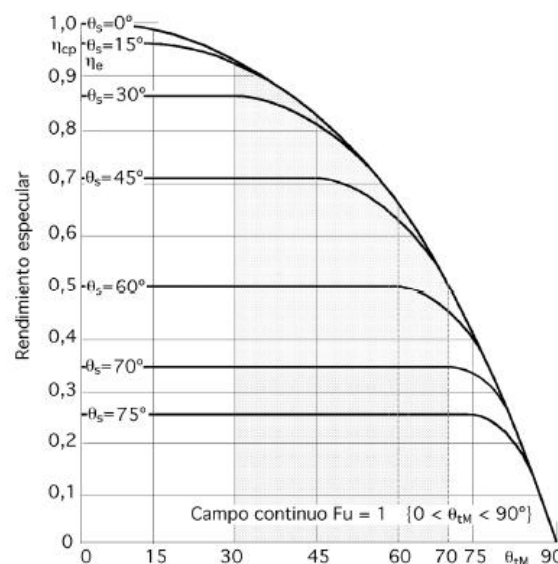


Gráfico 3.31.- Curvas de igual rendimiento especular

A medida que el Sol va tomando otras posiciones más bajas, comienzan a aparecer efectos de sombra, que en principio estarán comprendidos dentro del apantallamiento; el rendimiento comenzará a disminuir, se observa la existencia de una zona en la que el rendimiento permanece constante, correspondiéndose con $(\theta_s < \theta_{tM})$.

Sin embargo, en las demás regiones del campo en las que se cumpla que $\theta_s > \theta_{tM}$ y en las que el nodo cae fuera del concentrador, las curvas del rendimiento caen rápidamente debido a que en estas zonas los efectos que predominan son los de sombra solar, y al tomar el efecto coseno k_s valores muy pequeños, por ser θ_s grande, se reduce el área efectiva del campo.

Una consecuencia lógica es la de que cuanto más pequeño sea θ_s los anillos que más contribuirán a la obtención de un rendimiento máximo serán los más próximos a la base de la torre en los que se sabe no existirán fenómenos de sombra siempre que $\theta_s < \theta_{tM}$. Para ángulos $\theta_{tM} > 15^\circ$, comenzarán a aparecer fenómenos de sombra y para θ_{tM} del orden de 90° , el rendimiento η_{cp} se reducirá a cero.

Si θ_s va aumentando se observa que para $\theta_s > \theta_{tM}$ se cumple la ecuación:

$$\eta_{cp} = \cos \theta_s$$

Que es la que proporciona el plano horizontal; en el momento en que se tenga $\theta_{tm} < \theta_s < \theta_{tM}$. Dado que hemos partido de $\theta_{tm} = 0^\circ$, resulta que para $\theta_s < \theta_{tM}$ las curvas comienzan a descender.

Si se supone un campo continuo particular definido por $\theta_{tm} = 0^\circ$ y $\theta_{tM} = 70^\circ$, el rendimiento del campo aumenta desde la salida del Sol hasta $\theta_s = 70^\circ$ es ($0 < \eta_{cp} < 0,34$); todo el campo estará sometido a sombra solar predominante, pues el nodo cae fuera del concentrador y, en consecuencia, toda la energía solar que le llega podrá reflejarla al receptor, existiendo en este caso un exceso de superficie especular.

Al seguir ascendiendo el Sol y entrar el nodo dentro de los límites del concentrador, se observa la aparición de fenómenos de apantallamiento entre el nodo y la periferia del campo, por lo que la eficiencia de los espejos periféricos aumentará, hasta cortar a la curva límite con $\eta_{cp} = 0,5$; este rendimiento permanecerá ya invariable hasta que, al atardecer, el Sol vuelva a tomar posiciones menores de, $\theta_s = 70^\circ$.

Los espejos situados hacia el interior del campo contribuirán a aumentar su η_{cp} a medida que el Sol asciende y al mediodía, los que alcanzan un η_{cp} superior serán los más próximos a la base de la torre; estos espejos son los más interesantes en los receptores de cavidad de eje vertical, con abertura paralela al concentrador, para los que el campo concentrador tiene un θ_{tM} muy pequeño, con rendimientos comprendidos entre $0,7 < \eta_{cp} < 1$ que se corresponden con ángulos cenitales solares entre 45° y 0° respectivamente.

Para un receptor cilíndrico vertical, los anillos interiores más próximos a la base de la torre carecen de interés y de ahí el que se puedan considerar campos con, $\theta_{tm} > 0^\circ$.

Al analizar el campo comprendido entre $30^\circ \leq \theta_{tm} \leq 70^\circ$ se encuentra que la distribución de los anillos periféricos es la misma que para cuando $\theta_{tm} = 0^\circ$ mientras que el η_{cp} de los anillos interiores llega a valer 0,866 para ángulos cenitales solares comprendidos entre 0° y 30° ; la curva límite para $\theta_s = 0^\circ$ irá por debajo de la correspondiente al campo continuo que para $\theta_{tM} = 30^\circ$ estaba en 0,928.

En el concentrador formado por anillos de espejos circulares perfectamente individualizados y de dimensiones finitas, se observa que cuando todo él está sometido a sombra solar, la energía reflejada no depende de la altura a la que se encuentra el receptor, pero sí de la anchura de los anillos, cuando ésta sea menor que la diferencia entre los radios medios correspondientes a dos anillos consecutivos. Si lo que prevalece es el apantallamiento, la energía reflejada sí va a depender de la altura a que se encuentre el receptor, y de la anchura de los espejos.

Sin embargo, aumentando la altura de la torre, a partir de una cierta posición, no se mejora notoriamente el rendimiento, sucediendo otro tanto cuando se mantiene constante la altura focal y se modifican las dimensiones del concentrador.

Curvas de igual superficie efectiva normalizada.- Si analizamos la relación que hay entre el área efectiva normalizada A^* y los ángulos cenitales solares para diversos valores de θ_{tM} se obtiene, para una amplia gama de valores de $\theta_s < \theta_{tM}$ que el valor de A^* permanece prácticamente constante, lo mismo que sucede con η_{cp} .

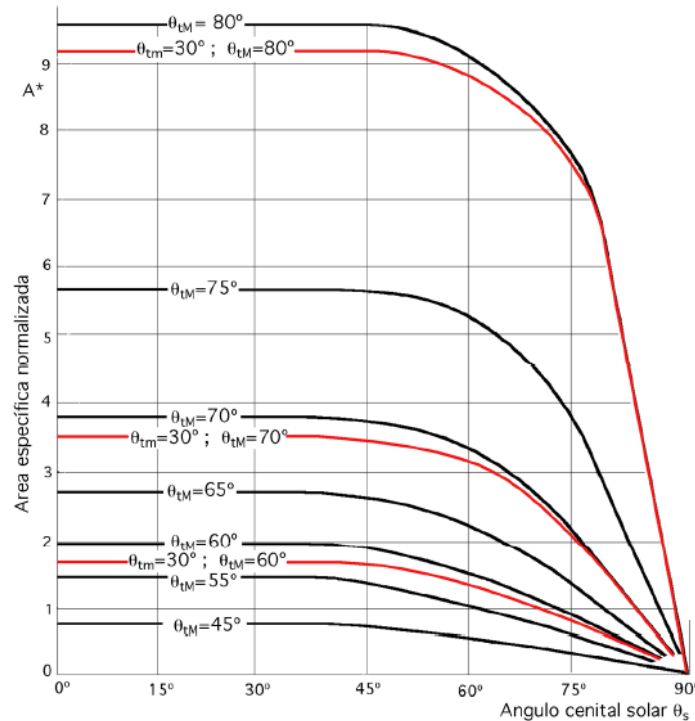


Gráfico 3.32 - Curvas de igual superficie efectiva normalizada

Cuando comienzan a aparecer fenómenos de sombra, y predominan sobre el apantallamiento, se producirá la caída de las curvas, región que viene dada por las siguientes ecuaciones:

Para el intervalo $0 \leq \theta_s \leq \theta_{tM}$ resulta:

$$A_{\theta_s}^* = 0^\circ - A_{\theta_s}^* = 2 \sec \theta_{tM} - \sec^2 \theta_{tm} - 1 - 2 \sec \theta_{tM} + \cos \theta_s \sec^2 \theta_{tM} + \sec \theta_s =$$

$$= - \sec^2 \theta_{tm} - 1 + \cos \theta_s \sec^2 \theta_{tM} + \sec \theta_s$$

Y para $\theta_{tm} = 0^\circ$:

$$A_{\theta_s}^* = 0^\circ - A_{\theta_s}^* = \cos \theta_s + \sec \theta_s - 2$$

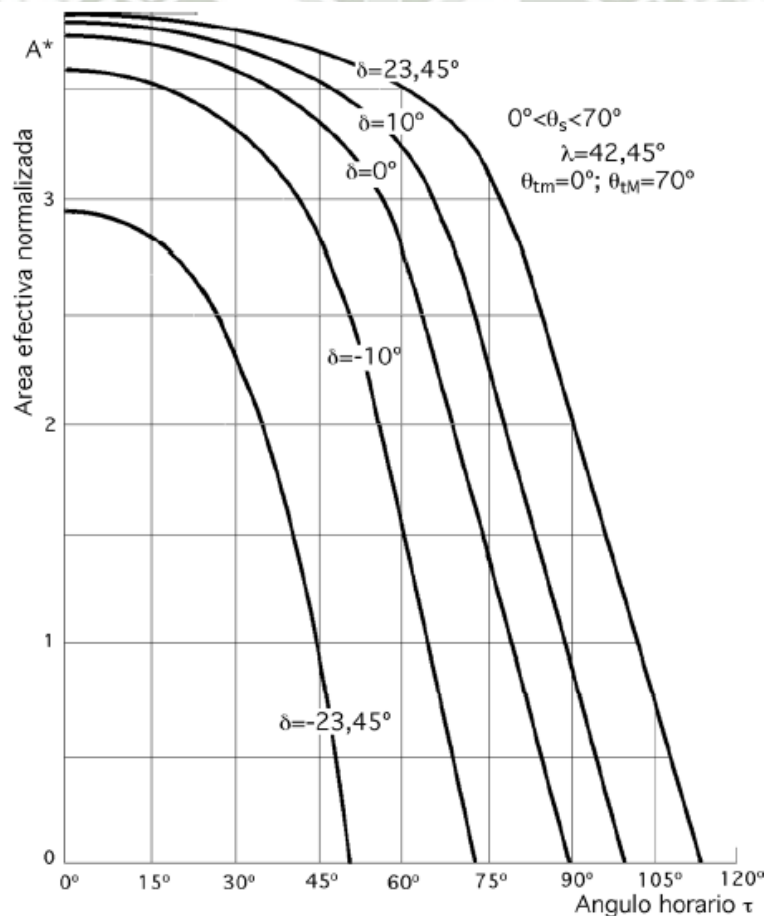
Cuando θ_s sea mayor que θ_{tM} , Gráfico 3.32, las curvas inician un descenso debido a que predominarán los efectos de sombra solar.

Si se considera que $\theta_{tm} = 30^\circ$ y $\theta_{tM} = 70^\circ$, se observa que con respecto al campo con $\theta_{tM} = 80^\circ$, existe una gran diferencia en el área efectiva, lo cual se debe al gran número de anillos comprendidos en el intervalo $70^\circ < \theta_{tM} < 80^\circ$ siendo el área efectiva 2,6 veces superior para una misma altura de torre; también se observa que un aumento en la altura de la torre, mejora notoriamente el área efectiva de los anillos, aumentando, por lo tanto, la potencia del concentrador.

Para un concentrador definido por $\theta_{tm} = 30^\circ$ y $\theta_{tM} = 60^\circ$, el área efectiva máxima para $\theta_s = 0^\circ$, es 2,1 veces menor que para el campo definido por $\theta_{tm} = 30^\circ$ y $\theta_{tM} = 70^\circ$, quedando reducida su potencia a la mitad.

Conocidas las áreas efectivas totales, para determinar la cantidad de energía disponible en el receptor, las multiplicamos por la constante solar I_0 , pudiendo interpretar el área efectiva como una densidad de energía por unidad de superficie, referida al área πH^2 , por lo que la energía solar total reflejada por el concentrador sobre el receptor puntual se puede expresar como:

El valor de I_0 depende, fundamentalmente, de θ_s lo cual lleva implícito el lugar donde está ubicado el concentrador (latitud), día de año (declinación media), hora del día (ángulo horario) y, en gran manera, el ángulo de dispersión de los rayos solares reflejados, en donde se incluyen los errores de construcción de los espejos, el grado de acabado de los mismos y los errores de dirección y enfoque de los heliostatos.



Gráfica 3.33 - Curvas de igual superficie efectiva normalizada en función del tiempo

Curvas de igual superficie efectiva en función del tiempo.- Si se relaciona el valor de A^* con el ángulo horario correspondiente a un determinado día del año, mediante el valor de $\cos \theta_s$, definido por su declinación media, a una latitud dada, para distintos valores de θ_{tm} y θ_{tM} se obtienen las siguientes ecuaciones:

a) Para, $\theta_s \leq \theta_{tm} \Rightarrow A^* = 2 (\sec \theta_{tM} - \sec \theta_{tm})$ que no se modifica y que, en consecuencia, proporciona el tramo horizontal.

b) Para, $\theta_{tm} < \theta_s < \theta_{tM}$

$$A^* = 2 \sec \theta_{tM} - (\sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \tau) \sec^2 \theta_{tm} - \frac{1}{\sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \tau}$$

c) Para, $\theta_s > \theta_{tM} \Rightarrow A^* = (\tan 2\theta_{tM} - \tan 2\theta_{tm}) (\sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \tau)$ que se han representado en la Gráfica 3.33.

3.3.1.3. CONSIDERACIONES QUE DEBEMOS TOMAR SOBRE RECEPTORES PUNTUALES

La relación existente entre la energía enviada al receptor y la altura de la torre, para diversos valores de RM y para el caso particular $\theta_{tm} = 0^\circ$, se determina por la ecuación:

$$S_{ef} = 2 \pi H^2 (\sec \theta_{tM} - \sec \theta_{tm})$$

Su representación se ha realizado en papel semilogarítmico, Gráfico 3.34, y en ella el valor de θ_{tM} depende de la relación RM/H observándose la variación de la energía reflejada por un determinado concentrador definido por su radio RM , en función de la altura H de la torre. Para un RM determinado, la energía enviada al receptor permanece prácticamente constante a partir de una cierta altura H de la torre, por lo que sería absurdo, en principio, construir torres de altura superior manteniendo el radio RM .

La ecuación anterior es la más favorable por cumplirse cuando el Sol está en sus posiciones más elevadas y de ahí el que no pueda ser representativo de lo que pueda suceder en el concentrador cuando intervengan las ecuaciones:

$$S_{ef} = \pi H^2 (2 \sec \theta_{tM} - \cos \theta_s \sec^2 \theta_{tm} - \sec \theta_s)$$

$$S_{ef} = \pi H^2 (\tan^2 \theta_{tM} - \tan^2 \theta_{tm}) \cos \theta_s$$

En las que los problemas de sombras y apantallamientos van a influir en gran manera en la energía reflejada al receptor.

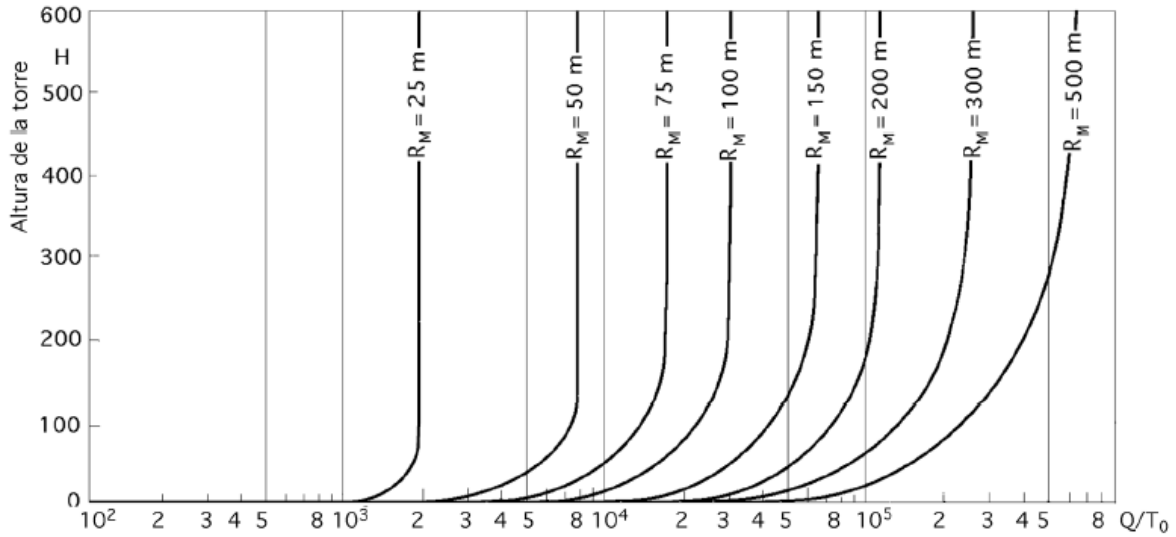


Gráfico 3.34 - Representación de la ecuación, $Q_T = 2\pi H^2 I_0 (\sec \theta_t M - 1)$, para diversos valores de R_M

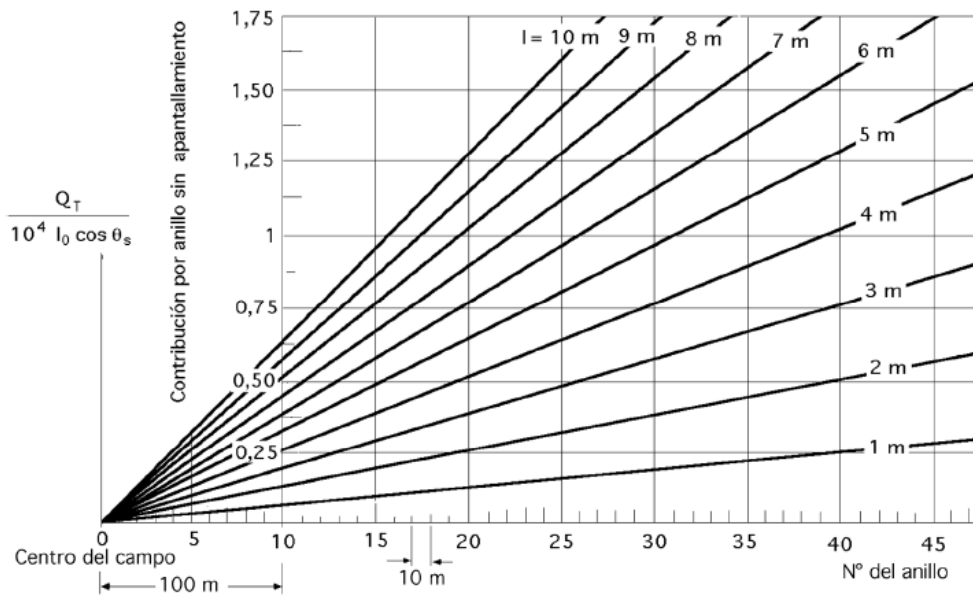


Gráfico 3.35 - Anillos sometidos sólo a sombra solar

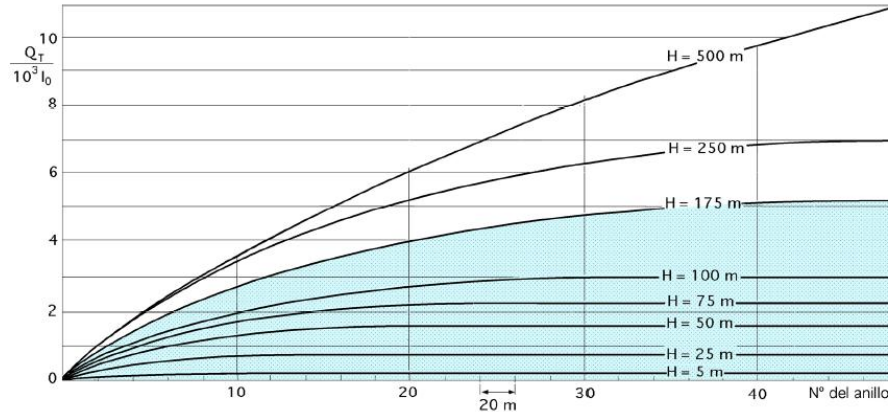


Gráfico 3.36 - Anillos sometidos sólo a apantallamiento, $l = 5$ m

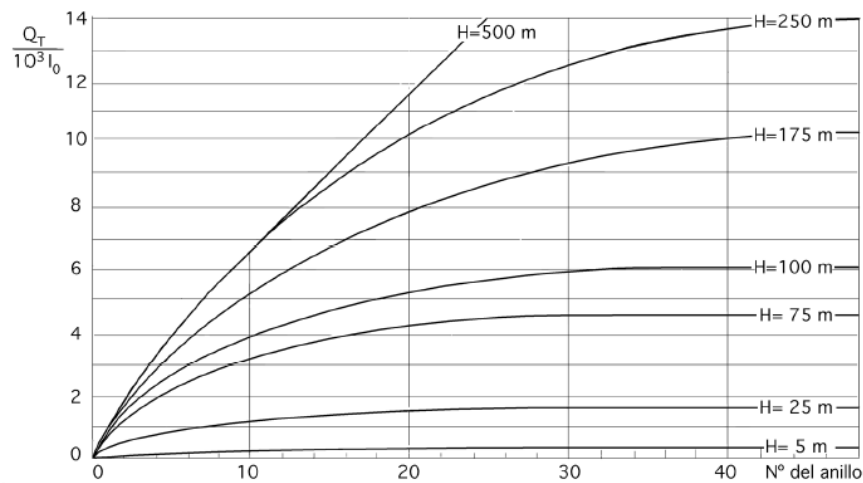


Gráfico 3.37 - Anillos sometidos sólo a apantallamiento, $l = 10$ m

En la Gráfica 3.35 se ha hecho una representación de la energía que podría enviar al receptor cada anillo de espejos continuo, sometido únicamente a los efectos de sombra solar.

Un resultado muy interesante es aquel en el que la energía reflejada no depende para nada de la altura de la torre, y sí únicamente de la anchura l del anillo especular; se ha dispuesto una distancia entre centros de anillos única igual a 10 m, y anchuras de anillos comprendidas entre 1 y 10 m, observándose que la energía enviada al receptor, en cada caso, es proporcional a la anchura del anillo.

Cuando la anchura de los anillos sea de 10 m, se estará en el caso de campo continuo, por ser la distancia entre anillos también de 10 m y, en consecuencia, se tendrá la máxima energía que será posible enviar al receptor; la energía reflejada varía linealmente, aumentando con el radio del anillo.

En los Gráficos 3.36 y 3.37 se ha realizado una representación análoga a la anterior, pero sólo para el caso en que los anillos estén expuestos a efectos de apantallamiento. En este caso, la energía enviada al receptor por cada anillo continuo sí depende de la altura H de la torre, siendo mayor cuanto mayor sea dicha altura.

Para una altura dada, la energía radiada por cada anillo sería proporcional a la anchura del mismo; sin embargo, para cuando los anillos tengan una misma anchura, esta energía reflejada aumentará con el radio del anillo considerado, pero no linealmente como sucedía en el caso de la sombra solar.

Si se supone un concentrador de radio R_M fijo, (por ejemplo $R_M = 500$ m), la relación, Q_T/I_0 , comienza a ser uniforme para $H = 1500$ m; el intentar construir torres de esta altura sería absurdo, aunque una solución pudiera ser el aprovechar alguna montaña ideal, en cuya cima se instalase el receptor, y el concentrador estuviese dispuesto alrededor de su base; esta solución implicaría, para, $I_0 = 1$ kW/m², un valor de, $Q_T = 765$ MW.

Si se reduce la altura de la torre, por ejemplo a 300 m, manteniendo el mismo R_M , resulta que, $Q_T = 535$ MW, y esto indica que una torre cinco veces más pequeña implica sólo una reducción de la energía enviada al receptor de aproximadamente 1,4 veces la correspondiente a, $H = 1.500$ m.

Si se reduce aún más la altura de la torre, por ejemplo a $H = 100$ m para $R_M = 500$ m, supondría que Q_T fuese del orden de 260 MW, es decir, 2,9 veces menos energía que para $H = 1.500$ m, equivalente a la de una modesta central térmica para la generación de electricidad. Esta solución es más lógica y factible que cualquiera de las anteriores. Modificando el radio del concentrador, manteniendo fija la altura de la torre, por ejemplo $H = 150$ m, se obtienen los siguientes resultados:

R_M	75 m	150 m	300 m	500 m
Q_T	17 MW	57 MW	170 MW	350 MW

Observándose que la relación (Q_T/R_M) disminuye a medida que R_M se hace más pequeña, pero no proporcionalmente.

3.3.1.2. RECEPTORES NO PUNTUALES

Para estudiar los receptores no puntuales definiremos un factor de concentración C , como la relación entre la superficie efectiva reflectora del concentrador, y la superficie lateral del receptor Ω , para cuando éste sea una superficie geométrica.

Se puede suponer que el receptor posee simetría de revolución respecto al eje de la torre, que sus dimensiones son mucho más pequeñas que las del concentrador, y que éste es continuo, aunque esta condición no es estrictamente necesaria.

El ángulo de dispersión de los rayos solares reflejados α debe ser tal que el perfil del receptor, visto desde el anillo más alejado de la base de la torre, en condiciones ideales, esté dado por la intersección del cono solar reflejado y la superficie lateral del mismo; supondremos también que la reflectancia y acabado de los espejos es perfecta.

Analizaremos cuatro tipos de geometrías receptoras que se pueden considerar como las más típicas:

Disco plano horizontal.- Supondremos que el disco está dispuesto como se indica en la Fig III.5.10, en la que el radio r del mismo dependerá del radio R_M del anillo periférico, de forma que los rayos solares reflejados limiten el contorno del disco.

Con estas condiciones se tiene:

$$\rho_M \xi = r \cos \theta_{tM}$$

Y como:

$$\rho_M = \frac{H}{\cos \theta_{tM}} \Rightarrow \frac{r}{H} = \frac{\xi}{\cos^2 \theta_{tM}}$$

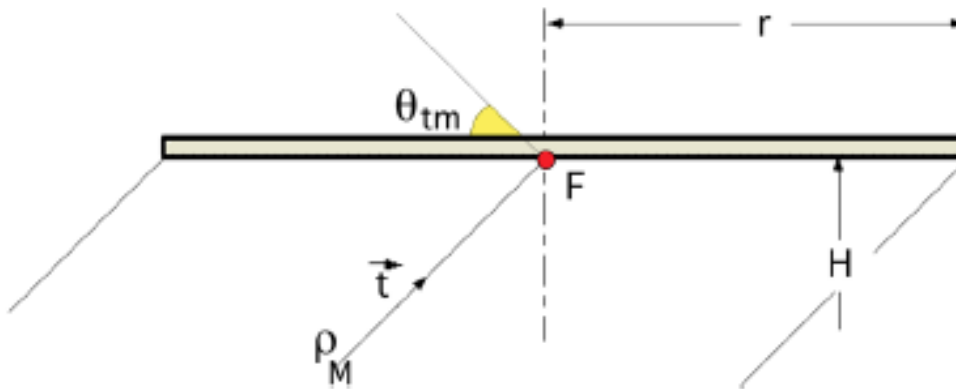


Gráfico 3.38 - Receptor disco plano horizontal

El área lateral del disco receptor, expuesta al cono solar reflejado es:

$$\Omega = \pi r^2 = \pi \left(\frac{H \xi}{\cos^2 \theta_{tM}} \right)^2$$

El factor de concentración viene dado por:

$$C = \frac{S_{ef}}{\Omega} = \frac{A^* \cos^4 \theta_{tM}}{\xi^2} = \frac{A^*}{\left(\frac{r}{H} \right)^2} \xi$$

$$\text{Para: } \theta_{tM} = 0, \begin{cases} A^* = 2 (\sec \theta_{tM} - 1), \text{ para, } \theta_s \leq \theta_{tm} \\ A^* = 2 \sec \theta_{tM} \cdot \cos \theta_s - \sec \theta_s, \text{ para, } \theta < \theta_s < \theta_{tM} \\ A^* = \tan^2 \theta_{tM} \cos \theta_s, \text{ para, } \theta_s \geq \theta_{tM} \end{cases}$$

Que permiten encontrar las relaciones (C, θ_{tM}) , para diversos valores de θ_s .

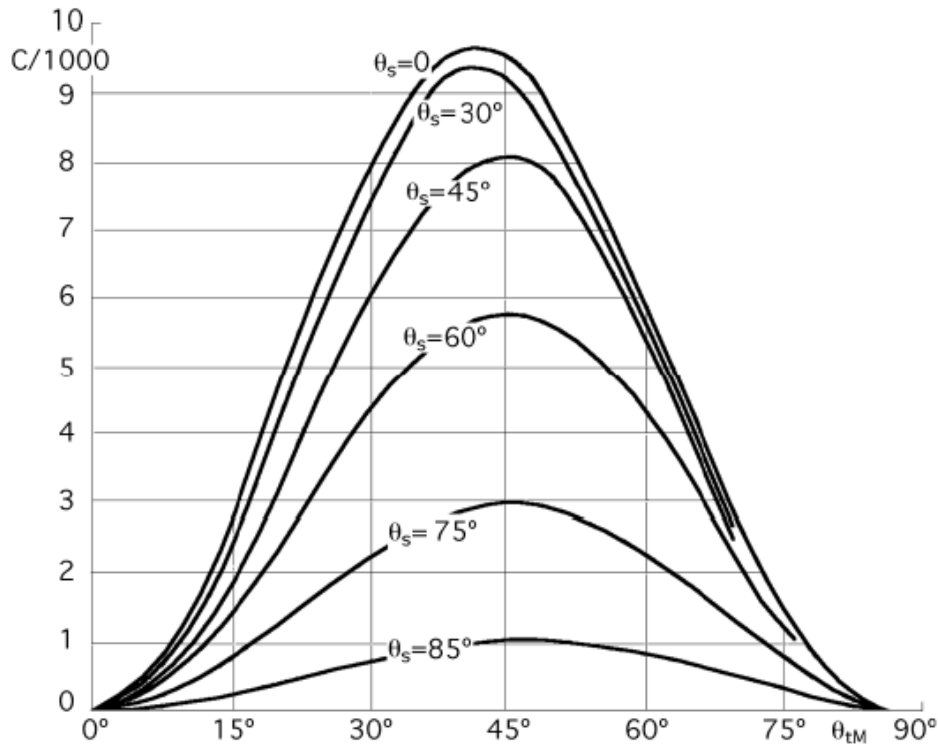


Gráfico 3.39 - Factores de concentración para el receptor disco plano horizontal

Se observa que los factores de concentración máximos se encuentran para $\theta_s = 0^\circ$, y valores de θ_{tM} del orden de 40° .

Para valores de $\theta_s \neq 0^\circ$, los máximos se encuentran comprendidos en el intervalo, $40^\circ < \theta_{tM} < 50^\circ$.

Semiesfera.- La formulación que se pueda obtener dependerá de la posición del centro de la semiesfera, respecto del punto focal F; supondremos que el cono solar reflejado por el anillo periférico definido por su θ_{tM} pasará por un punto A de la semiesfera y, a su vez, será tangente a la misma en el punto C, Gráfica 3.40 El radio r de dicha semiesfera viene dado en la siguiente forma:

$$(AC) = (AB) \cos \frac{\theta_{tM}}{2} ; (AD) = (AC) \cos \frac{\theta_{tM}}{2}$$

$$(AB) = 2r = \frac{(AD)}{\cos^2\left(\frac{\theta_{tM}}{2}\right)} ; (AD) = 2\rho\xi = \frac{2H\xi}{\cos \theta_{tM}}$$

$$r = \frac{H\xi}{\cos \theta_{tM} \cos^2\left(\frac{\theta_{tM}}{2}\right)} = \frac{2H\xi}{\cos \theta_{tM} (1 + \cos \theta_{tM})}$$

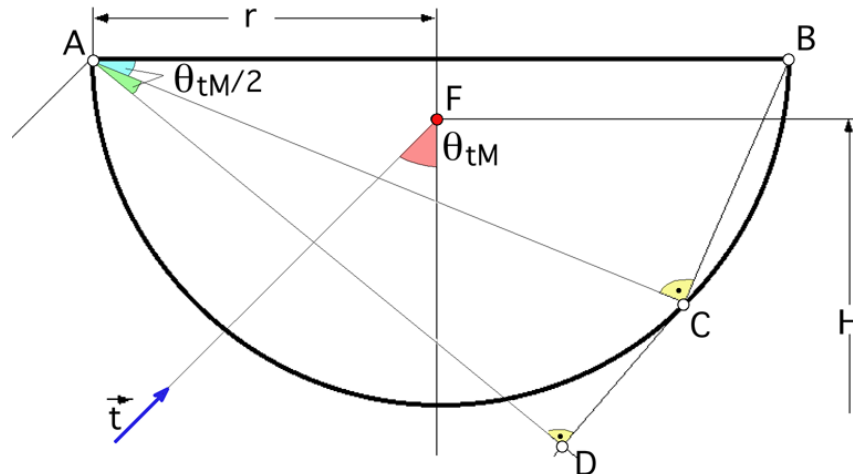


Gráfico 3.40 - Receptor semiesférico

La superficie lateral de la semiesfera es:

$$\Omega = 2 \pi r^2 = 2 \pi \frac{4 H^2 \xi^2}{\cos^2 \theta_{tM} (1 + \cos \theta_{tM})^2}$$

y el factor de concentración:

$$C = \frac{A^* \cos^2 \theta_{tM} (1 + \cos \theta_{tM})^2}{8 \xi^2} = \frac{A^*}{2 \left(\frac{r}{H}\right)^2}$$

Las relaciones C, θ_{tM} , para diversos valores de θ_s vienen representados en el gráfico 3.41; se observa que el factor de concentración máximo se encuentra para, $\theta_s = 0^\circ$ y $\theta_{tM} \cong 50^\circ$; a medida que aumenta el valor de θ_s los máximos se encuentran comprendidos en el intervalo definido por, $50^\circ < \theta_{tM} < 60^\circ$.

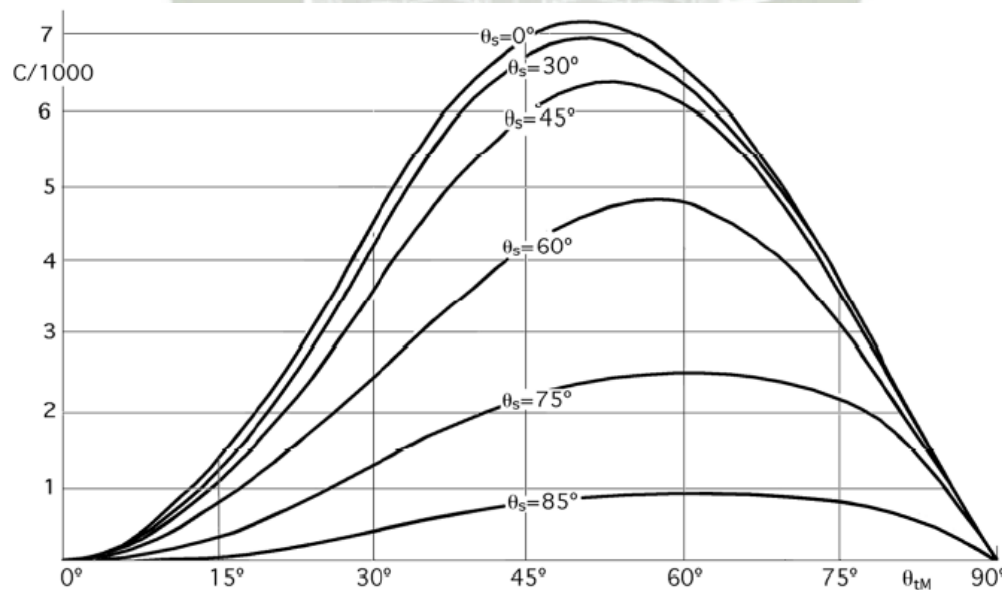


Gráfico 3.41 - Factores de concentración para el receptor semiesférico

Tronco de cono invertido.- En este caso se puede suponer que la generatriz del cono es igual al radio de la base ($g = r$); a su vez, los rayos solares reflejados por el anillo periférico incidirán normalmente sobre la superficie lateral del mismo, Gráfica 3.42, pudiéndose poner:

$$r = 2 \rho_M \xi = \frac{2 H \xi}{\cos \theta_{tM}}$$

Y si se supone además que el radio menor del tronco de cono es mucho más pequeño que el radio r de la base mayor, se podrá despreciar, por lo que la superficie lateral será:

$$\Omega = \pi r g = \pi r^2 = \frac{4 \pi H^2 \xi^2}{\cos^2 \theta_{tM}}$$

Y el factor de concentración:

$$C = \frac{A^* \cos^2 \theta_{tM}}{4 \xi^2} = \frac{A^* H^2 \cos^2 \theta_{tM}}{4 r_s^2} = \frac{A^*}{\left(\frac{r}{H}\right)^2}$$

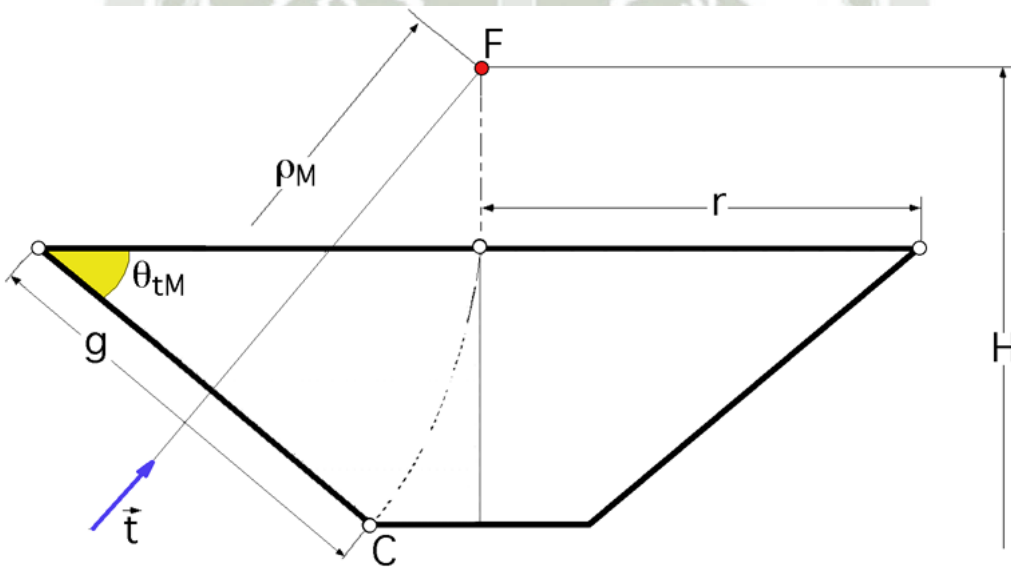
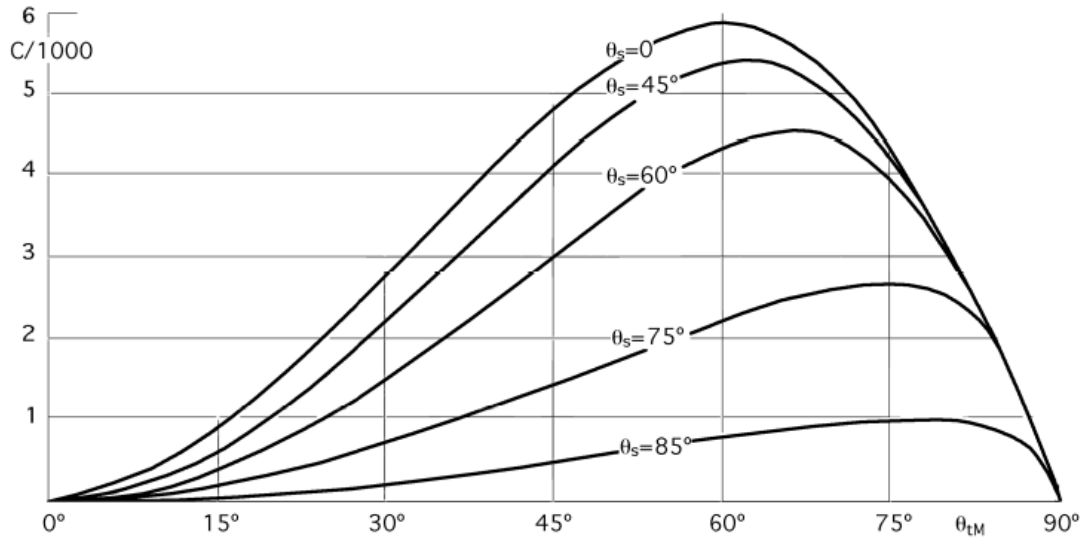


Gráfico 3.42 - Receptor troncocónico

Se han representado algunas relaciones entre C y θ_{tM} en la Gráfica 3.43, observándose que el factor de rendimiento máximo se da para $\theta_s = 0^\circ$ y $\theta_{tM} = 60^\circ$, encontrándose otros máximos para $\theta_s \neq 0^\circ$ comprendidos en el intervalo $60^\circ < \theta_{tM} < 80^\circ$.



Gráfica 3.43 - Factores de concentración para el receptor troncocónico

Cilindro vertical.- Si se supone que el cilindro tiene un radio r y altura h , de acuerdo con el siguiente gráfico se tiene:

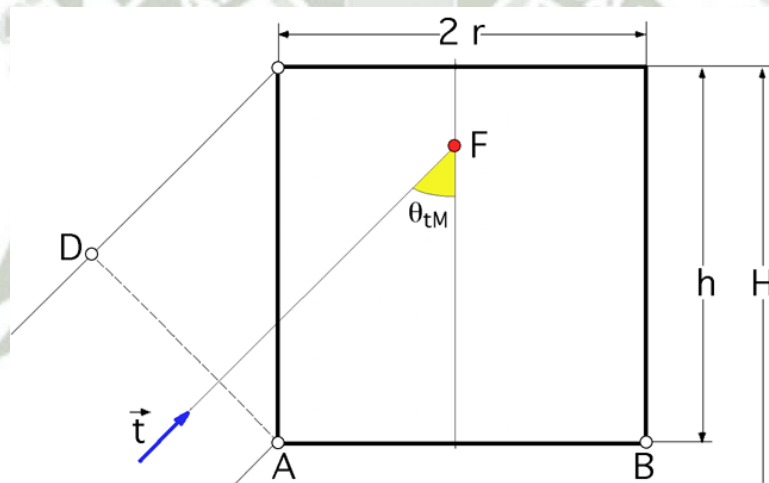


Gráfico 3.44 - Receptor cilíndrico vertical

$$(AD) = 2 \rho \xi = \frac{2 H \xi}{\cos \theta_{tM}} = h \operatorname{sen} \theta_{tM} \Rightarrow h = \frac{4 H \xi}{\operatorname{sen} 2 \theta_{tM}} ; \Omega = 2 \pi r h = \frac{8 \pi r H \xi}{\operatorname{sen} 2 \theta_{tM}}$$

$$C = \frac{A^*}{\frac{8 r \xi}{H \operatorname{sen} 2 \theta_{tM}}} = \frac{A^* H^2 \operatorname{sen} 2 \theta_{tM}}{8 r \xi^2} = \left| \frac{r = r_s R}{r_s = \xi H} \right| = \frac{A^* \operatorname{sen} 2 \theta_{tM}}{8 R \xi^2} = \frac{A^*}{\frac{r}{H} \frac{2 h}{H}}$$

Dando valores a h se obtienen los factores de concentración:

$$\text{Para } \begin{cases} h = 2r & ; & C = \frac{A^*}{4 (r/H)^2} = \frac{A^* \operatorname{sen}^2(2 \theta_{tM})}{16 \xi^2} \\ h = 2,5r & ; & C = \frac{A^*}{5 (r/H)^2} = \frac{A^* \operatorname{sen}^2(2 \theta_{tM})}{12,8 \xi^2} \\ h = 3r & ; & C = \frac{A^*}{6 (r/H)^2} = \frac{A^* \operatorname{sen}^2(2 \theta_{tM})}{10,67 \xi^2} \end{cases}$$

Que es una relación muy interesante para este tipo de receptores verticales, por lo que podemos sacar de ella algunas conclusiones; su representación viene expuesta en el gráfico 3.45, en la que se observa que:

- Los factores de concentración máximos se encuentran para $\theta_s = 0^\circ$, y valores de θ_{tM} del orden de 40° .
- Para valores de $\theta_s \neq 0^\circ$, los máximos se encuentran comprendidos en el intervalo, $70^\circ < \theta_{tM} < 75^\circ$.

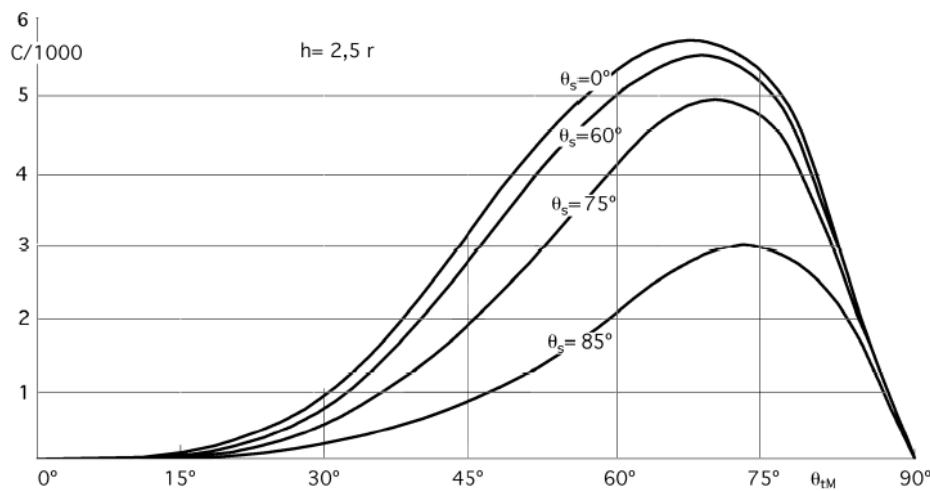


Gráfico 3.45 - Factores de concentración para el receptor cilíndrico vertical

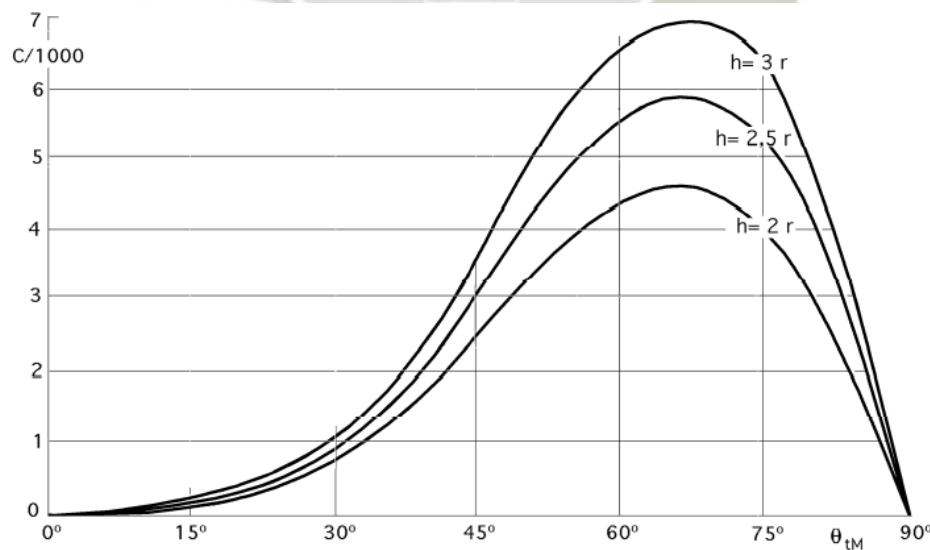


Gráfico 3.46 - Factores de concentración para receptores cilíndricos

Asimismo, para los anillos de espejos más interiores, el factor de concentración se observa es más pequeño comparado con el obtenido en las geometrías anteriores, lo cual viene a decir que, para receptores cilíndricos verticales, los anillos comprendidos entre 0° y 30° , prácticamente no contribuyen energéticamente.

La representación gráfica de estos factores de concentración en función del ángulo θ_{tM} se muestra en el gráfico 3.46, para $\theta_s = 0^\circ$ observándose que un aumento de la altura h del receptor, para r fijo, supone una mayor influencia del factor de concentración, sobre todo para ángulos ($60^\circ < \theta_{tM} < 75^\circ$).

También se han representado los factores de concentración para $\theta_s = 0^\circ$, correspondientes a las geometrías analizadas, observándose un desplazamiento del factor de concentración máximo hacia valores de θ_{tM} crecientes, a medida que la superficie receptora va modificando su inclinación, desde la horizontal, correspondiente al disco plano, hasta la vertical de los receptores cilíndricos.

En el gráfico 3.47 se muestra la relación existente entre (r/H) y el ángulo θ_{tM} para cualquier valor de θ_s observándose que para valores de θ_{tM} comprendidos entre 30° y 70° , esta relación permanece prácticamente uniforme para los receptores cilíndricos verticales.

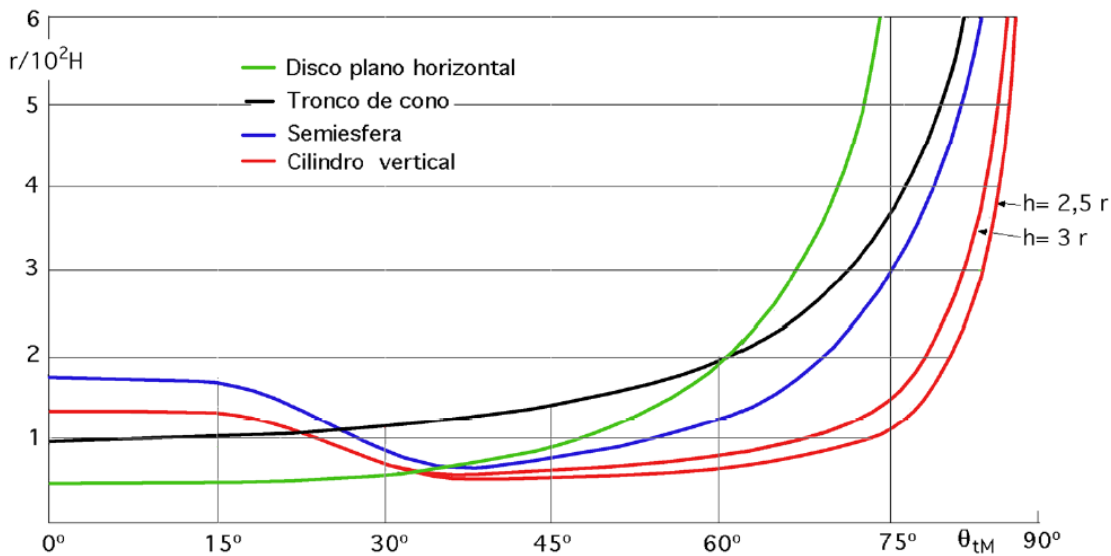
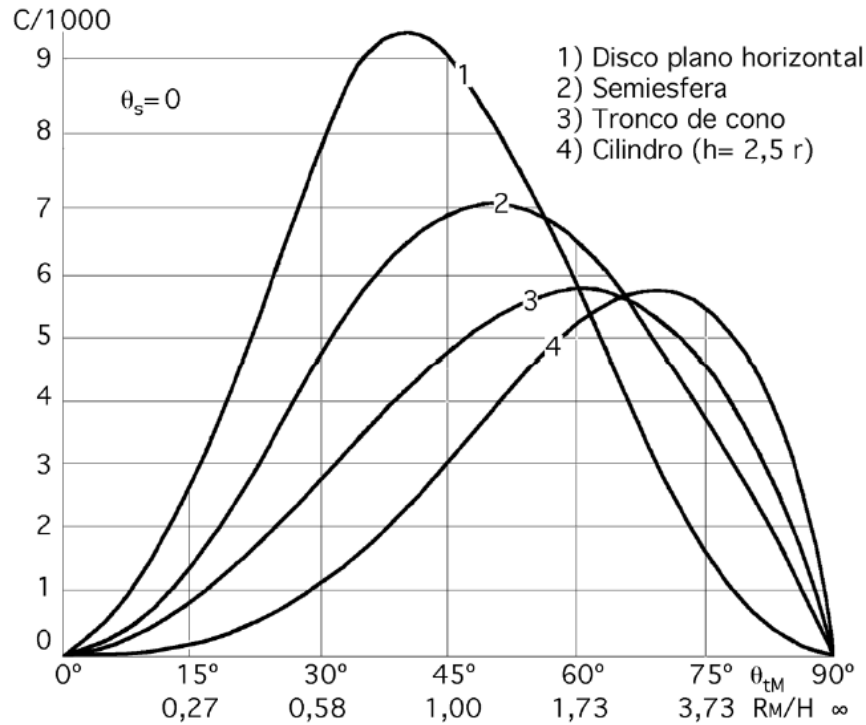


Gráfico 3.47 - Relación entre r/H , y el ángulo θ_{tm}



Gráfica 3.48.- Factores máximos de concentración para distintas geometrías

En los modelos expuestos se introducen algunos errores en el receptor, por cuanto el punto focal F sólo viene definido por la altura H de la torre, y no por su posición relativa frente al receptor; sin embargo, en primera aproximación se pueden despreciar, por considerar que las dimensiones del receptor son mucho más pequeñas que las del concentrador y que las distancias receptor-concentrador.

En resumen, el estudio de receptores con formas geométricas diversas y el concepto de factor de concentración, permiten conocer las densidades de energía solar que interceptan, pero no su distribución sobre los mismos. Estas densidades de energía solar reflejada serían las máximas que se podrían conseguir, en condiciones ideales. Este modelo se puede aplicar a cualquier otro tipo de geometría receptora.

3.3.1.3. CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA DE RECEPTORES PARA CENTRALES TERMOSOLARES

3.3.1.3.1. FACTOR DE DISPERSIÓN ANGULAR DEL CONO SOLAR REFLEJADO POR UN HELIOSTATO

Las dimensiones de un receptor de potencia de una central termosolar vienen condicionadas por una serie de factores que comprenden el ángulo $2\xi = 32'$ del cono solar incidente, los errores de fabricación de los espejos que conforman los heliostatos, que representamos por un ángulo νE , y los errores en el enfoque automático de los mismos resumidos en un ángulo νD ; estos factores los compendiamos en un único factor de dispersión angular φ .

El receptor se puede considerar, en principio, como un sólido con geometría cualquiera, con la única restricción de tener un eje de simetría vertical.

Los heliostatos se pueden suponer como superficies especulares de sección cuadrada, de dimensiones $(l \times l)$ viniendo localizados en el concentrador por la expresión:

$$r = H \sec \theta_t$$

siendo H la distancia sobre el terreno del punto de enfoque de los heliostatos, r es la distancia entre un heliostato y el punto focal F , y θ_t es un ángulo acimutal que sitúa sobre el concentrador al anillo sobre el que va ubicado un heliostato cualquiera; en la Fig III.6.1, se ha hecho una representación de la posición de este heliostato, relacionándolo con el punto focal F sobre el eje de simetría del receptor; como la distancia (EF) es muy grande comparada con las dimensiones del receptor, consideraremos que p es la distancia desde el espejo E al plano tangente al receptor en un punto P sobre el mismo.

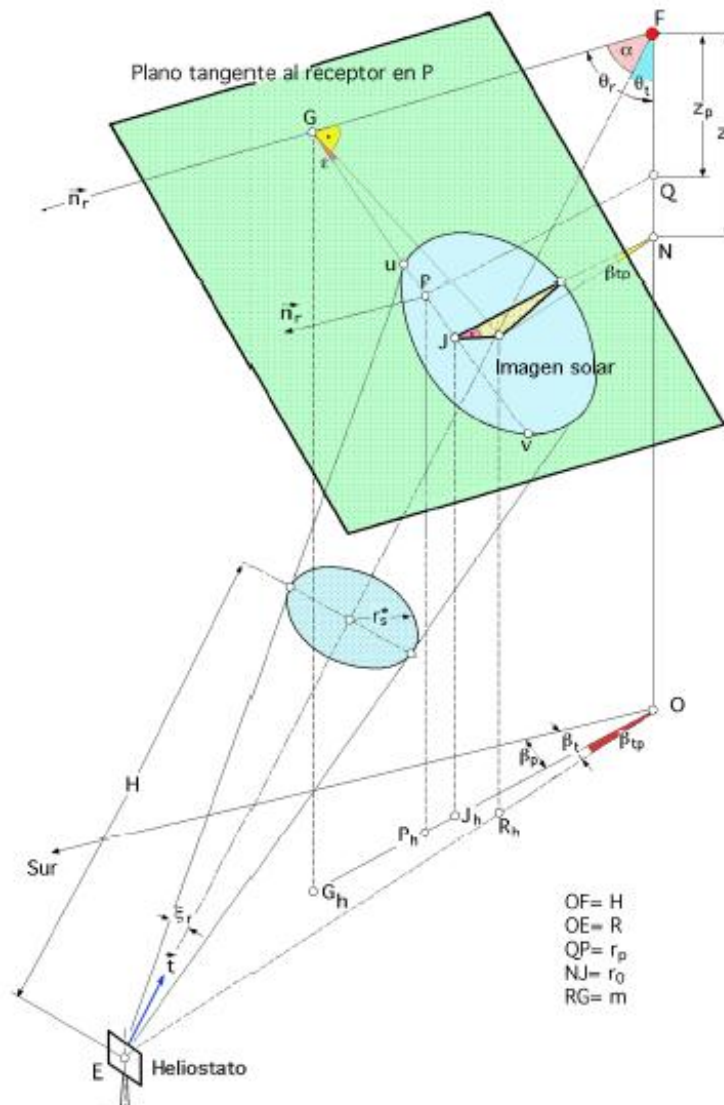


Gráfico 3.49 - Imagen solar sobre un plano tangente al receptor

Teniendo en cuenta lo dicho, el diámetro de la imagen solar D sobre este plano tangente, a la distancia ρ y normal a la dirección (EF) es:

$$D = 2 (\xi + v_E + v_D) \rho + l = 2 \xi_r \rho$$

Y el factor de dispersión angular φ :

$$\varphi = \frac{\xi_r}{\xi} = \frac{2 (\xi + v_E + v_D) \rho + l}{2 \rho} = 1 + \frac{v_E + v_D}{\xi} + \frac{l}{2 \rho \xi} = 1 + \frac{v_E + v_D}{\xi} + \frac{1}{2 H \xi} \cos \theta_t$$

En las que:

ξ es el ángulo mitad del cono solar incidente $\approx 16'$ ó $4,65 \cdot 10^{-3}$ rad

ξ_r es el ángulo mitad del cono solar reflejado por los espejos

v_E es el ángulo que compendia los defectos de construcción de los espejos, y que permite errores máximos de tratamiento de superficies que provoquen una dispersión del haz reflejado no superior a 10 minutos ó $2,9 \cdot 10^{-3}$ radianes)

v_D es el ángulo que tiene en cuenta los errores de dirección de los espejos, de forma que el servo encargado de la orientación de los mismos, se tiene que diseñar para no cometer errores superiores a $(0,1 \xi)$ ó $0,465 \times 10^{-3}$ radianes

Asimismo, debido a las dimensiones de los espejos, el diámetro de la imagen solar plana a la distancia ρ del espejo sobre el receptor, se incrementa en el término.

$$\frac{1}{2 H \xi} \cos \theta_t$$

que depende de $\left\{ \begin{array}{l} \text{la posición del espejo dada por } \theta_t \\ \text{la altura } H \text{ de la torre} \\ \text{las dimensiones del espejo} \end{array} \right.$

Cuando se trabaje en condiciones ideales, el factor de dispersión angular φ valdrá la unidad; en condiciones reales, el valor de φ es:

$$\varphi = 1 + \frac{2,90 + 0,465}{4,65} + \frac{l \cos \theta_t}{2 \times 4,65 \cdot 10^{-3} H} = 1,7236 + 107,5269 \frac{l \cos \theta_t}{H}$$

Observándose que es un valor que no permanece constante, por cuanto depende del anillo de heliostatos definido por θ_t .

3.3.1.3.2. IMAGEN SOLAR SOBRE UN PLANO TANGENTE AL RECEPTOR REPLEJADA POR UN ESPEJO CUALQUIERA

La energía solar que llegará al receptor, reflejada por un espejo cualquiera del campo concentrador, será la misma que interceptará el plano tangente al receptor en un punto P del mismo, tal, que la línea que une este punto con el de intersección del eje del haz solar reflejado con dicho plano tangente, esté contenida en un plano vertical. Si queremos hallar la influencia de los demás espejos sobre este plano tangente, procederemos a determinar el tamaño y situación de la imagen solar plana reflejada por cualquier otro espejo sobre dicho plano tangente al receptor; para ello consideraremos al receptor como una superficie de revolución, con la única condición de que su eje de simetría coincida con el eje de la torre.

El heliostato elegido deberá estar en todo momento enfocando al punto F situado en lo alto de la torre a la altura H sobre el terreno, Gráfico 3.50.

A la imagen solar reflejada sobre el plano tangente en P se la puede considerar como intersección del cono solar reflejado por el espejo E de ángulo 2ξ con dicho plano tangente; tanto su tamaño como su situación los estableceremos en función de unos parámetros característicos que vendrán definidos por el espejo E y el punto P, lo cual a su vez nos permitirá comprender bajo qué condiciones el punto P permanecerá activo respecto al espejo E.

Según Gráfico 3.51, esta actividad se manifestará siempre que el punto P esté contenido dentro de la elipse imagen solar plana, y para ello deberá venir localizado entre los puntos u y v , que serán la intersección de la elipse imagen solar plana con la línea (PG), que llamaremos línea imagen, de forma que el punto G sea a su vez la intersección de la normal al plano tangente en P que pasa por el punto focal F, con el propio plano tangente, que definiremos como \vec{n}_r .

El centro R de la elipse coincidirá con el punto de intersección de la línea (FE) y el plano tangente al receptor en P, y le determinaremos mediante coordenadas cilíndricas definidas por (z_0, r_0, β_t) , tomando el punto F como origen. El ángulo que forma la línea (EF) con la normal (FG) al plano tangente en P le llamaremos α ; el eje mayor de la elipse coincidirá con la línea (RG), que forma un ángulo ϵ con la línea imagen (PG). Como el punto P tiene que ser visualizado desde el espejo E, y a la vez tiene que estar comprendido entre los puntos u y v , tendremos que hallar la intersección de la imagen solar plana con la línea imagen (PG); para ello definiremos unos ejes (x, y) con centro en R, a los que haremos coincidir con los ejes mayor y menor de la elipse imagen solar plana, cuya ecuación es, Gráfico 3.49:

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1$$

Y la ecuación de la línea imagen (PG) referida a los mismos ejes, por:

$$y = c x + q = \begin{cases} \text{Para: } x = 0 ; y = q = m \operatorname{tg} \epsilon \\ \text{Para: } y = 0 ; x = m ; c = \frac{q}{m} = \operatorname{tg} \epsilon \end{cases} = -x \operatorname{tg} \epsilon + m \operatorname{tg} \epsilon = (m - x) \operatorname{tg} \epsilon$$

El valor de m se calcula a partir de:

$$m = \overline{RG} = \overline{FG} \operatorname{tg} \alpha = \left| \overline{FG} = z_p \cos \theta_r + r_p \operatorname{sen} \theta_r = z_0 \cos \theta_r + r_0 \operatorname{sen} \theta_r \right| = (z_0 \cos \theta_r + r_0 \operatorname{sen} \theta_r) \operatorname{tg} \alpha$$

Obteniéndose:

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{(m - x)^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2} = 1$$

Cuyas soluciones son las proyecciones de los puntos u y v sobre el eje mayor de la elipse, que a su vez determinarán las distancias du y dv sobre la línea imagen (GP).

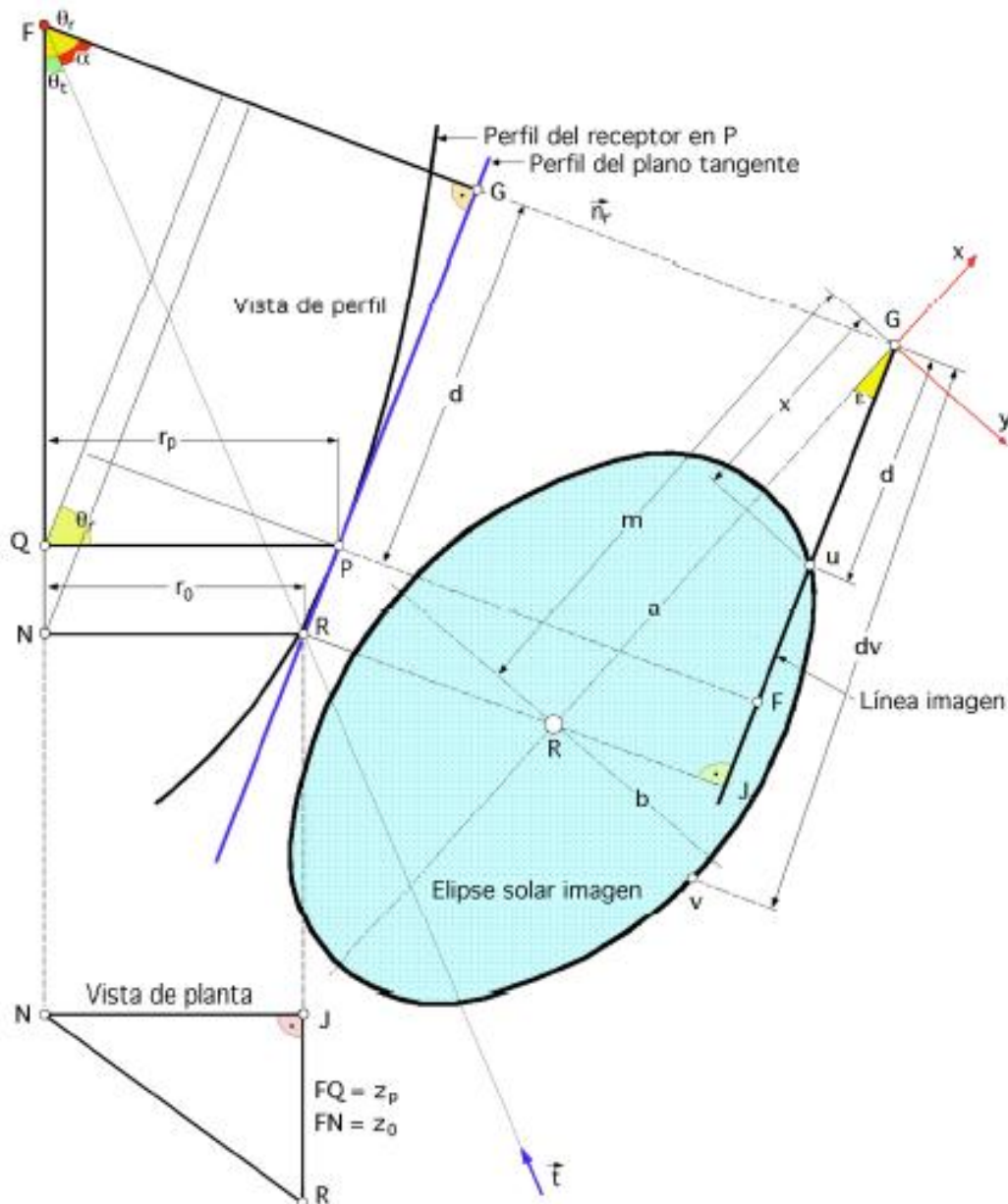


Gráfico 3.50 - Elipse solar sobre un plano tangente al receptor

Para determinar estas distancias definiremos un nuevo origen de coordenadas G, tal que:

$$x' = m - x$$

por lo que:

$$d = x \sec \varepsilon$$

Y la ecuación anterior queda en la forma:

$$(m - x')^2 + \frac{a^2}{b^2} x'^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon - a^2 = 0$$

De la que despejando x' , se obtiene para valor de d_u, v lo siguiente:

$$d_{u,v} = \sec \varepsilon \frac{m \pm a \sqrt{1 + \frac{\operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2} (a^2 - m^2)}}{1 + \frac{a^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2}} = \left| Z = 1 + \frac{a^2 \operatorname{tg}^2 \varepsilon}{b^2} \right| = \sec \varepsilon \frac{m \pm a \sqrt{Z - \frac{m^2}{b^2} \operatorname{tg}^2 \varepsilon}}{Z}$$

$$d_u - d_v = \sec \varepsilon \frac{2 a \sqrt{Z - \frac{m^2}{b^2} \operatorname{tg}^2 \varepsilon}}{Z}$$

Que para $\varepsilon = 0$ vale $2a$; valdrá 0 cuando se cumpla que:

$$\operatorname{tg} \varepsilon = \pm \frac{b}{\sqrt{m^2 - a^2}}$$

Para determinar los ángulos α y ε en función de los parámetros que definen el espejo E y el punto P, haremos uso de las vistas de perfil del plano tangente en P, Fig III.6.3, en las que definimos β_{tp} como un ángulo relativo acimutal, que se corresponde con la proyección horizontal del punto P, la base de la torre O y la proyección horizontal del punto R.

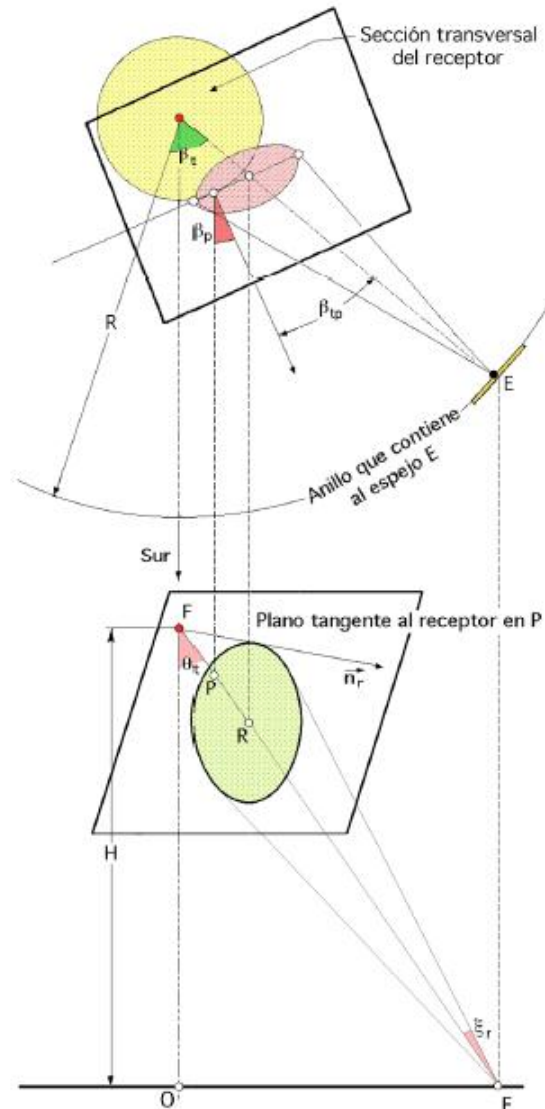


Gráfico 3.51 - Imagen solar sobre el plano tangente a un receptor de revolución

Cuando $\beta_{tp} = 0$, los puntos R y P están alineados con G. Para calcular α partiremos de los triángulos (FGR) (FNR), obteniéndose:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Triángulo (FGR), } \overline{FG} = \overline{RF} \cos \alpha \\ \text{Triángulo (FNR), } \overline{RF} \cos \theta_t = z_0 \end{array} \right\} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \overline{RF} = \overline{FG} \sec \alpha = z_0 \sec \theta_t$$

Y teniendo en cuenta el valor de (FG) quedará:

$$\cos \alpha = \frac{z_0 \cos \theta_r + r_0 \sen \theta_r}{z_0 \sec \theta_t} = \left(\cos \theta_r + \frac{r_0}{z_0} \sen \theta_r \right) \cos \theta_t$$

A su vez, en los triángulos (NJR) y (FNR) se cumple:

$$\overline{RN} = r_0 \sec \beta_{tp} = z_0 \operatorname{tg} \theta_t$$

y sustituyendo en la anterior se obtiene:

$$\cos \alpha = \cos \theta_r \cos \theta_t + \operatorname{sen} \theta_r \operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_{tp}$$

Para calcular ε partimos de:

$$\operatorname{sen} \varepsilon = \frac{\overline{RJ}}{\overline{RG}} = \left| \frac{\overline{RG} \cos \varepsilon = \overline{JG} = z_0 \operatorname{sen} \theta_r - r_0 \cos \theta_r}{\overline{JG}} \right| = \frac{r_0 \operatorname{tg} \beta_{tp} \cos \varepsilon}{\overline{JG}}$$

$$\operatorname{sen} \varepsilon = \frac{r_0 \operatorname{tg} \beta_{tp}}{z_0 \operatorname{sen} \theta_r - r_0 \cos \theta_r} = \frac{\operatorname{sen} \beta_{tp} \operatorname{tg} \theta_t}{\operatorname{sen} \theta_r - \cos \theta_r \operatorname{tg} \theta_t \cos \beta_{tp}}$$

Que hay que sustituir en du,v.

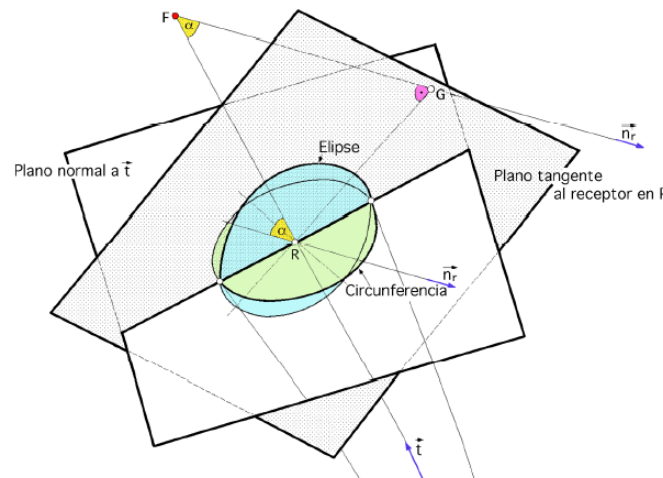


Gráfico 3.52 - Relación entre los semiejes de la elipse solar imagen plana sobre el plano tangente en P

La relación entre los semiejes de la elipse solar imagen plana sobre el plano tangente en P, se determina a partir del Gráfico 3.52, en la que se observa que esta elipse se proyecta según una circunferencia sobre el plano perpendicular a (RF), con centro en R. La ecuación de la elipse solar imagen se puede poner en la forma:

$$y = \frac{b}{a} \sqrt{a^2 - x^2}$$

La ecuación:

$$y^* = \sqrt{a^2 - x^2}$$

De la circunferencia concéntrica con la elipse de radio a contenida en el plano perpendicular a (RF), formará un ángulo α con la elipse, siendo:

$$y = y^* \cos \alpha \quad ; \quad \frac{y}{y^*} = \cos \alpha = \frac{b}{a}$$

Se ha definido $r_s^* = \xi_r H$ como el radio de la imagen solar plana circular reflejada sobre un plano perpendicular al vector \vec{t} , a la distancia H sobre la recta (EF) a partir del espejo E, siendo ξ_r el semiángulo de dispersión de la radiación reflejada, y ρ la distancia (BR); en consecuencia:

$$\rho \xi_r = b \quad ; \quad \rho \frac{r_s^*}{H} = b \quad ; \quad r_s^* = b \cos \theta_t$$

y el valor del semieje b de la elipse solar imagen plana:

$$b = \varphi \xi_r H \sec \theta_t$$

Quedando así perfectamente definida la elipse sobre el plano tangente al receptor en el punto P.

3.3.1.4. RECEPTOR DISCO PLANO HORIZONTAL

Cuando el receptor es un disco plano horizontal de radio r , y cuyo centro coincida con el punto de corte del disco con el eje de la torre, se pueden particularizar las ecuaciones anteriormente halladas, en la forma:

$$\theta_r = 0 \quad ; \quad \alpha = \theta_t \quad ; \quad \operatorname{tg} \varepsilon = -\operatorname{tg} \beta_{tp} \quad ; \quad m = 0 \quad ; \quad \begin{cases} a = \xi_r H \sec^2 \theta_t \\ b = \xi_r H \sec \theta_t \end{cases}$$

y, por lo tanto:

$$d_{u,v} = \pm \frac{\xi_r H \sec \beta_{tp}}{\sqrt{Z \cos^2 \theta_t}} = \left| Z = 1 + \frac{a^2}{b^2} \operatorname{tg}^2 \varepsilon = 1 + \sec^2 \theta_t \operatorname{tg}^2 \beta_{tp} \right| = \pm \frac{\xi_r H}{\cos \theta_t \sqrt{1 - \operatorname{sen}^2 \theta_t \cos^2 \beta_{tp}}}$$

en la que a su vez si se define un factor $\hat{\quad}$ —, resulta:

$$\cos \beta_{tp} = \frac{\pm \sqrt{1 - \frac{1}{\hat{r}^{*2} \cos^2 \theta_t}}}{\operatorname{sen} \theta_t}$$

Cuando $d_{u,v}$ tome su valor máximo $2r$, el máximo valor de $\cos \beta_{tp}$ es:

$$\cos \beta_{tp} = \frac{\pm \sqrt{1 - \frac{\xi_r^2 H^2}{4 r^2 \cos^2 \theta_t}}}{\operatorname{sen} \theta_t} = \pm \frac{\sqrt{1 - \left(\frac{\varphi}{\hat{r}}\right)^2 \frac{1}{4 \cos^2 \theta_t}}}{\operatorname{sen} \theta_t}$$

A su vez, si dividimos la ecuación que da el valor de $d_{u,v}$ por r_s se tiene:

$$\frac{d_{u,v}}{r_s} = \pm \frac{\xi_r H}{r_s \cos \theta_t \sqrt{1 - \text{sen}^2 \theta_t \cos^2 \beta_{tp}}}$$

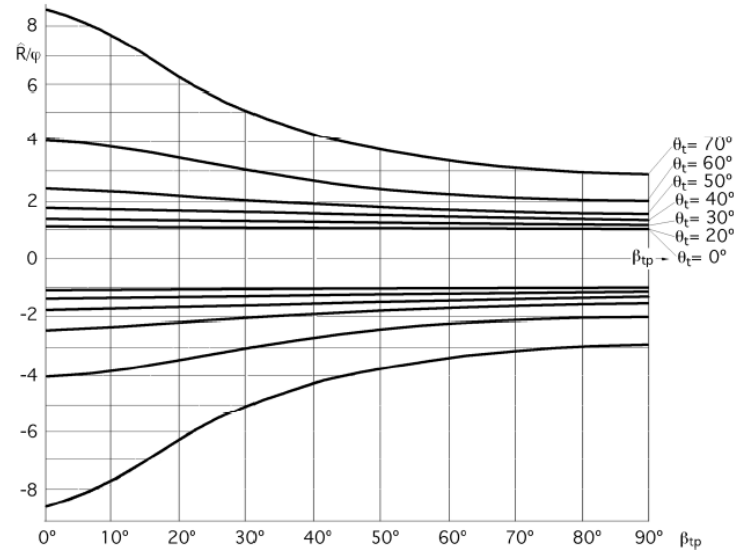


Gráfico 3.53- Curvas de influencia de los espejos respecto a un punto del receptor disco plano horizontal

Llamando $R = \frac{d_{u,v}}{r_s}$, y teniendo en cuenta que $\xi rH = \varphi r_s$, resulta:

$$\frac{\hat{R}}{\varphi} = \pm \frac{1}{\cos \theta_t \sqrt{1 - \text{sen}^2 \theta_t \cos^2 \beta_{tp}}}$$

que permite hallar la zona de influencia de un espejo cualquiera respecto a una posición específica sobre el disco plano horizontal, y cuya representación hemos realizado en el gráfico 3.53, se observa que el ángulo β_{tp} puede tomar cualquier valor entre 0° y 90° , por lo que cualquier punto sobre este receptor se podrá visualizar desde cualquier espejo del campo concentrador; para ángulos $\theta_t < 30^\circ$ se obtienen, sobre el receptor, imágenes solares que prácticamente son circunferencias, para valores de $\frac{R}{\varphi}$ comprendidos entre 1 y 1,3; para ángulos $\theta_t > 30^\circ$ las imágenes solares planas sobre el receptor son elipses.

3.3.1.5. RECEPTOR CILÍNDRICO VERTICAL

Para el caso en que el receptor tenga forma de cilindro vertical, de radio r y altura h , y cuyo eje coincida con el de la torre, la línea imagen estará situada sobre el plano tangente al cilindro, y como \hat{n}_r es perpendicular al plano imagen, el punto G estará a la misma altura que el F, es decir, G es la proyección perpendicular sobre el plano tangente en P del punto focal F, siendo por lo tanto la imagen de F sobre este plano; además $\theta_r = 90^\circ$ y, en consecuencia, se tiene:

$$\cos \alpha = \operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_{tp} ; \quad \operatorname{tg} \varepsilon = \operatorname{sen} \beta_{tp} \operatorname{tg} \theta_t$$

La localización sobre el receptor del centro R de la elipse solar imagen, la determinaremos por la distancia m desde G hasta R, de la forma:

$$m = \overline{RG} = r \operatorname{tg} \alpha = r \frac{\sqrt{Z}}{\operatorname{tg} \theta_t}$$

Siendo los semiejes a y b de la elipse solar plana sobre el plano tangente:

$$\left. \begin{aligned} b &= r_s^* \sec \theta_t \\ a &= \frac{r_s^* \sec \theta_t}{\operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_{tp}} \end{aligned} \right\} ; \quad \cos \varepsilon = \sqrt{Z} \cos \beta_{tp}$$

Que proporcionan:

$$d_{u,v} = \frac{1}{\operatorname{sen} \theta_t} \sqrt{r \cos \theta_t \cos \beta_{tp} \pm \left(\frac{r_s^{*2}}{\cos^2 \theta_t} - r^2 \operatorname{sen}^2 \beta_{tp} \right)}$$

En la que du,v tiene que estar comprendido entre du y dv .

Este resultado permite determinar las zonas de visibilidad del receptor para un espejo cualquiera E, de forma que una posición d sobre el receptor podrá ser visible desde una parte de un anillo concreto, localizado a una distancia de la base de la torre, definida por su θ_t ; despejando el valor de β_{tp} resulta:

$$\cos \beta_{tp} = \frac{-d \cos \theta_t \pm \sqrt{d^2 + r^2 - \frac{r_s^{*2}}{\cos^2 \theta_t}}}{r \cos \theta_t}$$

El máximo valor de este ángulo tiene que ser compatible con las dimensiones del cilindro receptor; a su vez, el máximo valor de d tendrá que coincidir con el máximo valor de la línea imagen, igual a la altura h del receptor, para que no se pierda energía, pudiéndose poner la anterior en la siguiente forma:

$$\cos \beta_{tp(\text{máx})} = \frac{-h \cos \theta_t \pm \sqrt{h^2 + r^2 - \frac{\xi^2 H^2}{\cos^2 \theta_t}}}{r \cos \theta_t}$$

Encontrándose así un arco de anillo en el que se hallan los heliostatos que en un momento determinado permanecen activos respecto a una línea imagen vertical sobre el plano tangente al receptor en el punto considerado P.

Por comodidad pondremos el valor de du,v en forma adimensional, para lo cual, las longitudes tomadas sobre el receptor las normalizaremos respecto a la longitud $r_s = \xi H$ que es, como sabemos, el radio del disco perfecto del Sol a la distancia H del heliostato.

Teniendo en cuenta los valores del factor de dispersión angular φ del haz de radiación solar reflejado a la distancia H del heliostato, el radio del disco solar reflejado sabemos es r_s^* , por lo que dividiendo la ecuación que proporciona $d_{u,v}$ por r_s , y dado que:

$$r_s^* = \xi_r H = \varphi \xi H = \varphi r_s$$

Resulta:

$$\frac{d_{u,v}}{r_s} = \frac{1}{\text{sen } \theta_t} \sqrt{\frac{r}{r_s} \cos \theta_t \cos \beta_{tp} \pm \frac{\varphi^2}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{r}{r_s}\right)^2 \text{sen}^2 \beta_{tp}}$$

Introduciendo los cambios $\frac{d_{u,v}}{r_s} = \hat{h}$; $\frac{r}{r_s} = \hat{r}$ se obtiene:

$$\frac{\hat{h}}{\varphi} = \frac{1}{\text{sen } \theta_t} \sqrt{\frac{\hat{r}}{\varphi} \cos \theta_t \cos \beta_{tp} \pm \frac{1}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{\hat{r}}{\varphi}\right)^2 \text{sen}^2 \beta_{tp}}$$

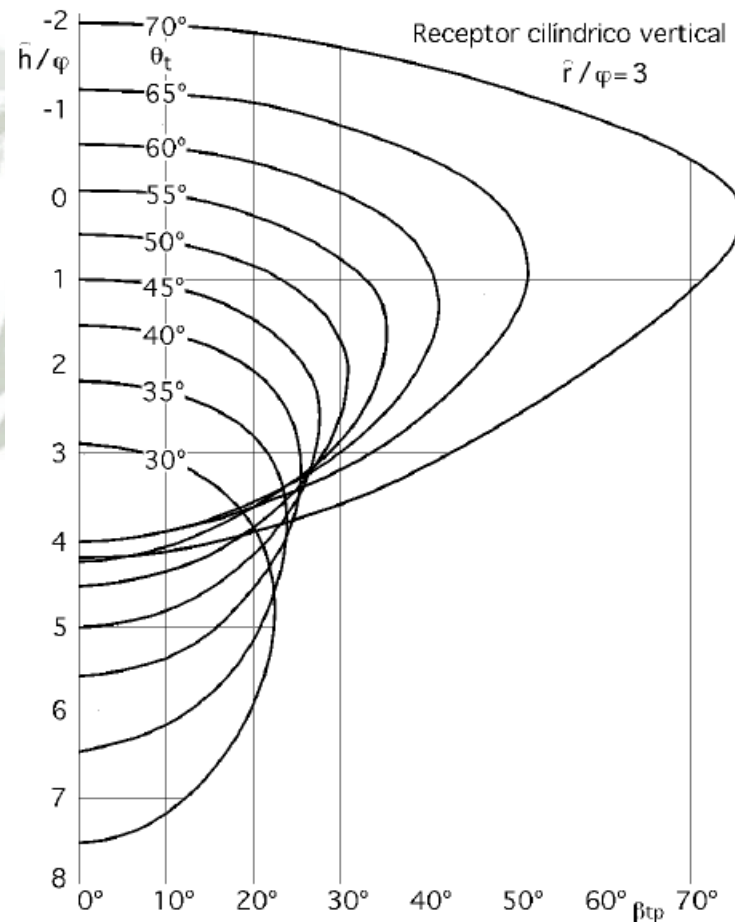


Gráfico 3.54 - Curvas de visibilidad y de actividad de los espejos respecto a la línea imagen $\beta_p=0$

Para hallar la zona de influencia de un espejo cualquiera respecto a una posición específica sobre el cilindro receptor, construimos las curvas que relacionan $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ con β_{tp} en función de θ_t , para valores fijos de $\frac{\hat{r}}{\varphi}$; en la Fig XI.6 se ha hecho la representación para $\frac{\hat{r}}{\varphi} = 3$.

A cada valor de β_{tp} le corresponden, para cada anillo, dos valores de $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ dentro de los límites definidos por β_{tp} :

$$\frac{1}{\cos^2 \theta_t} - \left(\frac{\hat{r}}{\varphi}\right)^2 \operatorname{sen}^2 \beta_{tp} = 0$$

Que hacen mínima la relación $\frac{\hat{h}}{\varphi}$; el valor de $\beta_{tp} = 0$ es el que hace máxima la función $\frac{\hat{h}}{\varphi}$.

Para una zona del receptor definida, por ejemplo, por $\frac{\hat{h}}{\varphi} = 1.5$, se encuentra que todos los heliostatos situados en la región del campo para valores de $\theta_t < 40^\circ$, permanecen inactivos respecto a la zona del receptor especificada, quedando oculta para estos espejos. Los demás heliostatos, situados en anillos con, $\theta_t > 40^\circ$, permanecerán activos respecto a esta zona sobre el receptor, siempre que estén dentro de los límites definidos por β_{tp} . El valor de:

$$d_{u,v} = \hat{h} r_s = \hat{h} \frac{r}{\hat{r}} = \frac{\hat{h}}{\varphi} \frac{r}{\hat{r}/\varphi} = \frac{\hat{h}}{\varphi} \frac{r}{3}$$

Es máximo para $\beta_{tp} = 0$, tomando para su cálculo el intervalo comprendido entre los valores de $\frac{\hat{h}}{\varphi}$.

Cuando $\theta_t = \theta_{tM}$ se obtiene el radio mínimo del receptor una vez fijada la altura h del mismo, y cuando q_t sea igual a q_{tM} se obtiene la altura mínima h fijado el radio r .

Por estar los valores de $d_{u,v}$ relacionados con la altura h del receptor haremos $d_{u,v} = h_{u,v}$ y la posición sobre el receptor de los valores $\frac{\hat{h}}{\varphi}$, viene dada por:

$$h_{u,v} = \hat{h} r_s = \frac{\hat{h}}{\varphi} \times 465 \cdot 10^{-3} (1,7236 + 107,5269 \frac{l \cos \theta_t}{H}) H$$

Pudiéndose obtener a partir de ella la altura mínima del receptor en función de la altura H de la torre, las dimensiones del campo, anchura del anillo, y el factor de dispersión angular de la luz solar reflejada por los espejos.

3.3.1.6. DENSIDAD DE FLUJO ENERGÉTICO EN EL RECEPTOR

Teniendo en cuenta los efectos de sombra y apantallamiento, el área útil de un espejo infinitesimal situado en la posición E del campo, que forma parte de un anillo continuo de espejos, lo expresamos de la forma:

$$dS_u = k R dR d\beta_{tp} = \left| R = H \operatorname{tg} \theta_t \right| = k H^2 \operatorname{sen}^2 \theta_t \operatorname{sec}^3 \theta_t d\theta_t d\beta_{tp}$$

La energía solar reflejada por este espejo infinitesimal es:

$$dq' = I_0 dS_u$$

Que supondremos se distribuye sobre la elipse imagen solar plana, de superficie efectiva

$$S_{ef} = \pi ab$$

Como r_s^* es el radio del círculo normal al vector \vec{t} , a la distancia H del espejo E, en donde se han incluido los fenómenos de dispersión, se tiene:

$$r_s^* = \xi_r H = \varphi \xi H = \varphi r_s \quad ; \quad \frac{r_s^*}{H} = \frac{b}{\rho} = \frac{b \cos \theta_t}{H}$$

Obteniéndose:

$$S_{ef} = \pi \varphi^2 \xi^2 H^2 \sec^2 \theta_t \sec \alpha$$

Viniendo definida la densidad de energía solar elemental dq sobre el plano tangente al receptor en P, originada por este espejo infinitesimal, en la forma:

$$dq = \frac{I_0 dS_u}{S_e} = \frac{I_0 k}{\pi \varphi^2 \xi^2} \operatorname{tg} \theta_t \cos \alpha d\theta_t d\beta_{tp}$$

Que depende sólo de ángulos variables θ_t , α , β_{tp} , ξ , pero no de la altura H de la torre; hay que hacer notar que α y θ_t no están en el mismo plano.

RECEPTOR DISCO PLANO HORIZONTAL

Sustituyendo en dSu el valor de:

$$\cos \alpha = \cos \theta_r \cos \theta_t + \operatorname{sen} \theta_r \operatorname{sen} \theta_t \cos \beta_{tp}$$

Para el caso particular de $\theta_r = 0^\circ$, ya que la normal por F al receptor coincidirá con el propio eje vertical del mismo, cumpliéndose que:

$$\cos \alpha = \cos \theta_t$$

Por lo que la densidad de energía solar elemental incidente sobre el plano tangente al receptor en P, compatible con las condiciones de visibilidad del mismo será:

$$dq = \frac{I_0 k}{\pi \varphi^2 \xi^2} \operatorname{sen} \theta_t d\theta_t d\beta_{tp}$$

Que integrada para todo el concentrador, para el caso en que predomine el apantallamiento, $k = \cos \theta_t$, por lo que:

$$q = \frac{I_0}{\pi \varphi^2 \xi^2} \beta_{tp} (\operatorname{sen}^2 \theta_t)_{\theta_s}^{\theta_{tM}}$$

Ecuación que se puede aplicar a un anillo individual, o a grupos de anillos continuos comprendidos entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} con la condición de que $\theta_s < \theta_t$, resultando:

$$q = \frac{I_0}{\pi \varphi^2 \xi^2} \beta_{tp} (\operatorname{sen}^2 \theta_t)_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} = C I_0$$

Y como θ_{tm} es pequeño, resulta que esta ecuación se cumplirá muy pocas veces, dependiendo fundamentalmente de la latitud a la que se encuentre la central solar, por cuanto se tiene que cumplir que $\theta_s < \theta_t$.

Cuando predomine la sombra solar, $k = \cos \theta_s$, tendremos:

$$q = \frac{2 I_0 \cos \theta_s}{\pi \varphi^2 \xi^2} \beta_{tp} (\cos \theta_t)_{\theta_t}^{\theta_s}$$

en la que β_{tp} puede tomar cualquier valor, por cuanto no existe ninguna restricción a que un punto P sobre el disco plano horizontal pueda ser visible desde cualquier punto del concentrador, es decir, haciendo, $du, v = 0$, resulta:

$$\frac{\sec \varepsilon}{Z} = 0 \quad ; \quad \cos \varepsilon \cos^2 \beta_{tp} = 0 \quad \Rightarrow \quad \begin{cases} \varepsilon \neq 0 \\ \cos \beta_{tp} = 0 \quad ; \quad \beta_{tp} = \pm 90^\circ \end{cases}$$

Y al igual que para el caso anterior, este resultado se podrá aplicar a un anillo individual o a un grupo de anillos continuo, entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición de que $\theta_s < \theta_t$.

$$q = \frac{2 I_0 \cos \theta_s}{\pi \varphi^2 \xi^2} \beta_{tp} (\cos \theta_t)_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} = C I_0$$

Que tiene aplicación en un campo de valores de θ_s más amplio.

La energía total Q que llegará al receptor disco plano horizontal será:

$$Q = \pi r^2 q = \pi r^2 C I_0 = \pi \left(\frac{r}{\varphi}\right)^2 C \varphi^2 I_0$$

En la que hay que sustituir el valor de C dado por las ecuaciones anteriores.

Para el apantallamiento:

$$C \varphi^2 = 14720 \beta_{tp} (\sin^2 \theta_t)_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}}$$

En cuya representación, se observa que la franja de anillos que proporciona relaciones de concentración más elevadas corresponde a valores de θ_t comprendidos entre 40° y 50° .

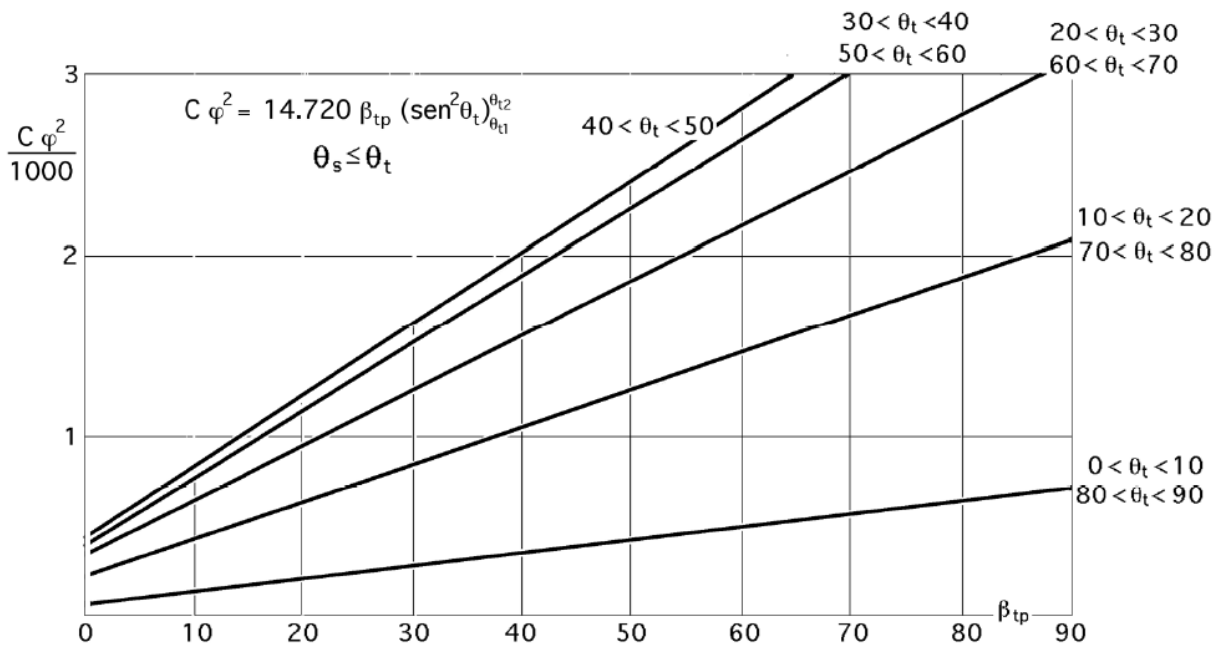


Gráfico 3.55 - Valores de $C\varphi^2$ para el apantallamiento en un receptor disco plano horizontal

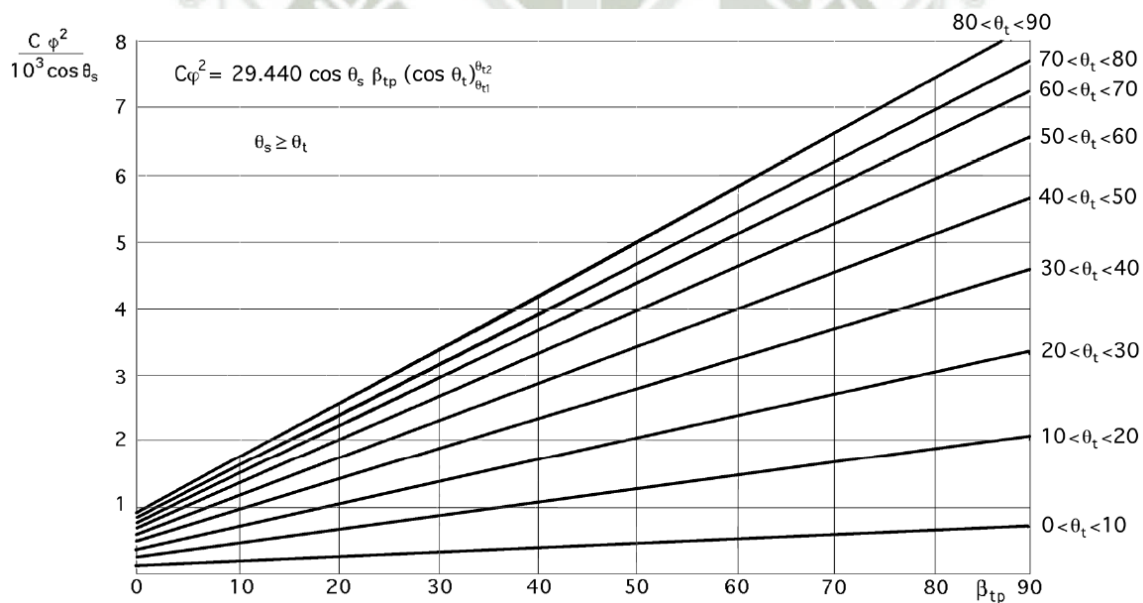


Gráfico 3.56 - Valores de $C\varphi^2$ para la sombra solar en un receptor disco plano horizontal

Para la sombra solar:

$$C\varphi^2 = 29440 \cos \theta_s (\cos \theta_t)_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} \beta_{tp}$$

Cuya representación se corresponde la figura anterior, para diversas franjas de anillos y valores de θ_s determinados.

3.3.1.7. RECEPTOR CILÍNDRICO VERTICAL QUE USAREMOS PARA LA PRESENTA TESIS

Para el caso de *predominio del apantallamiento*, la densidad de energía solar elemental reflejada por el concentrador viene dada por la ecuación:

$$dq = \frac{I_0}{\pi \varphi^2 \xi^2} \operatorname{sen}^2 \theta_t \cos \beta_{tp} d\theta_t d\beta_{tp}$$

que integrada para todo el campo de heliostatos proporciona:

$$q = \frac{2 I_0}{\pi \varphi^2 \xi^2} \operatorname{sen} \beta_{tp} \left(\frac{\theta_t}{2} - \frac{\operatorname{sen} 2\theta_t}{4} \right)_{\theta_s}^{\theta_{tM}}$$

y que se puede ampliar al caso en que consideremos un único anillo, o grupos de anillos continuos, entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición, $\theta_s < \theta_t$:

$$q = \frac{29440 I_0}{\varphi^2} \operatorname{sen} \beta_{tp} \left(\frac{\theta_t}{2} - \frac{\operatorname{sen} 2\theta_t}{4} \right)_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} = C I_0$$

Para el predominio de sombra solar:

$$dq = \frac{I_0 \cos \theta_s}{\pi \varphi^2 \xi^2} \operatorname{sen}^2 \theta_t \sec \theta_t \cos \beta_{tp} d\theta_t d\beta_{tp}$$

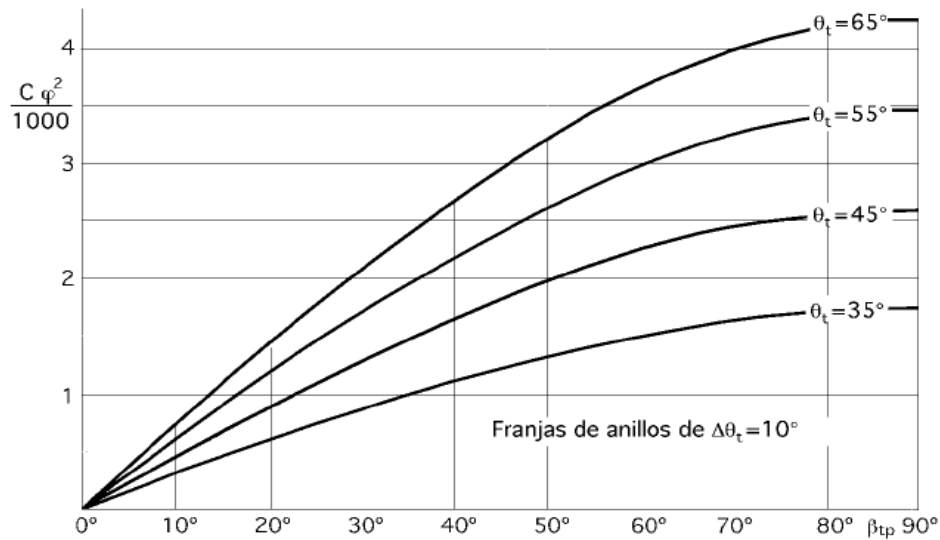
$$q = \frac{2 I_0 \cos \theta_s}{\pi \varphi^2 \xi^2} \operatorname{sen} \beta_{tp} \left\{ -\operatorname{sen} \theta_t + \ln \operatorname{tg} \left(\frac{\theta_t}{2} + \frac{\pi}{4} \right) \right\}_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}}$$

y al igual que para el apantallamiento, se podrá aplicar también a un anillo individual o a un grupo de anillos continuos comprendidos entre los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} , con la condición de que $\theta_s > \theta_t$, resultando:

$$q = \frac{29440 I_0 \cos \theta_s}{\varphi^2} \operatorname{sen} \beta_{tp} \left\{ -\operatorname{sen} \theta_t + \ln \operatorname{tg} \left(\frac{\theta_t}{2} + \frac{\pi}{4} \right) \right\}_{\theta_{t1}}^{\theta_{t2}} = C I_0$$

Estas ecuaciones nos dicen que mientras exista predominio de sombra solar sobre el apantallamiento, todos aquellos espejos situados en anillos para los que $\theta_s > \theta_t$, estarán sometidos a sombra solar.

Para los demás valores en que $\theta_s < \theta_t$, que comprenden al resto de los espejos, estarán sometidos a predominio del apantallamiento sobre la sombra solar; en ambos casos se observa que la densidad de energía solar es independiente del ángulo acimutal solar β_s , y en cada instante la supondremos repartida sobre el receptor, según franjas de altura dh , pudiéndose interpretar como una energía por unidad de superficie que llega al receptor. La representación gráfica de la ecuación anterior puede hacerse por franjas de anillos de anchura $\Delta\theta_t$; si consideramos por ejemplo, $\Delta\theta_t = 10^\circ$, obtendremos gráficas del tipo de las representadas en el gráfico 3.57.



Gráfica 3.57 - Relaciones de concentración de energía solar con apantallamiento Sobre un receptor cilíndrico vertical

La energía solar teórica y total Q que interceptará el receptor cilíndrico vertical, se puede determinar a partir de:

$$Q = 2 \pi r \int q dh = 2 \pi r \int I_0 C dh = \left| \begin{matrix} r = \hat{r} r_s \\ h = \hat{h} r_s \end{matrix} \right| = \frac{2 \pi \hat{r}}{\varphi} (\xi H)^2 I_0 \int C \varphi^2 d\left(\frac{\hat{h}}{\varphi}\right)$$

En la que habrá que sustituir los valores de $C \varphi^2$ determinados anteriormente.

Para que el receptor capte totalmente el flujo solar reflejado por el campo especular, se debe cumplir $\beta_{tp} = 0$, para cada espejo en particular, compatible con $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ máximo, siendo θ_{tM} el caso más desfavorable.

Teniendo en cuenta estas condiciones encontramos:

$$\frac{\hat{h}}{\varphi} = \operatorname{cosec} \theta_{tM} \left(\frac{\hat{r}}{\varphi} \cos \theta_{tM} \pm \sec \theta_{tM} \right)$$

a partir de la cual se obtiene el valor de la altura mínima h del cilindro receptor de radio r , ya que:

$$h = r_s \hat{h} = \xi H \hat{h} = \frac{\hat{h}}{\varphi} \xi \varphi H$$

El radio mínimo del cilindro receptor se obtiene a partir de:

$$r = r_s \hat{r} = \xi H \varphi \frac{\hat{r}}{\varphi}$$

En la que $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ tiene un valor determinado para cada anillo o grupos de anillos.

El valor de φ está comprendido entre los ángulos cenitales θ_{tm} y θ_{tM} que limitan el campo especular, para valores fijos de l y H . Todos los receptores cilíndricos verticales cuyo $\frac{\hat{r}}{\varphi}$ sea menor que el correspondiente a θ_{tM} , estarán sometidos a un flujo solar más pequeño, por cuanto no podrán interceptar todo el flujo solar reflejado por el concentrador, mientras que los que tengan $\frac{\hat{r}}{\varphi}$ superior al valor correspondiente a θ_{tm} , estarán sobredimensionados, aunque interceptarán todo el flujo solar reflejado.

3.3.1.8. SALES FUNDIDAS

El uso de sales fundidas tiene ciertas ventajas sobre el aceite térmico. Es posible obtener una temperatura de salida de los colectores mayor, en torno a los 450 °C – 550 °C. Así, se puede incrementar la temperatura de operación del ciclo de vapor, obteniendo mayores rendimientos. Las sales son más baratas que los aceites. Tienen bajos niveles de corrosión sobre las tuberías y otros elementos del sistema, son térmicamente estables a las temperaturas requeridas y tienen bajas presiones de vapor. También se reducen las dimensiones de los tanques de almacenamiento para una capacidad dada.

En lo que respecta al medio ambiente, el empleo de sales fundidas disminuye la contaminación existente en los terrenos donde se instala la central. El aceite térmico tiene mucha facilidad para fugarse por cualquier resquicio que encuentre a su paso. Estas fugas gotean en el suelo, resultando un suelo altamente contaminado, que no puede ser utilizado una vez que la planta haya acabado su función y se haya desmantelado. Por su parte, las sales presentan mayores dificultades para abandonar el circuito de tuberías. Cuando esto ocurre, se forman gránulos sólidos debido a su punto de congelación, no llegando a depositarse sobre el suelo.

El principal problema que conlleva el uso de sales fundidas como fluido calorífico es su alto punto de congelación que varía entre los 120°C y los 220°C en función del tipo de sal. Esto requiere que se empleen sistemas de calentamiento o mantenimiento de la temperatura por encima de un determinado valor, elevando los costes de operación y mantenimiento. Más adelante se hablará de los sistemas de prevención contra la congelación del fluido de transporte.

Datos del fluido con el que se trabajara: SALES FUNDIDAS CONOCIDAS EN INGLES CON HITEC SALT.

Propiedad	Solar salt	HITEC
Composición, %		
NaNO ₃	60	7
KNO ₃	40	53
NaNO ₂		40
Ca(NO ₃) ₂		
Punto de congelación, °C	220	142
Temperatura máxima, °C	600	535
Densidad a 300°C, kg/m ³	1899	1640
Viscosidad a 300°C, N/m ² ·s	3,26·10 ⁻³	3,16·10 ⁻³
Calor específico a 300°C, J/kgK	1495	1560

Tabla 3.1 – Propiedades Sales Fundidas

FUENTE: HITEC SALT

Al utilizar las sales fundidas como fluido de trabajo, se pueden almacenar directamente sin tener que usar otro fluido ni un intercambiador intermedio entre el fluido de trabajo y el de almacenamiento. De este modo, los aspectos económicos se verán afectados por los sistemas que el uso de la sal conlleva.

3.3.1.9. SEGUIDOR SOLAR

En la actualidad, se evidencia como el desarrollo industrial y económico de gran parte de las empresas conlleva a una clara expansión de los sistemas eléctricos de potencia. En países en donde se requiere la utilización de recursos no renovables o la combustión de materiales tales como el carbón, gas natural, derivados del petróleo entre otros para la generación de energía, se encuentran diferentes inconvenientes, entre los que se cuentan principalmente el impacto ambiental y la limitada duración de estos recursos como fuente de energía. La repercusión de la generación de energía eléctrica de manera convencional sobre el medio ambiente se evidencia en el deterioro de la calidad del aire, además se genera un efecto de calentamiento del planeta, conocido como efecto invernadero.

El otro gran inconveniente resulta ser el inminente agotamiento de las principales fuentes de generación de energía convencionales, ya que el carácter de no renovables del gas, carbón, petróleo entre otros, así como el aumento constante de la demanda de estos materiales hace que sea una obligación buscar alternativas para reemplazarlos.

Afrontar las necesidades energéticas de manera sostenible contribuirá en gran medida a la solución de los retos de principio de siglo, como la pobreza, el cambio climático, la seguridad alimentaria, etc. La convergencia actual de diversas crisis (económica, junto con la continua volatilidad de los precios del petróleo y los alimentos) configura un escenario adecuado para plantear una nueva formulación de las políticas, así como para destinar mayores inversiones hacia un proceso de desarrollo más seguro y sostenible.

Uno de los factores en los que se viene trabajando y el cual contribuirá a aumentar la popularidad de las energías alternativas es el aumento de su uso eficiente.

La energía solar presenta un gran inconveniente en cuanto a la dificultad de su introducción al mercado eléctrico debido al elevado costo MWh, sin embargo se estima que se presentará una reducción del 18% cada que la producción se duplique. Las diferentes tecnologías de fabricación, así como la producción a gran escala han contribuido de manera significativa a la reducción de los precios de los módulos fotovoltaicos.

Un seguidor solar es un dispositivo conformado básicamente por una parte fija y una móvil, cuya finalidad es el aumento de la captación de radiación solar, para lo cual cuenta con una superficie de captación que debe permanecer perpendicular a los rayos del sol durante el día y dentro de su rango de movimiento.

Los seguidores solares pueden ser clasificados según el tipo de movimiento que realicen y según el algoritmo de seguimiento.

SEGUIDOR SOLAR SEGÚN EL TIPO DE MOVIMIENTO.

Seguidor de un solo eje La rotación de la superficie de captación se hace sobre un solo eje, este puede ser horizontal, vertical u oblicuo.

Este tipo de seguimiento representa un mínimo grado de complejidad y su costo es menor en comparación con otros tipos de seguidores. La limitación de este tipo de seguidor consiste en que no puede realizar un seguimiento completo del sol ya que solo puede seguir ya sea la azimut o la inclinación solar, pero no ambas.

Seguidor de dos ejes:

Este tipo de seguidor cuenta con dos grados de libertad y está en capacidad de realizar un seguimiento total del sol, tanto en inclinación como en azimut, aunque el rendimiento de la instalación puede ser superior en comparación con los de un solo eje, es importante mencionar que el de dos ejes resulta ser más costoso.

SEGUIDOR SOLAR SEGÚN EL TIPO DE ALGORITMO DE SEGUIMIENTO.

Según la luminosidad:

El algoritmo de este tipo de seguidor basa su funcionamiento en la señal entregada por uno o varios sensores, dependiendo de dicha señal se envía un comando de control a uno o varios motores para que se posicionen en el punto más adecuado de luminosidad. Este tipo de seguimiento resulta ser de fácil implementación.

Con programación astronómica:

Este tipo de seguidor presenta una total independencia de las condiciones climáticas ya que su algoritmo no requiere de sensores que indiquen cual es el punto más luminoso. El seguimiento en este caso depende únicamente de una serie de ecuaciones que predicen la ubicación del sol en cualquier momento. Aunque este tipo de seguidor resulta ser de gran precisión cabe mencionar que la implementación del algoritmo representa un alto grado de complejidad

Para definir con precisión la posición del Sol en cada instante con respecto a un observador hipotético que se encontrase inmóvil en un plano horizontal, se utilizan dos coordenadas, llamadas altura solar h_s y azimut A_z .

La altura es, sencillamente, el ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. A veces también se usa el llamado ángulo cenital o distancia cenital que es el que forma el rayo con la vertical, es decir, el complemento de la altura.

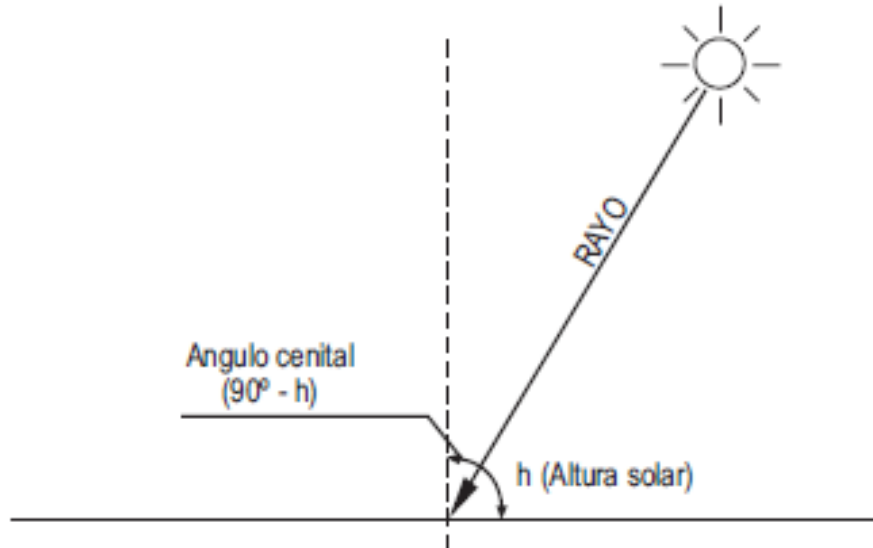


Gráfico 3.58 – Ángulos Solares para seguidor

El azimut A , o ángulo azimutal, es el ángulo de giro del Sol medido sobre el plano horizontal mediante la proyección del rayo sobre dicho plano y tomando como origen el Sur. La representación gráfica de la altura y el azimut. Por convenio, este último se considera negativo cuando el Sol está hacia el Este (por la mañana) y positivo cuando se sitúa hacia el Oeste (después del mediodía).

El control y manipulación de esta energía dejó de ser un problema hace muchos años. No así el rendimiento del proceso solar todavía está, para el caso en paneles solares los mejores paneles en un triste 14% de proporción entre la energía incidente y la energía producida. Esto supone que para obtener una energía considerable, debemos realizar una instalación en un número elevado, con unas dimensiones considerables.

Fuente: Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico

La Tierra realiza dos movimientos que inciden en la posición relativa de un punto en su superficie con respecto al Sol [Dutch, 2004], el movimiento que más afecta esta posición es el de rotación, movimiento que realiza la Tierra sobre su propio eje con una duración de 24 horas 0 minutos y 57.33 segundos, que se ha sintetizado a 24 horas, con la compensación del año bisiesto. Así se da lugar al día y la noche ya que durante el giro la mitad de la Tierra está iluminada y la otra mitad en penumbra.

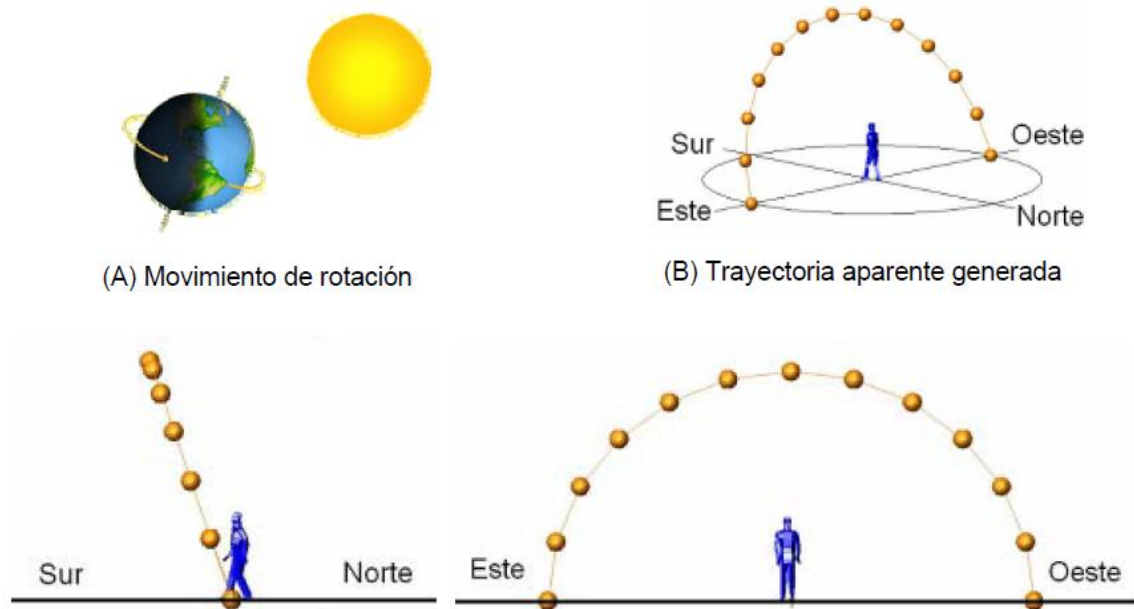


Gráfico 3.59 – Movimiento terrestres

El intervalo de tiempo del día y la noche depende de la ubicación geográfica del punto considerado, solo en la línea del Ecuador los días y las noches duran 12 horas durante todo el año. El movimiento de rotación, genera que el Sol dibuje una trayectoria circular en el espacio en el periodo que dura el día.

El segundo movimiento que realiza la Tierra es el de traslación que se refiere al movimiento que realiza la Tierra alrededor del Sol. El movimiento de traslación tarda en realizarse 365.2422 días, que para efectos prácticos se toma de 365 y cada cuatro años (año bisiesto) se toma de 366 días. Durante el recorrido la Tierra presenta una trayectoria elíptica alrededor del Sol. La trayectoria elíptica de la Tierra alrededor del Sol tiene un ángulo con respecto a la horizontal del Ecuador solar de 23.45°

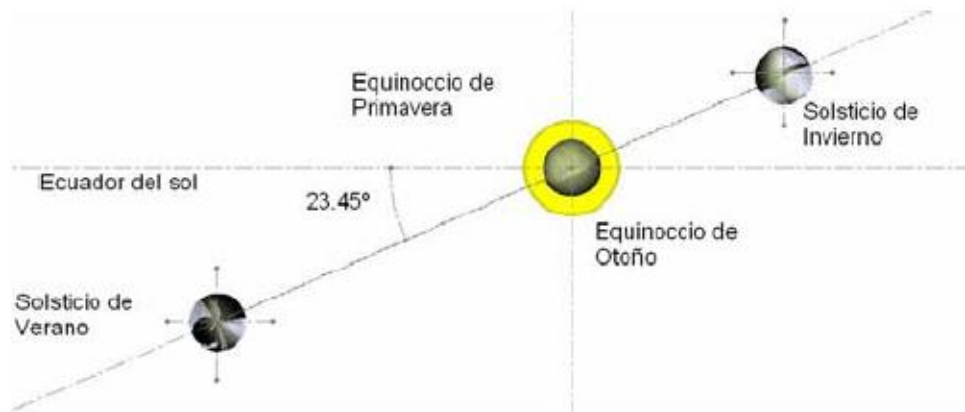
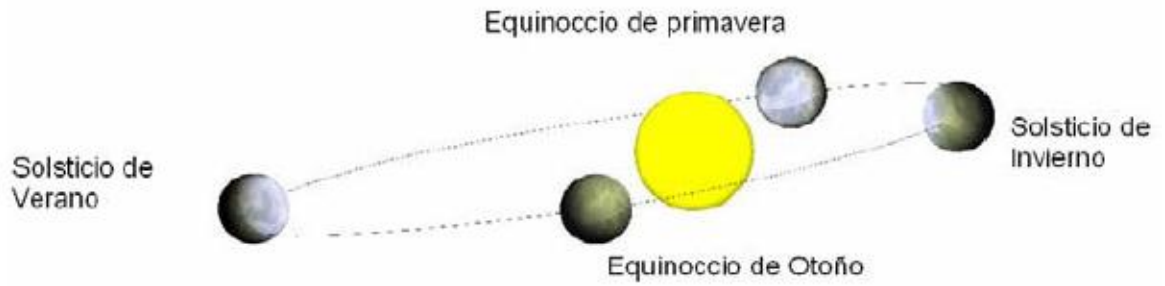
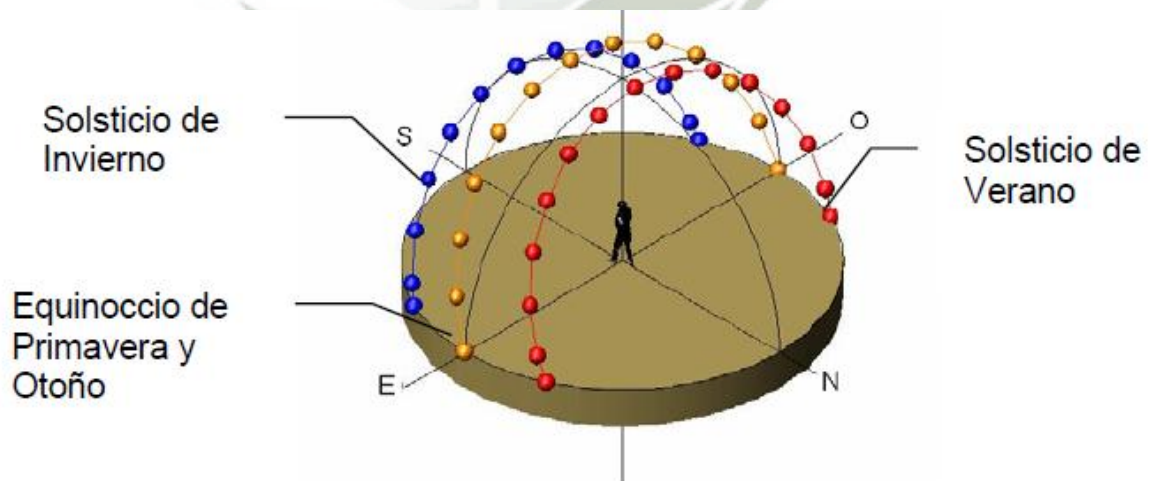


Gráfico 3.60 – Equinoccios y Solsticios

El movimiento de traslación de la Tierra genera que la trayectoria aparente del Sol, ocasionada por el movimiento de rotación, presente una variación a lo largo del año como se muestra, la trayectoria aparente del Sol a lo largo del día varía entonces en su declinación con respecto al observador, esta variación en la declinación incide en la duración del día y la noche. El Sol en su trayectoria pasa siempre por un punto central orientado hacia el sur a las 12 horas del día Solar.



Ubicación de la trayectoria solar

Para poder ubicar la trayectoria solar primero hay que conocer nuestra ubicación en la Tierra. Para localizar un punto en la Tierra se utilizan los ángulos de latitud y longitud propios del lugar, el ángulo de latitud nos dirá que tan retirados estamos del Ecuador y el ángulo de longitud establece la posición de acuerdo al meridiano de Greenwich (plano de referencia internacional para definir el huso horario civil).

El ángulo de latitud es el que incide en la posición de la trayectoria, ya que el ángulo de longitud, al estar trazado de manera perpendicular al eje de rotación solo nos sirve para establecer el huso horario, por lo que comunidades que se encuentren en el mismo ángulo de latitud observaran la misma trayectoria del Sol, lo que incide en que presenten también un valor de radiación solar muy parecido.

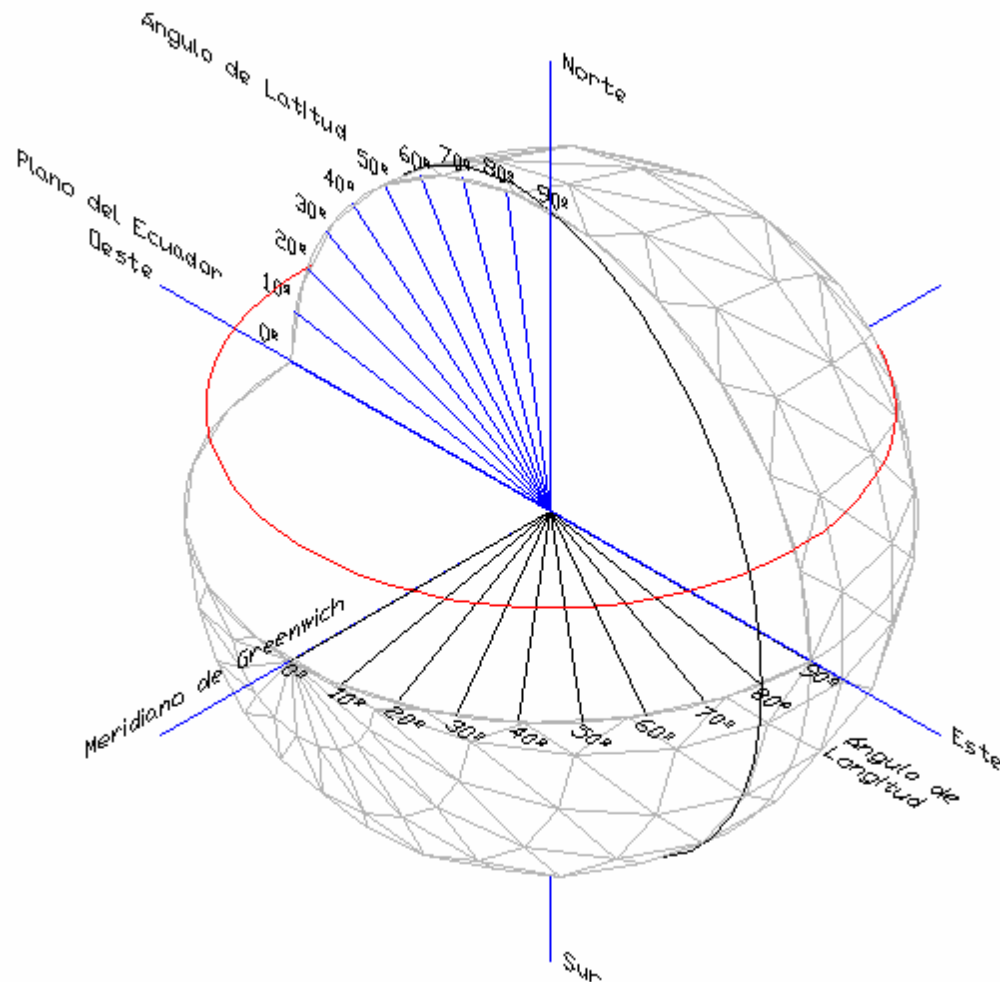


Gráfico 3.61 – Ángulos de Latitud y Longitud

Seguidor solar pasivo

El seguidor solar pasivo es un seguidor de un eje polar que carece de un control electrónico para su funcionamiento, su diseño se basa en el cambio de densidad de un líquido de bajo punto de ebullición, regularmente freón. El líquido se encuentra en dos tanques alineados de este a oeste e interconectados entre sí. Cuando recibe los rayos solares el líquido contenido se evapora y la diferencia de pesos provoca el movimiento, los paneles se colocan de manera tal que se encuentra balanceado el peso y adicionalmente se colocan amortiguadores hidráulicos para contrarrestar la fuerza del viento [Zomeworks, 2007].

El seguidor comienza el día orientado al oeste. Con los primeros rayos solares el freón contenido en el depósito del lado oeste se evapora y circula hacia el contenedor del lado este, al llegar ahí se vuelve a condensar y la diferencia de pesos provoca que el seguidor gire y quede orientado hacia el este. Los contenedores cuentan en los extremos con unas placas que originan sombra sobre ellos, el freón contenido en la sombra se condensa y el que está expuesto al Sol se evapora, el equilibrio se alcanza cuando en ambos contenedores, este y oeste, se encuentra una cantidad igual de líquido, y eso se da cuando el plano del seguidor se encuentra perpendicular al Sol. El líquido en los contenedores busca el equilibrio a lo largo del día, lo que induce el seguimiento del Sol.

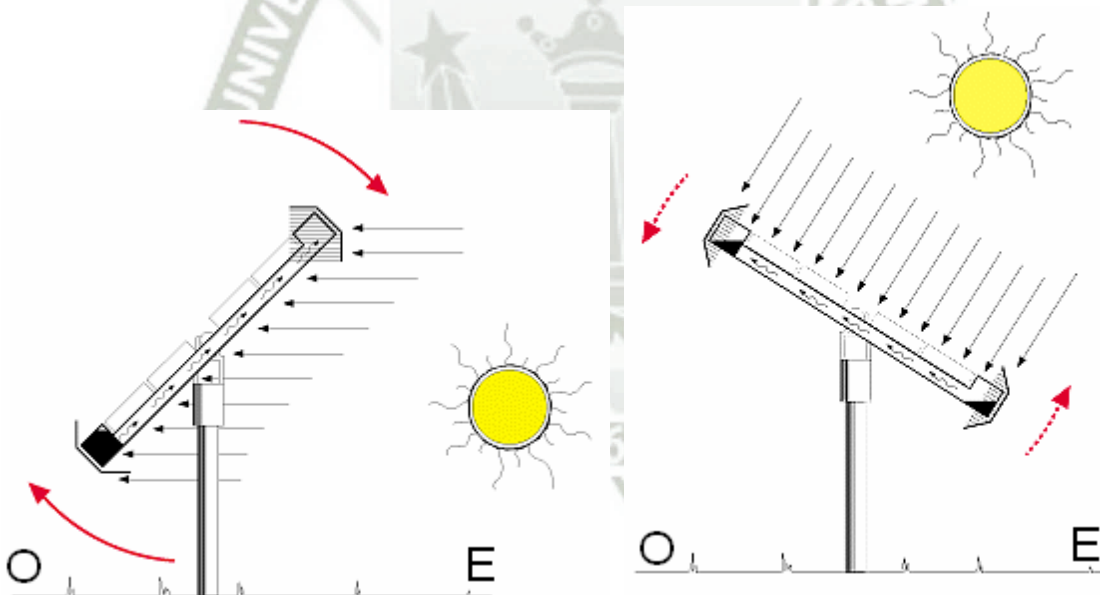


Grafico 3.62 – Movimiento Seguidor Pasivo

Finalmente, cuando el seguidor llega a su límite mecánico, en el atardecer, los rayos solares inciden solamente sobre el contenedor este y el contenedor oeste se encuentra en la sombra, por lo que se llena de líquido y el seguidor solar se orienta hacia el oeste, finalizando su ciclo de trabajo.

Seguidores solares activos

Este tipo de seguidores utiliza un control electrónico para ubicar la posición del Sol, este control se retroalimenta a base de sensores o por cálculos numéricos como los expuestos anteriormente y utilizan algún actuador para realizar el movimiento del seguidor [Pastrana, 2006]. En el mercado existen diferentes tipos de seguidores activos que se diferencian entre sí por el número de movimientos automáticos que realizan y el volumen de trabajo que pueden desarrollar [IEC, 2007].

Seguidor solar de un eje, azimutal.- El seguidor solar azimutal gira sobre un eje vertical y la superficie de los módulos tiene una inclinación igual a la latitud del lugar para obtener un mejor rendimiento a lo largo del año. El movimiento es determinado directamente por el valor del ángulo de azimut del Sol. La curva que dibuja en el espacio presenta siempre la misma altitud con un volumen de trabajo reducido en comparación con los otros seguidores, su diseño suele ser el más simple por lo que su uso se ha extendido entre los fabricantes.

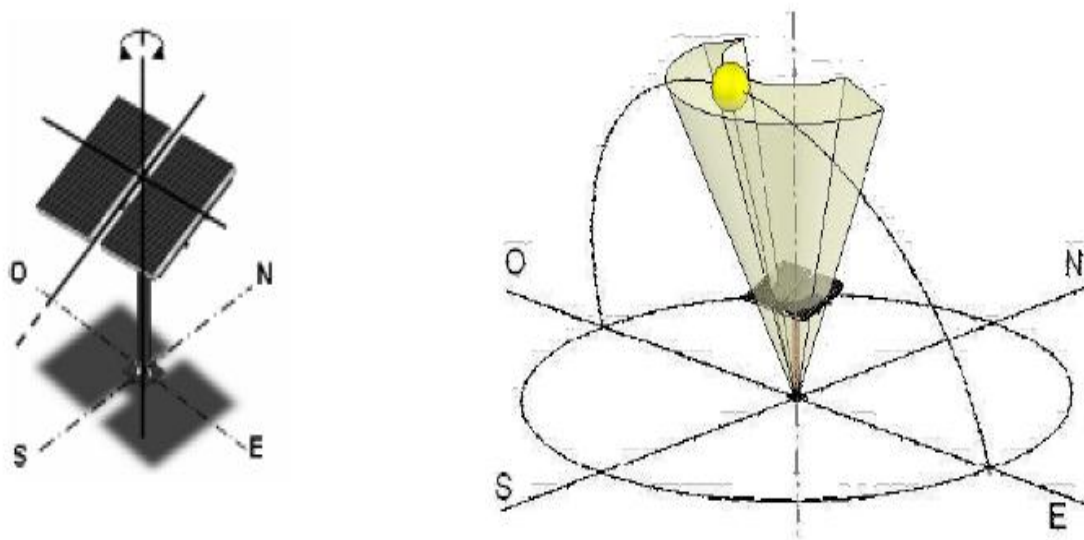


Gráfico 3.63 – Seguidor Azimutal

Seguidor solar de un eje, horizontal.- El seguidor solar gira sobre un eje horizontal norte-sur, los módulos son colocados de manera paralela al eje de giro. La trayectoria dibujada es siempre un arco de este a oeste perpendicular al plano horizontal, que difiere de la trayectoria solar en la inclinación que tiene.

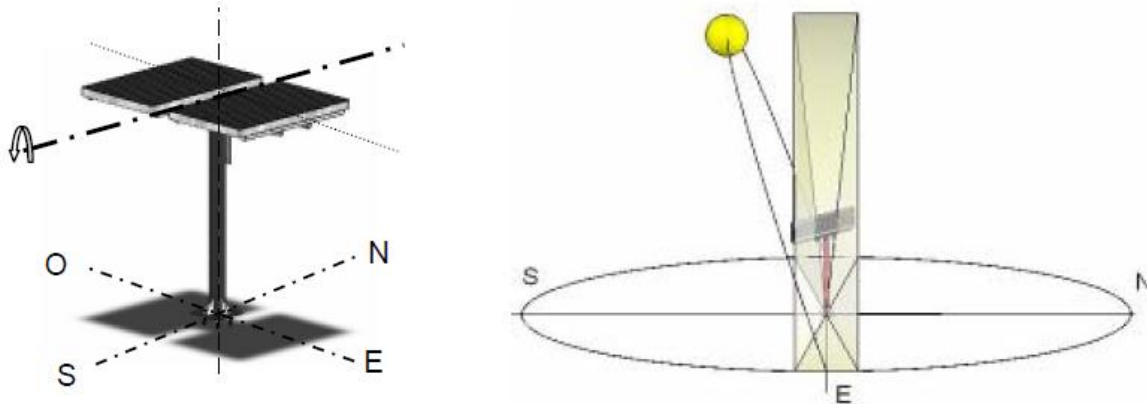


Gráfico 3.64 – Seguidor Horizontal

Seguidor solar de un eje, polar.- El seguidor solar gira sobre un eje orientado en dirección norte-sur y con una inclinación del eje igual a la latitud del lugar, los módulos se colocan paralelos al eje de giro, la velocidad de giro es de aproximadamente 15° por hora.

Muy parecido al seguidor horizontal pero su inclinación provee una mejor ganancia por año con respecto a éste ya que corrige la declinación de la trayectoria coincide con la del Sol, en contra se tiene un diseño más elaborado. La inclinación de los módulos opcionalmente puede ajustarse manualmente aun con este ajuste la trayectoria descrita solo coincide fielmente con la del Sol en el equinoccio de primavera y otoño.

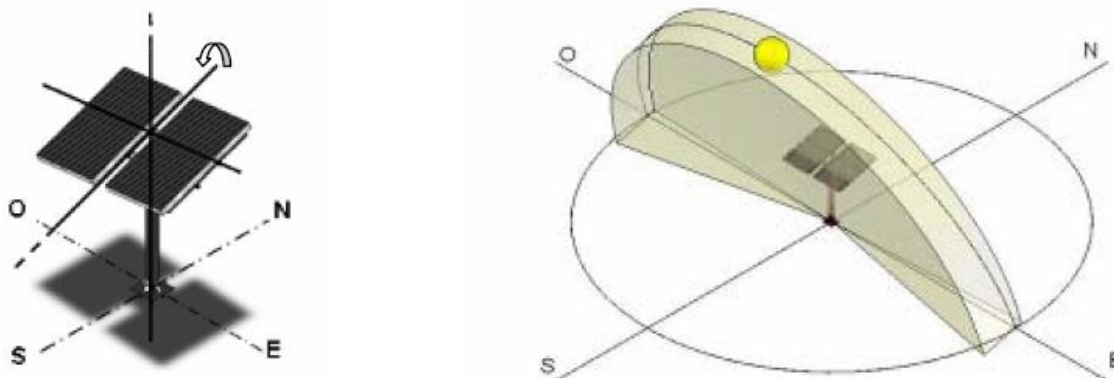


Gráfico 3.65 – Seguidor Polar

Seguidor solar de dos ejes.- El seguidor solar de dos ejes realiza dos movimientos automatizados para realizar el seguimiento en los dos ángulos que determinan la posición del Sol. Son los únicos en que la superficie de los módulos siempre es perpendicular al Sol todo el día durante todo el año, su volumen de trabajo se extiende a lo largo de la trayectoria del Sol en todo el año

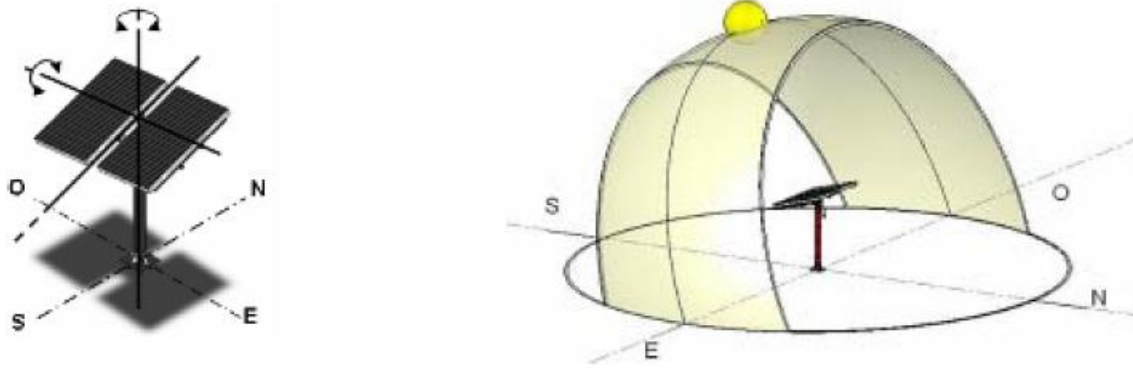


Gráfico 3.66 – Seguidor 2 ejes

Fuente: Prototipo fotovoltaico con seguimiento de sol para procesos electroquímicos.

3.3.2. BLOQUE DE POTENCIA

En los sistemas de torre o de receptor central el intercambio radiativo/convectivo se produce de forma elegante y centralizada en un intercambiador de calor ubicado encima de una torre. Por los altos flujos de radiación incidente (típicamente entre 300 y 1.000 kW.m², permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas superando las 4.500 horas equivalentes al año.

En este tipo de sistemas existen dos tendencias bien marcadas el uso de sales fundentes y el uso de aire las cuales permiten como beneficio el almacenamiento térmico y cuyos diagramas de central se presentan en las siguientes figuras:

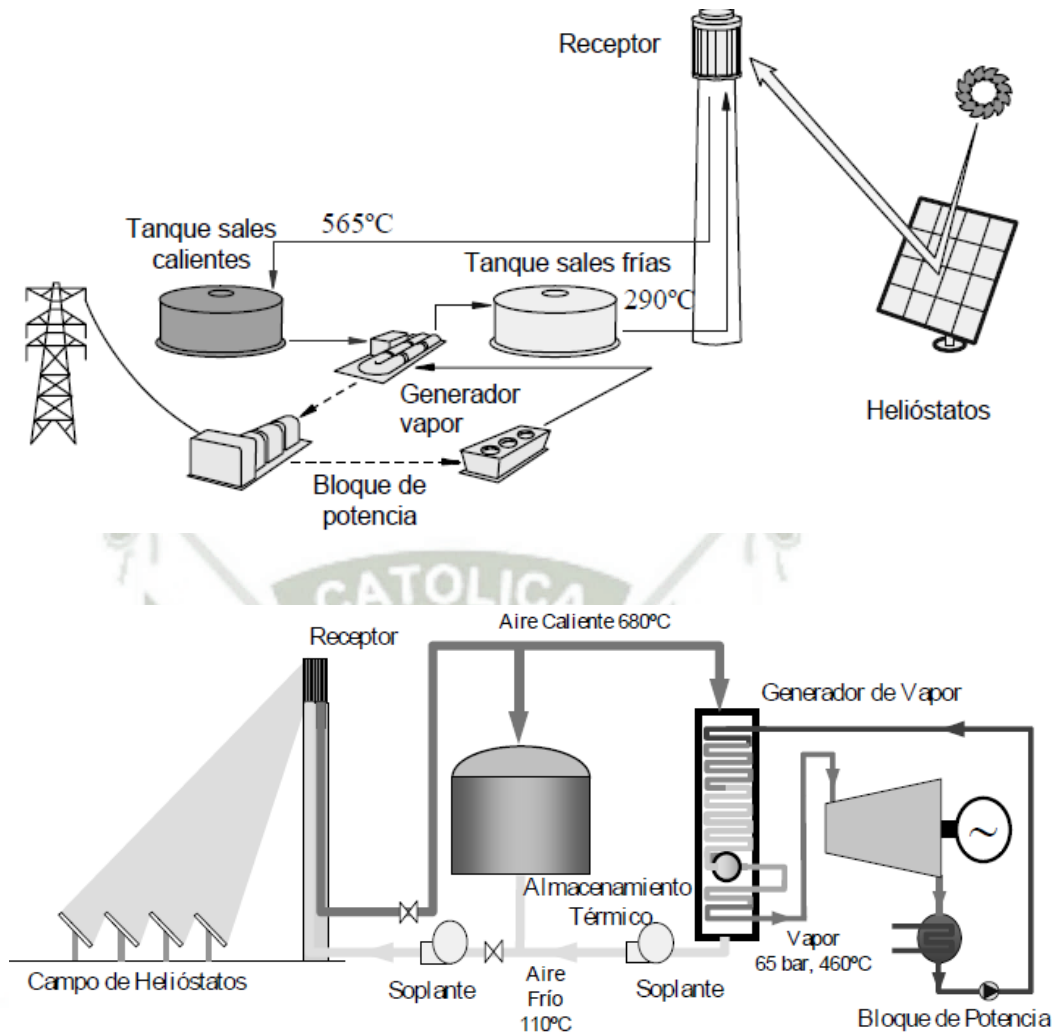


Gráfico 3.67 – Esquema de Funcionamiento Planta termosolar

Esta instalación industrial en la que, a partir del calentamiento con el sol de un fluido y su uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria para mover un alternador y generar energía eléctrica como en una central térmica clásica.

- Es necesario concentrar la radiación solar directa para conseguir altas temperaturas (300 a 1000) ° C y así obtener un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico.
- La radiación solar se concentra por medio de espejos con seguimiento que dirigen la radiación hacia un foco (receptor)
- El receptor, transfiere el calor recibido al fluido de trabajo (agua, sales fundidas, etc.) quien lo transmite generalmente a un depósito de agua, para obtener vapor a alta temperatura.
- El vapor producido genera el movimiento de una turbina que hace la conversión termoeléctrica.

- La torre sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.

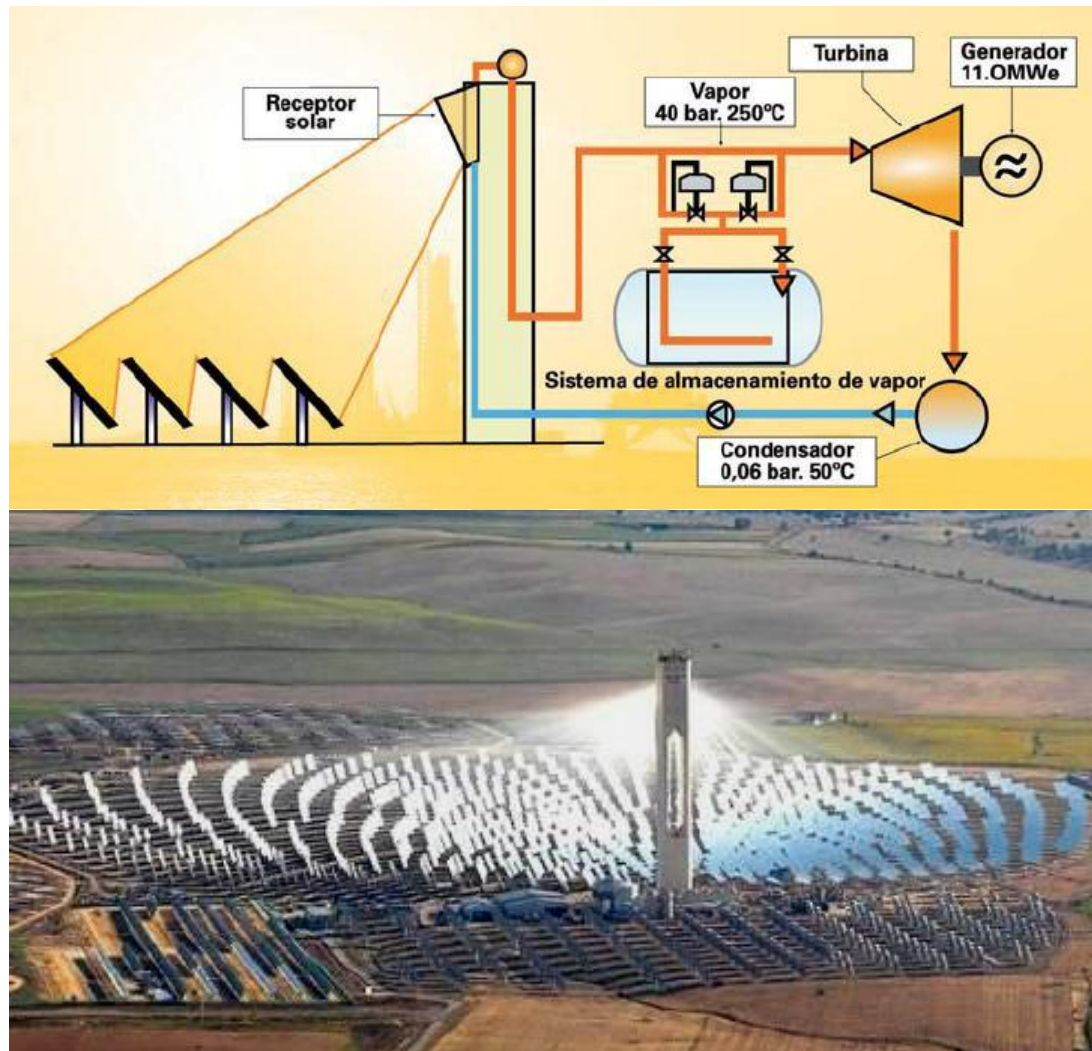


Gráfico 3.68 – Esquema y foto Planta AndaSol

En estos sistemas la relación de concentración llega a ser del orden de 1000x en la superficie de los tubos del receptor e incluso puede alcanzar los 5000x en el centro de la apertura en los receptores de cavidad. Ello permite trabajar a temperaturas de entre 500 y 800 °C dependiendo del fluido de trabajo, con un buen rendimiento combinado óptico y térmico.

Los rendimientos en el punto de diseño de las centrales de torre superan ligeramente el 20% en el caso de utilizar fluidos primarios de vapor o de sales fundidas a 550 °C y sobrepasarían el 30 % cuando se utilizasen ciclos combinados con aire presurizado a 800 °C en el receptor.

Dentro del bloque de potencia, los elementos que se encuentran son los que se pueden ver en los ciclos centrales convencionales. De este modo, se tiene una turbina que está acoplada al generador de electricidad, diferentes intercambiador de calor que hacen las funciones de recalentadores, generadores de vapor y regenerador, un condensador asociado a una torre de refrigeración.

El ciclo de vapor a desarrollar en el presente proyecto es un ciclo Rankine con regeneración y recalentamiento. A grandes rasgos, el proceso que sigue el agua a lo largo de él es el siguiente:

1. A la salida del generador de vapor se tiene vapor recalentado que es enviado hacia el cuerpo de alta presión de la turbina.
2. En la turbina de alta presión el vapor es expandido volviéndose a llevar al generador de vapor para un recalentamiento y volver a obtener vapor recalentado para llevarlo a la turbina de baja presión.
3. El vapor es expandido en este cuerpo de baja presión y es dirigido hacia el condensador para evacuar el calor de la mezcla y obtener líquido saturado.
4. El líquido es bombeado hacia un intercambiador abierto para eliminar las posibles partículas gaseosas que pudiera contener el líquido.
5. Finalmente, se vuelve a bombear el líquido hacia el generador de vapor.

Durante las etapas de expansión, tanto a alta como a baja presión, se realizan una serie de extracciones con el objetivo de precalentar el agua de alimentación. De este modo se consigue aumentar la temperatura media del agua lo que repercute en un incremento del rendimiento del ciclo. Estas extracciones se expanden de forma sucesiva en válvulas, haciéndolas pasar por unos intercambiadores de regeneración hasta llegar al condensador.

Para la realización de estos ciclos complejos, la turbina suele estar preparada para el recalentamiento y la regeneración. El conjunto de la turbina habitualmente dispone de dos etapas para la realización de trabajo, uno de alta presión y otro de baja presión. Entre ambas partes se dispone de la posibilidad de dirigir la mezcla procedente de la primera expansión hacia un recalentador antes de ser turbinada en el cuerpo de baja presión. En cuanto a la regeneración, se cuenta con una serie de puntos de extracción distribuidos a lo largo de la línea de expansión que pueden ser utilizados o no, a conveniencia del diseño de la planta.

A parte del intercambiador de calor encargado de la generación de vapor, la otra conexión entre el campo solar y el bloque de potencia es el sistema de almacenamiento. Este conjunto de elementos hace posible que la generación de electricidad no se vea únicamente condicionada a la disponibilidad del recurso solar, sino que se pueda producir durante las horas nocturnas o periodos nublados. Esta tarea se lleva a cabo por medio de dos tanques de sales fundidas. Utilizando sales fundidas como fluido de trabajo se elimina un intercambiador intermedio entre el

campo solar y el sistema de almacenamiento al utilizar ambos el mismo tipo de fluido como en el caso de usar un tercer elemento como lo es el uso de aceites. Las sales frías se almacenan en un tanque desde donde son bombeadas hacia el colector. Una vez calientes, se llevan hacia el generador de vapor, o bien se divide el caudal hacia el tanque caliente y el generador de vapor. Después de intercambiar calor con el agua del ciclo de potencia, las sales fundidas retornan hacia el tanque de almacenamiento frío y hacia el colector.

3.3.2.1. FLUIDO DE TRABAJO

Los colectores centrales utilizan un fluido de transferencia de calor que, al circular a través del receptor central, absorbe en forma de energía térmica la energía radiante procedente del Sol, y la transporta hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido calorífero empleado determina el rango de temperaturas de operación del campo solar y consecuentemente, el rendimiento que se puede obtener en el ciclo de potencia. Una de las ventajas de esta tecnología es su capacidad para almacenar energía térmica de forma que pueda ser utilizada en periodos de no-insolación. Este almacenamiento implica un sobredimensionamiento del campo solar y aumento del factor de capacidad anual de la planta. Una comparación a tener en cuenta entre las distintas opciones de diseño campo es que el factor anual de capacidad sin almacenamiento térmico es del 25%, mientras que un campo con almacenamiento térmico tiene un factor anual de capacidad del 50%.

La energía procedente del Sol es transferida a un fluido calorífico que posteriormente será utilizada para producir el vapor necesario en el ciclo de potencia. Este fluido circula a través del circuito hacia el colector central que compone el receptor. Además de esta función de transporte de energía, también tiene la función de almacenaje.

El uso de sales fundidas tiene ciertas ventajas sobre el aceite térmico. Es posible obtener una temperatura de salida de los colectores mayor, en torno a los 450°C - 550°C. Así, se puede incrementar la temperatura de operación del ciclo de vapor, obteniendo mayores rendimientos. Las sales son más baratas que los aceites. Tienen bajos niveles de corrosión sobre las tuberías y otros elementos del sistema, son térmicamente estables a las temperaturas requeridas y tienen bajas presiones de vapor. También se reducen las dimensiones de los tanques de almacenamiento para una capacidad dada.

En lo que respecta al medio ambiente, el empleo de sales fundidas disminuye la contaminación existente en los terrenos donde se instala la central. El aceite térmico tiene mucha facilidad para fugarse por cualquier resquicio que encuentre a su paso. Estas fugas gotean en el suelo, resultando un suelo altamente contaminado, que no puede ser utilizado una vez que la planta haya acabado su función y se haya desmantelado. Por su parte, las sales presentan mayores dificultades para abandonar el circuito de tuberías. Cuando esto ocurre, se forman gránulos sólidos debido a su punto de congelación, no llegando a depositarse sobre el suelo.

El principal problema que conlleva el uso de sales fundidas como fluido calorífico es su alto punto de congelación que varía entre los 120°C y los 220°C en función del tipo de sal.

Esto requiere que se empleen sistemas de calentamiento o mantenimiento de la temperatura por encima de un determinado valor, elevando los costes de operación y mantenimiento. Más adelante se hablará de los sistemas de prevención contra la congelación del fluido de transporte.

Al utilizar las sales fundidas como fluido de trabajo, se pueden almacenar directamente sin tener que usar otro fluido ni un intercambiador intermedio entre el fluido de trabajo y el de almacenamiento. De este modo, los aspectos económicos se verán afectados por los sistemas que el uso de la sal conlleva.

Los riesgos que se asocian este tipo de sales son los propios del trabajo con cualquier fluido a alta temperatura. Este tipo de sal no genera vapores tóxicos ni es inflamable.

En el siguiente cuadro mostramos las diferencias entre las sales y el aceite Therminol uno de los más usado en centrales solares con colectores.

Propiedad	Solar salt	HITEC	LiNO ₃ mixture	Therminol VP-1
Composición, %				Diphenyl biphenyl oxide
NaNO ₃	60	7		
KNO ₃	40	53		
NaNO ₂		40		
Ca(NO ₃) ₂				
Punto de congelación, °C	220	142	120	13
Temperatura máxima, °C	600	535	550	400
Densidad a 300°C, kg/m ³	1899	1640		815
Viscosidad a 300°C, N/m ² ·s	3,26·10 ⁻³	3,16·10 ⁻³		0,2·10 ⁻³
Calor específico a 300°C, J/kgK	1495	1560		2319

Tabla 3.2 – Comparación entre Fluidos Térmicos

Fuente: Fluidos Solares

RESPALDO ANTICONGELANTE

El principal inconveniente del uso de sales fundidas como fluido calorífico es su alto punto de congelación. La solución que se adopta en estos casos es el empleo de un sistema de prevención contra heladas. Uno de los principales puntos que se consideró para la selección de la localización de nuestra central es que en dichas coordenadas mantiene un temperatura bastantes favorable no presentando temperaturas muy críticas aun estando en la estación de invierno.

Adicionalmente como sistema de seguridad para nuestra central estará compuesto de una serie de resistencias distribuidas a lo largo de todo el sistema de tuberías que mantienen la temperatura por encima de un cierto valor controlado por un sistema de control. También se utiliza recubrimientos aislantes en las tuberías que impiden la transferencia de calor desde el fluido hacia el exterior. Este aislamiento contribuye a

mantener una cierta temperatura previniendo así también las bajadas de temperatura y la posible congelación del fluido térmico.

3.3.2.2. TECNOLOGIA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

La energía solar térmica de concentración puede llegar a ser más ‘despachable’ con la incorporación del almacenamiento térmico. Esto significa que puede disponerse de la energía desde la central en otros momentos, no sólo bajo condiciones de mucho sol. Denominada a veces TES (Almacenamiento de Energía Térmica), esta tecnología almacena parte de la energía térmica recogida por el campo solar para convertirla más adelante en electricidad. El almacenamiento puede adaptarse a la demanda del perfil de la energía producida a lo largo del día y puede aumentar el rendimiento energético total de una planta para una potencia máxima dada de la turbina. Esto se logra almacenando el exceso de energía de un campo solar mayor antes de su uso en la turbina.

Eventualmente las plantas con almacenamiento pueden operarse con un factor de capacidad de casi el 100% a diferencia de las centrales térmicas de combustible fósil, lo que significa que concentrar la energía solar puede proporcionar electricidad en base en ubicaciones apropiadas.

Las diferentes configuraciones de plantas ESTC requieren soluciones de almacenamiento de energía térmica a la medida adecuadas para la mezcla de tecnologías de cada caso en particular, como, por ejemplo, el fluido de trabajo primario, la temperatura y la presión de funcionamiento, la capacidad y el nivel de potencia. Con el fin de lograr una mayor eficiencia y economía, los sistemas TES requerirán una variedad de tecnologías de almacenamiento, materiales y métodos para alcanzar todas las especificaciones de las centrales.

La variación de volumen específico que experimenta la sal como consecuencia de los constantes cambios de temperatura hace necesario la utilización de un tanque de expansión que compense y absorba dicha diferencia de volumen.

En nuestra tesis, se combinará este tanque con el sistema de almacenamiento térmico, así podrá realizar ambas funciones. Esta simplificación se puede hacer gracias a que el fluido de trabajo en ambos sistemas, el campo solar y el sistema de almacenamiento, es el mismo.

Las tecnologías de almacenamiento pueden ser directas o indirectas. Indirectas significa que el medio de almacenamiento no es calentado directamente por los concentradores. Los sistemas indirectos utilizan un fluido de transferencia térmica, generalmente un aceite sintético, que pasa por un intercambiador térmico con el medio de almacenamiento calentándolo indirectamente. Generalmente el fluido de transferencia es aceite sintético y el medio de almacenamiento está formado por sales fundidas.

ALMACENAMIENTO INDIRECTO CON SALES FUNDIDAS

Un ejemplo de este tipo de tecnología se observa en las centrales de Andasol 1 de Granada (España), que emplea un tanque de frío (alrededor de 290°C) y un tanque caliente (alrededor de 390°C) de sales fundidas, con unas 29.000 toneladas en cada tanque. Las sales frías se pasan por un intercambiador térmico con el aceite que es calentado por el concentrador, y se almacenan después en el tanque caliente para uso futuro. Para extraer el calor se invierte el proceso por el intercambiador, con el fin de transferir el calor de nuevo al aceite y producir vapor para el generador. Una ventaja de este proceso es que los aceites para la transferencia térmica son tecnología probada y testada, y el inconveniente es el alto precio de los intercambiadores térmicos, que añaden costes a la inversión.

ALMACENAMIENTO DIRECTO VAPOR

Esta técnica se utiliza comercialmente en la planta PS10 y ofrece entre 30 minutos y una hora de operación extra. Su capacidad de almacenamiento es limitada debido a los costes elevados de los recipientes a presión para grandes capacidades de almacenamiento y volúmenes de vapor. En principio esto es una tecnología convencional, conocida también como almacenamiento de Ruth. El uso más idóneo de esta tecnología es como almacenamiento intermedio para potencia punta.

ALMACENAMIENTO INDIRECTO CON HORMIGÓN

El uso de hormigón para almacenar calor se encuentra en diferentes etapas en instalaciones prototipo con un buen historial hasta el momento. El 'almacén' de hormigón opera a temperaturas entre 400 y 500°C, y es un diseño modular y escalable para capacidades de 500 kWh a 1.000 MWh. Actualmente los costes de inversión son del orden de 30 euros/kWh, pero el objetivo es menos de 20 euros/kWh. Los módulos de primera generación tienen una capacidad de 300 kWh y llevan dos años operativos.

Los de segunda generación tienen 400 kWh y están ya listos para una demostración.

ALMACENAMIENTO INDIRECTO EN UN MEDIO DE CAMBIO DE FASE

Esta tecnología se encuentra en proceso de desarrollo y utiliza el punto de fusión/congelación de sales como los nitratos de sodio o de potasio para almacenar y obtener calor para la condensación y evaporación de vapor en plantas de vapor directas. Sólo ha sido testada en algunos prototipos, y no hay de momento aplicaciones comerciales. En este sistema fluye líquido de transferencia térmica caliente por un colector incrustado en los materiales de fase cambiante, y transfiere su calor al material de almacenamiento. La ventaja principal de esta tecnología es su densidad volumétrica y el bajo coste de los materiales de almacenamiento. Existen algunos retos de desarrollo de este método que deben superarse antes de hacer comercial esta solución.

El sistema de almacenamiento nos permitirá tener un diagrama de carga de acuerdo al presentado en el siguiente gráfico, lo cual facilita un elevado factor de planta las 24 horas al día.

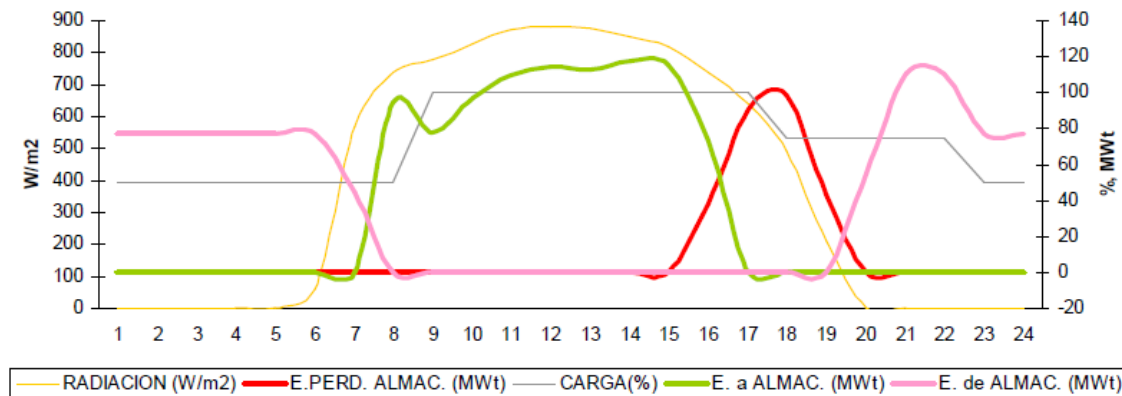


Gráfico 3.69 – Esquema de Múltiple Solar para almacenamiento

De acuerdo a lo explicado en los puntos anteriores las ventajas del empleo de un sistema de almacenamiento que permita continuar generando electricidad durante más horas a lo largo del día, sin embargo además presenta algunos bonos como son:

- Aumenta la producción de la central: el exceso de energía almacenada durante el día es utilizada durante horas en las que existe falta de radiación.
- Mejora la calidad de la energía: el sistema de almacenamiento absorbe las variaciones de radiación suministrando un calor constante al generador de vapor.
- Estabiliza la operación de la planta: los transitorios se ven reducidos y las paradas y arranques también.

El sistema de almacenamiento se compone principalmente de dos tanques de grandes dimensiones para almacenar tanto las sales calientes procedentes de los colectores como las sales frías procedentes del generador de vapor.

Las dimensiones de los tanques son diferentes. El volumen específico del fluido frío es menor que el del fluido caliente no siendo necesario tener dos tanques de las mismas proporciones, con el gasto de material que conllevaría.

El volumen interior de los tanques no ocupado por la sal es rellenado por nitrógeno para mantener una presión constante y generar una atmósfera poco reactiva en contacto con la sal fundida. Este nitrógeno pasa de un tanque a otro dependiendo del sentido de circulación del fluido. Este gas tiene que ser calentado o enfriado según vaya de un tanque a otro, debido a la diferencia de temperatura entre ambos. Como consecuencia de esta variación de temperatura también será necesario disponer de un tanque que absorba las variaciones de volumen del nitrógeno.

La carga del sistema de almacenamiento se realiza cuando la radiación solar incidente es superior a la que requiere el ciclo de potencia. Para ello, el campo solar se sobredimensiona de tal manera que se pueda generar electricidad a plena carga y a su vez cargar este sistema.

Al principio del día únicamente circula fluido entre los colectores y el generador de vapor.

Una vez alcanzado el nivel de radiación nominal, se comienza a bombear más fluido desde el tanque frío hacia los colectores que luego se reparte entre el tanque caliente y el generador de vapor. Durante la tarde, cuando la radiación solar comienza a escasear y no se tiene la potencia suficiente, se apoya el fluido procedente del campo solar con el almacenado en el tanque caliente para continuar operando el ciclo de potencia en condiciones nominales.

El método más avanzado de almacenamiento de energía térmica para plantas termosolares es un sistema basado en dos tanques de almacenamiento, donde el fluido caliente transferido también sirve como medio de almacenamiento. Este concepto fue demostrado con éxito en una planta termosolar comercial (13,8 MW_e planta SEGS I, 120 MWh de capacidad de almacenamiento_t) y también fue demostrado en una planta termosolar con una torre (10 MW_e Solar Two, 105 MWh de capacidad de almacenamiento). Sin embargo el HTF utilizado en las plantas cilindro-parabólicas (30 – 80 MW_e) es muy caro y aumenta el precio dramáticamente conforme aumenta el tamaño de almacenamiento. Un estudio de ingeniería se llevó a cabo para evaluar otro concepto, un líquido (menos caro) como la sal fundida, se puede utilizar como medio de almacenamiento en lugar de un HFT.



Gráfico 3.70 – Tanques de Almacenamiento de Sales

Se realizó un análisis detallado de rendimiento y de costes para evaluar el valor económico de este concepto. Los análisis se basaron principalmente en la experiencia de operación de las plantas SEGS y del proyecto Solar Two. El estudio concluyó que el coste específico del sistema se encontraba en un rango de USD \$30-40/kWh dependiendo del tamaño de almacenamiento. Desde que el sistema de almacenamiento de sales fue operado exitosamente en el proyecto Solar Two, no hubo mayores obstáculos para hacer realidad este concepto en la primera planta termosolar cilindro-parabólica.

SISTEMA DE BOMBEO

La sal circulará a través de un conjunto de tuberías desde los tanques de almacenamiento hasta ser distribuida por todos el circuito de calentamiento. Para ello, es necesario disponer de un sistema de bombeo que impulse el fluido con la presión requerida y que venza las pérdidas de carga de la instalación.

El grupo de bombeo estará compuesto por una serie de bombas, dispuestas en paralelo, contando con un sistema de respaldo para la seguridad y en disposición de comenzar a funcionar en caso de que alguna de las otras falle.

3.3.2.3. GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor es un intercambiador de calor que transfiere la energía de la sal hacia el agua, consiguiendo la evaporación de ésta para su utilización en la turbina de vapor.

Las sales llegan a este elemento con una temperatura aproximada de 500 °C y salen de él a una temperatura cercana a los 290 °C. Esta disminución de temperatura se ve reflejada en el incremento de la temperatura del agua de alimentación, llegándose a obtener en este proceso vapor sobrecalentado.

Las diferentes condiciones por las que pasa la planta a lo largo de su vida operativa hacen que este elemento esté preparado para operar con diferentes caudales y temperaturas.

Para ello dispone de un sistema de regulación y control. Se busca que la temperatura de salida siempre sea lo más cercana a la nominal o de diseño, variando para ello el caudal (dentro de unos márgenes) que lo atraviesa en función de la energía procedente de la radiación solar. La presión de operación es la misma que la presión de entrada a la turbina.

Este es un elemento crítico por el gran número de tubos y soldadura que tiene en su interior cuya calidad habrá que cuidar extremadamente para que no haya ninguna contaminación del agua con el aceite, lo que podría producir daños de gran alcance en la turbina.

3.3.2.4. TURBINA

La turbina de vapor de una planta termosolar, es muy similar a las turbinas empleadas en cualquier planta industrial y se adaptan a las aplicaciones termosolares, encargada de producir el trabajo necesario para mover el generador eléctrico. Para ello y por medio de una cascada de álabes, expande la corriente procedente del generador de vapor y convierte dicha energía térmica en energía mecánica en un eje.

La configuración del ciclo Rankine con recalentamiento y regeneración requiere de una turbina de dos etapas y con posibilidad de realizar extracciones a lo largo de la línea de expansión de la turbina. El cuerpo de la turbina viene dividido en dos partes, una etapa de alta presión y otra etapa de baja presión. El flujo procedente de la turbina de alta presión es direccionado hacia la turbina de baja presión una vez ha sido recalentado. Los ejes de ambos cuerpos se conectan de forma axial con el eje del generador eléctrico.

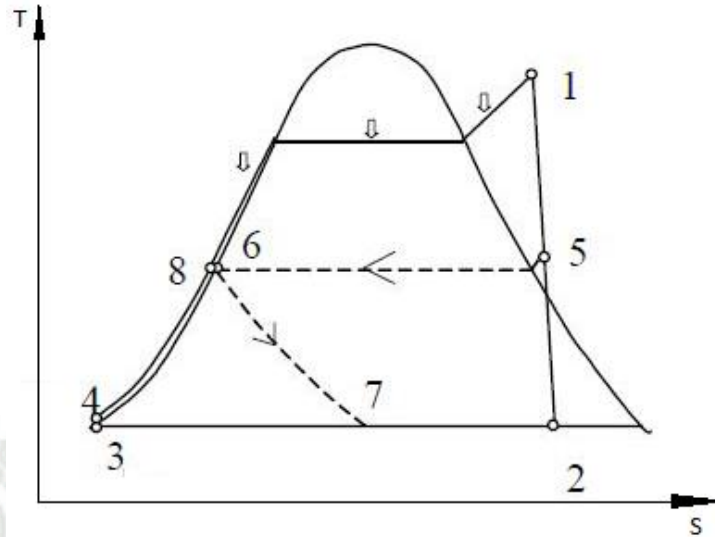


Gráfico 3.71 – Diagrama T-s Ciclo Rankine

Acerca de la turbina a nivel genérico se puede decir que es un equipo sencillo, y como máquina industrial, es una máquina madura, bien conocida y muy experimentada. Cabe destacar que más del 70 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbina de vapor.



Gráfico 3.72 – Desmontaje de Turbina a vapor

Ante la amplia oferta de turbinas que existen en el mercado, la empleada en la planta que se diseña en este proyecto responde a las siguientes características:

- Turbina multi-etapa: debido a que la demanda de potencia es muy elevada e interesa que el rendimiento sea muy alto.
- Condensación: el vapor de escape es condensado con agua de refrigeración. Estas turbinas son de gran rendimiento y se emplean en máquinas de gran potencia.
- Reacción: acorde a la forma en que se realiza la transformación de energía térmica en energía mecánica, el tipo de turbina empleada es de reacción en las que además de la velocidad del vapor, se aprovecha la pérdida de presión.
- Axial: en función de la dirección del flujo en el rodete, la turbina ha de ser axial, siendo estas las más comunes en las que el paso de vapor se realiza en la misma dirección que el eje de la turbina.

Los elementos que conforman la turbina son los siguientes:

- Rotor, es la parte móvil de la turbina.
- Estator, parte fija que cubre el rotor y sirve de armazón y sustentación de la turbina.
- Álabes, son los elementos de la turbina donde tiene lugar la expansión del vapor. Son de dos tipos. Fijos y móviles.
- Los álabes fijos van acoplados al estator y sirven para dar la dirección correcta al vapor y que éste empuje los álabes fijos que van ensamblados en el rotor.
- Diafragmas, son los discos que van dispuestos en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y que llevan en su periferia los álabes fijos.
- Cojinetes, soportan los esfuerzos y el peso del eje de la turbina.
- Sistemas de estanqueidad, son los sistemas de cierre situados a ambos extremos del eje de la turbina que evitan que escape el vapor de la turbina.

En la turbina se realizan diferentes extracciones de vapor para ser utilizado principalmente en el condensador y el desgasificador para eliminar los gases incondensables y precalentar el agua.

3.3.2.5. CONDENSADOR

La mezcla de líquido y vapor resultante de la última extracción de la turbina de baja presión se dirige directamente hacia el condensador. En este elemento se extrae el calor de vaporización de la mezcla y se obtiene agua líquida. Este intercambio de energía se realiza típicamente con ayuda del agua procedente de una torre de refrigeración de tiro mecánico.

El condensado se retiene en la parte baja del condensador desde donde es aspirado por la bomba de condensado impulsándolo hacia los precalentadores y el desaireador.

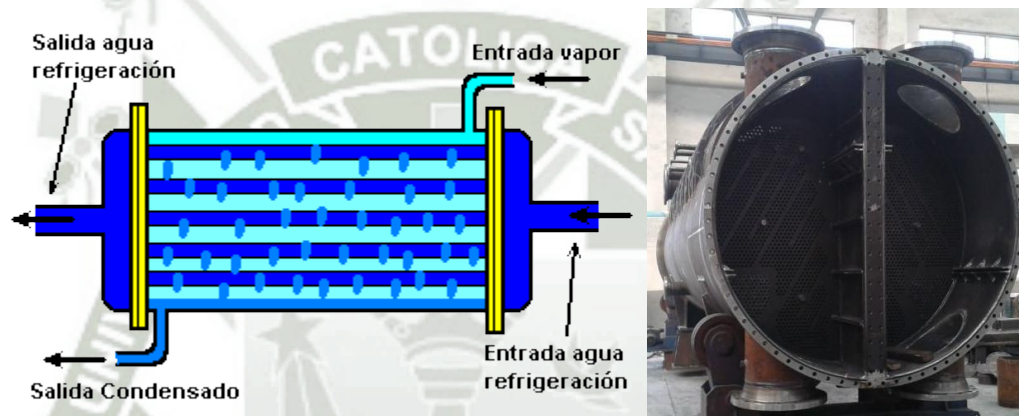


Gráfico 3.73 – Condensador

3.3.2.6. TORRE DE REFRIGERACIÓN

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

El agua derivada del condensador entra a la torre de refrigeración por su parte superior

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

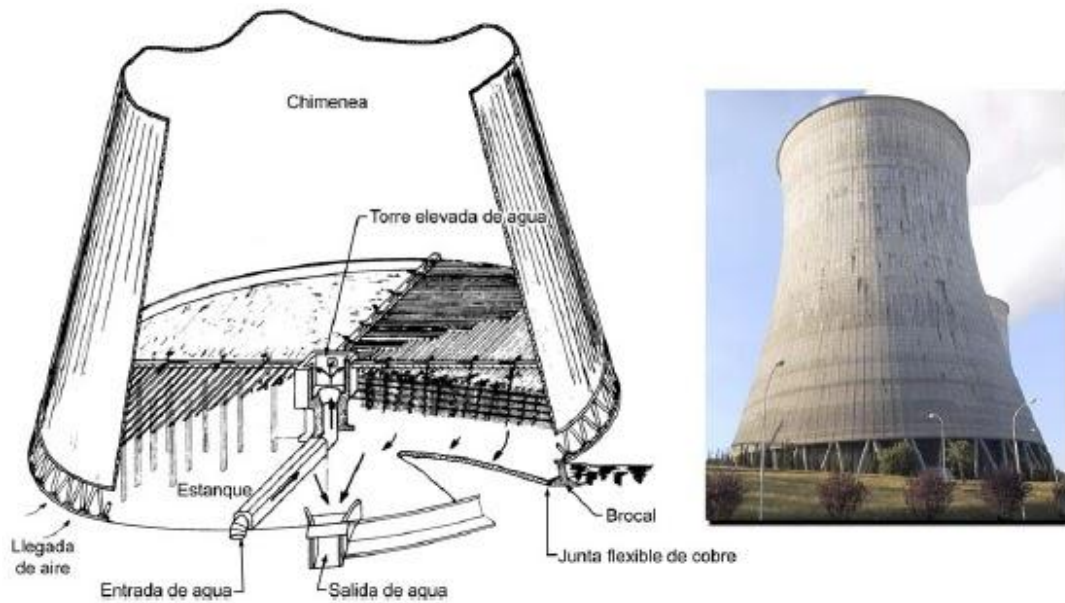


Gráfico 3.74 – Torre de refrigeración

3.3.2.7. SISTEMAS AUXILIARES

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

Sistema de protección contra incendios

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

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

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

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

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

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



Gráfico 3.75 – Sistema de Bombeo Contra Incendios

Salas de Climatización

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

Las zonas donde se prevea una ocupación determinada o donde el personal vaya a realizar alguna tarea deben estar provistas de un sistema de aire acondicionado y de calefacción. Según la normativa vigente (Código Técnico de la Edificación y Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios) el sistema de aire acondicionado debe realizar las renovaciones de aire exigidas.

La ventilación de los espacios que así lo requiera, como salas de control de motores, salas de turbina o salas de bombeo, ha de ser mediante ventilación forzada por medio de ventiladores de impulsión o extracción.



Gráfico 3.76 – Sistema de Climatización

Sistema de aire comprimido

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

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

Como todo sistema de aire comprimido el aire debe ser correctamente filtrado y tratado para darle las características oportunas. Este aire se almacena en diferentes depósitos situados en puntos específicos dentro de las diferentes zonas de la instalación. Los puntos de acceso deben estar dotados de conexiones rápidas y válvulas de corte manual.

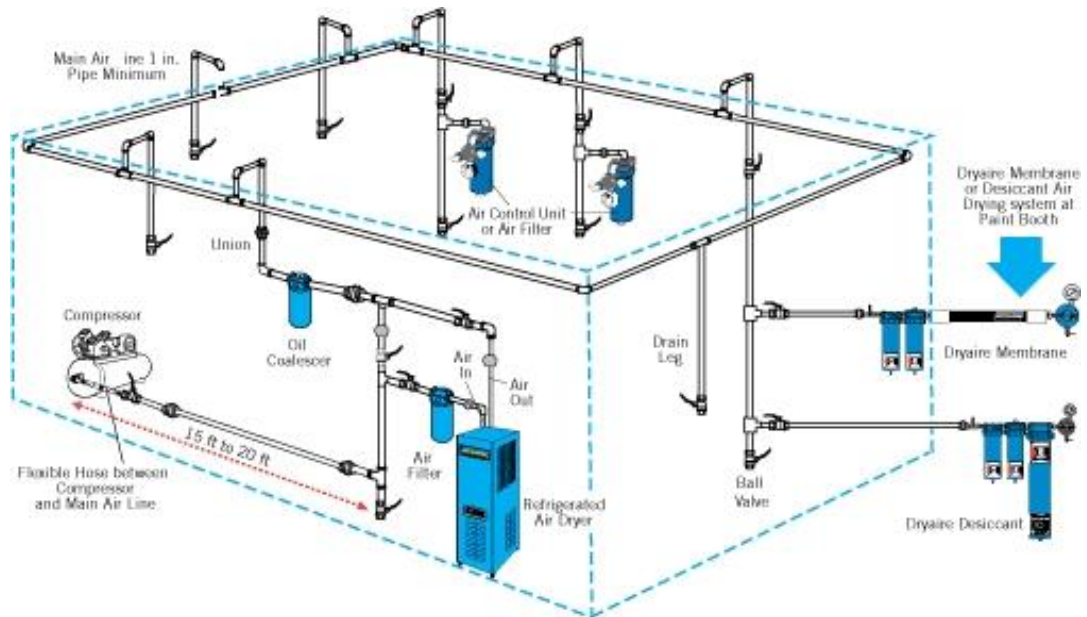


Gráfico 3.77 – Sistema de Aire Comprimido

Instalaciones sanitarias

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

Sistema de alumbrado

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

El alumbrado de emergencia, entra en funcionamiento en caso de fallo del alumbrado normal. Del mismo modo, dota de la iluminación adecuada para la evacuación del

personal hacia zonas seguras y la entrada del personal de seguridad hacia los equipos. Para asegurar su entrada en funcionamiento puede ser activado desde dos fuentes diferentes, una línea eléctrica y un motor diesel de emergencia en caso de fallo de la línea eléctrica.

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

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



Gráfico 3.78 – Sistema de Baterías

Sistema de telecomunicaciones

Los sistemas de telecomunicaciones son esenciales en la operación de la central solar. Esta tiene que tener instalado un sistema de telefonía, un sistema de megafonía, un sistema de video vigilancia, un sistema de comunicación portátil mediante radio con cobertura en todo el campo solar, un sistema de grabación de conversaciones tanto telefónicas como mediante comunicadores portátiles.

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

Sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos se dividen en dos grupos: los asociados a la generación de electricidad y los asociados al funcionamiento diario de la central.

La electricidad generada debe elevar su tensión en un transformador para ser vertida a la red de transporte. La línea de evacuación de electricidad debe ser de la misma tensión que la red de transporte. Por lo tanto, la instalación dispone con una subestación. El aprovechamiento de la electricidad para uso y consumo de la planta necesita de otros transformadores, uno desde la tensión de generación hasta la de distribución por la central, y otro desde la de distribución hasta la de consumo o baja tensión.

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



Gráfico 3.79 – Patio de Llaves

Sistema de suministro y tratamiento de agua

El agua requerida en la central termosolar procede de un pozo realizado en las inmediaciones del complejo extraída del flujo de agua que viene del lecho de río adjunto a la central. Esta agua, para su utilización tiene que ser tratada para adquirir las propiedades necesarias para cada uso.

Los tratamientos que requieren las aguas para la torre de refrigeración, el ciclo de potencia, limpieza de espejos, servicios auxiliares y consumo humano son:

- Estabilización: el agua procedente del pozo de alimentación es estancada en una balsa donde se realiza una primera decantación de las partículas más pesadas.
- Filtrado: después de la estabilización, el agua se hace pasar por unos filtros de grava, antracita y arena. Estos filtros son utilizados con aquellas aguas que presentan problemas de barro, suciedad o sólidos en suspensión. Una vez realizado este paso, el agua se almacena en un tanque de agua filtrada. Esta agua puede ser empleada como agua de saneamiento.
- Ósmosis: con este proceso se pretende disminuir la salinidad del agua. La ósmosis se realiza en dos etapas para conseguir una mayor reducción del contenido en sales.

Después de este proceso, el agua puede ser enviada hacia las torres de refrigeración.

- Desmineralización: en esta etapa se rebaja el contenido de iones presentes en el agua con ayuda de resinas especiales. Esta agua está en disposición de emplearse como reposición del agua del ciclo de potencia y para la limpieza de los heliostatos.



Gráfico 3.80 – Sistema de Ablandamiento de Agua

Sistema de tratamiento de efluentes

La central solar no sólo requiere materias primas de entrada, sino que también genera algunos residuos que deben ser tratados oportunamente para su retirada por una empresa autorizada o para su vertido fuera de la central.

Los efluentes procedentes del ciclo de potencia y de la torre de refrigeración, son enviados a una balsa donde se homogenizarán, ajustarán su pH con el valor inicial y son decantados después de realizárseles un tratamiento de floculación.

Los efluentes aceitosos provienen de los derrames y fugas de los equipos. Su tratamiento consiste en la separación entre aceite y agua para posteriormente ser almacenados a la espera de su retirada por un agente autorizado. Los efluentes sanitarios, tales como aguas fecales o residuales pasarán por una depuradora para acabar junto con los efluentes del ciclo de potencia y de la torre de refrigeración.



Gráfico 3.81 – Sistema de Tratamiento de Efluentes

3.4. APLICACIONES COMPLEMENTARIAS CON EL USO DE LA ENERGIA SOLAR TERMICA

CALOR DE PROCESO

La energía termosolar ha despegado en países donde se dispone de ayuda política y financiera. Ahora que está madurando se puede mirar hacia el futuro más allá de las aplicaciones tradicionales de electricidad residencial, hacia aplicaciones más innovadoras. Entre éstas, el calor de proceso solar sobresale como un método inteligente y productivo para sacar el máximo partido de esas tecnologías.

Muchas industrias necesitan procesos térmicos de alta temperatura, por ejemplo en esterilización, calderas, calefacción y para frío por absorción. En un estudio de 2008 auspiciado por la Agencia Internacional de la Energía se determinaba que en algunos sectores industriales, como la alimentación, vino y bebidas, equipo de transporte, maquinaria, textil o pasta de papel, se requiere alrededor de un 27% de calor a temperatura media (100 - 400°C) y un 43% a temperatura superior a 400°C.

Los canales parabólicos y los sistemas de concentradores lineales de Fresnel son los más idóneos para la captura de calor para procesos industriales. Pueden considerarse como una opción económica para su instalación in situ para una extensa variedad de tipos de industrias que requieren calor a temperaturas de media a alta. El estudio de la AIE recomendaba que los sectores más compatibles con el calor de proceso de la tecnología de concentración solar sean el de alimentos (como el del vino y bebidas), el textil, el de equipo de transporte, de tratamiento de metales y plásticos, y el químico. Las aplicaciones y los procesos más idóneos incluyen limpieza, secado, evaporación y destilado, blanqueo, pasteurización, esterilización, cocinado, fusión, pintura, y tratamiento superficial. También debe considerarse el uso de las tecnologías termosolares o ESTC para calefacción y refrigeración de edificios de fábricas. También se encuentra en proceso de investigación el uso de torres o discos para procesos térmicos a alta temperatura como los requeridos en cerámicas.

Esquema básico de una instalación solar de baja temperatura con aplicación de agua caliente sanitaria

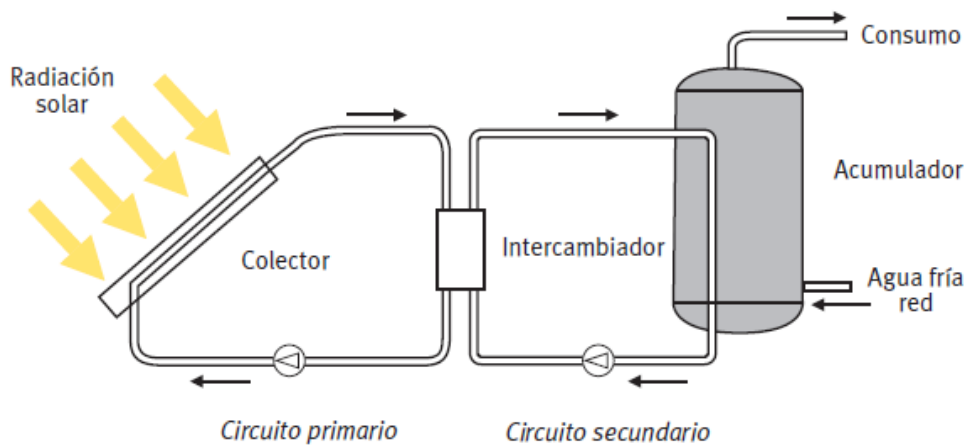


Gráfico 3.82 – Uso del Sol para Calentamiento

ABLANDAMIENTO DEL AGUA

La desalación es un proceso de conversión del agua salada en agua dulce o agua para irrigación para poblaciones de zonas áridas. Existen en todo el mundo importantes plantas desaladoras, la mayoría de ellas utilizando la ósmosis inversa y otros procesos de destilación térmico. Pero la desalación a gran escala plantea ciertos problemas, especialmente por la cantidad de energía necesaria y por el daño potencial a la vida marina por la recogida y descarga de grandes cantidades de agua salada superconcentrada.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad, una desalinización a gran escala se considera casi como el último recurso para atajar la sequía, pues se opta mejor por un uso más eficiente de los recursos hídricos, una mayor responsabilidad, la reutilización de aguas residuales, la mejora de la distribución y el uso de sistemas avanzados de irrigación. La mayoría de las plantas desaladoras funcionan con electricidad de la red o directamente por petróleo o gas. Desde el punto de vista del clima, la construcción de plantas desaladoras agravan el problema en lugar de solucionarlo, pues son grandes consumidoras de energía.

Pero con el crecimiento y la mayor asequibilidad de la energía solar térmica de concentración, algunos investigadores están estudiando cómo puede servir la desalinización para afrontar la escasez de agua. Es cierto que los lugares con grandes cantidades de radiación solar son también lugares con problemas de suministro de agua.

En un estudio de 2007 realizado por el Centro Aeroespacial Alemán, sobre el uso de la energía solar térmica de concentración para la desalinización de agua salada, se estudia el potencial de esta tecnología para proveer de agua a grandes centros urbanos de Oriente Medio y Norte de África (MENA, por sus siglas en inglés). El estudio muestra que el recurso solar en la región es más que suficiente para generar energía para desalación con el fin de suplir el creciente “déficit de agua” de esas áreas. El informe demuestra que sólo cuatro de diecinueve países de la región poseen agua dulce renovable superior a 100 metros cúbicos por persona y por año, lo que se considera como la línea de la pobreza del agua.

En dicho estudio se indica que el déficit potencial de agua en la región es de 50.000 millones de m³ anuales, un volumen que aumentará a unos 150.000 millones de metros³ por año para 2050. También señala que la energía generada por las centrales eléctricas termosolares se convertirá en la opción menos costosa para producir electricidad a menos de 4 céntimos de euro/kWh y agua desalinizada a menos de 40 c.e/m³ durante las próximas dos décadas. Un punto clave es que la gestión y el uso eficiente del agua, la distribución y el uso de sistemas de irrigación mejorados, la reutilización de las aguas residuales y una mayor responsabilidad pueden evitar alrededor de un 50% del déficit del agua a largo plazo de la región de Oriente Medio y norte de África (MENA). Por tanto, la desalinización solar podría tener un papel importante para proporcionar la otra mitad, utilizando ‘drenaje horizontal con absorción de fondos marinos’ y una avanzada nanotecnología de membranas que minimiza el impacto medioambiental del aumento de sales en sistemas vivos.

El DLR sugiere que la mezcla de tecnología más idónea podría ser la energía solar térmica de concentración generadora de electricidad en un proceso de desalinización por membranas de ósmosis inversa (RO), o bien la energía solar térmica de concentración generadora de electricidad y calor en un sistema de desalinización térmico ‘múltiple efecto’ (MED). Actualmente la mayor parte del volumen de agua desalada de la región de MENA se genera mediante un proceso denominado desalinización MSF (Multi-Stage Flash), que no se considera una opción de futuro viable para la desalinización solar porque el consumo de energía es demasiado elevado.

La conclusión es que los avanzados sistemas ESTC tienen el potencial para operar plantas de desalinización más limpias con impactos medioambientales extremadamente bajos comparado con los sistemas de desalinización convencionales a un coste de inversión un 20% mayor pero usando un combustible que será mucho más barato que los combustibles fósiles de hoy día.

Habría que elegir cuidadosamente las ubicaciones para cada planta para lograr una descarga y dilución rápidas de la salmuera, sometidas a exhaustivos análisis medioambientales con el fin de evitar impactos en la vida marina. La sequía es uno de los efectos del calentamiento global provocados por los combustibles fósiles. Dado que la energía solar térmica de concentración ya es compatible con zonas secas y calurosas, podría tener un papel como motor de las plantas de desalinización futuras para abastecer de agua a las poblaciones.



Gráfico 3.83 – Uso del Sol para Ablandamiento



CAPITULO 4

METODO DE CÁLCULO Y DISEÑO

Continuando con el desarrollo de nuestra tesis y de acuerdo a lo planteado en la metodología de la presente iniciamos con la siguiente etapa planteando el proceso de diseño con cálculos, selección de equipos y localización de la central proyectada, utilizando bibliografía específica y algunas hojas de cálculo para concretar esta etapa.

Dentro de esta etapa identificamos la localización de nuestra central evaluando 3 factores importantes, Ubicarla en el lugar de máxima irradiación solar – temperaturas bajas no críticas, donde tengamos alguna fuente de agua para el proceso de generación y la cercanía a redes de alta tensión para poder integrar nuestra central al sistema interconectado nacional, teniendo en cuenta la amplitud de área que se requiere para esta central.

Luego abordamos los cálculos ópticos para determinar los parámetros ópticos de la central, altura de la torre, cantidad de heliostatos, área necesaria, seguidamente a desarrollar la parte térmica la parte del ciclo a vapor, el sistema de seguimiento solar para nuestros heliostatos, el circuito de almacenamiento térmico mediante sales, sistemas importantes como el de bombeo y alimentación de sales fundidas además evaluamos el almacenamiento para distintos periodos de tiempo, todo esto planteado en el Capítulo Cinco.

Para el desarrollo de esta **Central Térmica Solar de 50 MW de colector central**, hemos optado por realizar el sistema de torre central con heliostatos comandados por **servomecanismos de 1 dirección polar** seguidoras al sol, optimizando el proceso mediante el uso de **sales para la parte de almacenamiento** de la energía térmica para ser usada en las horas de baja o nula radiación solar, implantando un sistema acorde a las últimas innovaciones en el mundo sobre esta área, permitiéndonos reducir la principal rival de este proyecto que la generación termo-solar tiene actualmente unos costes de implementación de 20-25 cents U\$D/kWh, compitiendo en desventaja con la generación de mediana potencia (4-5 cents U\$D/kWh), con esta sales mediante un intercambiador de calor sales – agua nos permite obtener el vapor para poder pasar por una turbina mediante su giro y un generador nos permitirá obtener energía eléctrica a bajo costo y sin alguna partícula de producción de CO₂.

Hoy en día en el Perú ya se viene usando el sol para la generación de acuerdo a tablas y graficas de COES ya se cuenta con una participación de 1% como potencia efectiva del sistema y con 196.9 GW.h de energía generada en el año 2013 y nuestra central entraría para impulsar esta área y aumentar la participación en el sistema.

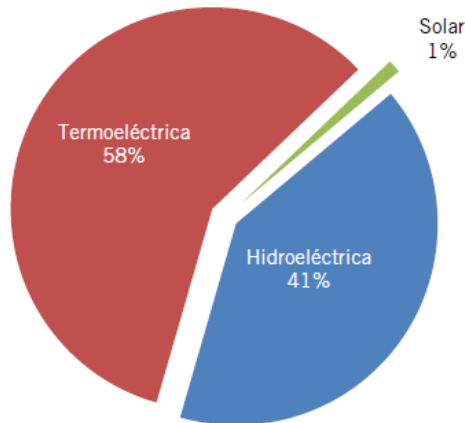
POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA
EMPRESAS INTEGRANTES DEL COES A DICIEMBRE DE 2013

EMPRESAS	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
GTS MAJES	Solar	C.S. MAJES	55 584 MODULOS	PANELES	Solar	22,0	20,0
	Total						22,0
GTS REPARTICIÓN	Solar	C.S. REPARTICIÓN	56 208 MODULOS	PANELES	Solar	22,0	20,0
	Total						22,0
PANAMERICANA SOLAR	Solar	C.S. PANAMERICANA SOLAR	71 334 MODULOS	PANELES	Solar	20,0	20,0
	Total						20,0

Tabla 4.1 – Potencia Instalada y Efectiva para Centrales Solares en el SINAC

Fuente: COES

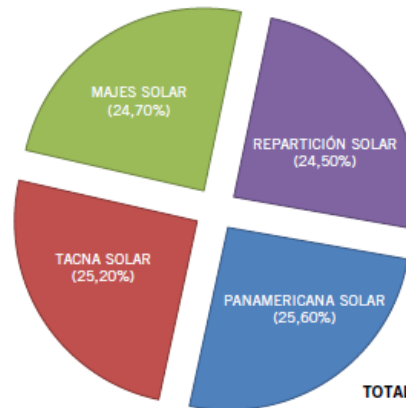
POTENCIA EFECTIVA - POR TIPO DE GENERACIÓN



TOTAL A DICIEMBRE 2013 = 7 813,1 MW

PRODUCCIÓN SOLAR DEL COES 2013

POR EMPRESAS



TOTAL = 196,9 GW.h

Gráfico 4.1 – Potencia efectiva por tipo de generación (Izquierda) y Producción solar del COES en el 2013 (Derecha)

Adicionalmente se puede aún más mejorar este tipo de proyectos implementando las siguientes áreas de innovación:

ÁREA DE INNOVACIÓN	DESCRIPCIÓN	VENTAJA TÉCNICA	VENTAJA ECONÓMICA
CAMPO SOLAR	OPTIMIZAR (INCREMENTAR) LA TEMPERATURA DE FLUIDO TÉRMICO (SALES)	MEJORAR RENDIMIENTO	DISMINUIR COSTOS DE MANTENIMIENTO
	INCREMENTAR LA HOMOGENEIDAD DEL FLUJO DE FLUIDO TÉRMICO (SALES)		
	CONTROL DE PUNTOS DE ALTA TEMPERATURA		
	CONTROL DE DIFERENCIAS EN ABSORCIÓN (INESTABILIDAD)		
	CONTROL DEL CAUDAL DE FLUIDO TÉRMICO (SALES)		
ALMACENAMIENTO DE CALOR	MEJORAS EN DISEÑO DE TANQUES (MATERIALES, DETALLES DE CONSTRUCCIÓN)	MEJORAR RENDIMIENTO	DISMINUIR INVERSIÓN
	PRUEBAS Y CARACTERIZACIÓN DE TIPOS DE SALES	INCREMENTAR VIDA ÚTIL	DISMINUIR COSTOS DE MANTENIMIENTO
CICLO TERMODINÁMICO	UTILIZACIÓN DE VAPOR SOBRECALENTADO	MEJORAR RENDIMIENTO	REDUCCIÓN DEL FACTOR DE COSTE DE GENERACIÓN (LEC)
	OPTIMIZAR LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA ENFRIAMIENTO DE SALES		
	AUMENTAR TEMPERATURAS DE TRABAJO		
	IMPLEMENTAR MÁS ETAPAS DE RECALENTADO		

Tabla 4.2 – Ventajas técnicas- económicas de tecnologías Solares

ESQUEMA DE LA CENTRAL:

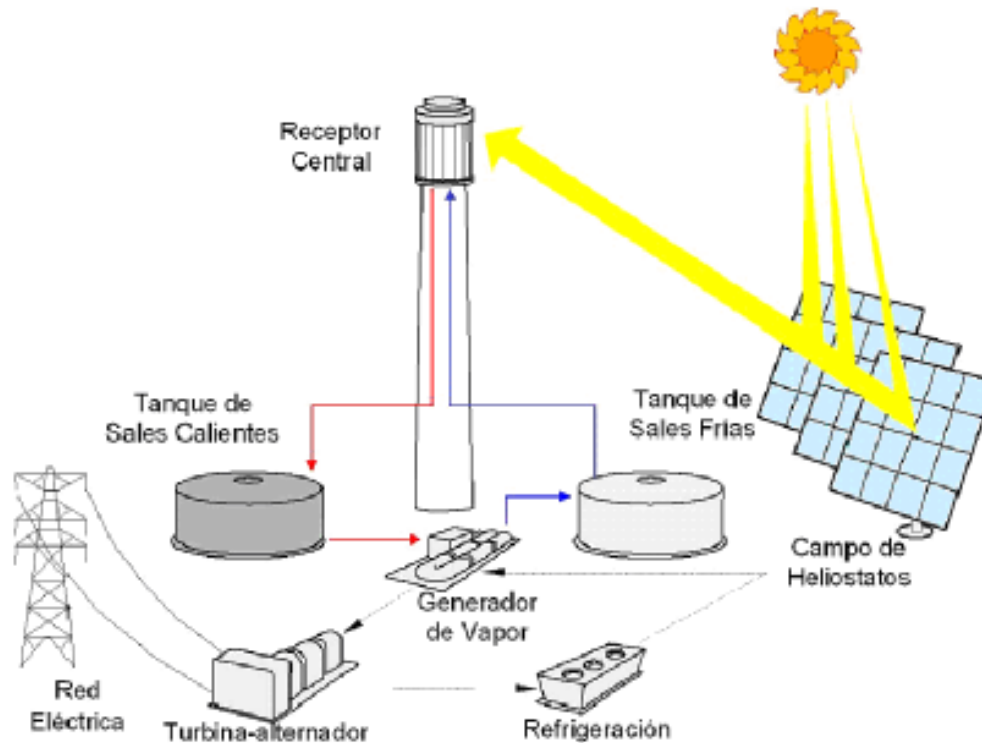


Gráfico 4.2 – Esquema Central a ser Diseñada

4.1. UBICACIÓN DE LA CENTRAL

REQUISITOS BASICOS PARA LA INSTALACION DE LA CENTRAL TERMOSOLAR:

Para la instalación de plantas de tecnología termosolar, existen ciertos requerimientos vitales para que funcione correctamente:

- 1) El clima. La viabilidad económica de un proyecto termosolar depende de forma directa de los valores de irradiación solar directa que se registran anualmente en la zona considerada para la implantación, por lo que normalmente este tipo de centrales se instalan en zonas cálidas (Por el uso de sales) y muy soleadas (máxima irradiación).
- 2) La orografía. Una superficie plana facilita las labores de diseño y construcción del campo solar, ya que se evitan las sombras que pudiese provocar un terreno ondulado.
- 3) Disponibilidad de agua, esto facilitando y reduciendo el costo del suministro de agua para el proceso productivo aprovechando este recurso sin alterarlo y cumpliendo con las normas vigentes.
- 4) Disponibilidad de conexión eléctrica a la red, esto viéndolo como punto estratégico en el desarrollo del consumo energético en la Macro Región Sur lo que nos asegura un mercado al cual podemos vender la energía generada.



Gráfico 4.3 – Mapa de Irradiación del Perú

Selección de las coordenadas de la central

Evaluación de la irradiación

Para dicha evaluación se tomó como referencia la información brindada por SENAMHI y el Departamento de Energía y Minas, en su atlas de Energía Solar.

Como fundamento de este atlas se usó como estaciones básica las que se adjunta en la siguiente tabla con algunos parámetros importantes

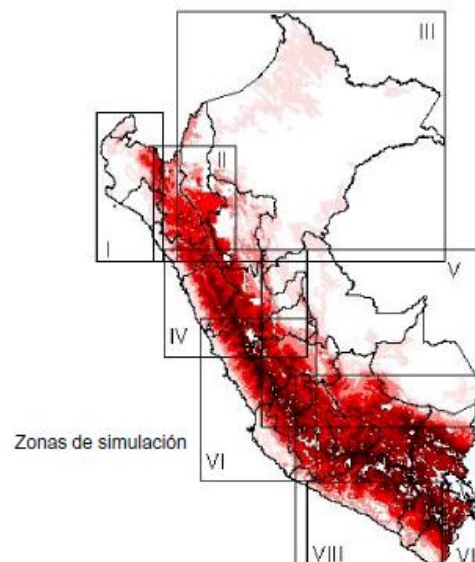
Estación meteorológica	Latitud (°S)	Longitud (°W)	Altitud (msnm)	Récord histórico	Instrumento de medición
Miraflores	5,17	80,62	30	1 979-1 992	Piranómetro
San Ramón SM	5,56	76,05	184	1 972-1 982	Actinógrafo
El Porvenir	6,35	76,19	230	1 964-1 971	Actinógrafo
Bambamarca	6,40	78,31	2 536	1 967-1 977	Actinógrafo
Bellavista	7,03	76,33	247	1 971-1 973	Actinógrafo
Weberbauer	7,17	78,50	2 536	1 980-1 985	Piranómetro
Huayao	12,03	75,32	3 308	1 977-1 996	Piranómetro
A. Von Humboldt	12,08	76,95	238	1 968-1 999	Piranómetro
Cosmos	12,15	75,57	4 575	1 986-1 988	Piranómetro
Granja Kcayra	13,55	71,87	3 219	1 980-1 988	Piranómetro
San Camilo	14,07	75,72	398	1 978-1 988	Piranómetro
Chuquibambilla	14,78	70,73	3 971	1 980-1 984	Piranómetro
Puno	15,83	70,02	3 820	1 977-1 993	Piranómetro
Characato-La Pampilla	16,45	71,48	2 451	1 978-1 987	Piranómetro
La Joya	16,58	71,92	1 295	1 967-1 993	Actinógrafo

Gráfico 4.4 – Estaciones Meteorológicas usadas como base

Coordenadas de las zonas de simulación establecidas

Zona	Latitud (°)		Longitud (°)	
	máxima	mínima	máxima	mínima
I Costa Norte	-3,35	-9,69	-78,27	-81,44
II Sierra Norte	-4,46	-8,32	-76,80	-79,55
III Selva Norte	0,01	-8,32	-69,89	-78,77
IV Sierra Central	-7,89	-13,82	-74,45	-79,22
V Selva Sur	-7,41	-13,82	-68,55	-76,87
VI Costa Central	-10,18	-16,00	-74,12	-77,98
VII Sierra Sur	-12,05	-18,38	-68,54	-75,99
VIII Costa Sur	-15,00	-18,38	-68,54	-74,48

Gráfico 4.5 – Zonas de Simulación de los datos Solares



Lat (S)	10°			12°			14°			16°			18°		
	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N	HS	HP	N
Ene	05:50	18:29	12.7	05:47	18:32	12.8	05:44	18:35	12.9	05:40	18:39	13.0	05:37	18:42	13.1
Feb	06:02	18:27	12.4	06:00	18:28	12.5	05:58	18:30	12.5	05:56	18:32	12.6	05:54	18:34	12.7
Mar	06:04	18:14	12.2	06:04	18:14	12.2	06:03	18:14	12.2	06:03	18:14	12.2	06:03	18:15	12.2
Abr	06:04	17:56	11.9	06:05	17:55	11.8	06:06	17:53	11.8	06:08	17:52	11.7	06:09	17:50	11.7
May	06:07	17:46	11.7	06:09	17:43	11.6	06:12	17:40	11.5	06:15	17:37	11.4	06:18	17:34	11.3
Jun	06:14	17:47	11.6	06:18	17:43	11.4	06:21	17:40	11.3	06:25	17:36	11.2	06:29	17:32	11.1
Jul	06:18	17:54	11.6	06:21	17:51	11.5	06:25	17:47	11.4	06:28	17:44	11.3	06:32	17:40	11.1
Ago	06:11	17:58	11.8	06:13	17:56	11.7	06:15	17:54	11.7	06:17	17:52	11.6	06:20	17:50	11.5
Set	05:54	17:57	12.1	05:54	17:56	12.0	05:55	17:56	12.0	05:55	17:55	12.0	05:56	17:55	12.0
Oct	05:36	17:55	12.3	05:35	17:57	12.4	05:34	17:58	12.4	05:32	17:59	12.5	05:31	18:01	12.5
Nov	05:27	18:02	12.6	05:25	18:05	12.7	05:22	18:08	12.8	05:19	18:10	12.9	05:16	18:14	13.0
Dic	05:34	18:16	12.7	05:30	18:20	12.8	05:27	18:24	13.0	05:23	18:28	13.1	05:19	18:31	13.2

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration - NOAA (2002)

Referencia: Día 15 del mes

Tabla 4.3 – Datos de Hora de Salida Y Puesta del Sol por Latitud

A continuación se adjunta los estados sobre la incidencia solar en los distintos periodos del año en lo largo de nuestro territorio nacional, lo que permite evidenciar el tremendo potencial a explotar en nuestro país, y afianzando nuestro propósito en el desarrollo de este tipo de tecnologías y motivar a demás compañeros de nuestra universidad y de otras instituciones el continuar con este tipo de proyectos energéticos.

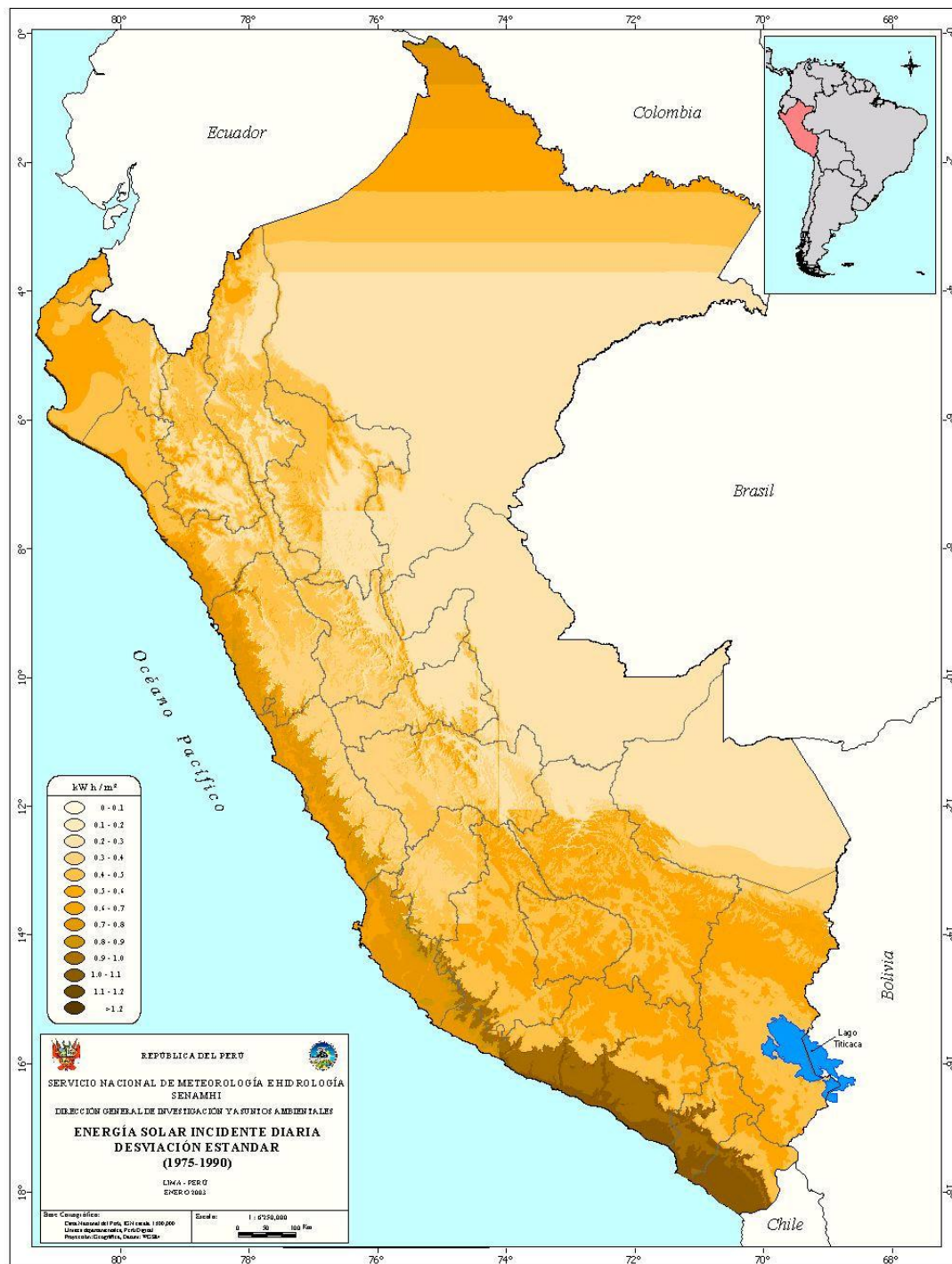


Gráfico 4.6 – Mapa de irradiación promedio en el Perú

FUENTE: SENAMHI



Gráfico 4.7 – Mapa de irradiación ENERO en el Perú

FUENTE: SENAMHI



Gráfico 4.8 – Mapa de irradiación ABRIL en el Perú

FUENTE: SENAMHI



Gráfico 4.9 – Mapa de irradiación JULIO en el Perú

FUENTE: SENAMHI



Gráfico 4.10 – Mapa de irradiación OCTUBRE en el Perú

FUENTE: SENAMHI

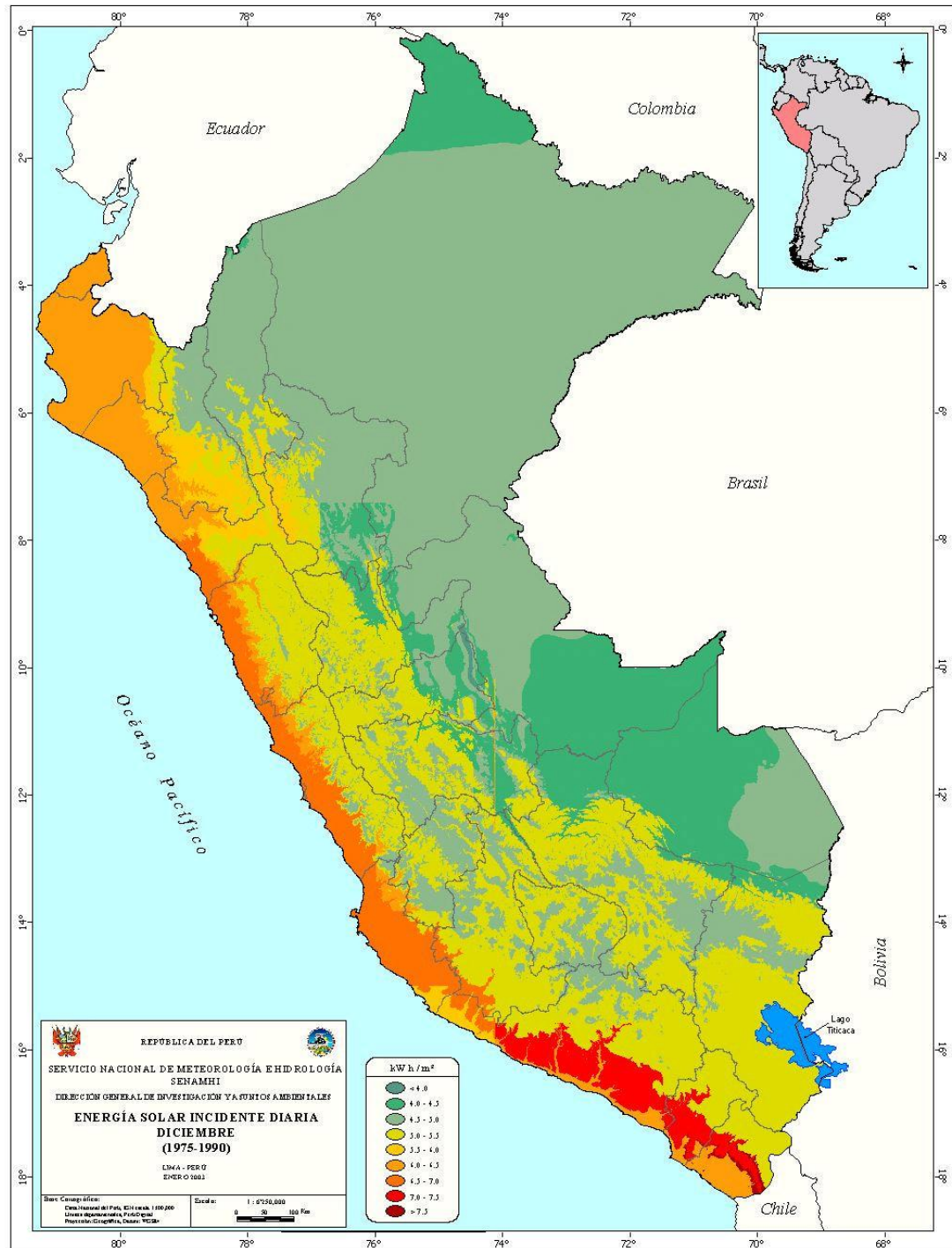


Gráfico 4.11 – Mapa de irradiación DICIEMBRE en el Perú

FUENTE: SENAMHI

De lo visto en nuestro país ahora se detalla a continuación la incidencia para el departamento de Arequipa, cabe destacar que estos gráficos presentados fueron publicados por SENAMHI y el MEM en su Atlas Solar del Perú.

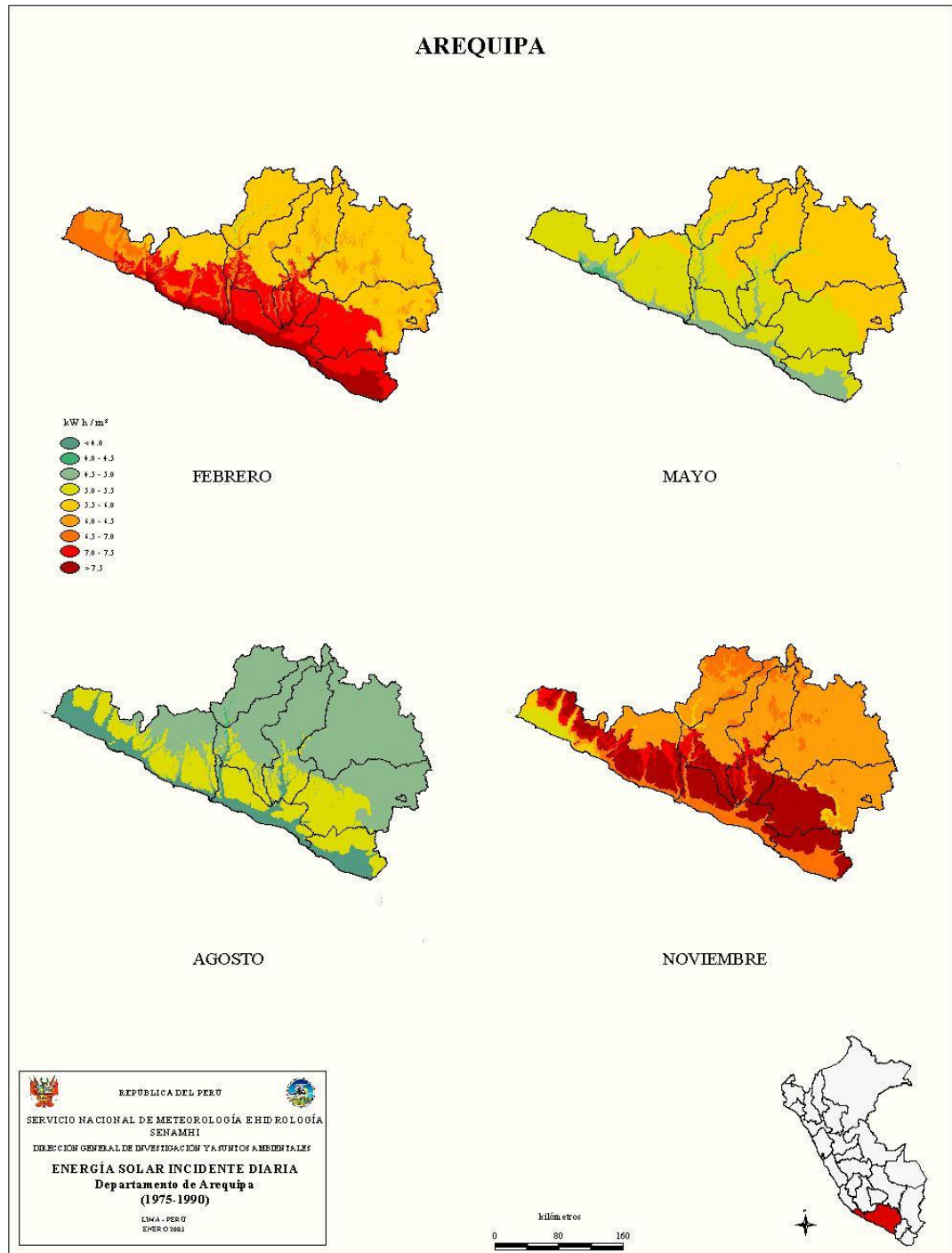


Gráfico 4.12 – Mapa de irradiación promedio en el Arequipa

FUENTE: SENAMHI

Con los datos obtenidos y puntos pactados a evaluar para la ubicación de nuestra central llegamos a la determinación de ubicar en las coordenadas:



Gráfico 4.13 – Ubicación de Central termosolar



Gráfico 4.14 – Coordenadas de Central termosolar

Para empezar con el cálculo es necesario conocer los parámetros de los heliostatos y el receptor solar central. A continuación conoceremos que parámetros son necesarios.

4.3 CANTIDAD DE HELIOSTATOS

Partiremos de nuestro punto de referencia que con una potencia nominal de 57 MW de manera tal que se obtendrá en los bordes una potencia de 50 MW, se considerara las siguientes eficiencias que tienen los heliostatos:

Característica	Valor
Eficiencia total (η)	0,84
Eficiencia geométrica (η_g)	0,95
Eficiencia reflexión (η_r)	0,93
Eficiencia Absorción (η_a)	0,94

Tabla 4.4 – Cuadro de características de eficiencia de heliostatos

Para la presente tesis los datos en los cuales se obtiene la más alta radiación solar es en el equinoccio de primavera que es el 23 de setiembre, que cae el día N= 266 del año, se considera contando a partir del 1 de enero.

Por lo tanto, el cálculo preliminar de la cantidad de helióstatos necesarios para alcanzar el nivel de potencia de salida de la planta y almacenamiento deseados se realizará con los siguientes parámetros:

-
-
- Día N° 266 : 23 de setiembre (equinoccio de primavera)

Dónde:

La cantidad de espejos necesarios para alcanzar los valores requeridos de calor de la planta dependerá fuertemente de las características, tanto de ubicación geográfica como de la proporción de radiación directa en cuanto a la global, en la zona de emplazamiento.

Otro asunto que es de suma importancia y tener en claro es la definición del llamado *horario punta*, debido a que parte de los ingresos por operación se obtienen al generar dentro de este periodo, por lo que el almacenamiento debe tener la capacidad de abarcar esta cantidad de horas, ya sea postergando la generación de la mañana para este horario, ya sea ampliando su capacidad de modo que este alcance a ser cubierto en su totalidad. En primavera será fácil alcanzar este requerimiento, en cambio en la época invernal es probable que la única forma de abarcar este horario sea a través de la postergación del inicio de generación hasta haber asegurado un porcentaje mínimo de almacenamiento. De acá una vez más la importancia y el valor agregado que entrega a la planta el contar con un sistema de almacenamiento confiable.

Por consiguiente para poder asegurar la generación anual se considera como valor mínimo de almacenamiento de 6 horas para el peor de las situaciones que se podría presentar en la estación de invierno, por consiguiente la hora de generación es desde las 7 am y para obtener la energía necesaria que requiere la planta en el 23 de septiembre se compone de 10 horas de generación directa y 6 horas de generación mediante almacenamiento. De acuerdo a los valores anteriores y la cantidad N de heliostatos aplicaremos la siguiente fórmula:

$$I_D \cdot N \cdot A \cdot \cos \theta = \frac{N^\circ \text{ dia} (\text{hrs generación directa} + \text{hrs generación almacenada}) \cdot 10^6}{\eta_T}$$

N=6500 Heliostatos

Dónde:

I_D : irradiancia diaria en $\frac{W}{m^2}$

N: cantidad de heliostatos

η_T = eficiencia total

Cabe mencionar que en la superficie de la Tierra, el Sol tiene una intensidad menor, un color diferente y una forma distinta a lo que se puede observar por encima de la atmósfera.

El efecto de la atmósfera es fundamental: en días claros y con una atmósfera favorable provoca la reducción de la entrada de la radiación solar extraterrestre en un 30%, que puede llegar a ser de hasta el 90% en días muy nublados.

Los parámetros que se consideraran para su ubicación de cada heliostato los detallaremos a continuación:

POSICIÓN DEL SOL

Para poder comprender cuál será la forma de obtener energía del sol, tenemos que tener en consideración que hay que ser capaz de predecir la ubicación relativa del sol respecto al dispositivo de recogida.

Se usarán ecuaciones simples para la predicción de la posición del sol en relación a la posición del colector (heliostato) de recogida en función de unas condiciones precisas de diseño y de la posición geográfica.

Ahora veremos qué datos son necesarios de la posición del sol para poder realizar un campo más óptimo que nos ayude a obtener energía:

ÁNGULOS TIERRA-SOL

La tierra gira alrededor del sol cada 365,25 días en una órbita ligeramente elíptica, que cada cuatro años se da en año bisiesto formando así un día más con una distancia media Tierra-Sol de $1,496 \times 10^{11}$ m, valor definido como Unidad Astronómica (1 UA).

El plano definido por la órbita de la Tierra alrededor del Sol se denomina plano de la eclíptica o plano eclíptico. Consideramos con definiciones En el afelio, punto más alejado de la órbita de la Tierra respecto del sol y El perihelio, punto más cercano de la órbita de la Tierra respecto del sol.

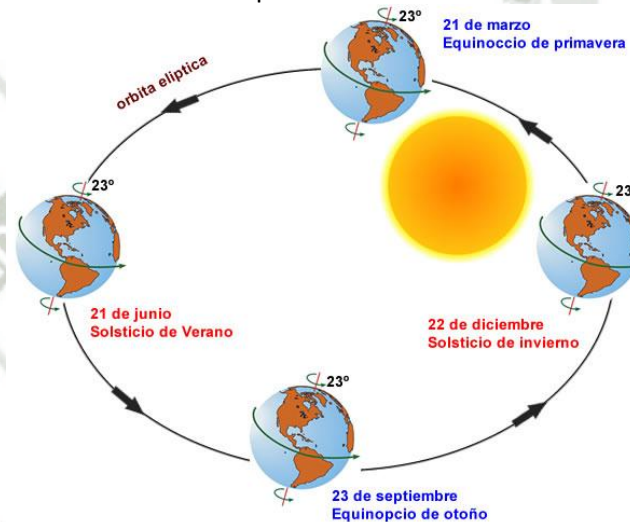


Gráfico 4.15 - Plano de la eclíptica mostrando las variaciones de la distancia Tierra-Sol y los equinoccios y solsticios.

La Tierra gira sobre su eje polar, que se encuentra inclinado sobre el plano de la elíptica $23,45^\circ$, en ciclos de aproximadamente 24 horas. La dirección en que apunta el eje polar es fija en el espacio, y se alinea con la Estrella Polar (Polaris) sobre unos 45 minutos de arco (13 mrad).

ÁNGULO HORARIO

Para describir la rotación de la Tierra sobre su eje polar, se utiliza el concepto de ángulo horario (ω).

Como se muestra en la siguiente imagen, tenemos el ángulo horario es la distancia angular entre el meridiano del observador y el meridiano cuyo plano contiene el Sol, es decir, el meridiano paralelo a los rayos del Sol incidentes.

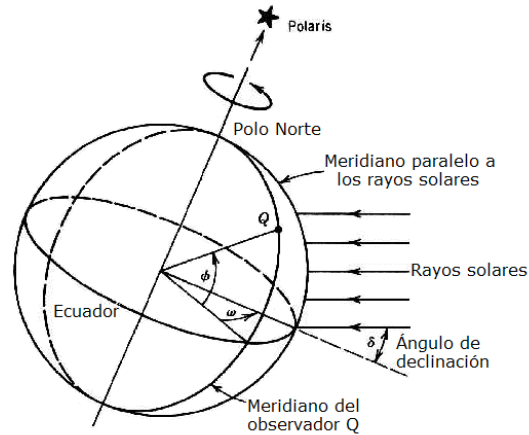


Gráfico 4.16 – Meridianos y ángulo de declinación

Una expresión utilizada para calcular el ángulo horario de la hora solar viene dado por la expresión:

$$\omega = 15 * (t_s - 12)$$

Donde es la hora solar en horas.

Para efectos de diseño, la hora del reloj es de poco interés, y es más conveniente utilizar y presentar los datos en función del tiempo solar.

El nivel de precisión requerido para la determinación de la ecuación del tiempo dependerá de si el diseñador de una instalación solar está realizando mejoras generales de actuación o desarrollando una nueva ecuación de seguimiento.

Un cálculo aproximado de la ecuación del tiempo viene dado por la siguiente expresión, con una precisión cercana a los 30 segundos durante las horas de luz del día.

$$EOT = 0.258 * \cos x - 7.416 * \text{sen}x - 3.648 * \cos 2x - 9.228\text{sen}2x$$

Dónde EOT viene dado en minutos, y el ángulo x es definido como una función del día del año, N :

$$x = \frac{360(N - 1)}{365.2}$$

Donde N es el número de día.

ÁNGULO DE DECLINACIÓN

El plano que incluye al ecuador de la Tierra es el plano ecuatorial. Si se traza una línea entre el centro de la tierra y el Sol, el ángulo entre esa línea y el plano ecuatorial de la tierra se denomina ángulo de declinación (δ), como se ve en la siguiente imagen:

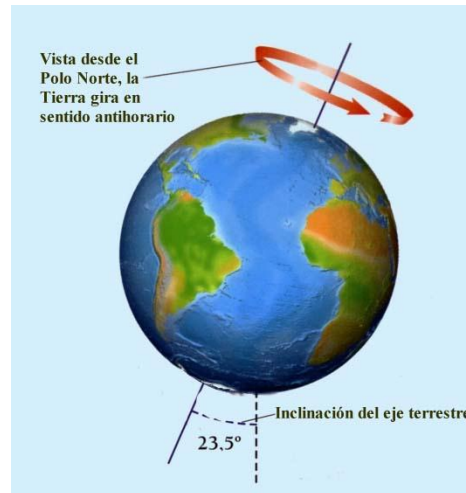


Gráfico 4.17 – Angulo de inclinación de la tierra

ÁNGULO DE LATITUD

El ángulo de latitud \emptyset , es el ángulo definido entre una línea trazada desde un punto de la superficie de la tierra al centro de la Tierra y el plano ecuatorial. La intersección del plano ecuatorial con la superficie de la Tierra forma el Ecuador, y es designado con un ángulo de latitud de 0° . El eje de rotación de la Tierra interseca con la superficie la Tierra a 90 grados de latitud (Polo Norte) y a -90° de latitud (Polo Sur).

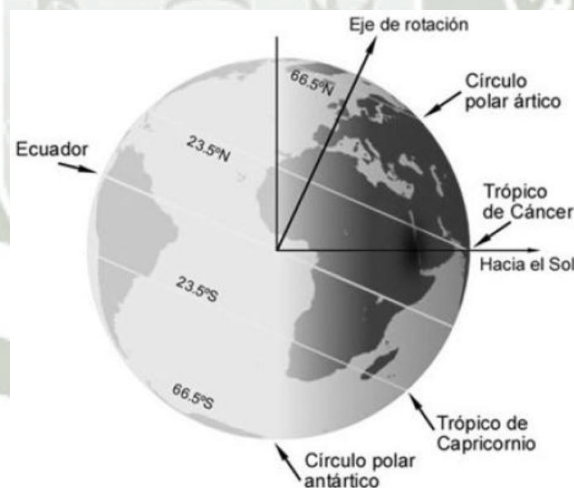


Gráfico 4.18 - Paralelos a distintos ángulos de latitud

ÁNGULOS OBSERVADOR-SOL

Como se puede observar el Sol desde una posición cualquiera de la superficie de la Tierra, también es necesario definir la posición del Sol con relación con un sistema de coordenadas basado en el punto de observación, no con origen en el centro de la Tierra. Las ecuaciones necesarias se definieron en el anterior capítulo 3. A continuación se describirá brevemente las variables que usará con respecto al

ángulo observador sol que se aplicara un método de cálculo que más adelante será explicado:

ÁNGULO DE ALTITUD SOLAR

El ángulo de altitud solar (α) se define como el ángulo entre el rayo central del Sol, y un plano horizontal que contiene el observador:

$$\alpha = \text{sen}^{-1}(\text{sen}\delta\text{sen}\phi + \cos\delta\cos\omega\cos\phi)$$

ÁNGULO CENITAL SOLAR

El ángulo cenital solar (θ_z) es un ángulo alternativo al ángulo de altitud solar para definir la altura del Sol. Simplemente se trata del ángulo complementario al ángulo de altitud solar (α).

$$\theta_z = 90 - \alpha$$

ÁNGULO DE AZIMUT SOLAR

El ángulo de azimut solar (A) es el segundo ángulo necesario para definir la posición del Sol respecto al sistema de coordenadas observador-Sol.

$$A = \cos^{-1}\left(\frac{\text{sen}\delta\cos\phi - \cos\delta\cos\omega\text{sen}\phi}{\cos\alpha}\right)$$

Como vimos son las principales ecuaciones que se necesita para el diseño del campo de heliostatos.

Ahora veremos ya parte principal el cual es el receptor solar de torre que funcionara como intercambiador de calor donde pasara las sales fundidas.

Ya en el anterior capítulo se hizo una pequeña descripción de todos los tipos de receptores solares seleccionamos el receptor de torre central que describiremos a continuación:

4.4. RECEPTOR CILINDRICO VERTICAL

1. DIMENSIONES DEL RECEPTOR CILINDRICO VERTICAL

De acuerdo a la ecuación en función de φ se establecerán los valores de l y H se obtendrá el factor de dispersión angular φ , en función de θ_t , lo cual a su vez permitirá determinar el diámetro D de la imagen solar reflejada mediante la ecuación en la forma,

$$D = 2\xi\rho = 2\varphi\xi\rho = 2 \times 4.65 \times 10^{-3}\varphi\rho = 9.3 \times 10^{-3} \times \frac{H}{\cos\theta_t} \varphi$$

De esta manera con la ecuación anterior se obtendrá el diámetro mínimo para $\theta_t = \theta_{tm}$, que puede captar toda la energía reflejada por los anillos; su altura se obtendrá a partir de,

$$H = \frac{D_{\theta_{tm}}}{\text{sen } \theta_{tm}}$$

En las siguientes figuras se representan el factor de dispersión angular φ Gráfico 4.19 ab en función de la anchura l del anillo, entre 1 y 10 metros, para un ángulo θ_t determinado, 30° , Gráfico 4.19 a, y 70° , Gráfico 4.19 b, para diversas alturas del punto focal F , dadas por los valores asignados H . En las Gráfico 4.20 a.b se ha representado el diámetro D de la imagen solar reflejada en función de la anchura del anillo l , también entre 1 y 10 metros, para un ángulo θ_t determinado, diversas alturas H del punto focal F .

Se observa que el diámetro mínimo del receptor va depender de los ángulos θ_t máximos, es decir, de θ_{tm} . En Gráfico 4.21 a. se ha representado la altura h del receptor en función de la anchura l del anillo, entre 1 y 10 metros, para ángulos de 30° y 70° respectivamente, observándose que la altura máxima h del receptor va a depender de los ángulos θ_t mínimos, es decir, de θ_{tm} .

Como el valor de φ no permanece constante para todo el concentrador, por cuanto varía θ_t para una altura del punto focal determinada, los valores de $\frac{\hat{r}}{\varphi}$ también variaran; el valor del radio mínimo del receptor r es,

$$r_s = \xi H = 4.65 \times 10^{-3} H$$

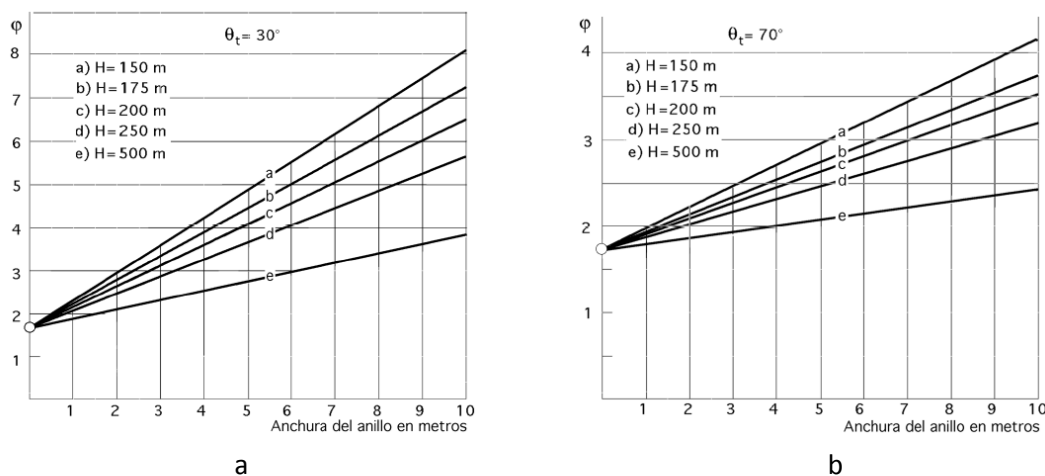


Gráfico 4.19 - Factores de dispersión angular φ en función de la anchura del anillo

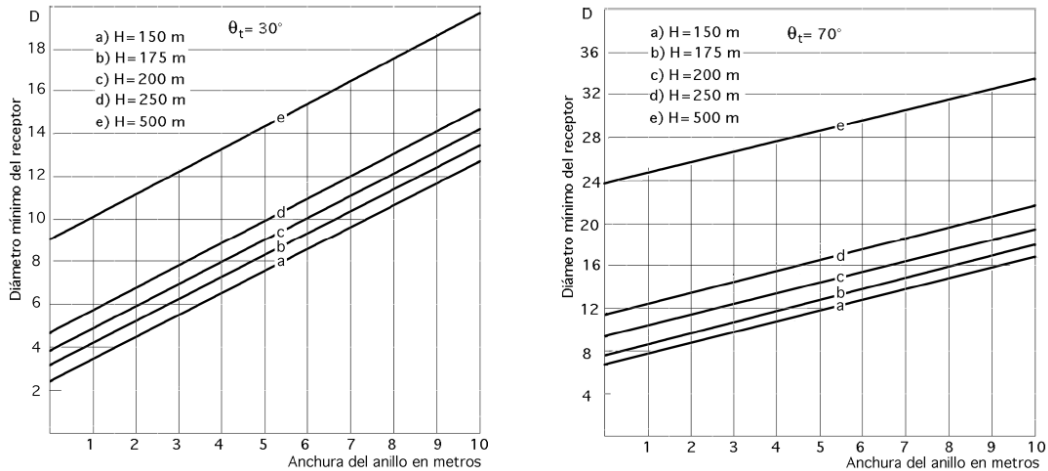


Gráfico 4.20 - Diámetro D de la imagen solar reflejada en función de la anchura del anillo

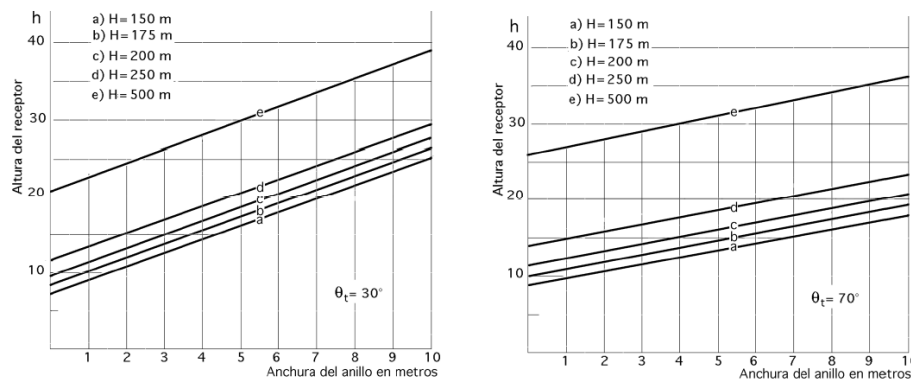


Gráfico 4.21 - Altura h del receptor para anillos de anchura l

Y para el diámetro del receptor hay que obtenerle para valores de D correspondientes a $\theta_t = \theta_{tM}$, tendremos, al ser, $r = \frac{D}{2}$:

$$\hat{r} = \frac{D}{2 \times 4.65 \times 10^{-3} H} = 107.5269 \frac{D}{H}$$

$$\Rightarrow \frac{\hat{r}}{\varphi} = 107.5269 \frac{D}{\varphi H}$$

Receptor situado a 175 metros de altura.-

Si en vez de usar anillos de espejos de anchura, $l=5$ m, se emplean anillos de espejos de anchura, $l=10$ m, las dimensiones del receptor cilíndrico vertical variaran, obteniéndose $D_{10} = 18.5$ m y $h = 26.5$ m, resultando,

$$Q_{10} = \frac{47.2946 I_0}{1.7236 + 6.1444 \cos \theta_t} \int C \varphi^2 d \left(\frac{\hat{h}}{\varphi} \right)$$

Para la que se cumple:

$$\frac{\hat{r}}{\varphi} = 2.9711 > 2.9238$$

Para,

$$\theta_s < \theta_{tm}; Q = 192.420(\sec \theta_{t2} - \sec \theta_{t1})I_0$$

$$\theta_{tm} < \theta_s; Q = 96.210(2\sec \theta_{t2} - \cos \theta_s \sec \theta_{t1} - \sec \theta_s)I_0$$

$$\theta_s > \theta_{tm}; Q = 96.210(\operatorname{tg} \theta_{t2} - \operatorname{tag} \theta_{t1})\cos \theta_s I_0$$

Con estos resultados se saca la conclusión de que la energía Q que llega al receptor cilíndrico vertical es independiente de la anchura de los espejos, ya que los valores de Q encontrados son iguales, siempre que los ángulos θ_{t1} y θ_{t2} que definen la banda de anillos considerada, sean también iguales en ambos casos, y se mantengan la continuidad del campo especular.

4.5. DISEÑO DE UN RECEPTOR DE ENERGÍA SOLAR DE 50 MW

PERDIDAS DE ENERGÍA EN EL CONCENTRADOR

Hasta ahora se ha supuesto que la reflectancia especular ρE de los heliostatos o relación entre la energía reflejada y la energía incidente era la unidad; sin embargo, la realidad es muy distinta, y en consecuencia, la energía solar reflejada por el campo de espejos vendrá afectada por un coeficiente de reducción o reflectancia $\rho E < 1$, que proporciona la fracción de energía que los espejos enviarán al receptor tras los fenómenos de reflexión y absorción que se verifican en los mismos. La reflectancia dependerá fundamentalmente del tipo de material de que estén construidas las superficies reflectoras de los heliostatos, de las características del protector transparente utilizado en su fabricación, de su estado superficial, de si están erosionados o no, de la suciedad depositada etc.

Existen en el mercado gran cantidad de materiales que se pueden utilizar como reflectantes; de entre ellos, en la Tabla 2.1 se especifican los más interesantes, que tienen una elevada reflectancia especular para la radiación solar directa. A la vista de estos datos, el intentar obtener una reflectancia especular elevada plantea problemas de mantenimiento de las superficies, ya que al estar expuestas a degradación por oxidación, abrasión, suciedad, etc., hará que estos valores se vean reducidos en gran manera, e incluso, el acrílico metalizado llegará a perder parte de la reflectancia debido a la degradación y suciedad del plástico; no obstante su reflectividad tendrá un valor muy aceptable para las superficies especulares, y podrá suponerse que un valor de ρE comprendido entre 0,80 y 0,85 representa un dato que se aproxima mucho a la realidad, teniendo en cuenta una degradación muy rápida del plástico con el paso del tiempo.

En consecuencia, la energía reflejada por cada anillo o por el campo total, se verá afectada por el valor que se asigne a la reflectancia; a la hora de intentar conocer la cantidad de energía que llegará al receptor, hay que hacer notar que en el trayecto, concentrador-receptor, prácticamente no existen pérdidas por absorción, debido a que los gases que

componen el aire son transparentes a todas las radiaciones del espectro solar, excepto el vapor de agua y el CO₂ que son absorbentes específicos, pero que al encontrarse en una proporción muy pequeña no influyen apreciablemente en el balance de energía, por lo que supondremos que sobre la pared del cilindro receptor que recibe la radiación, se obtendrá una cierta temperatura que llamaremos T_{pe} y que va a permitir la vaporización del fluido motor.

TIPO DE SUPERFICIE REFLECTANTE	ρE
Plata electrochapada, nueva	0.96
Aluminio de alta pureza, nuevo	0.91
Aluminio con pintura de SiO, limpio	0.87
Hoja de aluminio de 99.5 de pureza	0.6
Acrílico metalizado interiormente con aluminio nuevo, expuesto durante el año a la radiación solar y a los agentes atmosféricos	0.8

Tabla 4.5 – Características de superficie de heliostato

PÉRDIDAS TÉRMICAS EN EL RECEPTOR

De toda la energía que incide sobre el receptor procedente del concentrador, una parte se perderá a la atmósfera por conducción-convección, y otra por radiación, de forma que tan solo una parte de la radiación incidente será absorbida y transmitida al fluido motor. Puesto que los dos tipos de transmisión de calor tienen lugar en paralelo, la energía recibida por unidad de tiempo y superficie se igualará con las pérdidas totales de calor, en el supuesto de que los alrededores se comporten como cuerpo transparente, es decir,

$$q_i = q_c + q_r + q_F = h_{cF}(T_{pe} - T_0) + \sigma \varepsilon_{pe} T_e^4 + q_F$$

En la que,

q_F es la energía transmitida al fluido motor a la temperatura T_e

q_c es la densidad de flujo térmico por conducción - convección.

q_r es la densidad de flujo de calor por radiación

h_{cF} es el coeficiente convectivo de transmisión de calor

σ es la constante de Stefan-Boltzman

ε_{pe} es el coeficiente de emisión del receptor, que dependerá de su geometría y del material de que esta construido, y que supondremos aproximadamente 0.1

Considerando:

$$q = \sigma \varepsilon_{pe} (T_{pe}^4 - T_0^4)$$

con T_0 temperatura ambiental el error que se comete es del orden del 0.2%, por lo que se puede despreciar.

Con los valores admitidos y establecidos se puede admitir que el receptor se comporta como un cuerpo gris, por emitir a la atmósfera parte de la radiación que recibe, mientras que ésta se comportara como un cuerpo transparente, por cuanto la energía que reciba del receptor no la volverá a emitir ya que algunos de los gases que contiene, capaces de irradiar energía, como el CO_2 y el vapor de agua están en muy pequeña proporción, como sabemos. Podemos considerar que la pérdida de energía que experimenta el receptor por convección natural al aire, más la pérdida por convección forzada del fluido motor, es igual a la diferencia de energía radiante

$$\sigma(T_{pe}^4 - \varepsilon T_{pe}^4)$$

Que resulta de contemplar al receptor como cuerpo negro y cuerpo gris, de superficie (superficie lateral del receptor cilíndrico vertical).

A partir de la ecuación anterior se pueden obtener las temperaturas medias T_{pe} , que adquiriría la superficie del receptor, para las distintas relaciones de concentración que lleguen a él, admitiendo que $\varepsilon_{pe} = 0.1$ que supone una energía disponible del 90% de la incidente, en todos los casos. Si se pretende que la temperatura a alcanzar en el vapor recalentado sea de $550^\circ C$, hay que tener en cuenta que la temperatura del receptor debe ser suficientemente alta para conseguir este estado final del vapor; por esta razón, durante las primeras horas de la mañana; la energía recibida se destinará a la puesta a punto del receptor, mientras que se aprovecharían al máximo las horas de insolación próximas al mediodía, que serán las que proporcionan las máximas densidades de energía sobre el mismo.

Por lo que respecta al coeficiente de transmisión de calor por convección natural h_{ce} sus valores pueden obtenerse con ayuda de las Tablas de constantes termodinámicas de las sales fundidas. Este coeficiente puede determinarse a partir del número de Nusselt, mediante la ecuación.

$$\sqrt[3]{\quad}$$

En donde Gr y Pr son respectivamente los números de Grashoff y Prandtl, k el coeficiente de conductividad térmica del aire y L la altura del cilindro receptor.

Como tanto Gr como Pr y k, dependen de la temperatura, las pérdidas por convección natural del aire, $h_{ce}(T_{pe} - T_0)$, también dependerán de la temperatura y, por lo tanto, de la energía que recibe el receptor.

FUNCIONAMIENTO DE LOS TUBOS VAPORIZADORES Y RECALENTADORES

En lo que sigue, y para estudiar la vaporización del agua y su posterior sobrecalentamiento, haremos las siguientes consideraciones. En los tubos vaporizadores dividimos el proceso en dos partes, en la primera, supondremos un precalentamiento del agua desde la temperatura de entrada en los tubos, por su parte inferior, hasta la temperatura de saturación, necesitándose para ello de una cierta longitud de tubo; en la segunda, se considera la vaporización propiamente dicha, según la cual, el agua pasará desde el estado líquido, hasta otro cercano al de vapor saturado seco, precisándose para ello del resto del tubo vaporizador, recogiénose los vapores en el toro colocado al final de los tubos, en su parte superior, y en donde se procederá a su uniformización como vapor único, dispuesto para ser sobrecalentado en la etapa siguiente. En los tubos recalentadores al no existir cambio de estado, se podrá utilizar una formulación similar a la obtenida en la primera parte del tubo vaporizador.

Por lo que respecta a la vaporización propiamente dicha, al permanecer el fluido a la temperatura de saturación habrá que considerar intervalos de longitud L definidos por intervalos de título de vapor constante, como veremos más adelante.

En el proceso de la transmisión del calor entre la pared externa del tubo, a la temperatura T_e^* y la del fluido a T_{Fj} , hay que considerar dividido dicho proceso en dos partes:

- a) *Transmisión de calor por conducción a través de la pared metálica del tubo*, de espesor e, entre las temperaturas T_e^* y T_{pi} , siendo T_{pi} la temperatura media correspondiente a la pared interna del tubo de longitud L, en contacto con el fluido, de la forma:

$$Q_{Fj} = 2 \pi k_j L \frac{T_{pe}^* - T_{pi}}{\ln \frac{r_e}{r_i}}$$

en la que k_j es el coeficiente de conductividad térmica del material que conforma el tubo.

- b) *Transmisión de calor por convección forzada*, desde la temperatura T_{pi} de la pared bañada por el fluido, a la temperatura T_{Fj} de éste, a través de la correspondiente capa límite, de la forma:

$$Q_{Fj} = 2 \pi r_i L h_{cFj} (T_{pi} - T_{Fj})$$

en la que h_{cFj} es el coeficiente de transmisión de calor por convección forzada a la temperatura T_{Fj} que depende de las características dinámicas del movimiento del fluido, y de las propiedades físicas del mismo, representadas por los números de Re y Pr respectivamente.

$$Q_{Fj} = \frac{T_{pe}^* - T_{pi}}{\frac{1}{2\pi L k_j} \ln \frac{r_e}{r_i}} = \frac{T_{pi} - T_{Fj}}{\frac{1}{2\pi r_i L h_{cFj}}} = 2\pi L \frac{T_{pe}^* - T_{Fj}}{\frac{1}{k_j} \ln \frac{r_e}{r_i} + \frac{1}{r_i h_{cFj}}}$$

de la que se deduce el gradiente de temperaturas correspondiente a la capa límite térmica, pared interior-fluido:

$$T_{pi} - T_{Fj} = \frac{T_{pe}^* - T_{Fj}}{\frac{r_i h_{cFj}}{k_j} \ln \frac{r_e}{r_i} + 1} = \frac{Q_{Fj}}{2\pi r_i L h_{cFj}}$$

y la temperatura a la que circula el fluido:

$$T_{Fj} = T_{pe}^* - \frac{Q_j}{2\pi L} \left(\frac{1}{k_j} \ln \frac{r_e}{r_i} + \frac{1}{r_i h_{cFj}} \right)$$

Expresiones que hay que utilizar para determinar algunas de las constantes termodinámicas del fluido.

Mediante el estudio del flujo térmico radial a través de la superficie cilíndrica, podemos estudiar el flujo térmico cuando la pared exterior mantiene su temperatura constante, mientras que la T_{Fj} varía a lo largo del tubo. Sin embargo, teniendo en cuenta que la longitud característica L se corresponde con las temperaturas en sus extremos definidas por T_{Fj} y T_{Fj+1} , Fig XII.5, la expresión que se obtiene para este tipo de flujo térmico, que es el que realmente acontece, es el correspondiente a un intercambiador de calor en el que la temperatura de uno de los fluidos, el exterior, permanece constante:

$$Q_{Fj} = (UA)_i \frac{\Delta T_{1j} - \Delta T_{2j}}{\ln \frac{\Delta T_{1j}}{\Delta T_{2j}}} = (UA)_i (LMTD), \quad \text{en la que: } \begin{cases} \Delta T_{1j} = T_{pe}^* - T_{Fj} \\ \Delta T_{2j} = T_{pe}^* - T_{Fj+1} \end{cases}$$

Siendo U_i el coeficiente global de transmisión de calor referido a la sección interior del tubo, de la forma:

$$U_i = \frac{1}{\frac{1}{h_{cFj}} + \frac{r_i}{k_j} \ln \frac{r_e}{r_i}}$$

A partir de la ecuación que proporciona el calor intercambiado Q_{Fj} se puede obtener la longitud de tubo necesaria para que el fluido incremente su temperatura desde T_{Fj} hasta T_{Fj+1} intervalo que se puede fijar de antemano.

A partir de la ecuación que proporciona el calor intercambiado Q_{Fj} se puede obtener la longitud de tubo necesaria para que el fluido incremente su temperatura desde T_{Fj} hasta T_{Fj+1} intervalo que se puede fijar de antemano.

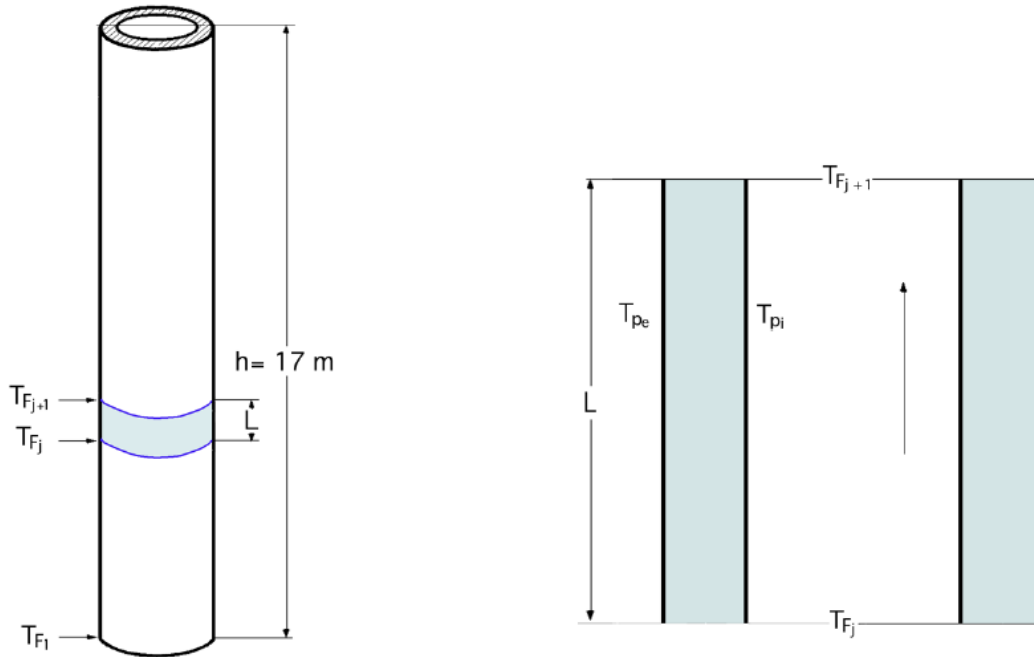


Gráfico 4.22 - Tubo con intervalos de longitud característica L

4.6. SEGUIDOR SOLAR

Para lograr la optimización de la energía obtenida de una instalación de generación basada en el sol existen dos metodologías. La primera consiste en mejorar los componentes internos de sistema del campo solar de manera que su rendimiento aumente. La segunda consiste en aumentar la cantidad de radiación solar recibida por el panel. Para esto se busca que el área del panel fotovoltaico permanezca en posición perpendicular a la radiación lumínica de la fuente de luz.

Cabe aclarar que el objetivo de esta tesis no es el diseño de un seguidor solar pero si es considerado y recalcado el uso de este sistema de seguimiento en base a documentos e investigaciones desarrolladas lo cual permite ser eficientes y optimizar el recurso solar, es por este punto que se adjuntan las simulaciones y se concluye en la utilización de un **SEGUIDOR POLAR DE UN SOLO EJE.**

Utilizando las ecuaciones expuestas anteriormente para calcular el valor del ángulo de azimut y altura del Sol, se puede determinar el ángulo entre el vector de dirección de los rayos del Sol y el vector normal a los módulos en cada seguidor para conocer el rendimiento de los seguidores solares y tener un criterio de selección.

Para este contenido se considerara el tipo de selección de seguidor en base a las simulaciones realizadas en el centro de nacional de investigación y desarrollo tecnológico el cual además sirvió para el desarrollo de un prototipo en sistemas fotovoltaicos.

En el cual se realizó la simulación de generación de energía en Cuernavaca con los datos de radiación obtenidos de la estación de monitoreo del Centro de Investigación en Energía en los puntos extremos del movimiento de latitud del Sol, equinoccio de otoño y primavera y Solsticio de verano e invierno y se obtuvo un promedio de generación de energía por cada mes del año.

El seguidor solar de un eje considerado fue el polar ya que es el que presenta un mejor rendimiento.

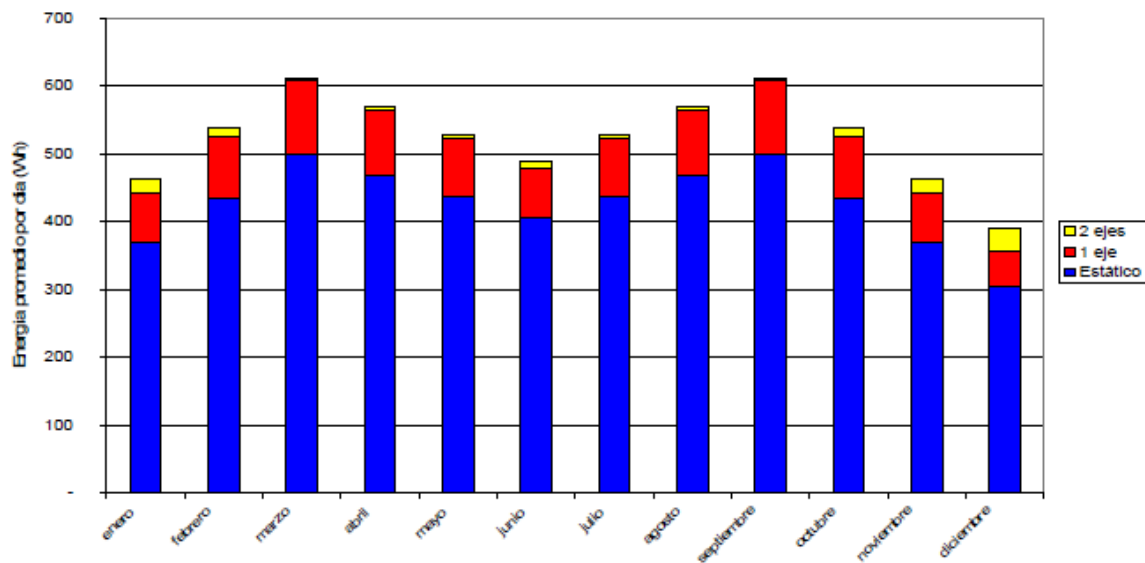


Gráfico 4.23 – Grafico de Barras comparativo de tipo de seguimiento

El gráfico anterior muestra los resultados de la simulación de la que se concluye que el seguidor de un eje que ofrece un mejor rendimiento a lo largo del año es el polar. No se justifica el uso de un seguidor solar de dos ejes debido a que la adición de un segundo eje de movimiento reportaría un incremento muy reducido, y en algunas épocas del año su rendimiento es similar al seguidor polar. Esto se puede observar en la figura que se obtiene de simular la producción de energía por módulos solares por día y en promedio de cada mes. Se eligió entonces la construcción de un seguidor de un eje de movimiento polar.

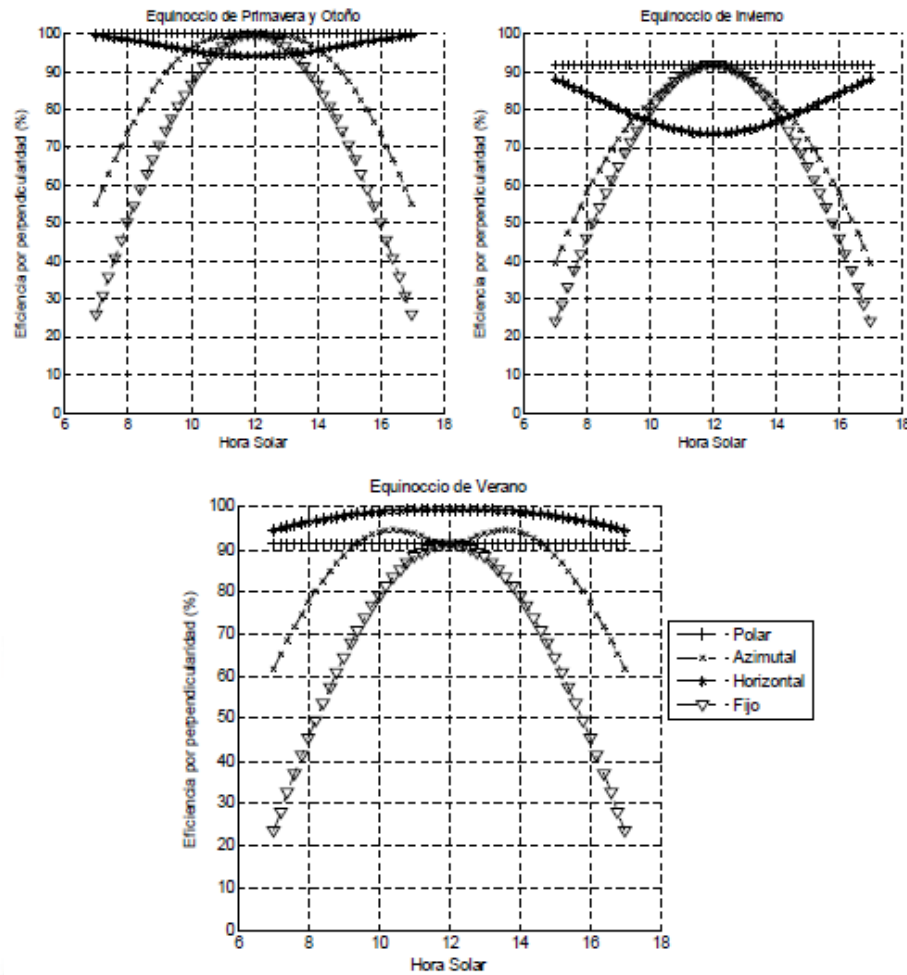


Gráfico 4.24 – Graficas de comportamiento de seguidor por Hora Solar

Idealmente un seguidor solar polar debería recorrer 180° a lo largo de un día, sin embargo este recorrido resulta impráctico debido a que las condiciones orográficas del terreno difícilmente permiten una visualización del plano horizontal completo, además la radiación solar en las primeras y últimas horas del día es reducida y deja de ser conveniente realizar el seguimiento, por lo que se hace necesario realizar una acotación de este ángulo.

Recurriendo nuevamente a la simulación, se reproduce la producción de energía en un día con datos de radiación proporcionados por el Centro de Investigación en Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México, emplazado en Temixco, Morelos. Si a partir de las 16 horas se detiene el seguimiento pero se mantiene la última posición del seguidor, el rendimiento disminuye en promedio solo 2%, por lo que se puede concluir que podemos detener el seguimiento a las 16 horas sin afectar de manera considerable la eficiencia del sistema.

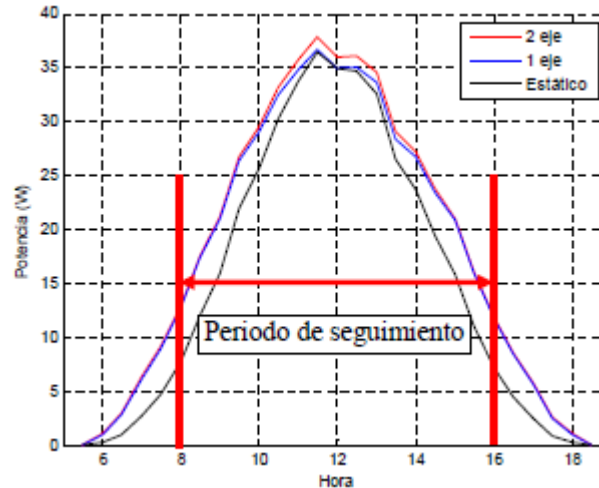


Gráfico 4.25 – Periodo de seguimiento

El Sol se mueve 15 grados cada hora aproximadamente en el plano que contiene su trayectoria, el plano que dibuja la trayectoria del seguidor polar es igual al plano de la trayectoria del Sol, por lo que el seguidor solar se deberá moverse también 15° por hora, por lo que en total durante su periodo de trabajo de debe mover 120°.

4.7. CICLO DE POTENCIA

Para el inicio del cálculo del ciclo de potencia, es importante resaltar que si bien nuestro recurso principal de funcionamiento es el SOL, pero el ciclo de potencia desarrollado es un ciclo rankine común entre las centrales térmicas en nuestro medio. Recordemos que el ciclo rankine o ciclo de vapor se emplea como fluido de trabajo para la turbina vapor lo cual al ingresar a la turbinas y chocar contra sus alabes gira y esto permite generar la energía eléctrica.

La implementación que proponemos es el enlace sol-vapor, el generador de calor ya no será el quemar combustibles sino aprovechar la incidencia solar, este punto es de suma importancia ya que con este dimensionaremos nuestra planta, veremos cómo será el aprovechamiento, su eficiencia así como su factibilidad.

De acuerdo a lo visto en los cursos desarrollados concernientes a este tema, se sabe que para obtener mayores eficiencias en el ciclo rankine, aprovecharemos en utilizar un ciclo regenerativo con recalentamiento, aprovechando una turbina de dos etapas muy desarrollada para este tipo de procesos todo esto con el fin de obtener una eficiencia mayor y con esto un mayor aprovechamiento del sol.

El ciclo final que utilizaremos para esta tesis, es el obtenido tras una serie de iteraciones en donde se evaluaron la eficiencia del ciclo, el flujo másico de vapor y la calidad a la salida de la turbina, puntos importantes en el diseño de este ciclo.

La eficiencia del ciclo permitirá tener claro cuánto es el aprovechamiento del calor transferido de las sales fundidas al agua y que posteriormente serán MW's entregado en bornes a la red.

Este ciclo estará compuesto por una turbina de 2 etapas de la marca siemens es aquí donde aplicamos el recalentamiento entre ambas etapas así como la utilización de intercambiadores entre la fases de expansión de cada etapa de la turbina para poder calentar el agua de alimentación al generador de vapor.

Una vez concluido la etapa de expansión en la etapa de la turbina de baja presión pasara por un condensador lo que permitirá obtener de nuevo líquido saturado y con esto un ciclo cerrado.

Dentro de la etapa regenerativa contaremos con los dos tipos de calentadores, los abiertos y los cerrados redirigiendo el flujo utilizado uno tras de otro conocido como cascada de condensado.

Dentro del proceso de cálculo se realizan varias iteraciones en cuanto se refiere a las presiones y números de extracciones en el ciclo, llegando a la conclusión de llevar 3 calentadores cerrados y 1 abierto, dentro de los cerrado 2 en el lado de baja y 1 en el lado de alta, el calentador abierto hará las funciones de desaireador el cual permitirá la eliminación del oxígeno y otros gases disueltos en el agua de alimentación, en donde los flujos de los calentadores cerrados de baja reingresaran al sistema y es de vital importante adicionalmente a partir de este punto se bombea el agua hacia el generador de vapor. El trabajo de bombeo se realiza en dos etapas una primera del condensador al desaireador no considerando los flujos de las extracciones de la primera etapa de la turbina y una segunda del desaireador al generador de vapor, ambos bombean líquido saturado.

CALCULO TERMICOS

Para el cálculo térmico del ciclo se determina para cada punto del ciclo su entalpia y entropía con ayuda de un complemento de Excel llamado TPX (Thermodynamic Properties for Excel), esto nos sirve de mucha ayuda para el proceso iterativo, ya que al ingresar dos - parámetros sea temperatura – presión, presión – entalpia, presión – entropía o presión – calidad, nos permite conocer las demás condiciones de los otros parámetros.

Además 2 factores importantes utilizados en los calentadores cerrados, los conocidos como diferencia de **temperatura entre terminales (TTD)** el cual relaciona la diferencia entre la temperatura de saturación a la presión de extracción y la temperatura del agua a la salida del intercambiador y la **aproximación de enfriamiento del drenaje (DCA)** el cual relaciona la diferencia entre la entrada de agua al calentador y la salida del vapor que ingreso de la extracción.

Con estos factores y con ayuda del software presentado se calculó todas las propiedades para todos los puntos del proceso como se muestra en el capítulo siguiente.

Aclarando que en el desarrollo de cálculo se lleva los valores isentropicos a su valor real con ayuda de la eficiencia isentropica de la turbina o de la bomba cuyo valor en el mercado oscila entre 0.84 - 0.86, el valor utilizado fue de 0.85. Utilizando así las siguientes fórmulas para estos casos:

En turbina:

$$h_2 = h_1 - \eta_T(h1 - h2s)$$

En bomba:

$$h_2 = h_1 + \frac{h2s - h1}{\eta_B}$$

Estas fórmulas aplicadas para cada paso de la expansión y bombeo dado por el ciclo.

Una vez que tenemos el cuadro final con las principales propiedades del ciclo procedemos al cálculo de los flujos másicos de cada una de las extracciones, los cuales básicamente obedecen a un balance térmico en donde se compara el calor ingresado y el calor saliente.

Al desarrollar cada una de las ecuaciones del sistema se tendrá tantas ecuaciones como variables lo cual nos da resulta un sistema de ecuaciones que al despejarlo obtendremos todos los flujos másicos necesarios para conocer el trabajo de la turbina, trabajo de bombeo, calor cedido por el condensador.

Para determinar la potencia de la turbina se suma las potencias extraídas en cada una de las expansiones realizadas así tenemos:

$$\dot{W}_t = \dot{m}v * (h1 - h2) + (\dot{m}v - \dot{m}x) * (h2 - h3) + \dots$$

Algo similar sucede con la potencia de bombeo que se da en 2 etapas se debe sumar ambas etapas pero teniendo en consideración que el bombeo a la salida del condensador no es del flujo total sino descontando las extracciones del lado de baja presión de la turbina así tenemos:

$$\dot{W}_b = \dot{m}v * (h2 - h1) + (\dot{m}v - \dot{m}x - \dot{m}z) * (h3 - h4)$$

En el condensador se debe considerar que el flujo que ingresa es la diferencia entre el total y las extracciones en la primera etapa de expansión de la turbina y la primera extracción de la segunda etapa.

$$\dot{Q}_{condensador} = (1 - \dot{m}x - \dot{m}y - \dot{m}z) * (h2 - h1)$$

En el generador de vapor ya que contamos con una etapa de recalentamiento para el ingreso al lado de baja de la turbina se sumara ambos ingresos, así tenemos:

$$\dot{Q}_{genvapor} = \dot{m}v * (h2 - h1) + (\dot{m}v - \dot{m}x - \dot{m}y) * (h4 - h3)$$

Para el cálculo del flujo másico total, nos ayudamos de la potencia específica que entrega la turbina y la potencia total a entregar ambos son datos conocidos pero que a su vez están afectados por el rendimiento electromecánico del generador.

$$\dot{m}v_{total} = \frac{\dot{W}_{planta}}{\dot{W}_{turbina} * \eta_{em}}$$

En nuestra tesis el valor de la eficiencia electromecánica es de 0.98 del generador seleccionado para nuestro tipo de ciclo utilizado.

Finalmente y el parámetro que nos sirvió para determinar el ciclo a usar el rendimiento térmico relaciona la potencia que entrega la turbina, la que consume el sistema de bombeo y el calor entregado en el generador de vapor, así tenemos:

$$\eta_{\text{ciclo}} = \frac{W_{\text{turbina}} - W_{\text{bombeo}}}{\dot{Q}_{\text{genvapor}}}$$

TORRE DE REFRIGERACIÓN

Se tomará como guía la forma de cálculo estudiado en el curso de centrales eléctricas 1, cuya guía de referencia [] tenemos lo siguiente:

Para el cálculo del flujo de agua de refrigeración

Si conocemos la cantidad de flujo de vapor y la variación de la entalpia podemos calcular el flujo de calor que necesitamos evacuar, que junto con el Cp y la variación de temperatura considerada como 10 °C entre la temperatura de salida y temperatura de entrada podemos calcular el flujo de agua necesaria.

$$\dot{m}_{\text{cond}} = \dot{m}_v - \dot{m}_x - \dot{m}_y - \dot{m}_z$$

$$\dot{Q}_{\text{condensador}} = (1 - \dot{m}_x - \dot{m}_y - \dot{m}_z) * (h_2 - h_1)$$

Además sabemos:

$$\dot{Q}_{\text{condensador}} = \dot{m}_{\text{total}} * c_{p_{\text{agua}}} * \Delta T_{\text{torre}}$$

Para el cálculo del caudal, aprovechamos la relación con la densidad del agua que es igual a 1000 kg/m³.

$$Q = \frac{\dot{m}}{\rho} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \right]$$

Para el cálculo del flujo de aire

De acuerdo a las condiciones atmosféricas que tenemos en el lugar seleccionado para nuestra central tenemos:

Altura: 1410 m.s.n.m.

Temperatura ambiente: 18 °C

Humedad Relativa: 40%

Las condiciones teóricas de salida del aire de la torre sería una temperatura igual a la que entra el agua de recirculación a la torre y una humedad relativa de 100% pero en la práctica no se alcanzan estas condiciones por lo tanto se considerará que el aire saldrá a una temperatura de bulbo seco igual al promedio de las temperaturas que ingresa y sale el agua de la torre y a una humedad relativa del 95%.

En cuanto a las temperaturas de ingreso y salida del agua de recirculación consideraremos de 40 °C para el ingreso y de 30°C para la salida, así también el agua de reposición ingresara a una temperatura promedio de 18°C.

Realizando balance de masas y balance térmico en la torre obtenemos:

Balance de masas:

$$\dot{G} \quad \dot{G} \quad \dot{m} \quad \dot{m}$$

Sabemos que $(G \text{ aire seco})_1 = (G \text{ aire seco})_2 = (G \text{ aire seco})$, por tanto multiplicamos la ecuación anterior por $(1 / G \text{ aire seco})$ y simplificando términos tenemos:

Balance Térmico:

De ambas ecuaciones podemos calcular el gw:

$$\frac{(w_1 - w_2)}{C}$$

De donde los valores w_1 y w_2 son las humedades específicas del aire que ingresa y sale de la torre de refrigeración en kg vapor/kg aire y gw es el agua de circulación por kg aire seco en kg.

Conociendo estos valores, podemos iniciar con el **dimensionamiento de la torre:**

Para determinar las dimensiones de la torre se usarán las expresiones de la guía de referencia:

$$\frac{\sqrt{H}}{\sqrt{C}} = \frac{D_t}{\sqrt{\Delta}}$$

Dónde: D_t : coeficiente de servicio

A: Área de la base de la torre medida por encima de nivel del agua de pozo

H: Altura de la torre medida por encima del nivel del agua de pozo

Gw: Agua de circulación

Δh : Cambio de entalpia de aire que pasa por la torre
 C_t : Coeficiente de funcionamiento
 ΔT : Cambio de temperatura del agua de circulación
 Δt : Cambio de temperatura de bulbo seco del aire

ALMACENAMIENTO TERMICO

Como se explicó anteriormente y como medio de innovación en este tipo de tecnologías se incluye el cálculo del almacenamiento térmico lo que permitirá un funcionamiento continuo en horas en el que la incidencia solar no cubre los 50 MW.

El uso de las sales fundidas como fluido de trabajo portador del calor del sol nos ayuda en el almacenamiento ya que el calor aprovechado y que no será utilizado para generar vapor será derivado al tanque de almacenamiento.

Estos sistemas cuentan con 2 tanques, un tanque frio y un tanque caliente cada uno de estos controlados a temperaturas, importante sobre todo en el tanque frio ya que si se diera el caso de tener una temperatura muy baja se solidificaría las sales y tendríamos graves problemas, con este fin este sistema de tanque cuentan con líneas de calentamiento eléctrico.

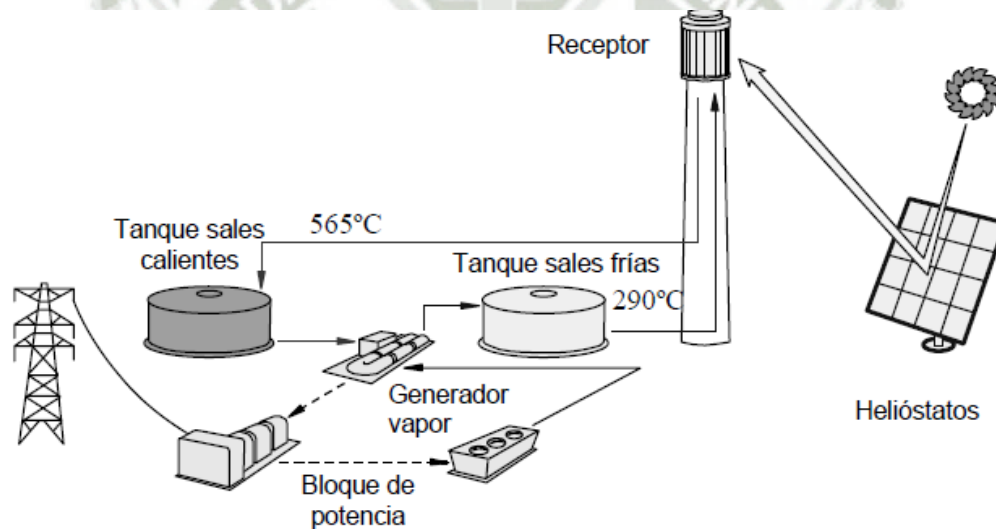


Gráfico 4.26 – Esquema de Almacenamiento

POTENCIA TERMICA

Para determinar cuál es la potencia térmica en el campo solar que requiere el ciclo de vapor. Para ellos es preciso relacionar conceptos como potencia instalada con los diferentes rendimientos que aparecen.

La potencia instalada va a ser aquella que desarrolla el generador de electricidad del ciclo de vapor. Esta es la potencia que se tiene a la salida de toda la central termosolar y que se vierte al sistema de distribución de la red eléctrica.

Sabemos que la potencia en el eje de la turbina será:

$$\dot{W}_{eje} = \frac{\dot{W}_{electrica}}{\eta_{mec}}$$

A este valor necesitamos aplicarle la eficiencia del ciclo térmico y con esto podremos saber cuánta potencia térmica proveniente del sol se requiere, así tenemos:

$$\dot{Q}_{termico} = \frac{\dot{W}_{eje}}{\eta_{ciclo}}$$

Conociendo el valor necesario de cuanto calor térmico proveniente del sol necesitamos se utilizaran para el cálculo del campo solar y demás parámetros como heliostatos torre central entre otros.

En este tipo de centrales basadas en el recurso solar se habla mucho de un factor importante que nos ayudara a saber cuánto podemos almacenar, conocido como **MÚLTIPLO SOLAR**, el cual muestra el calor adicional que se podría almacenar en función de todas las eficiencias, así también se podrá aumentar o disminuir de acuerdo a la necesidad y las condiciones del sitio, la relación con la que se obtiene este factor es:

$$MS = \frac{\dot{Q}_{solar}}{\dot{Q}_{termico}}$$

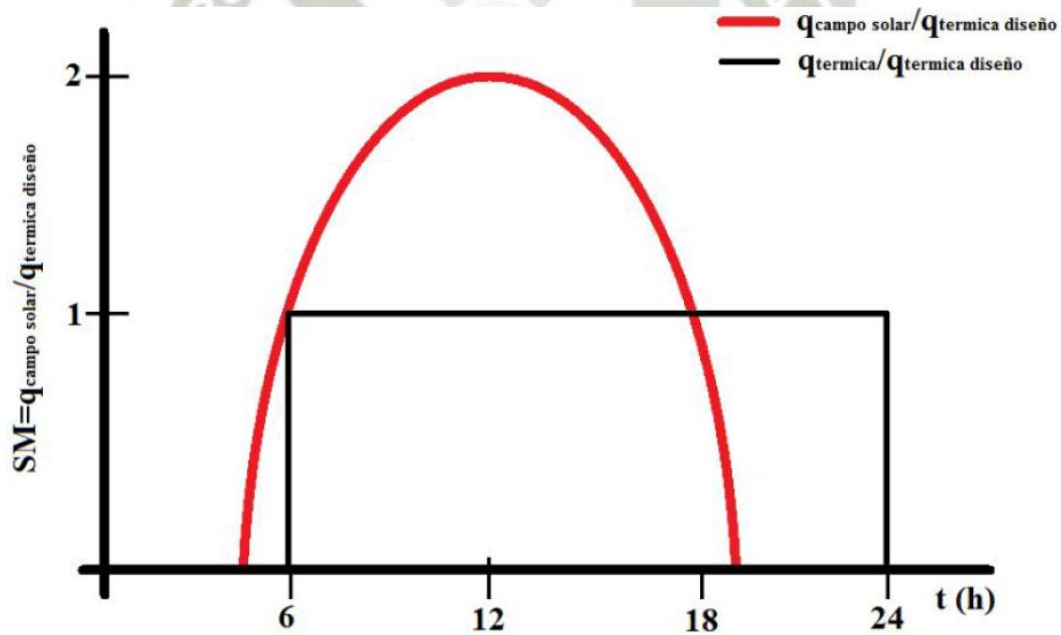


Gráfico 4.27 – Múltiplo Solar

Este grafico representa el calor obtenido por el sol en distintas horas y lo compara con la potencia base necesaria con eso podemos saber cuántas veces más se obtiene de potencia en las distintas horas, el área bajo la curva y sobre el rectángulo negro es el calor que podemos almacenar.

Conociendo estos datos podemos iniciar con el diseño de los tanques de almacenamiento.

La potencia excedente procedente del campo solar aporta una energía útil que se puede utilizar a posteriori. Ello desemboca en el concepto de capacidad de almacenamiento, que constituye el tiempo que la central opera ante la falta de Sol.

Se trata de uno de los parámetros que se suelen determinar como dato de partida a la hora de realizar el diseño de una instalación de estas características. A partir de este valor se determina el número de lazos que componen el campo solar y consecuentemente, el múltiplo solar.

La potencia térmica útil obtenida por medio de los cálculos térmicos se puede graficar para obtener una figura con las mismas características que la figura anterior nada más que dividiendo los resultados por la potencia térmica necesaria en el campo solar. De este modo, el área entre ambas curvas en el tramo donde la potencia del campo solar está por encima de la de diseño, es decir, en el tramo donde el múltiplo solar sea mayor que la unidad, determina la energía sobrante que se puede enviar hacia el sistema de almacenamiento.

La evaluación de dicha área se realiza de forma aproximada empleando el método de la integral de Riemann. Se divide la gráfica en diferentes tramos, uno por cada hora del día calculándose el área que está encerrada entre la curva de múltiplo solar igual a uno y la curva de la potencia útil. Este procedimiento se lleva a cabo a partir de la siguiente ecuación, aproximando la energía que se acumula en cada hora.

$$\frac{\dot{Q}_{almc}}{hora} = (\dot{Q}_{solar} - \dot{Q}_{termico}) * 3600$$

Así, si tenemos cuanto se puede almacenar cada hora si sumamos a lo largo de todo el día podemos obtener el almacenamiento total.

$$\frac{\dot{Q}_{almc}}{total} = \sum \frac{\dot{Q}_{almc}}{hora}$$

A partir de este resultado, es fácil determinar la capacidad de almacenamiento, nada más que dividiendo la energía total almacenada entre la potencia térmica de diseño.

$$t_{almc} = \frac{\dot{Q}_{almc}/total}{\dot{Q}_{termico}}$$

Por último, calculamos de las dimensiones que deben tener los tanques correspondientes. El volumen y por lo tanto, las dimensiones de los tanques de almacenamiento se obtendrán a partir de la energía que es necesario almacenar. Dicha energía se acaba de obtener. De este modo, se puede calcular la masa de sales fundidas que son necesarias nada más que aplicando la ecuación del balance de energía.

$$Q_{almac.total} = m_{almac} \cdot \int_{T_{fria}}^{T_{caliente}} c_{pf}(T) dT$$

Las temperaturas que aquí a parecen son las de los tanques de almacenamiento. Puesto que el calor específico apenas varía con la temperatura para el caso del fluido utilizado, se

toma un valor constante determinado por el fabricante. La expresión anterior se reduce y la masa a almacenar se puede calcular como

$$m_{almac} = \frac{Q_{almac.total}}{c_{pf} \cdot (T_{caliente} - T_{fría})}$$

Conocida la masa que es preciso almacenar, por medio de la densidad se puede obtener el volumen que ocupa el fluido. En este punto habrá que distinguir entre el tanque frío y el tanque caliente, puesto que las densidades serán diferentes en cada caso.

El hecho de trabajar con las sales a altas temperaturas sometidas a variabilidades en estas y con equipos de alto coste, hace que sea necesario considerar un margen de seguridad con respecto al volumen anterior. Por ello, dicho valor se usará un coeficiente del 20% para tener en cuenta incrementos de temperatura indeseados y fuera de lo común y, para prever el espacio ocupado por los intercambiadores de calor que se introducen en los tanques para evitar que, ante una bajada de temperatura, la sal llegue a solidificarse.

$$V_{almac} = \frac{m_{almac}}{\rho_f}$$

La forma que optimizaría este proceso sería la esférica, minimizando al máximo la superficie de contacto. Ante la dificultad de construir depósitos con dicha forma, se opta por elegir la forma cilíndrica.

De esta forma se ha reducido el problema a un simple cálculo de optimización donde se busca el mínimo de la función superficie del cilindro.

$$f(R_{tan}, h_{tan}) = 2 \cdot \pi \cdot R_{tan}^2 + 2 \cdot \pi \cdot R_{tan} \cdot h_{tan}$$

$$V_{almac} = \pi \cdot R_{tan}^2 \cdot h_{tan}$$

$$f(R_{tan}) = 2 \cdot \pi \cdot R_{tan}^2 + 2 \cdot \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{R_{tan}}$$

Con el fin de hallar el mínimo valor y optimizar dimensiones, se deriva e iguala a cero. Finalmente se despeja el valor del radio del tanque.

$$f'(R_{tan}) = 4 \cdot \pi \cdot R_{tan} - 2 \cdot \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{R_{tan}^2} = 0$$

$$R_{tan} = \sqrt[3]{\frac{V_{almac} \cdot 1,15}{2 \cdot \pi}}$$

$$h_{tan} = \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{\pi \cdot R_{tan}^2}$$

CAPITULO 5

ANALISIS DE RESULTADOS

En este capítulo, plasmamos lo explicado en el capítulo anterior y adjuntamos los valores obtenidos en base al método de cálculo presentado para esta tesis, así tras haber primero explicado en un marco teórico toda la información sobre funcionamiento y estado de cada componente en cuanto a tecnología solar y como se calcularían procedemos a mostrar la estructura de cálculo, diseño para nuestra central termosolar.

5.1. UBICACIÓN

Con ayuda del programa Google Earth y con los datos mencionados en el capítulo anterior llegamos a la conclusión que el mejor punto donde se debe desarrollar nuestra central térmica solar es en los siguientes puntos de latitud y longitud.

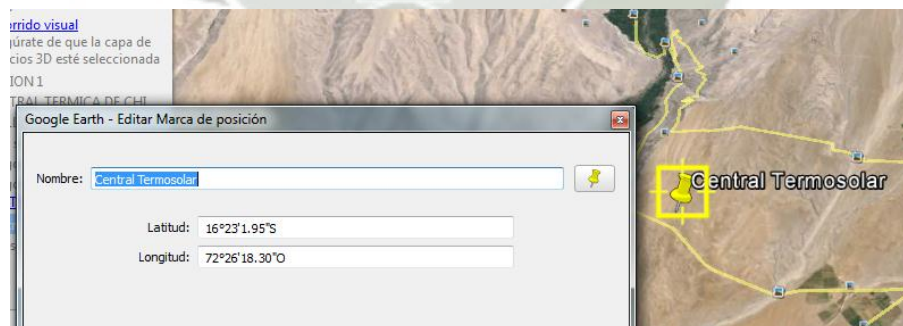


Gráfico 5.1 – Coordenadas de Ubicación de Central



Gráfico 5.2 – Vista Satelital de lugar seleccionado

5.1.1. Datos Meteorológicos

De acuerdo al atlas solar presentado por SENAMHI, tenemos.

MES	HS	HP	N
Enero	05:40	18:39	13.0
Febrero	05:56	18:32	12.6
Marzo	06:03	18:14	12.2
Abril	06:08	17:52	11.7
Mayo	06:15	17:37	11.4
Junio	06:25	17:36	11.2
Julio	06:28	17:44	11.3
Agosto	06:17	17:52	11.6
Septiembre	05:55	17:55	12.0
Octubre	05:32	17:59	12.5
Noviembre	05:19	18:10	12.9
Diciembre	05:23	18:28	13.1
Promedio	05:56	18:03	12.13

Tabla 5.1 – Datos Solares

Fuente: SENAMHI

Donde HS: hora de salida del sol, HP: hora de puesta del sol y N: duración en horas del sol en el día.

Irradiación Solar Diaria

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	LAT. Gra.	ALT. m
Arequipa	Arequipa	Arequipa	16.3	2150
Arequipa	Arequipa	Characato	16.4	2451
Arequipa	Arequipa	Pampa de Majes	16.5	140

ALT. m	IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL EN kWh/m2												MEDIA ANUAL kWh/m2
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
2150	5.4	5.1	5.0	5.2	4.5	4.4	4.5	5.1	5.7	6.1	6.5	6.2	5.3
2451	5.2	5.0	5.2	5.1	4.6	4.4	4.6	5.2	5.7	6.6	6.5	5.9	5.3
140	5.8	5.5	5.7	5.4	4.7	4.5	4.8	5.3	5.0	6.7	6.6	6.4	5.6

	Radiación solar (kWh/M2)		
	Min	Max	Promedio
05:00	0.0	0.0	0.0
06:00	0.5	1.8	1.2
07:00	1.3	3.5	2.4
08:00	2.7	5.7	4.2
09:00	5.5	8.2	6.9
10:00	7.8	10.5	9.2
11:00	9.2	12.1	10.7
12:00	10.0	12.9	11.5
13:00	9.2	12.0	10.6
14:00	7.6	10.4	9.0
15:00	5.2	8.1	6.7
16:00	2.8	5.5	4.2
17:00	1.0	2.7	1.9
18:00	0.0	0.0	0.0
Promedio	4.5	6.7	5.6

Tabla 5.2 – Irradiación Lugar de la Central

Fuente: Energía Solar Térmica - Green Energy Consultoría y Servicios SRL

Estos datos nos servirán para el cálculo del sistema de almacenamiento y por consiguiente del cálculo térmico y óptico necesario, para el análisis se ha considerado los días en los que hubo mayor, menor y promedio nivel de incidencia solar en el lapso de 05:00 a 18:00 horas.

PROPIEDADES FÍSICAS DE LA SAL USADA

Propiedades físicas de la sal HITEC							
Temp. (°C)	Dens. (kg·m ⁻³)	Visc. (kg·m ⁻¹ ·s ⁻¹)	Cond. tér. (W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)	Temp. (°C)	Dens. (kg·m ⁻³)	Visc. (kg·m ⁻¹ ·s ⁻¹)	Cond. tér. (W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)
T_f	ρ_f	μ_f	k_f	T_f	ρ_f	μ_f	k_f
150	1970	0,01600	0,4419	310	1859	0,00300	0,3892
160	1968	0,01200	0,4402	320	1850	0,00285	0,3822
170	1960	0,01050	0,4393	330	1842	0,00265	0,3770
180	1955	0,00900	0,4364	340	1836	0,00260	0,3701
190	1947	0,00810	0,4341	350	1828	0,00238	0,3632
200	1940	0,00740	0,4350	360	1821	0,00220	0,3563
210	1931	0,00698	0,4341	370	1814	0,00210	0,3493
220	1921	0,00610	0,4324	380	1805	0,00195	0,3430
230	1910	0,00560	0,4307	390	1795	0,00185	0,3364
240	1905	0,00505	0,4281	400	1788	0,00170	0,3321
250	1902	0,00460	0,4251	410	1783	0,00165	0,3234
260	1893	0,00440	0,4212	420	1775	0,00160	0,3156
270	1882	0,00400	0,4151	430	1770	0,00150	0,3113
280	1880	0,00380	0,4082	440	1762	0,00140	0,3053
290	1870	0,00330	0,4021	450	1755	0,00134	0,2984
300	1865	0,00325	0,3943				
C. esp. (J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹)				1562			
c_p							

Tabla 5.3 – Propiedades Físicas de Sal Usada

FUENTE: Coastal Chemical Company

5.2.CALCULOS OPTICOS

Veremos el cálculo realizado para el número de heliostatos y los datos necesarios también el cálculo del receptor de torre central:

Diseño de heliostatos:

Parámetros iniciales:

En consecuencia, se define el ángulo de latitud de la instalación como:

$$\phi = 16,383875^\circ$$

Con una irradiación promedio de:

$$I_d = 1020 \text{ W/m}^2$$

Se consideró el día 23 de septiembre con más radiación solar que es solsticio de primavera en nuestro hemisferio:

$$N = 266$$

$$t_s = 12 \text{ h}$$

Obteniendo la siguiente distribución de heliostatos, para obtener este resultado se realizó un programa en matlab; el código se adjunta en el anexo.

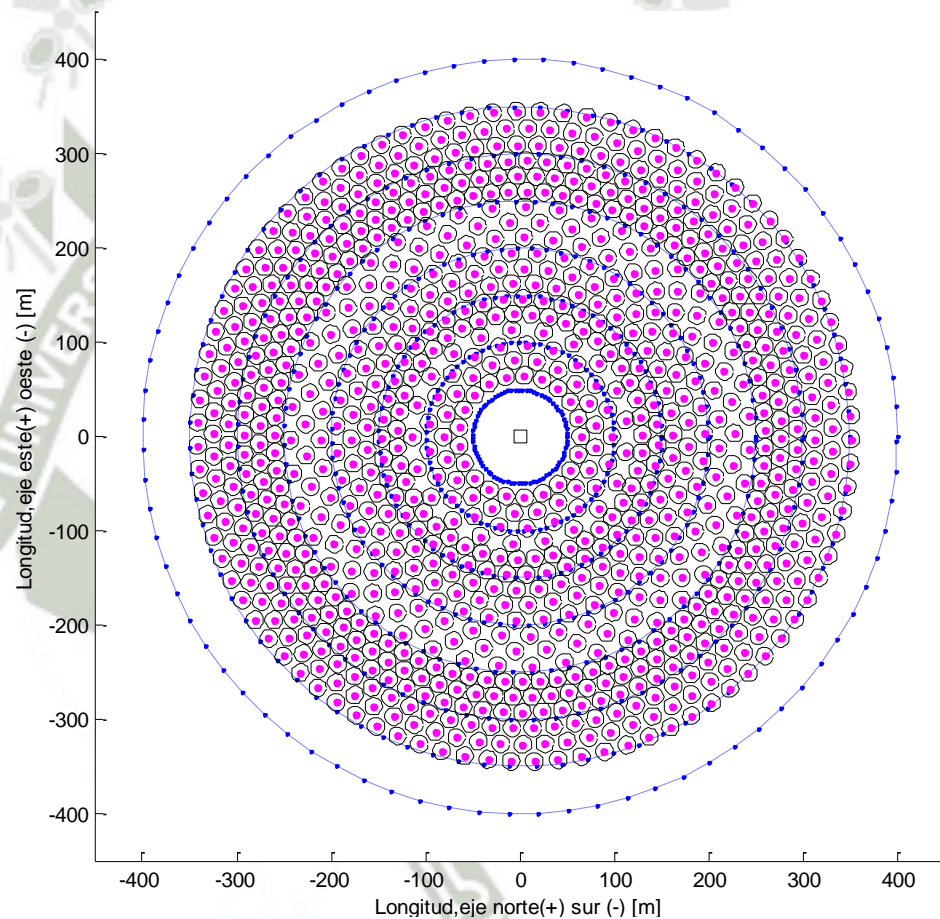


Gráfico 5.3 – Distribución de Heliostatos

Se observa la distribución de heliostatos cuyos datos de entrada se calcularon anteriormente, influye también las dimensiones del receptor solar para obtener una distribución más precisa, recordemos que la cantidad de heliostatos son 6500.

RESULTADOS DEL RECEPTOR SOLAR:

Para, $H=175$ m y $l=10$ m se obtiene,

$$\varphi = 1.7236 + 6.1444 \cos \theta_t \Rightarrow D_{10} = 18.23 \text{ m} ; \hat{r} = 11.2012$$

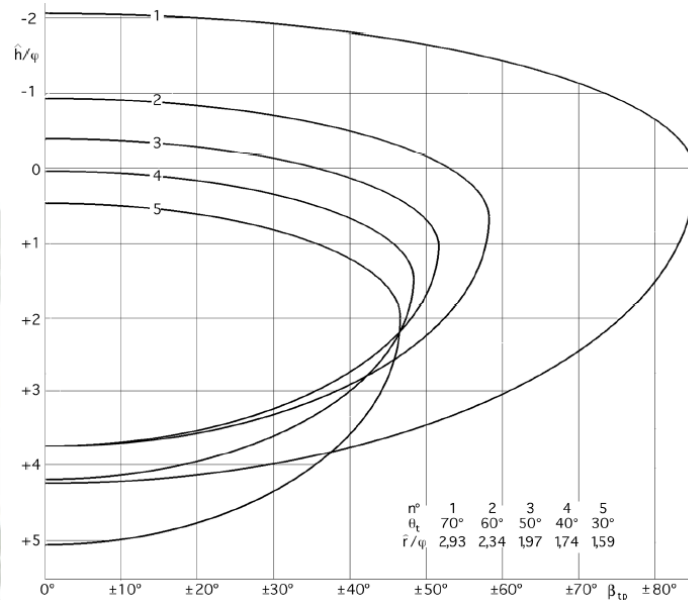


Gráfico 5.4 - Localización acimutal de los espejos β_{tp} , $H = 175$ m; $l = 10$ m; $\varphi = 1,7236 + 6,1444 \cos\theta_t$

Al tabular y reemplazar los valores se obtiene la siguiente tabla

D(10) = 18.23 m ; l=10 m ; H=175 m					
θ_t	70°	60°	50°	40°	30°
φ	3.8251	4.7958	3.6982	6.4305	7.0448
\hat{r}/φ	2.93	2.34	1.97	1.74	1.59

Tabla 5.4 – Ángulos Heliostatos

Fuente: Elaboración Propia

Para $l=10$ m se consiguen valores de visibilidad azimutal de los espejos β_{tp} superiores a los obtenidos para $l=5$ m; si l fuese infinitamente grande, se estaría en el caso limite $\beta_{tp} = \pm 90^\circ$. Para que el receptor capte todo el flujo solar reflejado por el concentrador, tiene que cumplirse que $\beta_{tp}=0$, para cada espejo, compatible con $\frac{\hat{h}}{\varphi}$ máximo, siendo θ_{tM} el caso extremo mas desfavorable, para el que se encuentra,

$$\frac{\hat{h}}{\varphi} = \operatorname{cosec} \theta_{tM} \left(\frac{\hat{r}}{\varphi} \cos \theta_{tM} \pm \sec \theta_{tM} \right)$$

Y como, $\theta_{tM} = 70^\circ$; $\hat{r} > 0$; $\varphi > 0$, resulta:

$$\frac{\hat{r}}{\varphi} \cos \theta_{tM} > 0; \frac{\hat{r}}{\varphi} > \sec 70^\circ; \frac{\hat{r}}{\varphi} > 2.9238$$

Para $\theta_{tM} = 70^\circ$, el valor de $\frac{\hat{r}}{\varphi} = 3.1007$, dice que el receptor cuyas dimensiones se han fijado anteriormente captarán toda la energía que se le envíe por el campo concentrador.

Si las dimensiones del receptor fuesen tales que $\frac{\hat{r}}{\varphi} < 2.9238$, este estaría expuesto a un flujo solar menor, ya que no interceptaría toda la radiación reflejada por el concentrador.

$$\text{Para } D_{10} = 18.23 \text{ metros}; h_{10} = 26.50 \text{ metros}$$

COMPONENTES DEL RECEPTOR DE ENERGÍA

En los cálculos desarrollados en los capítulos anteriores se ha considerado al receptor cilindro vertical de 14 metros de diámetro y 17 metros de altura. Para proceder a su diseño como cambiador de calor y generador de vapor recalentado, de entre los innumerables modelos que podemos imaginar, vamos a suponer uno constituido por una serie de tubos de acero refractario de gran resistencia mecánica a las altas temperaturas, y de un grosor capaz de soportar altas presiones. Como la circunferencia del cilindro receptor tiene un diámetro de 14 metros y los tubos estándar de acero pueden tener, por ejemplo, un diámetro interior de 150 mm, y un diámetro exterior de 190 mm, por lo que resultaría un total de 228 tubos, en disposición vertical, y cuya longitud coincide con la altura del receptor, 17 metros, de forma que constituyan la pared lateral del mismo; la parte interior del receptor quedaría hueca.

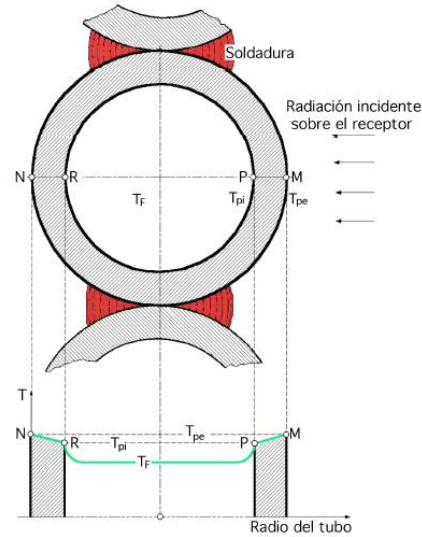


Gráfico 5.5 - Temperaturas sobre los tubos que conforman la periferia del receptor

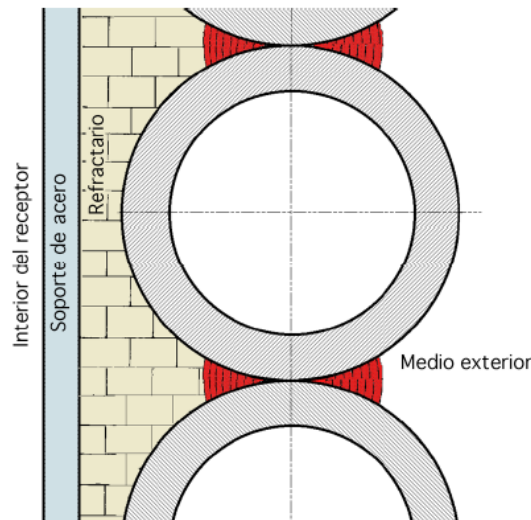


Gráfico 5.6 - Aislamiento de los tubos

PÉRDIDAS TÉRMICAS EN EL RECEPTOR

En la Tabla se indican las temperaturas que alcanzaría la superficie del receptor para distintas potencias de incidencia sobre el mismo, así como las pérdidas que experimentaría el receptor por radiación en %, suponiendo que no es una superficie ondulada, sino cilíndrica.

Tabla 5.5 – Pérdidas Térmicas

Potencia incidente (MW)	50
Temperatura receptor °C	770
Pérdidas por radiación %	10

Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente tabla se resumen los valores para nuestra central termosolar se indican estas pérdidas para diversas potencias incidentes, sus porcentajes, y los correspondientes a las pérdidas totales a la atmósfera, para las posiciones aparentes más bajas del Sol, no sólo se reflejaría menos energía, sino que también el porcentaje de pérdidas sería mayor.

El cálculo respectivo para nuestro receptor de 50 MW es el siguiente
Temperatura para el cálculo de las propiedades del aire:

$$\hat{T} = \frac{T_{pe} + T_0}{2} = \frac{1203 + 20}{2} = 611,5^{\circ}\text{C}$$

Número de Prandtl: $Pr_{611,5^{\circ}\text{C}} = 0,7$

Conductividad térmica del aire:

$$k_{aire} = 0,069 \frac{\text{Kcal}}{\text{h.m}^{\circ}\text{C}} = 8,022 \cdot 10^{-5} \frac{\text{kW}}{\text{m}^{\circ}\text{C}}$$

$$\beta = \frac{1}{273 + \frac{T_{pe} + T_0}{2}} = \frac{1}{273 + \frac{1203 + 20}{2}} = 1,13 \cdot 10^{-5}$$

$$\Delta T = T_{pe} - T_0 = 1203 - 20 = 1183^{\circ}\text{C}$$

Viscosidad cinemática del aire:

$$\nu_{aire} = 213 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{seg}}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ de Grashoff: } Gr = \frac{g \beta \Delta T L^3}{\nu^2} = \frac{9,8 \times 1,13 \cdot 10^{-5} \times 1183 \times 17^3}{(213 \cdot 10^{-6})^2} = 1,42 \cdot 10^{12}$$

$$h_{ce} = 5,40 \frac{\text{Kcal}}{\text{h m}^2 \text{ }^{\circ}\text{C}}$$

Las pérdidas térmicas por convección natural para la pared cilíndrica son:

$$q_e = 6,27 \cdot 10^{-3} \times 747,7 \times 1183 = 5,5 \text{ MW}, \text{ para 50 MW incidentes.}$$

En la siguiente tabla se resumen los valores para nuestra central termosolar se indican estas pérdidas para diversas potencias incidentes, sus porcentajes, y los correspondientes a las pérdidas totales a la atmósfera, para las posiciones aparentes más bajas del Sol, no sólo se reflejaría menos energía, sino que también el porcentaje de pérdidas sería mayor.

Potencia Incidente (MW)	50
Perdidas de convección natural en (MW)	5.5
Perdidas de convección natural en %	2.75
Pérdidas totales en %	13

Tabla 5.6 – Resultado de Pérdidas Campo Solar

Fuente: Elaboración Propia

Teniendo en cuenta todas estas pérdidas, podemos considerar al receptor como un cuerpo negro, de temperatura:

$$T_{pe}^* = \sqrt[4]{\frac{Q_r}{\sigma A_R} + T_0^4}$$

en donde T_0 es la temperatura ambiente y Q_r representa la energía disponible por el receptor, o sea:

$$Q_r = A_R \{ (\sigma T_e^4 - \sigma \varepsilon T_e^4) - h_{ce} (T_e - T_0) \}$$

Para nuestro caso que requerimos un potencia de 50 MW obtenemos los temperatura de 580 °C.

Conductividad térmica de los tubos.- Para determinar la conductividad térmica del acero de los tubos, hacemos uso de la ecuación de B.Kock de la forma:

$$k_j = \frac{k_0}{1 + \xi_1 + \xi_2 + \dots + \xi_n}$$

En la que k_0 es la conductividad térmica del metal base componente fundamental de la aleación, a una temperatura determinada, y $\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_n$, unos factores característicos de los metales adicionales de la aleación, y que dependen de los porcentajes en que se encuentren. Por lo que respecta al valor de k_0 se puede determinar por Tablas o por gráficas; en particular, si consideramos que estos tubos están fabricados, por ejemplo, con el acero F-321 según las normas españolas del Instituto del Hierro y del Acero, cuya composición química, en % es aproximadamente la siguiente:

$$C = 0,45 ; Mn = 1,2 ; Si = 1,3 ; Ni = 13,5 ; Cr = 13,5 ; W = 3 ; P = 0,03 ; S = 0,04$$

Así se obtiene:

$$\xi C = 0,24 ; \xi Mn = 0,56 ; \xi Si = 0,86 ; \xi Ni = 2,02 ; \xi Cr = 1,50 ; \xi W = 0,16$$

La línea representativa de la conductividad térmica del hierro puro, puede considerarse como una recta en el intervalo de temperaturas que estamos utilizando de la forma:

$$k_0 = - 0,03125 T + 50$$

en la que T viene dada en °C; la ecuación que define k_j quedará en la forma:

$$k_j = \frac{- 0,03125 T + 50}{6,34}$$

Coefficiente de convección.- Para estudiar el coeficiente h_{cF} de transmisión de calor, desde la pared interna del tubo cilíndrico al fluido que circula por su interior en convección forzada en régimen turbulento, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones:

En *tubos lisos*, la ecuación de Dittus-Boelter:

$$Nu = 0,023(Re)^{0,8}(Pr)^{0,4} \Rightarrow h_{cF} = 0,023 \frac{k_F}{d_i} (Re)^{0,8}(Pr)^{0,4}, \text{ para: } \begin{cases} 0,7 < Pr < 160 \\ Re > 10.000 ; \frac{L}{d} > 60 \end{cases}$$

Una correlación que permite una precisión aún mayor que la de Dittus-Boelter, es la de Polley, de la forma:

$$St = \exp \{-3,796 - 0,205 \ln Re - 0,505 \ln Pr - 0,0225 (\ln Pr)^2\}, \text{ con: } 0,5 < Pr < 3.000$$

En *tubos rugosos*, se puede utilizar la ecuación de Petukhov de la forma:

$$\text{en el campo: } \begin{cases} 10^4 < Re < 5 \cdot 10^6 ; 0,5 < Pr < 200 ; \text{error: } 5 \text{ a } 6 \% ; 0 < \frac{\eta_F}{\eta_{pF}} < 40 \\ 10^4 < Re < 5 \cdot 10^6 ; 0,5 < Pr < 2000 ; \text{error: } 10 \% ; 0 < \frac{\eta_F}{\eta_{pF}} < 40 \end{cases}$$

$$\text{valores de } n: \begin{cases} n = 0,11 \text{ para calentamiento con } T_{pF} \text{ uniforme} \\ n = 0,20 \text{ para enfriamiento con } T_{pF} \text{ uniforme} \\ n = 0 \text{ para flujo de calor uniforme, o gases} \end{cases}$$

$$\text{y valores del coeficiente de fricción: } \begin{cases} Re < 2 \cdot 10^4 \Rightarrow \lambda = 0,316 Re^{-0,25} \\ Re > 10^4 \Rightarrow \lambda = (1,82 \lg Re - 1,64)^{-2} \\ 2 \cdot 10^4 < Re < 3 \cdot 10^5 \Rightarrow \lambda = 0,184 Re^{-0,2} \\ \text{Hermann: } 7 \cdot 10^4 < Re < 10^6 \Rightarrow \lambda = 0,0054 + 0,369 Re^{-0,3} \end{cases}$$

tomándose las propiedades del fluido a la temperatura media T_F , excepto η_{pF} que lo es a la temperatura de la pared T_{pF} ; el parámetro η_c se utiliza para expresar el efecto de la diferencia de temperaturas del fluido T_F , y de la pared T_{pF} , sobre las propiedades del fluido y se aplica en aquellos casos en que la viscosidad del fluido cambie marcadamente con la temperatura, $\eta = \eta(T)$; en muchos casos, η_c se considera la unidad, siendo de interés en los fluidos muy viscosos.

También en tubos rugosos se puede utilizar la ecuación de Von Kàrmàn, de la forma:

$$h_{cF} = \frac{c_F u_F}{8} \frac{\lambda}{(1 + 5 \sqrt{\frac{\lambda}{8}}) \left\{ (Pr - 1) + \ln \frac{5 Pr + 1}{6} \right\}}$$

En la que λ viene determinada por las mismas ecuaciones anteriores.

Velocidad de entrada del agua en los tubos.- Con la formulación así desarrollada, si por asumimos que la energía incidente sobre el receptor fuera de 50 MW, la energía que sería absorbida por éste, para unas pérdidas a la atmósfera del 13%, sería de 6.5 MW. Como hemos fijado el número de tubos en 228, a cada uno le

corresponderá un flujo térmico de, $Q_R = 656.700 \text{ Kcal/h}$, y teniendo en cuenta que en cada tubo vaporizador se parte de una entalpía específica inicial del agua de 204 Kcal/kg , mientras que la entalpía del vapor saturado seco al final del tubo es de $625,6 \text{ Kcal/kg}$, la cantidad de agua que vaporizará por hora y por tubo, será:

$$G = \frac{Q_R}{i_{vs} - i_l} = \frac{656.700 \frac{\text{Kcal}}{\text{hora}}}{(625,6 - 204) \frac{\text{Kcal}}{\text{kg}}} = 1557 \frac{\text{kg}}{\text{hora}}$$

Y como el número de tubos vaporizadores es $2/3$ del total, es decir, 152, la cantidad total de agua a vaporizar por hora será de $236,75 \text{ Tm/hora}$.

La velocidad de entrada del agua en cada uno de los tubos la calculamos a partir del gasto correspondiente:

$$u_F = \frac{G v_L}{S_{transv}} = \frac{1557 \frac{\text{kg}}{\text{seg}} \times 0,001157 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}}{0,0177 \text{ m}^2} = 0,028 \frac{\text{m}}{\text{seg}}$$

en la que v_L es el volumen específico del agua a 200°C y 150 Atm de presión, y S_{transv} la sección transversal del tubo vaporizador correspondiente a $d_i = 0,15 \text{ m}$. El valor de la velocidad así obtenida es muy bajo si se la compara con el correspondiente a otros vaporizadores acuatubulares de centrales térmicas convencionales, por lo que los coeficientes de convección serán también relativamente muy bajos.

5.3. CALCULOS TERMICO

Para esta parte del cálculo tal como se explicó en el capítulo anterior se realizaron las distintas iteraciones para obtener el ciclo final, recordar que todas las unidades en los cuadros de iteración están en las siguiente unidades Temperatura $T [^\circ\text{C}]$, Presión $P [\text{Bar}]$, Densidad $\rho_H [\text{kg/m}^3]$, Volumen Especifico $v [\text{m}^3/\text{kg}]$, Energía Interna $U [\text{kJ/kg}]$, Entalpía $H [\text{kJ/kg}]$, Entropía $S [\text{kJ/kg } ^\circ\text{C}]$; así tenemos:

ITERACION 1

	1	2s	2	3	4s	4
T	500.000	41.554	41.554	41.554	41.861	42.289
P	100.000	0.080	0.080	0.080	100.000	100.000
PHO	30.501	0.070	0.064	991.616	995.831	995.657
V	0.033	14.235	15.716	0.001	0.001	0.001
U	3045.790	1949.459	2134.159	174.026	174.048	175.820
H	3373.653	2063.342	2259.889	174.034	184.090	185.864
S	6.597	6.597	7.221	0.593	0.593	0.599
X	1.000	0.786	0.868	0.000	0.000	0.000

Tabla 5.7 – Iteración 1 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

Para esta Iteración se está considerando un ciclo simple Rankine con su turbina, condensador y generador de vapor sin extracciones, con estas consideraciones y valores de entrada se calcularon los siguientes parámetros por unidad de vapor:

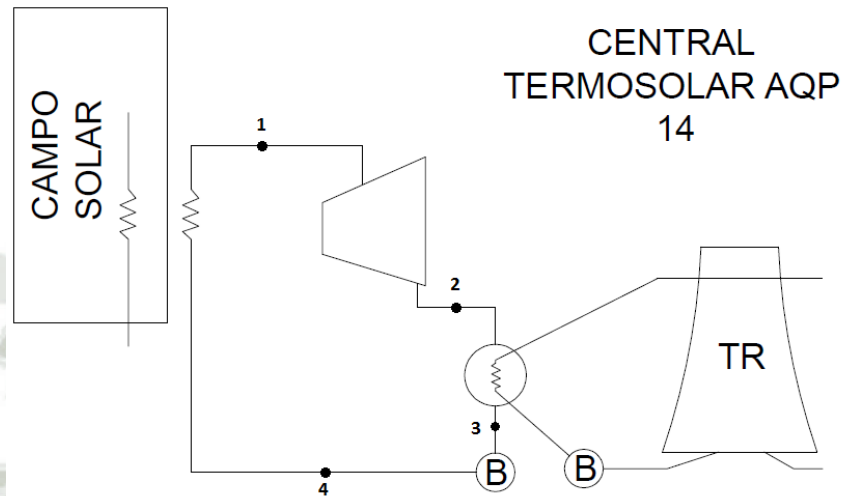


Gráfico 5.7 – Diagrama del ciclo Iteración 1

POTENCIA DE TURBINA

$$\dot{W}_T = 1310.31 \text{ kW}$$

POTENCIA DE BOMBEO

$$\dot{W}_B = 11.83 \text{ kW}$$

ENERGÍA ENTREGADA AL GENERADOR DE VAPOR

$$\dot{Q}_T = 3187.79 \text{ kW}$$

ENERGÍA ENTREGADA EN EL CONDENSADOR

$$\dot{Q}_C = 2085.85 \text{ kW}$$

CALIDAD DE VAPOR DE SALIDA DE LA TURBINA

$$X = 0.87$$

FLUJO TOTAL DE VAPOR

$$\dot{m}_T = 38.94 \text{ kg/seg}$$

EFICIENCIA DEL CICLO

$$\eta_{\text{CICLO}} = 40.73$$

ITERACION 2

Para la segunda Iteración se considera una turbina de 2 etapas una de Alta presión y una de baja la cual es la más utilizado para este tipo de centrales.

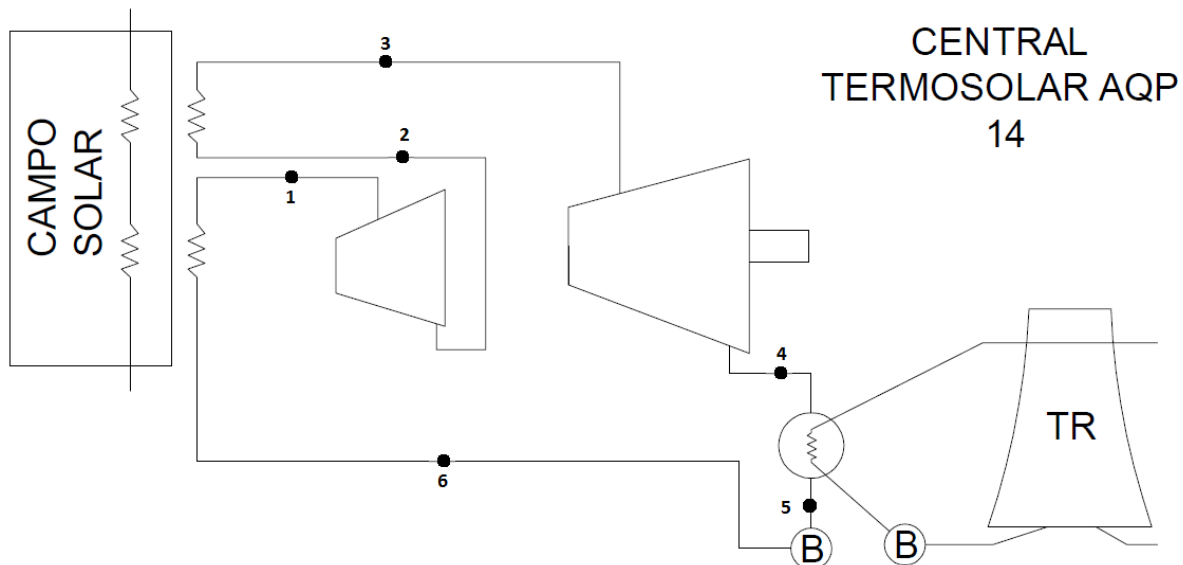


Gráfico 5.8 – Diagrama del ciclo Iteración 2

	1	2s	2	3	4s	4	5	6s	6
T	500.000	386.748	399.511	415.000	41.554	41.554	41.554	41.861	42.289
P	100.000	50.000	50.000	100.000	0.080	0.080	0.080	100.000	100.000
PHO	30.501	17.761	17.314	36.422	0.074	0.068	991.616	995.831	995.657
V	0.033	0.056	0.058	0.027	13.481	14.813	0.001	0.001	0.001
U	3045.790	2881.312	2905.666	2867.084	1855.329	2021.445	174.026	174.048	175.820
H	3373.653	3162.828	3194.452	3141.645	1963.175	2139.945	174.034	184.090	185.864
S	6.597	6.597	6.644	6.278	6.278	6.840	0.593	0.593	0.599
X	1.000	1.000	1.000	1.000	0.745	0.818	0.000	0.000	0.000

Tabla 5.8 – Iteración 2 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

En función al ciclo del gráfico 5.8 se procedió a evaluar el comportamiento de la eficiencia del ciclo, trabajo de turbina, bombeo, calidad a la salida de turbina, calor suministrado al generador de vapor en función a la presión intermedia de recalentamiento obteniendo los valores mostrados en la tabla 5.9, estos valores que a su vez al graficarlos en intervalos nos permite determinar el intervalo óptimo de la extracción considerando como variables principales en este diseño obtener una alta eficiencia y un elevado valor de calidad a la salida de la turbina a vapor, estas consignas se repetirán a lo largo de las demás iteraciones.

**PARA TEMPERATURA DE RECALENTAMIENTO 415°C DE ACUERDO A TURBINA
SELECCIONADA**

P_{int}	η_{CICLO}	\dot{W}_T	\dot{W}_B	\dot{Q}_T	\dot{m}_T	X
20	37.69%	1245.89	11.83	3273.94	40.95	0.93
30	39.37%	1294.50	11.83	3258.28	39.41	0.90
40	40.53%	1325.74	11.83	3242.18	38.48	0.89
50	41.40%	1347.33	11.83	3225.62	37.87	0.87
60	42.10%	1362.70	11.83	3208.57	37.44	0.86
70	42.68%	1373.69	11.83	3191.02	37.14	0.85
80	43.16%	1381.36	11.83	3172.92	36.93	0.84
100	43.94%	1389.30	11.83	3134.98	36.72	0.82

Tabla 5.9 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento.

Fuente: Elaboración Propia

DONDE:

- P_{int} : Presión Intermedia de Recalentamiento
- η_{CICLO} : Eficiencia del ciclo Termodinámico
- \dot{W}_T : Potencia de Turbina por unidad de vapor
- \dot{W}_B : Potencia de Bombeo por unidad de vapor
- \dot{Q}_T : Calor entregado al generador de vapor
- \dot{m}_T : Flujo másico total de vapor
- X : Calidad de vapor a la salida de la turbina

Esta misma nomenclatura se utilizará a lo largo de las iteraciones para definir el ciclo óptimo para utilizar en nuestra central.

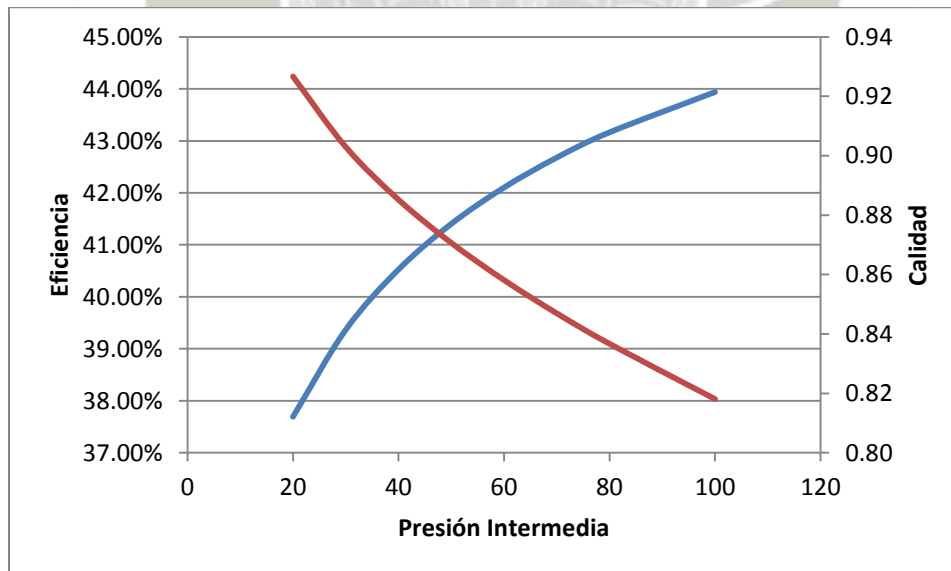


Gráfico 5.9 – Determinación de Presión Intermedia Óptima

Con el gráfico 5.9 determinamos que la presión intermedia debe ser entre el intervalo de 40 a 60.

ITERACION 3

Para esta iteración se utiliza como base el diagrama de la iteración 2 incluyendo una extracción de turbina a vapor de baja hacia un calentador abierto cuya función será la de calentar el agua de ingreso de la caldera así como desaireador para los gases no condensables y aire, según lo mostrado en el gráfico 5.10.

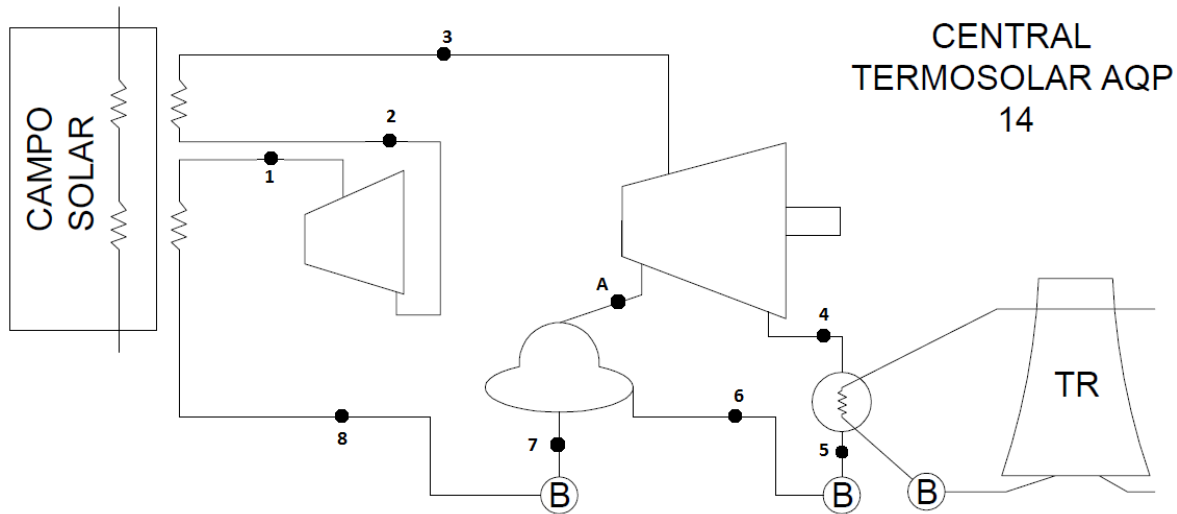


Gráfico 5.10 – Diagrama del ciclo Iteración 3

	1	2s	2	3	A*s	A*	4s
T	500.00	386.75	399.51	415.00	247.94	268.08	41.55
P	100.00	50.00	50.00	50.00	15.00	15.00	0.08
PHO	30.50	17.76	17.31	16.81	6.61	6.31	0.07
V	0.03	0.06	0.06	0.06	0.15	0.16	14.69
U	3045.79	2881.31	2905.67	2934.83	2691.56	2727.70	2006.16
H	3373.65	3162.83	3194.45	3232.28	2918.35	2965.44	2123.68
S	6.60	6.60	6.64	6.70	6.70	6.79	6.79
X	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.81

	4	5	6s	6	7	8s	8
T	41.55	41.55	41.60	41.66	198.37	199.75	200.14
P	0.08	0.08	15.00	15.00	15.00	100.00	100.00
PHO	0.06	991.62	992.25	992.23	866.58	871.35	870.91
V	15.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
U	2124.82	174.03	174.03	174.29	843.35	843.39	845.11
H	2249.95	174.03	175.54	175.80	845.08	854.86	856.59
S	7.19	0.59	0.59	0.59	2.32	2.32	2.32
X	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 5.10 – Iteración 3 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

	1	As	A	2s	2	3
T	500.000	353.654	370.281	274.968	286.148	415.000
P	100.000	40.000	40.000	20.000	20.000	20.000
PHO	30.501	14.932	14.425	8.431	8.217	6.455
V	0.033	0.067	0.069	0.119	0.122	0.155
U	3045.790	2833.654	2865.058	2727.138	2747.645	2970.757
H	3373.653	3101.541	3142.358	2964.354	2991.055	3280.598
S	6.597	6.597	6.661	6.661	6.709	7.175
X	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

	Bs	B	4s	4	5	6s
T	129.355	169.681	41.554	41.554	41.554	41.560
P	2.000	2.000	0.080	0.080	0.080	2.000
PHO	1.101	0.993	0.062	0.060	991.616	991.699
V	0.909	1.008	16.075	16.642	0.001	0.001
U	2544.172	2607.593	2178.948	2249.646	174.026	174.026
H	2725.895	2809.100	2307.550	2382.783	174.034	174.228
S	7.175	7.373	7.373	7.612	0.593	0.593
X	1.000	1.000	0.888	0.919	0.000	0.000

	6	7	8s	8	9	10
T	41.568	120.265	121.082	121.516	248.942	116.516
P	2.000	2.000	100.000	100.000	100.000	40.000
PHO	991.695	942.889	947.126	946.782	807.719	947.779
V	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	174.061	504.606	504.630	506.456	1067.990	487.401
H	174.262	504.818	515.188	517.018	1080.371	491.622
S	0.593	1.530	1.530	1.535	2.769	1.486
X	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 5.12 – Iteración 4 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

Tal como se explicó en el método de cálculo, se requiere obtener la temperatura de saturación a la presión de extracción para poder aplicar el TTD, para poder aplicar este valor necesitamos conocer la temperatura de saturación a la presión de la extracción así tenemos:

	8
Tsat	250.442024
P	40

Recordar que las presiones están en unidades Bar, y los flujos másicos en Kg/seg

Tal como las anteriores iteraciones se realizan varias corridas para evaluar el comportamiento de los distintos valores obtenidos así tenemos:

$P_{ext\ 1}$	P_{int}	$P_{ext\ 2}$	η_{CICLO}	\dot{m}_T	X
50	30	2	39.44%	53.81	0.90
50	30	1	39.16%	54.31	0.90
50	30	0.5	38.76%	54.96	0.90
50	25	2	39.53%	52.90	0.91
50	25	1	39.22%	53.44	0.91
45	30	2	39.52%	52.97	0.90
45	20	2	39.69%	51.10	0.92
50	20	2	39.60%	51.93	0.92
45	25	2	39.61%	52.07	0.91
40	25	2	39.68%	51.22	0.91
40	20	2	39.76%	50.27	0.92

Tabla 5.13 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 2 extracciones.

Fuente: Elaboración Propia

ITERACION 5

A partir de esta Iteración y en las sucesivas se añaden extracciones, en esta iteración se añade una extracción más en la turbina de alta presión luego de la extracción para el calentador abierto que se dirige a una calentador cerrado con su salida del intercambiador de vapor ingresa al condensador, de acuerdo al gráfico 5.12.

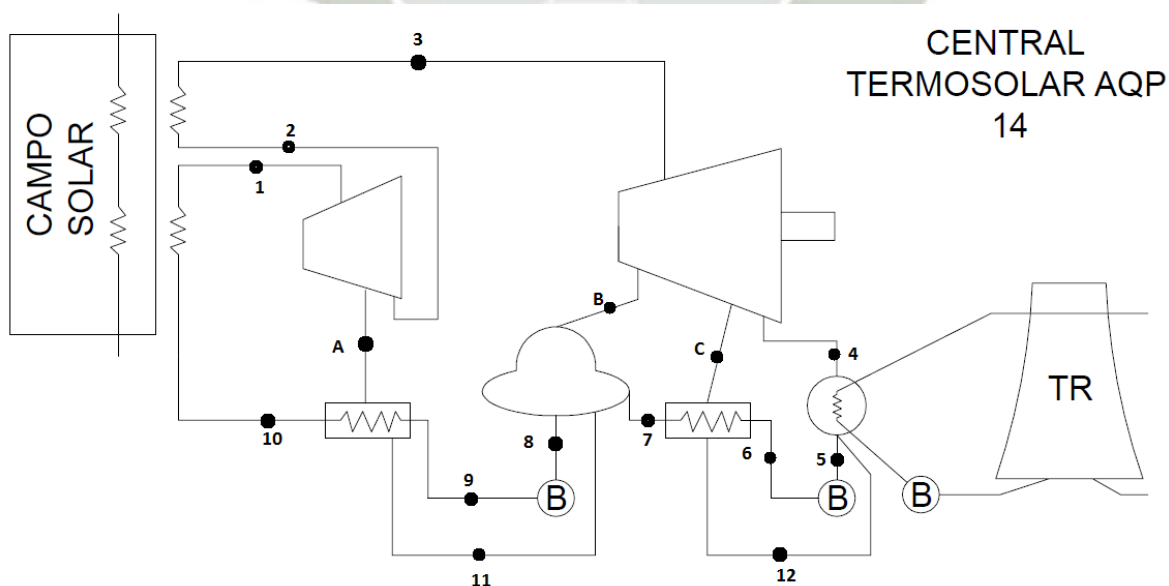


Gráfico 5.12 – Diagrama del ciclo Iteración 5

	1	As	A	2s	2	3	Bs	B
T	500.000	353.654	370.281	274.968	286.148	415.000	284.684	302.888
P	100.000	40.000	40.000	20.000	20.000	20.000	8.000	8.000
PHO	30.501	14.932	14.425	8.431	8.217	6.455	3.177	3.069
V	0.033	0.067	0.069	0.119	0.122	0.155	0.315	0.326
U	3045.790	2833.654	2865.058	2727.138	2747.645	2970.757	2772.275	2801.830
H	3373.653	3101.541	3142.358	2964.354	2991.055	3280.598	3024.051	3062.533
S	6.597	6.597	6.661	6.661	6.709	7.175	7.175	7.243
X	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

	Cs	C	4s	4	5	6s	6
T	142.672	165.214	41.554	41.554	41.554	41.578	41.612
P	2.000	2.000	0.080	0.080	0.080	8.000	8.000
PHO	1.062	1.003	0.062	0.060	991.616	991.955	991.942
V	0.942	0.997	16.026	16.590	0.001	0.001	0.001
U	2565.340	2600.653	2172.837	2243.169	174.026	174.027	174.167
H	2753.667	2799.997	2301.048	2375.890	174.034	174.833	174.974
S	7.243	7.352	7.352	7.590	0.593	0.593	0.594
X	1.000	1.000	0.885	0.916	0.000	0.000	0.000

	7	8	9s	9	10	11	12
T	118.765	170.474	171.661	172.076	309.586	167.076	36.612
P	8.000	8.000	100.000	100.000	100.000	40.000	2.000
PHO	944.399	896.968	901.555	901.135	692.395	902.470	993.575
V	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	498.028	720.387	720.418	722.218	1384.092	703.794	153.367
H	498.875	721.279	731.510	733.315	1398.535	708.226	153.568
S	1.514	2.047	2.047	2.051	3.344	2.009	0.527
X	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 5.14 – Iteración 5 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

Para poder aplicar los puntos de TTD Y DCA, identificamos las presiones con las que se realiza las extracciones y determinamos la temperatura de saturación a dicha presión, es importante recalcar que este procedimiento se agiliza con la ayuda del software TPX, permitiéndonos automatizar el procedimiento y desarrollar claramente la tendencia para obtener los puntos con mayores ganancias que es lo que buscamos, así tenemos:

	7	10
Tsat	120.264	311.086
P	2	100

A continuación se realiza varias iteraciones para evaluar el comportamiento de los distintos valores obtenidos:

$P_{ext\ 1}$	P_{int}	$P_{ext\ 2}$	$P_{ext\ 3}$	η_{CICLO}	\dot{m}_T	X
50	20	8	0.3	40.75%	56.45	0.92
50	30	8	0.3	40.82%	58.29	0.89
50	10	8	0.3	40.08%	54.79	0.96
50	20	10	0.3	40.63%	56.52	0.92
50	20	6	0.3	40.83%	56.44	0.92
50	20	3	0.3	40.76%	56.76	0.92
50	20	8	1	41.07%	56.01	0.92
50	20	8	2	41.10%	55.97	0.92
50	20	8	0.5	40.93%	56.20	0.92
50	20	6	2	41.03%	56.17	0.92
50	30	8	2	41.08%	57.91	0.89
50	15	8	2	40.96%	55.01	0.93
40	20	8	2	41.52%	55.45	0.92

Tabla 5.15 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 3 extracciones.

Fuente: Elaboración Propia

ITERACION 6

En esta iteración se añade una extracción más en la turbina de baja presión que se dirige a una calentador cerrado con su salida del intercambiador de vapor ingresa al calentador cerrado sucesivo como el conocido sistema cascada, la demás parte del ciclo es igual que la iteración anterior.

	1	As	A	Bs	B	2s	2	3
T	500.000	386.748	399.511	271.175	286.153	250.016	254.323	415.000
P	100.000	50.000	50.000	20.000	20.000	15.000	15.000	15.000
PHO	30.501	17.761	17.314	8.507	8.217	6.581	6.513	4.811
V	0.033	0.056	0.058	0.118	0.122	0.152	0.154	0.208
U	3045.790	2881.312	2905.666	2720.086	2747.653	2695.349	2703.153	2976.454
H	3373.653	3162.828	3194.452	2955.174	2991.065	2923.287	2933.454	3288.269
S	6.597	6.597	6.644	6.644	6.709	6.709	6.728	7.317
X	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

	Cs	C	Ds	D	4s	4	5
T	234.425	260.393	110.829	132.330	41.554	41.554	41.554
P	4.000	4.000	1.000	1.000	0.080	0.080	0.080
PHO	1.735	1.646	0.572	0.540	0.061	0.059	991.616
V	0.576	0.608	1.749	1.852	16.445	16.880	0.001
U	2701.565	2742.475	2523.281	2556.033	2225.069	2279.283	174.026
H	2932.090	2985.517	2698.135	2741.243	2356.629	2414.321	174.034
S	7.317	7.419	7.419	7.528	7.528	7.712	0.593
X	1.000	1.000	1.000	1.000	0.908	0.932	0.000

	6s	6	7	8	9s	9
T	41.566	41.583	98.159	143.667	144.654	145.083
P	4.000	4.000	4.000	4.000	100.000	100.000
PHO	991.784	991.777	959.759	922.851	927.241	926.858
V	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	174.026	174.096	411.073	604.447	604.474	606.301
H	174.430	174.500	411.490	604.881	615.259	617.090
S	0.593	0.593	1.286	1.777	1.777	1.781
X	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

	10	11	12	13	14
T	210.961	262.528	205.961	140.083	36.583
P	100.000	100.000	50.000	20.000	1.000
PHO	858.195	786.781	860.260	926.975	993.541
V	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	893.347	1133.356	874.793	588.379	153.256
H	905.000	1146.066	880.606	590.536	153.357
S	2.420	2.893	2.382	1.738	0.527
X	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 5.16 – Iteración 6 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

Tal como se explicó en el método de cálculo, se requiere obtener la temperatura de saturación a la presión de extracción para poder aplicar el TTD, para poder aplicar este valor necesitamos conocer la temperatura de saturación a la presión de la extracción así tenemos:

	7	10	11
Tsat	81.368647	212.460506	264.027792
P	0.5	20	50

Se realiza varias iteraciones para evaluar el comportamiento de los distintos valores obtenidos, vemos que ahora si se cumple con el valor de X, así tenemos:

$P_{ext 1}$	$P_{ext 2}$	P_{int}	$P_{ext 3}$	$P_{ext 4}$	η_{CICLO}	\dot{m}_T	X
40	20	15	10	8	43.75%	51.21	0.94
50	20	15	10	8	43.98%	52.67	0.94
50	20	11	10	8	42.51%	54.72	0.96
50	20	15	10	8	43.98%	52.67	0.94
50	20	15	8	4	44.88%	51.77	0.93
50	20	15	6	3	45.15%	51.61	0.93
50	20	15	6	2	45.38%	51.36	0.93
50	20	15	4	1	45.58%	51.32	0.93
50	20	15	4	0.5	45.50%	51.41	0.93

Tabla 5.17 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 4 extracciones.

Fuente: Elaboración Propia

ITERACION 7

En esta Iteración consolidamos 2 extracciones dirigidos hacia 2 calentadores cerrados en la turbina de baja presión y 2 más en la turbina de alta presión pero antes de estas 2 últimas una extracción dirigida al desaireador o calentador abierto donde llegan los flujos de retorno de los 2 primeros calentadores y los otros 2 cerrados lo redirigen hacia el condensador, así tenemos los siguientes resultados:

	1	As	A	Bs	B	2s	2	3
T	500.000	386.748	399.511	271.175	286.153	250.016	254.323	415.000
P	100.000	50.000	50.000	20.000	20.000	15.000	15.000	15.000
PHO	30.501	17.761	17.314	8.507	8.217	6.581	6.513	4.811
V	0.033	0.056	0.058	0.118	0.122	0.152	0.154	0.208
U	3045.790	2881.312	2905.666	2720.086	2747.653	2695.349	2703.153	2976.454
H	3373.653	3162.828	3194.452	2955.174	2991.065	2923.287	2933.454	3288.269
S	6.597	6.597	6.644	6.644	6.709	6.709	6.728	7.317
X	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

	Cs	C	Ds	D	Es	E	4s
T	157.715	194.910	170.747	174.211	69.146	69.146	41.554
P	2.000	2.000	1.600	1.600	0.300	0.300	0.080
PHO	1.022	0.936	0.790	0.783	0.199	0.195	0.060
V	0.978	1.068	1.266	1.277	5.024	5.121	16.677
U	2588.964	2646.567	2611.170	2616.477	2382.759	2422.953	2253.990
H	2784.663	2860.204	2813.773	2820.738	2533.484	2576.572	2387.405
S	7.317	7.485	7.485	7.500	7.500	7.626	7.626
X	1.000	1.000	1.000	1.000	0.961	0.979	0.921

	4	5	6s	6	7	8	9	10s
T	41.554	41.554	41.560	41.568	67.646	111.851	120.265	121.082
P	0.080	0.080	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	100.000
PHO	0.059	991.616	991.699	991.695	979.081	949.533	942.889	947.126
V	16.891	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	2280.655	174.026	174.026	174.061	283.041	468.942	504.606	504.630
H	2415.780	174.034	174.228	174.262	283.245	469.152	504.818	515.188
S	7.716	0.593	0.593	0.593	0.926	1.439	1.530	1.530
X	0.933	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

	10	11	12	13	14	15	16
T	121.516	210.961	262.528	205.961	116.516	62.646	36.568
P	100.000	100.000	100.000	50.000	20.000	1.600	0.300
PHO	946.782	858.195	786.781	860.260	946.787	981.797	993.516
V	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	506.456	893.347	1133.356	874.793	488.081	262.128	153.203
H	517.018	905.000	1146.066	880.606	490.194	262.291	153.233
S	1.535	2.420	2.893	2.382	1.488	0.864	0.526
X	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 5.18 – Iteración 7 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a la presión de extracciones tenemos:

	7	8	11	12
T _{sat}	69.1457507	113.351273	212.460506	264.027792
P	0.3	1.6	20	50

Se realiza varias iteraciones para evaluar el comportamiento de los distintos valores obtenidos así tenemos:

$P_{ext 1}$	$P_{ext 2}$	P_{int}	$P_{ext 3}$	$P_{ext 4}$	$P_{ext 5}$	η_{CICLO}	\dot{m}_T	X
50	20	15	4	1	0.5	41.71%	48.21	0.93
50	20	15	2	1	0.5	42.79%	47.22	0.93
50	20	15	2	1.6	0.5	43.01%	46.98	0.93
50	20	15	1	0.8	0.5	43.75%	46.37	0.94
50	20	15	2	1.6	0.3	43.01%	46.98	0.93

Tabla 5.19 – Comportamiento de principales variables en función de la Presión intermedia de recalentamiento y Presión de 5 extracciones.

Fuente: Elaboración Propia

ITERACION 09

En esta iteración se consideran 7 calentadores cerrados y 1 abierto de la misma configuración que los anteriores incluyendo unos más en la etapa de baja presión de la turbina, teniendo así:

PUNTO	P	T	H	PUNTO	P	T	H
1	0.08	41.554	174.034	7	100	175.853	749.744
2	8.75	41.618	175.063	8	100	212.461	911.754
3	8.75	70.961	297.676	9	100	256.564	1116.978
4	8.75	103.814	435.689	10	100	500.000	3373.653
5	8.75	138.701	583.883	11	45.4	386.689	3171.603
6	8.75	174.226	737.755	12	20.6	289.421	2996.911

PUNTO	P	T	H	PUNTO	P	T	H
13	20.6	289.421	2996.911	19	0.08	41.554	2451.221
14	20.6	500.000	3466.905	20	0.346	36.618	153.443
15	8.75	384.902	3233.915	21	1.22	65.961	276.1305
16	3.63	281.887	3030.648	22	3.63	98.814	414.224
17	1.22	174.327	2823.245	23	20.6	170.853	723.621
18	0.346	73.712	2633.437	24	45.4	207.461	887.195

Tabla 5.20 – Iteración 9 de los principales puntos térmicos

Fuente: Elaboración Propia

POTENCIA DE TURBINA

$$\dot{W}_T = 1132.98 \text{ kW}$$

POTENCIA DE BOMBEO

$$\dot{W}_B = 12.81 \text{ kW}$$

ENERGÍA ENTREGADA AL GENERADOR DE VAPOR

$$\dot{Q}_T = 2653.99 \text{ kW}$$

CALIDAD DE VAPOR DE SALIDA DE LA TURBINA

$$X = 0.95$$

FLUJO TOTAL DE VAPOR

$$\dot{m}_T = 45.03 \text{ kg/seg}$$

EFICIENCIA DEL CICLO

$$\eta_{CICLO} = 42.22$$

Con los datos obtenidos de todas las iteraciones y graficas adjuntas concluimos con toda esta información para seleccionar que ciclo vamos a utilizar tenemos para nuestra central, integraremos un nuevo factor que en esta clase de proyectos es importante y es el factor “COSTO”, es muy usual realizar este análisis con lo cual nos facilita la decisión de que opción tomar, este a su vez se divide en costo Fijo que será en función a costo estimado de cada intercambiador abierto y cerrado y un costo variable que en una central convencional correspondería a cuanto combustible utiliza y que para nuestra central la consideramos el valor solar en generar cada kilogramos de vapor :

	NUMERO CALENTADORES			CV	CF	CT	<i>m</i>		
	ABIERTO	CERRADO	TOTAL						
Iteración 1	0	0	0	300.00	0.0	300.00	38.94	40.733%	0.868
Iteración 2	0	0	0	450.00	0.0	450.00	37.87	41.403%	0.871
Iteración 3	1	0	1	450.00	45.0	495.00	55.91	37.610%	0.867
Iteración 4	1	1	2	360.00	100.0	460.00	50.27	39.762%	0.919
Iteración 5	1	2	3	270.00	155.0	425.00	55.45	41.520%	0.916
Iteración 6	1	3	4	190.00	210.0	400.00	51.32	45.582%	0.932
Iteración 7	1	4	5	140.00	265.0	405.00	46.37	43.747%	0.935
Iteración 8	1	5	6	90.00	320.0	410.00	46.10	42.872%	0.939
Iteración 9	1	6	7	60.00	375.0	435.00	45.03	42.207%	0.948

Tabla 5.21 – Comparación entre iteraciones

Fuente: Elaboración propia

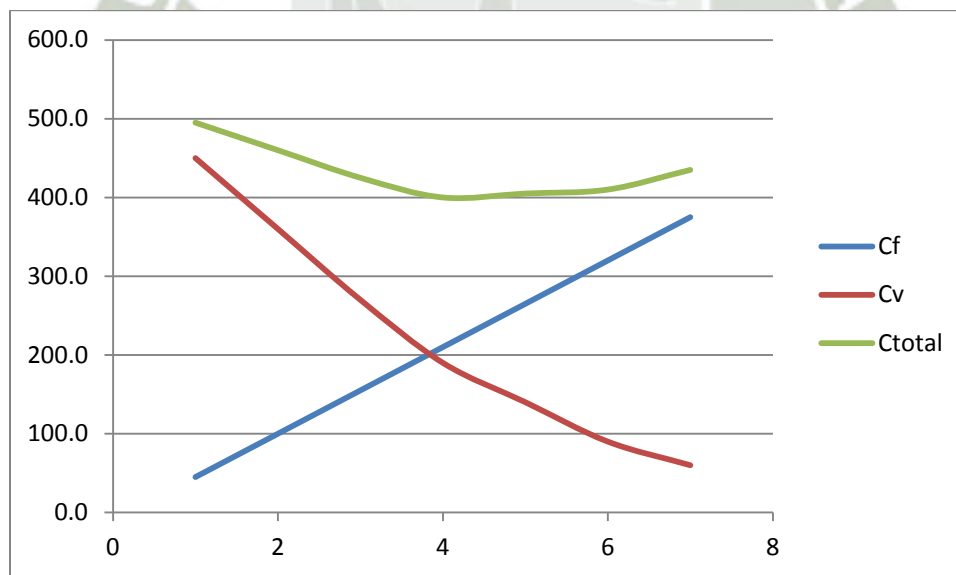


Gráfico 5.13 – Diagrama de costo fijo, variable y total para los calentadores

Fuente: Elaboración Propia

TENIENDO ASÍ EL CICLO A TRABAJAR

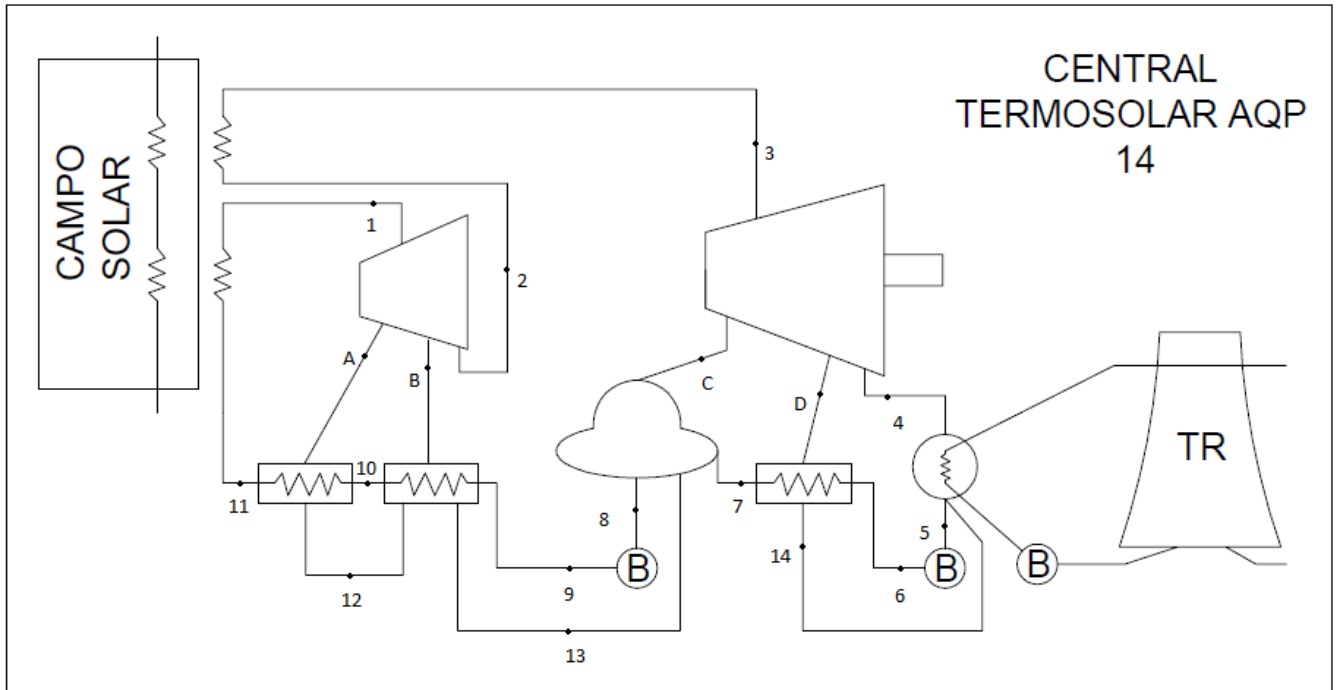


Grafico 5.14 – Diagrama Seleccionado para uso en central Termosolar

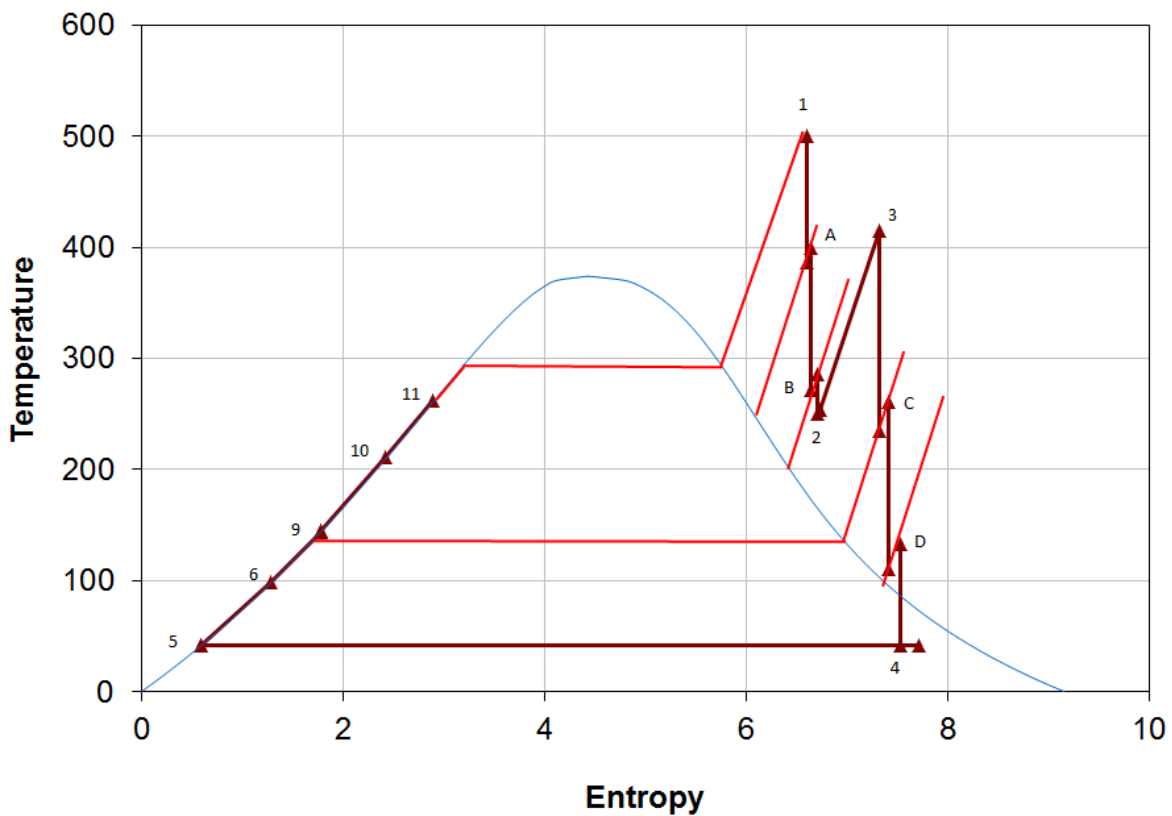


Grafico 5.15 – Diagrama T-s del ciclo utilizado

En base a la selección del ciclo procedemos a calcular las características térmicas en cada punto de nuestro ciclo utilizando los valores optimizados anteriormente, las unidades utilizadas son: Temperatura T [°C], Presión P [Bar], Densidad PHO [kg/m³], Volumen Especifico v [m³/kg], Energía Interna U [kJ/kg], Entalpia H [kJ/kg], Entropía S [kJ/kg °C];

	1	As	A	Bs	B	2s	2	3
T	500.000	386.748	399.511	271.175	286.153	250.016	254.323	415.000
P	100.000	50.000	50.000	20.000	20.000	15.000	15.000	15.000
PHO	30.501	17.761	17.314	8.507	8.217	6.581	6.513	4.811
V	0.033	0.056	0.058	0.118	0.122	0.152	0.154	0.208
U	3045.790	2881.312	2905.666	2720.086	2747.653	2695.349	2703.153	2976.454
H	3373.653	3162.828	3194.452	2955.174	2991.065	2923.287	2933.454	3288.269
S	6.597	6.597	6.644	6.644	6.709	6.709	6.728	7.317
X	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

	Cs	C	Ds	D	4s	4	5
T	234.425	260.393	110.829	132.330	41.554	41.554	41.554
P	4.000	4.000	1.000	1.000	0.080	0.080	0.080
PHO	1.735	1.646	0.572	0.540	0.061	0.059	991.616
V	0.576	0.608	1.749	1.852	16.445	16.880	0.001
U	2701.565	2742.475	2523.281	2556.033	2225.069	2279.283	174.026
H	2932.090	2985.517	2698.135	2741.243	2356.629	2414.321	174.034
S	7.317	7.419	7.419	7.528	7.528	7.712	0.593
X	1.000	1.000	1.000	1.000	0.908	0.932	0.000

	6s	6	7	8	9s	9
T	41.566	41.583	98.159	143.667	144.654	145.083
P	4.000	4.000	4.000	4.000	100.000	100.000
PHO	991.784	991.777	959.759	922.851	927.241	926.858
V	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	174.026	174.096	411.073	604.447	604.474	606.301
H	174.430	174.500	411.490	604.881	615.259	617.090
S	0.593	0.593	1.286	1.777	1.777	1.781
X	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

	10	11	12	13	14
T	210.961	262.528	205.961	140.083	36.583
P	100.000	100.000	50.000	20.000	1.000
PHO	858.195	786.781	860.260	926.975	993.541
V	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
U	893.347	1133.356	874.793	588.379	153.256
H	905.000	1146.066	880.606	590.536	153.357
S	2.420	2.893	2.382	1.738	0.527
X	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 5.22 – Propiedades Térmicas de los estados del ciclo

Fuente: Elaboración Propia

	7	10	11
Tsat	99.6588438	212.460506	264.027792
P	1	20	50

Para el cálculo de los flujos másico se tiene el siguiente sistema de ecuaciones, considerando el flujo total de vapor igual a 1.

$$\begin{aligned} \dot{m}_a * (h_A - h_{12}) &= h_{11} - h_{10} \\ \dot{m}_b * (h_B - h_{13}) &= h_{10} - h_9 - \dot{m}_a * (h_{12} - h_{13}) \\ \dot{m}_c * (h_C - h_7) &= h_8 - (\dot{m}_a + \dot{m}_b) * h_{13} - (1 - \dot{m}_a - \dot{m}_b) * h_7 \\ \dot{m}_d * (h_D - h_{14}) &= (1 - \dot{m}_a - \dot{m}_b - \dot{m}_c) * (h_7 - h_6) \end{aligned}$$

Así obtenemos los valores de los flujos, que son:

$$\begin{aligned} \dot{m}_a &= 0.1042 \text{ kg/seg} \\ \dot{m}_b &= 0.1073 \text{ kg/seg} \\ \dot{m}_c &= 0.0604 \text{ kg/seg} \\ \dot{m}_d &= 0.0667 \text{ kg/seg} \end{aligned}$$

La mayor parte del vapor se acaba expandiendo completamente en la turbina de baja presión, obteniendo así la mayor parte de la potencia útil. Las demás expansiones cuentan con un porcentaje pequeño de vapor, del 10,4% al 6,4% ya que su misión principal no es la de obtener potencia útil, sino la de ir elevando la temperatura del agua de alimentación al generador de vapor para incrementar de esta manera el rendimiento total del ciclo de vapor.

Con estos valores podemos obtener los valores para la potencia de turbina, bombeo, calor del condensador y eficiencia del ciclo

$$\begin{aligned} \dot{W}_t &= \dot{m}_v * (h_1 - h_A) + (\dot{m}_v - \dot{m}_a) * (h_A - h_B) + (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b) * (h_B - h_2) \\ &+ (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b) * (h_3 - h_C) + (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b - \dot{m}_c) * (h_C - h_D) \\ &+ (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b - \dot{m}_c - \dot{m}_d) * (h_D - h_4) \end{aligned}$$

$$\dot{W}_b = (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b - \dot{m}_c) * (h_6 - h_5) + \dot{m}_v * (h_9 - h_8)$$

$$\dot{Q}_t = \dot{m}_v * (h_1 - h_{12}) + (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b) * (h_3 - h_2)$$

$$\dot{Q}_c = (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b) * (h_5 - h_4)$$

$$\eta_{\text{ciclo}} = \frac{\dot{W}_t - \dot{W}_b}{\dot{Q}_c}$$

$$\dot{m}_{\text{total}} = \frac{\dot{W}_{\text{planta}}}{\dot{W}_t * \eta_{\text{mec}}}$$

Recordemos que el diseño de nuestra planta es para 50 MW entregado en bornes de generador.

Con las formulas explicadas obtenemos:

POTENCIA DE TURBINA

$$\dot{W}_T = 994.17 \text{ kW}$$

POTENCIA DE BOMBEO

$$\dot{W}_B = 12.55 \text{ kW}$$

ENERGÍA ENTREGADA AL GENERADOR DE VAPOR

$$\dot{Q}_T = 2153.53 \text{ kW}$$

ENERGÍA ENTREGADA EN EL CONDENSADOR

$$\dot{Q}_C = 2240.29 \text{ kW}$$

CALIDAD DE VAPOR DE SALIDA DE LA TURBINA

$$X = 0.932$$

FLUJO TOTAL DE VAPOR

$$\dot{m}_T = 51.32 \text{ kg/seg}$$

EFICIENCIA DEL CICLO

$$\eta_{CICLO} = 45.58$$

A la vista de los resultados, se puede ver que como era de esperar, el aumento de la temperatura de entrada a la turbina lleva asociado un incremento del rendimiento global del ciclo. El uso de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar permite poder alcanzar eficiencias del 45%, mientras que con un aceite térmico como el que se usa convencionalmente hasta la fecha nos situamos en rendimientos de entorno al 38-39%. Este aumento de temperatura también repercute en una disminución del caudal másico de agua.

No obstante, estas operaciones también llevan asociado algún inconveniente o desventaja como es el aumento de la potencia térmica en el condensador, es decir, en la refrigeración. Llevando al empleo de una torre de refrigeración mayor.

5.4. DISEÑO Y SELECCIÓN COMPONENTES DE LA PLANTA

TURBINA

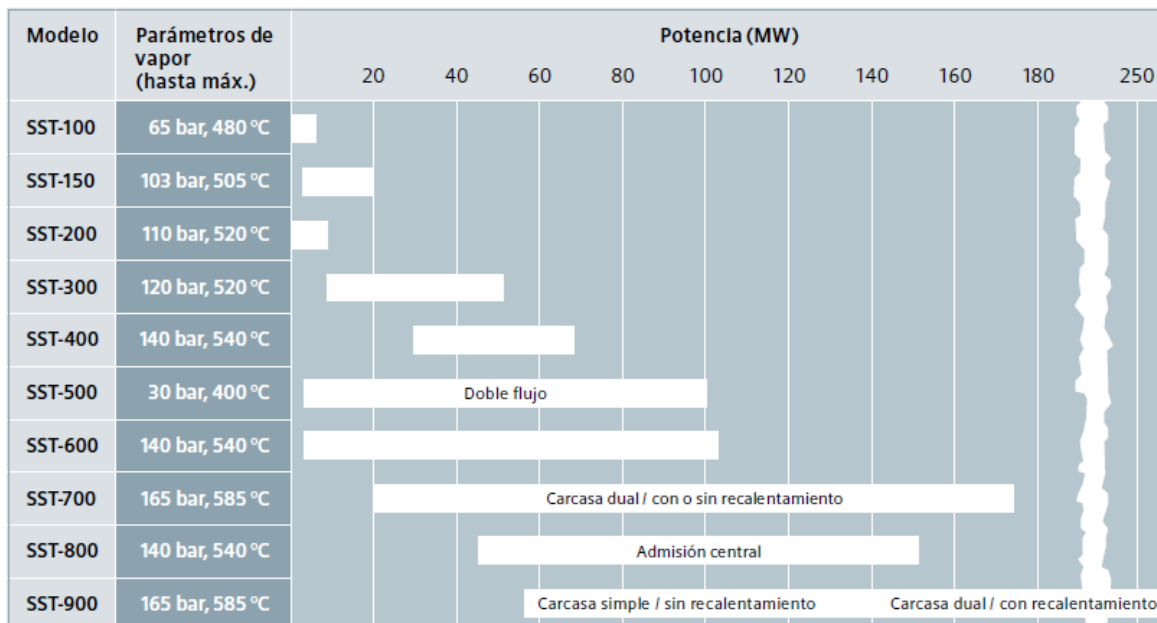
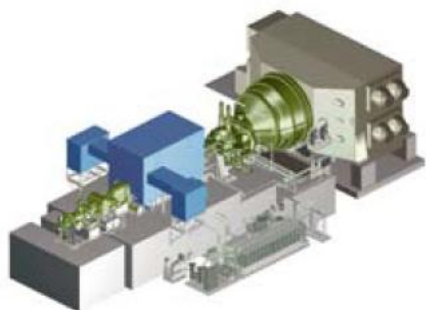


Grafico 5.16 – Grafico de Selección de Turbina a Vapor

Fuente: Siemens



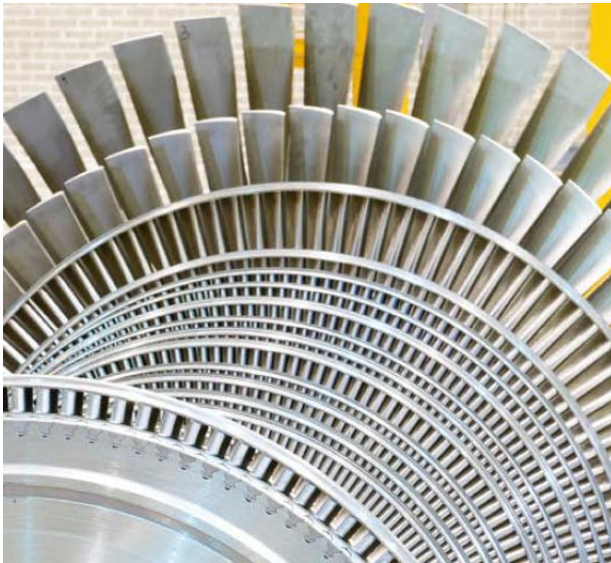
Datos técnicos

- Potencia entregada de hasta 175 MW
- Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar
- Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 °C
- Temperatura de recalentamiento de hasta 415 °C
- Velocidad de giro de 3.000 – 13.200 rpm
- Extracción controlada de hasta 40 bar y hasta 415 °C
- Hasta 7 tomas; hasta 120 bar
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 40 bar o condensación de hasta 0,6 bar
- Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar
- Área de escape 1,7 – 11 m²

SST-700

Hasta 175 MW

La SST-700 es una turbina de dos carcasas consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente o combinado en una configuración ideal.



Dimensiones típicas

Longitud 22 m*
Ancho 15 m*
Altura 6 m*

*incluyendo condensador

Características

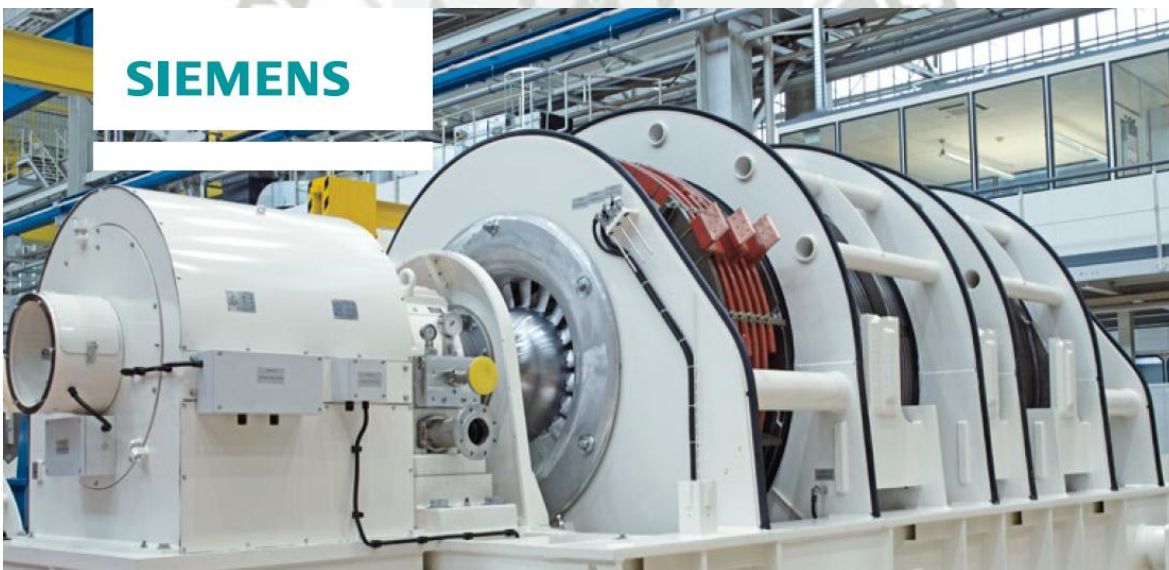
- Contrapresión/ Condensación
- Módulos de turbina prefabricados
- Posible disposición paralela
- AP como unidad de contrapresión, BP como cola de condensación
- Trayecto de vapor a medida del cliente
- Extracción simple en tubo de comunicación
- Escape radial/ axial
- Aplicaciones de recalentamiento

Grafico 5.17 – Características de Turbina a Vapor seleccionada

Fuente: Siemens

GENERADOR ELECTRICO

De acuerdo a la velocidad de nuestra turbina no es muy elevada ya la frecuencia de nuestro sistema es de 60 Hz utilizaremos un generador de 65 MVA cuyas características son:



Technical data					
Frequency	Model	Power factor	Apparent power	Efficiency	Terminal voltage
50 Hz	SGen5-100A-2P	0.80 to 0.85	25 MVA to 300 MVA	up to 98.8%	6.3 kV to 20 kV
60 Hz	SGen6-100A-2P	0.80 to 0.85	25 MVA to 300 MVA	up to 98.8%	6.3 kV to 20 kV

Grafico 5.18 – Características de Generador Eléctrico seleccionado

TORRE DE REFRIGERACIÓN

De acuerdo a lo explicado en el capítulo anterior, aplicamos los valores obtenidos:

Calculo del flujo de agua de refrigeración

$$\dot{Q}_{condensador} = (\dot{m}_v - \dot{m}_a - \dot{m}_b - \dot{m}_c) * (h_5 - h_4)$$

$$\dot{Q}_{condensador} = 37.33 * (2240.286) = 83704.26 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_{condensador} = \dot{m}_t * C_{p_{agua}} * \Delta T_{torre}$$

Conociendo el valor de $C_p=4.2$ y una variación de temperatura en la torre de 10°C , despejamos y calculamos el \dot{m}_t así tenemos:

$$\dot{m}_t = 1992.96 \text{ kg/seg}$$

Relacionándolo con la densidad

$$Q_{total} = \frac{\dot{m}_t}{\rho} = \frac{1992.96}{1000} = 1.992 \text{ m}^3/\text{seg}$$

Este valor de $1.992 \text{ m}^3/\text{seg}$ es el caudal de agua necesario para la torre.

Cálculo del flujo de aire

Del Balance Másico tenemos:

$$g_{reposición} = w_2 - w_1$$

Del Balance Térmico:

$$g_w = \frac{h_2 - h_1 - (w_2 - w_1) * h_{fr}}{h_{fa} - h_{fb}}$$

Los datos de la entalpia y la humedad relativa de ingreso de aire la obtenemos de la carta psicométrica específica para los m.s.n.m. en el que está situada nuestra planta, para esto hemos utilizado el software CYT SOFT Psychrometric Chart, el cual ingresando inicialmente el valor de la altura trabajada nos permite obtener una carta a esas condiciones ambientales tenemos:

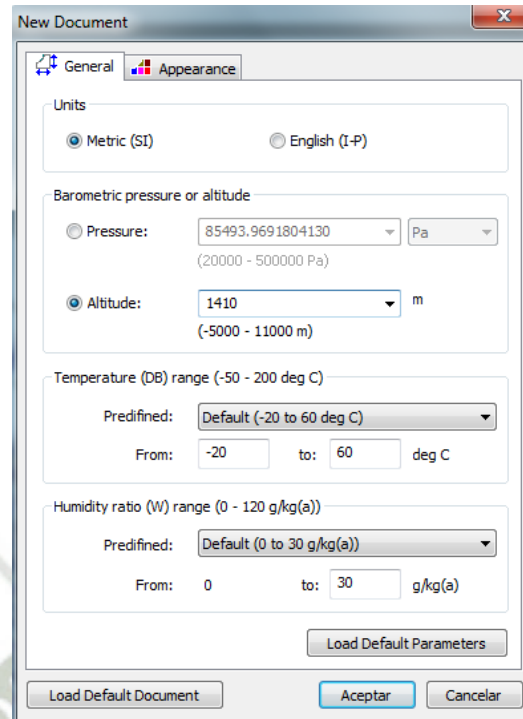


Gráfico 5.19 – Interfaz de ingreso de parámetros de localización CYT SOFT

Pressure: 85493.9692 Pa

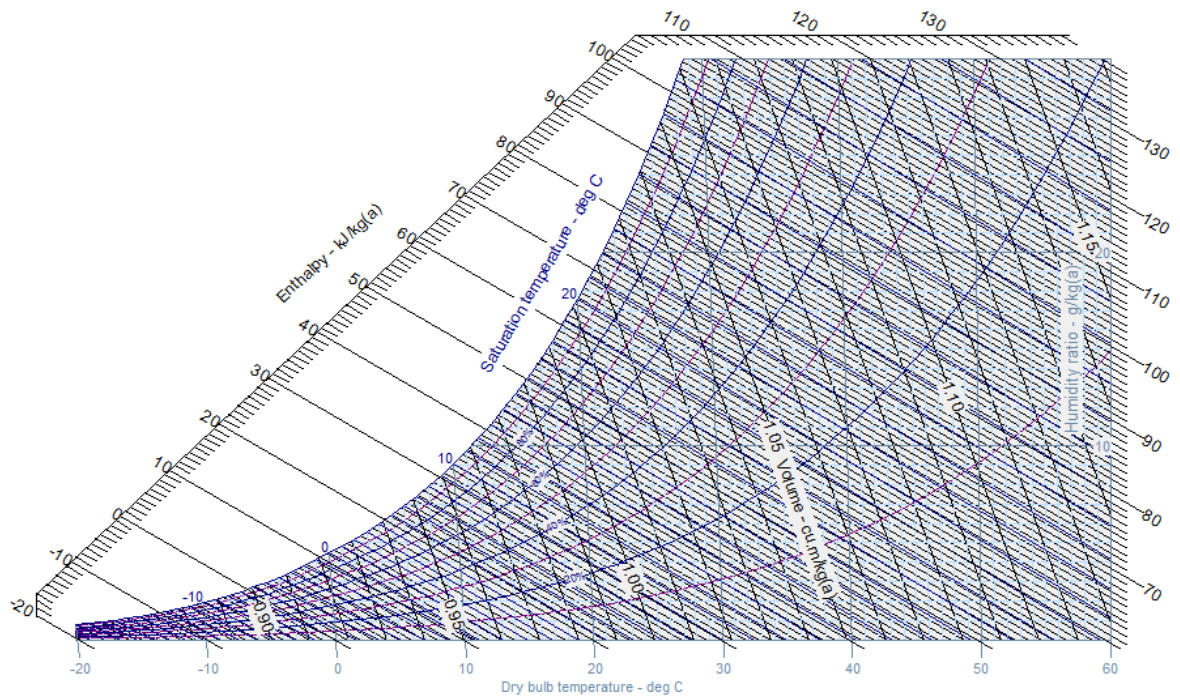


Gráfico 5.20 – Carta Psicométrica utiliza a la altura de la central - CYT SOFT

Para $h_1 = f(18^\circ\text{C}, 35\% \text{ humedad}) = 33.566 \text{ kJ/kg aire seco}$

$w_1 = 0.00608 \text{ kg de vapor/kg de aire seco}$

Para $h_2 = f(33^\circ\text{C}, 95\% \text{ humedad}) = 128.002 \text{ kJ/kg aire seco}$

$w_2 = 0.03701 \text{ kg de vapor/kg de aire seco}$

Además con respecto al agua de reposición

$h_{fr} = 75.56 \text{ kJ/kg}$ (entalpia de líquido saturado a $T=18^\circ\text{C}$ y $X=0$)

$h_{fa} = 167.54 \text{ kJ/kg}$ (entalpia de líquido saturado a $T=40^\circ\text{C}$ y $X=0$)

$h_{fb} = 125.77 \text{ kJ/kg}$ (entalpia de líquido saturado a $T=30^\circ\text{C}$ y $X=0$)

Sustituyendo valores en la siguiente ecuación tenemos:

$$g_w = \frac{h_2 - h_1 - (w_2 - w_1) * h_{fr}}{h_{fa} - h_{fb}}$$

$$g_w = \frac{128.002 - 33.566 - (0.03701 - 0.00608) * 75.56}{167.54 - 125.77} = 2.2 \frac{\text{kg agua}}{\text{kg aire seco}}$$

$$\dot{m}_{\text{aire}} = \frac{\dot{m}_{\text{total}}}{g_w} = \frac{1992.96}{2.2} = 905.89 \frac{\text{kg aire seco}}{\text{seg}}$$

Ahora procedemos al cálculo del agua de reposición que de acuerdo al balance en masa teníamos:

$$g_{\text{reposición}} = w_2 - w_1$$

$$g_{\text{reposición}} = 0.0371 - 0.00608 = 0.03102 \frac{\text{kg agua}}{\text{kg aire seco}}$$

$$Q_{\text{reposición}} = 0.03102 * 905.89 = 28.1 \frac{\text{kg agua}}{\text{seg}} = 28.1 \frac{\text{Lts}}{\text{seg}}$$

Para el dimensionamiento de la torre usaremos las formulas:

$$D_t = \frac{A * \sqrt{H}}{C_t * \sqrt{C_t}}$$

$$\frac{Q_{\text{total}}}{D_t} = 90.59 * \frac{\Delta h}{\Delta T} * \sqrt{\Delta t + 0.3124 * \Delta h}$$

Dónde: Dt: coeficiente de servicio

A: Área de la base de la torre medida por encima de nivel del agua de pozo (ft)

H: Altura de la torre medida por encima del nivel del agua de pozo (ft)

Gw: Agua de circulación (lb/hr)

Δh : Cambio de entalpia de aire que pasa por la torre (BTU/lb)

Ct: Coeficiente de funcionamiento

ΔT : Cambio de temperatura del agua de circulación (F)

Δt : Cambio de temperatura de bulbo seco del aire

Dentro de las consideraciones que tomaremos son, Ct=5 (valor recomendado) la relación entre la altura y el diámetro será de 1.5 veces el diámetro igual a la altura, adicionalmente como los valores antes calculados difieren a los de la formula se llevara nuestro valores a dichas unidad.

Con estos valores calculamos de acuerdo a las siguientes formulas:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}} \sqrt{\Delta}$$

Despejando Dt tenemos:

$$59 * \left(\frac{\text{---}}{18}\right) * \sqrt{27}$$

Reemplazando el valor de Dt y sabiendo que H=1.5 d en la ecuación tenemos:

$$\frac{\sqrt{H}}{\sqrt{C}} = \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{5}}$$

Así tenemos que d = 115.23 pies = 35.14 metros del cual se tomara 35 metros
Y por tanto la altura H= 52.5 metros del cual se tomara 53 metros.

Estableciendo una relación lineal entre la torre del modelo guía y el diseñado se tiene entonces:

Definimos 3 diámetros: db = diámetro de la base – dm = diámetro a la mitad de la torre y dba=diámetro de la boca

Teniendo como relaciones $db/dba=1.7125$ y $db/dm=1.4124$ para nuestra torre tenemos:

$$dba = \frac{35}{1.7125} = 20.44 \text{ metros} \cong 20.5 \text{ metros}$$

$$dm = \frac{35}{1.4124} = 24.78 \text{ metros} \cong 25.0 \text{ metros}$$

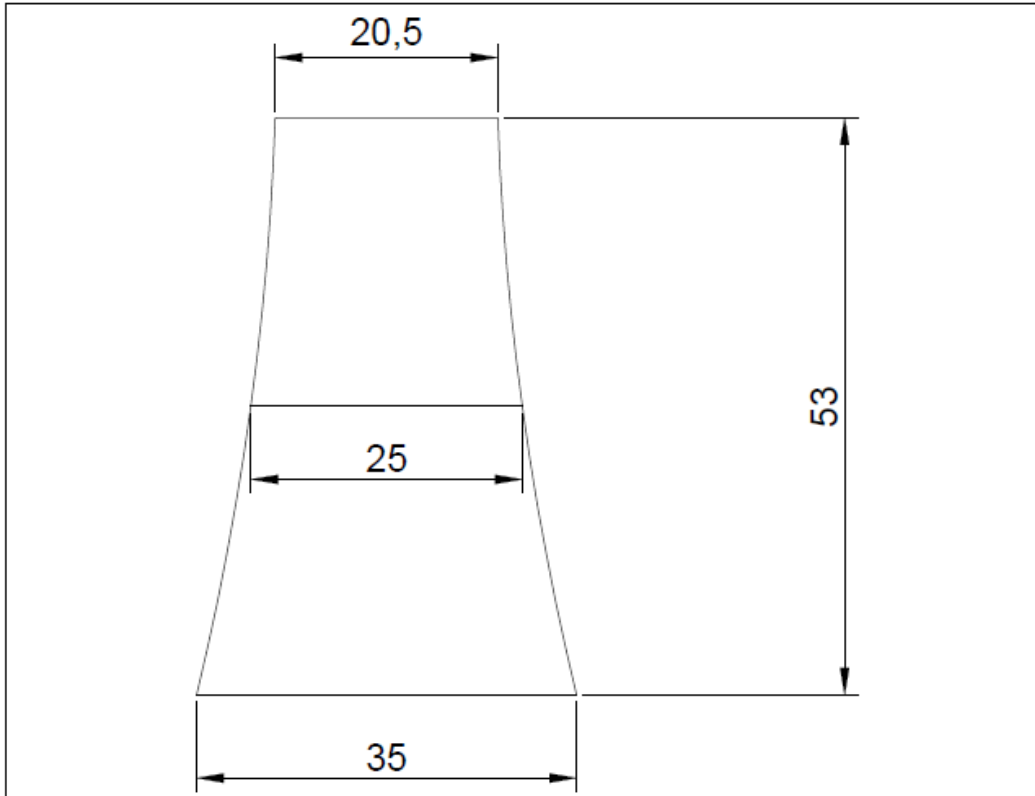


Grafico 5.21 – Dimensiones de diseño torre de refrigeración

5.5. CALCULOS SOLARES FINALES

Se considerará una eficiencia mecánica de 0.98 que son eficiencias características de la turbina seleccionada.

$$Weje = \frac{50 \text{ MW}}{0.98} = 51.02 \text{ MW}$$

Con este valor podemos calcular la potencia térmica que nos tiene que entregar el sol

$$Q_{solar} = \frac{51.02}{0.4558} = 111.94 \text{ MW}$$

ALMACENAMIENTO TERMICO

La selección de la capacidad de almacenamiento será de acuerdo al análisis del Múltiplo Solar determinado para la ubicación de nuestra central así tenemos:

05:00	0.00	06:00	0.21	07:00	0.43	08:00	0.76
09:00	1.23	10:00	1.65	11:00	1.92	12:00	2.06
13:00	1.91	14:00	1.62	15:00	1.20	16:00	0.75
17:00	0.33	18:00	0.00				

Tabla 5.23 – Irradiación horaria

Fuente: Elaboración propia

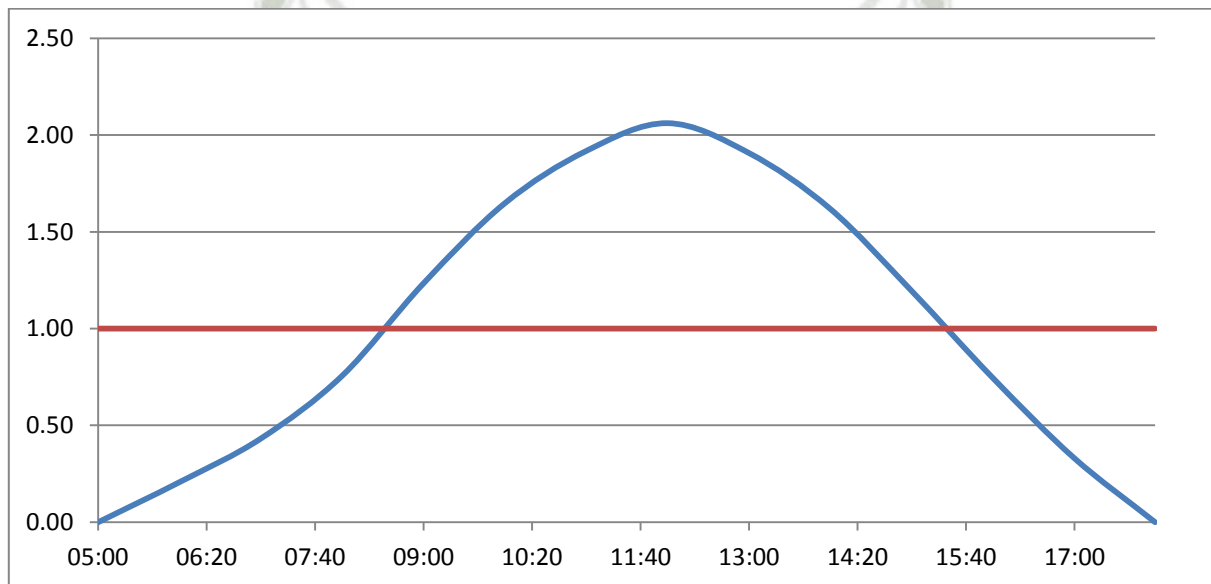


Gráfico 5.22 – Irradiación Horaria

Fuente: Elaboración propia

Estos resultados influyen en el tiempo que la central estará funcionando. Al sobrepasar el valor unidad del múltiplo solar a una hora más temprana y volverlo a rebasar a una hora más tardía, se consigue que el sistema de almacenamiento comience a funcionar más tarde, ampliando el tiempo de funcionamiento de la central. Para los casos en cuestión que se están teniendo en cuenta, dichos tiempos de actividad, para el punto de diseño.

POTENCIA HORARIA

	Promedio	Mínimo	Máximo
05:00	0.00	0.00	0.00
06:00	10.35	4.50	16.20
07:00	21.60	11.70	31.50
08:00	37.80	24.30	51.30
09:00	61.65	49.50	73.80
10:00	82.35	70.20	94.50
11:00	95.85	82.80	108.90
12:00	103.05	90.00	116.10
13:00	95.40	82.80	108.00
14:00	81.00	68.40	93.60
15:00	59.85	46.80	72.90
16:00	37.35	25.20	49.50
17:00	16.65	9.00	24.30
18:00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	702.90	565.20	840.60
Sobrante	352.90	315.20	490.60
Horas*	7.058	6.304	9.812
Horas**	7	5	7

* Que se almacenaría
** Funcionamiento con solo sol

Tabla 5.24 – Potencia Horaria

Con estos valores se obtendrían una producción anual de 256 GWh/año, muy por encima de las que hoy por hoy generan en función del sol en nuestra localidad.

Además también se puede observar que en un escenario máximo se podría almacenar casi 10 horas mientras que en época de baja irradiación tan solo 6.5 horas así que para poder aprovechar al máximo las horas de almacenamiento que se tendría se considerará 10 horas.

Conocido los datos de la energía que se podría almacenar empleamos las ecuaciones para dimensionar los tanques de almacenamiento frío y caliente así obtenemos:

Para poder almacenar 10 horas en función de la potencia y eficiencia del generador de vapor y del ciclo tendríamos una necesidad de:

$$Q_{almac} = \frac{50 \text{ MW} * 10 \text{ Hrs}}{0.4558 * 0.98} = 1113.98 \text{ MWh solares} = 4,489,145.34 \text{ MJ}$$

Las temperaturas correspondientes son:

Para el tanque frío: 290°C

Para el tanque caliente: 565°C

Las sales fundidas, mezcla al 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y al 40% de nitrato de potasio (KNO_3) bajo el nombre comercial de *Hitec Solar Salt*, presentan las siguientes propiedades físicas:

Calor específico (promedio) ($\text{J/kg}\cdot\text{K}$)	$1443+0,172\cdot T(^{\circ}\text{C})$
Densidad (kg/m^3)	$2090-0,636\cdot T(^{\circ}\text{C})$
Viscosidad ($\text{Pa}\cdot\text{s}$)	$22,714-0,12\cdot T(^{\circ}\text{C})+2,281\cdot 10^{-4}\cdot T(^{\circ}\text{C})^2-1,474\cdot 10^{-7}\cdot T(^{\circ}\text{C})^3$
Conductividad térmica ($\text{W/m}\cdot\text{K}$)	$0,443+1,9\cdot 10^{-4}\cdot T(^{\circ}\text{C})$

Tabla 5.25 – Propiedades Físicas Sal Fundente

Fuente: HITEC

Se sabe que la cantidad de calor almacenada por las sales viene definida por la siguiente ecuación:

$$dQ_{alm} = m_s \cdot c_{p_s} \cdot dT$$

Donde todo es conocido a excepción de m_s , que es lo que se debe calcular para obtener el volumen final de los tanques de almacenamiento.

$$\int_{290}^{565} (1443 + 0,172 T) dT$$

TANQUE FRIO:

Considerando el factor de seguridad propuesto de 20% más y redondeando el valor se tendría:

Con el fin de hallar el mínimo valor y optimizar dimensiones, se deriva e iguala a cero. Finalmente se despeja el valor del radio del tanque.

$$f'(R_{tan}) = 4 \cdot \pi \cdot R_{tan} - 2 \cdot \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{R_{tan}^2} = 0$$

$$R_{tan} = \sqrt[3]{\frac{V_{almac} \cdot 1,15}{2 \cdot \pi}}$$

$$h_{tan} = \frac{V_{almac} \cdot 1,15}{\pi \cdot R_{tan}^2}$$

Así obtenemos los valores de R y H que son:

r	10.26 m
h	20.51 m

TANQUE CALIENTE:

$$V_{CALIENTE} = \frac{ms}{\rho_f} = 6,219.5 \text{ m}^3$$

Considerando el factor de seguridad propuesto de 20% más y redondeando el valor se tendría:

$$V_{FRIO} = 7464 \text{ m}^3$$

Así obtenemos los valores de R y H que son:

r	10.59 m
h	21.18 m

ENERGIA PRODUCIDA

Para concluir con esta parte de cálculo calcularemos cuál es la energía que se produce a lo largo del año para cada una de las capacidades de almacenamiento. El cálculo que se va a llevar a cabo pretende dar una idea del orden de magnitud de la energía generada, resultando un análisis bastante sencillo. En este cálculo no se va a tener en cuenta ningún tipo de apoyo auxiliar, sino que toda la energía generada será de procedencia únicamente solar.

	Id promedio	Energía (MWh)	MWh t	GW año	DIAS
Enero	5.90	53.10	743.40	23.05	31
Febrero	5.60	50.40	705.60	21.87	28
Marzo	5.70	51.30	718.20	22.26	31
Abril	5.50	49.50	693.00	21.48	30
Mayo	4.90	44.10	617.40	19.14	31
Junio	4.50	40.50	567.00	17.58	30
Julio	4.80	43.20	604.80	18.75	31
Agosto	5.30	47.70	667.80	20.70	31
Septiembre	5.30	47.70	667.80	20.70	30
Octubre	6.70	60.30	844.20	26.17	31
Noviembre	6.60	59.40	831.60	25.78	30
Diciembre	6.40	57.60	806.40	25.00	31
Promedio	5.60	50.40	705.60	21.87	365
			9172.80	262.48	

Tabla 5.26 – Producción Anual de energía eléctrica de la central

Fuente: Elaboración Propia

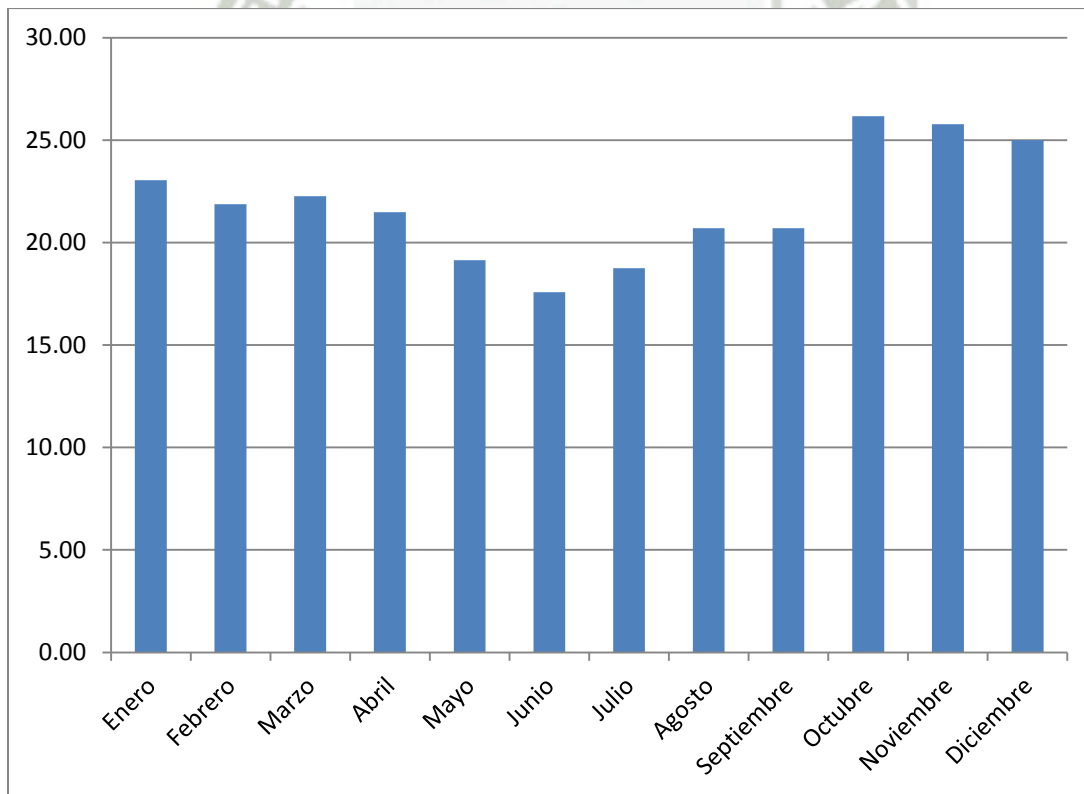


Gráfico 5.23 – Producción Anual de energía eléctrica de la central (GWh) por mes

REDUCCION DE CONTAMINACION

Uno de los objetivos planteados al inicio del desarrollo de nuestra tesis fue además de emplear recursos inagotables, el hecho de reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera. Estas emisiones tienen efectos perjudiciales tanto para la salud como para el medio ambiente.

La mayoría de las emisiones provienen de la combustión de los hidrocarburos utilizados en la producción de electricidad en centrales de ciclo combinado y de carbón. Estas centrales son las que producen prácticamente la mitad de la energía generada.

Los efectos que estas emisiones tienen son las siguientes:

- Aparición de nieblas y lluvias
- Lluvia ácida
- Destrucción de la clorofila
- Suciedad y corrosión
- Efecto invernadero
- Bronquitis e irritación en los ojos

Ante estos problemas, la energía termosolar tiene una tasa de emisiones aparentemente nula. A pesar que la generación eléctrica no emita ningún contaminante, algunas de las tareas llevadas a cabo en la planta termosolar si pueden llevar asociado alguna emisión. También en la etapa de construcción se han incurrido en numerables proyecciones de agentes perjudiciales para el medio ambiente. Sin embargo, estas pequeñas causas también están presentes en las demás tecnologías por lo que, no se van a tener en cuenta, considerando un equilibrio entre unas y otras. De este modo, se puede considerar que la energía termosolar no genera ningún tipo de contaminante.

Resulta ilustrativo obtener las toneladas de CO₂ que dejan de ser vertidas al ambiente por el simple hecho de utilizar energía solar. Para ello se van a considerar las emisiones de CO₂ producidas por la generación de electricidad mediante carbón, ciclo combinado de gas natural y fuel más gas.

CAPITULO 6

ANALISIS ECONOMICO

El último capítulo y con el que concluimos nuestra tesis es con un análisis económico que, junto con todos los demás análisis desarrollados hasta el momento, mostrará las conclusiones y los aspectos más relevantes que conlleva realizar un proyecto de tal envergadura.

Hoy en día el mayor problema de este tipo de plantas es la elevada inversión que es necesaria realizar. Este hecho hace que el coste de la energía eléctrica de procedencia solar térmica no sea competitivo con la electricidad producida por otro tipo de centrales. A este inconveniente hay que añadirle el hecho de la variación con la meteorología. No obstante, se intenta reducir esta desventaja haciendo uso de sistemas de almacenamiento.

Además si consideramos que hoy por hoy se está en un nivel crítico con respecto al calentamiento global y la necesidad de soluciones para esto que vivimos a diario pensamos que justifica cualquier tipo de inversión, además de la implementación de políticas como las que se vienen dando para el apoyo en la inversión para este tipo de centrales y dando licitaciones por periodos largos lo que permite obtener una rentabilidad mayor llegando a un coste total de 201, 897,924.09 Euros.

CAMPO DE HELIOSTATOS		82,011,747.60
BLOQUE DE POTENCIA		77,457,500.00
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO		4,280,686.96
CONTROL DE PROYECTO		10,300,000.00
SUBTOTAL		174,049,934.56
Gasto Generales	3%	5221498.037
Contingencias	5%	8702496.728
Margen	8%	13923994.76
TOTAL		201,897,924.09

Tabla 6.1 – Inversión Total

Fuente: Elaboración Propia

Para esta etapa se va a realizar una estimación de los costes necesarios para construir la planta termosolar. Para hacer más exacta esta valoración se han tomado precios orientativos a partir de proyectos reales. De este modo el precio final que se obtendrá estará cercano a la realidad, pudiéndose hacer una idea de las magnitudes, en cuanto a inversión se refiere, de una central termosolar.

Para el detalle de los principales elementos usados se tiene:

CAMPO SOLAR

El campo solar está compuesto por los heliostatos los cuales significan un valor importante debido a la cantidad y el sistema de seguimiento y control solar; además en este campo también está la torre solar central considerando tanto la parte civil para la adecuación del terreno, accesos y cimentación para los postes que soportan los espejos como la del montaje electromecánico y algunos equipos y trabajos auxiliares, teniendo así:

COSTO TOTAL H	9,870,000.00
# Heliostatos	6,500.00
Costo/heliostato	1,520.00
Estructura	220.00
Accionamiento	500.00
Cimentación	800.00

Tabla 6.2 – Costo de heliostatos

También hay que añadir un sistema de instrumentación general para todo el campo solar, que controle el funcionamiento conjunto de todos los sistemas de posicionamiento de cada colector. En este caso se trata de un único precio, no importando la configuración de parámetros de diseño que se están teniendo en cuenta en este proyecto.

SISTEMA DE CONTROL		4,455,000.00
Controlador	1,200.00	1,800,000.00
Encoder	210.00	315,000.00
Instrumentación	2,340,000.00	2,340,000.00

Tabla 6.3 – Costo Seguimiento Solar

Fuente: Elaboración Propia

El campo solar debe de estar provisto de un sistema eléctrico que provea de energía eléctrica a todos los puntos necesarios principales y secundarios, así como un sistema da alumbrado principal y de emergencia así como el de señalización para evitar cualquier percance en horas nocturnas.

Este sistema se compone de transformadores, un grupo de emergencia diesel para el caso de fallo en la red eléctrica, cables, bandejas y todo el sistema de alumbrado, considerándose igual para cada una de las configuraciones que se pueden adoptar como diseño final de la instalación.

SISTEMA ELECTRICO	2,050,000.00
Alumbrado	150,000.00
Transformador	900,000.00
Equipo Auxiliar de Gen	580,000.00
Insumos	420,000.00

Tabla 6.4 – Costo Auxiliares Campo Solar

Fuente: Elaboración Propia

Todos estos componentes como se explicó inicialmente requiere de un trabajo civil en donde se tiene en cuenta las tareas de acondicionamiento de la parcela destinada a albergar la central, así como realizar las cimentaciones y canalizaciones necesarias para su correcto funcionamiento.

OBRA CIVIL	20,400,000.00	
9000000	PU/m2	CT
Acondicionamiento	0.01	90,000.00
Movimiento de tierras	0.22	1,980,000.00
Cimentación	0.25	2,250,000.00
Canalizaciones eléctricas	0.24	2,160,000.00
Instalaciones sanitarias	0.16	1,440,000.00
Drenaje pluvial	0.12	1,080,000.00
Red Vial	0.5	4,500,000.00
Cerco Perimétrico	0.6	5,400,000.00
Nave de pre montaje		1,500,000.00

Tabla 6.5 – Costo Obra Civil Campo Solar

Fuente: Elaboración Propia

El sistema de torre central contempla el tener una torre principal donde se dirige todos los espejos y así obtener las elevadas temperaturas, en donde se deberá considera el costo propio del receptor que dentro de la industria de este tipo ya se venden como un bloque listo para el montaje, así como el costo de la estructura civil ya que este va a varios metros de altura y sus sistemas auxiliares necesarios para un correcto funcionamiento.

TORRE CENTRAL	24,500,000.00
Receptor	15,000,000.00
Estructura civil	5,000,000.00
Montaje	3,000,000.00
Sistemas auxiliares	1,500,000.00

Tabla 6.6 – Costo Torre Solar

Fuente: Elaboración Propia

Otro punto importante es el sistema de bombeo necesario para que el fluido de trabajo en este caso sales fundidas puedan desplazarse desde los tanques de almacenamiento hacia el colector principal, al ser un fluido con elevadas temperaturas y además ser sales fundidas se requiere de bombas especiales, es a esto que se debe su elevado costo, así también un valor importante es el propio costo de las sales necesarias en función a la masa necesaria.

SISTEMA DE BOMBEO	20,736,747.60	
Bombas	400,000.00	1,600,000.00
Tuberías	1.00	10,764,155.58
Aislamiento	40.00	12,400.00
Juntas de expansión		160,000.00
Instrumentación		450,000.00
Sales	0.72	7,750,192.02

Tabla 6.7 – Costo Sistema de Bombeo Campo Solar

Fuente: Elaboración Propia

BLOQUE DE POTENCIA

Luego del campo solar uno de los elementos más importantes de la central es la parte del bloque de potencia que es donde se transforman el calor en trabajo, aquí estamos considerando el costo de la turbina de 2 etapas y el generador eléctrico costo más elevados en este ítem pero que a su vez se utiliza una de los grupos generadores de última generación lo cual implementa una mejora.

BLOQUE DE POTENCIA	64,057,500.00	
Turbina-Generador		35,625,000.00
Accesorios	0.10	3,562,500.00
Generador de Vapor		7,800,000.00
Equipos del ciclo		3,500,000.00
Bomba de condensado		700,000.00
Torre de refrigeración		2,000,000.00
Tratamiento de agua		1,500,000.00
Sistema Ventilación y AA		350,000.00
Sistema contra incendio		750,000.00
Sistema aire comprimido		320,000.00
Sistema efluentes		450,000.00
Montaje electromecánico		7,500,000.00

Tabla 6.8 – Costo Equipos electromecánicos de Planta

Fuente: Elaboración Propia

Al igual que el campo solar, el bloque de potencia requiere de trabajos civiles que básicamente son la infraestructura de la central compuesta por un navío principal donde estarán distribuidos nuestra turbina y generador y demás equipos principales, así como los edificios de control y de oficinas necesarios para el área de gestión y control de la planta.

POTENCIA - CIVIL		4,250,000.00
Nave principal		1,800,000.00
Edificio de control		600,000.00
Edificio Oficinas		600,000.00
Nave auxiliares		1,250,000.00

Tabla 6.9 – Costo Obra Civil de Planta

Fuente: Elaboración Propia

Para concluir con la parte del ciclo está el costo de almacenamiento de acuerdo al volumen obtenido con nuestros cálculo se obtuvo un valor referencial, además de la construcción de estos tanque se considera el sistema de calentamiento eléctrico y accesorios necesarios.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO		4,280,686.96
Tanque caliente	230.00	1,430,493.89
Tanque frio	230.00	1,299,200.14
Aislamiento	38.00	450,992.93
Líneas calentamiento eléctrico		800,000.00
Otros (Válvulas, tuberías)		300,000.00

Tabla 6.10 – Costo Sistema de Almacenamiento

Fuente: Elaboración Propia

PARTE ELECTRICA

Si bien nuestra central tanto la parte del campo solar como la parte del boque de potencia entrega la energía eléctrica en los bornes del generador para poder llegar a nuestros clientes se requiere de una subestación y de una línea de transmisión con todos sus servicios auxiliares así tenemos:

SUBESTACIONES	8,850,000.00	
Transformador Potencia		3,200,000.00
Transformador SSAA		1,200,000.00
Sistema de Protecciones		2,000,000.00
Sistema de Comunicaciones		1,500,000.00
Instrumentación		750,000.00
Aparellaje		200,000.00
LINEA DE TRANSMISION		
Línea aérea		300,000.00

Tabla 6.11 – Costo Sistema eléctrico de Potencia

Fuente: Elaboración Propia

La producción de electricidad tiene como objeto ser vertida al sistema de transporte y distribución. Para ello es necesario realizar una infraestructura que así lo permita. De este modo se construirá una subestación y una línea aérea de 138 kV.

La subestación estará formada por un aparellaje de 138 kV, un sistema de embarrados, aisladores, sistema de control y protecciones, equipos de CC.

CONTROL DE PROYECTO

Por último estamos considerando los gastos por el control del proyecto lo que contempla a la ingeniería del proyecto en campo. Estos compuestos por los gastos de dirección de proyecto, gestión de compras y logística, dirección de construcción, supervisión de puesta en marcha y dirección técnica. Los gastos de ingeniería se componen de la ingeniería de tramitación, básica, de detalle y de obra.

CONTROL DE PROYECTO	10,300,000.00
Ingeniería	5,000,000.00
Logística	1,500,000.00
Supervisión	3,000,000.00
Seguros	800,000.00

Tabla 6.12 – Costo Control de Proyecto

COSTO TOTAL

En resumen de lo antes explicado se tendría una inversión total, además incluimos un 3% de gastos generales, 5% para cualquier eventualidad y un 8% por margen de seguridad.

CAMPO DE HELIOSTATOS		82,011,747.60
BLOQUE DE POTENCIA		77,457,500.00
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO		4,280,686.96
CONTROL DE PROYECTO		10,300,000.00
SUBTOTAL		174,049,934.56
Gasto Generales	3%	5221498.037
Contingencias	5%	8702496.728
Margen	8%	13923994.76
TOTAL		201,897,924.09

Tabla 6.13 – Resumen de Costo Total de Proyecto

COSTO DEL KWh SOLAR GENERADO

El análisis del costo del kWh nos va a servir para conocer el precio de generación para así poder compararlo con el precio de generación del mix energético del mercado. Este dato aportará alguna conclusión sobre la viabilidad económica que tiene este tipo de centrales.

El coste de generación de la energía se mide a través del parámetro levelized cost of energy (LCOE). Se trata de un valor que tiene en cuenta los costes de la inversión que es necesaria acometer, los costes de mantenimiento y operación, los costes del combustible, la energía producida anualmente y diversos parámetros económicos como el interés o el tiempo de vencimiento del préstamo.

$$LCOE = \frac{f_{rc} \cdot C_{inversión} + C_{O\&M} + C_{fuel}}{E_{gen}}$$

El factor f_{rc} se refiere al factor de recuperación de capital que transforma el valor de la inversión en una serie de pagos uniforme a lo largo del periodo de préstamo. Donde, i es la tasa de interés del préstamo y n son los años a los que se solicita el préstamo se tendría:

$$f_{rc} = \frac{i}{i - (1 + i)^{-n}}$$

A la ecuación principal le añadimos la amortización de la instalación durante 20 años, un valor típico dentro de las centrales de esta envergadura. Dicha amortización se tratará como lineal a lo largo de dicho periodo.

$$LCOE = \frac{f_{rc} \cdot C_{inversión} + C_{O\&M} + C_{fuel} + C_{amort}}{E_{gen}}$$

Los costes de operación y mantenimiento serán la suma de los salarios de los empleados más los costes de mantenimiento de los equipos. Para determinar estos valores se uso algunos datos actuales de las empresas eléctricas del sector que pueden alcanzar estos costes.

En cuanto a los parámetros económicos, se va a optar por un interés del 8%. Los costes de combustible son nulos al no haber empleado en este proyecto una caldera de apoyo para la obtención de la electricidad.

Salario Anual	48000
# Empleado	70
Mantenimiento	2018979.241

Tabla 6.14 – Salarios O&M

Fuente: Elaboración Propia

Con estos valores podemos obtener el valor del coste del kWh.

Estos valores pueden ser comparados con el precio del mercado diario de la generación de electricidad. Dicho precio contiene todos los gastos de adecuación de la electricidad, transporte. Por lo tanto, a los valores obtenidos anteriormente habría que añadirles estos costes.

C inversión	201,897,924.09	Euros
C O&M	5,378,979.24	Euros
C amortización	10094896.2	Euros
E generada	262.48	GWh
Coste kwh	0.137294977	Euro/kWh

Tabla 6.15 – Costos de kWh

Fuente: Elaboración Propia

ANALISIS DEL VAN Y TIR

Para este análisis se está considerando que la empresa a invertir tendrá el 10% del monto total de inversiones y que el resto lo financiara mediante una institución financiera.

INVERSION		201,897,924.09
FONDOS PROPIOS	10%	20189792.41
PRESTAMO		181,708,131.68
INTERES	8%	
INFLACION	3%	
TASA DE DESCUENTO	6%	
<hr/>		
COSTO KWH		10.876 c€
seguro		1.32%
<hr/>		
ENERGIA	262000000	KWH
AÑO		
INV. TOTAL	201,897,924.09	EUROS

Tabla 6.16 – Estructura de Costos para análisis Financiero

Fuente: Elaboración Propia

Los ingresos están basados a la tarifa de 10.876 centavos de Euro un precio bastante competitivo en cuanto a centrales de este tipo se trata, actualizable por el índice al consumo y un 20% menor a partir del año 26 al año 40, con lo respecto a la materia prima se tiene un valor de 0 debido a que no tenemos consumo de combustible o agua como son los de las centrales en el mercado.

Para el cálculo de la mano de obra para el primer año de montaje con un máximo de 400 personas entre personal técnico, ayudantes e ingenieros con sueldo anual medio de 30 000 euros y para el segundo año y final del montaje de 500 personas de ahí en adelante se aprovechara a 50 personal de los participantes en el montaje para el funcionamiento de la planta con un sueldo anual de 38000 euros en promedio con un 3% anual de incremento.

La amortización considerada es de forma lineal en un periodo de 20 años así como la vida útil de esta planta se considera 40 años, en cuanto a lo referido al seguro dentro del mercado un valor bastante usado es el de 1.3 a y 1.35 % de la inversión total.

Otro factor también aplicado y de suma importancia hoy por hoy es el canon, regulada por el estado y con bien para el área afectada que en este caso sería Majes, lo cual impulsaría con una inyección de dinero para la región más el empleo generado directo e indirecto.

	AÑO	-2	-1	1	2	3	4	5
PRESTAMO	181,708,131.68							
GASTOS	Mat. Prima							
	Personal	12,000,000.00	15,000,000.00	1,900,000.00	1,957,000.00	2,015,710.00	2,076,181.30	2,138,466.74
	Equipos	100,000,000.00	160,000,000.00					
	Mantenimiento	2,190,000.00		4,000,000.00	4,120,000.00	4,243,600.00	4,370,908.00	4,502,035.24
	Terrenos	14,810,000.00						
	Permisos							
	Intereses			14,536,650.53	13,809,818.01	13,082,985.48	12,356,152.95	11,629,320.43
	Amortización			10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20
	Cánones			1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	Seguros			4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00
	TOTAL	129,000,000.00	175,000,000.00	35,531,546.74	34,981,714.21	34,437,191.69	33,898,138.46	33,364,718.61
Ventas	kwh			14,247,560.00	28,495,120.00	29,065,022.40	29,646,322.85	30,239,249.30
I-G				-21,283,986.74	-6,486,594.21	-5,372,169.29	-4,251,815.61	-3,125,469.31

Tabla 6.17 – Análisis Financiero

Fuente: Elaboración Propia

	AÑO	6	7	8	9	10	11	12
PRESTAMO	181,708,131.68							
GASTOS	Mat. Prima							
	Personal	2,202,620.74	2,268,699.36	2,336,760.34	2,406,863.15	2,479,069.05	2,553,441.12	2,630,044.35
	Equipos							
	Mantenimiento	4,637,096.30	4,776,209.19	4,919,495.46	5,067,080.33	5,219,092.74	5,375,665.52	5,536,935.48
	Terrenos							
	Permisos							
	Intereses	10,902,487.90	10,175,655.37	9,448,822.85	8,721,990.32	7,995,157.79	7,268,325.27	6,541,492.74
	Amortización	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20
	Cánones	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	Seguros	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00
	TOTAL	32,837,101.14	32,315,460.13	31,799,974.86	31,290,830.01	30,788,215.78	30,292,328.11	29,803,368.78
Ventas	kwh	30,844,034.29	31,460,914.98	32,090,133.28	32,731,935.94	33,386,574.66	34,054,306.15	34,735,392.28
I-G		-1,993,066.85	-854,545.15	290,158.42	1,441,105.94	2,598,358.88	3,761,978.04	4,932,023.50

Tabla 6.17 – Análisis Financiero
Fuente: Elaboración Propia

	AÑO	13	14	15	16	17	18
PRESTAMO	181,708,131.68						
GASTOS	Mat. Prima						
	Personal	2,708,945.69	2,790,214.06	2,873,920.48	2,960,138.09	3,048,942.23	3,140,410.50
	Equipos						
	Mantenimiento	5,703,043.55	5,874,134.85	6,050,358.90	6,231,869.67	6,418,825.76	6,611,390.53
	Terrenos						
	Permisos						
	Intereses	5,814,660.21	5,087,827.69	4,360,995.16	3,634,162.63	2,907,330.11	2,180,497.58
	Amortización	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20	10,094,896.20
	Cánones	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	Seguros	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00
	TOTAL	29,321,545.65	28,847,072.80	28,380,170.74	27,921,066.60	27,469,994.30	27,027,194.81
Ventas	kwh	35,430,100.12	36,138,702.13	36,861,476.17	37,598,705.69	38,350,679.80	39,117,693.40
I-G		6,108,554.47	7,291,629.32	8,481,305.43	9,677,639.10	10,880,685.50	12,090,498.59

Tabla 6.17 – Análisis Financiero

Fuente: Elaboración Propia

	AÑO	19	20	21	22	23	24
PRESTAMO	181,708,131.68						
GASTOS	Mat. Prima						
	Personal	3,234,622.82	3,331,661.50	3,431,611.35	3,534,559.69	3,640,596.48	3,749,814.37
	Equipos						
	Mantenimiento	6,809,732.24	7,014,024.21	7,224,444.94	7,441,178.29	7,664,413.64	7,894,346.04
	Terrenos						
	Permisos						
	Intereses	1,453,665.05	726,832.53				
	Amortización	10,094,896.20	10,094,896.20				
	Cánones	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	Seguros	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00
	TOTAL	26,592,916.32	26,167,414.44	15,656,056.28	15,975,737.97	16,305,010.11	16,644,160.42
Ventas	kwh	39,900,047.27	40,698,048.21	41,512,009.18	42,342,249.36	43,189,094.35	44,052,876.24
I-G		13,307,130.95	14,530,633.77	25,855,952.89	26,366,511.39	26,884,084.24	27,408,715.82

Tabla 6.17 – Análisis Financiero

Fuente: Elaboración Propia

	AÑO	25	26	27	28	29	30
PRESTAMO	181,708,131.68						
GASTOS	Mat. Prima						
	Personal	3,862,308.80	3,978,178.07	4,097,523.41	4,220,449.11	4,347,062.58	4,477,474.46
	Equipos						
	Mantenimiento	8,131,176.43	8,375,111.72	8,626,365.07	8,885,156.02	9,151,710.70	9,426,262.02
	Terrenos						
	Permisos						
	Intereses						
	Amortización						
	Cánones	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	Seguros	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00
	TOTAL	16,993,485.23	17,353,289.78	17,723,888.48	18,105,605.13	18,498,773.29	18,903,736.49
Ventas	kwh	44,933,933.76	35,947,147.01	36,666,089.95	37,399,411.75	38,147,399.98	38,910,347.98
I-G		27,940,448.53	18,593,857.22	18,942,201.47	19,293,806.62	19,648,626.70	20,006,611.50

Tabla 6.17 – Análisis Financiero

Fuente: Elaboración Propia

	AÑO	31	32	33	34	35	36
PRESTAMO	181,708,131.68						
GASTOS	Mat. Prima						
	Personal	4,611,798.70	4,750,152.66	4,892,657.24	5,039,436.95	5,190,620.06	5,346,338.66
	Equipos						
	Mantenimiento	9,709,049.88	10,000,321.38	10,300,331.02	10,609,340.95	10,927,621.18	11,255,449.82
	Terrenos						
	Permisos						
	Intereses						
	Amortización						
	Cánones	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	Seguros	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00
	TOTAL	19,320,848.58	19,750,474.04	20,192,988.26	20,648,777.91	21,118,241.24	21,601,788.48
Ventas	kwh	39,688,554.94	40,482,326.04	41,291,972.56	42,117,812.01	42,960,168.25	43,819,371.62
I-G		20,367,706.36	20,731,852.00	21,098,984.30	21,469,034.11	21,841,927.01	22,217,583.14

Tabla 6.17 – Análisis Financiero

Fuente: Elaboración Propia

	AÑO	37	38	39	40
PRESTAMO	181,708,131.68				
GASTOS	Mat. Prima				
	Personal	5,506,728.82	5,671,930.69	5,842,088.61	6,017,351.27
	Equipos				
	Mantenimiento	11,593,113.31	11,940,906.71	12,299,133.91	12,668,107.93
	Terrenos				
	Permisos				
	Intereses				
	Amortización				
	Cánones	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	Seguros	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00	4,000,000.00
	TOTAL	22,099,842.14	22,612,837.40	23,141,222.52	23,685,459.20
Ventas	kwh	44,695,759.05	45,589,674.23	46,501,467.72	47,431,497.07
I-G		22,595,916.92	22,976,836.83	23,360,245.20	23,746,037.87

Tabla 6.17 – Análisis Financiero
Fuente: Elaboración Propia

Con los datos obtenidos calculamos el VAN y TIR y se muestran a continuación:

TIR	12.06%
VAN	S/. 206,093,962.81

CONCLUSIONES

La presente tesis, fue planteada con el fin de demostrar la viabilidad de desarrollar una central termosolar de colector central de 50 MW con un sistema de almacenamiento, tipo de central que en la actualidad no se han desarrollado y que traen consigo un sin fin de beneficios y del cual se ha logrado desarrollar a plenitud todos los cálculos adjuntos.

Así también se logró demostrar que efectivamente se puede utilizar la energía del sol para generar energía eléctrica y bajo un precio bastante competitivo por lo que si podría suplir la necesidad energética de nuestro país por los amplios recursos solares que se demostraron en el desarrollo de nuestra tesis.

Es de nuestra voluntad sin duda que este desarrollo pueda servir para nuestros compañeros como una guía para el implementar un cultura en el uso de las energías renovables y que cada vez se afiance más la implementación de este tipos de centrales así rompiendo la brecha del llamado comenzar a explotar el recurso ya no sea un querer sino que se ejecute así contribuyendo a un desarrollo sostenible que como se demostró su estado es crítico si seguimos quemando petróleos fósiles y seguimos generando toneladas de CO₂.

Otro de los objetivos planteado fue el demostrar un alto rendimiento que se puede llegar con el utilizar este tipo de centrales llegando al 45% mientras que las fotovoltaicas principal competencia está muy por debajo.

Con el método de cálculo presentado se ha demostrado que si es posible desarrollarla e incluso con amplias mejoras como lo son el uso de sales fundidas lo que nos permite trabajar a mayores temperaturas y por ende obtener mayores eficiencia así como de

mayores potencias frente a uso de fotovoltaicos o con aceites térmicos los primeros limitados a solo funcionar cuando está presente el sol y los segundo por un nivel de temperatura máximo bajo, en el cálculo además siempre se trató de buscar la solución más realizable usando datos proporcionados por SENAMHI y otras instituciones que nos respaldan y en donde sus valores son muy precisos y que cuentan con históricos bastantes consistentes.

Es sin duda el Sol el recurso renovable más abundante que existe, como se vio en el primer y segundo capítulo. El utilizar tecnologías que sean viables desde el punto de vista técnico, económico y medio ambiental para el aprovechamiento al máximo de la radiación solar es principal importancia no solo por los entendidos en el tema sino además por cada uno de las personas que habitamos en nuestro planeta, ya que contribuye a la mitigación de emisiones de CO₂, las centrales solares termoeléctricas constituyen la forma de generación eléctrica con mayores ventajas para los sistemas eléctricos debido a la estabilidad que aportan y a las características de gestionabilidad que les proporcionan sus sistemas de almacenamiento térmico y sus posibilidades de hibridación con biomasa o gas natural.

Los resultados de los diferentes diseños y tecnología que se investigaron muestran que la utilización de sales fundidas aporta una ventaja considerable con respecto a la energía generada con las centrales de aceite y las fotovoltaicas. Se han comparado varias centrales existentes en el mercado peruano así como algunas tesis desarrolladas y es muy por encima el resultado global obtenido, la ventaja que el diseño llevado a cabo con sales fundidas es que no utilizamos de ningún tipo de energía auxiliar como combustibles para alcanzar estos niveles de producción obtenidos por las centrales en operación comparadas. Este hecho lleva a aumentar considerablemente la energía generada anualmente

El uso de esta tecnología que se plantea en nuestra tesis hoy por hoy están muy consolidadas y cada vez sacan mejora tras mejora sino basta con ver que la empresa SIEMENS tiene una línea especial de componente para este tipo de plantas e incluso la turbina ST 700, que fue seleccionada está destinada para el uso de este tipo de central y así como esta empresa en el trayecto de nuestra investigación se encontró gratuitamente un mercado extranjero con un avance importante en cuanto a insumos necesarios, pues si de lo bueno se aprende ahora toca a las empresas peruana de iniciar en la implementación de este nuevo mercado.

En base al análisis económico se puede concluir que todavía esta tecnología es muy cara para ser competitiva con los ciclos combinados o centrales que hoy por hoy se vienen utilizando en nuestro mix energético de acuerdo a lo visto en la información que publica COES. Esto requiere, mayor investigación hasta poder situarse a la altura de las energías convencionales sobretodo en la fase constructiva de los insumos necesarios debe volverse un compromiso la búsqueda de materiales y formas de

construcción de los insumos que participan en este tipo de centrales el desarrollarlas a un bajo costo, el solo hecho de encontrar esa solución revolucionaria el desarrollo de estas tecnologías, recordemos que uno de los puntos con mayor irradiación en todo el planeta es nuestro país. Cabe señalar que aunque este tipo de instalaciones resulten ahora viables tanto técnicamente como económicamente, desde este último punto de vista no son auto sostenibles, pues están fuertemente supeditadas a la voluntad política del momento. Esto es así puesto que requieren de una elevada inversión inicial que no sería rentable de no ser por las primas a las renovables y el aporte como se viene dando para las RER, pues si bien se tiene un mercado seguro en base al 5% de generación mediante a las energías renovables debe ser un compromiso pactado por el estado el desarrollar este tipo de tecnologías.

Otro punto que es importante destacar con respecto a la competencia con la tecnología de colector parabólico es que al tener campos extensos y el fluido de trabajo en muchos de ellos es también las sales fundidas el principal problema y que se soluciona con esta tecnología es la perdida de calor por longitud, existe una gran brecha de pérdidas debido a lo extenso que es el trayecto que utilizan este tipo de centrales.

Otro tema de principal impacto es en cuanto a costo el campo de helióstatos es el componente más costoso de una central termosolar, resulta necesario diseñar la planta para trabajar a pleno rendimiento en los meses de verano, y evitar el sobredimensionamiento que se produciría en caso de seleccionar un punto de diseño alejado de los meses de mayor radiación solar.

En el diseño del campo solar que está conformado por los heliostatos y el receptor solar se puede observar la importancia de la distribución de los heliostatos para obtener la radiación solar óptima para lo cual la importancia del seguidor solar que ya viene incluido dentro de la selección del heliostato.

El factor de bloqueo es el que afecta de forma notable a la eficiencia óptica. A pesar de que al considerar factores de bloqueo mayores, la distancia entre heliostatos debe incrementarse, lo que produce su alejamiento del receptor de la torre central, estas pérdidas no compensan el incremento de energía que alcanza al receptor, incrementándose la eficiencia media del campo de heliostatos.

Otro de los objetivos planteados fue dotar de una amplia base de información sobre esta tecnología lo que permitirá a nuevos profesionales interesados en el desarrollo energético no convencional como guía de cálculo y fundamento teórico para desarrollo de nuevas mejoras, recordamos que hoy este proyecto puede significar realizar a mediano o largo plazo sin embargo los grandes indicios de revolución tecnológica nacieron de esta forma.

RECOMENDACIONES

Dentro de las recomendaciones a realizar sin duda el sustento de esta tesis son los datos solares que se cuentan sin embargo se debe implementar más estaciones sobre todo en los puntos cercanos en donde se conoce que existe una irradiación alta para tener datos exactos del lugar analizar todos los efectos climáticos que se presenten en este lugar esto facilitando el despacho técnico y económico aprovechando al máximo el uso de este recurso.

La presente tesis creemos que no es un cálculo definitivo sino un comienzo que debería desarrollarse más con detalles dedicados en la implementación de componentes críticos pero que con la ayuda de la presente tesis guía se a dado un gran paso para el entender cómo funciona, el demostrar que estamos en camino y que nos espera un gran futuro con este tipo de tecnología, que por muchos entendidos en el tema es la energía del futuro, pues está en nuestras manos que ese futuro no sea muy lejano.

Una de las recomendaciones principales dentro de la operación de la planta se basa en el calentamiento de las sales en el receptor central desde los 290°C hasta los 565°C.

Las temperaturas a las que se encuentra la instalación para lograr este cometido son también muy elevadas, y deben mantenerse dentro de unos márgenes para evitar desastres.

Las temperaturas de los tubos en el receptor no deberían sobrepasar los 640°C de temperatura, pues se podría producir la descomposición de las sales de nitratos a nitritos.

Dentro de las mejoras que se puedan plantear están en la optimización del recurso solar mediante la óptica, minimizando las pérdidas en la captación y re direccionamiento y por supuesto con reducción de costo de fabricación, otro punto importante es la torre requiere de un estudio detallado que sin duda es un tema de tesis particular ya que contempla una serie de elementos importantes que se podrían aprovechar mejor aún el recurso solar y sin duda el sustento de esta tecnología son los valores meteorológicos y datos en el que se debe dar más ahínco desarrollo y publicación, la población debe estar enterada sobre estos temas y es ahí donde la universidad con nuestra tesis entran a tallar.

Para la optimización del campo solar se tendría que mejorar el apuntamiento de los heliostatos hacia el receptor solar realizando nuevas pruebas y las iteraciones necesarias para obtener la máxima radiación solar.

Los materiales usados en la torre central que funciona como un inmenso intercambiador de calor se puede mejorar con la reducción de los espacios que se usan en soldadura, para mejorar se tendría que implementar como un solo bloque todos los ductos usados en el receptor para obtener un mayor temperatura con menores pérdidas de calor.

BIBLIOGRAFIA

LIBROS:

- [1] Atlas de Energía Solar del Perú – SENAMHI, MEM
- [2] ESPEJO MARÍN, Cayetano; GARCÍA MARÍN, Ramón. La energía solar termoeléctrica en España. Anales de Geografía, 2010.
- [3] Guía técnica de la energía solar termoeléctrica. FENERCOM (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid). Madrid, 2012.
- [4] “Construcción y puesta en marcha de centrales termosolares” – Santiago García Garrido.
- [5] Termodinámica – Sexta Edición – Yunus A. Cengel – Michael A. Boles
- [6] Guía de curso de Centrales Eléctricas I – Suministros Energéticos – Ing. C. Gordillo
- [7] Energía Termosolar – Antonio Creus
- [8] Energía Solar Térmica – M. Sc. Ing. C. Orbegozo, Ing. R. Arivilca
- [9] Termodinámica Aplicada – Jaime Postigo, Juan F. Cruz
- [10] Energía Solar Térmica de Concentración – Greenpeace, Solar Paces y ESTELA
- [11] Perú: Sector Eléctrico 2010 – Ministerio de Energía y Minas
- [12] Boletín estadístico de la industria del gas natural – Ministerio de Energía y Minas
- [13] La Energía y sus claves – Martínez
- [14] Petróleo - Wikipedia
- [15] Historia de la industria del petróleo en el Perú desde sus comienzos hasta la fecha – Ing. F Noriega
- [16] Que es el petróleo – Biodisol
- [17] Gas Natural – Wikipedia
- [18] El gas de Camisea – Manuel Tavera Chacaltana
- [19] Carbón – Wikipedia
- [20] Manuales sobre energía renovable – Hidráulica
- [21] Manuales sobre energía renovable – Eólica
- [22] Energía Alternativas – Geotérmica – Varios
- [23] Manuales sobre energía renovable – Biomasa
- [24] Manuales sobre energía renovable – Solar Térmica
- [25] Centrales Termosolares – RENOVATEC
- [26] La energía Solar Fototermica – Blog Ahorro de Energía Eficaz

WEB VISITADAS:

- SELECCIÓN DE TURBINA

<http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/en-profundidad-evaluaci%C3%B3n-de-los-avances-de-los-generadores-de-turbina-solares>

- SELECCIÓN GENERADOR

<http://www.energy.siemens.com/co/es/energias-conventionales/generadores/>

- RENOVETEC

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

- Electricidad termosolar

http://www.ctaer.com/sites/default/files/files/ELECTRICIDAD_TERMOSOLAR.pdf

- Iberdrola

http://www.ctaer.com/sites/default/files/files/ELECTRICIDAD_TERMOSOLAR.pdf

- ACERO SOLAR

<http://www.acerosolar.com/>

- ACTIVA SOLAR

<http://www.activasolar.de/>

- B2B-Energías Renovables

<http://peru.ahk.de/es/deinternational/energias-renovables/b2b-energias-renovables/>

- TORRESOL ENERGY

<http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/home/en>

- GREENPEACE

http://www.solarpaces.org/Library/CSP_Documents/Greenpeace_SolarThermalPower_Spanish.pdf

- HITEC SALT

Coastal Chemical Company. HITEC heat transfer salt. Reg. U.S. Pat. & Tm. Off.
<http://coal2nuclear.com/MSR%20-%20HITEC%20Heat%20Transfer%20Salt.pdf>

INFORMACION GENERAL:

- <http://www.lib.utexas.edu/benson/lagovdocs/peru/federal/energia/Plan%20Referencial%20de%20Electricidad%202006-2015.pdf>
- <http://www.textoscientificos.com/energia/solar/torre>
- <http://www.renewables-made-in-germany.com/es/renewables-made-in-germany-pagina-de-inicio/energia-solar/central-solar-termica.html>
- <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1350-central-solartermica>
- <http://www.programasolar.cl/biblioteca-tecnica.html>
- http://www.moldesymatrices.com/SENER_fotovoltaica.htm
- http://descontamina.cl/blog/wp-content/uploads/2009/10/Manual_de_Energia_Solar_CDT11.pdf
- <http://www.centralestermosolares.com/tiposcentralestermosolares.html>
- <http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Solar%20termo%20elctrica%201009/CSP%20Alta%20concentraci%C3%B3n.pdf>
- <http://www.ingenieroambiental.com/3008/CENTRALES%20TERMOSOLARES.pdf>
- http://usuarios.multimania.es/arquinstal03/publicaciones/otras/bib584_receptorsolar_integrado_con_caldera.pdf
- <http://www.udg.edu/LinkClick.aspx?fileticket=tFu%2Fj3ni64s%3D&tabid=8706&language=ca-ES>
- <http://www.ucm.es/info/fisatom/docencia/Masterfisica/Termica/Tema%2005.%20Plantas%20termosolares%20de%20Centrales%20de%20foco%20puntual.pdf>
-

- <http://www.tecnicasreunidas.es/es/areas-de-negocio/energia/plantas-solares/>
- <http://www.economiadelaenergia.com/2011/12/metodo-de-distribucion-de-heliostatos-en-planta-de-torre/>
- <http://www.economiadelaenergia.com/2011/08/receptor-solar-de-sales-fundidas-de-abengoa-solar/>
- <http://www.ucm.es/info/fisatom/docencia/Masterfisica/aplicaciones%20termicas/temas/Tema%2003.a.%20%20Plantas%20termosolares.%20Conceptos%20basicos.Noviembre%202011.pdf>
- <http://www.energias-renovables.com/articulo/cener-busca-optimizar-las-sales-fundidas-en>
- <http://www.evwind.com/2012/06/30/proyecto-para-optimizar-sales-fundidas-en-la-termosolar/>
- http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/ATLAS_SOLAR.pdf
- <http://www.ingetteam.com/Es/ProductosyServicios/PyS/Generadoreselectricos/Productos.aspx?TIPO=PTD&ITEMID=11749&IDIOMA=ES&PRT=SBP&PRTID=17>
- http://www.ingetteam.com/Portals/0/DocumentacionCorporativa/catalogo_%20corporativo.pdf
- <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC/countries/PE?display=graph>
- <http://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/boletines/comportamiento-economia-peruana-2014-i.pdf>
- <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/Historia%20del%20Petroleo%20Peru.pdf>
- http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/presentaciones/files/192_2.pdf
- <http://www.artinaid.com/2013/04/carbon-mineral/>

ANEXOS

ANEXO 1: CODIGO FUENTE DE LA PROGRAMACION MATEMATICA EN MATLAB

```
%PLANTA TERMOSOLAR DE 50 MW AREQUIPA%
%CALCULO DE DISTRIBUCION DE HELIOSTATOS%

%INICIO%
%Limpeza de variables anteriores en Matlab%

clc          %Limpiar texto de la ventana de comandos
clear all    %Limpiar variables, variables globales, y funciones

%Posicion de la central termosolar

%obtenido de PLANTA TERMOSOLAR DE 50 MW AREQUIPA
%PTSA
%16° 23' 1.95'' Latitud Sur y 72° 26' 18.3'' Longitud Oeste

%% PUNTO DE DISEÑO %%%

%FUENTE: PRELIMINARY DESIGN OF SURROUNDING HELIOSTAT FIELDS P3.

%Equinoccion de primavera
%23 septiembre 2014
%12:00 hora solar

N=266;      % Dia del año []
Ts=12;      % Hora solar [h]

% otras fechas de interes del año 2014 (cambiar a lado sur)
% necesitamos conocer los datos necesarios de los solsticios y
equinoccios
% de todo el año
% Solsticio de verano
% 21 de Diciembre 2014
% N=355;

% Equinoccio de otoño
% 20 Marzo 2014
% N=79;

% Solsticio de invierno
% 21 de junio 2014
% N=172;

% Visibilidad [Km] Opciones: "23" => Elevada Visibilidad
%                               "5"  => Baja Visibilidad
%                               "1"  => No considerar efecto
```

```

vsblidd=23;

% Irradiacion tipica de Diseño [W/m2]
Id=1020;

% Obtenidos de http://www.powerfromthesun.net/, capitulo 3

%%% Angulo de declinacion [°]
if N==266
    delta=0
else
    delta = asin(0.39795*cos(0.98563*(N-172)));
end

% Angulo Horario [°]
w = 15*(Ts-12)

% Angulo de latitud [°]
phi_ang = 16.383875; % son las coordenadas donde se ubicara el campo
solar.
% en grados sexagesimales
% Angulo de latitud [rad]
phi_rad = phi_ang*2*pi/360; % Pero es necesario conocerlo en radianes.

%%% Angulos observador-Sol

% Obtenidos de http://www.powerfromthesun.net/, capitulo 3

% Angulo de altitud solar [rad]
alfa = asin((sin(delta)*sin(phi_rad))+cos(delta)*cos(w)*cos(phi_rad));

% Angulo cenital Solar [rad]
thetaz = (pi/2) - alfa;

% Angulo azimut solar [rad]
Adobleprima = acos(((sin(delta)*cos(phi_rad)-
cos(delta)*cos(w)*sin(phi_rad))/(cos(alfa)));

if w <= 0
    A = Adobleprima;
elseif w > 0
    A = 360-Adobleprima;
end

%%% DATOS DE DISEÑO DE LA CENTRAL TERMOSOLAR AREQUIPA %%%

% Altura torre Optica [m]
THT = 175;
% THT = 130;

% Altura receptor [m]
LR = 10.5
% LR = 9.44

```

```
% Diametro receptor [m]
DR = 17;
% DR=9.44;

% Potencia del receptor [Wh,t]
Q = 50e6;

% Rendimiento receptor []
nurec = 0.75;

% Obtenidos de PRELIMINARY DESIGN OF SURROUNDING HELIOSTAT FIELDS P3.

% Altura heliostato [m]
LH = 10.95;

% Area heliostato [m2]
AH = 120;

% Ratio anchura-altura del heliostato []
wr = 1.0;

% Relacion de area de espejo en el heliostato []
AmAh = 0.9583;

% Distancia de seguridad entre helisotatos [m]
ds = 0.3;

% Radio minimo del campo de Heliostatos [m]
rmin = 65;

% Desviacion estandar por la forma solar [rad]
sigmar = 0.00251;

% Desviacion estandar por errores de tracking (seguimiento) [rad]
sigmat = 0.001;

% Desviacion estandar por errores de superficie [rad]
sigmas = 0.002;

% Factor de bloqueo
fb = 0.95;

% Obtenido de "QUICK EVALUATION OF THE ANNUAL HELIOSTAT FIELD
% EFFICIENCY",P3

% Reflectividad de los espejos
rho = 0.8883;

%% Datos iniciales estimados %%%%%%%%%%%

% Coordinadas del centro de la torre receptora
x1 = 0;
```

```

% Coordinadas del centro de la torre receptora
y1 = 0;

%%% CALCULOS INICIALES %%%%%%%%%%%

% Obtenido de "PRELIMINARY DESIGN OF SURROUNDING HELIOSTAT FIELDS", p2

% Diagonal del heliostato [m]
DH = sqrt(1+wr^2)*LH;

% Diagonal del heliostato considerando la distancia de seguridad [m]
DHs = (sqrt(1+wr^2)+ds)*LH;

% Obtenido de "PRELIMINARY DESIGN OF SURROUNDING HELIOSTAT FIELDS", p2

% Incremento de radio minimo [m]
deltarmin = DHs*cos(30*(pi/180));

% Obtenido de "Calculation of the annual thermal energy supplied by a
% defined heliostat field", p4

% Parametro ar [] averiguarrrr
ar = sqrt(AH)/(2*sqrt(2)*sigmar);

% Obtenido de "Calculation of the annual thermal energy supplied by a
% defined heliostat field", p5

% Factor de spillage []
fsp=(funcionph(LR/(2*sqrt(2)*sigmar),ar,ar)*funcionph(DR/(2*sqrt(2)*sigma
r),ar,ar))/(ar^2)

%%% ESTRATEGIAS DE APUNTAMIENTO %%%

apuntamiento = 3;          %"1"=> Estrategia de apuntamiento simple
                          %"2"=> Estrategia de apuntamiento doble
                          %"3"=> Estrategia de apuntamiento triple

if (apuntamiento == 1)

    % Version Simple
    % 18 filas de helisotatos
    % Ofrecen una potencia apuntando al centro de 161,7 MWh,t
    % Numero de heliostatos 6500
    % Eficiencia media de 0.5592
    % Valor medio del flujo solar 5.8356e+008
    % Potencia total sobre el receptor 1.617e+008
    filas = [0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0];

elseif (apuntamiento == 2)

    % Version doble
    % 18 filas de heliostatos
    % Superior e inferior

```

```

    filas = [+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-
    LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6];

elseif (apuntamiento == 3)

    % Version doble
    % 18 filas de heliostatos
    % Superior e inferior

    filas = [+LR/4;-LR/4;+LR/4;-LR/4;+LR/4;-LR/4;+LR/4;-LR/4;+LR/4;-
    LR/4;+LR/4;-LR/4;+LR/4;-LR/4;+LR/4;-LR/4;+LR/4;-LR/4];

end

% Version Simple
% 18 filas de heliostatos
% Ofrecen una potencia apuntando al centro de 161,7 MWh,t
% Numero de heliostatos 6500
% Eficiencia media de 0.5592
% Valor medio del flujo solar 5.8356e+008
% Potencia total sobre el receptor 1.617e+008
filas = [0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0];

%%%% PROCESO ITERATIVO DE GENERACION DEL CAMPO DE HELIOSTATOS %%%

for j = 1:length(filas)

    % Variable auxiliar, indica cuando recalcular el angulo azimutal
    % (numero de heliostatos por region)
    cambio_radio = 0;

    % Parametros iniciales del primer bucle
    if j == 1

        % Radio inicial [m]
        radio = rmin;

        % Incremento angulo azimuth [rad]
        angulo_azimut = 2*tan((DHs/2)/radio);

        % Incremento angulo azimuth [°]
        angulo_azimut_ang = angulo_azimut*(180/pi);

        % Incremento longitud arco azimuth [m]
        arco_azimut = angulo_azimut*radio;

        % Numero de heliostatos por circulo []
        numhel = (2*pi*radio)/arco_azimut;

        % Parametros iniciales bucles siguientes

    elseif j ~= 1

```

```

% Aproximacion inicial del radio [m]
radio = max(radios) + deltarmin;

if (radio*angulo_azimut >= 2*DHS)

    % Variable auxiliar, indica cuando recalcular el angulo
    % azimutal (numero de heliostatos por renglon)
    cambio_radio = 1;

    % Incremento angulo aimuth [rad]
    angulo_azimut = 2*tan((DHS/2)/radio);

    % Incremento angulo azimuth [°]
    angulo_azimut_ang = angulo_azimut*(180/pi);

    % Incremento longitud arco azimuth [m]
    arco_azimut = angulo_azimut*radio;

    % Numero de heliostatos por circulo []
    numhel = (2*pi*radio)/arco_azimut;
end
end

% Colocacion heliostatos en el campo con angulo azimutal
% equidistante [rad]
% Bucle inicial
if j == 1
    tetha=linspace(0, (2*pi)-(angulo_azimut/2), 2*floor(numhel));
% Bucles siguientes
elseif j ~= 1

tetha=linspace((tetha(1)+tetha(3))/2, ((tetha(1)+tetha(3))/2)+(2*pi)-
((angulo_azimut)/2), 2*floor(numhel));
end

% Recalculo del incremento de radio para cada heliostato
% Bucle inicial
if j == 1

    for i = 1:2*floor(numhel)

        % El primer region de heliostatos tiene el mismo radio
[m]

        radios(i) = radio;

        % Angulo de incidencia de los rayos solares sobre la
        % superficie del heliostato [rad]

        omegainc(i)=0.5*acos((((THT-(LR/2)-
LH+filas(j))*sin(alfa))-(radios(i)*sin(tetha(i))*cos(alfa)*sin(A))-

```

```
(radios(i)*cos(tetha(i))*cos(alfa)*cos(A))/ (norm([THT-(LR/2)-
LH+filas(j),radios(i)*cos(tetha(i)),radios(i)*sin(tetha(i))])));

% Nueva distancia entre el centro del heliostato con el
% receptor de la torre [m]
dist_hr(i)=sqrt((THT-(LR/2)-LH+filas(j))^2+radios(i)^2);

% Angulo del vector desde la superficie del heliostato
% hasta ele receptor en la torre con la vertical [rad]
epsilont(i) = acos((THT-(LR/2)-LH+filas(j))/dist_hr(i));

end

%Bucles siguientes
elseif j ~= 1

for i = 1:2*floor(numhel)

% Si hay un nuevo escalon, la variable tiene valor, y
% los heliostatos comparten radio
% Si no hay nuevo escalon, la variable no tiene valor, y
se
% suma el valor aproximado de incremento del radio
if cambio_radio == 1
radios(i) = radio;
else
radios(i) = radios(i)+deltarmin;
end

receptor
% Distancia entre el centro del heliostato con el
% de la torre [m]
dist_hr(i) = sqrt((THT-(LR/2)-
LH+filas(j))^2+radios(i)^2);

% Angulo del vector desde la superficie del heliostato
% hasta el receptor en la torre con la vertical [rad]
epsilont(i) = acos((THT-(LR/2)-LH+filas(j))/dist_hr(i));

% Angulo de incidencia de los rayos solares sobre la
% superficie del heliostato [rad]
omegainc(i) = 0.5*acos((((THT-(LR/2)-
LH+filas(j))*sin(alfa))-(radios(i)*sin(tetha(i))*cos(alfa)*sin(A))-
(radios(i)*cos(tetha(i))*cos(alfa)*cos(A)))/ (norm([THT-(LR/2)-
LH+filas(j),radios(i)*cos(tetha(i)),radios(i)*sin(tetha(i))])));

% Incremento de radio [m]
deltar(i) = ((cos(omegainc(i))/cos(epsilont(i)))*(1-(((1-
fb)*wr)/(2*wr-(sqrt(1+wr^2)+ds))))))*LH;

% Si el incremento de radio es mayor al considerado, se
% modifica

if deltar(i) >= deltarmin
```

```

% Ajuste de la aproximacion al radio [m]
radios(i) = radios(i)+(deltar(i)-deltarmin);

% Nueva distancia entre el centro del heliostato con
% receptor de la torre [m]

dist_hr(i) = sqrt((THT-(LR/2)-
LH+filas(j))^2+radios(i)^2);

% Nuevo angulo del vector desde la superficie del
% heliostato hasta el receptor en la torre con la
% vertical [rad]
epsilont(i) = acos((THT-(LR/2)-
LH+filas(j))/dist_hr(i));
end
end
end

% Una vez obtenidos los radios definitivos, se pasan las
% coordenadas de los heliostatos de coordenadas polares a cartesianas

for i = 1:2*floor(numhel);

% Coordenadas cartesianas de cada heliostato [m]
x(i) = radios(i)*cos(tetha(i));

y(i) = radios(i)*sin(tetha(i));

% Factor de atenuacion de cada heliostato []
if vsbldd == 23
    fat(i) = 0.99326-
(0.1046*dist_hr(i)/1000)+(0.017*(dist_hr(i)/1000)^2)-
(0.002845*(dist_hr(i)/1000)^3);
elseif vsbldd == 5
    fat(i) = 0.98707-
(0.2748*dist_hr(i)/1000)+(0.03394*(dist_hr(i)/1000)^2);
else
    fat(i) = 1;
end

% Eficiencia de cada heliostato []
eficiencia(i)=cos(omegainc(i))*fb*fsp*fat(i);

% Variables auxiliares para el calculo de alfat(i) []
aux1_alfat=[-1,0];
aux2_alfat=[-x(i),-y(i)];

% Angulo del vector desde la superficie del heliostato hasta
el
% receptor de la torre con la horizontal sentido sur [rad]
if y(i) < 0

```

```

        alfat(i)=(2*pi)-
acos((aux1_alfat*aux2_alfat')/(norm(aux1_alfat)*norm(aux2_alfat)));
        else

alfat(i)=acos((aux1_alfat*aux2_alfat')/(norm(aux1_alfat)*norm(aux2_alfat)
));
        end
    end

    for i = 1:2*floor(numhel)

        % Variables auxiliares para el calculo de n(i) []
auxt_vectorn=[x1-x(i),y1-y(i),THT-(LR/2)-LH+filas(j)];

auxs_vectorn=[cos(alfa)*cos(A),cos(alfa)*sin(A),sin(alfa)];

        % Vector normal a la superficie del heliostato []
vectorn=(auxt_vectorn + auxs_vectorn)/norm(auxt_vectorn +
auxs_vectorn);

        % Variables auxiliares para el calculo de alfat(i) []
aux1_alfan=[-1,0];
aux2_alfan=[vectorn(1),vectorn(2)];

        % Angulo del vector desde la superficie del heliostato hasta
el
        % sol con la horizontal sentido sur [rad]
if y(i) < 0
    alfan(i)=(2*pi)-
acos((aux1_alfan*aux2_alfan')/(norm(aux1_alfan)*norm(aux2_alfan)));
        else

alfan(i)=acos((aux1_alfan*aux2_alfan')/(norm(aux1_alfan)*norm(aux2_alfan)
));
        end

        % Variables auxiliares para el calculo de alfat(i) []
aux1_epsilon=[0,0,1];

        % Angulo del vector desde la superficie del heliostato hasta
el
        % sol con la vertical [rad]

epsilon(i)=acos((vectorn*aux1_epsilon')/(norm(vectorn)*norm(aux1_epsilon)
));

    end

    % Coordenadas cartesianas
sv_x=zeros(floor(numhel),1);
sv_y=zeros(floor(numhel),1);

    % Coordenadas Polares
sv_radios=zeros(floor(numhel),1);
sv_tetha=zeros(floor(numhel),1);

```

```

% Eficiencia
sv_efi=zeros (floor (numhel) , 1);

% Angulo de incidencia
sv_omegainc=zeros (floor (numhel) , 1);

% Angulos Posicion del espejo
sv_epsilon_t=zeros (floor (numhel) , 1);
sv_epsilon_n=zeros (floor (numhel) , 1);
sv_alfat=zeros (floor (numhel) , 1);
sv_alfan=zeros (floor (numhel) , 1);

% Factor de atenuacion
sv_fat=zeros (floor (numhel) , 1);

% Distancia heliostato receptor
sv_disthr=zeros (floor (numhel) , 1);

% Variacion del punto de enfoque
sv_enfoque=zeros (floor (numhel) , 1);

% Seleccion de los valores correspondientes a cada heliostato
% calculado

for i = 1:floor (numhel)

    sv_x(i)=x((i*2)-1);
    sv_y(i)=y((i*2)-1);

    sv_radios(i)=radios((i*2)-1);
    sv_tetha(i)=tetha((i*2)-1);

    sv_efi(i)=eficiencia((i*2)-1);

    sv_omegainc(i)=omegainc((i*2)-1);

    sv_epsilon_t(i)=epsilon_t((i*2)-1);
    sv_epsilon_n(i)=epsilon_n((i*2)-1);
    sv_alfat(i)=alfat((i*2)-1);
    sv_alfan(i)=alfan((i*2)-1);

    sv_fat(i)=fat((i*2)-1);
    sv_disthr(i)=dist_hr((i*2)-1);

    sv_enfoque(i)=j;

end

% Almacenaje de coordenadas cartesianas y eficiencia de cada
% heliostato, solo se guardan los registros validos

if j ==1

```

```

save_x=sv_x;
save_y=sv_y;

save_radios1=sv_radios;
save_tetha1=sv_tetha;

save_efi=sv_efi;

save_omegainc1=sv_omegainc;

save_epsilon1=sv_epsilon;
save_epsilon1n=sv_epsilon1n;
save_alfa1=sv_alfa;
save_alfa1n=sv_alfa1n;

save_fat1=sv_fat;

save_disthr1=sv_disthr;
save_enfoque=sv_enfoque;
elseif j ~= 1

save_x=[save_x;sv_x];
save_y=[save_y;sv_y];

save_radios1=[save_radios1;sv_radios];
save_tetha1=[save_tetha1;sv_tetha];

save_efi=[save_efi;sv_efi];

save_omegainc1=[save_omegainc1;sv_omegainc];

save_epsilon1=[save_epsilon1;sv_epsilon];
save_epsilon1n=[save_epsilon1n;sv_epsilon1n];
save_alfa1=[save_alfa1;sv_alfa];
save_alfa1n=[save_alfa1n;sv_alfa1n];

save_fat1=[save_fat1;sv_fat];

save_disthr=[save_disthr1;sv_disthr];

save_enfoque=[save_enfoque;sv_enfoque];

end

% Reinicio contenedor de variables cartesianas
clear x;
clear y;

end

%%%%%%%% GRAFICO 1 %%%%%%%%%%

```

```

% Inicializacion grafico
figure(1); hold on;

% Punto central
plot(x1,y1, 'ks');

% Lineas de referencia
angle=linspace(0,2*pi-(1/80),80);
for i=50:50:400
    aux1_grafical=cos(angle)*i+x1;
    aux2_grafical=sin(angle)*i+y1;
    plot(aux1_grafical,aux2_grafical, 'b.:', 'MarkerSize',2);
end

% Heliostatos
heliostatos=0;
for i=1:1:length(save_x);
    % Grafica
    plot_circunferencia(DHs/2,save_x(i),save_y(i));
    plot(save_x(i),save_y(i), 'm.');
```

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

```

    % Contador de heliostatos
    heliostatos=heliostatos+1;
end

% Textos y Ejes
title('Campo de Heliostatos');
xlabel('Longitud,eje norte(+) sur (-) [m]');
ylabel('Longitud,eje este(+) oeste (-) [m]');
axis equal;
axis([-450 450 -450 450]);

% Fin grafico
hold off;

%%%% GRAFICA 2 %%%%%%%%%%%%%%%

% Inicializacion grafico
figure(2); hold on;

% Punto central
plot(x1,y1, 'ks');
```

1961

```

% Eficiencia de los heliostatos
for i=1:1.length(save_x);
    %Grafica
    plot_circunferencia(DHs/2,save_x(i),save_y(i));
    % Colores en funcion de la eficiencia
    if save_efi(i)>=0.90
        plot(save_x(i),save_y(i), 'r. '); % Rojo
    elseif save_efi(i)>=0.85
        plot(save_x(i),save_y(i), 'y. '); % Amarillo
    elseif save_efi(i)>=0.80
        plot(save_x(i),save_y(i), 'g. '); % Green
    elseif save_efi(i)>=0.75
```

```

        plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
    elseif save_efi(i)>=0.70
        plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cian
    elseif save_efi(i)>=0.65
        plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
    elseif save_efi(i)>=0.60
        plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo
    elseif save_efi(i)>=0.55
        plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
    elseif save_efi(i)>=0.50
        plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Green
    elseif save_efi(i)>=0.45
        plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
    elseif save_efi(i)>=0.40
        plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cian
    elseif save_efi(i)>=0.35
        plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
    elseif save_efi(i)>=0.30
        plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo
    elseif save_efi(i)>=0.25
        plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
    elseif save_efi(i)>=0.20
        plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Green
    elseif save_efi(i)>=0.15
        plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
    elseif save_efi(i)>=0.10
        plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cian
    elseif save_efi(i)>=0.05
        plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
    end
end

% Textos y Ejes
title('Campo de Heliostatos por eficiencia');
xlabel('Longitud,eje norte(+) sur (-) [m]');
ylabel('Longitud,eje este(+) oeste (-) [m]');
axis equal;
axis([-450 450 -450 450]);

% Fin grafico
hold off;

%%% DISTRIBUCION DEL FLUJO SOLAR EN EL RECEPTOR %%%

% Generacion campo del receptor
ygeneral=linspace(0,LR,180); % Longitud altura
xgeneral=linspace(0,pi*DR,360); % Longitud base
[Xgeneral,Ygeneral]=meshgrid(xgeneral,ygeneral); % Malla

% Variable que almacena el valor de cada flujo
fluxsumados=zeros(size(Xgeneral));

for helo_zb=1:heliostatos

```

```

% Generacion campo del receptor de un heliostato
yreceptor=linspace(-LR/2,LR/2,180);

angulocirculo=linspace(0,(2*pi)-((2*pi)/360),360);

for i=1:1:length(angulocirculo)

% Vector auxiliar
auxiliar1=[save_x(helo_zb)-
((DR/2)*cos(angulocirculo(i))),save_y(helo_zb)-
((DR/2)*sin(angulocirculo(i)))]];

% Vector auxiliar
auxiliar2=[x1-((DR/2)*cos(angulocirculo(i))),y1-
((DR/2)*sin(angulocirculo(i)))]];

% Vector Auxiliar
auxiliar3=[x1-save_x(helo_zb),y1-save_y(helo_zb)]];

% Vector Auxiliar
angulo_auxiliar2y3(i)=acos((auxiliar2*auxiliar3')/(norm(auxiliar2)*norm(a
uxiliar3)));

% Vector Auxiliar
angulo_centrocirculohelio(i)=acos((auxiliar1*auxiliar2')/(norm(auxiliar1)
*norm(auxiliar2)));

% HAY QUE BUSCAR LA POSICION EN EL VECTOR ANGULO_CENTROCIRCULO
% HELIO CORRESPONDIENTE AL ANGULO DE INCIDENCIA, ES DECIR, DONDE
EL
% VALOR SEA 180°, ES DECIR,PI

angulo_centrocirculohelio2(i)=abs(angulo_centrocirculohelio(i)-
pi);

% Vector que guarda las alturas sobre el plano
auxiliar_alturaenlinea(i)=(save_radios1(helo_zb)-
(DR/2))*(DR/2)*(1/save_radios1(helo_zb))*(sin(angulo_auxiliar2y3(i)));

end

% Se busca el angulo de valor minimo que se encuentra en el
vector
% angulo_centrocirculohelio2, y su posicion en el vector

[angulomin_centrocirculohelio2,ind]=min(angulo_centrocirculohelio2);

% Obtencion de 180 valores, centrados en el valor de la variable
% ind
indicesdevectores=sacarvectorind(ind);

xreceptor=abs(auxiliar_alturaenlinea(indicesdevectores));

```

```

for i=92:1:180
    xreceptor(i)=-xreceptor(i);
end

% Generacion red del receptor para un heliostato donde evaluar el
% flujo
[Xreceptor,Yreceptor] =meshgrid(xreceptor,yreceptor);

% Jacobiano
J=(1-cos(save_omegaincl(helo_zb)))^2;

% Angulo incidencia sobre el receptor
if save_alfat1(helo_zb) == 0
    cosrec=cos(save_epsilon1(helo_zb));
else
    cosrec=cos(save_epsilon1(helo_zb));
end

% Funcion de concetracion en el plano receptor
C=cos(save_omegaincl(helo_zb))*(cosrec^2)/J;

% Coseno incidente de los rayos reflejados sobre el plano
receptor

sigmae=sqrt(save_disthr1(helo_zb)^2*(sigmat^2+sigmar^2+((sigmas)^2)*2*(1-
(cos(save_omegaincl(helo_zb)))^2)));

% Angulo alfant
alfant=save_alfan1(helo_zb)-save_alfat1(helo_zb);

% Angulo de rotacion theta: de plano heliostato a plano imagen
giro_theta=0;

% Angulo de rotacion tau: de plano imagen a plano receptor
giro_tau=0;

% Coordenada x en el receptor
xprimar=xreceptor*cos(giro_theta-
giro_tau)+yreceptor*cos(giro_theta-giro_tau);

% Coordenada y en el receptor
yprimar=-xreceptor*sin(giro_theta-
giro_tau)+yreceptor*cos(giro_theta-giro_tau);

% Coordenada xi en el receptor
xir=xprimar / sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec));

% Coordenada eta en el receptor
etar=yprimar / sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec));

% Tamaño laterales del heliostato
lw=LH;
lh=LH*wr;

```

```

% Tamaño laterales del heliostato en el plano receptor
lw2=sqrt(J/cosrec)*lw;
lh2=sqrt(J/cosrec)*lh;

% Parametros
a1r=lw2/(2*sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec)));
a2r=lh2/(2*sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec)));

% Distribucion del flujo solar sobre el receptor
% Desplazamiento vertical modificando xir+distancia
% Para subir donde se apunta xir-distancia_subida
% Para bajar donde se apunta xir+distancia_bajada
% Desplazamiento horizontal modificando etar+distancia
flux=C*rho*Id*save_fat1(helo_zb)*AmAh*(funcionh(xir,-
a1r,a1r)*funcionh(etar,-a2r,a2r));

% Angulo de colocacion del plano local sobre el plano global
% receptor
alt_colocar=round((180/LR)*filas(save_enfoque(helo_zb)));

% Desplazamiento plano local sobre el plano global receptor
flux=desplazarmatrices(flux,alt_colocar);

% Calculo posicion plano local sobre el plano global superior

if save_tetha1(helo_zb) >= 4*pi
    ang_colocar = (save_tetha1(helo_zb)-4*pi)*360/(2*pi);
elseif save_tetha1(helo_zb) >= 2*pi
    ang_colocar = (save_tetha1(helo_zb)-2*pi)*360/(2*pi);
else
    ang_colocar = save_tetha1(helo_zb)*360/(2*pi);
end

ang_colocar = roundn(ang_colocar-90,0);

if ang_colocar <= 0
    ang_colocar = ang_colocar+360;
end

% Suma del plano local del flujo sobre el plano global superior
fluxsumados=sumarmatrices(fluxsumados,flux,ang_colocar);

% Inicializacion variable auxiliar flux
clear flux;

end

%%%% GRAFICO 4 %%%%
% Inicializacion grafico
figure(4);

% Grafica
surf(Xgeneral,Ygeneral,fluxsumados);
% shading interp;

```

```

shading flat;
% axis ([0 pi*DR 0 LR 0 1000])
    % Textos y Ejes
hold on;
title('Superficie receptor, vista general');
xlabel('Longitud horizontal [m]');
ylabel('Longitud vertical [m]');
zlabel('Flujo Solar [W/m2]');

% Fin grafico
hold off;

%%%% GRAFICO 5 %%%%%%%%%%%%%%%
    % Inicializacion grafico
figure(5); hold on;

% Grafica
contour(Xgeneral,Ygeneral,fluxsumados,50);
shading flat;

% Textos y Ejes
title('Superficie receptor, vista lineas de contorno');
xlabel('Longitud horizontal [m]');
ylabel('Longitud vertical [m]');
axis equal;
%axis([0 pi*DR 0 LR 0 1000]);

% Fin grafico
hold off;

%%%% GRAFICO 6 %%%%%%%%%%%%%%%
% Inicializacion grafico
figure(6); hold on;

% Punto central
plot(x1,y1,'ks');

%% RESULTADOS %%
    % MOSTRAR NUMERO DE HELIOSTATOS UTILIZADOS
disp('Numero de heliostatos');
disp(heliostatos);

% Eficiencia media
disp('Eficiencia media del campo de heliostatos');
disp(mean(save_efi));

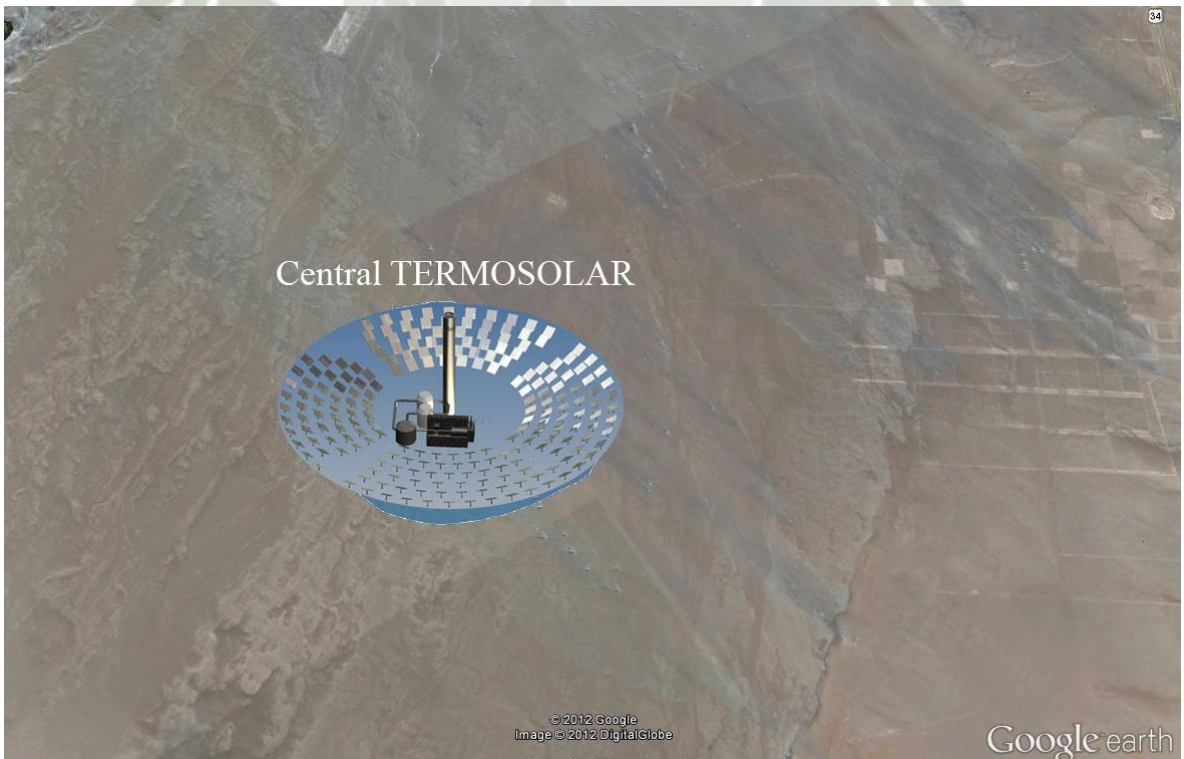
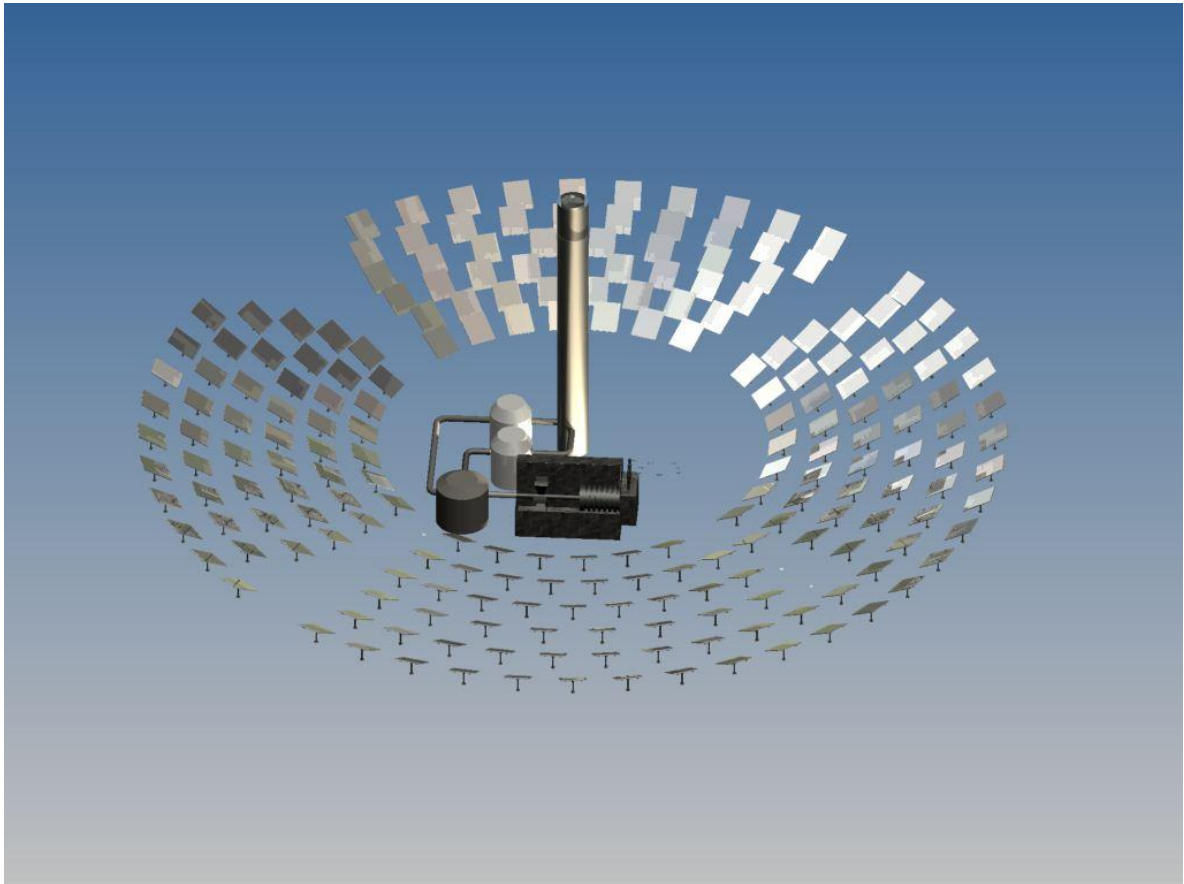
% Valor medio de flujo solar sobre el receptor
disp('Valor medio flujo solar sobre el receptor W/m2');
disp(mean(mean(fluxsumados)));

% Potencia total del receptor
disp('Potencia total sobre el receptor W');
disp(mean(mean(fluxsumados))*(LR*pi*DR));

%%%%%%%%%%%%%% FIN          %%%%%%%%%%%%%%%

```

ANEXO 2: VISTA PRELIMINAR DEL PLANTA TERMOSOLAR 50 MW



ANEXO 3: SELECCIÓN Y DETALLES DE HELIOSTATOS.**Helióstatos con sensor de reflexión**

El helióstato con sensor de reflexión se refiere a un helióstato perteneciente a un campo solar que refleja los haces de luz que llegan a él dotado de un mecanismo de seguimiento solar, se trata de una invención que pertenece dentro del área de la termotecnia, al campo de la producción de energía a partir de la radiación solar.

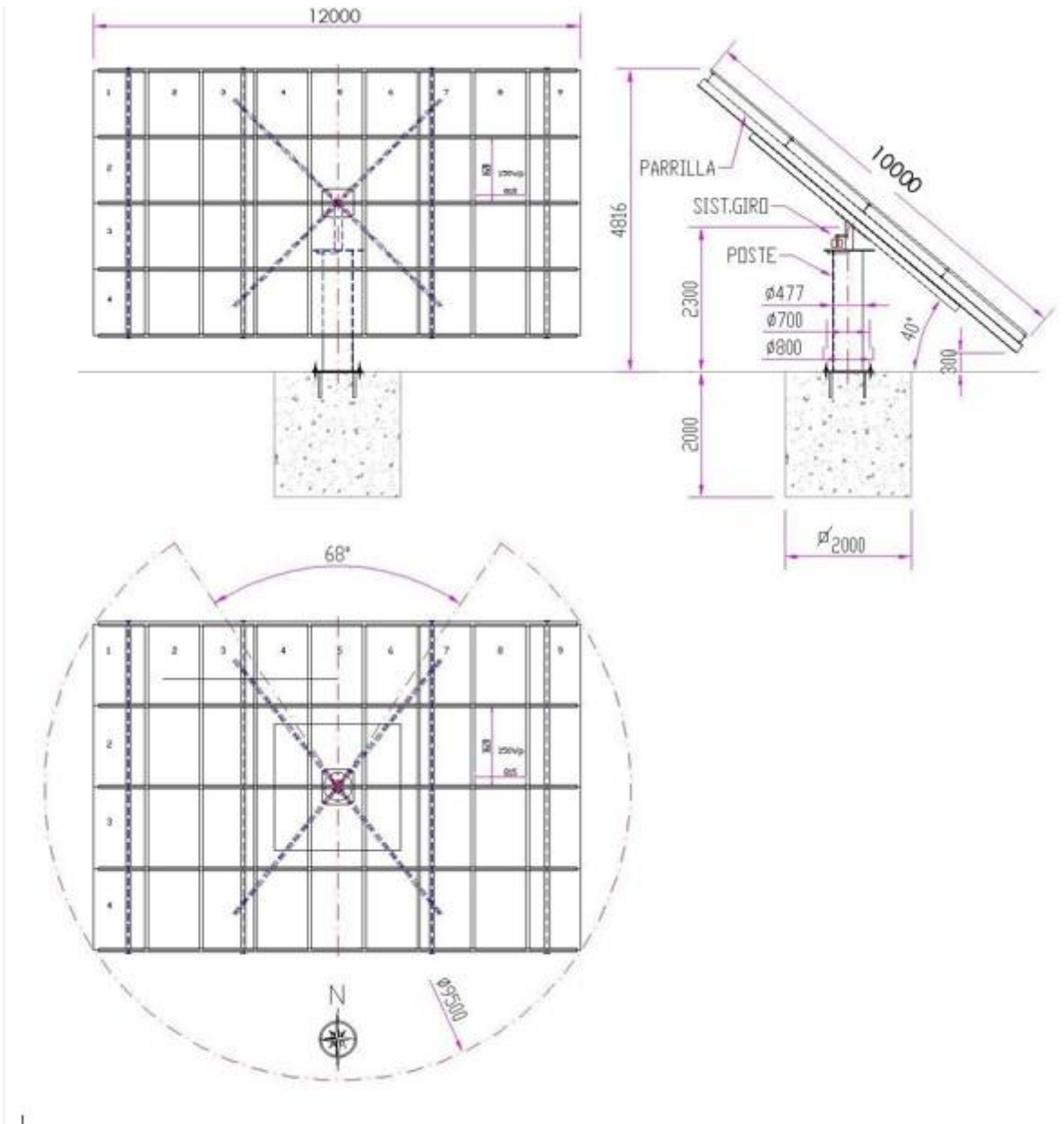
El aprovechamiento de la energía solar como fuente de energía es realizada por el hombre desde la antigüedad, el Sol emite una ingente cantidad de energía una parte de la cual llega a la Tierra en forma de luz y calor, pues hablaremos de un nuevo helióstato con un eje de accionamiento apuntando al objetivo, sensor de reflexión.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Modelo	Arbol-5
Dimensiones parrilla	L x A = 12000 x 10000
Inclinación parrilla	$\alpha=40^\circ$
Diámetro de giro necesario	D=9500
Altura máxima	H=4816
Poste fijación	$\varnothing 477 \times 2000$
Brida de fijación	$\varnothing 800$. con 8 pernos M20 de fijación a $\varnothing 700$
Error de seguimiento solar	$\pm 1.5^\circ$
Tensión de alimentación	220Vac trifásico
Potencia eléctrica	100 W
Consumo eléctrico	4 Wh/día
Peso sin placas	620 Kg. aprox.
Dim. mínimas fundación:	$\varnothing 2 \times 2$

Medidas en mm

A continuación adjuntamos el plano que nos proporciona el fabricante.



Fuente Jiaying BestSun New Energy Co., Ltd.