



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN**

**CONSTRUCCIÓN DE CAMPO DE
CONCENTRACION SOLAR
PARA MICROTURBINA DE VAPOR.**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO**

P R E S E N T A:

ROGELIO GONZÁLEZ PÉREZ

TUTOR:

M en. I DAVID FRANCO MARTÍNEZ

Ciudad Nezahualcóyotl, Estado de México, Mayo 2017





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatoria

Dedico éste trabajo a mi madre Clementina Pérez, a mi padre Rogelio González y a mis hermanas Susana y Marysol por todos los consejos y ayudas que he recibido a lo largo de toda mi vida.

A mi sobrina Melinda por la alegría que trajo a mi vida.

A mis abuelos Modesto y Susana por ser mis segundos padres.

Agradecimientos

Agradezco primeramente a mi asesor, M en I. David Franco Martínez por todo el apoyo académico que recibí de su parte desde el primer día que fui su alumno y también por los consejos fuera de mi vida académica. Gracias Maestro.

A los técnicos encargados del Laboratorio de Manufactura de la FES Aragón por el apoyo en la construcción de los concentradores solares, en especial para Rosendo Méndez Gallo y a Felipe Cornejo.

Se agradece a la Dirección General de Asuntos del Personal Académico de la UNAM, al área del PAPIIT por el apoyo económico recibido durante la realización de la Tesis.

Contenido

INDICES.....	i
INTRODUCCION.....	iv
1. ENERGÍA SOLAR.....	2
1.1) ESTRUCTURA SOLAR	2
1.2) GEOMETRÍA SOLAR.....	4
1.2.1) <i>Distancia Tierra-Sol</i>	7
1.2.2) <i>Dirección de la radiación solar directa</i>	8
1.2.3) <i>Tiempo solar</i>	20
1.3) CONSTANTE SOLAR.....	20
1.4) RADIACIÓN SOLAR	22
1.4.1) <i>Medición de la Radiación</i>	22
1.4.2) <i>Bases de datos de radiación</i>	25
1.5) DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	27
1.6) TIPOS DE RADIACIÓN.....	28
1.7) RADIACIÓN EXTRATERRESTRE	29
1.8) ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA DE LA RADIACIÓN SOLAR	30
1.9) MAPA MUNDIAL DE LA RADIACIÓN SOLAR	31
2. CONCENTRACIÓN SOLAR	36
2.1) CLASIFICACIÓN.....	36
2.1.1) <i>Aprovechamiento Solar</i>	36
2.1.2) <i>Temperatura del fluido de trabajo</i>	37
2.1.3) <i>Colectores no concentradores</i>	37
2.1.4) <i>Colectores Concentradores</i>	37
2.1.5) <i>Razón de concentración</i>	38
2.2) CONFIGURACIONES DE CONCENTRADORES SOLARES	38
2.2.1) <i>Concentradores solares planos</i>	38
2.2.2) <i>Disco parabólico</i>	39
2.2.3) <i>Sistemas de receptor central</i>	43
2.2.4) <i>Concentradores lineales fresnel</i>	47
2.2.5) <i>Colectores cilíndricos parabólicos</i>	49
2.3) PÉRDIDAS EN CONCENTRADORES SOLARES	52
2.3.1) <i>Desbordamiento</i>	52
2.3.2) <i>Sombras</i>	53
2.4) OBSERVACIONES	54

3. CONCENTRADOR PARABÓLICO CILÍNDRICO	57
3.1) PRIMEROS TRABAJOS	58
3.2) CONCENTRADOR PARABÓLICO	62
3.2.1) <i>Parábola</i>	62
3.2.2) <i>Superficie reflectante</i>	63
3.2.3) <i>Receptor</i>	64
3.2.4) <i>Fluido de trabajo</i>	65
3.2.5) <i>Sistema de seguimiento solar</i>	66
3.2.6) <i>Estructura</i>	68
3.2.7) <i>Ángulo de aceptación</i>	68
3.2.8) <i>Pérdidas en un CCP</i>	69
4. CONSTRUCCIÓN DEL CAMPO DE COLECTORES SOLARES...	74
4.1) LOCALIZACIÓN DEL CAMPO DE CCP	74
4.2) DIMENSIONES DEL CCP	76
4.3) OBTENCIÓN DE LA PARÁBOLA.....	76
4.4) CONSTRUCCIÓN DE SOPORTES PARABÓLICOS	79
4.5) CONFORMADO DE LA SUPERFICIE REFLECTANTE	83
4.6) ESTRUCTURA Y SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR.....	85
4.7) POSICIONAMIENTO FIJO DE LOS COLECTORES	88
4.8) CONCLUSIONES.....	91
BIBLIOGRAFÍA.....	96

INDICES

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Propiedades del Sol.....	3
Tabla 1.2. Día Juliano.....	6
Tabla 1.3. Distancia entre la Tierra y el Sol.....	7
Tabla 1.4. Declinación de la Tierra.....	10
Tabla 1.5. Flujo Solar.....	21
Tabla 2.1. Comparación entre características entre los distintos colectores solares.....	55
Tabla 4.1. Características generales del CCP.....	79
Tabla 4.2 Valores S para el posicionamiento del CCP.....	87
Tabla 4.3 Valores para el día 21 de diciembre.....	89
Tabla 4.4 Distancias para evitar sombras.....	89
Tabla 4.5. Propiedades de cada CCP.....	91
Tabla 4.6. Día más favorable del año para aprovechamiento solar.....	92
Tabla 4.7. Día más favorable del año para aprovechamiento solar.....	92
Tabla 4.8. Día menos favorable del año para aprovechamiento solar.....	92

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Representación del movimiento de traslación de la tierra.....	5
Figura 1.2. Geometría solar.....	6
Figura 1.3. Esquema de la declinación de la Tierra.....	11
Figura 1.4. Trayectorias aparentes del Sol.....	11
Figura 1.5. Piranómetro para radiación global (derecha) Piranómetro para radiación difusa (izquierda).....	23
Figura 1.6. Irradiación en Arabia Saudita (Fuente: DLR).....	24
Figura 1.7. Datos de la estación de la WRDC en Ciudad Universitaria (Fuente página web de la WRDC).....	26
Figura 1.8. Distribución espectral de la radiación solar.....	27
Figura 1.9. Mapa mundial de radiación solar.....	31
Figura 1.10. Irradiancia en México (fuente Geomodel).....	32
Figura 1.11. Mapa de insolación mínima. Unidades en w/m ² (Fuente: Instituto de Investigaciones eléctricas).....	33
Figura 1.12. Mapa de insolación máxima. Unidades en w/m ² (Fuente: Instituto de Investigaciones eléctricas).....	33
Figura 2.1 Disco parabólico del CIE UNAM.....	40
Figura 2.2. Receptor de un sistema de concentración de disco parabólico.....	42

Figura 2.3 STC localizado en Marruecos	43
Figura 2.4 Heliostato de un STC de 90 m ²	44
Figura 2.5. Distribución de un campo de heliostatos alrededor de un receptor, campo norte o sur.....	45
Figura 2.6 Distribución de heliostatos denominada campo circundante	45
Figura 2.7. Sistema de concentración Fresnel	49
Figura 2.8. Colectores Cilíndrico-parabólicos.....	50
Figura 2.9. Colectores cilíndrico-parabólicos del CIE UNAM.....	51
Figura 2.10. Pérdidas por desbordamiento en un receptor de torre central	52
Figura 3.1 Sistema colector propuesto por John Ericsson	58
Figura 3.2 Primera patente de colector solar parabólico de Maier y Remshard	59
Figura 3.3 Primera patente de colector solar parabólico de Maier y Remshard	59
Figura 3.4 Primera planta de generación de energía mediante colectores parabólicos en Maadi, Egipto,	60
Figura 3.5 <i>SEGS III</i> y <i>SEGS VII</i> en California, EEUU	61
Figura 3.6 Proyección del reflejo de rayos perpendiculares sobre una superficie parabólica	63
Figura 3.7 Tecnología de un absorbedor, empleada para plantas como la EuroTrough....	65
Figura 3.8 Estructura de los colectores Eurotrough.....	68
Figura 3.9 Angulo de aceptación de un CCP	69
Figura 3.10 Pérdidas ópticas.....	71
Figura 4.1. Interfaz del software “Calculador de parábolas wifi Challenger”	78
Figura 4.2. Diseño en AutoCAD de un soporte parabólico.....	78
Figura 4.3 Interfaz del Artisan control center.....	80
Figura 4.4 Router CNC cortando la placa de aluminio.....	81
Figura 4.5 Soportes parabólicos conectados entre sí.	82
Figura 4.6 Tornillo allen para el acoplamiento de las barras de aluminio.	83
Figura 4.7. Hoja de aluminio súper pulido antes de ser cortada en una cizalla.	84
Figura 4.8 Superficie reflectante acoplada a los soportes parabólicos.	85
Figura 4.9 Valor de S a las 9:00 hrs.....	87
Figura 4.10 Valor de S a las 12:00 hrs.	88
Figura 4.11 Valor de S a las 14:00 hrs.	88
Figura 4.12. Distancia mínima entre filas de CCP para el día 21 de diciembre.....	90
Figura 4.13. Distancia entre CCP para el día 21 de diciembre.....	91

INDICE DE GRAFICAS

Grafica 1.1 Variación en la distancia entre la tierra y el sol.....	8
Grafica 1.2. Variación de la declinación solar.....	10
Grafica 1.3. Altura máxima de cada uno de los días del año en la Ciudad de México.	12
Grafica 1.4. Altura máxima al medio día solar en Berlín, Alemania	13
Grafica 1.5. Altura solar durante los equinoccios $\delta= 0$	14
Grafica 1.6. Altura Solar durante el solsticio de Junio en el hemisferio Norte $\delta= 23.45$	15
Grafica 1.7. Altura solar durante el solsticio de Invierno en el hemisferio norte $\delta= -23.45$	16
Grafica 1.8. Carta solar a 19.47° latitud norte para obtener altura solar y ángulo de azimut	17
Grafica 1.9. Irradiancia espectral de un cuerpo negro a 5763K y del Sol	28
Grafica 4.1. Inclinación sobre una superficie plana a la que debe colocarse el colector solar a lo largo del año.	75

INTRODUCCIÓN

En el siguiente documento, se describirán los aspectos que se tomaron en cuenta para el desarrollo de un campo de colectores cilíndrico-parabólicos, con el fin de alimentar una microturbina de vapor de agua.

Anterior a éste trabajo, el Centro Tecnológico a cargo del M. en I David Franco Martínez, adquirió un colector cilíndrico-parabólico, con el fin de realizar análisis para comprender el comportamiento de dicho sistema de concentración solar y más adelante contar con un campo de dicho tipo de colector.

El desarrollo de un colector solar, implica un estudio de ingeniería que abarca múltiples disciplinas. Como ejemplo es el estudio de las trayectorias aparentes del Sol, lo cual se detalla en el capítulo uno de éste documento. La astronomía es una ciencia que con sus herramientas, es posible conocer dichas trayectorias en un lugar de la Tierra y en qué hora de cualquier día del año y con ello determinar en qué lugar conviene o no implementar un campo de colectores solares. Así también, con sistemas satelitales y terrestres se puede saber la cantidad de radiación que recibe la superficie de la Tierra.

Posteriormente en el capítulo dos, se requirió de un estudio de los campos de colectores solares, ya que además del cilíndrico-parabólico, existen distintas maneras aprovechar la radiación proveniente del Sol. Debido a que la concentración solar es una fuente muy poderosa de energía el arreglo de un colector solar está en función del propósito deseado, lo cual a su vez, genera un costo distinto para cada aplicación.

En el capítulo tres, se explica con detalle la geometría y componentes del colector cilíndrico-parabólico. La propiedad más característica de una parábola, es decir, la reflexión de un vector perpendicular a una superficie hacia el foco de la parábola, permite que la radiación solar directa se concentre en un solo punto, sin embargo, para que la superficie reflectante y la dirección de la radiación sean perpendiculares, se necesita que el colector cuente con particularidades que permitan que eso suceda.

Con el análisis de cada componente de un colector y conociendo las trayectorias del Sol y las propiedades de la radiación que emite, en el capítulo cuatro se redacta el proceso de diseño y manufactura de una estructura metálica, que servirá de superficie reflectante para el aprovechamiento del recurso inagotable llamado energía solar.

El enfoque que la industria energética está tomando, es el de la producción de energías renovables y limpias. Cada tipo de fuente de energía necesita un auge mayor al que han tenido los últimos años y en el caso de la energía solar, debe ser aprovechada de mayor manera por países que gozan de una excelente posición con respecto al Ecuador pues tienen un potencial solar mayor.

Capítulo 1

Energía solar

1. Energía solar

La energía solar es la fuente de la vida que existe en el planeta Tierra, nada de lo que conocemos existiría sin ésta gran estrella del sistema solar. Desde los albores de la humanidad, el ser humano se ha preguntado y ha estudiado la naturaleza del Sol, actualmente se cuentan con satélites artificiales, como el SOHO de la NASA, monitoreando constantemente el comportamiento del Sol, lo cual nos permite conocer el comportamiento y los fenómenos que se producen, con el fin de saber qué efectos tendrán éstos sobre nuestro planeta.

La energía solar no solamente se aprovecha con colectores solares o paneles fotovoltaicos, sino que también, gracias a la radiación proveniente del espacio exterior, ocurren fenómenos que producen energía en distintas formas.

Un evento que se produce gracias a la radiación solar es el calentamiento del aire que se encuentra en cualquier parte del planeta. El aire al calentarse su volumen aumenta, como cualquier gas, y eso provoca que exista una diferencia de temperatura y de densidad con respecto al aire en otra región del planeta, ya que no todo el aire se calienta de la misma manera, lo que provoca un movimiento de dicha masa de aire, creando así el viento. Con el viento podemos producir energía eléctrica en los campos eólicos, y aunque también hay otros factores que producen el viento, la radiación solar es la principal causa de que éste se produzca, por lo tanto es una fuente de energía que proviene indirectamente del Sol.

1.1) Estructura Solar

El sol, está compuesto principalmente de hidrógeno con un 92.1%, helio con 7.8%, carbono, neón, azufre y otros componentes de menor importancia. Dichos elementos hacen que sea una poderosa planta nuclear, ya que libera cantidades estratosféricas de

Capítulo 1 Energía solar

energía debido a la fusión nuclear que ocurre cuando los núcleos de hidrógeno se funden en una cadena de reacciones para producir helio y liberar energía.

Su masa es aproximadamente de 1.9891×10^{30} Kg, lo que significa que es 330,000 veces la de la tierra y representa más del 99% de la masa total de nuestro sistema solar. Tiene un radio de 695,508 km y un volumen de 1.412×10^{18} km³ lo que hace que la densidad promedio sea de 1.409 g/cm³, una densidad menor a la de la tierra que es de 5.520 kg/m³, esto se debe a que el sol está compuesto por gases que giran sobre su eje.

El sol tiene una edad de 4,57 billones de años y se cree que tiene combustible para brillar por 5 billones más. Desde la tierra solo es posible observar la fotosfera, que alcanza temperaturas de 6000 °C y las manchas solares que están a 4000 °C, sin embargo, el Sol también posee un núcleo, que es en donde ocurre la fusión nuclear antes mencionada. Cabe mencionar que la luz que emite el sol no es de un color amarillento como el que nosotros observamos en la tierra, la luz que emite el sol es de color blanca, o sea abarca todos los colores del espectro, solo que al ingresar al planeta los elementos de la atmósfera dispersan el color azul de dicha luz, lo que provoca que el cielo lo apreciemos azul y la luz solar amarilla.

Tabla 1.1. Propiedades del Sol. ¹

El Sol	
Masa	1.9891×10^{30} Kg
Radio	695,508 km
Volumen	1.412×10^{18} km³
Densidad	1409 kg/m³

¹ NASA

1.2) Geometría Solar

Por mucho tiempo se pensó que la tierra era el centro del universo y que el Sol giraba alrededor de nuestro planeta, sin embargo con el paso de los siglos esas ideas fueron descartadas gracias a la teoría Heliocéntrica propuesta primeramente por el griego Aristarco de Samos en el siglo III a. C y más adelante por Nicolás Copérnico en el siglo XVI.

En esta sección, se analizará la posición y trayectoria aparente del sol, desde una localización en específico. Los sistemas de concentración solar tienen que contar con sistemas los cuales le permitan conocer su posición respecto al sol. Debido a que en la atmósfera la radiación es absorbida por los gases presentes y reflejada en muchas direcciones, hace que los sistemas de seguimiento pierdan eficacia. El seguimiento solar cuenta con muchas variables, lo cual hace que sea muy complejo de realizar y sistemas como el Michelsky algorithm y el NREL toman en cuenta no solo la geometría solar que a continuación se analizará, sino que también analizan la radiación reflejada en la atmósfera. Los siguientes análisis nos ayudan a dar una aproximación muy cercana a la posición en la cual los sistemas de concentración tienen que estar y mejorar su eficiencia y eficacia.

La distancia que hay entre la Tierra y el Sol cambia debido al movimiento de traslación de la Tierra. La trayectoria que sigue nuestro planeta es elíptica, lo cual hace que en un punto, llamado afelio, la tierra esté en el lugar más lejano con respecto al Sol. En contra parte, al punto más cercano alcanzado por la tierra se le llama Perihelio. Dicho recorrido la Tierra lo hace en aproximadamente, 365 días y 6 horas. Un fenómeno que ocurre por este movimiento, es que cuando la Tierra se va acercando al Sol, la velocidad de traslación aumenta, lo que hace que tengamos días más cortos.

Capítulo 1 Energía solar

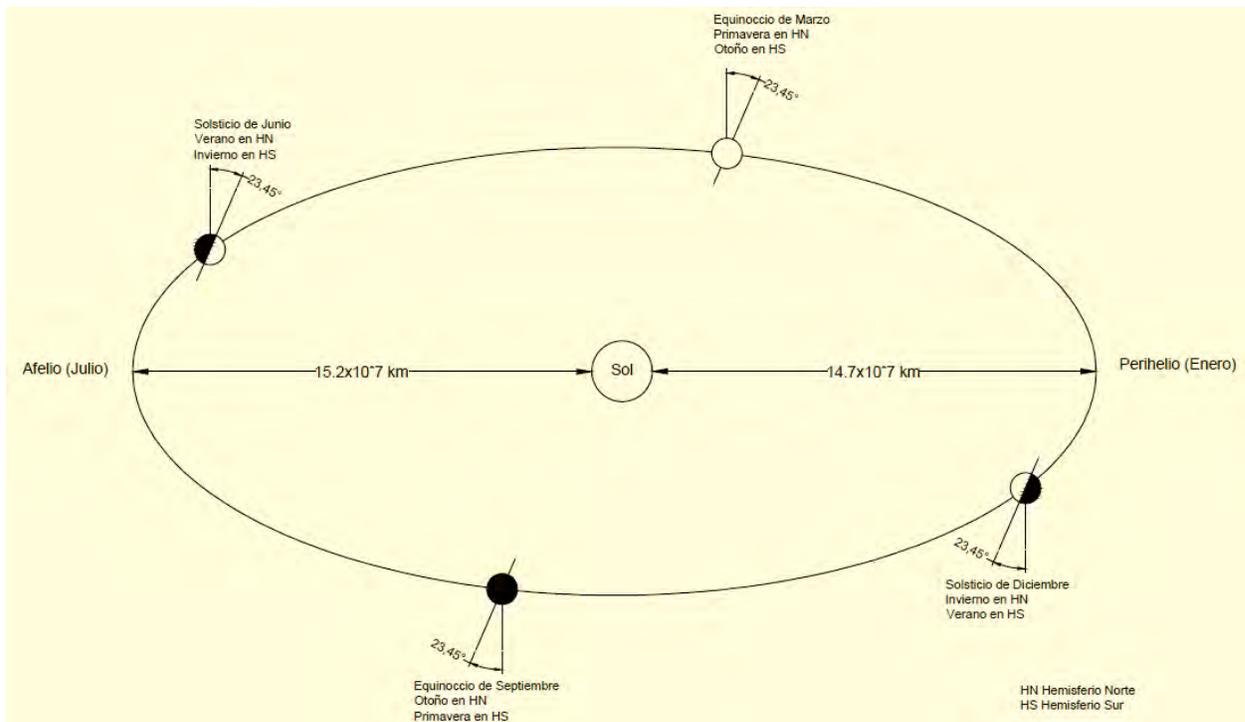


Figura 1.1. Representación del movimiento de traslación de la tierra.

Para tener datos exactos de la posición de la tierra con respecto al Sol, y la trayectoria aparente de éste, es necesario saber el día Juliano, el cual sirve de referencia para todos los cálculos. Dicho día no es más que la cantidad de días transcurridos desde el 1ro de enero a la fecha requerida.

Capítulo 1 Energía solar

Tabla 1.2. Día Juliano.²

Mes	Día n
Enero	i
Febrero	$31 + i$
Marzo	$59 + i$
Abril	$90 + i$
Mayo	$120 + i$
Junio	$151 + i$
Julio	$181 + i$
Agosto	$212 + i$
Septiembre	$243 + i$
Octubre	$273 + i$
Noviembre	$304 + i$
Diciembre	$334 + i$

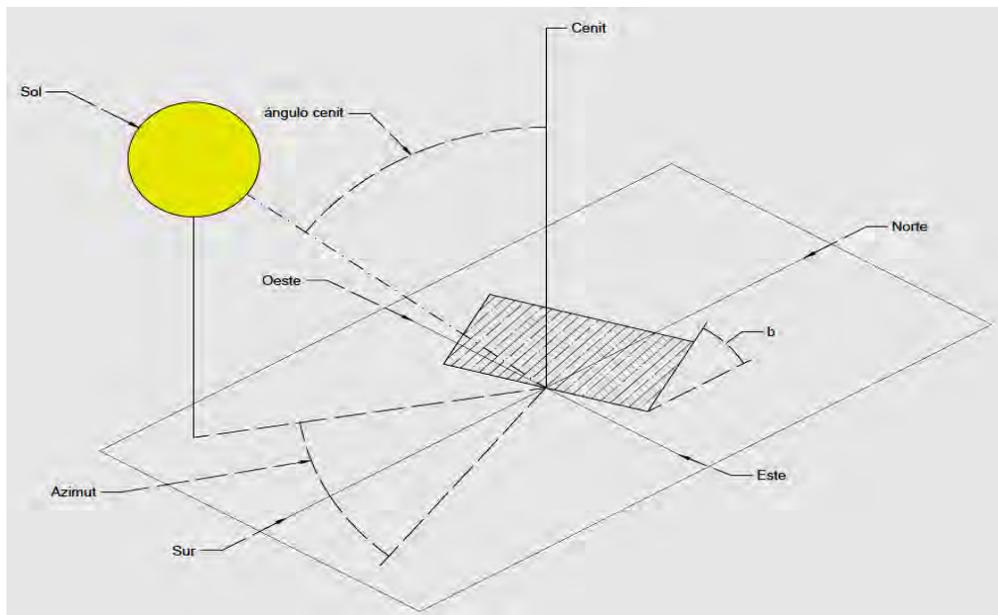


Figura 1.2. Geometría solar.

² Solar Engineering of Thermal Process 4ta Edición, John A. Duffie

1.2.1) Distancia Tierra-Sol

Como fue mencionado anteriormente, ésta distancia influye en la cantidad de radiación que recibimos del sol, y es que debido a la órbita elíptica de la tierra al pasar los días del año, dicha distancia cambia.

Como referencia, se estableció que 1 AU (unidad astronómica) representa la distancia promedio entre ambos astros.

Tabla 1.3. Distancia entre la Tierra y el Sol.³

Distancia mínima	Distancia promedio	Distancia máxima
0.982 AU	1 AU	1.017 AU
1.471 x 10 ⁸ Km	1.496 x 10 ⁸ Km	1.521 x 10 ⁸ Km

Para obtener la distancia aproximada en un día n del año se necesitan las siguientes fórmulas:

$$\Gamma = 2\pi \frac{n-1}{365} \quad (1.1)$$

Donde n es el día juliano, para obtener el día juliano véase la tabla 1.2.

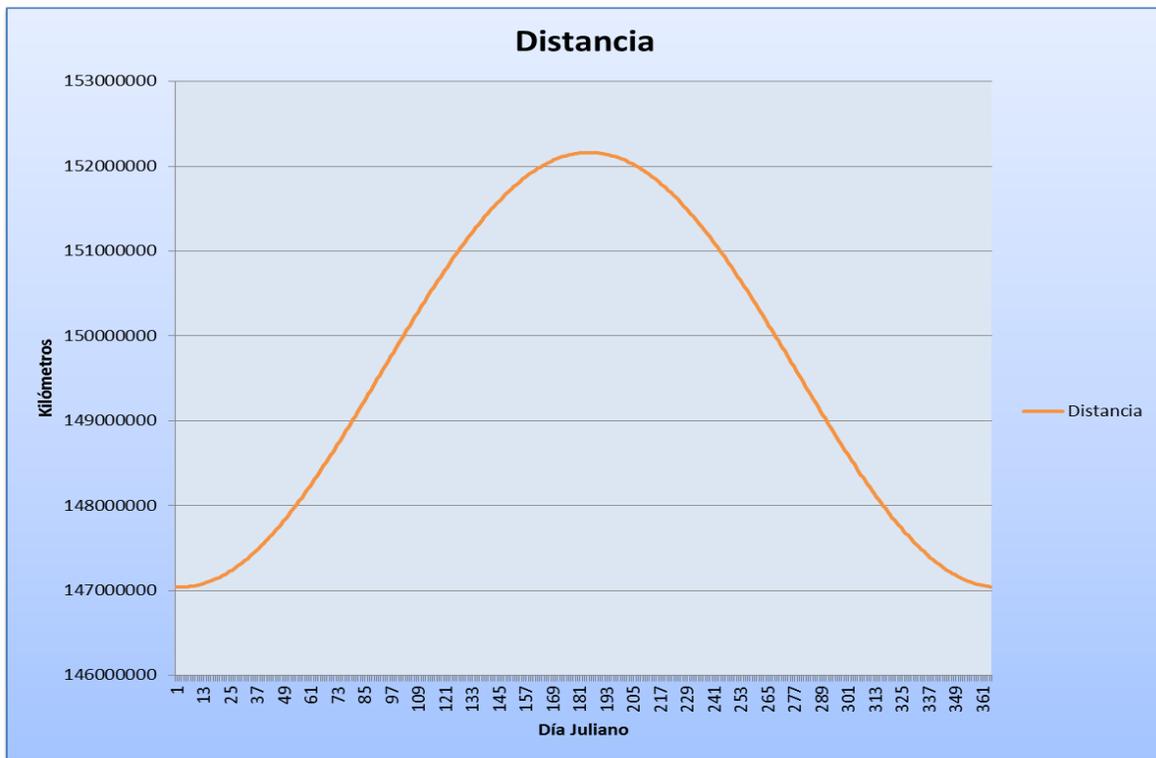
$$E_o = 1.00011 + 0.03422 * \cos\Gamma + 0.00128 * \sen\Gamma + 0.000719 * \cos 2\Gamma + 0.000077 * \sen 2\Gamma \quad (1.2)$$

Y finalmente al tener ambas ecuaciones resultas la distancia es igual a:

$$D = (1.496 * 10^8) \div \sqrt{E_o} \quad (1.3)$$

Distancia expresada en kilómetros.

³ Solar Engineering of Thermal Process 4ta Edición, John A. Duffie



Grafica 1.1 Variación en la distancia entre la tierra y el sol.

1.2.2) Dirección de la radiación solar directa

La dirección de la radiación emitida por el Sol hacia la Tierra, viene de la relación que existe geoméricamente entre ambos astros, dependiendo el día y el lugar donde se encuentre el plano del observador⁴. Las variables que nos ayudarán a obtener dicha dirección son:

- Φ Latitud

Es la locación donde se encuentra el observador, ya sea al norte o al sur del Ecuador. Determina la inclinación de los rayos del sol y cuando más se acerca a 0° , mayor será la incidencia de dichos rayos, por lo tanto la temperatura en esos lugares es mayor.

⁴ Cálculo de la energía solar, Dr. José Javier García- Badell. Bellisco

Capítulo 1 Energía solar

Para lugares al sur la latitud es de valor negativo, desde -90° a 0° por ejemplo Buenos Aires, Argentina que está a $-34^\circ 36'$ o $34^\circ 36'$ S.

En el caso de lugares al norte del Ecuador, la latitud es de valor positivo, desde 0° a 90° como es el caso de la Ciudad de México, localizada en $19^\circ 25'$ o $19^\circ 25'$ N.

- **Λ Longitud**

Es el otro valor necesario para localizar un punto en el planeta, se mide con respecto al meridiano cero o de Greenwich, con valores desde $-180^\circ \leq \Lambda \leq 180^\circ$.

Si se desea saber la latitud de un lugar ubicado al este del meridiano cero, los valores son positivos y van de 0° a 180° como el caso de Tokio Japon con $139^\circ 46'$ o $139^\circ 46'$ E.

Al oeste del ya mencionado meridiano cero, los valores de las coordenadas son negativos, van de -180 a 0° , en la Ciudad de Mexico tenemos $-99^\circ 08'$ o $99^\circ 08'$ O.

- **δ Declinación**

Es la posición angular del Sol al medio día solar con respecto al plano del Ecuador. Ésta va de -23.45° hasta 23.45° , siendo 0° durante los equinoccios.

Para poder encontrar la declinación de la Tierra, es necesario conocer el día del año n el cual puede ser obtenido en la tabla 1. Conociendo dicho valor se aplica la siguiente fórmula:

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen} \left(360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right) \quad (1.4)$$

La cual nos arroja los siguientes resultados en función del mes del año.

Capítulo 1 Energía solar

Tabla 1.4. Declinación de la Tierra

Mes	Declinación
Enero	-20.91696257
Febrero	-12.95460809
Marzo	-2.417734805
Abril	9.414893347
Mayo	18.79191752
Junio	23.085911
Julio	21.18369356
Agosto	13.45495968
Septiembre	2.216886783
Octubre	-9.599397234
Noviembre	-18.91195474
Diciembre	-23.04962764



Grafica 1.2. Variación de la declinación solar.

Capítulo 1 Energía solar

La grafica anterior (Grafica 1.2), muestra cómo va cambiando la declinación de la tierra con el paso de los días. Erróneamente se cree que las estaciones son provocadas por el movimiento de traslación, sin embargo son causadas por el cambio en la declinación de la tierra.

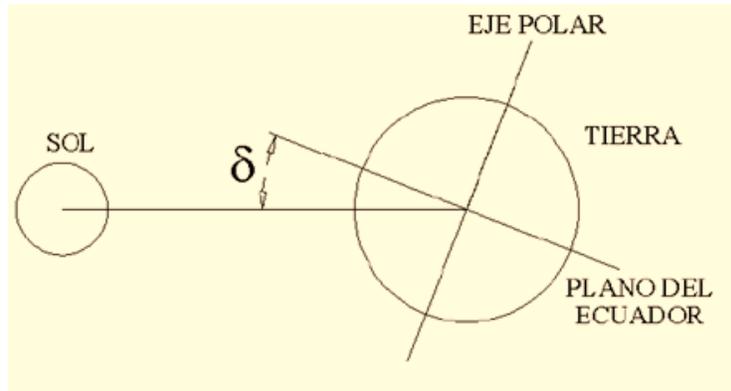


Figura 1.3. Esquema de la declinación de la Tierra.

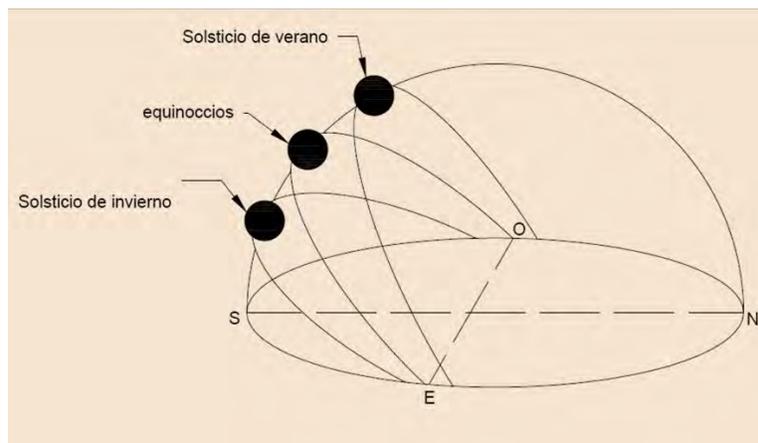


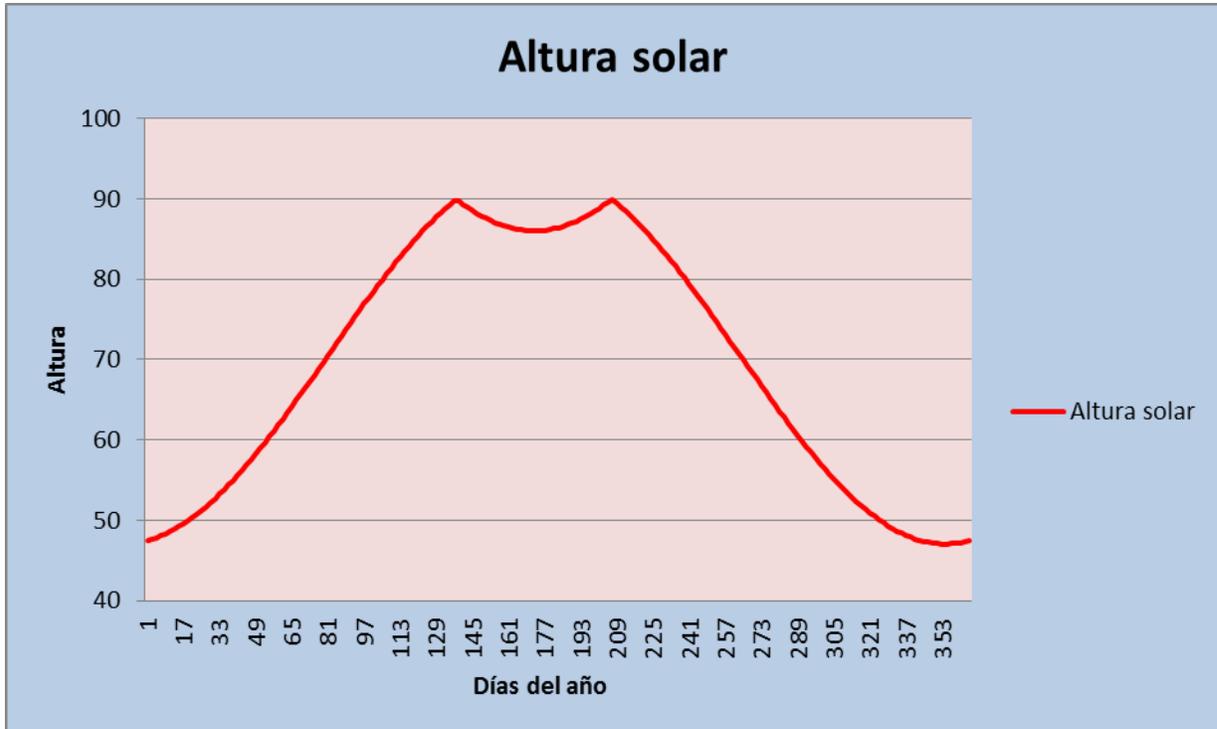
Figura 1.4. Trayectorias aparentes del Sol.

- α_s Altura solar

Es el ángulo formado entre el plano del observador y la dirección de la radiación directa, es el complemento del ángulo cenit y ambos suman 90° .

La altura solar se calcula de la siguiente manera:

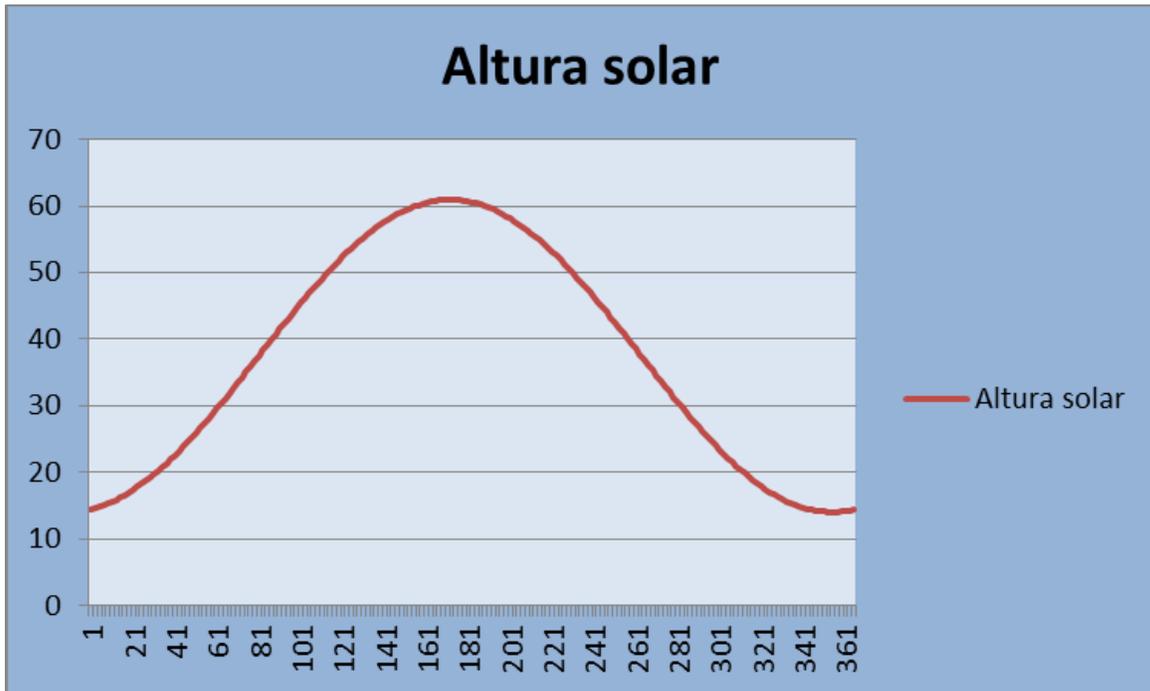
$$\text{Sen } \alpha_s = \text{sen } \delta \text{ sen } \phi + \text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ cos } \omega \quad (1.5)$$



Grafica 1.3. Altura máxima de cada uno de los días del año en la Ciudad de México.

La grafica anterior (Grafica 1.3) nos señala la altura máxima del sol al medio día solar con respecto a un plano horizontal ubicado en la Ciudad de México, dichos datos nos muestran el cambio que existe en dicha altura máxima dependiendo la estación del año. Como se observa, existen dos picos en la altura, esto es debido a que la latitud en la Ciudad de México es de 19° 25' N, y el valor máximo de la declinación de la tierra es de ± 23.45°, lo que provoca que a la percepción del plano horizontal el Sol cambia de cuadrante, más adelante en el capítulo 4 se detallará el fenómeno.

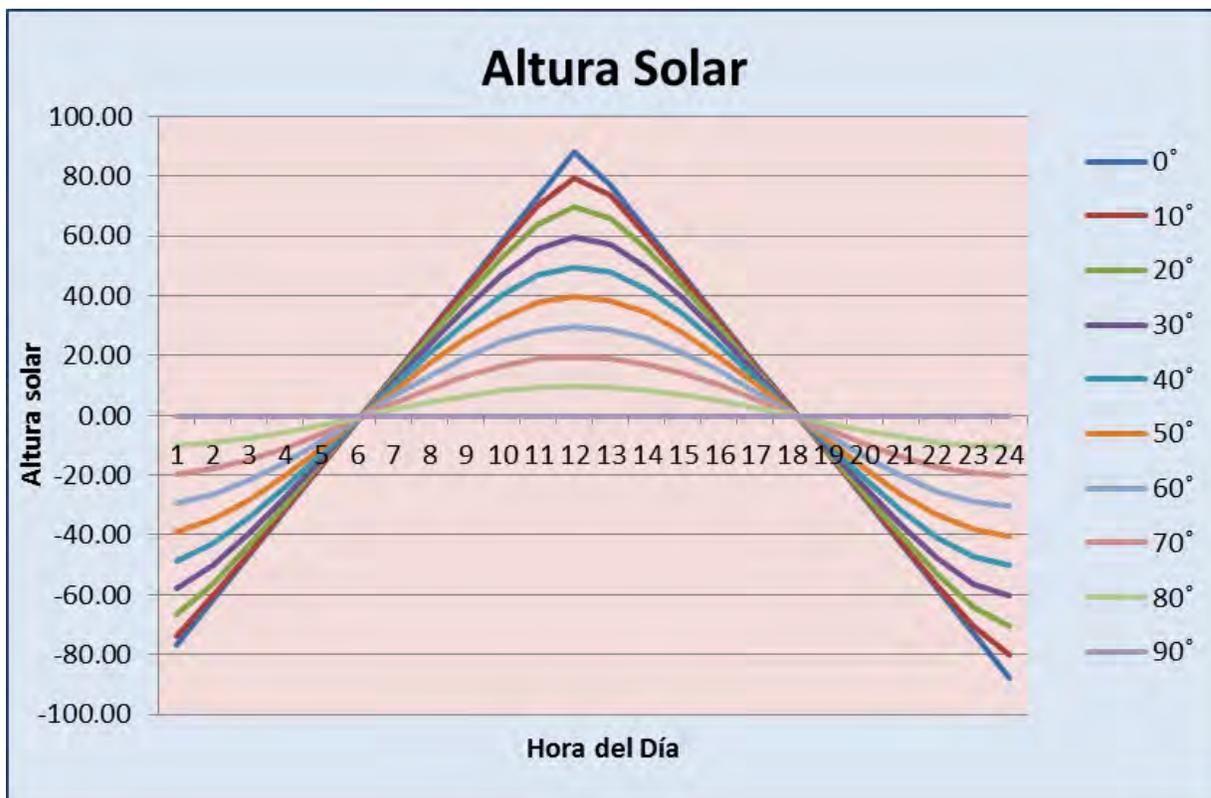
En lugares donde la latitud es mayor que el valor máximo del ángulo de declinación, el fenómeno anterior no sucede, lo que hace tener solo un pico en la altura, como se muestra en la siguiente gráfica (Gráfica 1.4) correspondiente a la latitud de Berlín, Alemania.



Gráfica 1.4. Altura máxima al medio día solar en Berlín, Alemania

La importancia de conocer el valor de la altura solar y sus variables durante el año y localización es mucha para sistemas de captación solar que solo funcionan con la radiación solar directa.

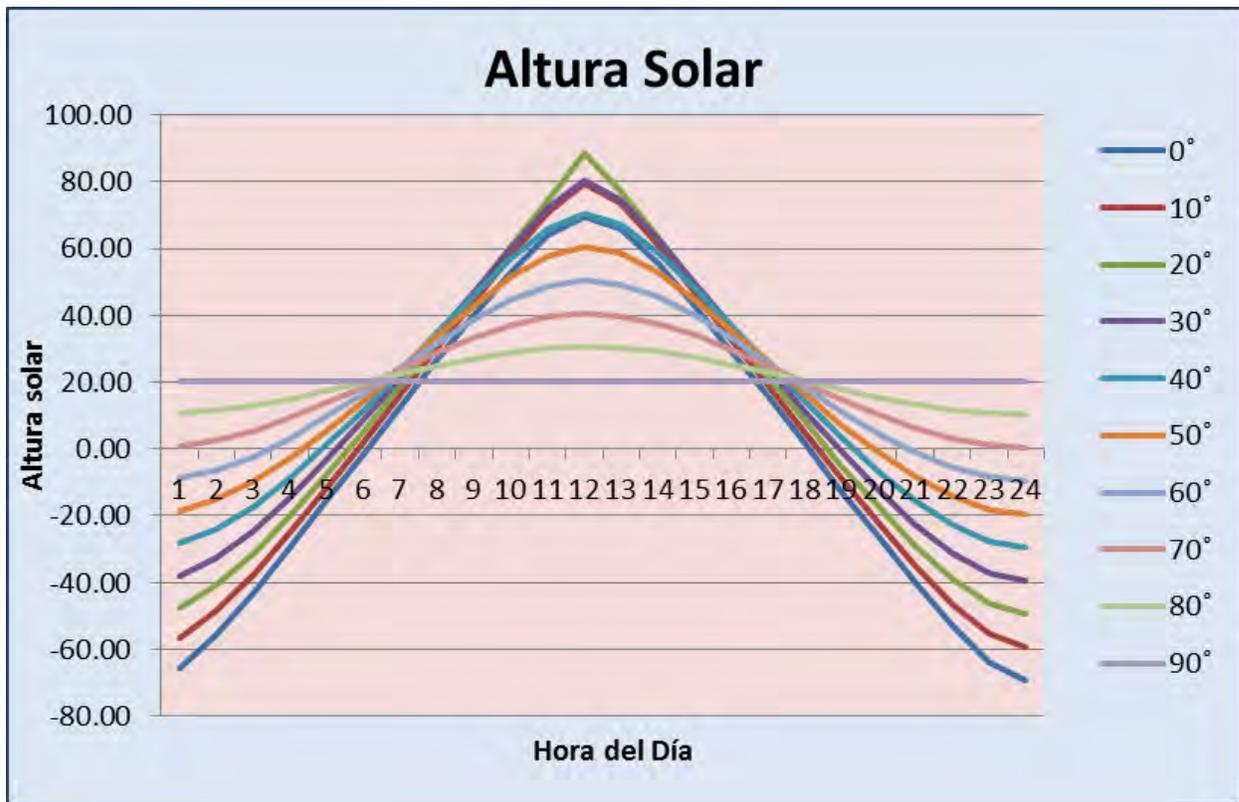
En los sistemas de concentración colocados en dirección Norte-Sur, donde se realiza un seguimiento solar Este-Oeste, el cambio de los valores máximos y mínimos en la altura solar con respecto al día del año es vital conocer la cantidad de horas en las cuales se realizará el seguimiento solar, a continuación se muestran gráficas en donde se muestra el cambio de la altura solar en tres días distintos



Grafica 1.5. Altura solar durante los equinoccios $\delta=0$

Durante los equinoccios (marzo y septiembre) la declinación de 0° , hace que la altura solar sea la misma en ambas latitudes, o sea, que en la latitud 10° N y 10° S la altura en ésta época del año será la misma. En este periodo se alcanza la mayor altura posible del Sol en el Ecuador. En esta situación, en cualquier parte del mundo el tiempo de luz solar es de 12 horas.

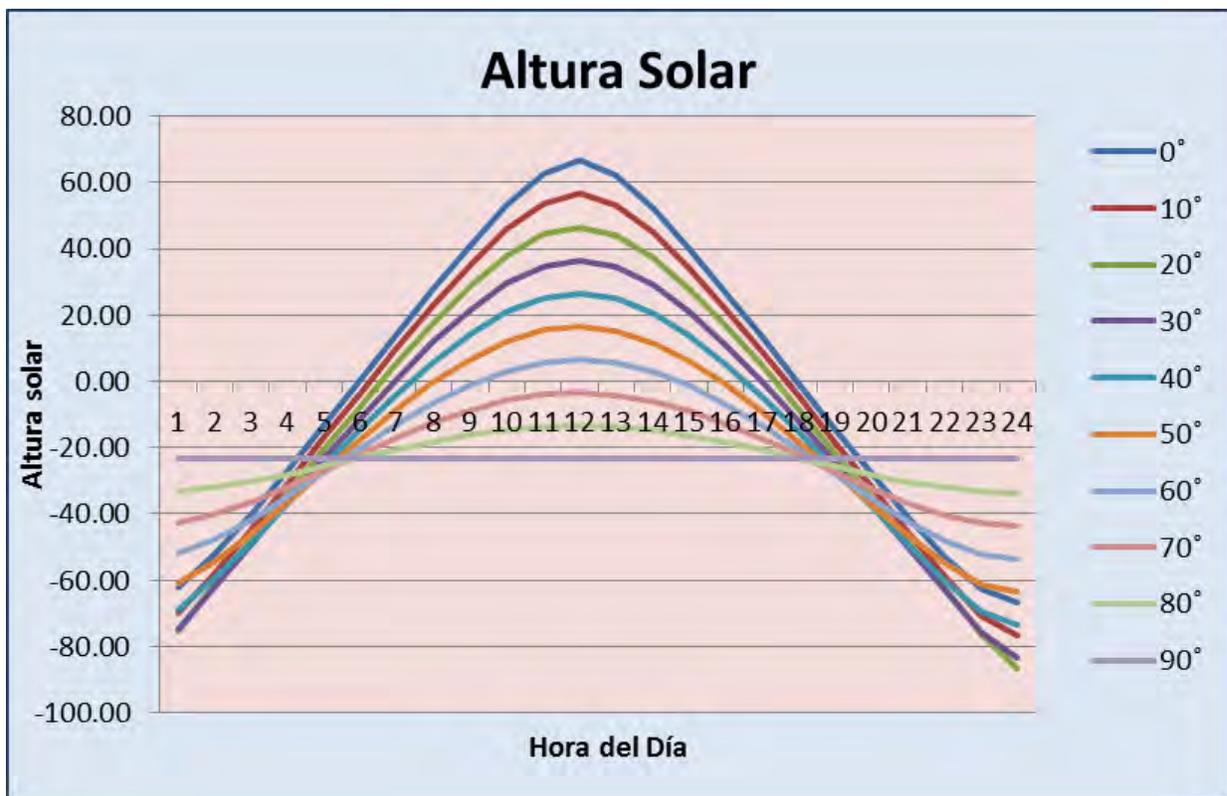
Para las coordenadas de la Ciudad de México, durante los equinoccios la altura máxima es aproximadamente de 70° y se alcanza justamente al medio día hora civil.



Grafica 1.6. Altura Solar durante el solsticio de Junio en el hemisferio Norte $\delta= 23.45$

En los solsticios, tanto de verano como de invierno, la altura solar cambia dependiendo si se está en el hemisferio norte o en el sur, es otro fenómeno causado por el cambio en la declinación de la tierra. En la gráfica 6, se muestra que la altura solar máxima es alcanzada en las latitudes cercanas a los 20°, como es el caso de la Ciudad de México, pues la altura solar es de aproximadamente 86°. Es por eso que durante estos meses se recibe mayor radiación en la superficie, pues ésta casi llega de manera perpendicular.

En el hemisferio norte, durante esta época del año, en latitudes muy al norte ocurre el fenómeno llamado “Sol de medianoche”, y tal y como lo indica su nombre, la luz solar está presente en la madrugada, dependiendo del lugar se puede conocer con exactitud cuántas horas de sol habrá.



Gráfica 1.7. Altura solar durante el solsticio de invierno en el hemisferio norte $\delta = -23.45$

Durante el invierno en el hemisferio norte, la altura solar máxima baja considerablemente, pues el hemisferio sur es el que recibe mayor radiación, así compensando el fenómeno que se explicó en la gráfica 6. En éste caso, el valor de la altura máxima alcanzado es en realidad el valor más bajo de todo el año, es decir, tomando el valor máximo de cada día del año, el de menor valor será el que se de en el solsticio de invierno. Para la Ciudad de México el valor es de 47° representando el valor mínimo en todo el año.

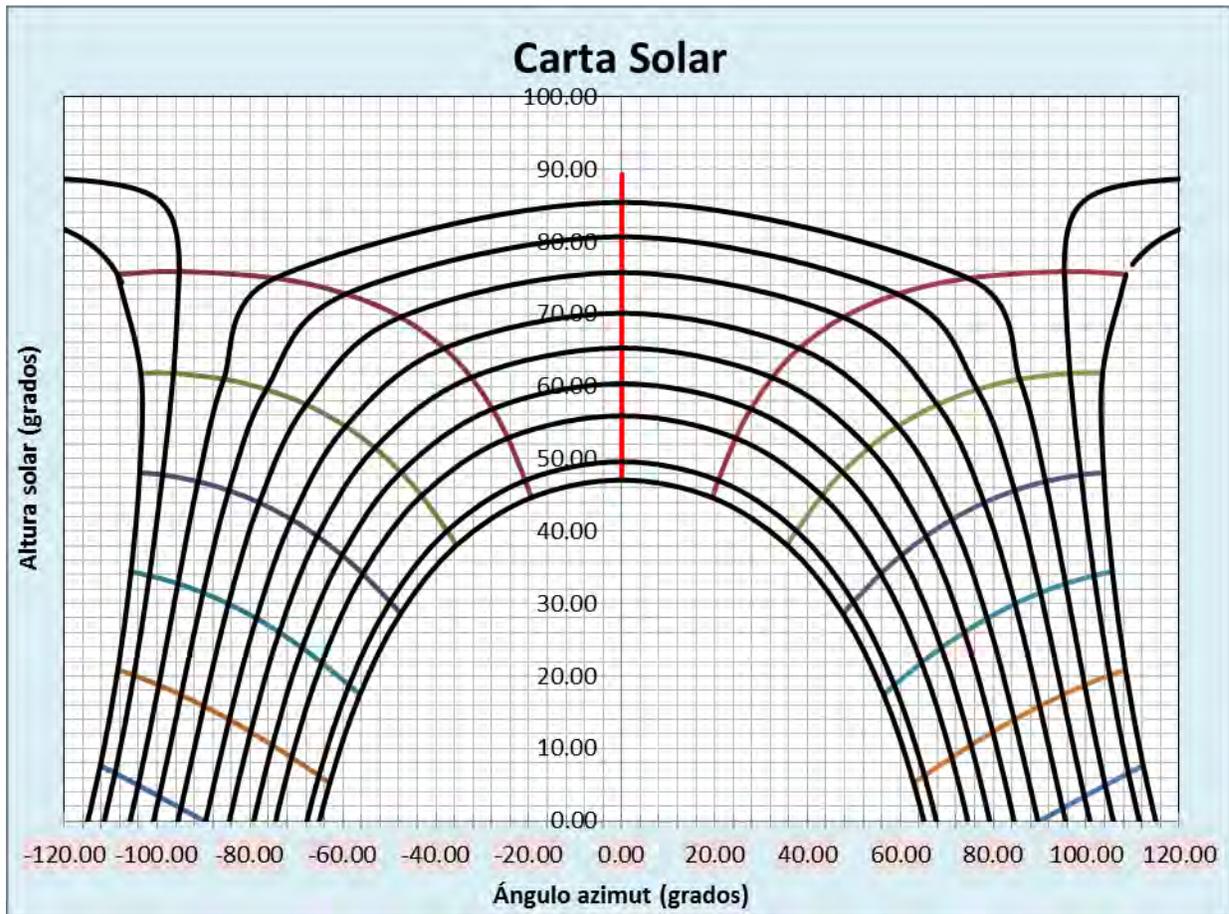
Caso contrario al verano, durante el invierno en latitudes cercanas al norte, sufren del fenómeno llamado “Noche polar”, en donde solo tienen una o dos horas de luz solar, dependiendo su localización.

- γ_s **Ángulo azimut**

Representa el desplazamiento angular formado entre el punto cardinal sur y la posición del Sol con respecto al plano de la superficie.

Capítulo 1 Energía solar

Los valores dependen del punto de referencia, algunos libros toman el valor 0° en el norte del plano horizontal y con dirección a las manecillas del reloj. Sin embargo otros toman el valor de 0° en el sur del plano y en la misma dirección antes mencionada, lo que hace que el azimut sea de 0° al medio día con valores negativos antes de dicha hora.



Grafica 1.8. Carta solar a 19.47° latitud norte para obtener altura solar y ángulo de azimut

Con la carta solar de la gráfica 8, se puede obtener, sin formulas, la altura solar y el azimut, en éste caso la carta solar fue hecha para la latitud de la Ciudad de México. Las líneas en color negro, representan la trayectoria aparente del Sol para el día más representativo de cada mes, empezando desde abajo cada línea representa lo siguiente

- Diciembre 21
- Enero 21 – Noviembre 19
- Febrero 11- Octubre 31

Capítulo 1 Energía solar

- Febrero 24 - Octubre 17
- Marzo 9
- Marzo 21 – Septiembre 21
- Abril 4 – Septiembre 8
- Abril 17 – Agosto 24
- Mayo 1 – Agosto 11
- Mayo 21 – Junio 23
- Junio 21

Las líneas de colores indican la hora solar, empezando a las 6 am y terminando a las 6 pm, con el medio día solar indicado de color rojo y en línea recta.

Los valores exactos del azimut se pueden calcular con la siguiente formula:

$$\gamma_S = \cos^{-1} \frac{\text{Sen } \phi \text{ sen } \alpha_s - \text{sen } \delta}{\cos \phi \cos \alpha_s} \quad (1.6)$$

La gráfica 1.8 también sirve para el cálculo de sombras que los objetos proyectan.

- **ω Ángulo solar**

Es el ángulo que indica el desplazamiento del sol de este a oeste con respecto a los meridianos durante el movimiento de rotación de la Tierra, siendo de 15° cada hora y antes de medio día con valor negativo.

- **Θ Ángulo de incidencia**

Es la longitud de arco formada entre la radiación directa y el cenit

La ecuación para poder obtener éste ángulo Θ puede estar en función de diferentes variables, como es γ (azimut) y la inclinación del panel β .

Cuando tenemos ambos ángulos (γ y β) nuestro ángulo de incidencia puede ser obtenido de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \cos \theta = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \phi \cos \beta - \operatorname{sen} \delta \cos \phi \operatorname{sen} \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega & \quad (1.7) \\ + \cos \delta \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \operatorname{sen} \beta \operatorname{sen} \gamma \operatorname{sen} \omega & \end{aligned}$$

En el caso de que ambos ángulos γ y β sean cero o no se tengan sus valores, como es el caso de una superficie horizontal, la fórmula queda como continuación:

$$\cos \theta_z = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (1.8)$$

Donde θ_z representa el ángulo de la posición del Sol respecto de la vertical que se conoce con el nombre de ángulo cenital.

Para los concentradores que cuentan con seguimiento solar, el ángulo de incidencia puede ser calculado dependiendo la orientación del concentrador.

Para un plano que gira alrededor de un eje horizontal en la dirección este-oeste:

$$\cos \theta = (1 - \cos 2\delta \operatorname{sen} 2\omega)^{1/2} \quad (1.9)$$

Para un plano que gira alrededor de un eje norte-sur paralelo al eje de la Tierra, con una inclinación β respecto a la horizontal igual a la latitud geográfica, con ajuste al pasar los días del año para maximizar rendimiento:

$$\cos \theta = \cos \delta \quad (1.10)$$

- **Ángulo beta.** Para la inclinación de un panel, el ángulo β debe variar con el paso del año con el fin de que el valor de θ sea lo más cercano a 0, y para obtener el valor de dicho ángulo se tienen que tomar las siguientes consideraciones.

Cuando $\omega = 0$ y $\theta = 0$ de la ecuación 1.7:

$$1 = \operatorname{sen} \delta \operatorname{sen} (\phi - \beta) + \cos \delta \cos (\phi - \beta) \quad (1.11)$$

Por lo tanto, por identidades trigonométricas se concluye que:

$$\beta = \phi - \delta \quad (1.12)$$

1.2.3) Tiempo solar

El tiempo solar no coincide con la hora local, uno de los factores es por el cambio de velocidad de rotación de la Tierra y el otro factor es la diferencia que hay entre el meridiano del observador y el meridiano en el cual, la hora local está basada⁵. Para deducir la hora solar se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Tiempo solar} = \text{Hora local} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (1.13)$$

Donde E viene de la ecuación 1.14, L_{st} es el meridiano del cual se toma la hora local y por último L_{loc} que es la longitud de la localización del observador.

$$E = 9.87 \text{ sen } 2B - 7.53 \text{ cos } B - 1.5 \text{ sen } B \quad (1.14)$$

$$B = \frac{360(n - 81)}{364} \quad (1.15)$$

Donde n es el día del año.

La duración del día también se puede calcular, con la siguiente fórmula:

$$N = \frac{2}{15} \text{ Cos}^{-1}(-\tan\phi \tan\delta) \quad (1.16)$$

1.3) Constante solar

La constante solar, es la energía proveniente del Sol, por unidad de tiempo, recibida en un área de superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, en función de la distancia que existe entre el Sol y la Tierra y a fenómenos que ocurren en el Sol.

⁵ Solar Energy renewable energy and the environment- Robert Foster

Capítulo 1 Energía solar

Algunos estudios indican que la variación en las emisiones de energía solar es menor al 1% a la largo de un ciclo solar, o sea cada 22 años, sin embargo, se considera que las emisiones son constantes.

El Centro de Radiación Mundial o WRC (por sus siglas en inglés de World Radiation Center), ha adoptado el valor de 1367 W/m^2 .

Tabla 1.5. Flujo Solar.

Mes	Flujo solar kW/m²
Enero	1.438
Febrero	1.431
Marzo	1.415
Abril	1.392
Mayo	1.369
Junio	1.351
Julio	1.345
Agosto	1.350
Septiembre	1.367
Octubre	1.390
Noviembre	1.414
Diciembre	1.431

Dicha constante sufre variaciones provocadas por la atmósfera, tanto por dispersión como absorción de gases en la misma. Lo que en la superficie de la tierra ese valor disminuya, en un rango de 800 a 900 W/m².

1.4) Radiación solar

La radiación solar se define como el flujo de energía que se recibe desde el Sol en forma de ondas electromagnéticas. Dichas ondas poseen distintas longitudes de onda, las cuales van desde 0.24 μm a 3 μm fuera de la atmósfera y de 0.29 μm a 2.5 μm las que la superficie terrestre recibe, sin embargo, solo aquellas cuya longitud son de 0.4 μm a 0.7 μm son visibles para el ojo humano.

1.4.1) Medición de la Radiación

Los equipos solares tienen que conocer con exactitud la cantidad de radiación que recibirán en un sitio determinado. La radiación puede conocerse con sistemas de medición terrestres y satelitales.

Los sistemas de radiación terrestres son más simples que los satelitales, ya que estos requieren programas computacionales más complejos para la adquisición e interpretación de los datos. Los sistemas de concentración solar más complejos en el mundo, determinaron el lugar de construcción usando ambos sistemas de medición.

- **Sistemas terrestres de medición de la radiación**

Para la medición de la radiación se usan los piranómetros y existen distintos tipos de piranómetros que son empleados para la adquisición de los datos y depende de la aplicación el tipo de instrumentos que se usan. Estos diferentes sistemas se encargan de medir la radiación global, difusa, directa o reflejada y es por eso que dependiendo la aplicación será el tipo de piranómetro.

Los instrumentos usados para la medición de la radiación difusa, cuentan con un sensor que cubre un radio de 180° de campo. Para la radiación solar, el detector debe estar

alineado directamente con el sol. En el caso de la radiación global, el detector usa ambos métodos antes mencionados para la adquisición de datos . El valor es dado en kW/m^2 .

La cupula que cubre el sensor, sirve como filtro de ondas electromagnéticas, dando paso a solo un determinado rango de ondas, dependiendo de la aplicación que se requiera, y también funciona como protector para el sensor de elementos que puedan alterar la medición como polvo o humedad.



Figura 1.5. Piranómetro para radiación global (derecha) Piranómetro para radiación difusa (izquierda)

- **Sistemas satelitales de medición de la radiación**

La principal ventaja de éstos sistemas con respecto a los terrestres es que cubren con facilidad una mayor región en las mediciones. Funcionan como un complemento de los medidores terrestres, pues los piranómetros tardan mucho tiempo en recopilar datos.

Capítulo 1 Energía solar

Algunos métodos para realizar las mediciones con satélites han sido desarrollados en las últimas dos décadas, sin embargo el más utilizado es llamado *Método Heliosat* el cual consiste en distinguir entre los dos factores de la influencia de la atmósfera sobre la radiación en tierra: los factores de atenuación por las nubes y la radiación absorbida en las nubes. El método permite obtener datos de la radiación global y directa, por lo tanto también es posible obtener la radiación difusa. Para la obtención de los datos, se requieren dos pasos principales, el primero de ellos es calcular la irradiancia con cielo abierto para un lugar y hora determinados y el segundo consiste en la obtención de imágenes meteorológicas para conocer la transmisividad de las nubes y además determinar su índice de claridad. Con ambos pasos se determina finalmente la irradiancia global y directa. Éste método también toma en cuenta la absorción de los gases en la atmósfera como lo son el Ozono, vapor de agua y aerosoles. Los datos de dichos gases se obtienen de otros satélites, en su mayoría de la NASA, los cuales significan variaciones en los valores de radiación global, directa y difusa.

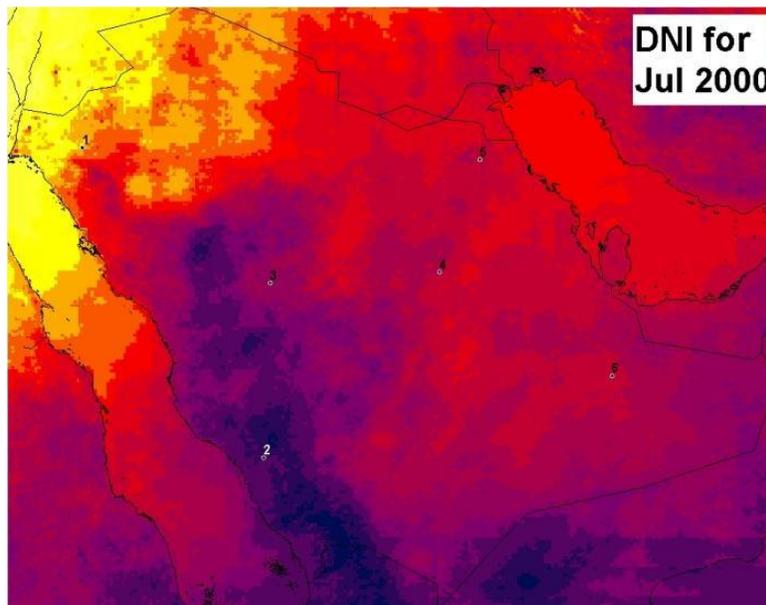


Figura 1.6. Irradiación en Arabia Saudita (Fuente: DLR)

Los distintos satélites que se encargan de estas mediciones, orbitan a una altitud de 36,000 Km.

1.4.2) Bases de datos de radiación

Existen muchas bases de datos, algunas cuentan con estaciones en tierra y otras son satelitales

Como ejemplo de las bases de datos con instrumentos en tierra son;

- World Radiation Data Centre (WRDC)
- Global Energy Balance Archive (GEBA)
- Basline Surface Radiation Network (BSRN)
- International Daylight Measurement Programme (IDMP)

En ciudad Universitaria, se cuenta con una estación de medición de la WRDC, la cual está instalada desde 1967 y su última actualización data del año de 2014. La estación es capaz de medir la radiación global, directa y la duración de la insolación.

Capítulo 1 Energía solar



STATION INFO

Region	4 (North America)
Country	MEXICO
Station	CIUDAD UNIV.
WMO Index	-
Changes of WMO Index and (or) station and country names	-
Latitude	19°20'N (19,33°)
Longitude	99°11'W (-99,18°)
Elevation	2268 m
Elements	Global Radiation Diffuse Radiation Sunshine Duration
Units	J/cm2
Scale	WRR
Time system	TST

INSTRUMENTATION

Parameter	Instrumentation (abbreviation)	Date since
Global Radiation	TT/E/	not available
Global Radiation	CDI	1967.11.01
Global Radiation	TT/E/	1969.06.01
Global Radiation	TT/MG/	1975.09.01
Global Radiation	PSP	not available
Global Radiation	KZ/CMF21/	2014.01.01
Diffuse Radiation	TT/MG/	not available
Diffuse Radiation	KZ/CM2/	not available
Diffuse Radiation	KZ/CMF21/	2014.01.01
Sunshine Duration	SS/C/	not available
Sunshine Duration	SS/CS/	1976.01.01
Sunshine Duration	KZ/CHP1/	2014.01.01

Figura 1.7. Datos de la estación de la WRDC en Ciudad Universitaria (Fuente página web de la WRDC)

Las bases de datos basadas en la obtención de datos satelitales son:

- Surface Meteorology and Solar Energy (Nasa)
- HelioClim
- Satel-light
- SOLEMI

Algunas bases de datos, fueron conformados usando ambos métodos para la recolección de datos:

- Meteonorm
- European Solar Radiation Atlas
- Eosweb

1.5) Distribución espectral de la radiación solar

Las ondas de baja frecuencia del espectro solar son llamadas Radiación infrarroja (IR), mientras que las de alta frecuencia reciben el nombre de Radiación ultravioleta (UV). Éstas tres radiaciones (VIS, IR, UV) forman la radiación térmica, que es la aprovechable para cuestiones energéticas.

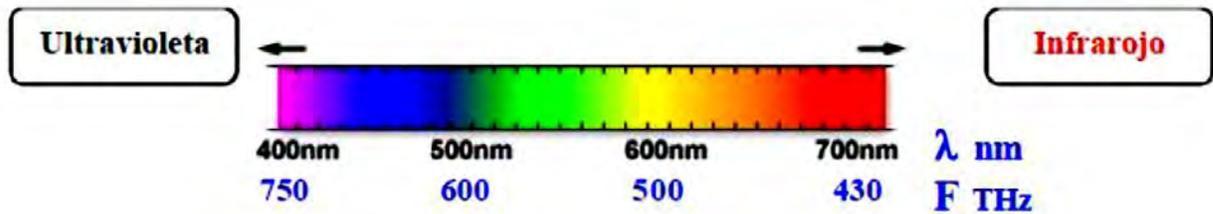
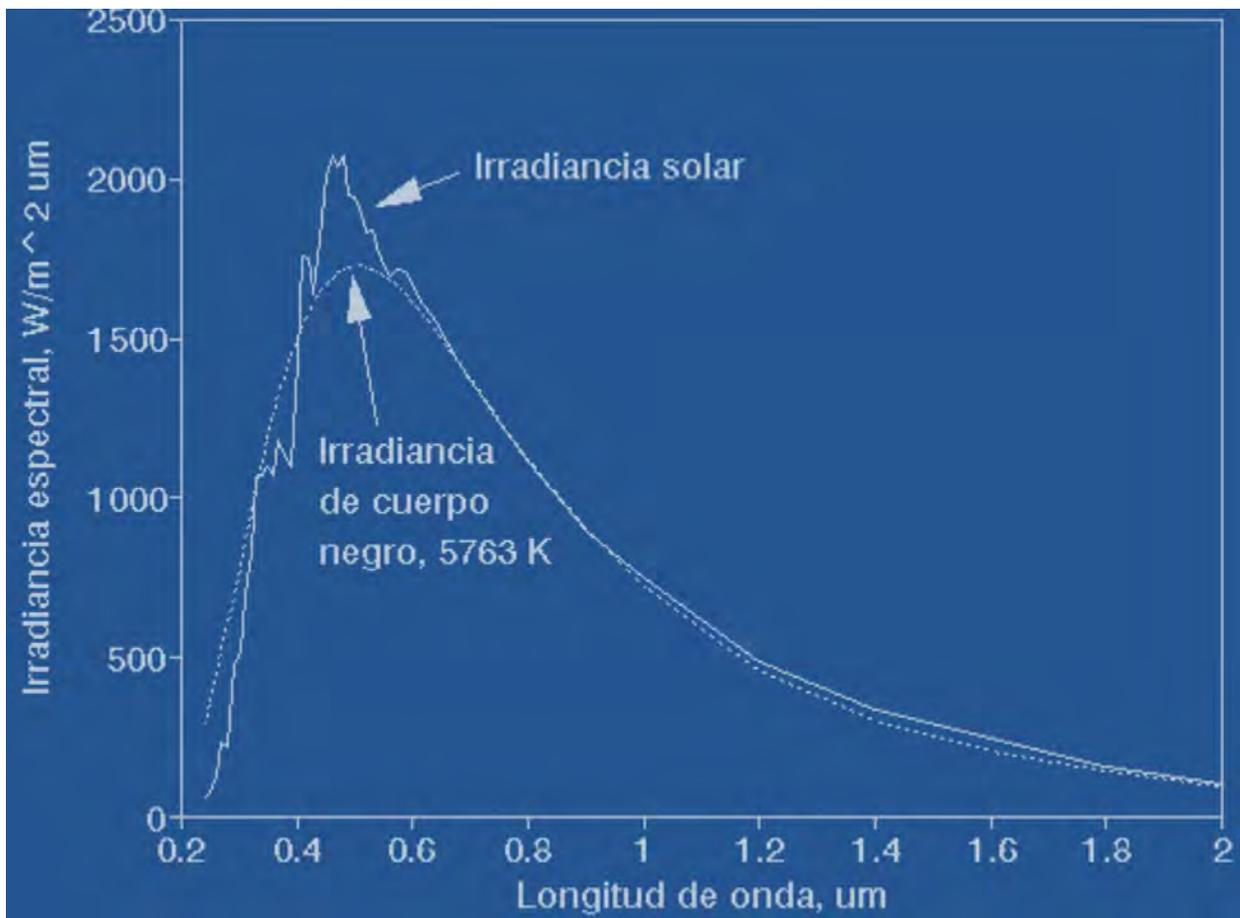


Figura 1.8. Distribución espectral de la radiación solar

Los cuerpos emiten una cantidad de radiación dependiendo su temperatura, y cuando ésta aumenta ocurren dos cambios en la radiación emitida:

1. La intensidad de las emisiones de radiación son mayores, por lo tanto, el valor de watts por m^2 que expulsa el cuerpo es mayor.
2. El tipo de radiación cambia y disminuye su longitud de onda

Debido a que la fotosfera del Sol se encuentra aproximadamente a 6000 K, ésta emite cierto flujo de energía y que está en función de dicha temperatura. Su distribución espectral es como se muestra en la figura 5. En ella muestra la irradiancia espectral en función de la longitud de onda. La línea irregular corresponde a la irradiancia observada, medida desde la Tierra. La curva punteada representa la irradiancia espectral que tendría un cuerpo negro (radiador ideal), que se encontrara a la temperatura de 5762 K. Esta temperatura corresponde a la que debería tener dicho radiador ideal, para tener la misma emisión de energía que el Sol.



Grafica 1.9. Irradiancia espectral de un cuerpo negro a 5763K y del Sol

1.6) Tipos de radiación

- **Radiación directa:** Es la que se recibe directamente desde el Sol en línea recta y que no sufre dispersión en la atmósfera. La radiación extraterrestre es de éste tipo.
- **Radiación difusa:** Se denomina así a la radiación solar recibida que sufre cambios en su dirección, debido a su paso a través de la atmósfera, lo que hace que sus rayos sean dispersos y no paralelos.

- **Radiación reflejada:** Es la energía solar que los cuerpos rechazan y dependiendo de su forma y textura, será la dirección de dichos rayos.

Dichos tipos de radiación, conforman la radiación global que incide sobre una superficie.

Para representar la potencia de la radiación solar, se utiliza el término irradiancia (G), dada en Wm^2 , y es la rapidez de incidencia de energía radiante sobre una superficie. Para especificar de que tipo de radiación se trata se usan los subíndices, G_{on} para la extraterrestre, G_b para la radiación directa, G_d para la difusa y G_r para la radiación reflejada.

La cantidad de energía por unidad de área que incide durante un tiempo es llamada irradiación, dada en Jm^2 y que es la suma de toda la irradiancia recibida en un periodo de tiempo. Se usa el símbolo I para la insolación por hora y H para la insolación en el periodo de un día y se aplican los mismos subíndices mencionados en el párrafo anterior.

La relación entre la irradiancia e irradiación está dada por:

$$I = \int_{t_1}^{t_2} G(t) dt \quad (1.17)$$

En donde la irradiación (I) se está calculando desde t_1 hasta t_2 y la irradiancia (G) queda en función del tiempo.

1.7) Radiación extraterrestre

Algunas variaciones en el flujo de radiación extraterrestre dependen directamente de la distancia entre la Tierra y el Sol y dicha variación es calculada con la siguiente fórmula⁶:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \left(\cos \frac{360n}{365} \right) \right) \quad (1.18)$$

En donde G_{on} es la radiación extraterrestre, G_{sc} es la constante solar y n es el día del año. Las unidades están dadas en $(\text{J/s} \cdot \text{m}^2)$.

⁶ Solar Engineering of Thermal Process 4ta Edición, John A. Duffie

1.8) Atenuación atmosférica de la radiación solar

Las frecuencias e intensidad del espectro luminoso generado por el sol sufren alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Ello se debe a la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar, ya que los gases presentes en la capa atmosférica actúan como filtros para ciertas frecuencias, las que ven disminuidas su intensidad o son absorbidas totalmente

- **Dispersion.** La radiación solar viaja en línea recta, pero los gases y partículas en la atmósfera pueden desviar esta energía, lo que se llama dispersión. La dispersión ocurre cuando un fotón afecta a un obstáculo sin ser absorbido cambiando solamente la dirección del recorrido de ese fotón.
- **Reflexion.** La capacidad de reflexión o fracción de la radiación reflejada por la superficie de la tierra o cualquier otra superficie se denomina Albedo. El albedo planetario es en promedio de un 30%. Esta energía se pierde y no interviene en el calentamiento de la atmósfera.
- **Absorción por moléculas de gases y partículas en suspensión.** La absorción de energía por un determinado gas tiene lugar cuando la frecuencia de la radiación electromagnética es similar a la frecuencia vibracional molecular del gas. Cuando un gas absorbe energía, esta se transforma en movimiento molecular interno que produce un aumento de temperatura. Un ejemplo de éste suceso es el calentamiento del aire que causa los vientos en la tierra.

La radiación total incidente sobre la superficie de la tierra va a estar sujeta a variaciones, algunas previsibles (diurnas y estacionales) y otras no previsibles (meteorológicas).

1.9) Mapa mundial de la radiación solar

Las zonas cercanas al Ecuador reciben mayor radiación, y las zonas polares reciben menos radiación ya que ésta se va difuminando. Las variaciones de radiación también cambian dependiendo de la nubosidad y características geológicas del suelo.

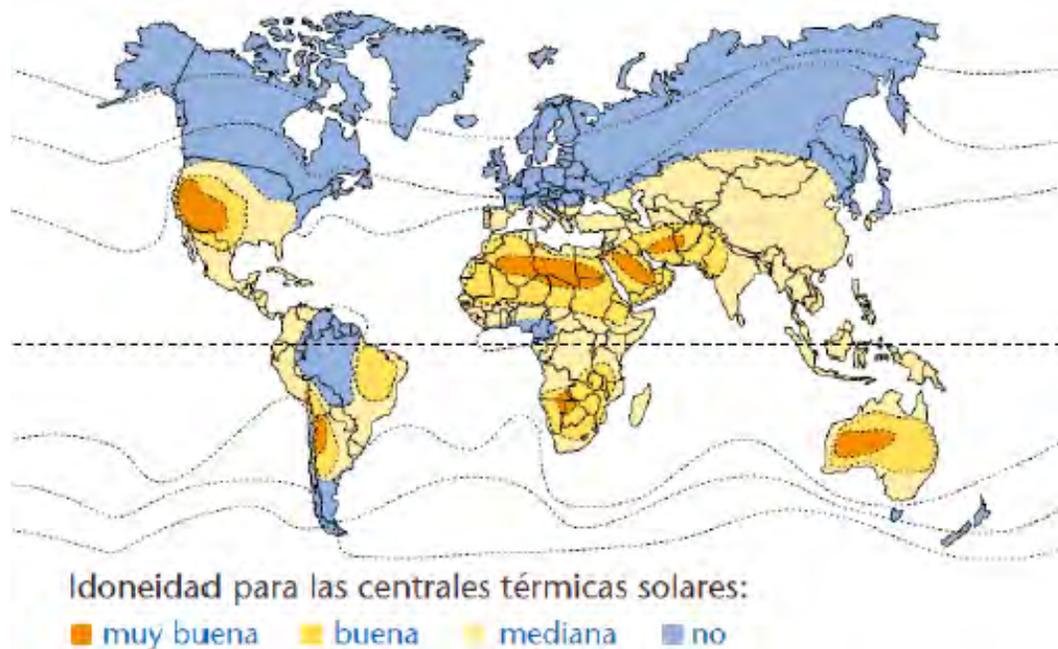


Figura 1.9. Mapa mundial de radiación solar

La radiación promedio recibida en México va desde 4.4 kWh/m² en la zona centro hasta los 6.3 kWh/m² en el norte, lo que deja al país en una situación cómoda para el aprovechamiento del recurso solar.

Capítulo 1 Energía solar

Enero mes de mínima insolación

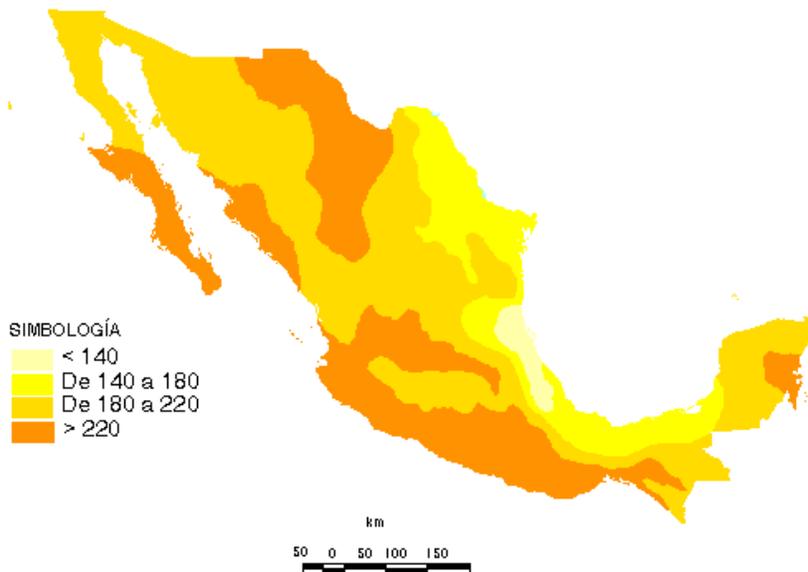


Figura 1.11. Mapa de insolación mínima. Unidades en w/m² (Fuente: Instituto de Investigaciones eléctricas)

Mayo mes de máxima insolación

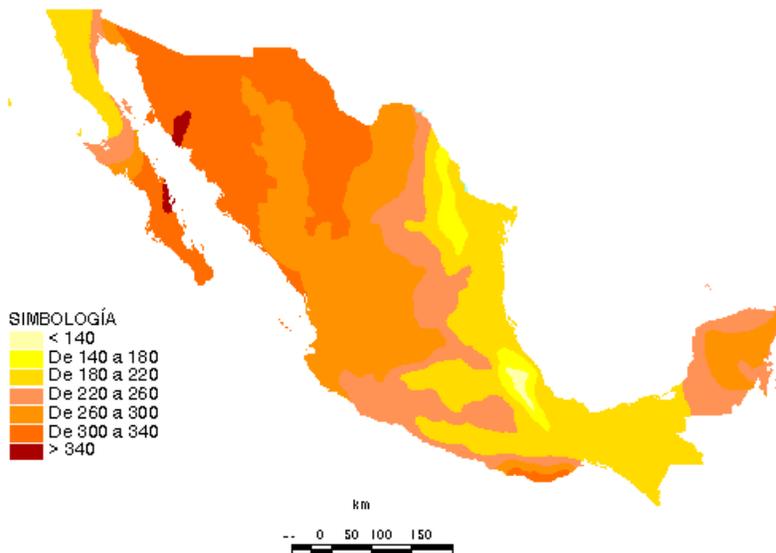


Figura 1.12. Mapa de insolación máxima. Unidades en w/m² (Fuente: Instituto de Investigaciones eléctricas)

Capítulo 1 Energía solar

México cuenta con una posición privilegiada para la captación del recurso solar, sin embargo las instalaciones solares en el país no superan los 12 MW, desaprovechando así la energía ilimitada del sol.

Al conocer todas las bondades de la energía solar en comparación con la energía producida por la quema de combustibles fósiles, es necesario un mayor desarrollo tecnológico para captar de manera más eficaz todo el recurso que llega gratis y sin contaminar a nuestro planeta.

La concentración solar, de la que se hablará en el siguiente capítulo, no solo ayuda a la generación de energía eléctrica por medio del calentamiento de un fluido de trabajo, sino que también ayuda a reducir emisiones contaminantes a la hora de calentar algún líquido para un proceso industrial.

Capítulo 2

Concentración

solar

2. Concentración solar

Los concentradores solares sirven para captar la radiación solar y poder convertirla en energía utilizable. Todo el sistema es llamado colector y se compone de superficies reflectantes destinadas a concentrar la energía solar en uno o más puntos críticos en donde se requiere aumentar la temperatura. El flujo de energía radiante que intercepta el colector, proviene básicamente del rango visible del espectro solar (longitudes de onda entre 0.29 y 2.5 μm) y es variable con el tiempo.

El receptor o absorbedor, es el punto en donde toda la radiación es redirigida por el concentrador o sistema óptico. Todo el sistema posee diferentes configuraciones, cambia la posición del receptor y la manera en que el concentrador refleja la radiación solar.

2.1) Clasificación

Aunque tienen el mismo principio de funcionamiento, son clasificados en distintas formas, dependiendo de sus capacidades, maneras de concentrar la luz solar y las temperaturas que pueden lograr.

2.1.1) Aprovechamiento Solar

Algunos colectores aprovechan la radiación global (radiación directa + radiación difusa + radiación reflejada) y son denominados estacionarios. Los colectores que solo funcionan con la radiación directa tienen la necesidad de ser móviles, pues el ángulo de la radiación directa cambia cada minuto.

Los móviles se dividen en los que tienen un grado de libertad (absorbedores tubulares) y los que tienen dos grados de libertad (absorbedores puntuales).

2.1.2) Temperatura del fluido de trabajo

Las temperaturas que puede alcanzar el fluido cambian en función del tamaño y características de concentración y por lo tanto cambian las aplicaciones en las cuales el concentrador puede trabajar.

- **Temperatura baja** (30°C – 100°C).- En este rango se encuentran los colectores planos. Sus principales aplicaciones son para el calentamiento de agua y desalinización.
- **Temperatura media** (100°C - 400°C).- Su uso es industrial, ya que muchos procesos necesitan que el fluido de trabajo se encuentre en dicho rango. En este rango se encuentran los concentradores cilíndrico-parabólicos.
- **Temperatura Alta** (400°C - 3000°C).- Para alcanzar éste rango de temperaturas, se necesitan concentradores puntuales, como son los discos parabólicos y las centrales de torre. Sus aplicaciones son principalmente para saber el comportamiento de los materiales cuando son expuestos a tan altas temperaturas, por ejemplo en la industria espacial. También se usan como hornos solares para tratamientos térmicos.

2.1.3) Colectores no concentradores

Empleados para baja temperatura, pues las superficies de apertura y absorción son iguales y su razón de concentración es $C=1$.

2.1.4) Colectores Concentradores

Si se quiere asegurar que la razón de concentración sea la adecuada, se deben de cumplir las siguientes relaciones:

- $\cos \theta = 1$
- $B = \alpha_s$
- $Y = Y_s$

Estas relaciones hacen que el seguimiento continuo del plano de incidencia de dos ejes se cumpla, por lo tanto la eficiencia aumenta. Para que un colector tenga un nivel de concentración adecuado, se debe contar con un sistema de seguimiento solar.

2.1.5) Razón de concentración

La razón de concentración superficial, expresada con la letra “C”, se define como el cociente del área de apertura del concentrador entre el área de absorción del receptor.

$$C = \frac{\text{Área de apertura}}{\text{Área de absorción}} \quad (2.1)$$

Esta razón tiene un límite superior que depende de la configuración geométrica del concentrador.

El ángulo sustentado por el sol visto desde la Tierra es de 32°, lo que indica que la máxima concentración posible para un colector solar es de 45,000.

2.2) Configuraciones de concentradores solares

2.2.1) Concentradores solares planos

Los concentradores solares planos son los más comunes. Estos son empleados en donde se requiere bajas temperaturas de concentración, debido a que la temperatura de operación de este tipo de colectores, no sobrepasan los 100 °C.

Consisten en dos tipos de arreglos:

- Con cubierta
- Sin cubierta

Se diferencian en el arreglo y en cómo es que absorben la radiación solar, por lo tanto ofrecen distintos resultados.

- **Concentradores solares planos sin cubierta**

Emplean un absorbedor en el cual fluye el líquido a calentar, éste tubo se encuentra sin ningún aislamiento, lo cual hace que sea un concentrador de baja temperatura. Ésta característica le permite tener aplicaciones sencillas en donde no se requiere calentar demasiado el fluido, por lo tanto, lo hace muy económico, pues no necesitan materiales especiales para aislar el fluido de trabajo, aunque la tubería, ya sea de plástico o de algún metal, necesita recubrimientos contra rayos ultravioleta.

El absorbedor puede sufrir los estragos de la naturaleza como granizo el cual puede deformar la tubería, así también, la materia que se pueda acumular en la parte exterior de la misma, recude la capacidad de calentar el fluido de trabajo, lo cual lo hace ineficiente.

Sus grandes pérdidas se deben principalmente por convección, ya que no se absorbe toda la radiación captada.

- **Concentradores solares planos con cubierta**

Actualmente, muchos hogares cuentan con éste tipo de arreglo para calentar agua para uso doméstico. Ya que también son considerados concentradores de baja temperatura, su relación precio/beneficio es grande, ya que entre otras cosas, disminuye notablemente el uso de gas natural y electricidad para el fin antes mencionado.

La radiación solar llega al absorbedor después de pasar por una cubierta transparente y en dicho absorbedor se calienta el fluido de trabajo a una temperatura no mayor a la del punto de ebullición del agua. La cubierta ayuda a que disminuyan las pérdidas de calor hacia el medio ambiente.

2.2.2) Disco parabólico

Los sistemas de discos parabólicos, se componen de un reflector (o un conjunto de reflectores) con forma de paraboloides de revolución que es donde se recibe la radiación directa del sol. En el foco de dicho paraboloides, se encuentra un receptor y un sistema de generación eléctrica compacto (motor o turbina más alternador), que suele formar un solo

bloque con el receptor. La radiación solar concentrada por el paraboloide incide sobre el receptor, donde se convierte en energía térmica.

Debido a sus características, son concentradores de alta temperatura, pues en el receptor se pueden alcanzar temperaturas mayores a 1000°C y su razón de concentración puede alcanzar valores de hasta 3000.



Figura 2.1 Disco parabólico del CIE UNAM.

Componentes

- **Concentrador.-** La superficie que refleja la radiación solar tiene forma de un paraboloide en revolución y el tamaño dependerá de la potencia requerida y en función de la radiación que se recibe en un determinado lugar.

Capítulo 2 Concentración solar

La superficie es generada mediante la rotación de una curva plana (generatriz) alrededor de una recta directriz (eje de rotación). La generatriz de esta curva es una parábola, cuyo giro entorno a la directriz es la superficie de revolución denominada “paraboloide de revolución”.

La superficie se caracteriza por tener un punto focal a una distancia f del vértice, en el que todos los rayos que llegan paralelos al eje de la superficie son reflejados por ésta hacia él y es así como las ondas incidentes (solar, sonido o radio) son concentradas hacia ese punto.

- **Receptor.-** Es el elemento en el que se proyectan los rayos o las ondas reflejadas desde la superficie reflectante. Por lo tanto, se trata de un elemento donde se presentan elevadas temperaturas y que hace la función de captar la máxima energía térmica posible incidente para hacerla pasar al motor.

El tipo de receptor utilizado en este tipo de tecnología es siempre de cavidad con una pequeña apertura para la entrada del flujo concentrado. La existencia de la cavidad se debe a la reducción en lo posible de pérdidas térmicas, en su mayoría radiantes debido a las elevadas temperaturas alcanzadas.

El absorbedor es aquel elemento situado en el receptor que es capaz de transferir la energía térmica sobre él proyectada al objetivo final del mismo, ya sea el fluido de trabajo del motor Stirling, la generación directa de vapor o el calor a proceso. Dicho elemento se coloca en la parte más profunda de la cavidad para evitar que sobre él se proyecten picos excesivos de flujo de radiación.

Existen dos tipos diferentes de receptores utilizados para motores Stirling. El primero de ellos está formado por un banco de tubos, que son iluminados por la radiación solar y por los que circula el fluido de trabajo del motor Stirling.

La cavidad está cubierta por un material aislante capaz de soportar elevadas temperaturas. La concentración solar se proyecta únicamente sobre el absorbedor.



Figura 2.2. Receptor de un sistema de concentración de disco parabólico.

El otro tipo de receptor utiliza un fluido intermedio para traspasar la energía térmica al motor. Dicho fluido es un metal líquido que es evaporado cuando aumenta su temperatura debido a la presencia de radiación y condensa sobre los tubos por los que circula el fluido de trabajo del motor Stirling. También es llamado receptor de reflujo porque el vapor del fluido condensa para ser calentado de nuevo.

- **Motor Stirling**

Este elemento convierte la potencia térmica en mecánica para ser utilizada por un alternador. A diferencia de los motores de combustión interna alternativos, en este motor no existe combustión ni consumo de combustible, por lo que en este tipo de sistemas el calor es aportado externamente. Debido a esta forma de operación, el ciclo es completamente cerrado, manteniéndose constante e invariable la cantidad de gas en los cilindros, no existiendo entrada ni salida de éste en el motor.

- **Sistema de seguimiento.-** Con objeto de seguir la posición del sol en todo momento, los discos parabólicos realizan un seguimiento de éste en dos ejes. Se realiza según dos tipos de montaje:

- **Seguimiento en acimut-elevación:** en el que el movimiento se realiza según dos ejes, el vertical y el horizontal.
- **Seguimiento polar:** en el que el movimiento en un eje es muy lento, pues solo se debe seguir las variaciones estacionales del sol, y el movimiento en el otro eje es a velocidad constante.

2.2.3) Sistemas de receptor central

Los Sistemas receptor central (SRC) se caracterizan porque el sistema colector está compuesto por un grupo de concentradores individuales llamados helióstatos, que dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central, instalado a una cierta altura sobre el suelo en una torre.

La concentración de radiación alcanzada es muy elevada, por lo que se pueden superar los 1000 °C en el receptor central. Debido a esto, sus aplicaciones van más allá de la energética, ya que en los receptores se suelen probar materiales y así saber su comportamiento a tan altas temperaturas.



Figura 2.3 STC localizado en Marruecos

Componentes

Los principales componentes de los sistemas de receptor central son:

- **Heliostatos.**- Son un instrumento utilizado para reflejar los rayos solares en un punto, cuentan con una superficie reflectante plana para lograr ese propósito. Además, en su estructura se encuentran mecanismos para poder alterar la dirección en la que se reflejará la radiación solar.



Figura 2.4 Heliostato de un STC de 90 m²

Los materiales empleados en su superficie reflectante en su mayoría son a base de espejos de vidrio y películas poliméricas.

El acomodo del campo de heliostatos en relación al receptor está condicionado por las características del terreno disponible (forma de la parcela, orografía...), por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos opciones clásicas contemplan el despliegue del campo de heliostatos alrededor (campo circundante) o a un lado (campo Norte o Sur, según la latitud del emplazamiento) de una torre, sobre la cual se sitúa el receptor.

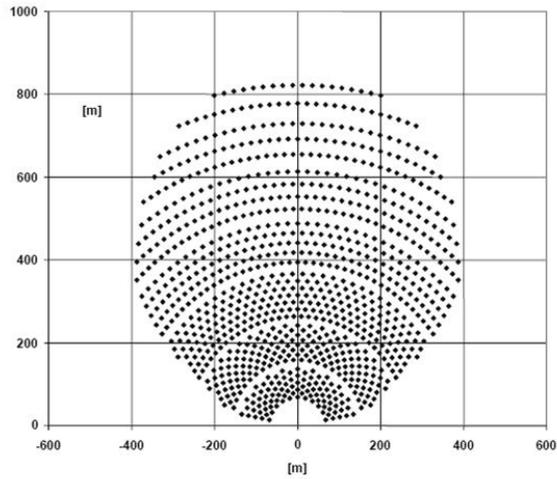


Figura 2.5. Distribución de un campo de heliostatos alrededor de un receptor, campo norte o sur.

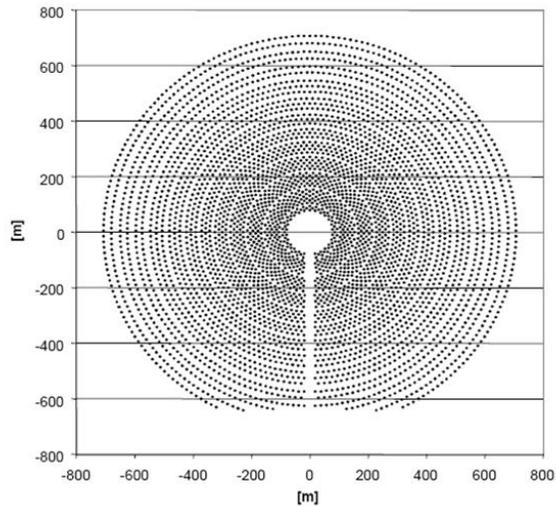


Figura 2.6 Distribución de heliostatos denominada campo circundante

- **Torre.-** La función de la torre es darle soporte al receptor, su altura tiene que ser la adecuada para producir la menor cantidad de sombra en el campo de heliostatos.
- **Receptor.-** Es la parte central de todo el sistema, pues es donde se concentra toda la radiación solar, y es donde se encuentran los artefactos que convertirán dicha

radiación en energía útil. Dichos receptores son divididos por su geometría, pueden ser “receptores de cavidad” y “receptores externos” que a su vez pueden ser planos o cilíndricos.

Los receptores tipo cavidad suelen tener forma de paralelepípedo con una cara abierta y orientada hacia el campo de colectores, que se cierra con una cubierta aislante durante las horas de paro para reducir las pérdidas de calor por convección y radiación.

Las caras restantes se aíslan térmicamente, a fin de limitar la disipación de calor al exterior y proteger la estructura de la torre frente a choques térmicos. La superficie interior de estas caras, que es la superficie absorbente propiamente dicha, está recorrida por un serpentín por el que circula el fluido térmico.

Se procura que la relación entre la superficie total absorbente y la superficie de apertura sea lo más elevada posible, a fin de minimiza las pérdidas de calor por rerradiación y conseguir que se acerque al comportamiento del cuerpo negro.

Los receptores externos están formados por tubos absorbentes que conforman la superficie lateral del receptor y abarcan todo el perímetro de la torre, de forma que las pérdidas térmicas que se producen por convección y radiación hacia el ambiente son mucho mayores que en los receptores de cavidad.

- **Fluido de trabajo**

- **Agua/vapor.** El receptor actúa como una caldera de vapor, recibe agua a presión, superior a la atmosférica, y produce vapor recalentado a la misma presión, que se conduce hasta la turbina de vapor. Presenta las ventajas, frente a las sales fundidas y el sodio fundido, de que trabaja con un circuito único receptor-turbina.

- **Sales fundidas.** Consiste en utilizar una mezcla de sales (mezcla eutéctica a base de nitratos y nitritos de sodio y potasio), con un punto de fusión apropiado para la generación de vapor. La mezcla, en estado líquido, circula por el circuito primario, normalmente presurizado con nitrógeno, que transporta el calor hasta el circuito secundario, que es el encargado de producir vapor y mover el grupo turbo alternador. La ventaja de la mezcla de sales se basa en las propiedades siguientes: elevada

conductividad (permite trabajar con intercambiadores de calor más compactos), calor específico elevado (permite transportar gran cantidad de calor por kilogramo del fluido) y punto de fusión elevado (permite almacenar calor a alta temperatura y en un espacio reducido). Debe preverse un sistema de protección para evitar que en el interior de los tubos del receptor se alcancen temperaturas superiores a la temperatura máxima de estabilidad de las sales utilizadas.

- **Sodio líquido.** Debido a las propiedades termodinámicas del sodio fundido pueden alcanzarse tasas muy elevadas de flujo de calor, entre 1,2 y 1,75MW/m², lo que permite construir receptores muy compactos y de alto rendimiento. La dificultad más importante para el empleo de este fluido la constituye la capacidad de reaccionar con el agua. Esta reacción es muy violenta, altamente exotérmica y genera hidrógeno, por lo que el riesgo de explosión es muy elevado y, en consecuencia, las medidas de seguridad han de ser muy estrictas.
- **Aire.** Se utiliza en receptores metálicos perforados por una malla de poros; la radiación reflejada incide sobre la superficie exterior de esta malla y el aire ambiente se hace circular por el interior de los poros y luego se conduce al punto de demanda de calor.

2.2.4) Concentradores lineales fresnel

Augustin- Jean Fresnel (1788-1827) fue el inventor de esta configuración óptica. Consiste en usar lentes pequeños en lugar de un solo lente, todos los lentes pequeños apuntan a un mismo punto focal y con las pequeñas secciones rectas de muchos lentes pequeños, se logra simular la curvatura de una parábola.

En sistemas de concentración solar, el punto focal al cual todos los lentes están apuntando, puede ser un sistema absorbedor, con todas las aplicaciones ya conocidas como generación de vapor o calor para algún proceso. Son considerados de media temperatura,

Capítulo 2 Concentración solar

Funciona bajo el mismo principio que cualquier concentrador solar, pero al ser una variante de los CCP, se tienen que denotar las diferencias entre ambos. La principal diferencia es el tipo de área de recepción, pues en lugar de un área con una curva parabólica, se tienen muchas áreas rectas. Son mucho más compactos pues no se necesitan grandes estructuras para sostener y mover los espejos pequeños, en comparación con los CCP que necesitan mucho más soporte y espacio.

Otra de las ventajas que presenta, es que los espejos al estar a una altura muy baja, los hace menos sensibles a las ráfagas de viento. El intercambio de los lentes es mucho más sencillo pues se pueden hacer de manera individual cuando pierden su capacidad reflectiva o sufren de las inclemencias del tiempo, en cambio con un CCP es mucho más complicado realizar el cambio.

El mecanismo de seguimiento solar, suele ser más sencillo con esta configuración, pues el peso de los espejos es muy pequeño comparado con otros sistemas de concentración, en donde se tiene que mover toda la estructura para estar en la posición correcta, como los discos parabólicos, el cual debe mover toda el área reflectante y el absorbedor para que el sistema sea eficiente.

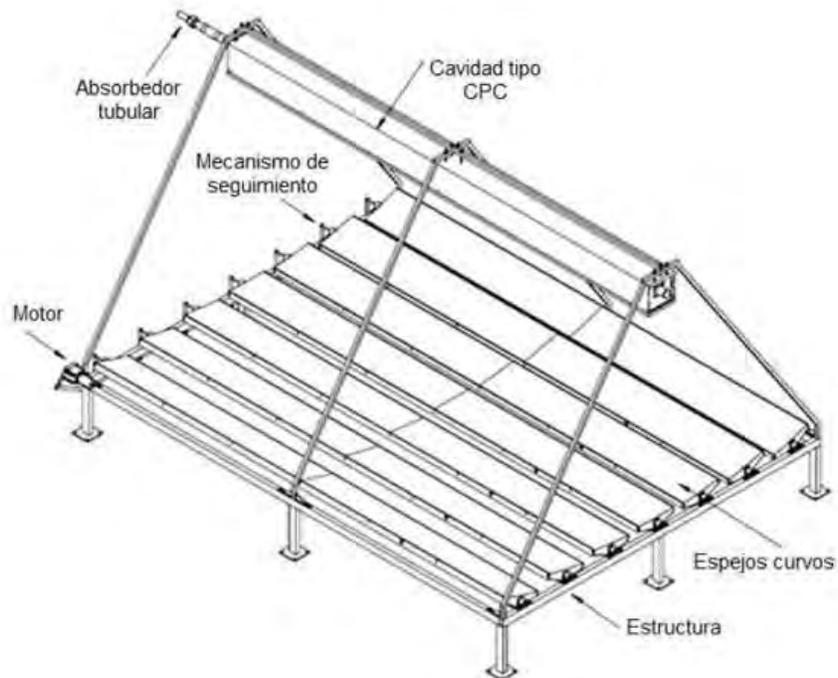


Figura 2.7. Sistema de concentración Fresnel

2.2.5) Colectores cilíndricos parabólicos

El colector cilindro parabólico (CCP), está compuesto básicamente por un espejo cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola.

La radiación solar concentrada produce el calentamiento (aumento de energía termodinámica) del fluido que circula por el interior del tubo receptor.

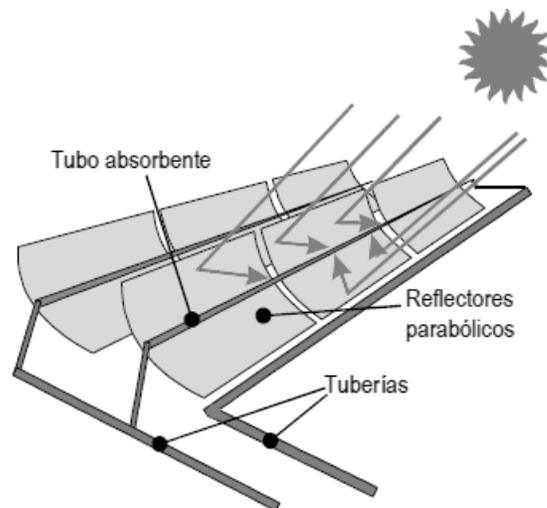


Figura 2.8. Colectores Cilíndrico-parabólicos.

Componentes

- **El Reflector Cilíndrico Parabólico:** Su misión es la de reflejar y concentrar sobre el Receptor la radiación solar directa incidente sobre la superficie. Es un espejo curvo que forma en una de sus dimensiones una parábola, de forma que concentra sobre su línea focal toda la radiación reflejada. Entre los materiales usados para la reflexión, encontramos plásticos recubiertos con películas de plata o aluminio, chapas metálicas y vidrios recubiertos con películas de plata.
- **El tubo de absorción o Receptor:** es un elemento fundamental en un CCP, pues el rendimiento global del colector depende en gran parte de la calidad termodinámica del absorbente. Puede constar de un solo tubo o de dos tubos concéntricos. En este último caso, el tubo interior es metálico de elevada absorvidad (>90%) y de baja emisividad (<30%) en el espectro infrarrojo, lo que se traduce en un elevado rendimiento térmico. Por otro lado, el tubo exteriores de cristal y tiene el objetivo de reducir las pérdidas térmicas por convección del tubo metálico, así como de protegerlo frente a las condiciones meteorológicas adversas. Ambos tubos suelen llevar un tratamiento para aumentar la trasmisividad de la radiación solar, lo que causa un aumento del rendimiento óptico del colector.

- **Sistema de Seguimiento Solar:** El seguimiento del Sol se hace con el objetivo de aprovechar la mayor parte de horas posibles de luz, de forma que la radiación solar llegue lo más perpendicularmente posible al colector y se mantengan en el foco lineal continuamente. Los CCP pueden tener seguimiento a dos ejes o a un único eje. Normalmente el seguimiento se realiza a un eje pues mecánicamente es más sencillo, esto implica menos costos y menores pérdidas térmicas por no haber tuberías pasivas. La orientación puede ser Norte-Sur o Este-Oeste. Los mecanismos de accionamiento que mueven al colector pueden ser eléctricos, hidráulicos y mecánicos.



Figura 2.9. Colectores cilindrico-parabólicos del CIE UNAM.

2.3) Pérdidas en concentradores solares

2.3.1) Desbordamiento

Los errores ópticos en los sistemas de concentración son fatales para la eficiencia de los equipos, pues la radiación solar no es bien dirigida a los puntos específicos en donde se encuentran los absorbedores. Estos errores son generalmente por la falla en la orientación de los equipos, sobre todo cuando el sistema de concentración consta de muchas superficies reflectantes, ya que no todas pueden estar bien alineadas.

En los CCP el desbordamiento es más sencillo de corregir, a comparación de los discos parabólicos o los sistemas de torre central, ya que si el absorbedor focal no está recibiendo la radiación solar, ajustando una sola superficie se puede corregir el problema, en cambio con los de torre central, es más complicado precisar que heliostatos son los que están fallando.



Figura 2.10. Pérdidas por desbordamiento en un receptor de torre central

2.3.2) Sombras

Las pérdidas por sombras, como es obvio, disminuyen y casi anulan la captación de la energía solar. Es por eso que se debe evitar que los colectores tengan objetos cerca que les afecte en su rendimiento, incluso un colector puede causar sombra a otro colector, así que se deben hacer cálculos de distancias mínimas con respecto a una pared o la arista de otro colector⁷.

La separación de las filas de los colectores solares se establece a manera de que a primera hora de funcionamiento, del día más desfavorable del año, es decir el valor mínimo anual, la sombra de la arista superior de una fila de colectores se proyecte como máximo en la arista inferior de la siguiente fila.

Tomando los valores de α_s para el día 21 de diciembre, es decir el valor mínimo del año, la distancia mínima entre filas está dada por la siguiente fórmula:

$$d \text{ mínima} = \frac{(\text{Longitud del colector} * (\text{sen}(\alpha_s + \beta)))}{\text{sen } \alpha_s} \quad (2.2)$$

Para la distancia con respecto a un edificio o una pared, también se toma en cuenta el valor mínimo de α_s y la distancia mínima para evitar sombras entre un colector y el obstáculo se calcula con la siguiente fórmula:

$$D = \frac{\alpha_s}{\tan H} \quad (2.3)$$

Donde H es la altura del obstáculo.

La diferencia entre ambas fórmulas, es en concreto la inclinación β del panel que cambia durante el año. Las posiciones de las aristas y la altura solar, forman un arreglo de triángulos rectángulos y la distancia necesaria para evitar sombras se puede obtener también con la ley de senos.

⁷ Energía Solar, Selección del Equipo, Instalación y Aprovechamiento, Richard H Montgomery

2.4) Observaciones

Los sistemas de concentración deben ser diseñados de acuerdo a las necesidades y localización. Se debe conocer el rango de temperaturas requeridas para saber qué tipo de concentrador elegir, teniendo en cuenta el presupuesto y el espacio del cual se dispone. Las ventajas de todos los sistemas de concentración cada día deben ser más valoradas, pues se pueden evitar la emisión de millones de partículas contaminantes a la atmósfera desarrollando e instalando plantas de éstos sistemas.

Anteriormente se mencionó que es importante conocer el lugar en donde se piensan instalar estos sistemas, y eso es debido a que la cantidad de radiación recibida es fundamental para el diseño de una planta. Para poder construir una planta de receptor central, también se debe tomar en cuenta que son necesarias varias hectáreas y en una zona no montañosa, ya que el lógico que las sombras en los campos de heliostatos derrumban la eficiencia.

Podemos resumir a los concentradores de radiación solar con la siguiente tabla de acuerdo a sus capacidades.

Tabla 2.1. Comparación entre características entre los distintos colectores solares.

		Nombre	Razón de concentración	Rango de temperatura		
Estacionarios		Absorbedor plano	Captador plano	$C \leq 1$	$30 < T < 250$	Baja temperatura
	Seguimiento en un eje	Absorbedor tubular	Colector cilíndrico parabólico	$5 < C < 40$	$70 < T < 450$	Media temperatura
Seguidores	Seguimiento en dos ejes	Absorbedor puntual	Disco parabólico	$1000 < C < 5000$	$70 < T < 1500$	Alta temperatura
			Torre central	$200 < C < 1500$	$150 < T < 1500$	

Capítulo 3

Concentrador parabólico cilíndrico

3. Concentrador parabólico cilíndrico

En el capítulo anterior, se describieron los componentes de los CCP a grandes rasgos, sin embargo, en este capítulo se detallará la función de cada componente.

El estudio de los CCP lleva más de un siglo, sin embargo, por cuestiones de mercado en el ámbito energético, el desarrollo se detuvo la mayor parte del siglo pasado, debido a los precios bajos en los combustibles fósiles, lo que provocó el desarrollo de máquinas de combustión interna y no en éstos sistemas.

Un CCP solo trabaja con la radiación directa del sol, lo que obliga a desarrollar un mecanismo que permita tener el área de recepción en el lugar y hora adecuada.

Los CCP tienen su razón de concentración limitada, pues el área del absorbedor es claramente menor que el área de recepción, en comparación con un sistema de torre central, un CCP quedará muy lejos en cuanto a razón de concentración.

Todo esto nos lleva a que el uso de los CCP es para un fin específico, y no solo aplica para éste tipo de concentrador solar, sino para todos.

El diseño de un CCP debe tomar en cuenta todos los aspectos ya mencionados, localización, temperatura objetivo, materiales disponibles, presupuesto y un fluido de trabajo ideal.

3.1) Primeros trabajos

El primer prototipo construido de un CCP fue hecho por el sueco John Ericsson en 1880, contaba con el sistema colector, una caldera y una máquina de vapor

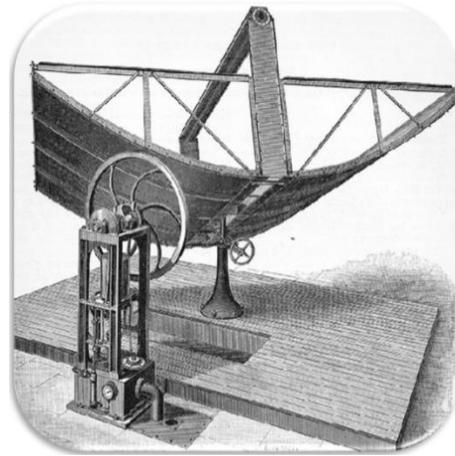


Figura 3.1 Sistema colector propuesto por John Ericsson

En 1907, los alemanes Wilhelm Meier y Adolf Remshardt obtuvieron la primera patente de un CCP, el uso que le dieron fue para calentar un fluido para algún proceso industrial.

Capítulo 3 Concentrador parabólico cilíndrico



Figura 3.2 Primera patente de colector solar parabólico de Maier y Remshard

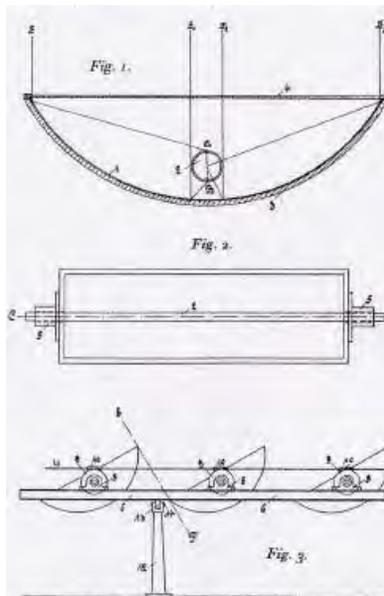


Figura 3.3 Primera patente de colector solar parabólico de Maier y Remshard

La primera planta de CCP en el mundo, fue construida en Meadi, Egipto en 1913, el diseño de la planta fue idea del ingeniero norteamericano Frank Shumann, la cual tenía una capacidad de 45kW. El área total de los concentradores abarcaba 1,200m² y el

sistema podría bombear 27,000 litros de agua por minuto. Sin embargo, la aplicación de sistemas de combustión lograban una mayor eficiencia, lo que llevó al cierre de la planta.



Figura 3.4 Primera planta de generación de energía mediante colectores parabólicos en Maadi, Egipto,

Durante más de 50 años, el desarrollo de estos sistemas se vio estancado, hasta que el alto precio de los combustibles fósiles a finales de los años 70 obligó a gobiernos a buscar alternativas para la generación de energía. Los Estados Unidos y Alemania Federal, retomaron el desarrollo de los sistemas de concentración, trayendo como consecuencia éstos proyectos que a continuación se mencionan:

- La compañía Acurex entre los años 1977 y 1982 instaló en los Estados Unidos poco más de 10,000m² para calor de proceso.
- En Arizona se construye la primera planta de concentración solar en el año 1979, con una capacidad de 150kW.
- Nueve países miembros de la Agencia Internacional de Energía (IEA), participan en el proyecto de la Plataforma Solar Almería (España) con una generación eléctrica de 500 kW puesta en operación en 1981.
- La primera planta privada de CCP es instalada en Arizona, EEUU en 1983, con un área de 5580 m². La empresa que instaló estos sistemas usó los CCP para calor de proceso.
- En 1983 se inicia el proyecto de las plantas *SEGS I* y *SEGS II* en California, EEUU, entrando en operación en 1985 y 1986 respectivamente. Más tarde las empresas

Capítulo 3 Concentrador parabólico cilíndrico

involucradas (Luz y Southern California Edison) desarrollan siete plantas más, para tener una producción de 354 MW.



Figura 3.5 SEGS III y SEGS VII en California, EEUU

- El proyecto EuroTrough, propuesto en el año de 2002, cuenta con instalaciones capaces de alcanzar rangos desde 200 a 400 °C. Cuenta con un sistema de seguimiento solar de reloj y también por sensores de luz, y las dimensiones de su parábola son de 1.7m de distancia focal y una apertura de 5.8 metros.
- En el año de 2007 se construye una planta de CCP en Nevada, EEUU con una capacidad de 64 MW llamada *Nevada Solar One*.
- La primera planta comercial de CCP en Europa, llamada *Andasol I*, fue puesta en marcha en 2008 en Almería, España con una capacidad de 50 MW.

Las actuales políticas, principalmente en Estados Unidos y Europa, las cuales son severas con el uso de combustibles fósiles, hacen que nuevas plantas de CCP se estén construyendo o estén en papel. Las principales locaciones en donde éstas nuevas plantas serán construidas son el España, Estados Unidos, China, Australia, Egipto, entre otros.

Además del propósito de generación eléctrica, cada vez más empresas voltean a los CCP para generar calor en sus procesos industriales, reduciendo así costos y emisiones contaminantes.

3.2) Concentrador parabólico

Éste tipo de concentrador, es considerado de media temperatura, ya que su razón de concentración va desde 5 hasta 45. Su funcionamiento depende de que la radiación solar directa se reciba en toda la superficie del colector, para que ésta pueda ser reflejada en un tubo absorbedor. En el tubo, habrá un fluido de trabajo, el cual recibirá toda la carga térmica generada y desempeñará, con esa carga, algún tipo de trabajo en específico.

3.2.1) Parábola

La parábola ofrece unas características especiales geoméricamente hablando, ya que un rayo perpendicular a la directriz de la parábola será redireccionado al foco de la parábola, en el caso de la concentración solar ese rayo es la radiación solar directa y en el foco de dicha parábola estará el tubo absorbedor. Es por esa razón que para la concentración solar, la parábola esté bien construida, pues una mala construcción de la misma o la mala alineación del concentrador, hará que la radiación directa no se refleje correctamente en el tubo absorbedor.

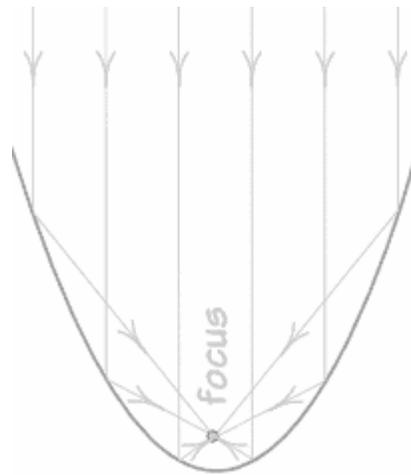


Figura 3.6 Proyección del reflejo de rayos perpendiculares sobre una superficie parabólica

3.2.2) Superficie reflectante

Como se mencionó anteriormente, la parábola debe tener la forma correcta para aprovechar las propiedades reflectantes de la misma. El otro aspecto importante para una adecuada redirección de la radiación solar directa es que la superficie de la parábola sea de un material que no absorba demasiada radiación y en vez de eso la refleje. Es casi imposible que un material refleje el 100% de radiación, esto debido a que el espectro de la radiación solar tiene un amplio rango y muchos de esos rayos penetran la superficie del material. Sin embargo las champas de aluminio pulido obtienen una eficiencia de más o menos el 80%, no obstante se deterioran fácilmente en exteriores y que a la larga puede disminuir o alterarse la capacidad de reflejar la radiación. Al tener un espesor muy pequeño, estas chapas son muy maleables y de inmediato toman la forma de la estructura, dicha estructura ya incorpora la curva parabólica.

Otro material empleado para reflejar la luz solar es el vidrio con una película de plata y cobre, la curva se le da al vidrio en frío cuando es de un espesor igual o menos a 1.5 mm, en cambio para espesores mayores el vidrio toma la curva en caliente. Después se coloca la película de plata y cobre, así se obtiene un vidrio tal y como los hay en los sanitarios. Posteriormente se instalan sobre un esqueleto, metálico en el mayor de los casos, el cual ya tiene la curva formada para servir de apoyo al vidrio.

En algunos casos, en lugar de una base de vidrio como en el ejemplo anterior, se usa plástico. Al tener ya la forma parabólica, también se añade una película de aluminio y cobre, sin embargo tiene una menor resistencia en la intemperie en comparación con los otros materiales empleados, aunque es mucho más barato. Debido a la fricción con el viento, el plástico genera un campo electrostático, el cual atrae más polvo, ensuciando la superficie y por lo tanto se tiene menos eficiencia.

3.2.3) Receptor

El tubo absorbedor o receptor, debe estar perfectamente colocado en el foco de la parábola. Al colocar el receptor en el foco de la parábola, aseguramos que recibirá toda la radiación reflejada en la superficie del concentrador.

Cuando el tubo absorbedor se encuentra a la intemperie, hay pérdidas por convección, ya que la velocidad del viento puede llegar a disminuir la temperatura del tubo, y si analizamos que el tubo debe de estar a más de 350° y el aire a 25° la diferencia de temperaturas es muy alta por lo que enfría muy rápido el tubo.

Para disminuir esas pérdidas, se colocan dos tubos, el interior de metal, que es el que contiene el fluido de trabajo y tubo un externo de cristal. Entre ambos tubos se debe crear un vacío, para que la radiación solar solo caliente el tubo de metal. La desventaja que presenta éste arreglo es que el tubo de cristal, actúa como filtro de luz lo que provoca que existan pérdidas aun cuando el cristal se encuentre totalmente limpio.

El tubo principal, es decir el metálico, debe ser de un material que tenga una excelente absorvidad de calor y una baja emisividad, para garantizar un rendimiento térmico elevado. El cristal tiene doble función, una de esas es que protege de las inclemencias del tiempo al receptor y la otra de reducir las pérdidas térmicas por convección.

La unión de ambos tubos es objeto de un estudio más profundo, ya que es necesario mantener el vacío entre ambos tubos. En muchos casos se analizan los coeficientes de dilatación tanto de la tubería metálica como de la de vidrio, eso con el fin de diseñar una unión que contemple dichos cambios en las dimensiones, ya que estarán expuestos a

altas temperaturas. Es necesario el uso de fuelles metálicos debido a la expansión que presenta la tubería, tanto en longitud como en el diámetro.

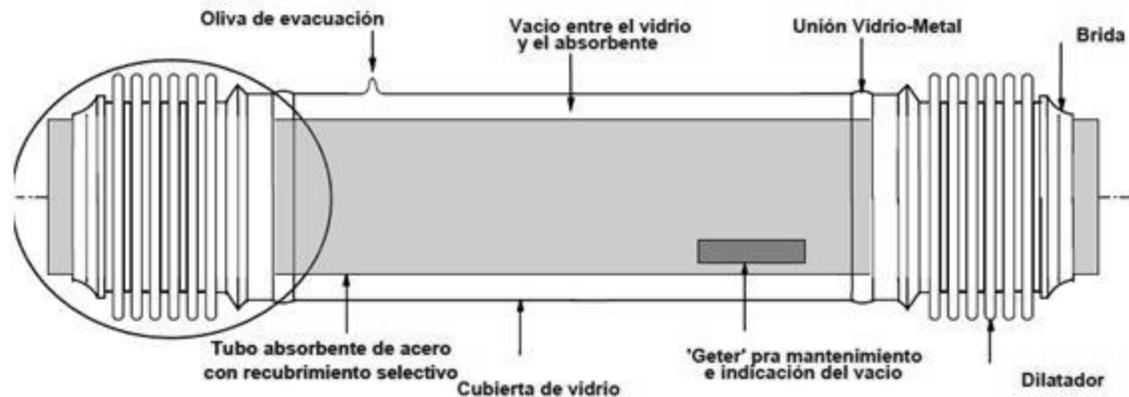


Figura 3.7 Tecnología de un absorbedor, empleada para plantas como la EuroTrough.

3.2.4) Fluido de trabajo

En el ya mencionado tubo absorbedor se necesita un fluido de trabajo, el cual pueda transportar toda la energía térmica que recibe al estar en contacto con las paredes internas del tubo absorbedor. El fluido debe ser elegido de acuerdo al propósito deseado, ya que con las temperaturas alcanzadas puede ocurrir un cambio de fase dentro del tubo absorbedor. Cuando se necesitan o se obtienen temperaturas no mayores a 200° el fluido de trabajo suele ser agua, para temperaturas mayores se usan aceites sintéticos.

En el caso del agua, se utiliza en la mayoría de los casos para la generación vapor sobrecalentado. El vapor puede ser utilizado para algún otro proceso químico, o bien para la generación de energía eléctrica al mover una turbina de vapor. El inconveniente del uso del agua es que para generar dicho vapor, es necesario que la tubería resista presiones superiores a 100 bar.

Para el uso de aceites a temperaturas muy altas, no se tiene el problema del manejo de altas presiones, pues éstas suelen estar entre los 10 y 25 bar dependiendo del aceite utilizado.

El fluido de trabajo puede ser, en realidad, cualquier líquido que necesite aumentar la temperatura para realizar ciertos procesos. Por ejemplo, en un sistema de refrigeración por absorción, se requiere calentar hidróxido de amonio para que el proceso funcione, y para calentar esa solución podría usarse como fluido de trabajo de un concentrador parabólico, obviamente con un sistema que controle el flujo dentro del receptor para alcanzar las temperaturas deseadas.

3.2.5) Sistema de seguimiento solar

Al funcionar solamente con la radiación solar directa, el CCP tiene que estar en una posición en la que dicha radiación se reciba perpendicularmente. Muchos factores influyen para que el CCP se encuentre perfectamente posicionado, es por eso que es necesario deducir la posición de un lugar respecto al sol.

Existen muchas maneras de construir el mecanismo, puede ser hidráulico o mediante engranes, dependiendo del peso de los CCP se sabrá el par requerido para mover cada panel, aunque en muchos casos se utiliza un solo mecanismo para mover varios CCP y así reducir partes mecánicas lo que conlleva a menor costo como de construcción y mantenimiento.

La posición del CCP dependerá del sistema de seguimiento que se vaya a usar, debe colocarse en un eje Norte-Sur y perfectamente alineado, es necesario el uso de una brújula para colocarlo de la manera adecuada.

El mecanismo es el que recibe la señal de cuanto y hacia qué dirección debe mover el CCP, pero el generador de la señal es lo que más interesa, pues en muchos sistemas se utilizan sensores de luz, que al recibir la radiación difusa, mandan la señal al mecanismo para que reciban la radiación directa. Sin embargo, al estar sucio el sensor o que existan sombras como el paso de una nube, hacen que tengan fallas en la recepción de la radiación y con eso manden señales incorrectas.

Capítulo 3 Concentrador parabólico cilíndrico

El método más efectivo es el estudiado en el primer capítulo, el cual nos permite saber en qué dirección llega la radiación directa en cualquier parte del mundo, para cualquier día del año y cualquier hora del día. Así también podemos saber el alba y el ocaso de cada día del año, eso permite saber las horas de trabajo en que el CCP puede utilizar la radiación solar. También como se mencionó en el primer capítulo, es importante conocer la trayectoria aparente del sol, ya que cambia día con día aunque no se note. El cambio es notorio si se analiza en cada estación del año, todo esto en función de la localización.

Ese cambio de trayectoria a lo largo del año, hace que la inclinación del CCP con respecto al horizonte, cambie dependiendo la estación del año. Esa inclinación depende estrictamente de la declinación de la tierra y de la latitud en la que se encuentre el CCP.

El seguimiento solar por reloj, basado en datos obtenidos en las fórmulas planteadas en el primer capítulo, se resume en la siguiente fórmula, la cual involucra la altura solar y el ángulo azimut, dándonos como resultado un ángulo con respecto al punto absorbedor del CCP.

$$\tan s = \tan \theta_z \mid \cos(\gamma' - \gamma_s) \mid \quad (3.1)$$

La fórmula anterior .31 funciona si el sistema de seguimiento solar se hace de este a oeste. Para el seguimiento solar de norte a sur la fórmula para obtener el ángulo s es la siguiente:

$$\tan s = \tan \theta_z \mid \cos \gamma_s \mid \quad (3.2)$$

Como ejemplo, en las plantas SEGS de las que se habló al principio de éste capítulo, la velocidad del viento afecta el posicionamiento si dicha velocidad supera los 9 m/s.

3.2.6) Estructura

Los CCP deben reposar en una estructura que les permita moverse dependiendo la hora del día, lo que indica que es necesario un sistema en el cual giren respecto al foco, esto con el fin de no alterar la posición de dicho foco.

Además la estructura debe permitir alterar la inclinación de todo el sistema, para que pueda ser modificado a través del año. Está demás mencionar que la estructura debe soportar todo el peso del sistema.



Figura 3.8 Estructura de los colectores Eurotrough

3.2.7) Ángulo de aceptación

Los dos parámetros básicos de un colector cilindro parabólico son la razón de concentración y el ángulo de aceptación.

La razón de concentración ya fue explicada previamente y el ángulo de aceptación es el ángulo máximo que pueden formar dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que, una vez reflejados, dichos rayos intercepten el tubo absorbente.

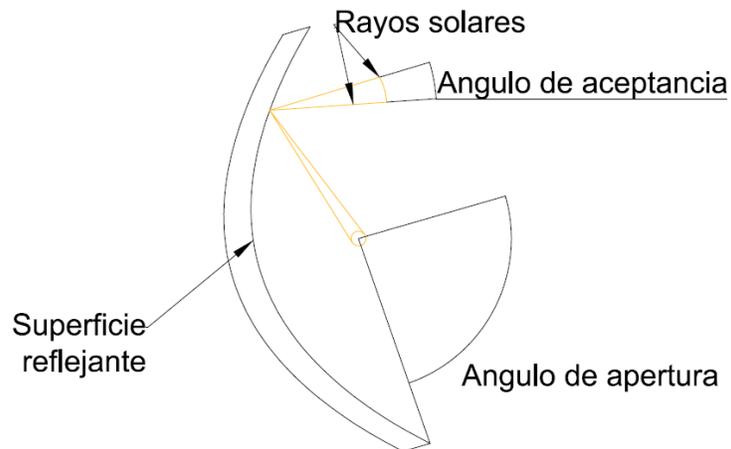


Figura 3.9 Ángulo de aceptación de un CCP

3.2.8) Pérdidas en un CCP

No existe en el planeta tierra un sistema que no tenga pérdidas, por lo que un CCP no es la excepción. Las pérdidas que engloban a un CCP son las siguientes:

- Pérdidas geométricas

Las pérdidas geométricas engloban dos problemas que sufren los CCP, el primero es por las sombras, analizadas en el capítulo anterior y el otro problema es por las pérdidas geométricas inherentes. Este problema se debe a que los CCP cuentan con un sistema de seguimiento solar de un solo eje, por lo tanto en los límites físicos de la superficie reflectante no habrá una reflexión de radiación directa. Para disminuir pérdidas de éste tipo, se requiere un mejor posicionamiento de los CCP dependiendo del día y la hora.

- Pérdidas térmicas del tubo absorbedor

Las pérdidas térmicas se producen principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en las tuberías de fluido térmico, siendo bastante más importantes las del tubo absorbente.

Capítulo 3 Concentrador parabólico cilíndrico

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbente están formadas por: pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbentes, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbente hacia la cubierta de cristal, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente. En aquellos tubos absorbentes en los que entre el tubo metálico y el de cristal hay vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, y solo hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación.

- Pérdidas ópticas

Las pérdidas ópticas son debidas a que ni la superficie reflexiva del concentrador es un reflector perfecto, ni el vidrio que cubre al tubo absorbente metálico es totalmente transparente, ni la superficie selectiva del tubo metálico es un absorbente perfecto, ni la geometría del concentrador parabólico es perfecta. Estas imperfecciones provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbente. En la figura 3.11 se muestran los cuatro parámetros que influyen en las pérdidas ópticas.

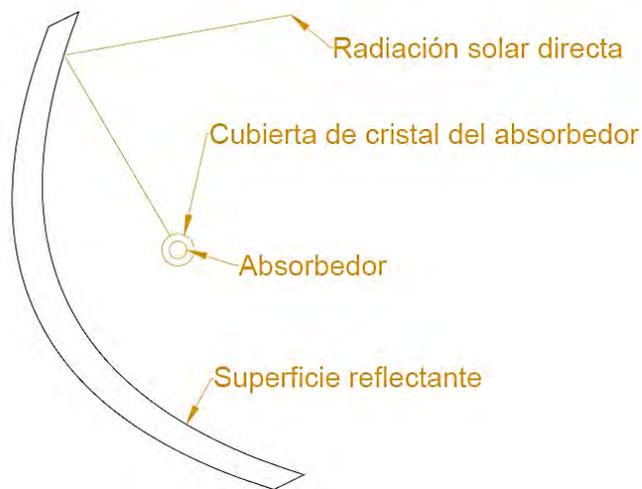


Figura 3.10 Pérdidas ópticas

La cubierta de cristal tiene una transmisividad τ , el absorbedor una absorptividad α y la superficie reflejante una reflectividad ρ .

- Reflectividad de la superficie del concentrador parabólico ρ .

Las superficies reflexivas de los colectores no son perfectas, por lo que solo parte de la radiación incidente se refleja. Los valores típicos de la reflectividad están alrededor del 90%. Sin embargo, los valores de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta la suciedad en la superficie. Para dar una idea, la reflectividad de los colectores parabólicos instalados en la Plataforma Solar de Almería, es 92% cuando los colectores están limpios. Estos valores disminuyen a un razón de 0.26% por día, debido a la suciedad progresiva de los espejos.

- Factor de intercepción Υ

Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos no alcanza a la cubierta de cristal del tubo absorbedor debido a diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, o errores de posicionamiento del

Capítulo 3 Concentrador parabólico cilíndrico

colector, o incluso el bloqueo que pueden suponer los soportes del tubo absorbente. Las imperfecciones de los espejos y los posibles errores de seguimiento solar provocan que algunos rayos no intercepten al tubo absorbente durante su trayectoria después de ser reflejados. Estas pérdidas se cuantifican con el llamado factor de intercepción. Un valor típico de este parámetro óptico es 95%.

➤ Transmisividad de la cubierta de cristal τ

El tubo absorbedor metálico está situado dentro de una cubierta de cristal para disminuir las pérdidas térmicas y proteger a la superficie selectiva. Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella da la transmisividad de dicha cubierta de vidrio. Un valor típico de este parámetro es 90 - 95%, dependiendo de que el cristal hay sido objeto de un tratamiento anti-reflexivo o no.

➤ Absorvidad α

Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie selectiva que ésta puede absorber. Un valor típico de la absorvidad está en el rango 90% – 96%.

Al producto de los cuatro parámetros descritos anteriormente (reflectividad, absorvidad, transmisividad y factor de interceptación) se le denomina Rendimiento Óptico Pico del CCP:

$$\eta = \rho * \tau * \alpha * \gamma \quad (3.3)$$

Cada componente de un CCP debe tener las dimensiones adecuadas para el fin determinado, y es por eso que cada uno de dichos componentes se debe analizar de manera profunda antes de construir el CCP, en el capítulo siguiente se detallará la construcción de un campo de CCP y el porqué de sus dimensiones de cada componente.

Capítulo 4

Construcción del campo de colectores solares

4. Construcción del campo de colectores solares

Conociendo las características que los concentradores parabólicos solares poseen, se tomaron en cuenta ciertas dificultades que se presentan en distintos puntos, como el peso, tamaño, área de concentración y el mecanismo seguidor solar.

4.1) Localización del campo de CCP

Para determinar las dimensiones del CCP, es necesario conocer primero en qué lugar se colocará el campo. En éste caso estarán colocados en la FES Aragón, con dirección en Cd. Nezahualcoyotl, Estado de México, México, y unas coordenadas de 19°28'24" N y 99°2'47" O.

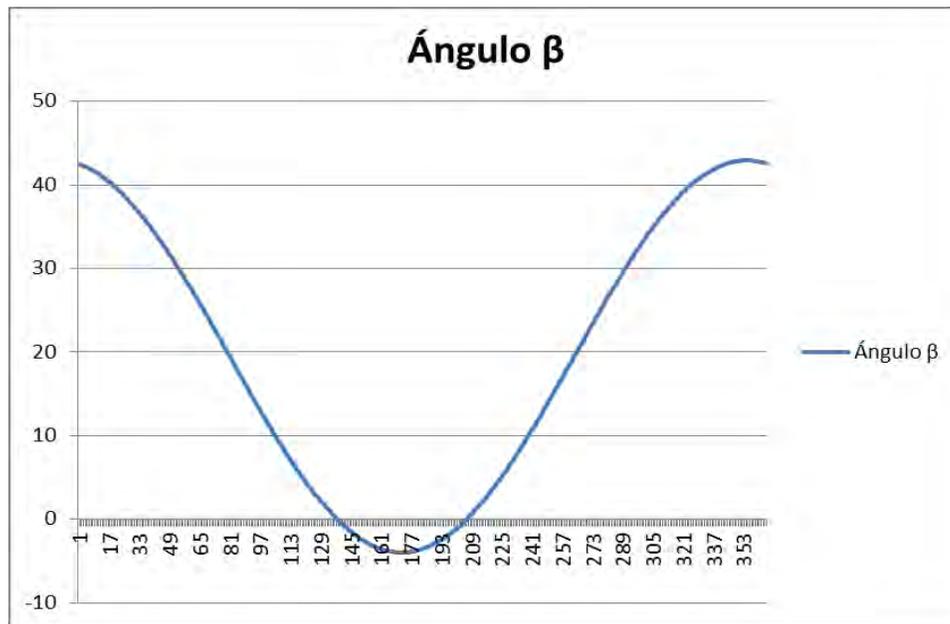
Teniendo las coordenadas, se puede conocer la radiación que llega desde el sol a dicha localización, la altura solar a cada hora del día para cada día del año y la trayectoria aparente del sol y cómo cambia al paso de los meses.

Anteriormente se mencionó que el CCP debe estar en un eje Norte-Sur, desde donde girará para encontrarse con la radiación directa perpendicularmente. El ángulo de giro del concentrador, cambiará mientras cambie el azimut, es decir, si a las 10:00 am hora solar del día 3 de agosto, el ángulo azimut nos da un valor de 47.37° sobre el horizonte, el concentrador debe estar en un ángulo determinado de la siguiente manera:

El siguiente paso es saber la inclinación del mismo, la cual se puede conocer con el siguiente método:

$$\beta = \delta - \phi \quad (4.1)$$

Para la localización del CCP, el cambio del ángulo de inclinación β se representa en la siguiente gráfica:



Grafica 4.1. Inclinación sobre una superficie plana a la que debe colocarse el colector solar a lo largo del año.

Los números inferiores indican el día del año, mientras que los laterales el ángulo β . Durante el verano, como se observa en la gráfica, el valor de β toma un valor negativo, eso es debido a que la latitud es menor que la declinación de la tierra en esos momentos, y es cuando se dice que el Sol se sale de cuadrante, es decir, en un plano cartesiano, teniendo como centro el CCP, el Sol la mayor parte del año o en lugares cercanos a los polos, recorre del cuadrante IV al III, o sea de Este a Oeste sin rebasar la línea imaginaria del eje Este-Oeste. Sin embargo durante el verano y en lugares donde la latitud es menor a la declinación, el sol recorre desde el Este al Oeste pero cruzando la línea imaginaria del eje mencionado anteriormente, pasando por los cuatro cuadrantes durante su trayectoria, lo que hace que durante unos días, el CCP tenga una configuración Sur-Norte y no la normal Norte-Sur. Éste fenómeno también es el causante de que el sol cambie su trayectoria aparente.

4.2) Dimensiones del CCP

El área reflectante está en función de la potencia que se requiere y de la recibida por el sol, así que es obvio que en un lugar donde se recibe poca radiación y se requiere mucha potencia, el CCP tendrá un área enorme, caso contrario en un área fuertemente radiada con la misma potencia requerida, el CCP tendrá un menor tamaño. Es por eso la importancia que tienen los lugares cercanos al Ecuador.

En la Ciudad de México, específicamente en Ciudad Nezahualcóyotl, municipio colindante con la capital, recibimos 650 w/m^2 de irradiancia, y para generar 10 KW de potencia eléctrica, es necesario contar con 15.3 m^2 de superficie reflectante.

Por lo tanto, se determinaron las dimensiones de cada colector, 2 metros de largo por 1.5 metros de ancho, dándonos un área de 3 m^2 , siendo necesarios al menos 5 colectores para que la turbina se acerque al 100% de capacidad.

El diámetro del tubo receptor, se fijó en 1.5" o sea 38.1 mm. Para la obtención de la razón de concentración, es necesario calcular toda el área del tubo a lo largo del colector.

$$\text{Perímetro: } \pi \cdot D = \pi \times 0.0381 = 0.1192 \text{ m}$$

La longitud del tubo es de 2 metros, por lo tanto el área del tubo es la longitud por el perímetro $0.1192 \times 2 = 0.2393 \text{ m}^2$

Lo que da como resultado una razón de concentración de:

$$C = \frac{\text{Área de apertura}}{\text{Área de absorción}} = \frac{3}{0.2393} = 12.53$$

4.3) Obtención de la parábola

Teniendo ya las dimensiones del área reflectiva, es necesario construir la parábola con dichas medidas.

Determinando un vértice (h, k) en las coordenadas (0,0) se necesita conocer los valores de desplazamiento en los ejes x, y, que son la apertura y profundidad de la parábola, $x=750$ y $y=400$.

La ecuación ordinaria para una parábola vertical es:

$$(x - h)^2 = 4 f (y - k) \quad (4.2)$$

Sustituyendo

$$(750 - 0)^2 = 4 f (400 - 0)$$

$$(750^2) = 4 f (400)$$

$$562500 = 1600 f$$

$$562500 - 1600 f = 0$$

$$f = \frac{562500}{1600}$$

$$f = 351.56 \text{ mm}$$

Conociendo la distancia focal, se necesitaban obtener los trazos de la curva, afortunadamente con el uso del software “Creador de parábolas WifiChallenger” los puntos de la curva se obtuvieron de manera sencilla y en forma de coordenadas cartesianas, que al ser ingresadas en el software AutoCAD, nos generó el trazo de la curva. Al tener esa curva en el software CAD, nos permitió obtener un comando numérico para ingresarlo en un CNC y maquinar la curva parabólica con una gran precisión.

Capítulo 4 Construcción del campo de colectores solares

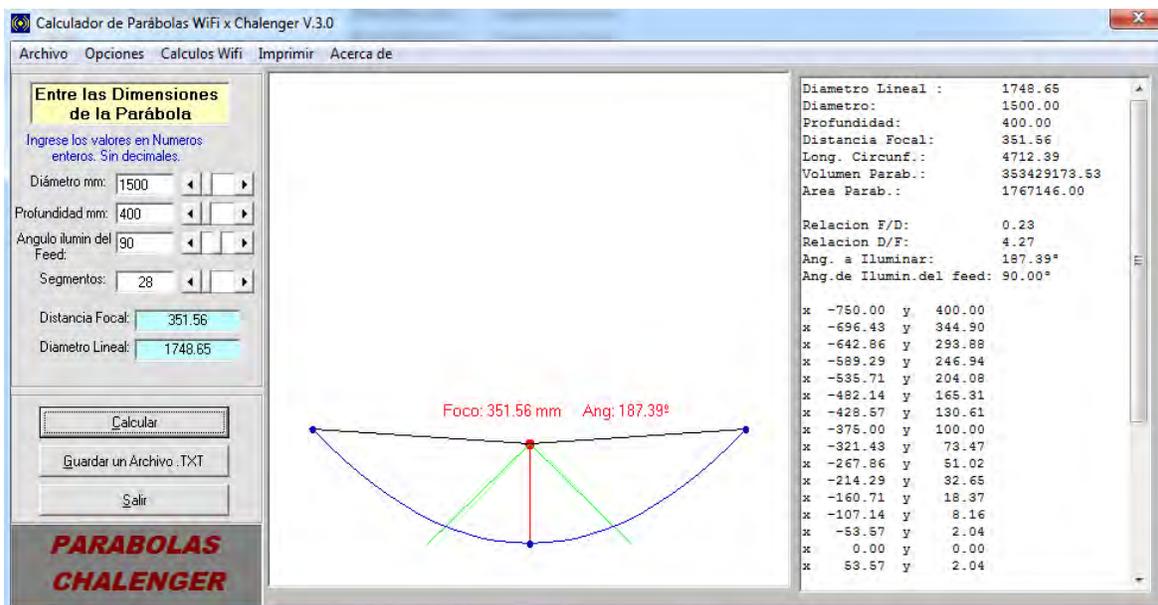


Figura 4.1. Interfaz del software “Calculador de parábolas wifi Challenger”

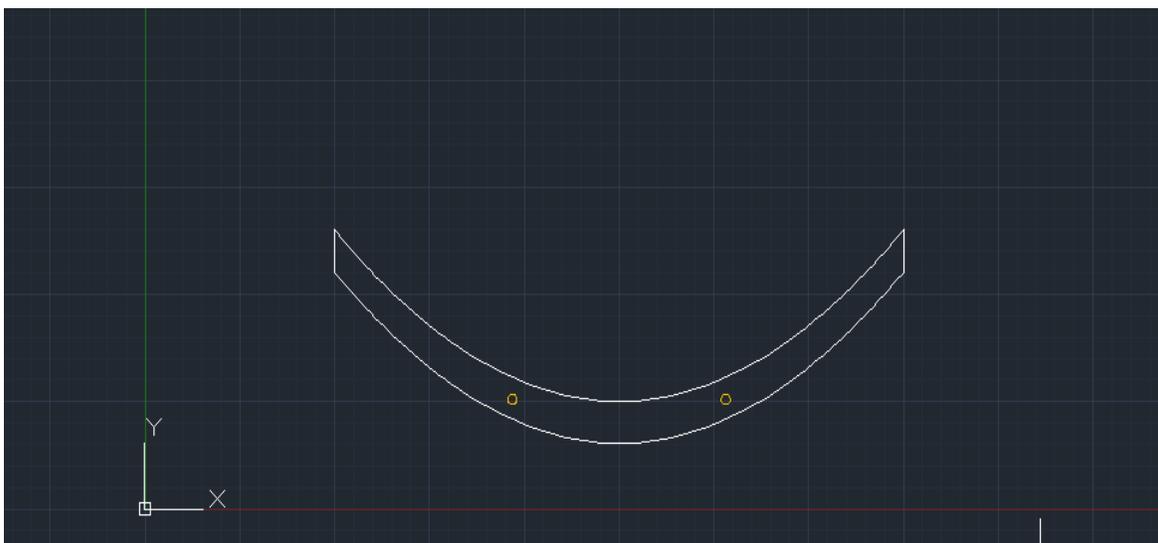


Figura 4.2. Diseño en AutoCAD de un soporte parabólico.

Para conocer el ángulo de apertura de nuestra parábola, se desarrolló la siguiente fórmula:

$$\tan \psi = \frac{\frac{a}{f}}{2 - \frac{1}{8} \left(\frac{a}{f}\right)^2} \quad (4.3)$$

$$\tan \psi = \frac{\frac{1.5}{0.351}}{2 - \frac{1}{8} \times \frac{1.5^2}{0.351^2}} = -15.10$$

$$\psi = \tan^{-1}(-15.10) = -86.21^\circ$$

La geometría de la parábola, nos indica que los CCP tienen un ángulo de apertura de 86.21° , por lo que la geometría del CCP se resume en la siguiente tabla:

Tabla 4.1. Características generales del CCP

Dimensiones del CCP	
Longitud de área reflexión	2 metros
Ancho de área reflexión α	1.5 metros
Distancia focal f	0.351 metros
Profundidad de la parábola	0.4 metros
Área de apertura	3 m^2
Longitud del receptor	2 metros
Diámetro del receptor	0.0381 metros
Área del receptor	0.2393 m^2
Razón de Concentración	12
Angulo de apertura ψ	-86°

4.4) Construcción de soportes parabólicos

Teniendo la curva parabólica con las dimensiones previamente, se diseñaron las demás características para que el soporte fuera parte de todo el colector. Las piezas cuentan, en la parte superior, como es obvio, la curva parabólica, mientras que en la parte baja es

Capítulo 4 Construcción del campo de colectores solares

parte de una circunferencia. Se decidió que ese perfil fuera un arco para que durante el movimiento del seguidor solar, no se tuvieran complicaciones al no seguir un círculo perfecto.

Entre la curva parabólica y la circunferencia, se dio una separación de 10 centímetros, con el fin de que fueran lo más pequeñas posibles pero sin descuidar la estructura.

El material elegido para los soportes, y en general el colector fue Aluminio, debido a que no presenta problemas con la humedad, dilatación, es mucho más ligero que el acero y da buen soporte al soportar cargas.

La placa de Aluminio 1100, fue de un espesor de 3/8" (9.52 mm). Al ser adquiridas y antes de realizar algún corte, medía 3.05 m x 0.95 m con un peso de 143 kilogramos.

El corte, como se mencionó anteriormente, fue realizado por una máquina de control numérico o CNC. La Facultad de Estudios Superiores Aragón, cuenta con un router CNC de la marca Artisan, el cual fue perfecto para realizar el trabajo. Para cortar el aluminio, se requirió de una broca de carbono de truxteno, con un solo zanco.

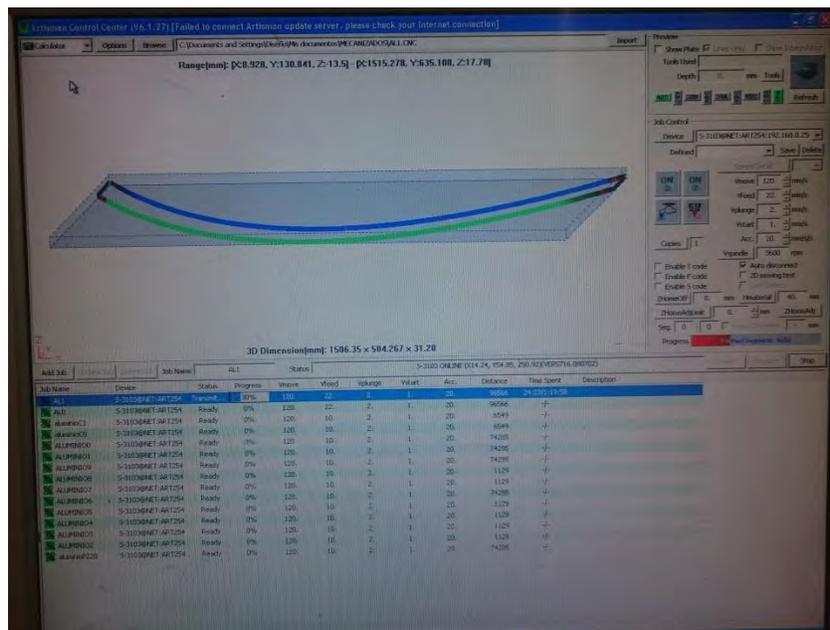


Figura 4.3 Interfaz del Artisan control center.

La velocidad de corte elegida fue de 20 mm/s, de acuerdo a las especificaciones de la herramienta de corte y a la capacidad del router CNC. El tiempo invertido para cada

soporte fue de aproximadamente dos horas, pues por seguridad de la broca y de la máquina, la distancia de profundidad después de cada trazado era de 1 mm. Esa medida se determinó dado que la placa de aluminio no era totalmente plana y tenía pequeñas ondulaciones de pocos milímetros, esto ocasionó la ruptura de una broca.



Figura 4.4 Router CNC cortando la placa de aluminio.

Para lograr una estabilidad en todo el esqueleto del colector, se emplearon barras de aluminio circulares de 1" de diámetro para unir cada uno de los cuatro soportes que conforman el colector. Dichas barras fueron insertadas en los dos barrenos de los soportes dibujados en el diseño y cortados por el router. Desafortunadamente, ocho de los dieciséis soportes, no contaban con el barreno de 1", lo que tuvo como consecuencia hacer un mandrinado, lo cual consiste en ajustar la dimensión de un barreno para obtener mayor precisión. Ésta tarea se realizó en una fresadora, alineando el centro del barreno perfectamente con el centro de la broca de 1". Posteriormente se comprobó la medida del barreno con una barra de prueba.



Figura 4.5 Soportes parabólicos conectados entre sí.

Para la correcta sujeción de las barras con los soportes parabólicos, se maquinaron barrenos de $8/32$ " de diámetro cortados transversalmente a través de los soportes, a fin de que llegara el barreno hasta la barra, como se observa en la ilustración X. Estos nuevos barrenos, fueron hechos para tornillos allen, lo que hizo necesario crear una cuerda para que el tornillo pudiera embonar correctamente. La cuerda se hizo con un machuelo de $8/32$ ". Con el propósito de que la cabeza del tornillo no sobresaliera de la superficie circular del soporte, se hizo un mandrinado con el mismo diámetro que la cabeza del tornillo, aumentando el barreno de $8/32$ a $5/16$ " con una profundidad de $1/8$ ". La función de los tornillos es crear una presión sobre la barra circular y el cuerpo del soporte, dando así la rigidez necesaria para la unión de los cuatro soportes parabólicos.



Figura 4.6 Tornillo allen para el acoplamiento de las barras de aluminio.

Para finalizar, se le dio un acabado semi-curvo con una lima en las orillas del soporte, a causa de que el material al ser cortado tenía un acabado puntiagudo, lo que dificultaba la maniobrabilidad. El peso aproximado de cada soporte es de 4 kilogramos, al ser cuatro de éstos, más las barras de aluminio, nos genera un peso de poco menos de 20 kilogramos, una estructura bastante ligera para las dimensiones que posee, en comparación con la estructura de acero del antiguo colector solar que se encuentra en el Centro Tecnológico. Para el armado del esqueleto del colector, cada soporte tiene una separación de 65 centímetros con respecto al otro soporte, distribuyendo así el peso de la superficie reflectante de igual manera entre cada soporte parabólico.

4.5) Conformado de la superficie reflectante

El material elegido para conformar la tan importante superficie de captación, fue nuevamente aluminio, en este caso con un acabado espejo o súper pulido. Este material es usado principalmente en lámparas interiores, sin embargo, se usó un espesor que nos garantizara su resistencia en exteriores. El calibre de dichas láminas fue de 0.02" o 0.5 mm. Por desgracia, no se encontró en el mercado, dimensiones de dicha lámina que cumplieran con las del esqueleto del colector (1.76 x 2 metros), y es que aunque de lado a lado el colector mide 1.5 metros, la superficie parabólica mide más, para ser exactos mide 1.76 metros. La solución para esto, fue juntar dos láminas y posteriormente fueron colocadas justo a la mitad del colector, las medidas de cada una de las láminas fue de 88 x 200 centímetros. El redimensionamiento de éstas láminas acabado espejo, se les dio con una simple cortadora de lámina.



Figura 4.7. Hoja de aluminio súper pulido antes de ser cortada en una cizalla.

En principio, las láminas reflectantes iban a ser sujetadas a los soportes parabólicos con remaches, no obstante, en los puntos donde el remache perforaría la lámina, se iban a crear ondulaciones que pudieran mal direccionar la radiación solar, así que se optó por una cinta de doble cara. Utilizada normalmente en la industria automotriz, ésta cinta es capaz de resistir temperaturas por arriba de los 200°C sin perder sus propiedades adhesivas, además, se realizaron pruebas utilizando pequeños trozos de cinta adheridos tanto a la curva parabólica como a una hoja de aluminio y fueron expuestos durante varios días al sol y a la lluvia, lo que dio como resultado un óptimo agarre tanto al soporte como a la hoja. Así que se adquirieron cerca de 30 metros de cinta para adherirla, primero a los soportes y una vez bien colocada en toda la curva parabólica, se retiró el plástico que cubre la otra cara de la cinta para poder montar cada una de las láminas reflectantes.

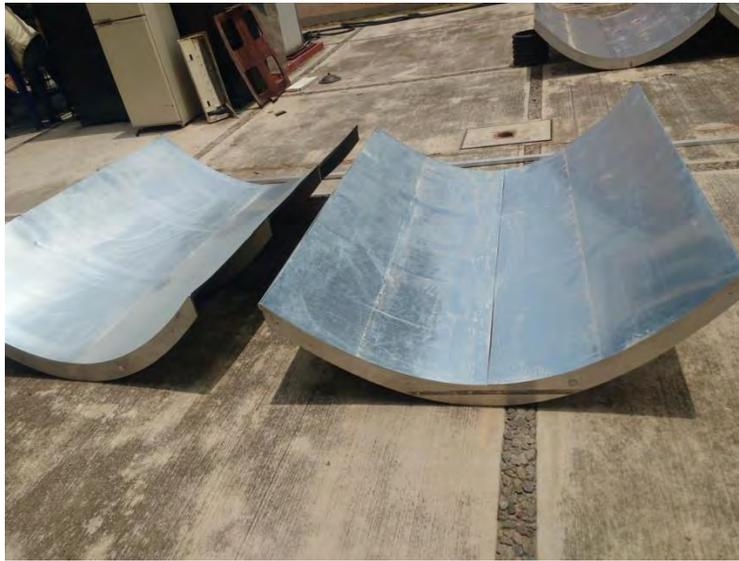


Figura 4.8 Superficie reflectante acoplada a los soportes parabólicos.

4.6) Estructura y sistema de seguimiento solar

Parte de la viabilidad de los CCP es, claramente, su eficiencia, nadie quiere un sistema costoso y que solamente explote su potencial durante poco tiempo, es por eso que los CCP necesitan un sistema de seguimiento solar, que les permita siempre estar recibiendo perpendicularmente la radiación solar.

Muchos sistemas de seguimiento solar emplean sensores de luz. Estos fotosensores, detectan la dirección de la luz que están recibiendo, y mandan una señal al sistema de control para que el sensor reciba dicha luz perpendicularmente. El gran inconveniente de éste método es que, no siempre la luz que detectan es la del sol, sino que a veces detectan el reflejo que causa dicha luz solar, y si alguna nube se interpone en su camino, es probable que el sensor mande señales equivocadas sobre la aparente dirección de la radiación solar directa.

Es por eso que se desarrolló un programa en Excel, el cual mediante las formulas expuestas en el capítulo uno, deduce la dirección del sol, para cualquier día del año, a una hora en específico del día y cualquier lugar en el mundo.

Capítulo 4 Construcción del campo de colectores solares

El valor que nos indica la dirección de la radiación directa es, como se explicó en el capítulo uno, el ángulo de incidencia. Es entonces de vital importancia dicho valor para que sea enviado al centro de control del seguidor y éste pueda mover y colocar al colector en el sitio correcto.

Se necesita una base que permita que el colector tenga un grado de libertad, para que éste pueda seguir la trayectoria aparente del sol. Para conformar la base, se necesitaron conocer muchos factores que interfieren en el diseño, como lo son el precio de los materiales, maniobrabilidad, peso del sistema, cantidad de partes móviles y el tipo de mecanismo del seguidor solar.

En primera instancia, el diseño de la base, soportaba un solo colector solar, el cual era movido mediante un actuador hidráulico, como el que mueve al ahora antiguo colector solar del Centro tecnológico, el cual iba a contraer y extraer, dependiendo de la posición del sol, al colector. Este tipo seguimiento fue descartado, debido al bajo torque que estos actuadores ofrecen y al alto costo que representan.

El diseño final propuesto, es un sistema que mueve la parte inferior de los concentradores mediante unas ruedas las cuales recibirán potencia desde un tornillo sinfín. Para que éste sistema funcione, los concentradores estarán anclados a unas chumaceras, las cuales permitirán el balanceo del concentrador, sin que el tubo absorbedor se mueva con el fin de ahorrar peso a la hora de mover el sistema.

El propósito de que los concentradores estén anclados a las chumaceras, y que por medio de éstas pase el tubo absorbedor, es que así nunca se perderá el foco de la parábola cuando el concentrador se mueva, así logrando que el sistema de seguimiento solar sea eficaz y por lo tanto la eficiencia del sistema se mantenga constante.

Los valores del ángulo s fueron obtenidos mediante la fórmula 3.1 y en la siguiente tabla se muestra el cambio de dicho valor a lo largo del equinoccio de primavera en el Centro tecnológico Aragón, con las coordenadas 19.47 N, 99.04 O.

Tabla 4.2 Valores S para el posicionamiento del CCP

Hora civil	S
9:00	59.53
10:00	44.7
11:00	29.4
12:00	13.7
13:00	2.2
14:00	18.1
15:00	33.69
16:00	48.86

Las siguientes figuras, muestra cómo cambia el valor de s durante el día.

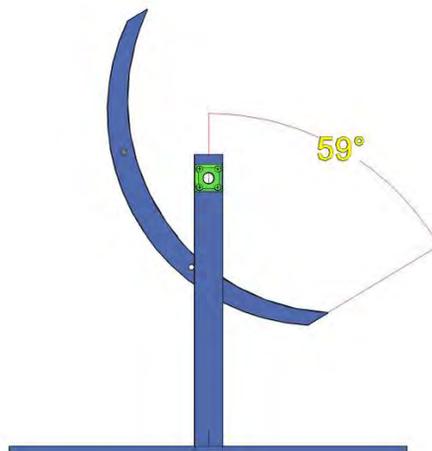


Figura 4.9 Valor de S a las 9:00 hrs.

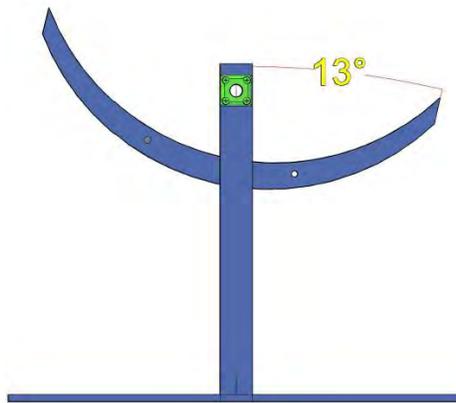


Figura 4.10 Valor de S a las 12:00 hrs.

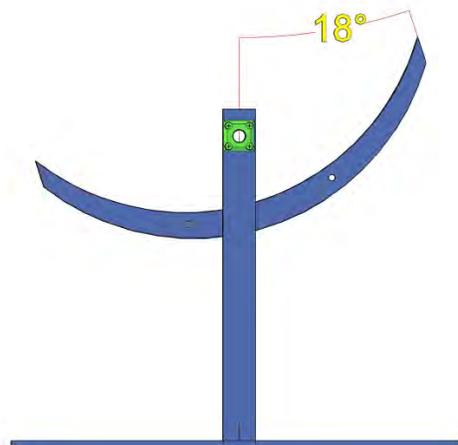


Figura 4.11 Valor de S a las 14:00 hrs.

4.7) Posicionamiento fijo de los colectores

El cálculo de las sombras, explicado en el capítulo 2, fue aplicado para determinar la distancia mínima entre los colectores y entre las filas de estos.

El día más desfavorable del año en el hemisferio norte es, como se mencionó anteriormente, el día 21 de diciembre, en el cual tenemos los siguientes datos de

posicionamiento solar a la hora de inicio del sistema de seguimiento solar 9:00 am hora civil:

Tabla 4.3 Valores para el día 21 de diciembre

	valor
δ	-23.450
as	24.93
θ_z zenit	65.07
γ	-50.96
s	59.10
β	42.92

Con estos datos, aplicando las fórmulas 2.6 y 2.7 obtenemos las distancias mínimas para evitar las sombras:

Tabla 4.4 Distancias para evitar sombras

Distancia mínima entre filas	3.5 metros
Distancia mínima entre colectores	3.4 metros
Distancia mínima entre obstáculo-colector	3.2 metros

La distancia entre las filas, se considera desde el absorbedor al siguiente absorbedor como se muestra en la figura siguiente.

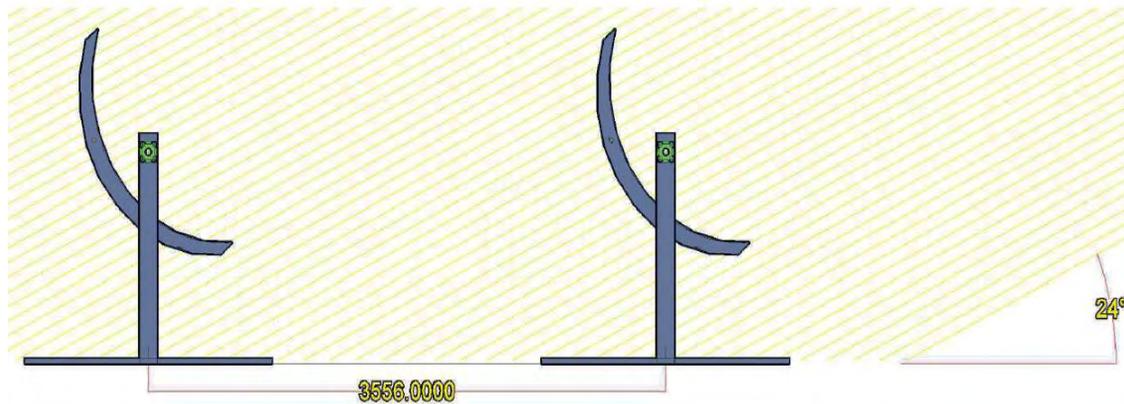


Figura 4.12. Distancia mínima entre filas de CCP para el día 21 de diciembre

Ambos colectores están inclinados de acuerdo al valor obtenido por la fórmula 2.8, es decir el ángulo para recibir la radiación solar directa de forma perpendicular, para éste caso es el valor s mostrado en la tabla 4.2. Después se hizo una proyección de 24° que es la altura solar a las 9 am y como se observa en la imagen, la distancia mínima cumple con el objetivo de evitar sombras al inicio de la operación del seguimiento solar.

La distancia entre los colectores está en función del ángulo de inclinación β que cambia durante el año, aunque esta variación puede hacerse en cada cambio de estación, pues no representa gran diferencia día con día. La figura 4.10 comprueba que la distancia mínima de separación entre colectores es correcta para el valor más pequeño de la altura solar durante el año que es de aproximadamente 47° . La distancia de 3.4 metros impide que se traslapen los colectores.

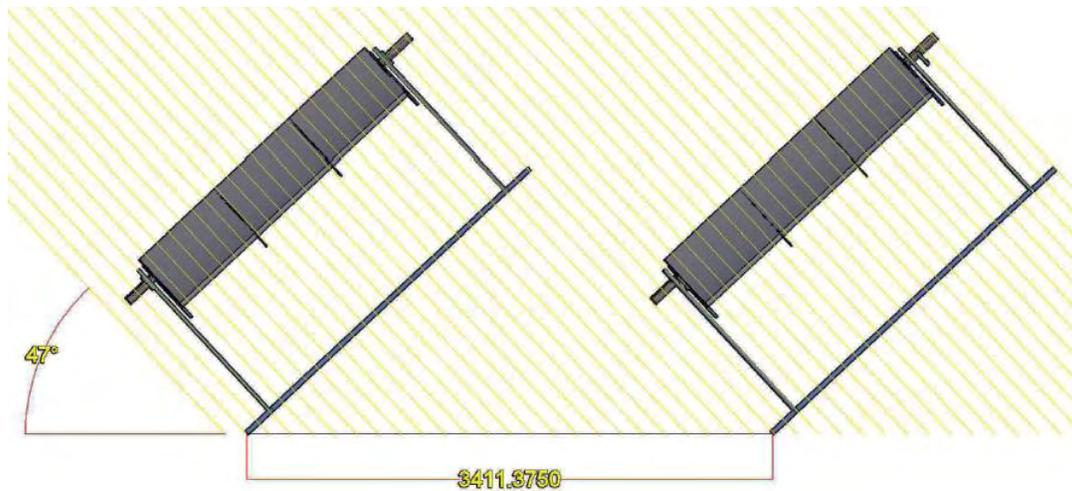


Figura 4.13. Distancia entre CCP para el día 21 de diciembre.

4.8) Conclusiones

De acuerdo a la localización del campo, las propiedades de cada colector solar son las siguientes:

Tabla 4.5. Propiedades de cada CCP

Dimensiones del CCP	
Longitud de área reflexión	2 metros
Ancho de área reflexión α	1.5 metros
Distancia focal f	0.351 metros
Profundidad de la parábola	0.4 metros
Área de apertura	3 m ²
Longitud del receptor	2 metros
Diámetro del receptor	0.0381 metros
Área del receptor	0.2393 m ²
Razón de Concentración	12
Angulo de apertura ψ	-86°
Distancia mínima entre filas	3.5 metros
Distancia mínima entre colectores	3.4 metros
Distancia mínima entre obstáculo-colector	3.2 metros

Las ecuaciones presentadas en el primer capítulo, hicieron posible el desarrollo de una hoja de datos la cual nos permite conocer el día más favorable y el menos favorable para el aprovechamiento solar, en la Ciudad de México y los datos de cada día son presentados a continuación:

Tabla 4.6. Día más favorable del año para aprovechamiento solar

18 mayo			
Duración de luz solar (horas)	Declinación terrestre	Altura solar máxima	Distancia Tierra-Sol
12:57	19.49°	89.98°	151,374,671 km

Tabla 4.7. Día más favorable del año para aprovechamiento solar

26 Julio			
Duración de luz solar (horas)	Declinación terrestre	Altura solar máxima	Distancia Tierra-Sol
12:56	19.37°	89.92°	151,997,660 km

Tabla 4.8. Día menos favorable del año para aprovechamiento solar

21 Diciembre			
Duración de luz solar (horas)	Declinación terrestre	Altura solar máxima	Distancia Tierra-Sol
10:49	-23.44°	47.07°	147,111,545 km

Capítulo 4 Construcción del campo de colectores solares

Las tablas anteriores muestran que existen dos días al año los cuales en la Ciudad de México se puede aprovechar de mejor manera el recurso solar, esto se comprueba con la gráfica 1.4 la cual muestra dos picos en la altura solar máxima.

Para la alimentación de una microturbina de vapor de 10 kW y teniendo en cuenta los 650 w/m² que se midieron con el piranómetro en el Centro tecnológico de la FES Aragón, el área mínima de superficie reflectante para cubrir la demanda de dicha turbina es de **15.38 m²** por lo que son necesarios 6 colectores solares del diseño propuesto.

Bibliografía

- ❖ Solar Engineering of Thermal Process 4ta Edición, John A. Duffie.
- ❖ Energías renovables Tecnología Solar. Manuel Ibañez Plana, J. R. Rosell Polo, J. I. Rosell Urritia. Ediciones Mundi-Prensa, Barcelona.
- ❖ Cálculo de la energía solar, Dr. José Javier García- Badell. Bellisco Ediciones técnicas y científicas. Madrid.
- ❖ Solar Energy renewable energy and the environment- Robert Foster, Majid Ghassemi, Alma Cota. Taylor & Francis Group. Londres
- ❖ Advanced CSP Teaching Materials, Matthias Günther Michael Joemann.
- ❖ Análisis Energético de Sistemas Concentradores. Tesis Doctoral. Departamento de Ingeniería Energética y Mecánica de Fluidos, Universidad de Sevilla. Blanco Muriel, M.
- ❖ Energía Solar, Selección del Equipo, Instalación y Aprovechamiento, Richarad H Montgomery, LIMUSA 1994 México D.F.
- ❖ Asociación española de la industria solar termoeléctrica, Protermo solar <http://www.protermosolar.com/honorificos/que-es-tipos-de-plantas-beneficios/>
- ❖ Abengoa solar <http://www.abengoasolar.es/>