

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



**Estudio Preliminar para Generar Potencia
a Partir de la Energía Solar en la
Región de Piura**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECANICO

CARLOS JANEL OJEDA DIAZ

Promoción - 1981 - I

L i m a P e r ú

1986

TABLA DE CONTENIDO

CAPITULO 1 : INTRODUCCION	
CAPITULO 2 : POSIBILIDADES DE LA RADIACION SOLAR COMO FUENTE DE ENERGIA.	
	Pág.
2.1 Breve reseña histórica sobre la actividad solar	14
2.2 Cronologia abreviada de proyectos solares	19
2.3 Posibilidades de las plantas solares para la producción de energía eléctrica a gran escala.	25
2.4 Situacion energética n el Perú	27
2.5 Niveles de adiacion en el Perú - Comparación de las zonas más importantes.	31
2.6 Variacion de la temperatura y radiación en la región de Piura.	32
2.6.1 Variación en la radiación solar	
2.6.2 Variación anual promedio quincenal del numero de horas de sol	
CAPITULO 3 ASPECTOS GENERALES SOBRE RADIACION SOLAR.	
3.1 El sol como fuente de radiación	45
3.1.1 El sol	
3.1.2 Radiación Solar Extraterrestre	
3.1.3 Radiacion Solar Terrestre	
3.1.4 Radiación Solar Extraterrestre sobre una superficie Horizontal	
3.1.5 Radiación solar .- Cuantificación.	

3.2	Las relaciones Sol - Tierra	63
3.2.1	Angulos del Sol	
3.2.2	Angulos solares relativos a las superficies inclinadas	
3.3	Radiación Terrestre sobre superficie inclinadas.	69
3.3.1.	Radiación horaria o instantánea sobre superficies inclinadas	
3.3.2	Radiación mensual promedio diario sobre superficies inclinadas.	
CAPITULO 4 ; ELECTRICIDAD SOLAR		
4.1	Procesos no-solares de conversión	82
4.2	Sistemas de colección solar	88
4.2.1	Evaluación de los colectores	
4.2.2	Eficiencia total del colector	
4.2.3	Eficiencia instantánea del colector	
4.3	LOS COLECTORES CONCENTRADORES .	93
4.3.1	Efecto del ángulo de aceptación	
4.3.2	Efectos opticos internos	
4.3.3	Colectores concentradores.- Por reflexión.- Por refracción.	
4.4	Técnicas para la conversión de la radiación solar en electricidad	108
4.5	Análisis de alternativas.- Ventajas.- Desventajas.- Proposición de una planta.	115
4.5.1	Planta fotovoltaica	
4.5.2	Planta de concentración lineal	
4.5.3	Planta heliostática.	
4.5.4	Proposición de Planta	

·CAPITULO 5 : METODOLOGIA PARA EL CALCULO Y DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR CON RECEPCION DE TORRE PARA GENERAR POTENCIA ELECTRICA.		
5.1	Generalidades	126
5.2	Requerimientos para el diseño de la planta Heliostática	129
5.2.1.	Requerimiento términos	
5.2.2.	Requerimientos mecánicos	
5.3	Descripción general de la planta	134
5.3.1.	Subsistema de colección	
5.3.2.	Subsistema de almacenamiento	
5.3.3.	Subsistema de carga	
5.4	Criterios generales para el cálculo y Diseño del Subsistema de Colección.	137
5.4.1	Movimiento aparente del sol.	
5.4.2	Orientación y control de los Helióstatos	
5.4.3	Métodos para el control del movimiento de los helióstatos	
5.4.4	Soportes de los helióstatos	
5.4.5	Consumo de energía en los helióstatos	
5.4.6	Número de helióstatos	
5.4.7	Disposición de los helióstatos en el campo	
5.4.8	Pérdidas por reflexión de los helióstatos	
5.4.9	Altura de la torre de recepción	
5.4.10	Receptor	
5.4.10.1	Elemento absorbedor	
5.4.10.2	Apertura del receptor	
5.4.10.3	Posición del receptor	
5.4.10.4	Calor absorbido, pérdidas y eficiencia del subsistema de colección.	

5.5	Criterios para el cálculo y selección del subsistema de almacenamiento de Energía.	174
5.5.1	Modelo básico	
5.5.2	Materiales para el almacenamiento de energía	
5.5.3	Métodos de almacenamiento	
5.5.4	Modelo de un sistema de almacenamiento estratificado.	
5.5.5	Alternativa para mejorar el almacenamiento de energía.	
5.6	Criterios Generales para el cálculo y selección del Subsistema de carga.	193
5.6.1	Carga	
5.6.2	Tipos de carga para obtener electricidad	
5.6.3	Selección de los elementos del subsistema de carga.	
5.6.4	Control del flujo entre la carga y el subsistema de colección.	
5.7	Selección y cálculo de una Planta Piloto de 20 KWe.	204
<u>CAPITULO 6 : CONSIDERACIONES ECONOMICAS.</u>		
6.1	Evolución del costo de una planta Heliostática	229
6.2	Factibilidad Económica para el proceso de conversión Termodinámico en un plant solar.	232
6.3	Comparación de costos de una planta heliostática con las plantas convencionales.	235
CONCLUSIONES		241
BIBLIOGRAFIA		246
APENDICE		
PLANOS		

PROLOGO

Este trabajo se ha dividido en 6 capítulos; incluyendo la introducción, en el capítulo II se hace un análisis de las posibilidades que tiene la radiación solar como futura fuente de energía se muestran datos concretos de esta posibilidad en el Perú. En el capítulo III se ha desarrollado aspectos fundamentaels sobre la radiación solar, con miras a su cuantificación, se ha hecho también una presentación de los ángulos del sol y su relación con la radiación. En el capítulo IV, se trata sobre la electricidad solar modos de concentrar la radiación y los procesos para su conversión en energía eléctrica, los diferentes tipos de plantas, y luego de un breve análisis se hace una propuesta de planta para las condiciones de la región de Piura.

En el capítulo V; se presenta una metodología para el cálculo y diseño de una planta solar con recepción de torre para la generación de potencia eléctrica; se analizan en este capítulo los requerimientos y todos los criterios suficientes desde el punto de vista mecánico y térmico en cada uno de las subsistemas de una planta solar con concentración de helióstatos - (espejos móviles) sobre una torre, en cuya parte más alta

va montado un elemento absorbedor, que hace las veces de un caldero en una planta térmica convencional. Así mismo para ilustrar mejor, se hace un cálculo preliminar para el diseño de una planta piloto de 20 KWe, utilizando la metodología planteada.

En el último capítulo, se hace una comparación en cuanto a costos, de una planta eléctrica solar en relación a una planta térmica convencional. Se incide en mostrar la gran diferencia que hay actualmente, pero al mismo tiempo se muestra las enormes posibilidades que tiene la energía solar frente a una energía cada vez más y más escasa como es el caso de la energía térmica a base de petróleo .

Mi agradecimiento especial al Ing. Rafael Espinoza por su permanente apoyo e interés en canalizar una inquietud de esta naturaleza, así mismo mi reconocimiento a la Universidad Particular de Piura desde donde se tomaron informaciones y contactos con organismos internacionales como el Research Institute of Technology (Atlanta) el Sandia National Laboratories a través de su Central Receiver Test Facility (Albuquerque) .

También han sido de mucha ayuda las mediciones de radiación solar realizadas por el ITINTEC en el departamento de Piura.

CAPITULO 1

I N T R O D U C C I O N

El crecimiento de la demanda de Energía en todo el Mundo ha causado gran importancia y atención por explorar nuevos recursos de Energía; entre los recursos no-conven-- cionales que han sido estudiados, la Energía Solar ahora-- promete mucho. Las bases científicas para la utilización de la Energía Solar fueron adquiridas por el hombre algunos años atrás, pero hasta hace poco eso no fue técnicamente - útil para uso a gran escala.

Sin embargo, el Congreso Internacional, "El Sol al - Servicio del Hombre" (UNESCO, Julio 1973) atrajo la aten-- ción internacional sobre recientes avances en Técnicas de Energía Solar, las cuales abren perspectivas de suministrar -en una manera conveniente y económica- una parte signifiⁱ cativa de la demanda de Energía que el hombre necesita en el presente siglo.

A lo largo del progreso científico y tecnológico de - los recientes años, en los cuales se ha estudiado y proyec^u tado la utilización de la Energía Solar a gran escala ha -

habido un profundo cambio en la economía de la generación de potencia por procesos convencionales.

La Conferencia General de la UNESCO en su 18ava. sesión recomendó que la acción internacional sea animada en el campo de los fundamentales problemas tecnológicos de la energía, su producción, conversión y transporte, dando especial énfasis a la identificación de áreas donde se presentan, para generar y usar energía más eficientemente a partir de los recursos existentes y de lograr la generación de energía a gran escala a partir de recursos renovables y limpios como son la fusión nuclear, energía solar, el viento, oleajes y energía geotermal.

Un proyecto para convertir energía solar a gran escala puede parecer el sueño de un ecologista, incompatible con las necesidades de una economía moderna; sin embargo, ante posibilidades que la naturaleza ofrece, el hombre debe estudiarlas y analizarlas antes de descartarlas.

También, hasta tiempos relativamente recientes, el hombre no usó debidamente la energía solar para su necesidad, únicamente en el Siglo XIX, como resultado del crecimiento acelerado de la industria en Europa Occidental y Estados Unidos, hizo que la extracción del petróleo del subsuelo llegue a ser importante.

Hoy en día, el hombre se ha dado cuenta del peligro-

so crecimiento de la polución y de lo limitado que son los recursos energéticos. La llamada crisis de energía de --- 1973/74, trajo abajo la curva de crecimiento de la economía en muchos países, pero la fiebre del petróleo fué solamente disminuída,mas no curada.

Allí puede estar la pequeña duda, que el petróleo convencional llegará a ser escaso y muy caro a fines de este siglo, entonces una ventaja sería tomar el tiempo que queda para desarrollar sistemas de energía solar y dotar de - energía a lugares donde los recursos de energía solar son convenientes y de ese modo dar los primeros pasos para el establecimiento de centrales eléctricas del orden de 1 MW-30 MW., plantas de bombeo a base de energía solar, establecimiento de plantas desalinizadoras, etc.

La técnica de la energía solar para la generación de potencia no está únicamente al alcance de los países desarrollados sino que también, en países como el nuestro se dan las circunstancias propicias para iniciar la aplicación de este importante recurso en proyectos de pequeña y mediana envergadura. También cabe mencionar que a nivel de grandes proyectos la Energía Solar puede ser competitiva, dependiendo su aplicación de factores como la geografía, condiciones atmosféricas, económicas y del adelanto tecnológico que se logre en este campo.

Es también muy cierto que en países en vías de desarrollo como el nuestro la aplicación de nuevas tecnología demanda un costo demasiado alto, siendo muchas veces esto, la causa del atraso en muchos campos de la Ingeniería; en este sentido creo que el presente trabajo a manera de un estudio preliminar sobre centrales eléctricas solares, y tomándolo como punto de referencia, servirá para animar investigaciones más profundas sin que el aspecto económico, sea el único que determine la validez de los proyectos, puesto que todos los grandes logros se han iniciado venciendo muchas barreras de tipo económico, y que a la postre han beneficiado enormemente a la humanidad.

CAPITULO 2

POSIBILIDADES DE USO DE LA ENERGIA SOLAR COMO FUENTE DE ENERGIA ELECTRICA.

2.1 Breve Reseña sobre la Actividad Solar.

Antes del Siglo XX, los colectores solares - fueron de primer interés, lo corroboran el hecho de que el primer colector de placa plana fué patentado en 1890 en los Estados Unidos, por el investigador Tellier.

Hasta 1850, colectores de concentración, fueron usados exclusivamente como calentadores en experimentos químicos y físicos. Por ejemplo, Joseph Priestley usó rayos solares concentrados en 1774 para liberar oxígeno a partir de óxido de mercurio y así aislar y caracterizar por primera vez este elemento. Con el advenimiento de la Revolución Industrial, muchos investigadores tornaron su atención al desarrollo de la potencia mecánica a partir de la energía solar. Esta actividad-

continuó esporádicamente por todo el mundo hasta la primera Guerra Mundial.

Tal vez la más importante fué la de John Ericsson entre 1870 y 1884 en los Estados Unidos y la de Frank Shuman entre 1906 y 1917 en los Estados Unidos y Egipto. Ericsson desarrollando una variedad de máquinas solares hizo las medidas más aproximadas de radiación (cantidad de energía solar que alcanza a una superficie por unidad de tiempo). En efecto, usando una serie de medidas hizo un calorímetro Solar portable y estimó que la intensidad extraterrestre del sol (constante solar), fué de 1350 W/m^2 . Después de 15 años de trabajo, sin embargo, su conclusión general fué que la potencia obtenida del Sol era muy cara y sería probablemente limitada a áreas remotas de "Sol quemante de nuestra planeta".

Frank Shuman utilizó colectores de placa plana y un sistema de 2 fluidos, agua para la colección de energía y éter para impulsar un motor, en sus primeros trabajos entre 1906 y 1910 cerca de Filadelfia. En 1911 un área de 900 m^2 fué construído por Shuman constituyendo en esa fecha el más grande proyecto solar de los Estados Unidos, a nivel de Sudamérica, en Chile, un área de 4700 m^2

que fué la más grande del mundo. El sistema solar térmico para generar potencia dirigido por Shuman fué instalado en Meadi (Egipto) en 1913. Largos canales parabólicos fueron usados para enfocar los rayos solares sobre un tubo absorbente. El área total expuesta del arreglo fué de más de 1200 m². Las máquinas desarrollaban un promedio de 50 Kw. continuamente por un período de 5 horas. Este proyecto sin embargo, fué abandonado después de pocos años debido al daño sufrido por las superficies reflectantes debido al medio ambiente, lo cual hacía que los costos generales de mantenimiento sean altos.

En los inicios de 1900, los colectores de placa plana fueron ampliamente usados en el sur de California, para calentamiento de agua doméstica. Sin embargo, la industria solar debino en una abrupta interrupción con el descubrimiento de petróleo y gas natural en los Angeles, a partir de entonces se contaba con una alternativa extremadamente barata para esa época.

Después de un período de calma debido a la Primera Guerra Mundial y la gran depresión, el interés por el calentamiento solar de agua retornó a finales de 1930. Japón y Australia estuvieron entre los líderes. El centro de la actividad en

Los Estados Unidos fué al Sur de Florida, muchas compañías constructoras hicieron zonas de viviendas donde cada casa tenfa su calentador solar de agua

Muchos de los colectores Solares en Florida, instalados entre 1930 y 1940, están aún en su lugar pero la mayoría de ellos no han sido usados desde 1950, cuando nuevamente una alternativa más barata de recurso energético era disponible, como el Petróleo.

La disponibilidad de combustibles baratos, principalmente gas natural y petróleo, disminuyó el interés en aplicaciones solares. Excepto por algunos proyectos de investigación en muchas universidades. El sorpresivo impacto del petróleo árabe en 1970; sin embargo, despertó el interés de mucha gente en todo el mundo por la búsqueda de nuevas alternativas de recursos energéticos, así el crecimiento de la actividad solar fué en proporción geométrica a partir de 1970. En los Estados Unidos nuevos industriales solares se expandieron de la noche a la mañana apoyados por los proyectos emprendidos por los gobiernos federales, también las grandes compañías ya establecidas añadieron "divisiones solares" en sus actividades. La mayor actividad -

en los años fué el desarrollo de grandes industrias para producción de colectores de placa plana en respuesta a la demanda de calentadores solares.

Exitosas aplicaciones para alta temperatura y -- más sofisticadas tecnologías, como enfriamiento solar y generación de potencia solar, son posibles hoy en día. El interés popular en el tema de energía solar es cada vez mayor, pero el éxito de la energía solar vendría solamente donde y cuando la tecnología solar alcance una ventaja económica y/o política sobre las otras alternativas.

1.2 Cronología Abreviada de Proyectos Solares

Importantes.

EVENTO	INVESTIGADOR	FECHA	COMENTARIO
Griegos y Romanos Arquitectura Solar Pasiva	-	300DC.	Prácticamente finalizó con la Edad Media.
Arquitectura Solar Pasiva de los In - dios Americanos.	-	1000DC.	Carpas solares y es -- tructuras de viviendas
Bombas Solares	Salomón de Caus (Francia)	1615DC.	Usó aire como fluido de trabajo para bombear - agua
"Vidrios de que - mar"	Varios (Europa)	1700	Variados inventos re - fractivos.
Horno Solar	Villete (Francia)	1750	Hornos de superficie - de fierro pulido para - fundir cobre, fierro, etc.
Potentes Lentes de Enfoque	Antoine Lavoie - sier(Francia)	1770	Teoría no probada de ca lentamiento calorífico.
Lentes	J. Priestley	1774	Descubrió el oxígeno -- calentando el óxido de mercurio.
Efecto Fotoeléc - trico.	Besquerel	1839	Descubrimiento del prin cipio de las celdas so - lares.

EVENTO	INVESTIGADOR	FECHA	COMENTARIO
Destilación	Carlos Wilson (Las Salinas)-	1872	4,700m ² instalados produjeron por 49 años más de 23 mil litros de agua fresca para consumo en una mina de nitrato.
Bomba Solar	Augusto Mouchot (Francia)	1875	Ensayado por 6 meses y terminado por su antieconomía.
Motores solares	John Ericsson (U.S.)	1875- 1885	Construyó por lo menos 8 sistemas, incluyendo en 1883 un colector parabólico de 3.3 x 4.9m. que movía un piston. Potencia alcanzada : 2.5 Kw/
6 Kw Motor Solar a Vapor	Adams (India)	1876	Espejo colector hemisférico con 12m. de diámetro compuesto de espejos planos de 4 x 7 cm.
Motor Solar	Abel Pifre (Francia)	1880	Primer motor solar usado en una aventura comercial. El colector generaba 1.6Kw. para mover una impresora.

EVENTO	INVESTIGADOR	FECHA	COMENTARIO
Instrumentación	Varios. Notablemente: Angstrom y Abbot	1890-1940	Desarrollaron los instrumentos standard para medir la radiación.
Bomba solar	A.G. Eneas California y Arizona.	1901	Espejo cónico-troncado (Axicón) de 10m. de diámetro. Colector hecho con 1788 espejos planos el caldero fue un tubo de 4 x 0.4 m. Se aplicó con fines de irrigación
Motor Solar de Placa Plana.	Willis and Boyle	1908	Fueron construídos muchos, el más grande fué un motor que usó dióxido de azufre como fluido de trabajo.
Motor solar	Frank Shuman (Pensilvania)	1908	Canales cubiertos de espejos con un colector de placa plana en la base, el más grande arreglo tuvo 900 m ² de superficie.
"Almacén" Solar	J.A. Harrington	1910	Usó una bomba solar para levantar agua a 6m. para un tanque de 19,000 litros. El agua al retornar movía una turbina para producir luz eléctrica en una mina.

EVENTO	INVESTIGADOR	FECHA	COMENTARIO
Bomba solar	Shuman (Egipto)	1912	Centrales cubiertas - de espejos creaban un radio de concentración de 4.5:1. El más grande sistema- generó 50 Kw a partir- de un área cubierta de 1200 m ² .
Varios inventos	R.H.Goddard	1911- 1930	Cinco patentes para -- propulsión y colección solar en el espacio.
Calentadores sola- res de agua.	California, Florida, Ja- pón e Israel.	1910- 1940	La aplicación solar - más económica hasta la fecha.
1.2 Kw. motor so- lar	Abbot (U.S.)	1936	Potencia requerida pa- ra una estación de ra- dio.
Horno solar	F.Trombe	1953 1970	10.6m. de diámetro del horno hecho de surplus y refractores de 1.5m. de alcance. Paraboloide de 54 x - 40 m. estático con 63- heliostatos para alcan- zar 1 Mw a un punto fo- cal de 4000.

EVENTO	INVESTIGADOR	FECHA	COMENTARIO
Celdas Fotovoltáicas de silicon	Bell Laboratories	1954	Incrementó la eficiencia por 10 sobre previas celdas solares.
Torres Solares de	Genoa(Italia)	1965	50Kw.;270 heliostatos de 1 m. de diámetro.
	Atlanta G.A. (U.S.)	1977	400 Kw.;550 heliostatos, 1.1 m. de diámetro.
	Alburquerque (U.S.)	1979	5 Mw.;222 heliostatos de 6.6.m.
	Barstow CA. (U.S.)		35 Mw. (10 Mw. eléctricos), 2000 heliostatos, 6 x 6 m.
	Almería (España)	1981	0.5 Mwe, Patrocinada por la Agencia Internacional
	Almería (España)	1981	1 Mwe;denominada CESA-1 y constrída por el Centro de Estudios de la Energía con tecnología totalmente española Consta de 270 heliostatos.
	Chateau (Francia)	1983	2Mw;denominada THEMIS--200 heliostatos de 50-m ² y almacenador de sales fundidas
	Adrano (Italia)	1984	1MW;denominado EURELIOS Proyectado por la Comu-

EVENTO	INVESTIGADOR	FECHA	COMENTARIO
			espejos con una superficie total de 6.200- m ² .
	Badajoz (España)	1984	20 Mw, Proyecto a -- construirse denomina- do "Centro Solar GAST" con aporte alemán.
	Barstow CA.	1985	100 Mwe, denominado "Su- per Barstow" y actual- mente en plena construc- ción.

2.3 Posibilidades de las Plantas Solares para la Producción de Electricidad a gran Escala.

Una cuestión que se debe tomar en cuenta en la generación de electricidad a partir de energía solar es lo referente al terreno o área que ocupará la planta que se necesite. Una central solar requiere alrededor de 10 veces el área de una planta -- convencional, esta diferencia tiende a ser menor -- si se toma en cuenta que el terreno total para la mayoría de las plantas convencionales incluye el espacio para el almacenamiento de combustible, re procesamiento y depósito de desperdicios.

La siguiente evaluación está basada en una publicación de datos por los E.E.U.U. Los requerimientos totales de terreno asociado con el sector energía en E.E.U.U. fueron aproximadamente de --- 63,000 Km² en 1982. Como las plantas hidroeléctricas y de carbón contribuyen enormemente a la demanda de terreno y alrededor del 25% de toda la energía primaria es consumida en centrales de potencia y que al menos el 25% de la demanda de terreno es originado por la generación de energía eléctrica, esto es 20,000 Km² o más. Aproximadamente, E.E.U.U., representa el 40% de la producción total mundial de electricidad, luego la demanda de terreno asociada a la producción mundial

de electricidad puede ser estimada alrededor de -
50,000 km².

Por comparación se puede calcular el área teórica-
mente necesaria para producir la misma cantidad de
energía eléctrica (1982 alrededor de 8.5×10^{12} KW
h), a partir de plantas solares de potencia. En un
desierto el Sol provee aproximadamente 2,000 KWh -
por metro cuadrado por año.

Este cálculo teórico del área requerida para la -
producción de electricidad solar es 50% mayor que-
el área equivalente para la producción de energía-
convencional. Además es muy claro que inclusive--
en el caso hipotético de derivar toda la electrici-
dad a partir de la radiación solar, no habría pro-
blemas de espacio, puesto que el área de 85,000 -
km² que se necesitaría hoy, no es mayor que el 3%-
del desierto arábigo.

Otros ejemplos de requerimientos de terreno pueden
ser dados para cada continente: el consumo total -
de electricidad en Asia podría ser suministrado -
cubriendo un área no mayor que 6 veces el área de-
HonKong el consumo de electricidad de Africa co---
rresponde a una cobertura de dos tercios del área-
de Zanzíbar. El consumo de electricidad de los --
E.E.U.U. podría ser producido por un sistema cu --

bierto del 6% del área de Arizona. Los nuevos -- países de la Comunidad Europea con un consumo de energía en 1980 de 1.5×10^{12} kWh podría ser producido sobre un área de 10,000 Km², un poco más que el área de la isla de Córcega. Las plantas solares ocasionan menos disturbios en equilibrio ecológico, que por ejemplo la explotación de minas. En cuanto al transporte de la energía producida en plantas solares, su adaptación a los sistemas interconectados de electricidad no presentan mayor dificultad.

2.4 Situación Energética en el Perú.

Se ha escrito y discutido sobre este tema en forma abundante y como consecuencia se ve que la Hidroelectricidad está muy bien para la Región Central, Sur y parte de la Región Norte Centro. El problema energético para Perú persiste a lo largo del eje norteño, es decir Trujillo, Chiclayo, Piura y Tumbes en donde la producción de energía es muy baja.

En algún momento se vió la posibilidad de transportar la hidroelectricidad desde los abundantes recursos del Centro y Sur hacia el Norte, mediante sistemas de transmisión; sin embargo, se ha visto que esto resulta demasiado caro por las pérdi-

das de potencia a lo largo de la línea.

Una solución a este inconveniente es implementar un gran sistema eléctrico interconectado que está alimentado por diversos tipos de centrales eléctricas y, en este sentido las centrales no convencionales tienen muchas posibilidades de ser una solución para la región norte y otras regiones del país a largo plazo.

En el Perú si bien es cierto, que el potencial hidroeléctrico es alto, su consumo es ínfimo comparándolo con el consumo de energía térmica, tal como se aprecia en el Cuadro N° 1. El objetivo por demás conocido es disminuir el consumo de petróleo del elevado porcentaje (más del 50%) a índices más bajos que permitan aprovechar las fuentes de energía no convencional, de tal modo que el consumo -- per cápita aumente. Actualmente el Perú se encuentra entre los países de más bajo consumo per-cápita de energía, lo cual ratifica la actual crisis nacional, esta realidad es evidente en el Cuadro N° 2, donde junto a Bolivia y Ecuador somos los países menos desarrollados. El nivel de consumo de energía per-cápita es un índice directo del nivel de desarrollo general de un país.

CUADRO N° 1

POTENCIAL ENERGETICO Y CONSUMO EN EL
PERU : 1980

	POTENCIAL ENERGETICO COMERCIAL		CONSUMO ENERGETICO	
	10 ⁶ TEP*		10 ⁶ TEP	
Petróleo	110	4.9	5.7	60.0
Gas	16	0.7	0.2	2.1
Hidroenergfa	2,097	93.6	0.6	6.3
Carbón Mineral	18	0.8	-	-
Energía no co- mercial	-	-	3.0	31.6
T O T A L	2,241	100.0	9.5	100.0

* TEP = 10⁷kcal = 12 x 10³ Kwh.

FUENTE : I FORUM: "INGENIERIA Y CIENCIA PARA EL DESARRO-
LLO NACIONAL" U.N.I. Febrero 1985.

CUADRO N° 2

CONSUMO DE ENERGIA PER-CAPITA EN

AMERICA		
PAIS	KW/per-cápita	KWh por año y per-cápita
Bolivia	0.090	302
Ecuador	0.130	415
Perú	0.185	588
Colombia	0.190	825
Chile	0.268	1,050
Brasil	0.275	1,180
Argentina	0.464	1,460
Venezuela	0.580	2,552
E.U.N.A.	2.800	10,000

FUENTE : I FORUM: "INGENIERIA Y CIENCIA PARA EL DESARROLLO NACIONAL" U.N.I. Febrero 1985.

2.5 Niveles de Radiación en el Perú. Comparación de las Zonas más Importantes.

De acuerdo a los últimos estudios realizados por el ITINTEC, con el fin de utilizar la energía solar en diferentes aplicaciones, existen en el país ciudades y regiones con peculiares características de radiación solar. En el Cuadro N°3, se puede ver que en lugares de cierta altitud como Arequipa, Puno y Huancayo el uso de la energía solar puede ser de gran influencia a largo plazo si es que se emprenden investigaciones para centrales eléctricas rurales fotovoltaicas.- En el Norte, la radiación es menor debido a que el efecto de la altitud incrementa las pérdidas por la turbidez, aún así en esta región hay mayores períodos de sol radiante con ausencia de nubes durante el año, lo cual hace que se investigue la radiación solar en el sentido de su aplicación para centrales eléctricas de alta y mediana potencia con proceso de conversión termodinámica.

2.6 Variación de la Temperatura y Radiación en la Región de Piura.

Piura, es una de las regiones del Perú con el más bajo consumo per-cápita de energía, sus recursos hidroenergéticos son escasos y práctica -

mente depende de la generación térmica a petróleo sin embargo, Piura tiene características interesantes que merecen se emprenda una investigación para la implementación de futuras centrales eléctricas con conversión termodinámica.

2.6.1 Variación de la Radiación Solar.

El ITINTEC, ha realizado un estudio bastante serio en la región de Piura utilizando un modelo, tomando en cuenta la dispersión y la absorción de la radiación solar con respecto a la altitud de la estación de Miraflores; se obtuvieron valores de radiación, estimados. Posteriormente, se recopilaron valores medidos de radiación solar con actinógrafos y piranómetros en los años 1973-74-75-76-77-79 y 80.

En la figura 1.1 se observa la variación de la radiación en la estación de Miraflores.

Para la variación anual de la radiación el ITINTEC hizo un muestreo en las estaciones de Miraflores, Chilaco, Montegrande y la Esperanza, en donde los valores máximos anuales se presentan en Marzo y Noviembre con valores en el orden de $550 \text{ L}_y/\text{día}$ (915 W/m^2). En los otros lugares de

Piura se nota un comportamiento similar ya que si bien es cierto que en verano hay menor número de horas de sol a consecuencia de la época de lluvias, hay mayor energía solar debido a la estación de verano. En invierno hay mayor cantidad de horas de sol pero con menor intensidad.

En resumen se tiene un comportamiento uniforme en toda la región estudiada con dos máximas anuales en Marzo y Noviembre y un mínimo en Junio y esto se puede observar en las figuras 1.2 y 1.3

Sobre la distribución espacial de la radiación solar en el departamento de Piura -- ITINTEC también ha realizado un estudio para algunos meses del año. Los valores máximos de intensidad de radiación se alcanzan aproximadamente en el mes de Marzo, pero las magnitudes son diferentes en las -- distintas zonas. En la zona baja, los valores máximos están en el orden de los 550- $L_y/día$ ($915 W/m^2$), mientras que en las zonas altas alcanzan valores de hasta 600 -- $L_y/día$ ($999 W/m^2$). Respecto a la época de menor intensidad, Junio, se nota que en la zona baja se alcanzan valores del orden de

los 450 L_y /día (750 W/m^2), mientras que en las montañas las intensidades menores son del orden de 500 L_y /día (833 W/m^2). Esta distribución se puede apreciar en los gráficos de las figuras 1.4 y 1.5.

2.6.2 Variación Anual del Promedio Quincenal del Número de Horas Sol.

Igualmente, el ITINTEC realizó el estudio del número de horas de sol en diferentes estaciones meteorológicas de Piura; las estaciones de la Esperanza, Tablazos, Miraflores, Montegrande y Mallares, tienen un comportamiento similar ya que geográficamente se encuentran a la misma altura sobre el nivel del mar.

En estas estaciones, el número promedio de horas de sol tiene dos máximos; uno en el mes de Marzo y otro en Diciembre. En estos máximos hay siete horas de sol diarias en promedio. En este grupo de estaciones, Tejedores, Chulucanas, Morropón y Huarmaca se observa un comportamiento diferente, sobre todo en lo que respecta a la época de verano. Acá las horas de sol son muy pocas, desde tres horas diarias en

Huarmaca hasta 5.5 horas en Tejedores. En la época de invierno el comportamiento es muy similar al primer grupo de estaciones. Estas situaciones se observan en las figuras 1.6, 1.7 y 1.8 correspondientes a las estaciones de la Esperanza, La Tina y Tejedores, respectivamente.

CUADRO N° 3

RADIACION SOLAR DEL PERU

<u>LUGAR</u>	<u>LATITUD</u>	<u>ALTURA (m)</u>	<u>Kcal/m²</u>	<u>MJ/m²</u>
Arequipa	16°24's	2380	5790	24.2
Puno	15°50's	3850	5700	23.9
Huancayo	12°04's	3270	5540	23.2
Moquegua	17°12's	1470	5120	21.4
Ayacucho	13°10's	2750	5000	20.9
Chiclayo	06°46's	Coastal	4450	18.6
Ica	14°04's	Coastal	4410	18.5
Cusco	13°31's	3420	4370	18.3
Piura	05°12's	Coastal	4330	18.1
Trujillo	08°07's	Coastal	4100	17.2

FUENTE : "EXPERIENCIA EN LA UTILIZACION DE FUENTES DE ENERGIA NO CONVENCIONALES EN ZONAS RURALES- DEL PERU". ITINTEC-1981-Serie Energía Solar.

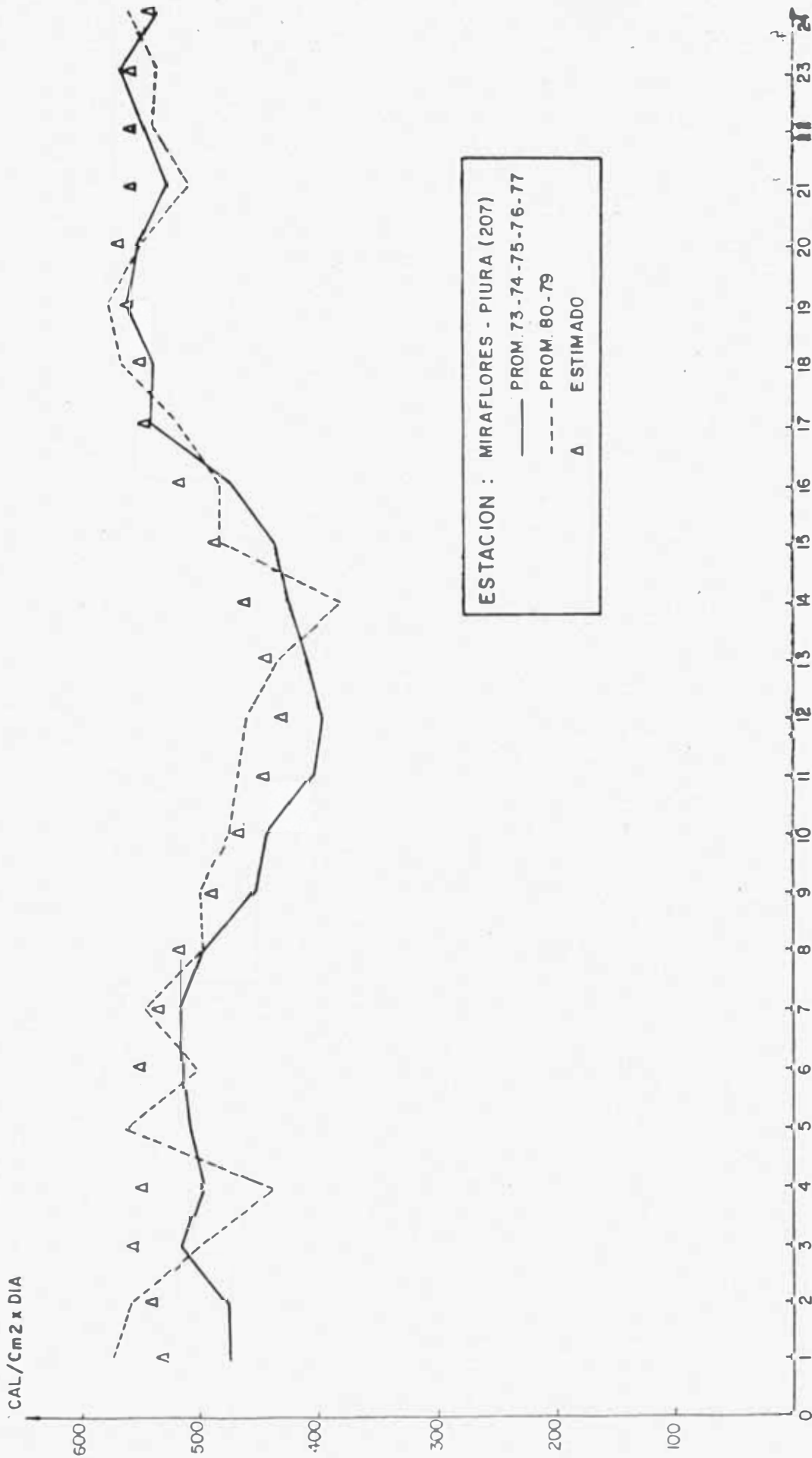


FIGURA 1.1 : COMPARACION ENTRE RADIACION SOLAR MEDIDA EN DOS EPOCAS Y LA ESTIMADA

FUENTE : "Estudio resumen sobre la distribución de la Radiación Solar en Piura"
ITINTEC-SERIE ENERGIA SOLAR 1982

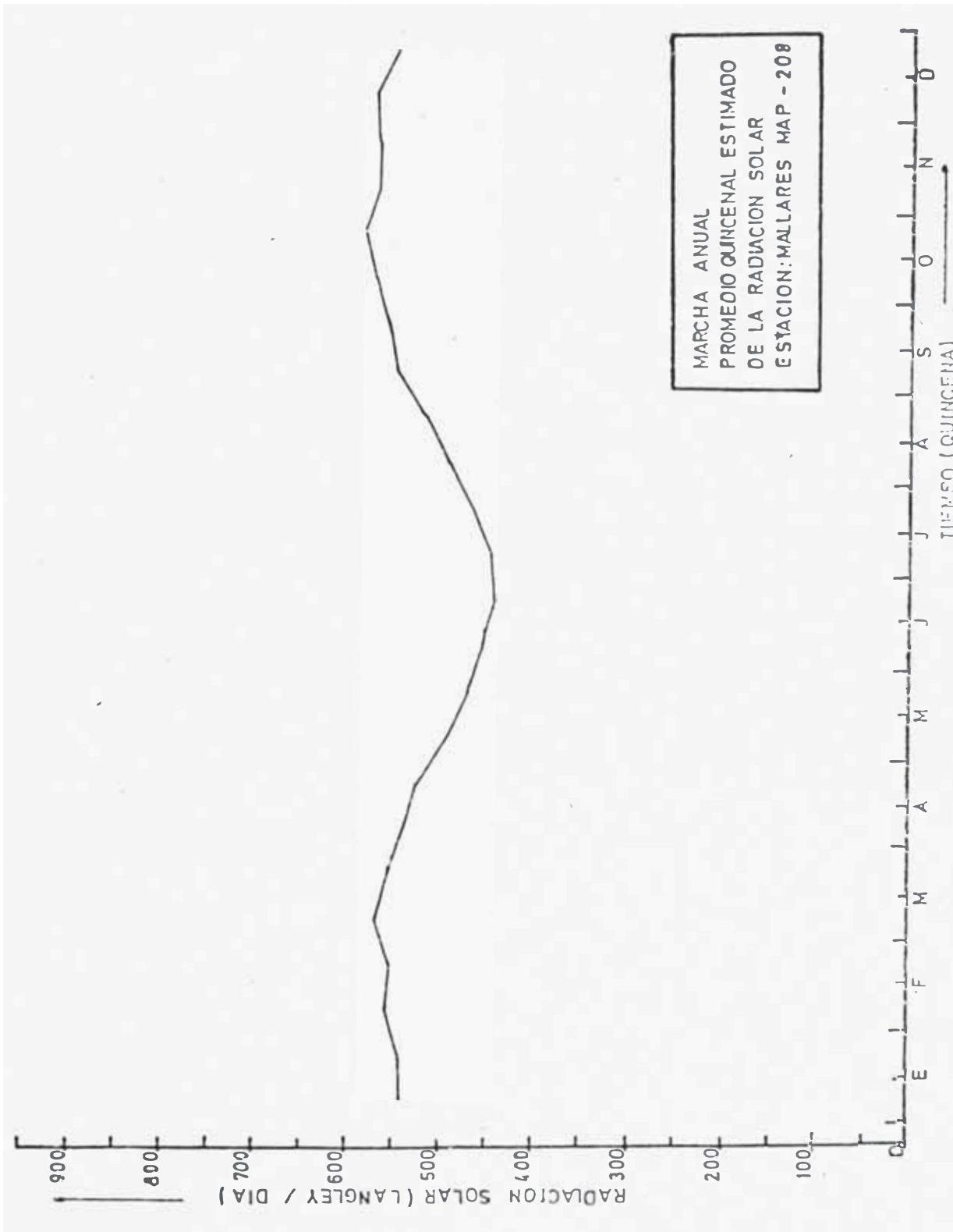


FIGURA 1.2

FUENTE : "Estudio Resumen sobre la Distribución de la Radiación Solar en el Departamento de Piura" ITINTEC-1982.

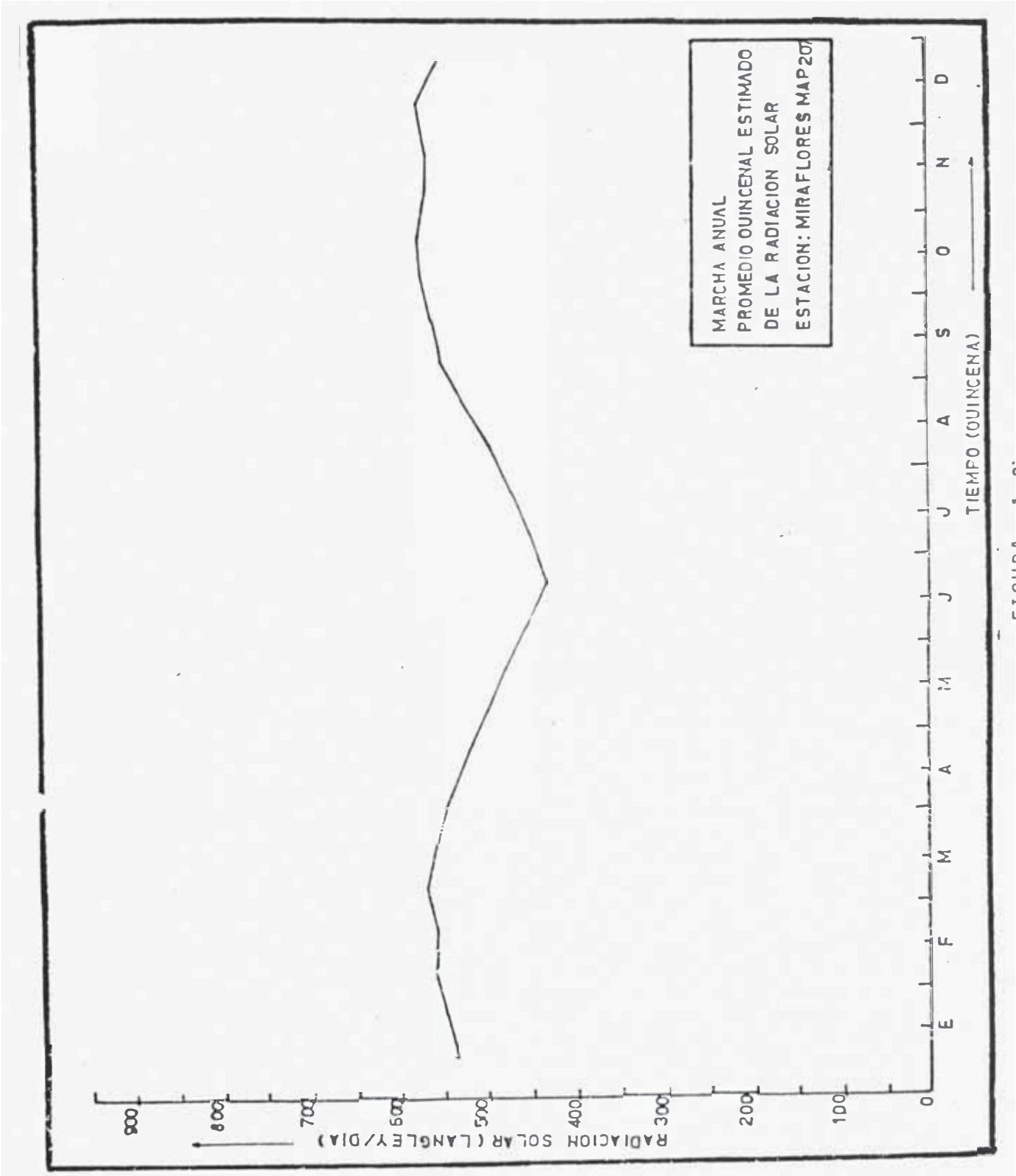
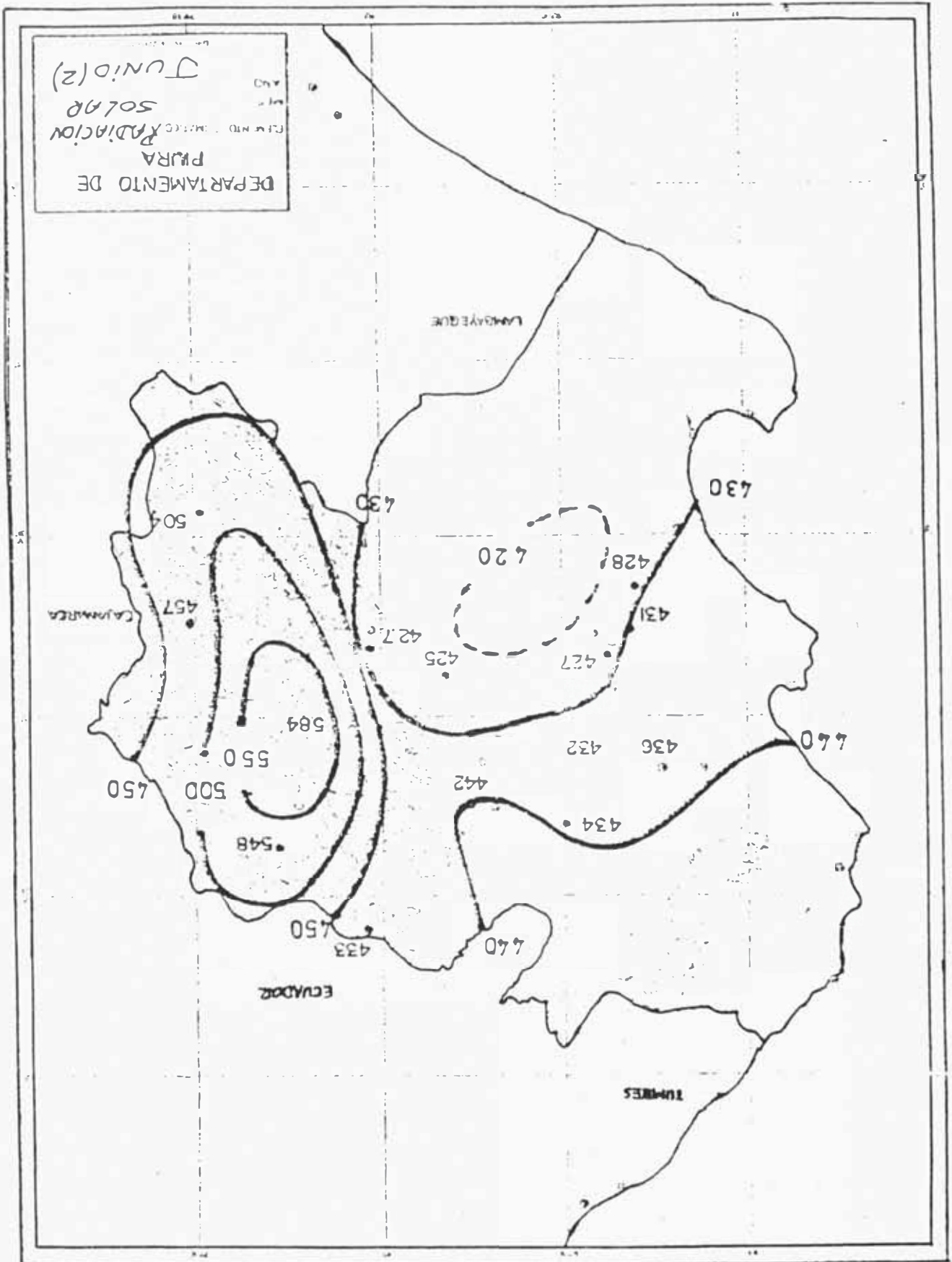


FIGURA 1.3

FUENTE : Serie Energia Solar N° 3, Vol. 8, Setiembre 1982.

FIGURA 1.4 . FUENTE: "Estudio Resumen sobre la Distribución de la Radiación Solar en el Departamento de Piura" ITINTEC.1982



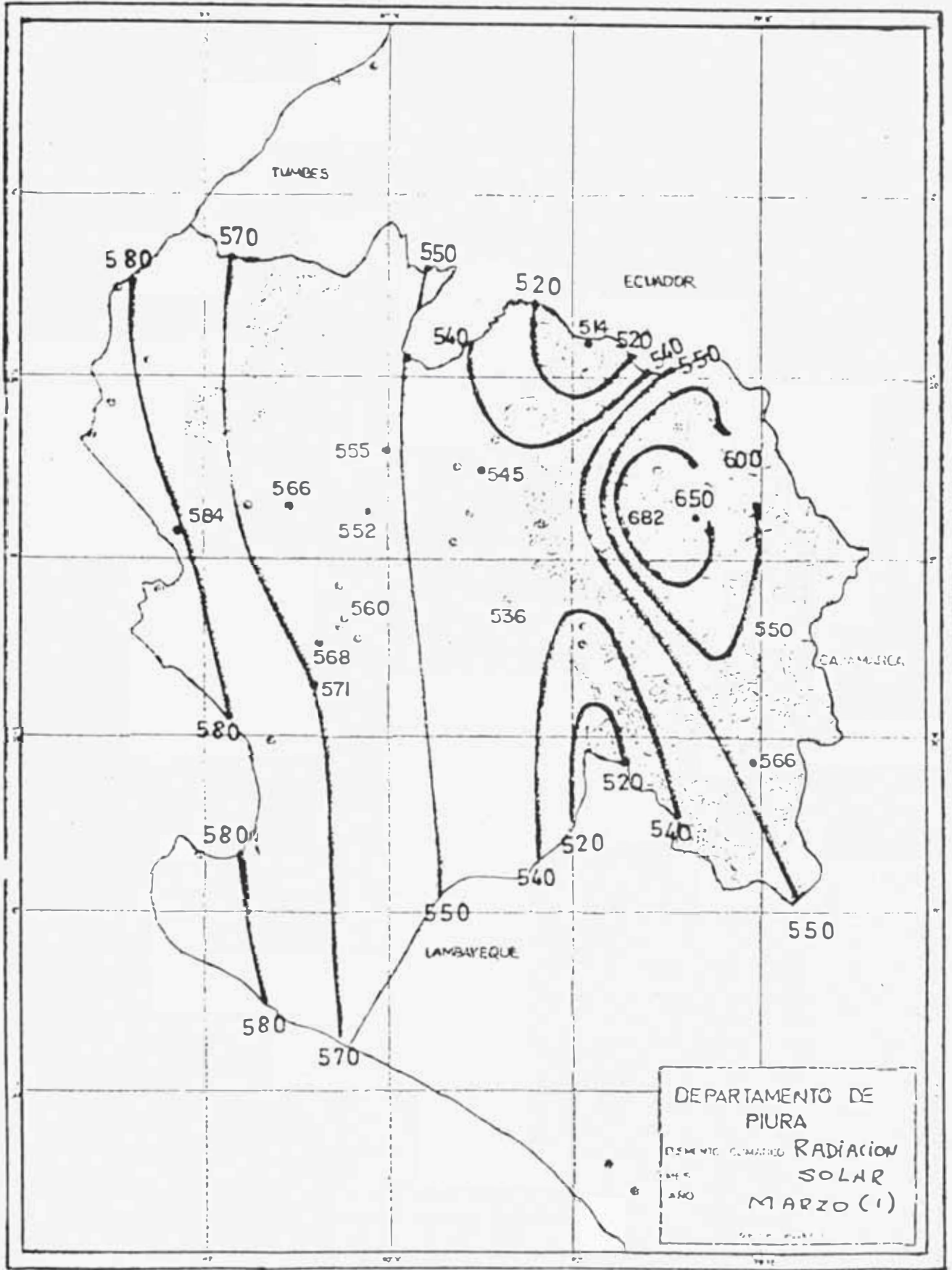


FIGURA 1.5

FUENTE : "Estudio resumen sobre la Distribución de la Radiación solar en el Dpto. de Piura" ITINTEC -1982

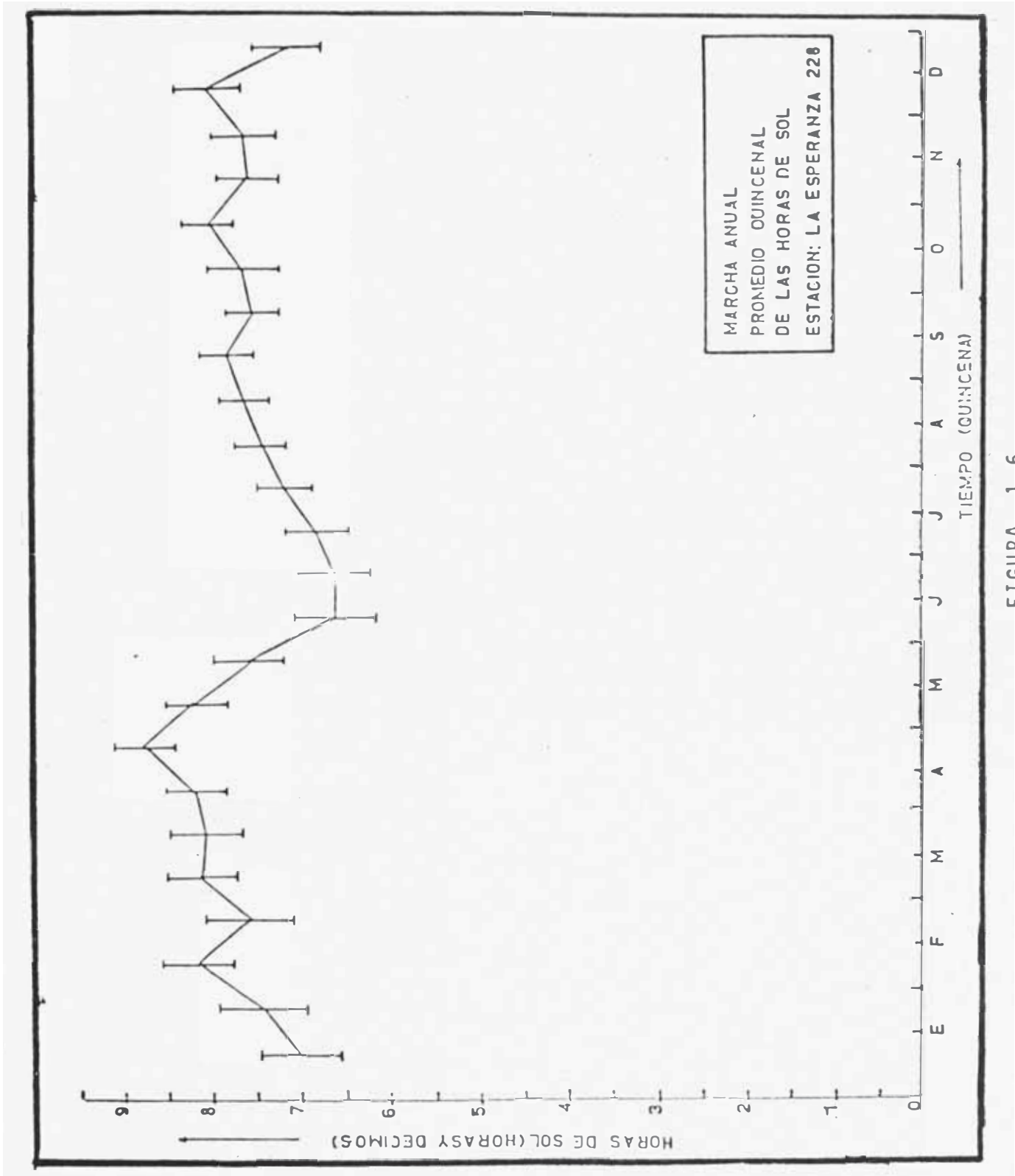


FIGURA 1.6

FUENTE: ITINTEC - Serie Energrfa Solar N° 3, Vol, 8, Setiembre 1982.

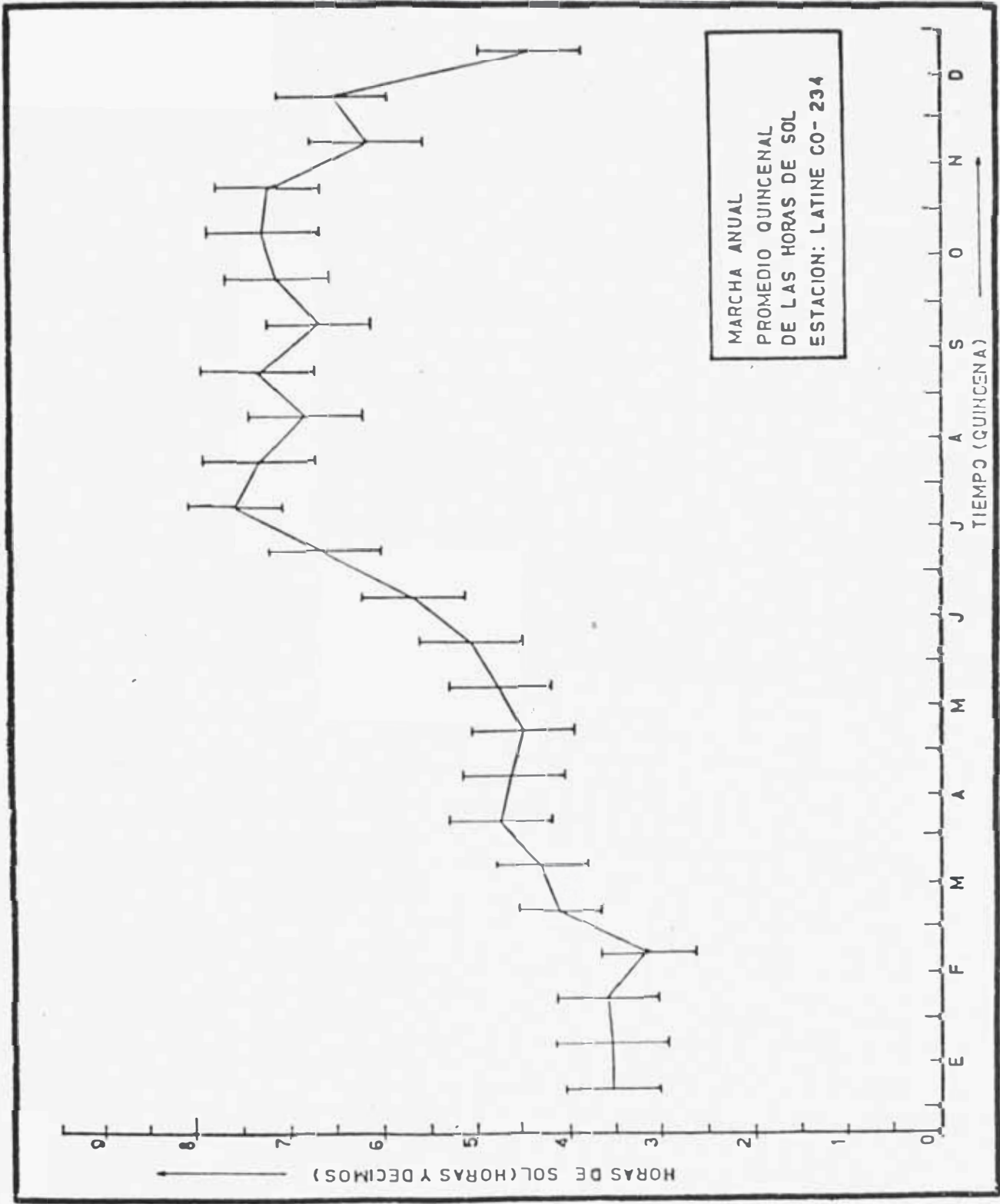


FIGURA 1.7

FUENTE: Serie "ENERGIA SOLAR" N°3, Vol1, 8; Set.ITIMTEC 1982.

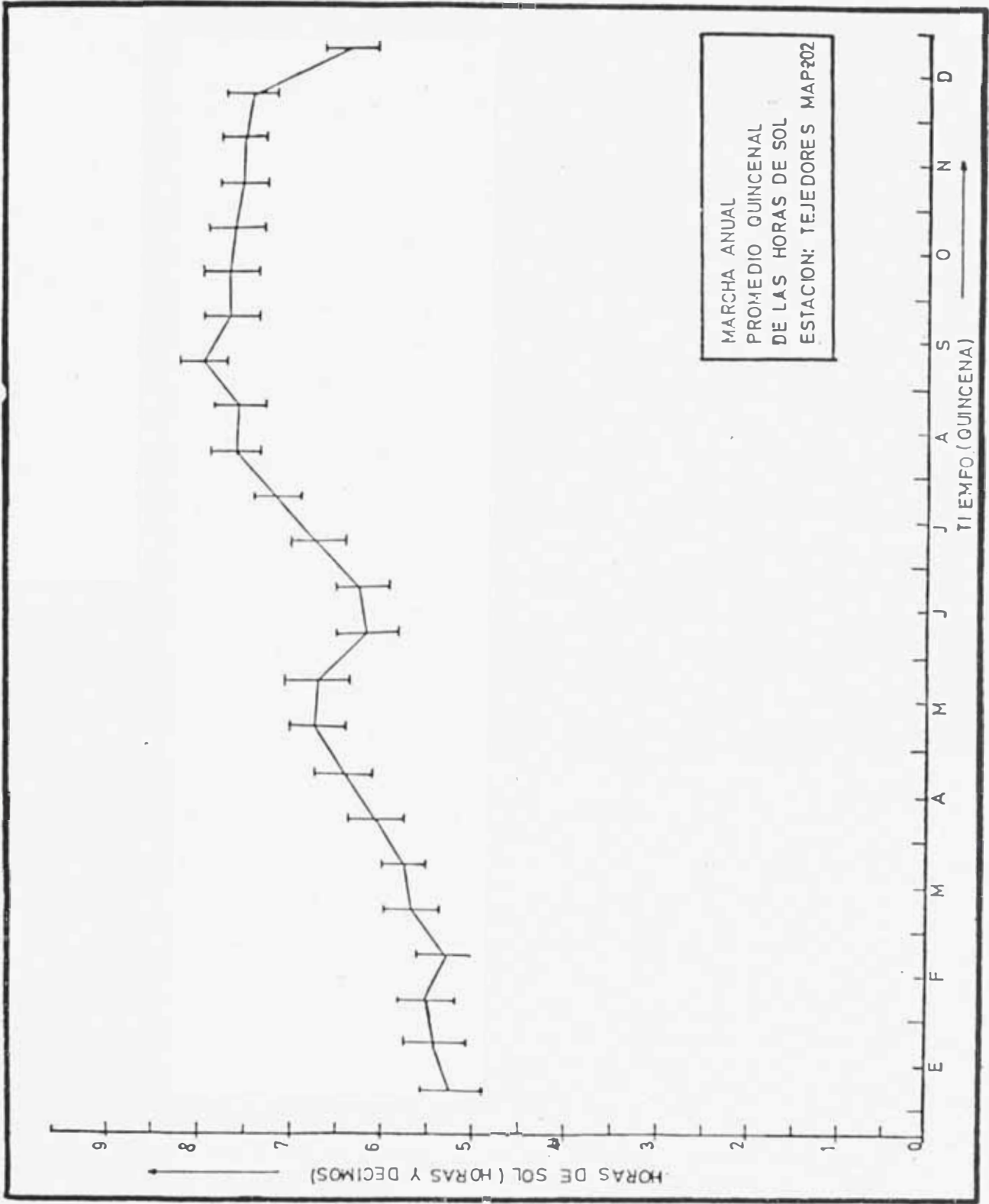


FIGURA 1.8

FUENTE : Serie "ENERGIA SOLAR" N°8, Set. 1982, ITINTEC.

CAPITULO 3

ASPECTOS GENERALES SOBRE RADIACION SOLAR.

3.1 EL SOL COMO FUENTE DE RADIACION.

3.1.1 El Sol.

A través de la historia de la humanidad, el Sol ha sido objeto de mucha atención y adoración. El Sol es, después de todo, el recurso continuo de energía para nuestro planeta. El contiene la mayoría, sino todos, los elementos presentes en la tierra. Más de 80 -- elementos han sido cuantitativamente evaluados por medio de medidas espectroscópicas. El hidrógeno y helio son los más abundantes, representando más del 78 y 20% de la masa, respectivamente.

El diámetro del Sol es aproximadamente 1.39×10^9 m. ó 109 veces el diámetro de la tierra. - Su masa total es 1.99×10^{30} Kg. o alrededor de 332,000 veces la masa de la tierra.

La energía es generada dentro del Sol en un proceso de fusión termonuclear. El proceso es confinado en el núcleo, ocupando menos que el 2% del volumen del Sol, también conteniendo 40% de su masa. Aproximadamente 4×10^9 Kg/s del material es convertido a energía, generando alrededor de 3.7×10^{23} KW. La temperatura del núcleo está entre 10 a 20×10^6 K. La energía creada en el núcleo es irradiada hacia afuera a una distancia del centro alrededor de 70% el radio del Sol. La energía entonces trafda a la superficie del Sol por un proceso de convección a través de un fluido que cubre el sol a una profundidad de 30% del radio (aprox. 0.2×10^6 Km.). La superficie exterior de la capa convectiva es llamada fotosfera y esencialmente es la fuente directa de la radiación emitida desde el Sol. Su temperatura es aproximadamente 6000 K. Por encima de la fotosfera está la cromósfera, la cual es una atmósfera de gases raros de alrededor de 10,000 Km. de espesor. Finalmente, la corona, compuesta largamente de gases altamente ionizados, se extiende millones de kilómetros en el espacio.

Mientras las temperaturas en ambas, la cromósfera y corona, están en el orden de 10^6 K; esas regiones contribuyen muy poco a la emi -

Aparte de esas impresionantes estadísticas, el Sol es sólo una gran estrella. Su importancia para nosotros es debido a su proximidad - más bien que a ser única en nuestra galaxia.

3.1.2 Radiación Solar (Extraterrestre).

La tierra viaja alrededor del Sol en una órbita elíptica con diámetro principal de 1.50×10^8 Km. (una unidad astronómica AU) con una variación de + 1.7%.

El disco visible del Sol (la fotosfera) hace un ángulo de 0.545° (32./min.) con la distancia principal entre el Sol y la Tierra. De los 3.7×10^{23} KW de potencia generada por el Sol, únicamente 1.7×10^{14} KW. alcanzan la tierra, pero inclusive esta cantidad es aproximadamente 5000 veces la cantidad de potencia actualmente usada por la población de la tierra.

La constante solar I_{sc} es la energía radiativa total del Sol (longitud de onda) que cae sobre un área expuesta perpendicular a los rayos del Sol a una distancia media Sol-Tierra. El valor corrientemente aceptado de la constante solar es: $1353 \pm 20 \text{ W/m}^2$ ($429 \text{ BTU/ft}^2 \cdot \text{h}$)

(1) la radiación extraterrestre tomado por la tierra a través de todo el año varia, primeramente debido al cambio de la distancia Sol - Tierra, pero también porque las manchas solares, las llamaradas y otros tipos de actividad sobre la superficie del Sol. La variación debido al cambio de distancia $I_o(n)$ puede ser expresado como :

$$I_o(n) = I_{SC} \left[1 + 0.034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \quad (2.1)$$

Donde : n = número de días a partir del 1° de Enero.

El espectro solar extraterrestre en la longitud de onda cuyo rango es $0.2 - 2.6 \mu\text{m}$ es mostrada en la figura 2.1, a lo largo de la curva indicando la fracción de energía solar que incide dentro del rango de longitud de onda señalada.

En la misma figura también está indicado los tres rangos espectrales que constituyen el espectro solar: ultravioleta ($0.03 - 0.4 \mu\text{m}$), visible ($0.4 - 0.7 \mu\text{m}$) o infrarrojo ($0.7 - 1000 \mu\text{m}$).

(1) "Solar - Thermal Energy Systems". G.C. Vliet - R.B Bannerot - J.R. Howell, Páa. 3.

La distribución aproximada de la radiación solar extraterrestre entre el ultravioleta visible e infrarrojo es 9, 38, y 53%, respectivamente. El espectro solar extraterrestre es una curva suave. De aquí el Sol no irradia como un cuerpo negro. Sin embargo, la distribución espectral es muy aproximada a la de un cuerpo negro a 5762 K. (10370°F), como se ilustra en la figura 2.2.

3.1.3 Radiación Solar Terrestre.

La discusión de la radiación solar terrestre fué limitada al haz de la radiación del Sol y la variación fué debida fundamentalmente al cambio en la distancia tierra-sol durante el año. Para las aplicaciones de la energía solar terrestre es esencial para explicar la interacción de la energía solar pasando a través de la atmósfera. Los dos mecanismos primarios de interacción son Absorción y Dispersión. Los resultados de ambos mecanismos son reducir la radiación solar que alcanza la superficie de la tierra e introducir un componente difusor dentro del flujo solar. La fracción de radiación directa es particularmente importante para la eficiencia de colectores concentradores.

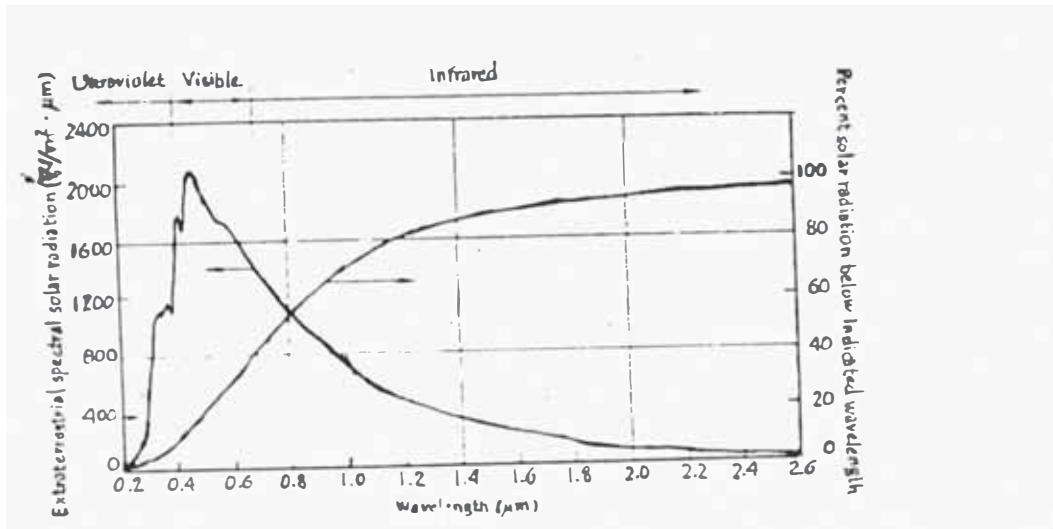


FIGURA 2.1 : RADIACION ESPECTRAL SOLAR EXTRATERRESTRE, A UNA DISTANCIA SOL-TIERRA DE 1 UNIDAD ASTRO-NOMICA. CURVA STANDARD DE LA NASA-ASTM CON $I_c = 1353 \text{ w/m}^2$.

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems" G.C. Vliet. R.B. Bannerot-J.R. Howell.

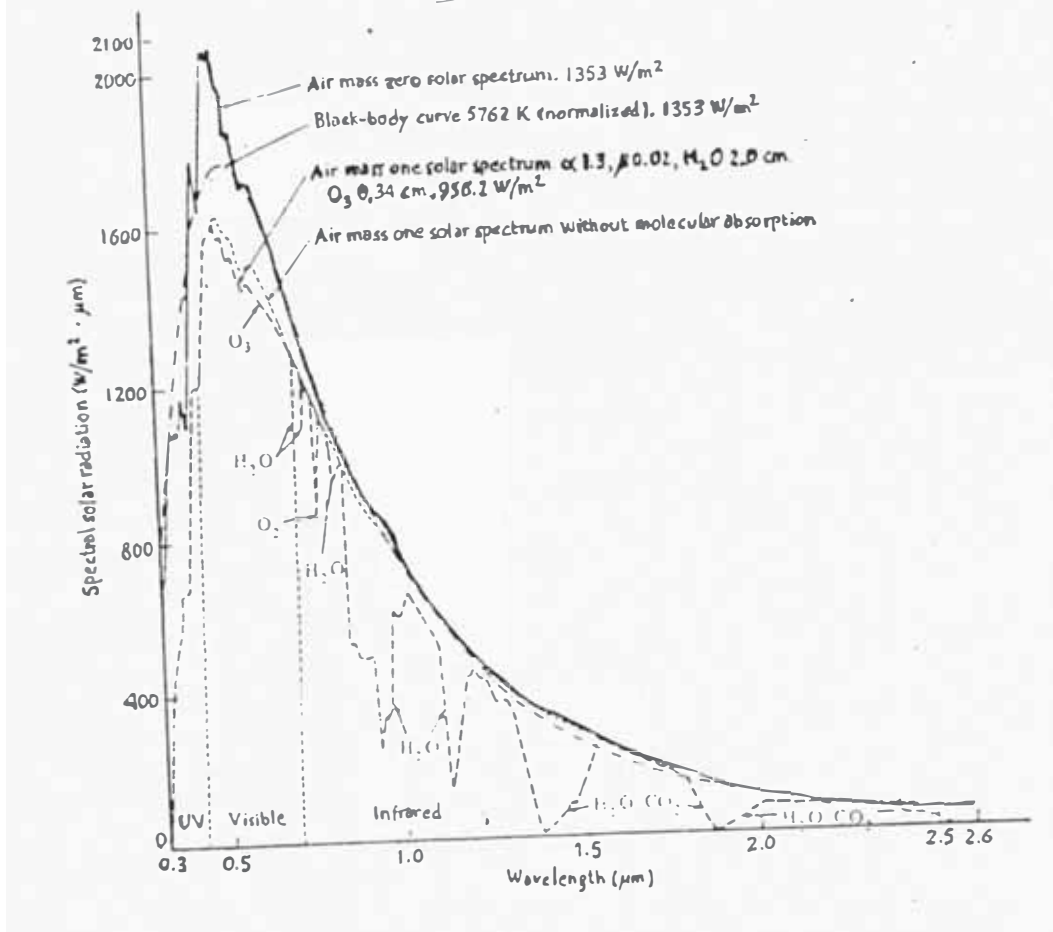


FIGURA 2.2: RADIACION SOLAR ESPECTRAL.

FUENTE: "Solar Thermal Energy Systems" G.C. Vliet.R.B. Bannerot-J.R. Howell.

En la superficie de la tierra, la suma de la radiación solar incidente desde todas las direcciones es llamada la radiación Global.

La porción que llega directamente del Sol, - sin cambio de dirección (no dispersado) es llamado "haz" o "radiación directa". El rango-- de sus valores son aproximadamente 90% de la radiación global sobre un día bastante claro y prácticamente cero en un día nublado. La - difusión o radiación indirecta de todas las - direcciones excepto directamente del Sol hace el remanente de la radiación global.

El análisis detallado de la interacción de la energía radiativa con una absorberencia parcial y difusión media, similar a la atmósfera, es tá entre lo más complicado en toda la ciencia Física.

En la teoría, los procesos son bien comprendidos. La complejidad, especialmente en el caso de la atmósfera, resulta del gran número - de interacciones, la falta detallada de datos adecuados, y la falta de conocimiento de la - composición local de la atmósfera en cual -- quier tiempo dado. Por encima de la atmósfera

ra de entrada, el haz extraterrestre es dispersado por moléculas de aire, gotas de agua polvo y otras partículas aerosolares y absorbidas por los gases y vapor de agua.

La intensidad espectral disminuida (I_λ) se calcula a partir de la siguiente ecuación :

$$I_\lambda = I_\lambda(0)e^{-\tau_\lambda^m} \quad (2.2)$$

Donde : $I_\lambda(0)$ = Intensidad espectral transmitida del haz solar. Monocromático.

τ_λ = Espesor espectral óptico de la atmósfera medido desde el tope de la atmósfera verticalmente hacia bajo.

m = Número de masa de aire el cual es la relación entre la trayectoria inclinada a través de la atmósfera a la trayectoria vertical a la misma profundidad.

El número de masa de aire puede ser aproximadamente calculada como :

$$m = \frac{1}{\cos Z} \quad (2.3)$$

Donde : Z es el ángulo zenital.

La interacción entre la energía radiativa solar y la atmósfera tiene una fuerte dependencia espectral, y la intensidad total transmitida debe ser obtenida por una integración de la ecuación (2 - 2) en todo el espectro solar.

El valor del espesor óptico espectral puede ser visualizado como la adición de los efectos de absorción, dispersión Rayleigh y turbidez (dispersión no Rayleigh).

$$\tau_{\lambda} = \tau_{\text{Absorción}} + \tau_{\text{Rayleigh}} + \tau_{\text{Turbidez}}$$

La mayor parte de la longitud de onda corta (ultravioleta $< 0.4 \mu\text{m}$) del espectro solar es absorbido en la ionósfera por el ozono. A través de toda la atmósfera los primeros constituyentes absorbente son el H_2O y CO_2 , los cuales exhiben varias bandas de absorción de longitud de onda, aproximadamente más grande que $0.7 \mu\text{m}$; (como es ilustrado en la figura - 2.2). La magnitud de esta absorción depende esencialmente de la cantidad de CO_2 y del vapor de agua tanto como del ángulo zenital. En áreas húmedas y en áreas industriales con nive-

les altos de CO_2 e hidrocarburos en la atmósfera, la absorción será mayor. Para todos los propósitos prácticos, sin embargo, puede considerarse que la radiación solar terrestre está restringida al rango $0.3 < \lambda < 1.8 \mu\text{m.}$, porque hay poca radiación solar extraterrestre a longitud de onda larga y que allí es notablemente absorbida por la atmósfera. La dispersión Rayleigh es el resultado de la interacción con partículas las cuales son mucho más pequeñas que la longitud de onda de la radiación incidente, por ejemplo partículas de dimensión mucho menores que $0.1 \mu\text{m.}$, para el caso de dispersión solar.

Esto explica porqué la dispersión molecular en la atmósfera y su efecto es indicado por la disminución general en la radiación terrestre con incremento de masa de aire en un día bien claro, como es mostrado en la figura 2.3. La dispersión Rayleigh es directamente proporcional a la longitud de onda elevada a la cuarta potencia.

$$\tau_{\text{Rayleigh}} \propto \lambda^{-4} \quad (2.5)$$

Este efecto es evidente en la figura 2.3, así en el espectro visible, las longitudes de

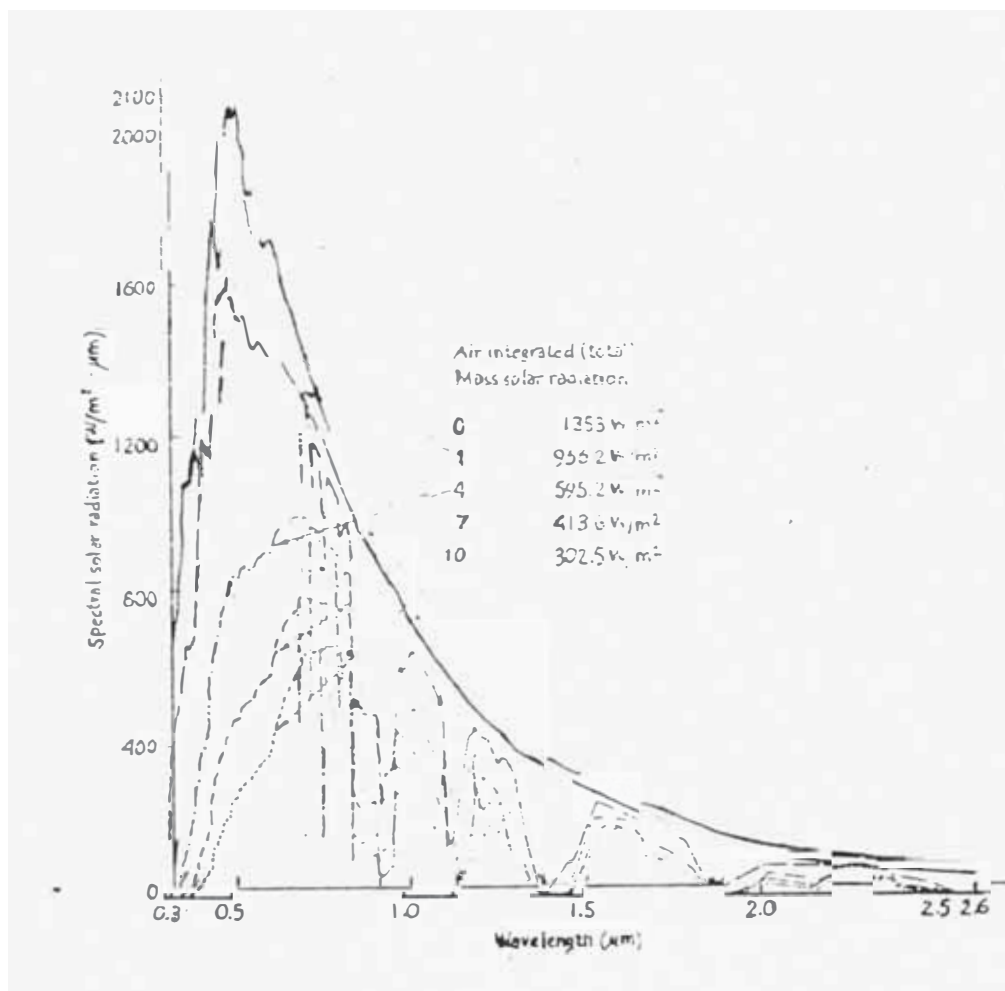


FIGURA 2.3

FUENTE: "Solar Thermal Energy Systems" R.B. Bannerot
G.C. Vliet J.R. Howell. Mc Graw Hill Book
Co. 1982.

onda corta (azul) son dispersados más notablemente, dando el característico color al cielo. Además en los momentos cercanos a la puesta del Sol, cuando la masa del aire es más grande, el color azul es notablemente dispersado de los rayos del Sol, apareciendo éste con su acentuado color rojo.

Inclusive, bajo un día claro y progresivamente más bajo en ciertas condiciones, la dispersión Rayleigh y absorción por los gases atmosféricos y el vapor de agua, no describen satisfactoriamente la atenuación atmosférica solar.

3.1.4 Radiación Solar Extraterrestre Total sobre una Superficie Horizontal.

Como se mencionó en la ecuación 2.1, la cantidad de radiación que alcanza la parte superior de la atmósfera terrestre es la energía por unidad de tiempo y por unidad de área perpendicular al haz que retiene una superficie horizontal extraterrestre :

$$H_0 = I_0 (n) \text{ Sen } \alpha_s \quad (2.6)$$

Donde : α_s , es la altitud solar.

H, indica la radiación sobre una superficie horizontal.

"0", es el subíndice para indicar "extraterrestre". El promedio diario de la radiación extraterrestre sobre una superficie horizontal puede ser obtenida integrando la ecuación anterior desde la salida hasta la puesta del Sol

La ecuación es :

$$\bar{H}_0 = \frac{24}{\pi} \cdot I_{SC} \left(1 + 0.034 \frac{360n}{365} \right) \left(\cos \vartheta \cos \delta \text{ Sen } W_{SS} + \frac{\pi W_{SS} \text{ Sen } \vartheta \text{ Sen } \delta}{180} \right)$$

W_{SS} : Angulo de entrada del Sol.

ϑ : Latitud.

δ : Declinación solar.

La barra usada sobre H es para indicar el valor promedio diario en kWh/(m².dfa), si I_{SC} está en KW/m²; además W_{SS} está en grados.

En muchas de las correlaciones usadas para predecir la radiación, el promedio mensual de la radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal es usado como referencia.

Klein (1), sugiere que este valor de referencia puede ser estimado a partir de la ecuación

(1) S.A. Klein: "Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces", Solar Energy, Vol. 19. No 4, Pág. 325-329, 1977.

ción para el promedio diario de radiación - extraterrestre (\bar{H}_0) seleccionado para cada mes, el día para el cual la radiación extraterrestre diaria es bastante aproximada a la media del valor mensual. En este caso H_0 indica el promedio mensual de la radiación - extraterrestre diaria. Los días característicos recomendados para cada mes están dados en la Tabla 2.1 y el promedio mensual de la radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal como una función de la latitud se muestra en la figura 2.4

TABLA 2.1 (1)

<u>MES</u>	<u>DIA DEL AÑO, n</u>	<u>FECHA</u>	
Enero	17	Enero	17
Febrero	47	Febrero	16
Marzo	75	Marzo	16
Abril	105	Abril	15
Mayo	135	Mayo	15
Junio	162	Junio	11
Julio	198	Julio	17
Agosto	228	Agosto	16
Setiembre	258	Setiembre	15
Octubre	388	Octubre	15
Noviembre	318	Noviembre	14
Diciembre	344	Diciembre	10

(1) "Solar Thermal Energy Systems" G.C. Vliet, R.B. Bannerot-J.R. Howell Ed. Mc Graw Hill, New York 1982, Pág. 63.

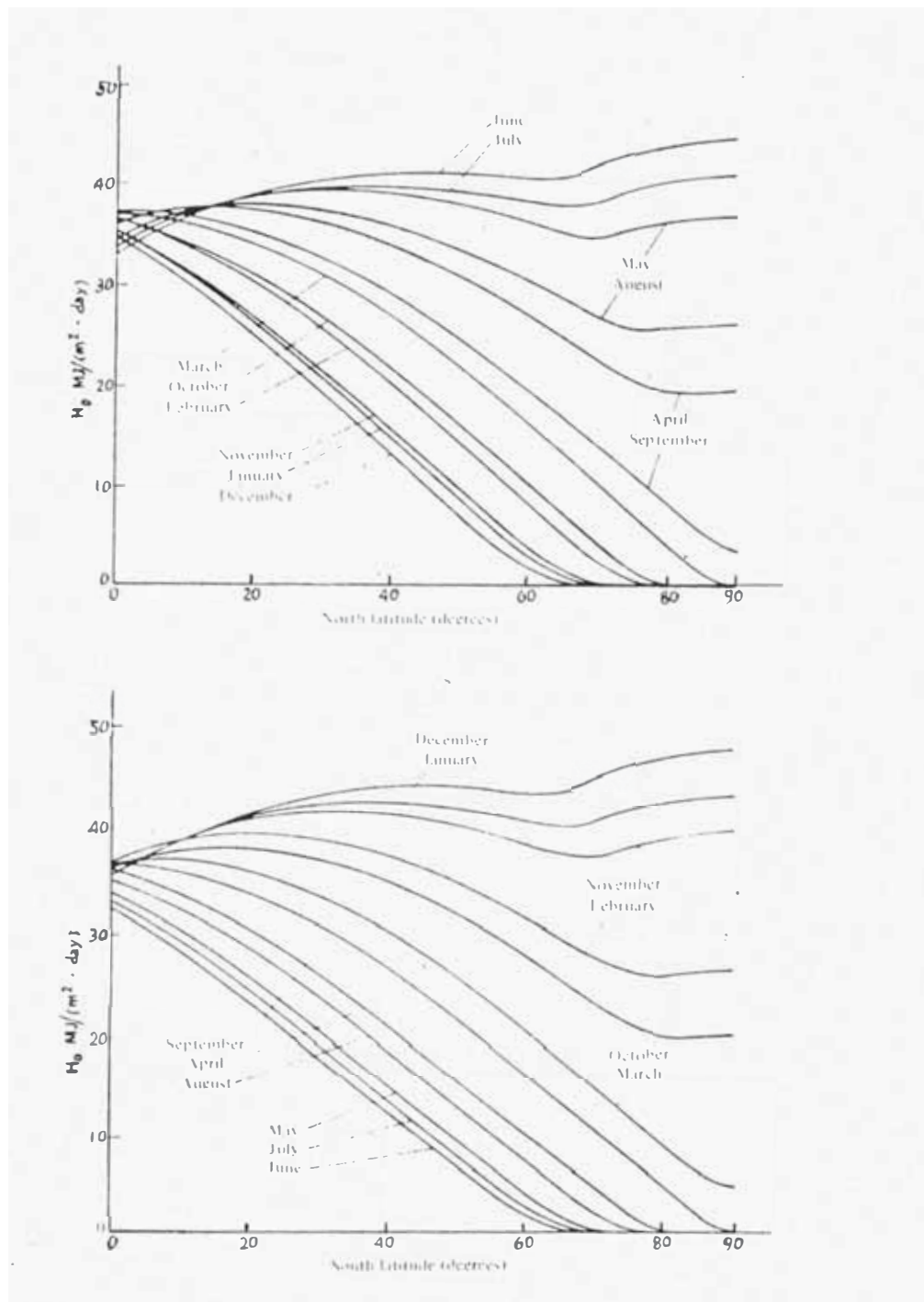


FIGURA 2.4

Promedio mensual de la radiación diaria extraterrestre sobre una superficie horizontal basado en $I_0 = 1353 \text{ w/m}^2$.

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems"
G.C. Vliet-R.B. Pannerot-J.P. Howell

3.1.5 Medición de la Radiación Solar Terrestre.

Todos estamos familiarizados con el hecho de que en un día soleado, el Sol proyecta una sombra nítida. En un día nublado, inclusive habiendo suficiente radiación para iluminar los objetos y permitirnos verlos, únicamente sombras débiles se pueden distinguir. Las sombras nítidas en un día soleado se deben al predominio del haz de radiación directa (más del 90%). La iluminación uniforme en un día nublado se debe al bajo nivel de la radiación directa y al predominio de la radiación difusa.

Como dijimos inicialmente, la radiación directa es la luz solar que llega a la superficie de la tierra directamente desde el Sol sin ser dispersada en la atmósfera terrestre. El componente difuso de la radiación es la luz solar que alcanza la superficie de la tierra después de ser dispersada o desviada de su ruta original en la atmósfera. El término "Radiación Global" indicará en adelante, la suma de toda la radiación solar sobre una superficie. Esto incluye no sólo al haz solar y la radiación difusa, sino también cualquier otra radiación reflejada por objetos vecinos.

Hace 150 años, que muchos radiómetros de diferentes tipos han sido desarrollados con el fin de medir la intensidad de la insolación. Estos fueron hechos a partir de instrumentos sofisticados basados en principios calorímetros. La mayoría de los instrumentos usados hoy en día están basados en el efecto termoeléctrico (usando una termopila; termocuplas en serie), el efecto fotoeléctrico (celda solar). El efecto termoeléctrico es utilizado para conectar la unión de la termocupla a una cara de una lámina metálica. La otra cara de la platina es "ennegrecida" para ser altamente absorbente de radiación solar y es expuesta a la radiación del Sol. La parte fría de la termopila es expuesta a una cavidad dentro del instrumento. La salida es compensada eléctricamente por la temperatura de la cavidad.

La temperatura elevada lograda en la unión caliente y la fuerza electromotriz resultante está en relación directa con la cantidad de radiación. La respuesta es linearizada, de modo que el voltaje de salida pueda ser rápidamente convertido a un flujo radiativo.

Los sensores fotoeléctricos son simples y re

lativamente baratos, esencialmente tienen una respuesta instantánea y poseen una buena estabilidad. Su mayor desventaja es que su respuesta espectral no es uniforme en la banda solar. Por ejemplo, las celdas de silicio responden primariamente en la longitud de onda $0.6-1.0\mu\text{m}$, mientras que la energía solar básicamente está entre $0.3\mu-0.7\mu\text{m}$. Sin embargo, la distribución espectral no es constante y depende de la altitud solar, altitud del lugar, vapor de agua, nubosidad y turbidez de la atmósfera.

Existen tres mediciones standard para la radiación que son hechas con dos instrumentos esencialmente básicos, estas tres mediciones son:

- Radiación directa.
- Radiación indirecta.
- Radiación global.

La radiación directa, es medida con un instrumento denominado PIROHELIOMETRO, mientras que la medida de la radiación global es realizada con un PIRANOMETRO. La radiación difusa se mide con un Piranómetro sobre el cual se proyecta continuamente una sombra.

3.2 LAS RELACIONES SOL-TIERRA.

3.2.1 Angulos del Sol.

. Declinación Solar. (δ)

Como la tierra rota alrededor del Sol, además que gira alrededor de su eje Norte-Sur, el cual a su vez está inclinado a $23^{\circ}27'8.2$ (aproximadamente 23.5°) con el plano orbital tal como se ilustra en la figura 2.5.

Por lo tanto, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea Tierra-Sol varfa entre $\pm 23.5^{\circ}$ durante el año. Este ángulo es llamado la declinación " δ "; las declinaciones al Norte del Ecuador, positivas (verano en el Hemisferio Norte); mientras que para el Sur son negativas.

La declinación está definida por la ecuación de Cooper (1) :

$$\delta = \left[23.45 \text{Sen } 360 \frac{284+n}{365} \right] \quad (2.8)$$

Donde : n = número de días del año.

(1) "Diccionario de Energía Solar " J.Aguilar Peris. J.M.Aguilar Civera-Ed. Alhambra - España 1983, - Pág. 72.

La posición del Sol en el espacio para un punto sobre la superficie de la tierra puede ser definida con dos ángulos, la altitud solar, α_s , y el acimut solar γ_s , tal como está ilustrado en la figura 2.6.

. Angulo de Acimut Solar (γ_s).

Angulo que forma la línea Sur-Norte en un determinado lugar y la proyección de un rayo solar en el plano horizontal. Por convenio el signo es positivo al costo del Sur (de 0 a 180°) y negativo al Este del Sur (de 0 a 180°). Se determina mediante la expresión:

$$\text{Sen } \gamma_s = \frac{\text{Cos } \delta \text{ Sen } w}{\text{Cos } \alpha_s} \quad (2.9)$$

Donde:

δ = declinación solar.

w = ángulo horario del sol.

α_s = altitud solar.

. Angulo cenital (z)

Angulo formado por un rayo del sol y la normal a la superficie terrestre en lugar considerado. Se llama también "distancia cenital" y es el ángulo complementario de la altitud

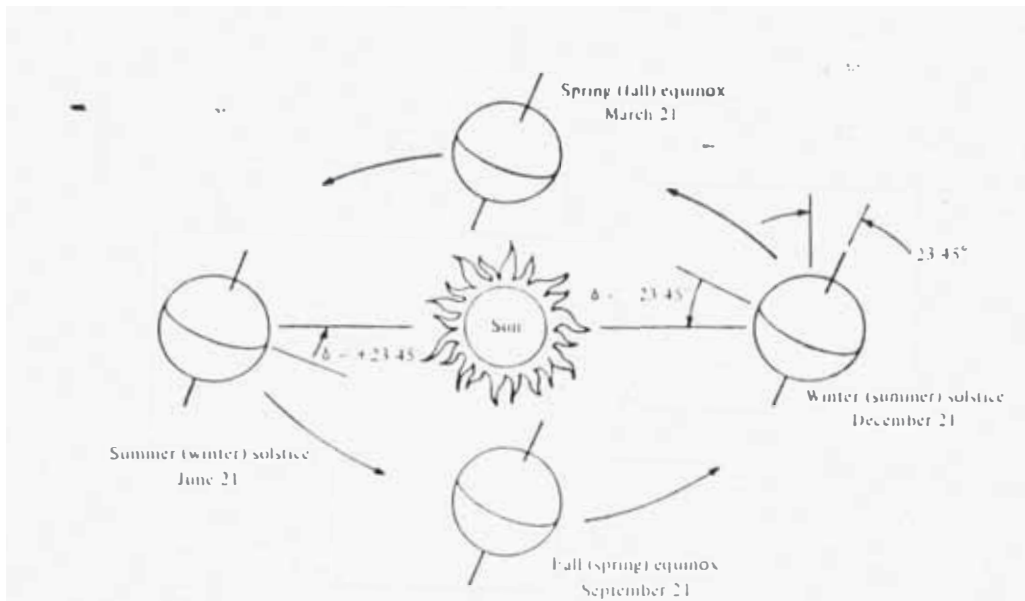


FIGURA 2.5

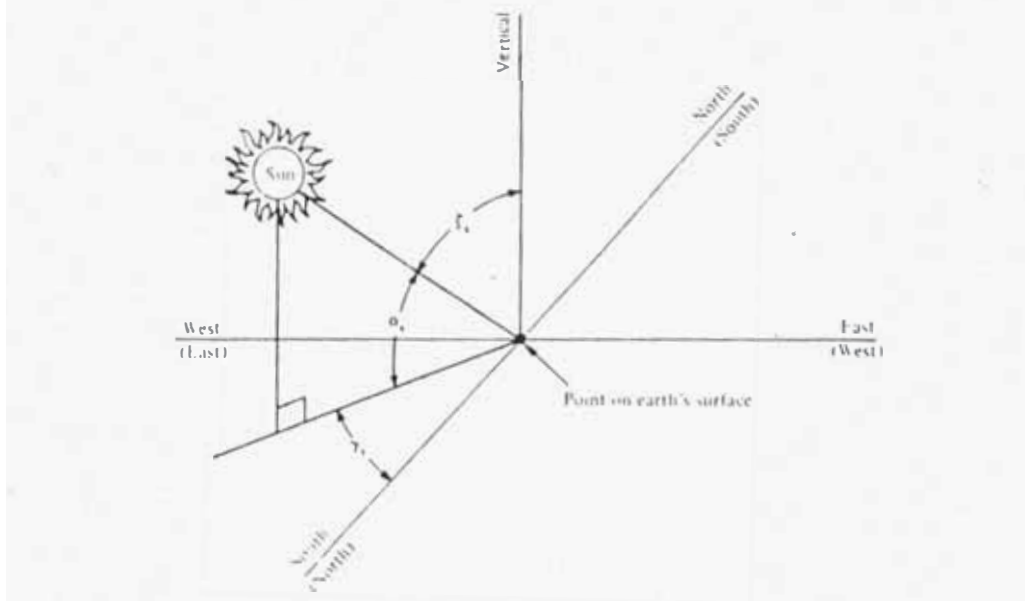


FIGURA 2.6

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems"
R.B. Bannerot - G.C. Vliet-J.R. Howell
Mc Graw Hill-1982.

$$\text{solar : } Z + \alpha_s = 90^\circ$$

$$\cos Z = \sin \varnothing \sin \delta + \cos \varnothing \cos \delta \cos w \quad (2.10)$$

Donde :

\varnothing - latitud.

. Altitud solar (α_s)

Angulo formado por un rayo directo del sol y la tangente a la superficie terrestre en el lugar considerado. Se mide de 0° a 90° hacia el Zenit y de 0° a -90° hacia el Nadir. Se puede calcular mediante la siguiente expresi3n :

$$\sin \alpha_s = \sin \varnothing \sin \delta + \cos \varnothing \cos \delta \cos w \quad (2.11)$$

En forma pr3ctica se determina con un diagrama solar.

. Angulo Horario Solar (w)

Es el desplazamiento angular del Sol respecto al meridiano solar (mediodfa). Una hora corresponde a $\pi/12$ rad 6 15° de desplazamiento angular. Los valores del Este del Sur son positivos (valores matutinos) y al Oeste del-

Sur son negativos. El valor numérico de $15^\circ/h$ está basado en el tiempo (24h) requerido para que el Sol dé una vuelta (360°) aparente alrededor de la tierra. Con el origen en el Sur y el tiempo "t" en horas se verifica:

$$w = 15 (12-t)\text{grados} \quad (2.12)$$

w en grados.

3.2.2 Ángulos Solares Relativos a las Superficies Inclinadas

Frecuentemente el cálculo más común hecho para cualquier problema del diseño, es para determinar el ángulo de incidencia del haz solar a una superficie orientada arbitrariamente, como una ventana, un tragaluz, u otro colector solar. La posición del Sol está definida por la altitud y el acimut solar, mientras que la orientación de la superficie irradiada está definida por su acimut (δ_c), medido a partir del meridiano local hacia el ecuador (positivo al Oeste y negativo al Oeste en ambos hemisferios); y el ángulo de inclinación (β) medido con relación a la horizontal.

Estos ángulos se ilustran en la Figura 2.7 - donde se aprecia también el ángulo θ , el cual

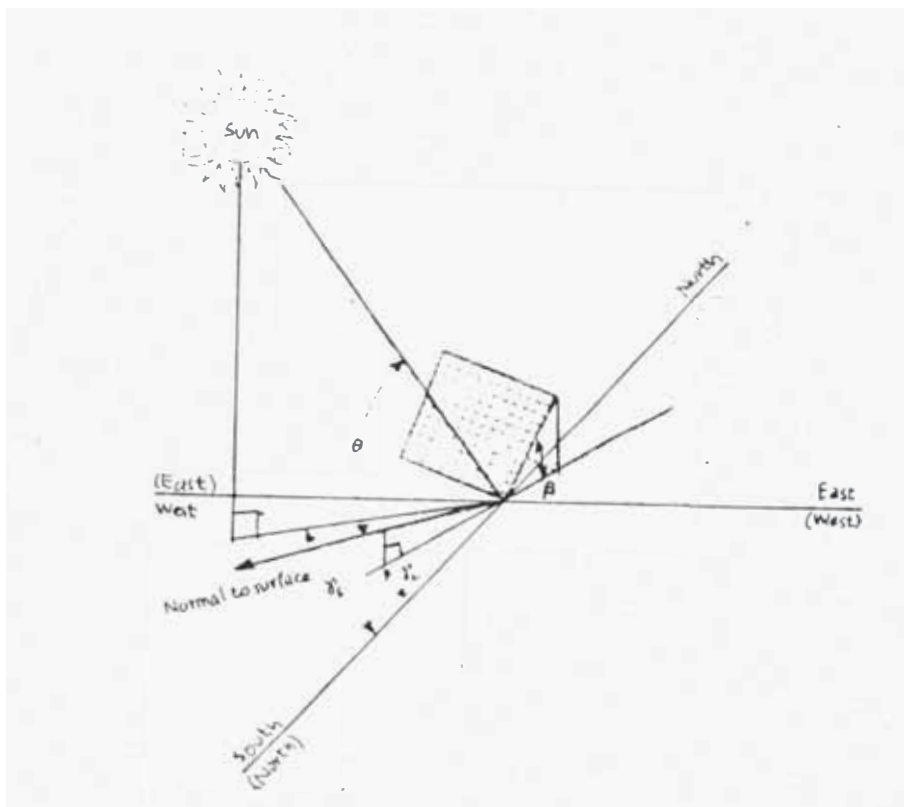


FIGURA 2.7

Angulos de Orientación para una superficie inclinada en el Hemisferio Norte y Sur

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems" - R.P. Bannerot-G.C Vliet-J.R. Howell-Mc Graw Hill 1982.

es el ángulo de incidencia relativo a la superficie.

El factor $\text{Cos } \theta$ es la fracción de la superficie iluminada que está proyectada sobre la dirección de la radiación solar; de este modo, la cantidad del flujo solar sobre una unidad de área de la superficie está dada por la relación :

$$q_b = I_b \text{ Cos } \theta \quad (2.13)$$

Donde : I_b = intensidad de radiación.

3.3 RADIACION TERRESTRE SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS

En un proceso solar se puede hacer la siguiente pregunta: ¿Qué cantidad de radiación pudo absorber un colector, ventana o tragaluz en promedio horario diario o mensual o anual? Para obtener una respuesta, se debe considerar dos aspectos: Primero, que a excepción de lugares específicos, existe poca información disponible y segundo, promedios horarios, diarios, mensuales y anuales son difíciles de determinar. Sin embargo; es significativo el hecho que en muchas situaciones de diseño, uno realmente no desea determinar la radiación promedio, por ejemplo, en el diseño de un calentador so

lar de agua, los niveles de radiación son mínimos, inclusive para empezar a operar, por otro lado, para temperaturas por encima de la temperatura ambiente, la radiación debe ser lo suficientemente alta para compensar la pérdida del colector.

Aunque un diseño detallado y los estudios de rendimiento dependen de los datos de radiación horaria, diseños preliminares pueden ser desarrollados usando correlaciones basadas en el promedio de radiación diaria o mensual.

3.3.1 Radiación horaria o Instantánea sobre Superficies Inclinas.

Cálculos particulares requeridos dependen de la información disponible. Comúnmente la información disponible es :

- Radiación horizontal global (piranómetro) y la radiación directa (piroheliómetro).
- Radiación horizontal terrestre local.

Generalmente, para predecir con seguridad la radiación sobre superficies inclinadas es necesario conocer por lo menos la radiación terrestre.

Mucho se ha escrito durante los últimos 60 - años proponiendo fórmulas variadas para estimar la radiación global terrestre horizontal basados sobre varios datos climatológicos incluyendo las horas de sol, nubosidad, tempe- ratura ambiente y la humedad. Muchas de las correlaciones pueden ser aplicadas localmen- te con éxito. No obstante, hay muchos factores y sus interacciones son potencialmente - muy complejas, que una formulación general exacta aún no ha sido desarrollada.

En la siguiente formulación se asume que la orientación de la superficie (β, γ_c) , el tiem- po (δ, w) y el lugar (θ) son conocidos.

CASO 1 : La radiación terrestre global H , y la radiación terrestre directa, I_b son cono- cidas. La radiación sobre una superficie inclinada es (1):

$$q_s = H.R. \quad (2.14)$$

Donde :

θ = Angulo entre la radiación y la normal a la superficie inclina- da.

$$R = \left(1 - \frac{H_d}{H}\right) R_b + \frac{H_d}{H} R_d + r R_r$$

(1) B.V.H. Liu and R.C. Jordan, "The interrelationship and characteristic Distribution of Direct, diffuse- and total Solar Radiation", Solar Energy, Vol 4, N°3. Pág. 1-19, 1960.

$R_d = \cos^2 \beta$ = Factor de la configuración radiativa desde la superficie inclinada al espacio, esto es la fracción vista por la superficie y representa la fracción de la radiación difusa que recibe la superficie.

$$H_d = H - I_b \sin \alpha_s$$

H_b = contribución del haz solar a la radiación global sobre una superficie horizontal.

α_s = Altitud solar.

$R_r = \sin^2 \beta$ = Factor de la configuración de radiación de la superficie inclinada a la tierra y alrededores

ρ_r = Reflectancia difusa efectiva

CASO 2 : Sólo es conocida la radiación terrestre horizontal global H . Una manera de estimar la radiación directa o la radiación difusa está basada en el parámetro K_T que varía desde 0.8 bajo condiciones muy claras hasta CERO para condiciones muy nubladas.

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (2.15)$$

Donde :

H : radiación horizontal global terrestre.

H₀ : radiación horizontal extraterrestre.

K_T : índice de claridad horaria.

Basado en mediciones de la radiación directa horizontal en los Estados Unidos, Boes desarrolló una relación entre I_b y K_T (1).

$$I_b = -520 + 1800 K_T \quad (w/m^2) \quad 0.85 K_T \quad 0.3$$

$$I_b = 0$$

Alternativamente, basados en una información limitada de datos, ORGILL y HOLLANDS han desarrollado una correlación entre K_T y la relación entre radiación difusa y la radiación global sobre una superficie horizontal.

$$(2) \cdot \frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1.0 - 0.249 K_T & K_T < 0.35 \\ 1.557 - 1.84 K_T & 0.35 < K_T \leq 0.75 \\ 0.177 & 0.75 < K_T \end{cases}$$

- (1) E.C. Boes, I.J. Hall, R.R. Prairie, R.P. Stromberg and H.E. Anderson, "Distribution of Direct and Total Radiation Available for the U.S.A." Am. Sec. of ISES, Vol. 1, 1976, Pág. 238-263.
- (2) J.F. Orgill and K.G.T. Hollands, "Correlation Equation for Hourly Diffuse Radiation on a Horizontal Surface" Solar Energy, Vol. 19 N° 4, Pág. 357-359, 1977.

En este caso que sólo se tenga información de la radiación global con el piranómetro, se pueden usar las ecuaciones con el parámetro K_T cuyos resultados son de menor aproximación, pero válidos para un diseño preliminar.

3.3.2 Radiación Mensual Promedio Diario sobre Superficies Inclinadas.

Los cálculos instantáneos u horarios son usados para estudios detallados del rendimiento. Si la evaluación del rendimiento es un período largo se requiere de una simulación computarizada, además que la información detallada (horaria) de la radiación rara vez está a disposición. En este caso una alternativa para evaluar el rendimiento está basado en un modelo de radiación mensual promedio diario. El modelo usa la definición del índice de claridad promedio mensual diario \bar{K}_T ; análogo al índice de claridad horario definida anteriormente

$$\bar{K}_T = \frac{H}{H_0} \quad (2.18)$$

Donde : H , es la radiación global promedio mensual diaria sobre una superficie horizontal

H_0 , es la radiación extraterrestre promedio diaria evaluada en un día apropiado del mes como se ha mostrado en la tabla 2.1.

Recientemente, se han desarrollado muchas corrrelaciones entre K_T y la relación de radiación difusa promedio \bar{H}_d y la radiación global promedio \bar{H} ; una de las más simples y más aproximadas es la siguiente : (1)

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1 - 1.13 K_T \quad (2.19)$$

Correlaciones análogas para la radiación promedio mensual diaria sobre una superficie inclinada se han desarrollado como sigue : (2)

$$q_s = \bar{H} \cdot \bar{R} \quad (2.20)$$

$$R = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) R_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} R_d + \rho_r R_r \quad (2.21)$$

Donde : \bar{R}_b = promedio mensual del valor R_b

R_d, R_r = cantidades iguales a las definidas anteriormente.

(1) (2) "Solar Thermal Energy Systems" G.C. Vliet
R.B. Bannerot - J.R. Howell Ed. Mc Graw Hill
1982, Pág. 76 - 77.

La figura 2.10 de "a" hasta "d" presenta los resultados de estos cálculos seleccionados - para los valores de $(\theta - \beta)$ en función de la latitud θ para un rango del acimut local -- (γ_c) de : $-15^\circ < \gamma_c < 15^\circ$

LIU y JORDAN han desarrollado con éxito relaciones entre radiación directa, difusa y global.(1)

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_o} = \frac{H_d}{H_o} \quad (2.23)$$

Esta relación se puede escribir como :

$$rd = \frac{H_d}{\bar{H}_d} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos W - \cos W_{ss}}{\sin W_{ss} - W_{ss} \cos W_{ss}} \quad (2.24)$$

Esta relación está ploteada en la figura 2.11

Una correlación similar fue desarrollada pero con menor exactitud para la relación entre la radiación horaria total y la radiación diaria total, por los mismos investigadores Liu y Jordán.

$$r = \frac{H}{\bar{H}} \quad (2.25)$$

Esta correlación aparece graficada en la figura 2.12.

(1) "Solar Thermal. Energy Systems" G.C. Vliet-R.B. Bannerot J.R. Howell- Ed. Mc Graw Hill New York. 1982, Pág. 77.

De este modo, con el uso de los criterios desarrollados por Liu y Jordán es posible hacer estimaciones precisas para evaluar la radiación difusa y la radiación total en función de las horas de sol.

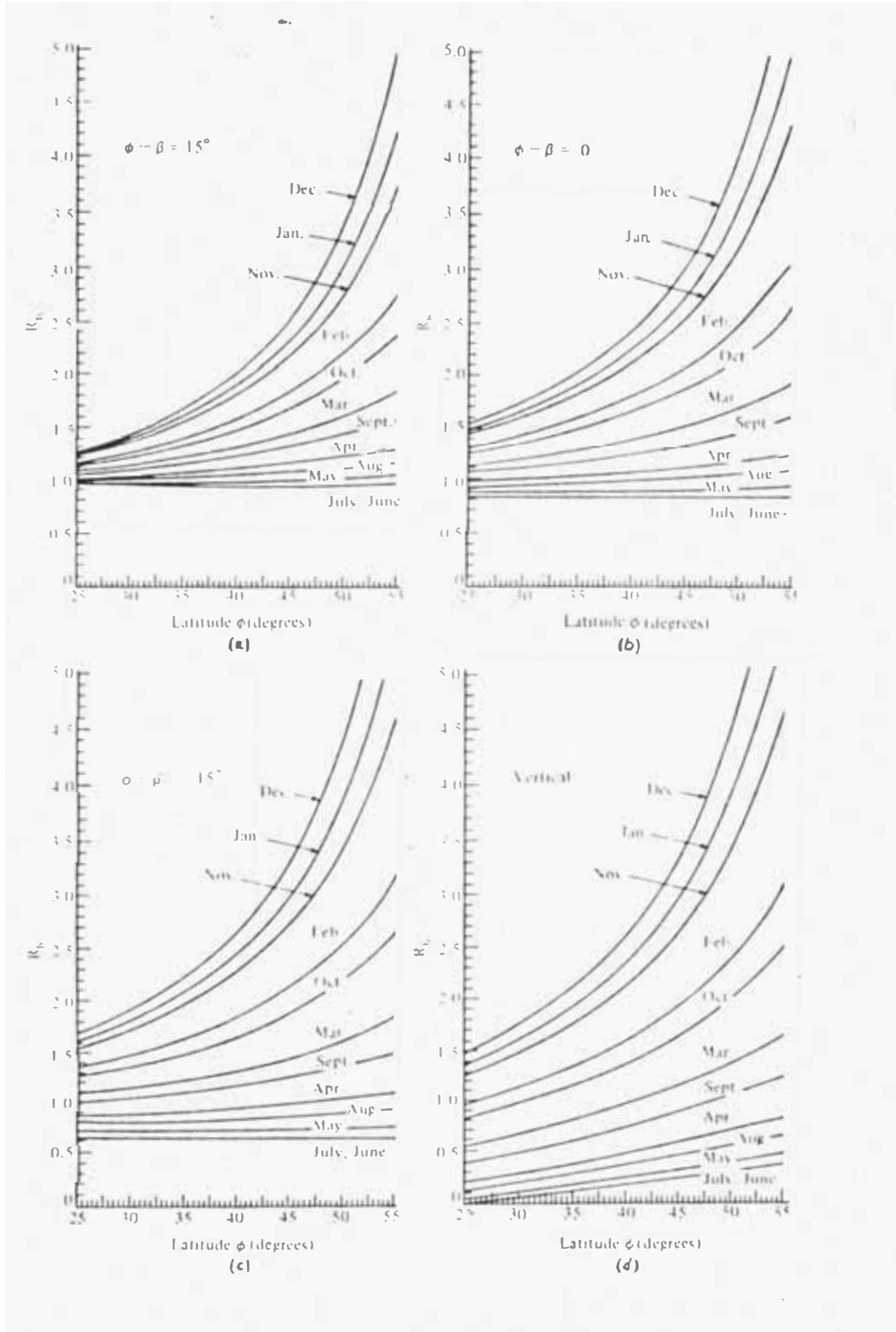


FIGURA 2.10

FUENTE : "Solar Thermal -Energy Systems"
 G.C. Vliet-R.B. Pannerot -J.R
 Howell. Ed. "c. Graw Hill.
 New York 1982.

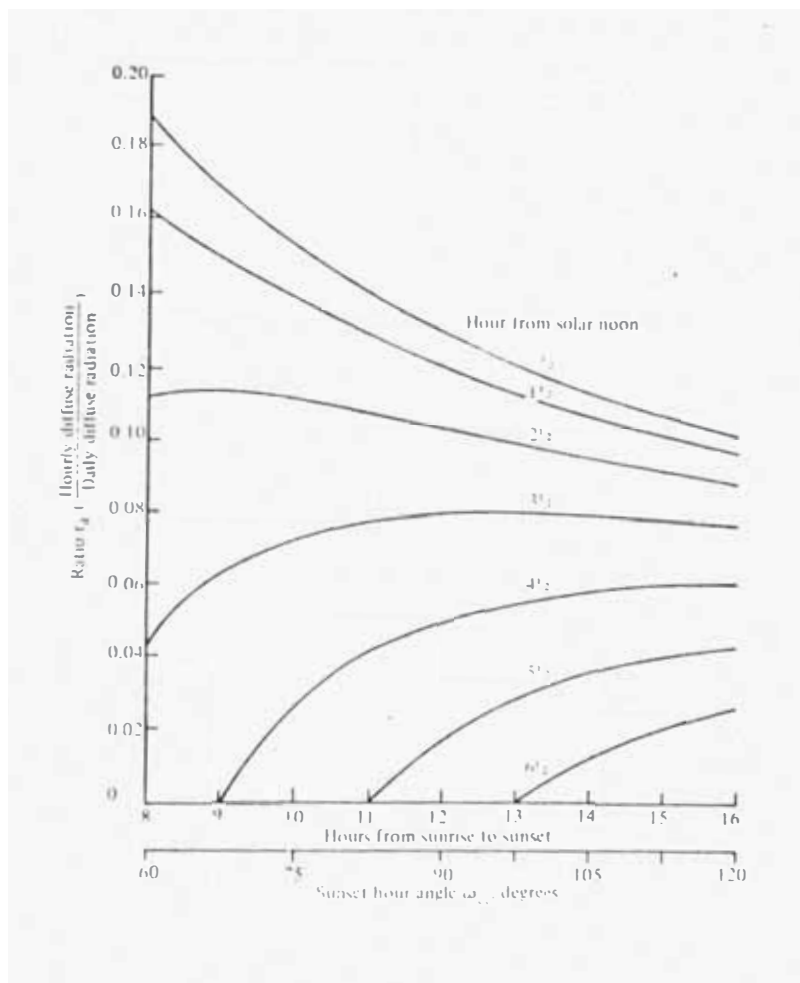


FIGURA 2.11 : Relación de radiación difusa horaria entre radiación diaria versus hora de sol.

FUENTE : "Solar Thermal-Energy Systems"
G.C. Vliet- P.B. Rannerot-J.R. Howell.
Ed. Mc Graw Hill- New York 1982.

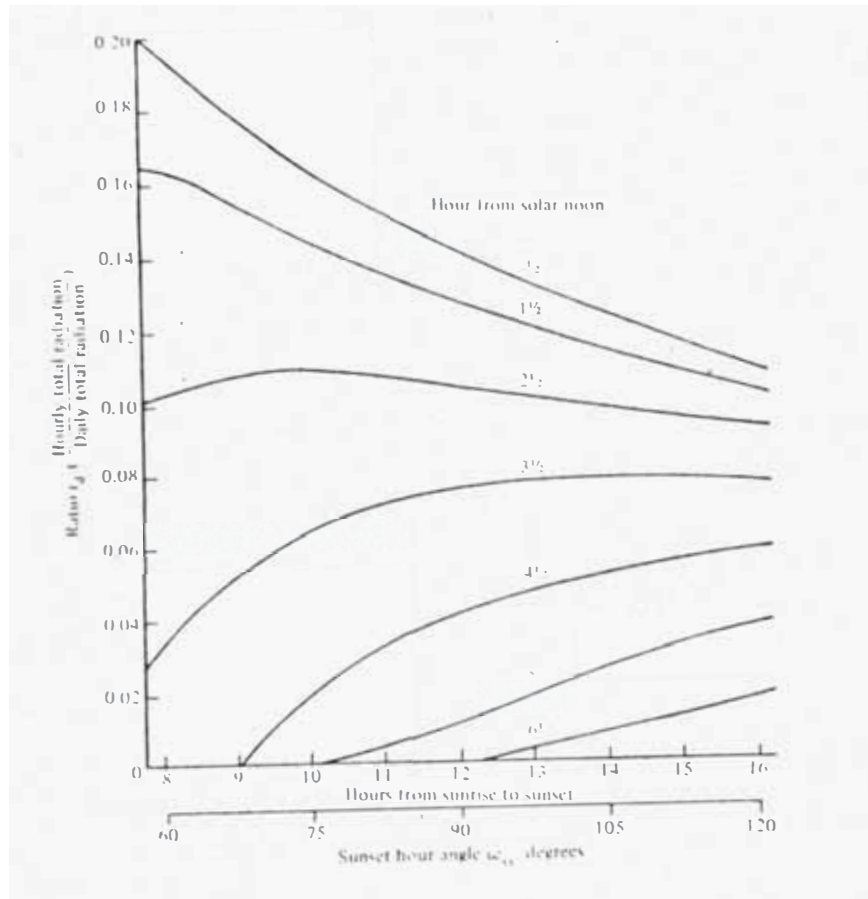


FIGURA 2.12: RELACION DE RADIACION TOTAL HGRARIA VERSUS HORAS DE SOL.

FUENTE : "Solar Thermal - Energy Systems" G.C. Vliet R.B. Bannerot-J.R. Howell. Ed. Mc. Graw Hill. New York, 1982.

CAPITULO 4

ELECTRICIDAD SOLAR

4.1 PROCESOS DE CONVERSION NO SOLARES

Cualquier clase de energía puede ser transformada en electricidad. En todos los casos, el proceso de transformación implica una pérdida de potencia. La relación de la potencia transformada en electricidad con respecto a la potencia inicial es llamada la eficiencia de la transformación.

El proceso de transformación en general usado hoy en día en el proceso termodinámico en el cual el calor es primeramente convertido en potencia mecánica, como en el caso de un motor o una turbina. La potencia mecánica es entonces convertida en electricidad a través de un alternador.

La máxima eficiencia teórica de una máquina que convierte calor en potencia mecánica o eléctrica, es la eficiencia de Carnot. Esto puede ser escrito en tér-

menos de :

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1}$$

Donde :

T_1 = temperatura del lado caliente.

T_2 = temperatura del lado frío.

T = temperatura absoluta en °K.

Las plantas modernas de potencia tienen una capacidad de generación alrededor de 1000 MW; eficiencias típicas para un sistema consistente en un caldero, una turbina a vapor y un condensador están alrededor de 40%; pero la eficiencia promedio de toda las planta es únicamente 32% en los Estados Unidos y 35% en los países europeos. La diferencia está explicada por la operación continuada de muchas máquinas antiguas a pequeña escala y, de allí la menor eficiencia. La eficiencia ideal en el ciclo Carnot de turbina a vapor a las temperaturas en uso está alrededor de 60%, pero - esto es mucho más grande que los resultados obtenidos en la práctica. Los típicos reactores nucleares, por ejemplo Light Water Reactor (LWR) trabajan a no más de 32% de eficiencia debido a la baja temperatura del vapor o agua en los reactores.

Otros tipos de generadores de potencia limitados por la eficiencia de Carnot son :

- 1.- Motores Diesel o a gasolina.
- 2.- Turbinas a gas.
- 3.- Plantas solares-vapor de potencia.
- 4.- Plantas geotermales.
- 5.- Diodos termoiónicos.
- 6.- Generadores Termoeléctricos.
- 7.- Plantas de Fusión.

Técnicas directas de conversión trabajando a temperatura ambiente están sujetas a las limitaciones de eficiencias, diferentes de la eficiencia de Carnot notablemente:

- 1.- Generadores hidroeléctricos, los cuales pueden tener eficiencias por encima de 90% desde que ellos tienen únicamente pequeñas pérdidas por fricción.
- 2.- Turbinas de viento, las cuales alcanzan altas eficiencias a velocidades constantes de viento.
- 3.- Células fotovoltaicas.
- 4.- Baterías químicas.

Actualmente, casi toda la potencia eléctrica es generada por plantas hidroeléctricas, o por plantas de petróleo-vapor.

PROCESOS DE GENERACION DE POTENCIA.

Planta de Petr3leo-Vapor (Rankine)

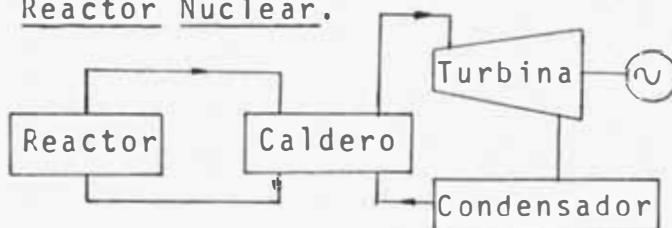


Ciclo Carnot
 Tmax. 550°C
 Combust.: carb3n,
 petr3leo, gas.

Eficiencia: hasta 40%
 Capacidad: 1,000 MW

Vida de trabajo, m3s de 40
 a3os.
 Disponibilidad: hasta 95%
 de T.Serv.
 Construcci3n : 3 a 5 a3os.

Reactor Nuclear.



Alternador el3ctri-
 co.

Ciclo Carnot.
 Tmax.: alrededor 300°C
 Combust.: Uranio, Plu-
 toneo

Eficiencia hasta : 32%
 Capacidad: 1,000 MW

Vida de trabajo: m3s de 25
 a3os.
 Disponibilidad: 50-70% de
 T. Servs.
 Construcci3n: 7 a 10 a3os.

Planta Hidroel3ctrica.

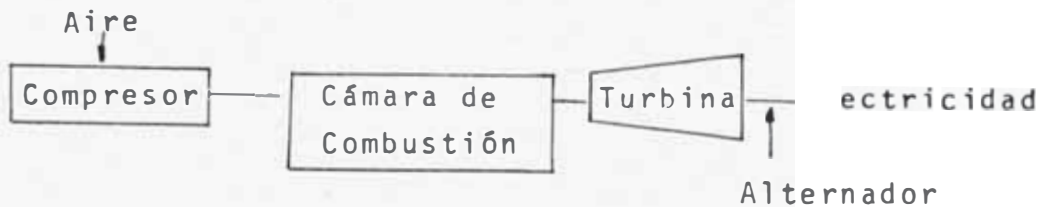
Turbinas de agua

Turbinas pueden ser construidas en dimensiones has-
 ta 600 MW

Vida de trabajo: 50-80 a3os.

Eficiencia : alrededor 90%

Planta a turbina a gas (Ciclo Brayton)



Eficiencia : entre 15-30%

Capacidad : hasta 100 MW

Ciclo Carnot

Tmax. alrededor de 600°C

Combust.:Petróleo.

Planta de Potencia en desarrollo.(Algunas ya en funcionamiento).

Reactores avanzados enfriados a gas:

Ciclo Carnot

Tmax. 850°C a la salida del reactor.

Combust.:Uranio o Plutonio.

Similar en principio a la planta nuclear arriba mencionada; pero usando Helio como fluido primario en vez de agua.

Reactor de metal líquido.

Ciclo Carnot

Tmax. Hasta 600 °C

Combustible: Uranio

Similar a los principios de la planta nuclear antes mencionada, pero usando sodio líquido en vez de agua.

Capacidad económica : 2,000 MW.

Plantas geotermales.

Ciclo Carnot.

T.Max. Hasta 300 °C

Combustible: Calor geotermal

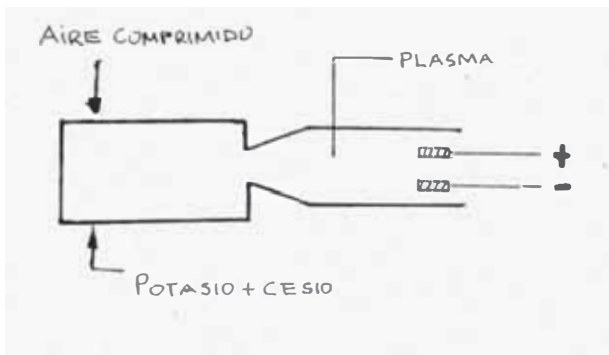
Usa vapor geotermal desde agujeros de más de 100 mt. de profundidad.

Eficiencia : 10-15%.

Capacidad típica 500 MW.

Los siguientes procesos están siendo experimentados, - puesto que aún no hay plantas en operación continua.

- GENERADOR MAGNETO HIDRODINAMICO (MHD)



Ciclo Carnot

Tmax. hasta 2000 °C

Combustible: Carbón, petr_oleo, gas.

Eficiencia: hasta 60%.

- PLANTA DE FUSION

Deutorium + Tritium ; H + 17.58 MeV

El gas reactante es conducido a través de un serpen

Ciclo Carnot

tín magnético. El calor re

Tmax. 50×10^6 °C

sultante mueve una turbina

Combust.: Litio + Deuterio.

4.2 SISTEMAS DE COLECCION

4.2.1 Evaluación de los Colectores.

El propósito de un colector térmico solar, es absorber la energía radiante del Sol y -- transferir como energía térmica a un fluido, - el cual a su vez conduce la energía a un almacenamiento o directamente hacia la carga. - De este modo en la evaluación de un colector térmico solar, la determinación de la eficiencia térmica del colector es el objetivo principal. Sin embargo, una evaluación debería - de incluir consideraciones de costo y durabilidad o una vida útil esperada.

De estos últimos aspectos, únicamente el costo ha recibido bastante consideración en la mayoría de los análisis, pasando por alto un aspecto importante como la durabilidad. Esto se debe a la falta de información pues la mayoría de los colectores han sido desarrollados últimamente.

Un método standard para evaluar el rendimiento un colector solar ha sido más o menos aceptado en la industria. El actual procedimiento de ensayo está normalizado por la American

Society of Heating, Refrigerating and Conditioning Engineers (ASHRAE). (1).

Hay tres objetivos principales en el diseño térmico de un colector solar de energía :

1. Absorber tanto como sea posible la energía solar disponible (alta eficiencia óptica) : $(\tau\alpha)_{eff}$ aproximadamente 1.
2. Retener tanto como sea posible esta energía recibida (bajo coeficiente de pérdidas térmicas) :
3. Transferir tanto como sea posible esta energía retenida a un fluido (alta efectividad o factor de calor removible : F_R con tendencia a 1.)

Usualmente, se comete un error al intentar optimizar el rendimiento de un colector considerando independientemente únicamente uno o dos de los tres objetivos mencionados líneas arriba. Cambios en el diseño en base a un objetivo (ej. decremento en el coeficiente de pérdidas térmicas) puede inadvertidamente afectar los otros objetivos (ej. decremento de la eficiencia óptica). Por otro lado es obvio que el incremento del costo tam -

(1) "Method of Testing Solar Collector based on Thermal Performance" ASHRAE Standard 93-77, New York, January, 1977.

bién juega un papel importante en la decisión para mejorar el rendimiento térmico. De aquí un buen diseño tendría como consecuencia un balance entre los tres objetivos de diseño, el costo y la durabilidad.

Hay dos técnicas o procedimientos usados para evaluar el rendimiento térmico de un colector. Ambas dan unos resultados o eficiencias las cuales son la relación entre la energía térmica colectada y la radiación disponible. La principal diferencia está en el período de tiempo sobre el cual se han tomado las mediciones. El rendimiento térmico medido sobre un período de tiempo en minutos a una temperatura específica del colector es denominada "eficiencia instantánea del colector" usualmente llamada simplemente "Eficiencia del Colector". El rendimiento térmico medido sobre un período determinado, por ejemplo para un día entero, para unas determinadas condiciones de operación y temperatura del colector es denominado "Eficiencia total del Colector"

4.2.2 Eficiencia Total del Colector.

Como el mismo nombre lo indica, la eficiencia total es la relación entre la energía térmica

ca total colectada en 1 día (puede ser también otro intervalo de tiempo) y la radiación disponible sobre la apertura del colector en el mismo día.

En un experimento bien hecho los resultados de este tipo de evaluación pueden ser muy útiles. Sin embargo, mucho de los factores que influyen en la eficiencia total son imposibles de controlar y/o difícil de monotorizar, por ejemplo, la naturaleza, e intensidad de radiación -- velocidad y dirección -- del viento, temperatura ambiente, pérdidas - térmicas en las tuberías y almacenamiento. El rendimiento total ensayado actualmente es una evaluación del rendimiento del sistema - en lugar del rendimiento del colector. Los resultados también están limitados a la geografia y clima de la región donde se realiza el ensayo, luego como un método universal para evaluar y comparar el rendimiento de un colector en una gran variedad de usos, la técnica de la eficiencia total no es satisfactoria. Sin embargo, para una comparación -- "lado por lado" es más real y útil esta técnica de ensayo desde que muchos de los efectos de operación del sistema, como el ángulo

de incidencia del sol y la interacción con el almacenamiento, son incluidos.

4.2.3 Eficiencia instantánea del Colector.

El método corrientemente aceptado para la evaluación de los colectores solares hasta el sistema completo está basado en su eficiencia instantánea dada por la siguiente ecuación --

(1).

$$\eta = F_R \left[(\tau \alpha) - \frac{U(T_{f,m} - T_a)}{C_g q_s} \right] \quad (3.1)$$

Donde:

F_R = Factor que depende de la naturaleza del diseño y fluido.

τ = Transmisividad.

α = Absortividad.

$T_{f,in}$ = Temperatura del fluido al ingreso -- del colector.

T_a = Temperatura ambiente.

C_g = Factor geométrico o radiación ideal de concentración.

$$C_g = A_c / A_e$$

A_e = Area del absorvedor, A_c = Area del colector.

U = Coeficiente global de transferencia de calor.

q_s = Radiación incidente en w/m^2 .

(1) .C. Vliet, R.B. Bannerot, H.R. Howell "Solar Normal Energy Systems" Ed. Mc Graw Hill, 1982, P.89

4.3 LOS COLECTORES CONCENTRADORES.

4.3.1 Comparación de la Eficiencia.

El rendimiento de los colectores concentradores podemos compararlo con el de un colector de placa plana. En la figura 3.1 vemos tres curvas, una correspondiente al de placa plana con $c_g = 1$ y las otras dos con $c_g = 3$ y $c_g = 15$, para comparar estas eficiencias se ha tomado la misma apertura y el mismo material para el absorbedor, el mismo coeficiente global de transferencia de calor.

Las pendientes de las curvas son inversamente proporcionales a las relaciones de concentración.

Las curvas mostradas han sido escogidas arbitrariamente, pero muestran la tendencia general que se da con la caída de la eficiencia óptica $(\tau\alpha)_{op}$ y el moderado incremento de F_R para colectores concentradores. El decremento de la eficiencia óptica se debe principalmente a 2 efectos:

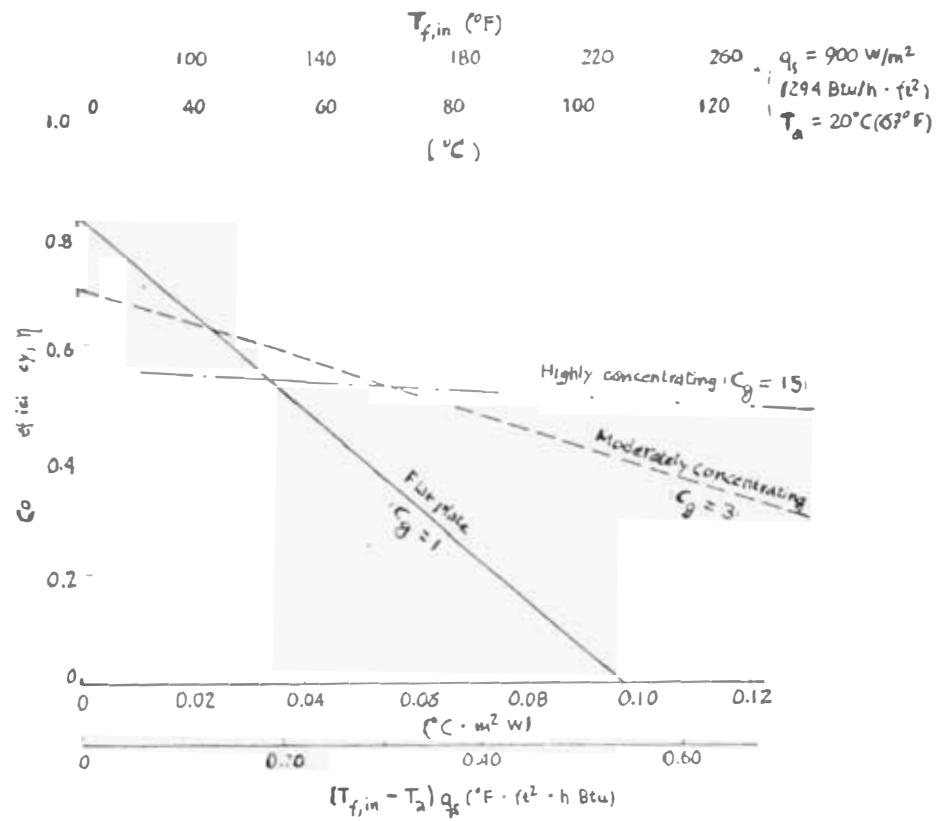


FIGURA 3.1 :Eficiencias relativas para colectores solares, planos y concentradores.

FUENTE : "Solar Thermal-Energy Systems"
 G.C. Vliet-R.P. Cannerot-J.R. Howell.
 Ed. Mac Graw Hill New York 1982.

4.3.1 Efecto del ángulo de aceptación

Únicamente la radiación directa o el haz de radiación puede ser usado por un colector - concentrador. Esto significa que su ángulo de aceptación es pequeño. Como la relación de concentración disminuye, el ángulo de aceptación crece, pero únicamente cuando la relación de concentración alcanza el valor de uno (una placa plana) hace que éste tome un valor de ángulo de 180° . Entonces si el rendimiento está basado en una radiación -- global incidiendo sobre la apertura, los colectores concentradores sufren pérdidas inmediatas; éstas pérdidas se manifiestan como una disminución en la eficiencia óptica.

Incidentalmente, si durante la operación ocurren desalienamientos a causa de errores de montaje o por cargas de viento, etc. El rendimiento de estos colectores concentradores pueden ser afectados significativamente.

4.3.2 Efectos Opticos Internos.

La concentración puede ser alcanzada única - mente a través de la reflexión o la relación del haz incidente. Este proceso resultará en una disminución de la cantidad de energía del

4.3.3 Colectores Concentradores.

Los colectores solares concentradores pueden ser fácilmente clasificados en dos. Una clasificación describe la geometría del absorbedor (lineal o puntual), mientras que la otra clasificación indica el significado de la -- concentración (reflexión o refracción). Dado un determinado colector generalmente éste caerá en ambas clasificaciones; de aquí que un colector concentrador podría, por ejemplo, ser identificado como colector "reflector lineal" o como "refractor puntual", sin embargo no todos los colectores necesariamente tienen que ser clasificados de este modo. Por ejemplo una concentración de dos etapas puede ser lograda a través de la combinación de reflexión y refracción.

4.3.3.1 Concentración Lineal por Reflexión.

La mayoría de los concentradores lineales por reflexión usan geometrías reflectoras parabólicas con absorbedores tubulares. También existen concentradores lineales utilizando reflectores de forma esférica o cónica. Los concentradores lineales por refle

xi6n pueden ser a su vez subdivididos en dos clases : movibles y no movibles.

a) Concentradores no Movibles : El concepto de cara plana de los espejos para aumentar el rendimiento de un colector solar de concentrador fue usado por primera vez en 1910. Configuraciones de geometría acanalada han sido estudiadas, tanto para colectores termicos como para celulas solares concentradoras. Los reflectores pueden ser largos y colocarlos al lado de un colector mas o menos de placa plana o tambien ellos pueden ser mas pequenos y formar parte integral del colector. En este ultimo caso, tubos afinados pueden ser usados, como absorbadores y la cobertura del colector puede tambien proteger los reflectores.

Las canaletas son alineadas de este modo que el Sol se "mueva" aproximadamente a lo largo de la canaleta durante el dia. Es

tos colectores de canaleta son dispositivos enfocadores, sin embargo ellos permiten lograr la concentración; de este modo pueden tener un ángulo de aceptación bastante amplio esto es, que pueden concentrar radiación sobre un amplio ángulo de incidencia; esta característica hace que estos colectores de canaleta sólo puedan ser usados de modo no movible.

La canaleta de diseño más simple es un trapezoide mostrado en la Figura 3.2a. Está conformado por reflectores planos que hacen de paredes y el absorbedor es la base. Óptimos diseños utilizan una apertura total del ángulo de aproximadamente 30° -- con variadas relaciones profundidad-base, dependiendo de la relación de concentración deseada. El límite práctico para la relación de concentración de una hendidura trapezoidal es aproximadamente 2. Relaciones de concentración más altas pueden ser logradas usando planos múltiples pa

ra reemplazar las paredes rectas. - Por ejemplo relaciones de concentración igual a 3 y mayores se pueden conseguir con 2 faces, tal como se muestra en la Fig. 3.2 b.

Relaciones de concentración prácticas mayores de 6 pueden ser logradas en colectores no movibles de tipo canalón si se usan paredes curvadas. Geometrías cilíndricas y parabólicas han sido investigadas siendo de particular interés la geometría de Winston o "compound parabolic concentrator" (CPC), este diseño se -- muestra en la figura 3.2 c, donde se aprecia dos curvas parabólicas simétricas mitad a mitad formando las paredes de reflexión, éstas conducen hacia el absorbedor todos los rayos incidentes dentro de un ángulo dado (ángulo de aceptación) alcanzando al mismo tiempo la máxima concentración posible para este ángulo. Por ejemplo una relación de concentración de 4.2 es posible con un ángulo de aceptación total de 27.5° , usando hojas de aluminio anodizado como reflecto-

res y colectores tubulares como se ilustran en la Fig. 3.2 c.

b) Concentradores Movibles. Existen tres conceptos de movilidad usados para la concentración lineal. Estos son :

1. Movilidad total: el colector se mueve como una sola unidad.
2. Reflector fijo y receptor móvil.
3. Receptor fijo y reflector móvil.

Hay numerosos tipos de concentradores movibles, pero el más común el de superficie reflectiva parabólica o cilíndrica. El concepto de estos colectores es bien simple mientras que la óptica de estos sistemas es compleja. Las dificultades en diseñar un colector totalmente movable va más allá de la óptica misma, pues debe tomarse -- ciertas consideraciones como la resistencia estructural, cargas de viento, fuerza motriz y las tolerancias constructivas. El bloqueo de la radiación por colectores adyacentes puede ser -- significativo en una disposición donde el espacio es limitado y se está --

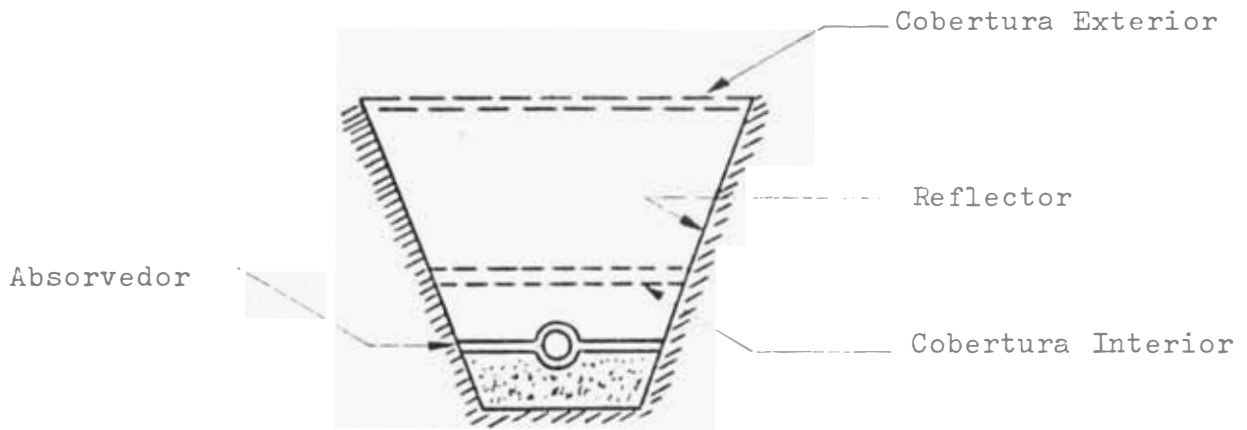


Fig. 3.2 a - Diseño Trapezoidal

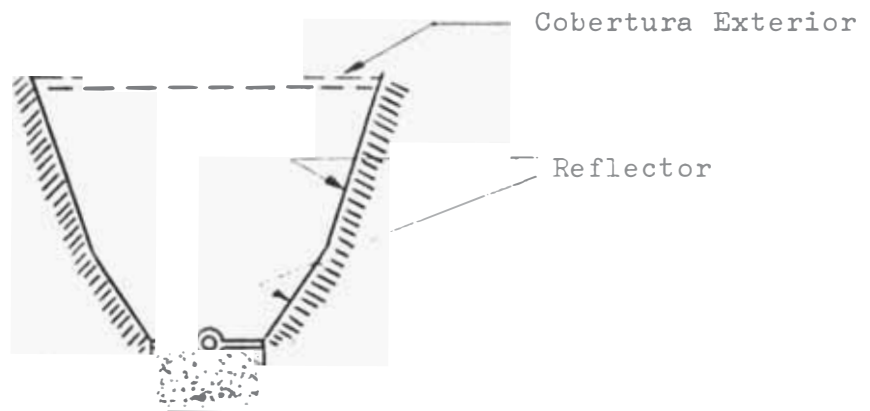


Fig. 3.2 b - Diseño de dos facetas

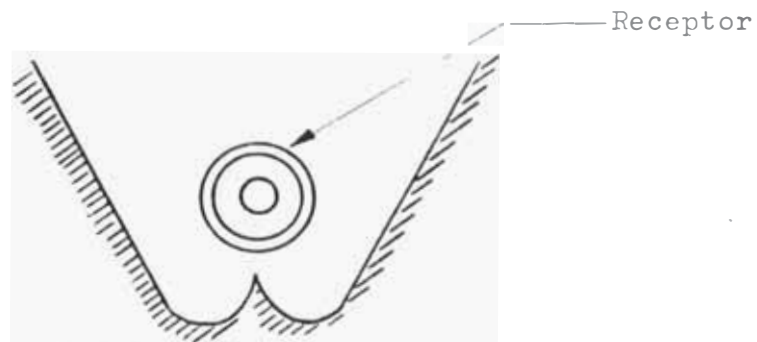


Fig. 3.2 c - Uno de los diseños CPC

usando la orientación Este-Oeste. Dos tipos de colectores a gran escala de receptor móvil y espejos finos han sido construidos. Uno es diseño acanalado en el cual espejos Fresnel o en facetas reemplazan el reflector parabólico. El otro usa un espejo cóncavo fijo para lograr una concentración puntual.

En el diseño de canalón, espejos planos son necesarios sobre una estructura cilíndrica fija. Los espejos son colocados hacia la mitad del canalón con un ángulo igual a un cuarto de su posición angular alrededor de la circunferencia. El tubo receptor es montado sobre un soborte pivoteado alrededor del eje del arreglo cilíndrico de espejos. La posición del receptor cambia así como el ángulo del sol varía tal como se ilustra en las figuras 3.3.a y 3.3.b.

En el concentrador con reflector fijo de tipo esférico el receptor es un tubo que pivotea alrededor de un

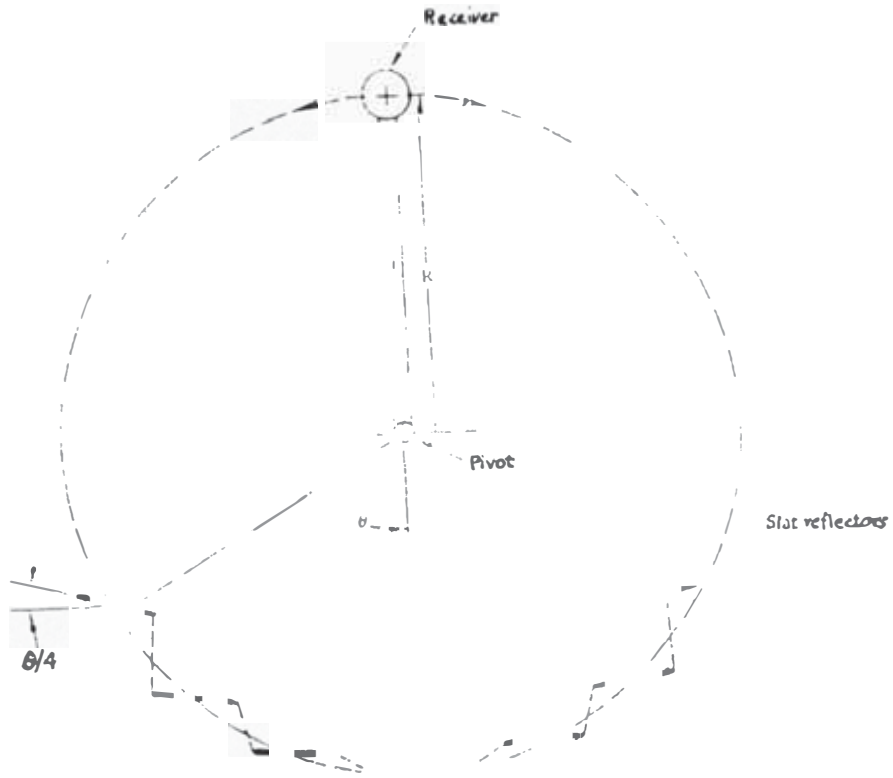


FIGURA 3.3 a.-

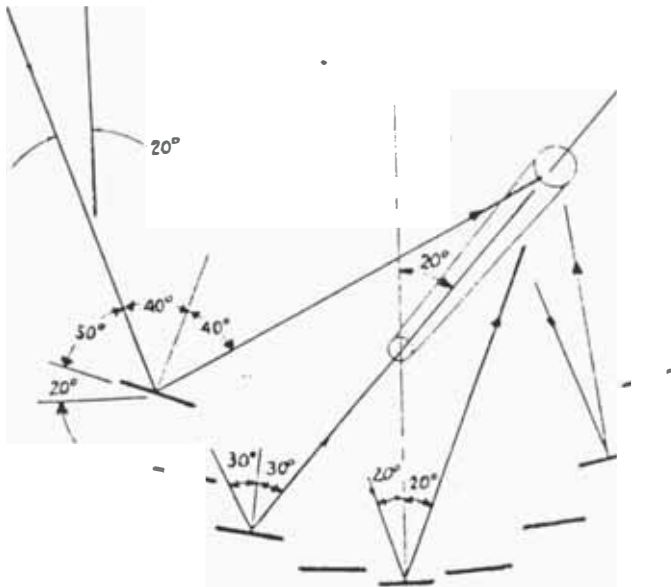


FIGURA 3.3.b. INCIDENCIA A 20°

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems" -G.C Vliet R.B.
Bannerot. J.R. Howell-Mc Graw Hill 1982.

punto fijo situado en el centro de la curvatura. Cuando el absorbedor está alineado con el haz de radiación, el espejo esférico refleja to dos los rayos solares sobre el tubo absorbedor cuya longitud es aproximadamente igual a la mitad del radio del espejo esférico.

Por lo menos tres prototipos de este sistema han sido construidos, dos en los Estados Unidos y uno en Francia.

Un concentrador con espejo esférico de 20 m. de diámetro fue compuesto de pequeños espejos planos en Texas (Crosbyton) en 1979 con un tubo absorbedor de 14 cm. de diámetro, en base a esta experiencia se montó posteriormente en la misma localidad de Crosbyton, una Planta Eléctrica de 5 MW utilizando 10 "platos" esféricos de 61 m. de diámetro.

4.3.3.2 Concentración Lineal por Refracción.

Comparado con la concentración por reflexión hay relativamente pocos di

seños prácticos que concentran energía solar por refracción. Para lograr la concentración en este caso se necesitan generalmente lentes convexos y éstos rara vez son usados debido a su alto costo y elevado peso.

Las características de la imagen en los lentes dependen fundamentalmente de la curvatura de superficie, de aquí que el mismo rendimiento óptico puede ser logrado si se mueve el centro del lente, la superficie es dividida en pequeños segmentos los cuales mantienen su inclinación original y estos segmentos son colocados hacia la línea central del lente. Un lente de estas características es denominado como lente FRESNEL tal como se ilustra en la figura 3.4

Estos lentes son usados comúnmente en algunas aplicaciones no críticas y en la mayoría de casos donde la concentración de energía solar se hace por refracción. Los lentes fresnel para aplicaciones solares son general

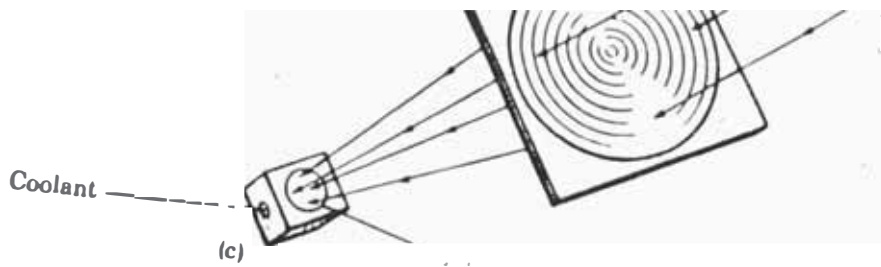
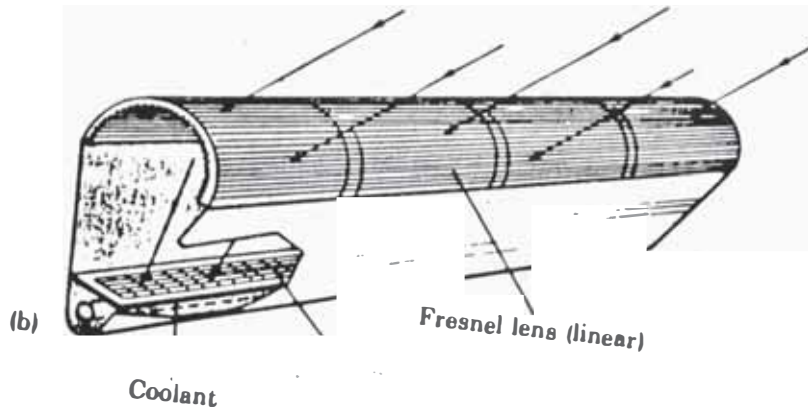


FIGURA 3.4

FUENTE "Photovoltaics Sunlight to Electricity in one Step". P.D. Maycock.-E.N. Stirewalt- Ed. Brick House Publishing. C. 1981.

mente fabricados de plástico mediante el proceso de extrusión obteniéndose lentes de peso liviano.

4.4 TECNICAS PARA LA CONVERSION DE LA RADIACION SOLAR EN ENERGIA ELECTRICA.

Existen dos técnicas básicas para convertir la radiación solar en potencia eléctrica útil, estas técnicas son:

- 1.- Conversión directa por transferencia de energía radiactiva sobre los electrones de un sólido.
- 2.- Conversión de la radiación en calor y luego en electricidad mediante un proceso termodinámico, el cual bajo condiciones ideales es un proceso CARNOT.

Es importante mencionar que los sistemas de conversión directa operan a temperatura ambiente y de aquí que pueden ser utilizados también en climas fríos, mientras que la conversión indirecta opera a temperaturas por encima de la temperatura ambiente y por eso que se recomienda su aplicación sólo a lugares de clima templado y cálido; además una fuente de calor por lo general requiere de una fuente fría que en la práctica significa aire o agua de enfriamiento.

Un resumen, de los procesos de conversión de energía solar en energía eléctrica se muestra en la siguiente tabla :

CONVERSION DIRECTA	CONVERSION INDIRECTA	
	DE RADIACIÓN A CALOR	DE CALOR A ELECTRICIDAD
1. Efecto fotoeléctrico interno en semiconductores Ej: Células Solares.	1. Colector de placa plana: "Efecto de <u>invernadero</u> "	1. Conversión mecánica. 1.1 Ciclo de Rankine Turbina a vapor 1.2 Ciclo Brayton. Turbina a gas.
2. Fotoemisión de electrones desde superficies metálicas. Ej.: Fototubo.	2. Mediana concentración Factor mayor que 100 Colector de <u>enfoque lineal</u> . 3. Alta concentración colector de enfoque puntual.	2. Conversión estática. 2.1 Efecto termoelectrónico. 2.2 Emisión térmica de electrones. 2.3 Conversiones magnetohidrodinámicas. (MHD).

La conversión indirecta de la radiación solar en potencia puede ser lograda combinando cualquiera de los colectores de radiación solar con cualquiera de los procesos termodinámicos. En el actual desarrollo tecnológico en el campo de la energía solar, se prefiere la conversión mecánica de calor por su eficiencia aceptable y su bajo costo en el futuro.

Los generadores termoeléctricos y las máquinas termoiónicas son menos atractivas, debido principalmente a su baja eficiencia y su elevado costo.

El sistema magnetohidrodinámico (MHD) implica relativamente altas temperaturas, por lo menos del orden de 1000 °C y no está suficientemente desarrollado.

La experiencia presente con generadores termoeléctricos está relacionada con los suministros autónomos de energía para estaciones de telecomunicaciones o plantas nucleares en las estaciones lunares.

La situación es similar para los convertidores termoiónicos, los cuales han sido sujetos de un sustancial esfuerzo en el pasado para aplicaciones en el espacio, usando combustible nuclear, tanto como para aplicaciones submarinas. Las temperaturas requeridas son del orden de 1700°C, este inconveniente con la temperatura y los tremendos problemas tecnológicos encontrados durante el desarrollo de los diodos termoiónicos descalifican a este proceso como un candidato para futura implementación. A la luz de las consideraciones antes mencionadas, se puede concluir que el trabajo actual y en el futuro sobre generación solar de electricidad dependerá sobre técnicas de procesos. Celdas solares y conversión mecánica a través de má-

quinas térmicas.

Gracias al éxito obtenido en las misiones espaciales el uso de las celdas solares se está difundiendo para obtener electricidad. Desde hace algunos años se ha investigado la posibilidad de generar electricidad a gran escala usando grandes paneles compuestos de celdas solares. Aunque en la actualidad el costo de generar un KWh con esta técnica es bastante mayor que el KWh generado térmicamente con un proceso no solar; se prevee que para el año 2,000 ya sea económico montar centrales eléctricas con paneles fotovoltaicos. En la figura 3.5 y 3.6 se puede apreciar cómo se genera este tipo de electricidad.

Con respecto a la generación de electricidad con conversión mecánica, se usan generalmente los colectores de concentración, los cuales se dividen básicamente en dos tipos:

1. Colector con receptor central, para la electricidad a gran escala, es recomendable el tipo de torre con helióstatos.
2. Colector de enfoque lineal, conformado por una canaleta parabólica o utilizando espejos orientados a lo largo del tubo absorbedor. En la figura 3.7 se puede diferenciar estos modos de captar la radiación solar.

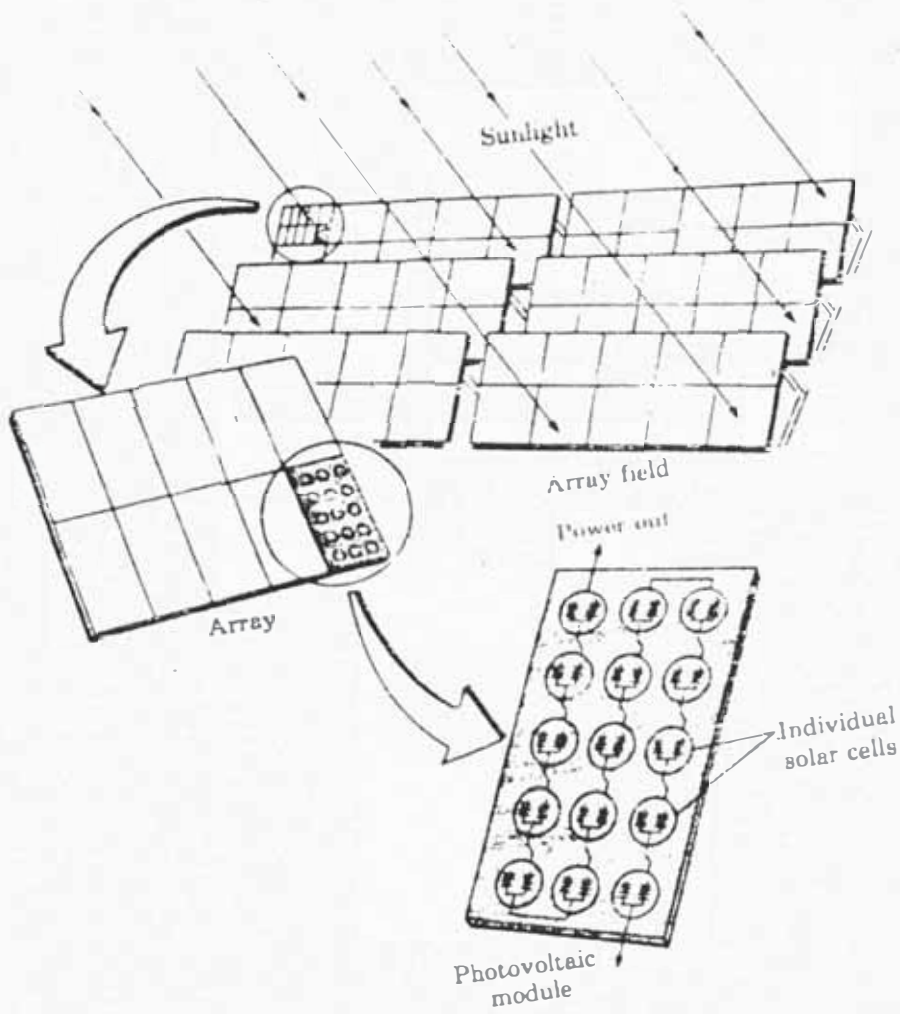


FIGURA 3.5

PANELES DE CELDAS SOLARES

FUENTE : Photovoltaics Sunlight to Electricity in one Step"-P.D. Maycock-F.W. Stirewalt Brick House Publishing Co. Massachusetts 1981.

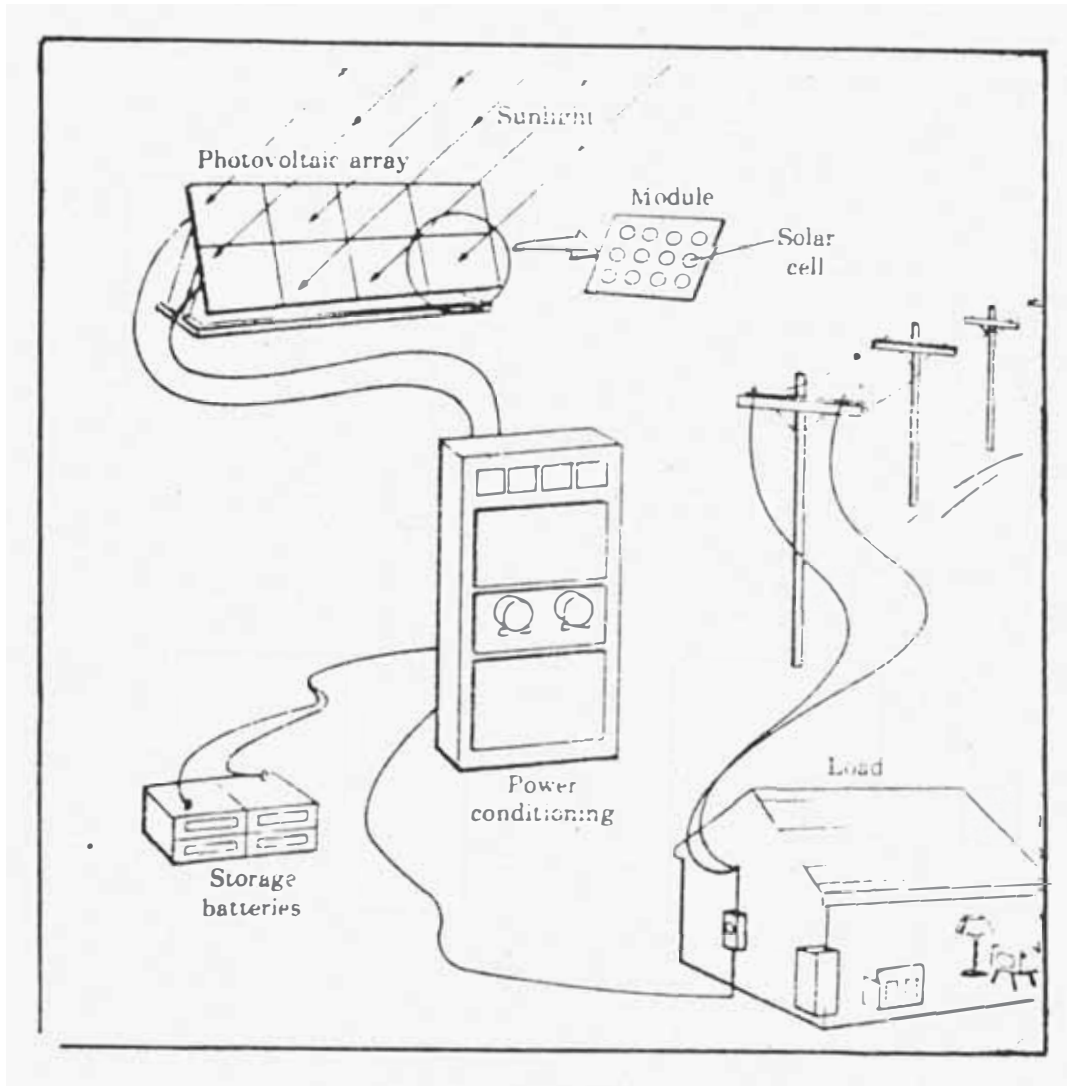
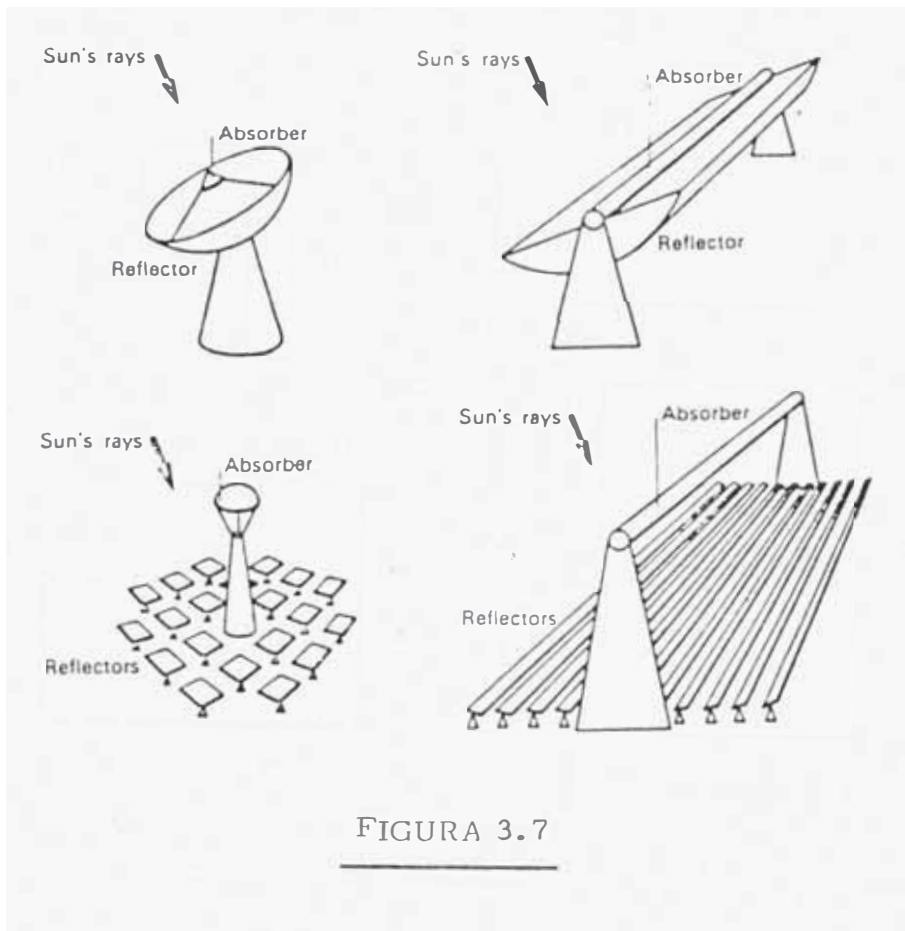


FIGURA 3.6

Sistema de generación y almacenamiento con celdas solares

FUENTE : "Photovoltaics Sunlight to Electricity in one Stop" P.D. Maycock E.H. Stirewalt Brick House Publishing Co. - Massachusetts 1981.



Sistemas de concentracion solar más recomendables

FUENTE : "Solar Electricity" W. Palz-Ed. Butterworths
UNESCO-PARIS 1978.

Para generar electricidad también existe otra técnica de concentración de radiación solar sobre tubos receptores usando la refracción producida por los lentes FRESNEL, que podrían reemplazar a los espejos reflectores, tal como se aprecia en la figura 3.4 En la actualidad estos lentes Fresnel tienen un costo -- muy alto, se espera que con el tiempo este costo disminuya.

4.5 ANALISIS DE ALTERNATIVAS, VENTAJAS. PROPOSICION DE UNA PLANTA.

Para un país como el nuestro, especialmente en la zona Norte, donde se carecen de centrales de Alta Potencia, es necesario hacer el análisis en el rango de -- producción de electricidad a gran escala.

En este rango existen tres alternativas para convertir la radiación solar en electricidad:

- . Planta fotovoltaica.
- . Planta de concentración lineal.
- . Planta heliostática (concentración puntual).

4.5.1 Planta Fotovoltaica.

Esta planta funciona a base de unidades fotovoltaicas que combinadas pueden dar lugar a plantas en el orden de megawatts. Una de sus gran

des ventajas es que convierten también la parte difusa de la radiación solar representando así el medio más atractivo para la producción de electricidad solar en lugares con clima predominantemente nublado.

La mayor desventaja que actualmente tienen estos generadores fotovoltaicos es el alto costo de las celdas solares; aún así su aplicación será forzosa en 20 años o más. Actualmente la instalación de una planta fotovoltaica está alrededor de \$U.S. 1,500 por KW. (1)

Por otro lado, estas plantas tienen otra ventaja importante, no necesitan de enfriamiento lo cual permite instalarlas lejos de ríos o pozos, especialmente en lugares áridos. La electricidad producida por conversión fotovoltaica se puede decir que es de alta calidad, puesto que puede ser usada con precisión en computadoras, estaciones de televisión, etc. La electricidad que inicialmente se genera es de corriente directa, por lo que se debe cambiar generalmente a corriente alterna. En la figura-3.8 se puede ver una futura Central para una pequeña población rural.

(1) P.D. Maycock, "Photovoltaics, Sunlight to Electricity in one step", Brick House Publishing Co.Inc. Massachusetts 1981, Pág. 99.



F GURA 3.8

Asenta ien o humano rural abasteci o con electricidad so ar fotovoltaico

FUENTE : "Solar Electricity' . Palz-Ed. Rutterworths
UNESCO-PARIS 1978

4.5.2 Planta de Concentración Lineal.

Esta planta es de conversión termodinámica, empleando un sistema de colección con enfoque lineal, un sistema de almacenamiento y la máquina convertidora con ciclo Rankine y Brayton que mueve a un generador eléctrico. Una disposición de este tipo de planta se muestra en la figura 3.9. La limitación que tiene este tipo de planta es la eficiencia del colector, pues depende de la temperatura que se pueda alcanzar en el absorbedor; en consecuencia, el sistema de tuberías que constituyen el absorbedor son muy sensibles a las sombras las cuales son inevitables en las primeras horas de la mañana y al atardecer; las pérdidas por estos efectos son 35% como promedio anual.

La eficiencia óptica es otro parámetro de mucha importancia; en la Tabla 3.10, se puede apreciar el orden de influencia de las pérdidas ópticas y el absorbedor.

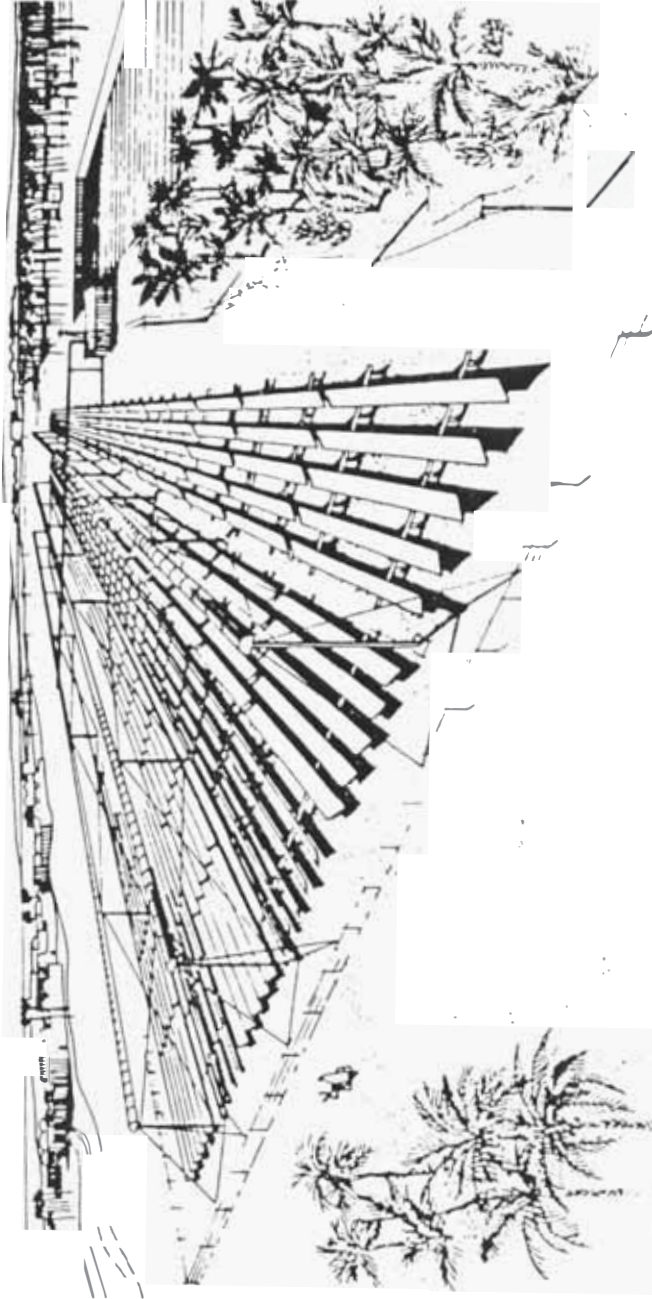


FIGURA 3.9

Sistema de generación eléctrica a base de concentradores lineales

FUENTE : "Solar Electricity" W. Palz. Ed Butterworths
UNESCO - PARIS 1978.

TABLA 3.10

PERDIDAS OPTICAS

SUPERFICIE DE ESPEJOS	RECEPTOR
Plata:7%	Absorbedor sin protección:5%
Plata con capa protectora plástica:12%.	Absorbedor con vidrio:20%
Plata protegida con vidrio:20%.	

FUENTE : "Solar Electricity" W.Palz - Ed. Butterworths.
UNESCO 1978.

El control del flujo en el tubo absorbedor depende mucho del diseño de ingeniería, de la tecnología disponible, de la altitud, del clima y de la temperatura.

Otra desventaja a tomar en cuenta es la longitud del tubo absorbedor y su aislamiento, pues se alcanzan temperaturas de hasta 530°C, esto ocasiona un montaje en paralelo con las consiguientes proyecciones mutuas de sombras mencio

nadas anteriormente.

La ventaja que proporciona esta planta es que se pueden obtener potencias de hasta 25MW con dimensiones geométricas y área de ocupación - bastante moderadas.

Los costos estimados son aún poco aproximados, la superficie de reflexión, los mecanismos de enfoque, así como la longitud de las tuberías- (absorbedor) que es del orden de los kilómetros son los componentes esenciales de este sistema, cuyo costo estimado está por encima de los --- US.\$ 200 por metro cuadrado.

Para potencias mayores de 25 MW, su implementación no es conveniente, por la longitud excesiva de tubería que introduce serios problemas para el control del flujo, además que el área total de la planta crece enormemente con el consiguiente empleo de mayores mecanismos para el enfoque lineal de los espejos.

4.5.3 Planta Heliostática.

Esta planta es también conocida como planta de torre; su sistema de colección es del tipo de Absorbedor fijo con espejos (helióstatos) orientables, que **reflejan** la radiación hacia un mis--

mo punto. El factor de concentración está en función directa del número de espejos, - usa la transformación térmica y tiene la -- gran ventaja de ser aplicada a un rango bastante amplio de potencia (1 a 100 MW) por encima de este rango la eficiencia cae y el - costo de construcción por KW se eleva notablemente; otra ventaja importante es que -- puede trabajar en forma mixta con una planta tradicional térmica, y así ser fácilmente integrada a cualquier sistema interconectado.

Entre las desventajas más notables podemos citar las siguientes:

Que requiere ser construído siempre cerca - de un río o un pozo para facilitar la provisión de agua de enfriamiento adecuado.

La planta no debe estar situada muy cerca de las playas marinas porque una atmósfera salina podría ser dañina a las estructuras metálicas y a las numerosas uniones y mecanismos articulares.

El problema de almacenamiento resultante de - las deficiencias de días soleados no es básicamente diferente a los problemas de almacenamiento.

miento de las plantas convencionales.

Si se asume que la planta solar estará interconectada a una red de plantas, como normalmente debe ocurrir, las plantas convencionales de la red serán capaces de satisfacer la demanda cuando el Sol deje de "brillar". Si la planta solar es operada como un generador independiente, es relativamente simple y poco caro proveer de un alimentador de calor a partir de combustible convencional para conducirlo al caldero de la planta de electricidad solar.

Finalmente, la limitación más importante a ser considerada en relación a las plantas termodinámicas solares es el requerimiento de iluminación directa del sol sobre la mayor parte del año para alcanzar un nivel satisfactorio del costo efectivo. Aunque es un poco excesivo decir que una planta solar sería completamente inapropiada en un clima nublado similar al norte europeo o Canadá; sin embargo, es cierto que comparado con un clima soleado, el costo por kWh de electricidad producido por un clima nublado se incrementará proporcionalmente al decremento de la energía solar en forma de radiación directa. De

aquí, en la práctica no se recomienda instalar semejante planta solar fuera de climas soleados. Además, es fácil demostrar que lugares a gran altitud son preferibles, debido al hecho de que la turbidez del aire es menor en las montañas.

El costo estimado actualmente para una planta de 100 MW eléctricos está en el orden de -- \$U.S. 930 por KW.

4.5.4 Proposición de planta

De acuerdo a los tres tipos de plantas descritas anteriormente, para la transformación de la radiación solar en electricidad y teniendo en cuenta el propósito de ubicar uno de estos tipos en la región Norte del Perú, concretamente Piura. El tipo de planta que más se adaptaría por las condiciones atmosféricas y los niveles de radiación, así como por la distribución de la misma, como se detalla en el Capítulo I, es la Planta Heliostática. En este sentido, en el siguiente capítulo habrá de ser desarrollada la metodología para el cálculo, diseño y selección de una planta solar con receptor de torre. Se entiende que esta Planta es para la generación a gran es-

cala y obviamente necesitará de áreas grandes; sin embargo, en el mismo departamento de Piura, como se ha analizado en el Capítulo 1. hay zonas altas como Ayabaca, que tienen importantes niveles de radiación en invierno y verano y se adaptan para la instalación de minicentrales fotovoltaicas. En este último caso será conveniente que estas minicentrales estén dentro de los centros poblados rurales, tal como se ilustra en la figura 3.8

CAPITULO 5

METODOLOGIA PARA EL CALCULO Y DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR CON RECEPCION DE TORRE PARA GENERAR POTENCIA ELECTRICA.

5.1 GENERALIDADES.

Así como los combustibles fósiles y la energía nuclear, el calor solar puede ser transformado en electricidad mediante un proceso termodinámico, el cual es de capital importancia en la práctica actual. Existen muchos caminos para lograr esto, haciendo uso de las máquinas de pistón, el ciclo Rankine, ciclo Brayton. La gran ventaja de estos procesos es que las máquinas de conversión ya son producidas a gran escala industrial a nivel mundial. El problema que queda es el de solucionar la conversión de la radiación solar en calor a una temperatura conveniente y el transporte de este calor a la máquina de conversión.

Este campo está en su infancia y sólo un pequeño porcentaje de los proyectos a nivel mundial han sido efectuados. Por ejemplo unidades experimentales de alrededor de 10 MW están operando desde 1980 y desde 1982. E.E.U.U. está experimentando una planta térmica solar de 100 MW eléctricos con una colección de aproximadamente 250 MW de entrada y en 1990 la estará produciendo a nivel comercial.

Como en todo proceso de conversión la eficiencia que se puede lograr es la que corresponde a un ciclo CARNOT:

$$\eta = \frac{T \text{ caliente} - T \text{ fría}}{T \text{ caliente}}$$

Puede verse a partir de esta fórmula que la eficiencia se incrementa si la temperatura "caliente" se incrementa y por otro lado aumentan las pérdidas por radiación. Para precisar mejor, la eficiencia en un ciclo Carnot está gobernado por la diferencia de temperatura entre la fuente caliente y la fuente fría, pero en la práctica la temperatura de la fuente fría no puede ser cambiada y depende del medio enfriador, usualmente agua. De aquí que las plantas eléctricas solares con conversión termodinámica necesitan de un abastecimiento de agua y posiblemente éste sea un factor limitante para la instalación de plantas en zonas áridas

Otro aspecto que se debe mencionar es lo referente al sistema de colección de energía solar, el cual permita obtener la temperatura más alta posible, pero también tecnológicamente razonable. Unicamente en este caso, será posible lograr la máxima eficiencia total del sistema y minimizar el área de colección.

Todos los sistemas que emplean colectores solares concentradores sufren necesariamente de dos inconvenientes:

PRIMERO : El componente difuso de la radiación solar no se aprovecha; en climas templados la radiación difusa que es un 40% o más de la radiación total; de aquí que en áreas donde predominan los climas nublados, los sistemas concentradores son imprácticos. Inclusive en zonas áridas, la radiación difusa que se pierde representa un 20% de la energía total recibida.

SEGUNDO : La concentración ocasiona mayor complicación del sistema. Los reflectores deben ser mantenidos limpios para conservar su calidad óptica y reflexividad, por otro lado, se necesita de una continua orientación para seguir el movimiento del Sol, debe proveer de un mecanismo asociado a sensores y sistemas de control que dirija las superficies reflectoras. Estos mecanismos necesitan un desarrollo cuidadoso de modo que aseguren una confiabilidad satisfactoria. U

timamente han aparecido problemas con el montaje de los helióstatos debido a las fuerzas de viento que en algunas zonas pueden ser notables en este sentido también se preveerá que estos reflectores sean montados sobre estructuras sólidas.

5.2 REQUERIMIENTOS PARA EL DISEÑO DE LA PLANTA HELIOSTATICA.

5.2.1 Requerimientos Térmicos.

El requerimiento más importante para implementar una planta heliostática es el térmico; en consecuencia el lugar donde se instale deberá estar ubicado en una región donde la radiación solar tenga niveles aceptables, es decir por encima de $700^{\text{W}}/\text{m}^2$ como promedio diario anual, además esta radiación estará en función directa de las horas de Sol, de la humedad relativa y de las temperaturas máximas y mínimas de la región donde se implemente la planta.

En el Anexo I, se muestran los mapas con las distribuciones de la humedad relativa, temperatura máxima y temperatura promedio en el departamento de Piura; del mismo modo en el Capítulo I, se ha visto la variación de la radiación en Piura en cuyas zonas bajas se ve que es más uniforme y con mayor número de horas de sol.

El nivel de radiación gobierna directamente el tamaño o área total de la planta y, en la medida que este nivel sea mayor el tamaño de la planta, altura de la torre de recepción y número de helióstatos será menor.

En otras zonas de Piura donde se dan considerables condiciones de nubosidad, como las partes montañosas en épocas fuera del verano, -- evidentemente no será recomendable la planta-heliostática, aunque el nivel de la radiación total promedio sea mayor.

Dentro de los requerimientos térmicos también se debe tomar en cuenta la temperatura máxima y mínima que se alcanzará en el sistema de recepción, que en este caso será prácticamente un caldero. Con este requerimiento se puede hacer la selección del sistema de aislantes y del equipo para el sistema térmico de conversión mecánica y, en consecuencia de los equipos para la transformación de energía mecánica a electricidad.

Puede afirmarse como resumen que, el principal requerimiento térmico es el recurso de radiación solar y número de horas de sol promedio diario anual para el diseño de una planta he-

liostática.

5.2.2 Requerimientos Mecánicos.

Estos dependen de que el requerimiento térmico haya sido satisfecho, puesto que sin conocer los rangos posibles de temperaturas máximas a obtenerse en el absorbedor, no es posible seleccionar ni dimensionar todos los elementos mecánicos de la planta heliostática.

El helióstato es el primer elemento cuya mecánica deberá estar minuciosamente analizada desde que la dimensión de un helióstato para altas potencias está por encima de los 3m. de diámetro. El soporte de cada helióstato ya plantea problemas de resistencia en zonas de altas velocidades de viento. Los mecanismos de seguimiento deberán ser suficientemente capaces de funcionar correctamente durante el tiempo de vida de la planta. En algunas es recomendable adaptar los helióstatos a cierto tipo de protección y forma, como se verá más adelante. En la medida que el número de helióstatos sea menor, los mecanismos serán en menor cantidad y por lo tanto, las tareas de mantenimiento serán menores también. Un análisis del movimiento del sol --

también es necesario para lograr precisión en los helióstatos.

En seguida vienen los requerimientos mecánicos convencionales, es decir un sistema de tuberías adecuadamente aislado de todo el conjunto de mecanismos de control de flujo de vapor y líquidos para altas y bajas temperaturas, las torres de enfriamiento, el sistema para almacenar energía, las turbinas, ~~compresores~~, recuperadores de calor, y todo el equipo eléctrico compuesto por el alternador y sus accesorios, y finalmente todas las estructuras metálicas.

5.2.3 Requerimientos Económicos.

La economía es el escollo más grande que tienen las plantas heliostáticas por las enormes cantidades de concreto y acero que requieren, así como el alto costo que en la actualidad representan los helióstatos. Por esta razón la eficiencia del sistema de transformación debe ser el mayor posible.

Unos helióstatos precisos implican mayor eficiencia, pero al mismo tiempo mayor costo; solamente los helióstatos representan más del -

50% del costo total por KW de la planta.

Por otro lado, un buen índice de radiación implicará directamente en un número menor de helióstatos, con lo cual se reducirá el costo de instalación de la planta.

Generalmente, el hecho de emprender proyectos importantes con el uso de tecnologías no convencionales, como la energía solar, requiere de la experimentación con prototipos que en este caso son del orden de hasta 10 MW y lógicamente esto significa fuertes inversiones de dinero, cuando la planta está proyectada para producción de electricidad a gran escala. Sin embargo, su aplicación puede ser también a pequeña escala tal como las plantas de 400 Kw. - que produce para la venta la Compañía ANSALDO SpA, ⁽¹⁾, que es una de las empresas más grandes de Italia en la línea de equipos eléctricos, la MITSUBISHI de Japón produce plantas heliostáticas en pequeña escala.

Como se ve la experiencia de otros países como Italia y Japón en este campo es a niveles-

(1) "The Science Report on Solar Energy in America"
W.D. Metz-A.L. Hammond. American Association for
the Advancement of Science -1980'

económicos más reducidos que pueden ser fácilmente adaptados a nuestra realidad, para iniciar la aplicación de la energía solar en la producción de electricidad.

5.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA.

La planta Heliostática está dividida básicamente en 3 subsistemas:

- . Subsistema de colección.
- . Subsistema de almacenamiento.
- . Subsistema de carga.

Estos tres subsistemas están enlazados por un sistema auxiliar de tuberías que van desde la torre de recepción hasta las turbinas, pasando por el sistema de almacenamiento.

5.3.1 Subsistema de Colección.

Comprende todo el conjunto de heliostatos distribuidos sobre el área o campo de colección, la torre central y el absorbedor ubicado sobre la torre.

. HELIOSTATOS.

Son espejos que se encargan de reflejar la radiación solar. Para las plantas con concen -

tración de torre tiene dimensiones grandes, - requiere de una buena estructura de soporte - sobre el que también va instalado el mecanismo para que pueda seguir el movimiento del sol a lo largo del día. La superficie del espejo debe tener un tratamiento especial que mantenga sus características ópticas o en su defecto tener un elemento protector o cubierta.

. TORRE

Es el elemento estructural en cuya parte superior está ubicado el absorbedor. La torre generalmente será de concreto o estructuras metálicas con una altura que estará en función del rango de la potencia requerida.

. RECEPTOR.

El receptor tiene forma esférica que corona la torre y consta de una 'cavidad negra' con una apertura circular. Adecuadamente aislada esta cavidad esférica aloja el conjunto de tuberías que en sí son los absorbedores de la radiación solar. Se puede decir que este receptor hace las veces de un caldero. Por las tuberías de este caldero circula el fluido, agua comúnmente, que a través del proceso termodinámico accionará la turbina.

. APERTURA DEL RECEPTOR.

Es parte del sistema de colección fundamental, pues por ésta ingresa la radiación reflejada por los helióstatos. El diámetro de esta apertura está en función del diámetro de los helióstatos.

5.3.2 Subsistema de Almacenamiento.

Consta de tanques que alojan al medio almacenador de energía; estos tanques tienen un adecuado aislamiento y los mecanismos de control para el flujo del fluido de trabajo que será conducido desde el absorvedor hasta aquí para tomar contacto térmico con el medio almacenador y después ingresar a la turbina. Como se ve el almacenamiento de energía es útil cuando la temperatura alcanzada en el absorvedor no es la adecuada por efecto de nubosidades o por disminución de la radiación por defectos de los helióstatos.

El tanque debe tener una alta resistencia a la corrosión, por lo que su costo es bastante alto. Las tuberías también serán aisladas o implementadas con juntas de expansión.

5.3.3 Subsistema de Carga.

El subsistema de carga está compuesto según el tipo de ciclo termodinámico de conversión. Estos pueden ser:

- | | |
|-------------------|----------------------------|
| a) Ciclo Rankine | b) <u>Ciclo Brayton</u> |
| - Turbina a vapor | - Turbina a gas. |
| - Condensador | - Compresor. |
| - Compresor | - Recuperador. |
| - Recuperador | - Intercambiador de calor. |
| - Alternador | - Alternador. |

Este subsistema es propiamente convencional, - pues su aplicación es bien conocida, estos componentes, actualmente se encuentran a disposición en el Mercado a costos relativamente moderados.

En la figura 4.1, se puede ver una vista general de planta heliostática.

5.4 CRITERIOS GENERALES PARA EL CALCULO Y DISEÑO DEL SUBSISTEMA DE COLECCION.

5.4.1 Movimiento Aparente del Sol

Los sistemas que dependen exclusivamente de la radiación solar directa, como en el caso de la

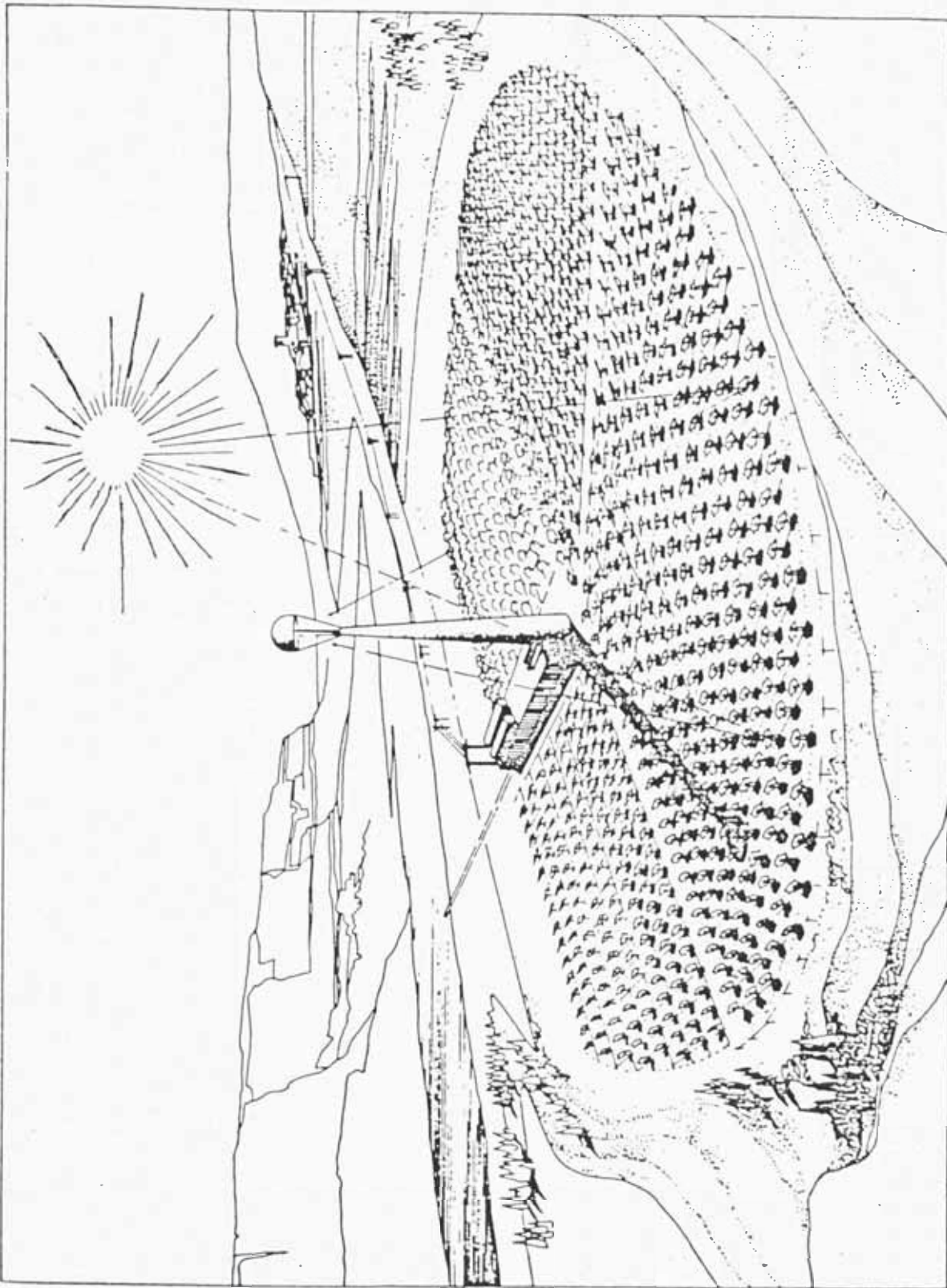


FIGURA 4.1 Vista general de una planta heliostática

FUENTE : 'Solar Electricity' - . Palz-U ESCO-
Paris. 1978

concentración central con torre de recepción, deben ser provistas de un mecanismo de orientación de modo que se siga el movimiento aparente del Sol hora por hora y día por día.

En la figura 4.2, se puede apreciar el movimiento aparente del sol, en base a esto, se describirá las características para cada situación específica con vistas de elevación del movimiento del Sol desde un punto de observación sobre la tierra.

En la figura 4.3, se muestra que en el equinoccio el Sol sale exactamente en el Este y se oculta en el Oeste en todas las latitudes del globo terráqueo, excepto en los polos. El Sol describe un arco de circunferencia esto es, una figura en dos dimensiones en cuyo centro está el punto de observación. El hecho que la órbita del Sol debe ser inclinada para todas las latitudes, excepto para el Ecuador; puede ser demostrado tomando el ejemplo de una posición a medio día en la latitud 23.5° N. en la figura 4.3 (punto B'). Allí la radiación forma un ángulo de 23.5 con la dirección de Cenit, dado por la línea AB'. Esto se representa para el movimiento aparente del Sol en la Figura 4.4.

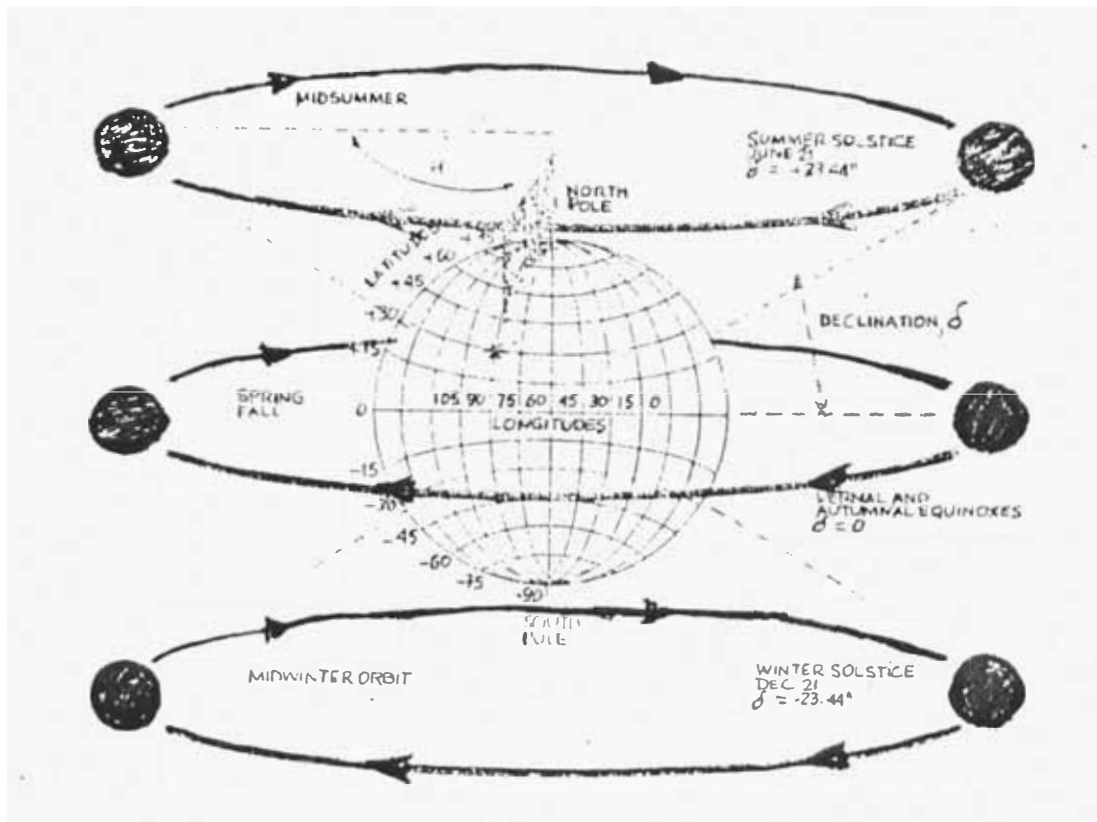


FIGURA 4.2

MOVIMIENTO APARENTE DEL SOL

FUENTE: "Solar Energy Handbook"
 Power Systems Group AMETEK
 Inc. 1981.

La figura 4.5 muestra la ruta del Sol en el So l e s t i c i o de verano en el Hemisferio Norte, donde para el Trópico de Cáncer (23.5°N) al medi o d í a, el Sol va a través del cenit. También se puede apreciar que ninguna latitud hace que el sol salga por el Este en el S o l e s t i c i o de v e r a n o. Por ejemplo, en el Ecuador sale a 23.5° hacia el noreste tal como se ilustra en la figura 4.6. Para todas las otras latitudes el Sol sale también más allá del Norte. Para todas las latitudes la figura producida vista por un observador en un día de rotación del Sol, es un sector de cono, esto es una figura tridimensional

Las mismas observaciones son ciertas para la rotación del sol cuando aparece en el invierno, tal como se puede ver en la figura 4.7. Para todas las latitudes el Sol sale más o menos hacia el sudeste. Para el Hemisferio Sur, el fenómeno es el mismo, pero opuesto: "invi e r n o" y "norte sur" deben ser cambiados en la figura anterior.

En la figura 4.9 se ilustra la variación estacional para una latitud dada. Cada día el sol describe un arco de circunsferencia el cual no

21 June (summer solstice)

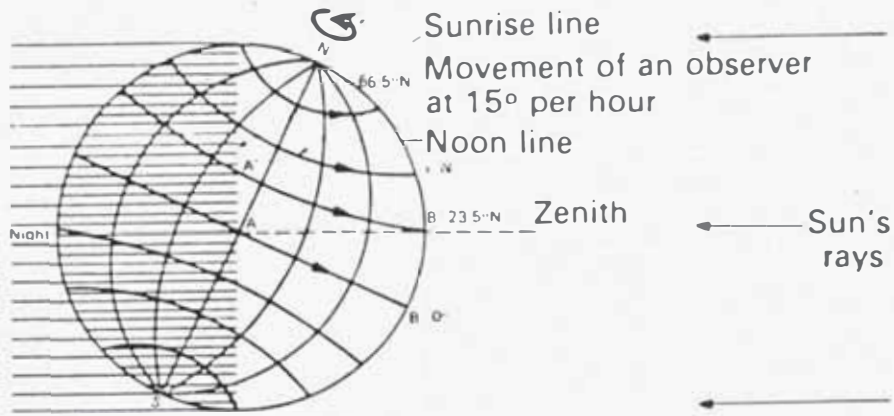


FIGURA 4.5

MOVIMIENTO DEL GLOBO EN EL SOLISTICIO DE VERANO

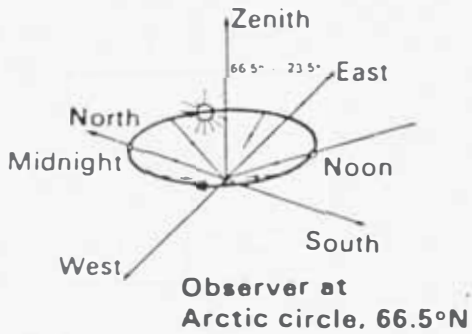
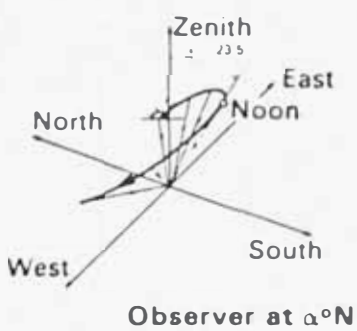
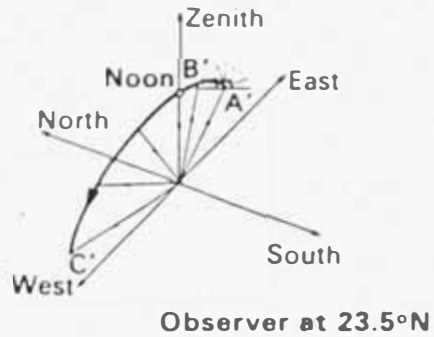
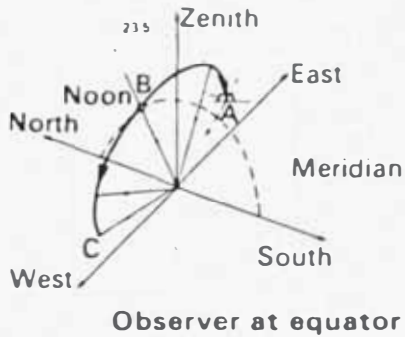


FIGURA 4.6

MOVIMIENTO APARENTE DEL SOL PARA VARIAS LATITUDES EN EL SOLISTICIO DE VERANO

FUENTE: "Solar Electricity" W. Falz- UNESCO, 1978.

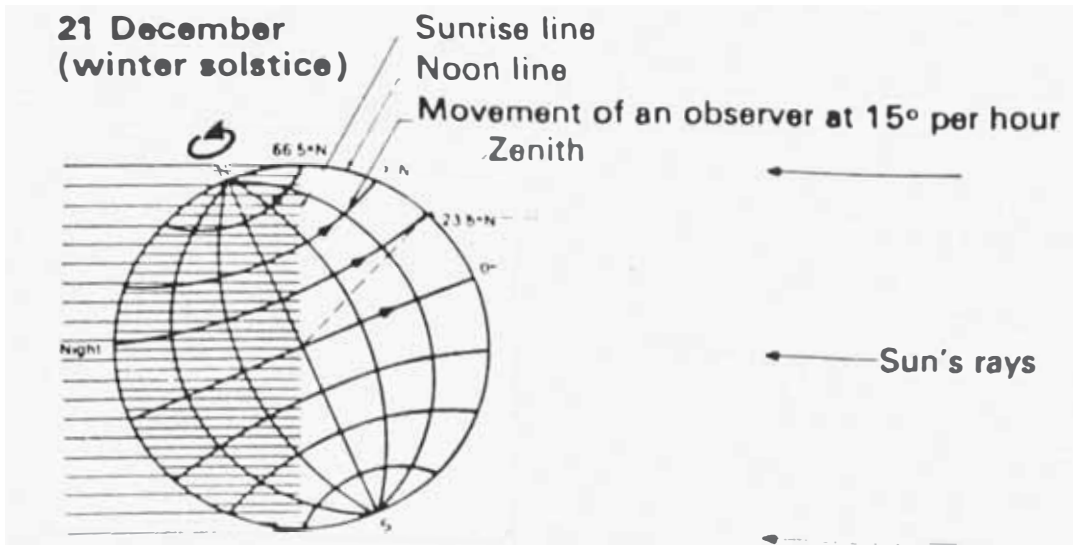


FIGURA 4.7 : MOVIMIENTO DEL GLOBO EN EL SOLISTICIO DE INVIERNO.

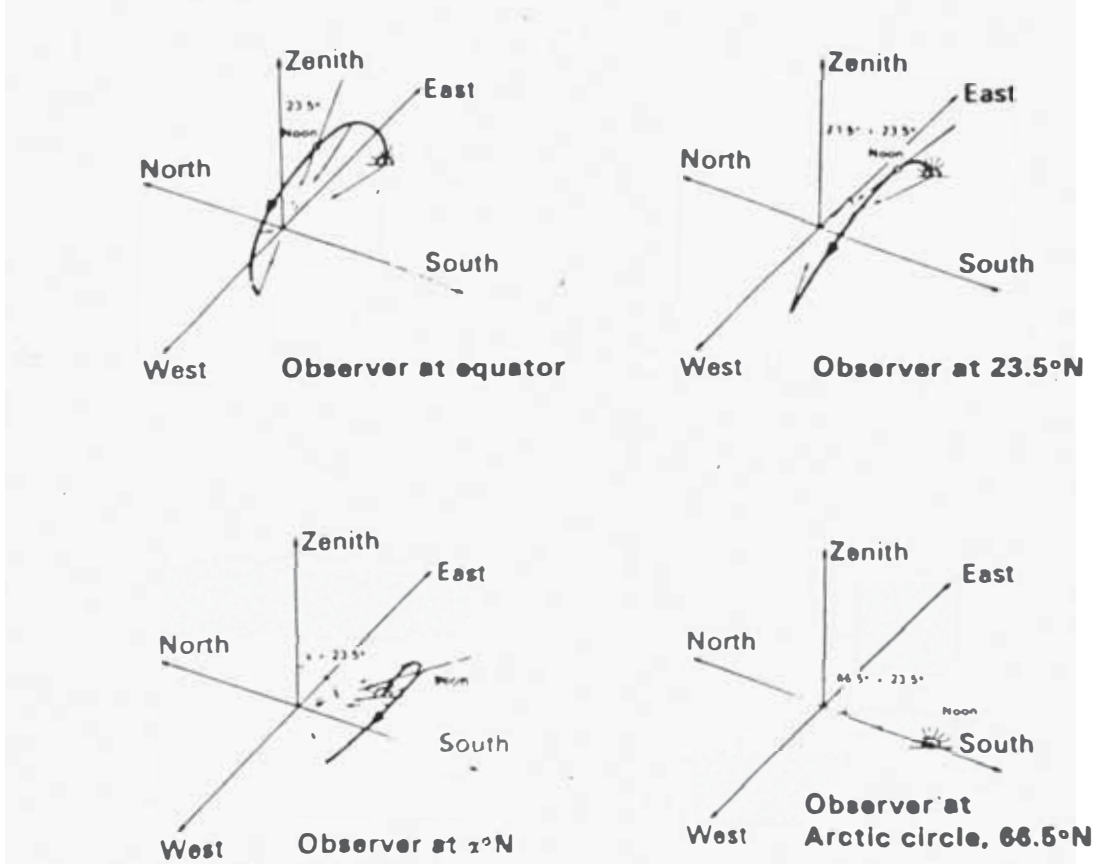


FIGURA 4.8 : MOVIMIENTO APARENTE DEL SOLISTICIO DE INVIERNO

FUENTE : "Solar Electricity" W. Palz UNESCO 1978.

está centrado sobre el observador, excepto en los equinoccios. Todos los círculos son paralelos entre sí; sus centros están sobre una línea en el plano del cenit norte-sur que cruza la ubicación del observador y está orientado hacia la estrella polar. La figura 4.10 -- ilustra el cambio que ocurre entre el verano e invierno.

5.4.2 Orientación y Control de los Heliostatos.

La orientación de los heliostatos se basa en la posición fija del absorbedor que rota a -- 15° por hora alrededor de un eje orientado hacia el Norte a un ángulo L con el horizonte paralelo al eje norte-sur, esto es el eje de rotación del globo terráqueo y además dirigido hacia la estrella Polar. La circunsferencia - descrita alrededor del eje cuando sigue al Sol es paralela al Ecuador, en Astronomía esta disposición se denomina Montaje Ecuatorial. Adicionalmente el absorbedor se inclina cada día con un ángulo de $90^\circ \pm 23.5^\circ$ respecto del eje - en el Solsticio de verano e invierno Esto se aprecia en la figura 4.11.

Si el absorbedor es reemplazo por un espejo - diseñado para reflejar la luz sobre un punto -

central, la figura 4.11, puede ser desarrollada para dar origen al diagrama mostrado en la Figura 4.12.

Debido a la ley de la reflexión, los ángulos entre la normal al espejo y los rayos, incidente y reflejado son iguales. Desde que el ángulo del haz hacia el receptor es invariable el espejo debe ser orientado en tal forma que la normal divida el ángulo entre el haz incidente y reflejado esto es, logrando conectar el espejo a un paralelogramo, como se ve en la figura 4.12. Dos lados del paralelogramo son fijados hacia el Sol y los otros dos son orientados hacia el absorbedor. Los lados fijados hacia el Sol deben rotar a velocidad constante alrededor de un eje que sea perpendicular a ellos en el Equinoccio, mientras que, uno de los otros lados es montado para permitir la rotación solamente alrededor de su propio eje. En este diseño el espejo es mantenido automáticamente en una posición tal, que la luz es reflejada en la misma dirección para cualquier ángulo de incidencia.

La orientación diaria se obtiene simplemente rotando el eje orientado hacia el Sol, a una velocidad constante de 15° por hora.

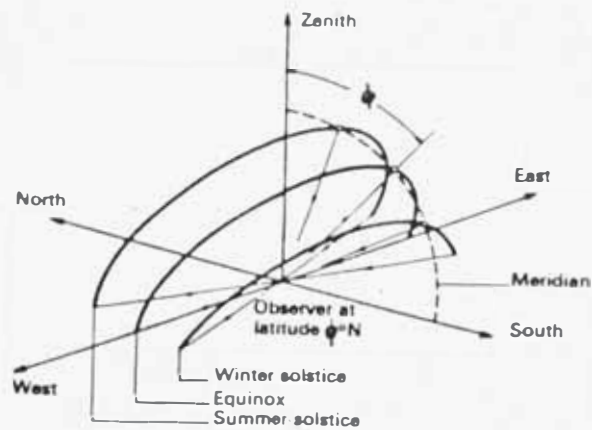


FIGURA 4.9 : MOVIMIENTO DIURNO APARENTE DEL SOL A UNA LATITUD $^\circ\text{N}$ NORTE EN EL VERANO, EN EL SOLISTICIO DE INVIERNO Y EN EL EQUINOCCIO.

The centres of the circles described by the sun lie on this line oriented to the Pole star

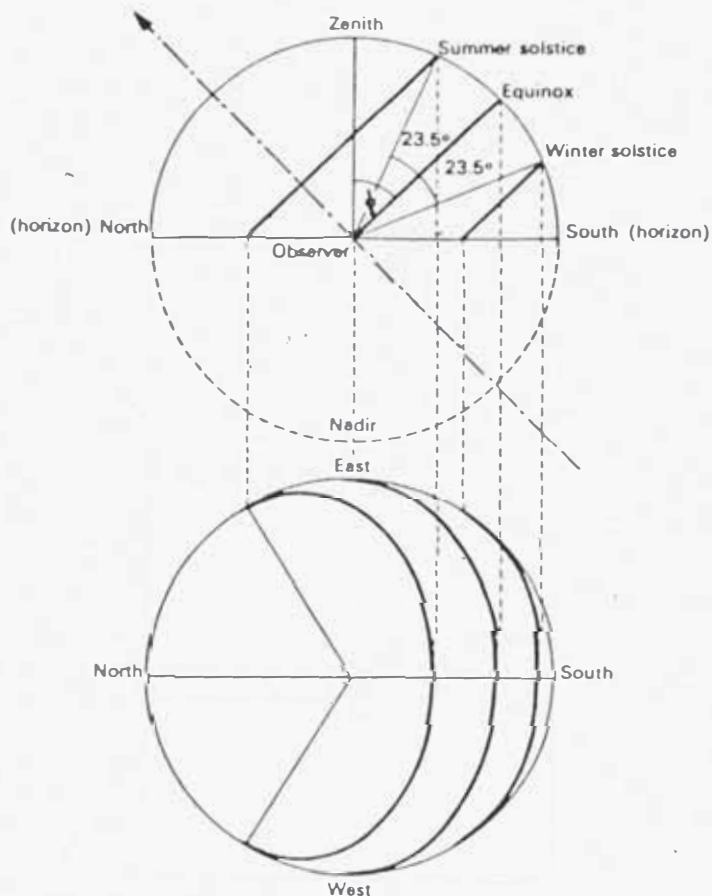


FIGURA 4.10 : INSTALACION ESQUEMATICA DEL CAMBIO OCURRIDO ENTRE EL VERANO E INVIERNO.

FUENTE : "Solar Electricity" W. Palz. UNESCO 1978.

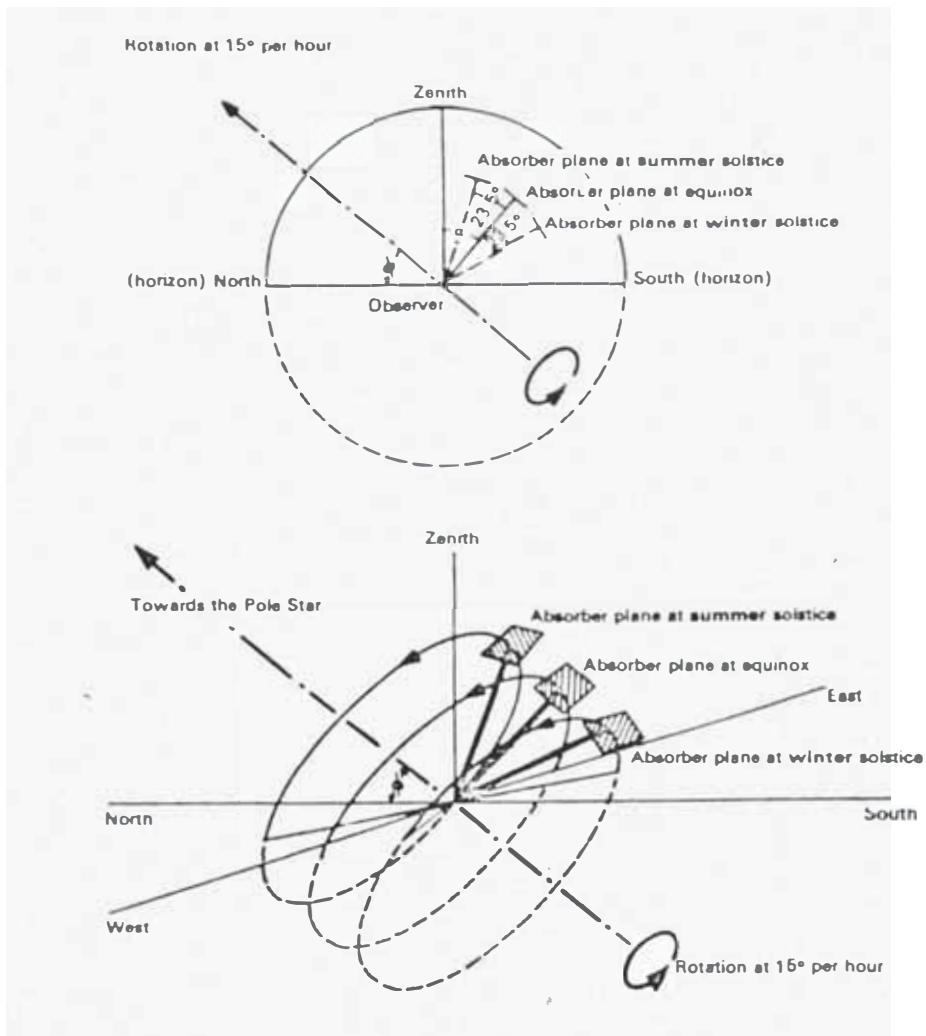


FIGURA: 4.11 INCLINACION DEL ABSORBEDOR (HELIOSTATOS) RESPECTO DEL EJE EN EL SOLSTICIO DE VERANO E INVIERNO.

FUENTE: SOLAR ELECTRICITY, W. Palz, Butterworths Co. UNESCO, Paris 1978.

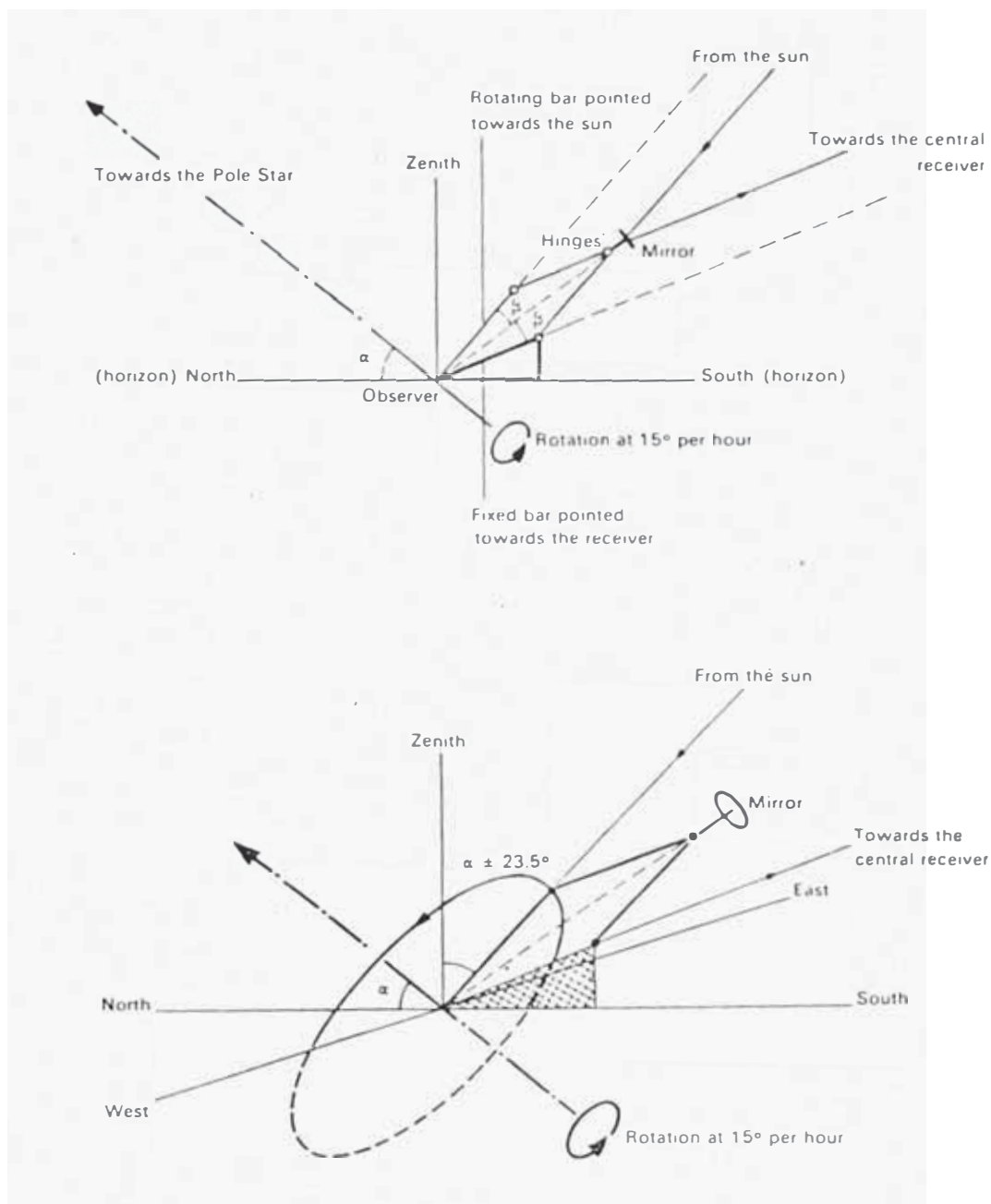


FIGURA 4.12

VISTA DE LADO, PERSPECTIVA DE LOS MOVIMIENTOS DE UN ESPEJO HELIOSTATICO PLANO. EL ESPEJO ESTA CONECTADO A UN PARALELOGRAMO CUYO LADO DIRIGIDO AL RECEPTOR ESTA FIJO Y EL LADO DIRIGIDO HACIA EL SOL GIRA ALREDEDOR DE UN EJE FIJO A 15° POR HORA.

FUENTE : "Solar Electricity " W. Palz
UNESCO 1978

Adicionalmente, la altitud de este eje debe ser reajustado cada día (máximo $\pm 23.5^\circ$). Los esquemas mostrados en la figura 4.13. proceden directamente de las consideraciones antes mencionadas.

Por medio de un mecanismo similar a un pantógrafo, el espejo es asociado con dos ejes, uno de los cuales apunta al receptor central, y el otro es dirigido por un motor para seguir el movimiento aparente del Sol.

En algunos casos prácticos, tal vez hayan inconvenientes para lograr la orientación heliostática por rotación alrededor de un eje que esté inclinado con respecto a la horizontal como en el montaje ecuatorial. En particular, este diseño es caro debido a la complejidad del mecanismo, aunque la regulación es simple, puesto que la velocidad de rotación es constante.

Existe una alternativa para simplificar este mecanismo y consiste en convertir el movimiento en rotación alrededor de dos ejes con diferentes orientaciones, por ejemplo, rotación alrededor de un eje horizontal y un eje vertical.

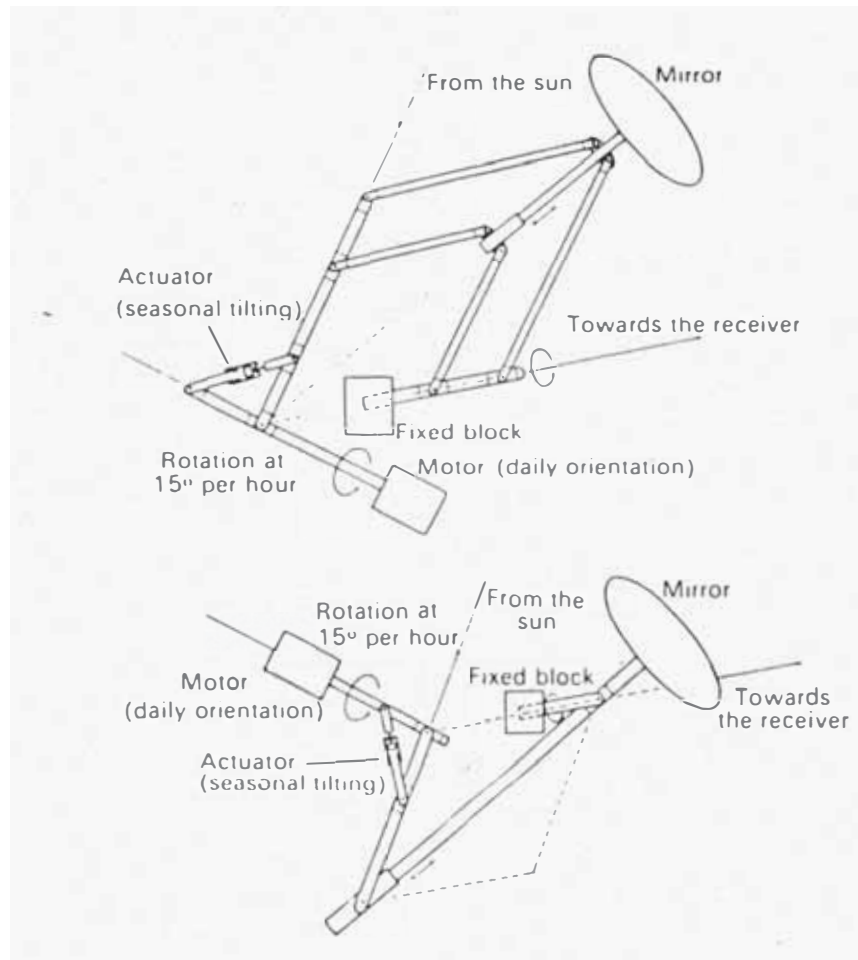


FIGURA 4.13

DOS MECANISMOS PARA PROPORCIONAR ORIENTACION AL ESPEJO PLANO A TRAVES DE UNA ROTACION CONSTANTE ALREDEDOR DE UN EJE.

FUENTE : "Solar Electricity" W. Paiz - UNESCO
1978

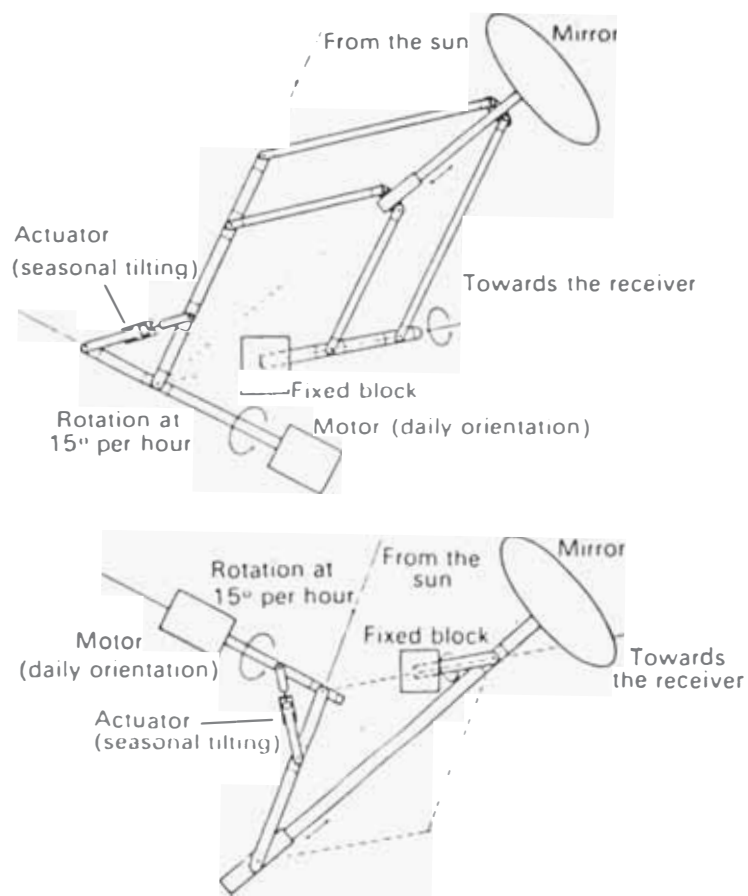


FIGURA 4.13

DOS MECANISMOS PARA PROPORCIONAR ORIENTACION AL ESPEJO PLANO A TRAVES DE UNA ROTACION CONSTANTE ALREDEDOR DE UN EJE.

FUENTE : "Solar Electricity" W. Palz - UNESCO 1978

Este tipo de montaje frecuentemente es llamado montaje "ALTITUD-ACIMUT". La definición de la altitud y el acimut del Sol se ilustra en la figura 4.14.

El acimut es el arco entre el meridiano y el círculo vertical del Sol, tal como se observa en la figura 4.14, en el sistema de orientación "ALT-ACIMUT", la velocidad de rotación alrededor de ambos ejes debe cambiar continuamente.

De aquí, comparado con el montaje ecuatorial-un sistema mecánico simple, es logrado a expensas de una regulación más complicada.

Un montaje Alt-Acimuth se logra mediante un plato pivoteado o rotando todo un pedestal alrededor de su eje y simultáneamente inclinando el espejo. En el último caso, es posible fijar el espejo en varios puntos a lo largo del eje-inclinado y no solamente en un punto, como en el montaje de plato pivoteado; esto provee mejor resistencia contra las fuerzas del viento. Con vistas a bajar los costos de estructuras de este diseño, es posible considerar, dada la posibilidad de montaje, sobre el mismo plato -

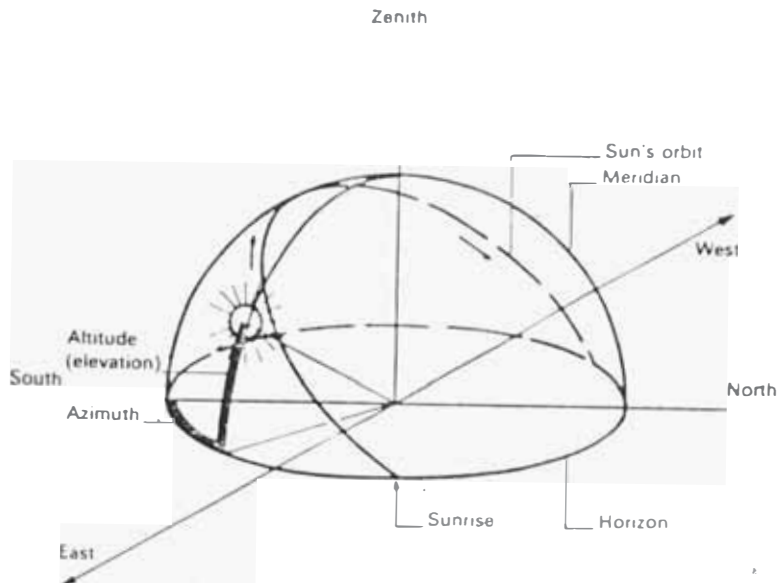


FIGURA 4.14 : DEFINICION DE LA ALTITUD Y DEL ACIMUTH SOLAR

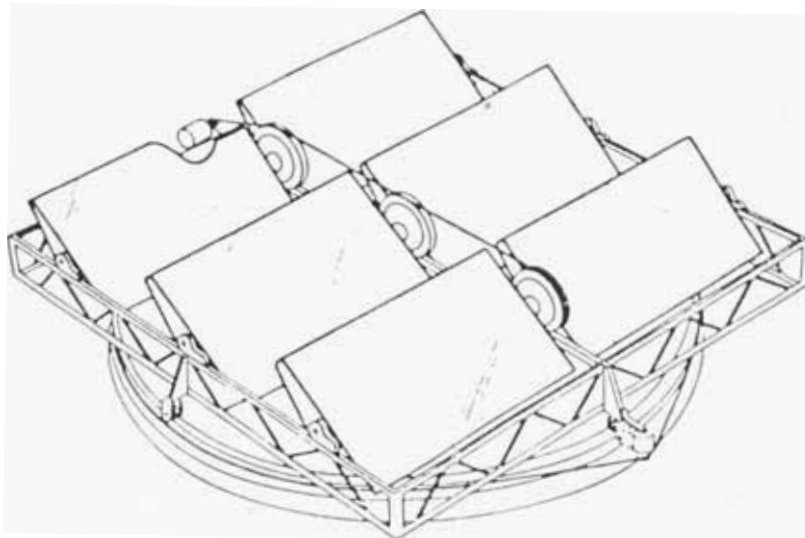


FIGURA 4.15: ORIENTACION AL-ACIMUTH DE UN ARREGLO DE HELIOSTATOS MONTADOS SOBRE UN PLATO ROTATIVO.

FUENTE : "Solar Energy Handbook Theory and Applications"
Power Systems Group Ametek Inc.

giratorio, un conjunto de media docena de espejos planos cuyos ángulos de altitud pueden ser cambiados independientemente. Este arreglo se aprecia en el esquema de la figura 4.15.

En conclusión, se puede dar una regla general los colectores con recepción centralizada requieren dos ejes de orientación, mientras que los colectores de enfoque lineal únicamente necesitan orientación en un eje permitiendo el uso de estructuras simples para el montaje.

5.4.3 Métodos para el Control del Movimiento de los Heliostatos.

Existen dos métodos para controlar el movimiento de los heliostatos: El primero emplea un comando central computarizado siguiendo un programa fijo, puesto que el movimiento del sol es perfectamente predecible; este método ofrece la ventaja de que el espejo regresa a su posición correcta después de cada período de sol.

El segundo método consiste en un comando cuyos signos están dados por un sensor óptico incorporado en los espejos; en consecuencia es

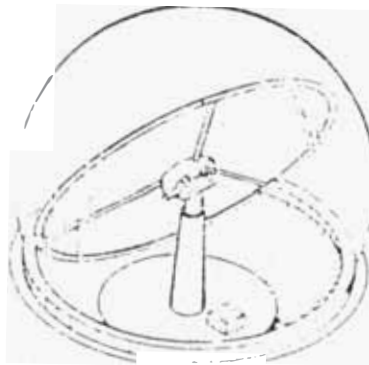
necesario un comando adicional para retornar los espejos a su posición inicial.

5.4.4 Soportes de los Heliostatos.

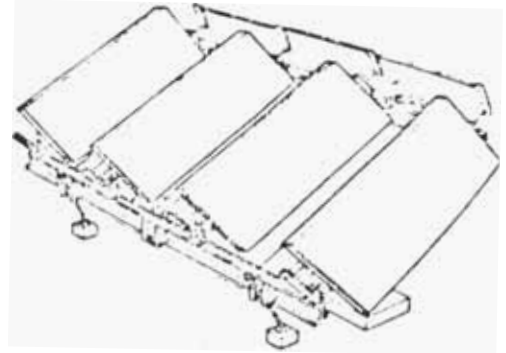
Los heliostatos estarán montados sobre columnas de concreto, cuya altura no debe ser menor que la mitad del radio del espejo de lo contrario los espejos chocarían con el nivel del suelo cuando sigan al sol al empezar la mañana y al atardecer. La altura de las columnas se pueden reducir, reduciendo el tamaño de los espejos, aumentando el número de éstos, lo cual implicaría por otro lado incrementar el número de mecanismos. En la figura 4.16 se puede ver cuatro modelos de heliostatos propuestos por cuatro fabricantes.

5.4.5 Consumo de Energía en los Heliostatos.

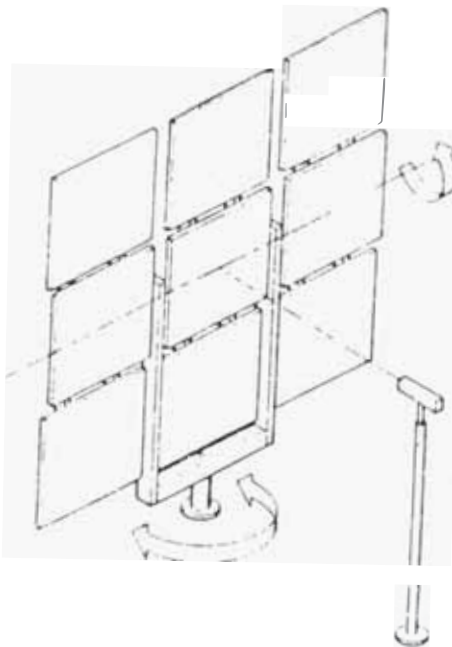
Los mecanismos necesarios para la orientación continua de los espejos realmente no consumen mucha energía eléctrica, de aquí que no será problema abastecer de electricidad a este sistema porque aproximadamente 60 watts son suficientes por cada 50 m² de heliostatos..



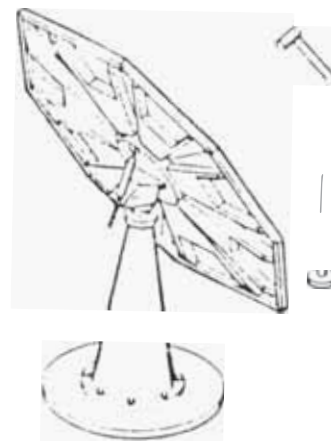
Boeing



Honeywell



Martin
Marietta



McDonnell
Douglas

FIGURA 4.16

DISEÑOS DIFERENTES DE HELIOSTATOS PROPUESTOS
POR CUATRO FABRICANTES

FUENTE : "Solar Energy in America"
William D. Metz-Alle L. Hammond
American Association for the Advan-
cement of Science.

5.4.6 Número de Helióstatos.

La cantidad de helióstatos está en relación directa con el área total de reflexión y la radiación promedio diaria mensual o radiación - promedio diaria anual.

Una forma aproximada de calcular la cantidad de helióstatos es asumir una dimensión área de un helióstato- para una determinada potencia en MW o KW, luego con la información de la radiación local en W/m² se puede hacer un cálculo inicial de referencia para el número de helióstatos usando la siguiente ecuación:

$$N = \frac{\text{Potencia total}}{\text{Radiación promedio} \times \text{Area del heliostato}}$$

(4.1)

Con este cálculo referencial es posible efectuar un dimensionamiento posterior más real, - haciendo un análisis de la disposición de los helióstatos puesto que en la práctica éstos varían de dimensión de acuerdo a su ubicación en en el campo.

5.4.7 Disposición de los Helióstatos en el Campo.

La disposición de los espejos sobre el área total de la planta solar está en función de los tamaños máximos y mínimos de los espejos y de la información promedio mensual o promedio anual de la radiación solar de ese lugar.

Con el dato de la radiación total y considerando la información de su variación a lo largo del año se determina el área total de reflexión que será cubierta por los heliostatos en base a la referencia que obrenamos de la ecuación 4.1. En ese sentido hay cierta libertad para determinar y fijar la cantidad de heliostatos, teniendo en cuenta que heliostatos muy pequeños incidirán en un mayor número de mecanismos y heliostatos muy grandes incrementarán el costo de soportes.

Una técnica recomendada y puesta en práctica de la Central de Barstow en California (10 MW) es disponer los heliostatos en circunferencias concéntricas y cada circunferencia compuesta de espejos de igual área. Los espejos más pequeños deben ocupar la circunferencia mayor y los más grandes la circunferencia

interior, de modo que se permita la concentración de todos los rayos reflejados sobre el absorbedor ubicado en la torre. La disposición de los helióstatos es sumamente importante porque de esto depende el grado de reflexión que se puede lograr para concentrar la radiación solar sobre el absorbedor. En la medida que el sol se desplaza los helióstatos cambiarán de orientación proyectando a determinadas horas sombras que pueden obstaculizar a los helióstatos adyacentes; justamente para evitar este problema es necesario montar los helióstatos de tal modo que la distancia entre los bordes sea igual al diámetro del helióstato (si es circular), al lado del mismo (si es cuadrado), en otras palabras se puede tomar como una regla práctica que los helióstatos deben ocupar a lo más la mitad del área disponible del campo de la planta solar.

Pérdidas en la Reflexión de los Helióstatos.
La reflexión de cada helióstato está afectada por un factor de pérdida denominado " $\cos \theta$ " - en donde θ es el ángulo de incidencia. Por ejemplo, si la intensidad de la radiación incidente es de $1,000 \text{ W/m}^2$, la fracción reflejada hacia el absorbedor será de $1,000 \times \cos \theta$ por cada metro cuadrado de helióstato.

El análisis de la variación de θ y por consiguiente de "cos θ " debe ser efectuado en dos direcciones: primero, la dirección este-oeste y luego la dirección norte-sur. Por ejemplo en las primeras horas de la mañana los helióstatos situados al Este de la torre tendrán un ángulo " θ " mayor y por consiguiente un "cos θ menor" que los helióstatos situados al Oeste de la torre donde el factor "cos θ " es muy -- próximo a 1; mientras que en las últimas horas de la tarde el comportamiento es inverso. Este fenómeno se ilustra en el esquema de la figura 4.17.

Se puede notar a las 8.00 hrs. un campo de helióstatos recibe únicamente "cos θ " veces la radiación que recibe al medio día. Por otro lado, se puede afirmar que el efecto de pérdida de reflexión a causa de cos θ , es mayor en la medida que la distancia del helióstato con respecto a la torre crece. Esto se puede - apreciar en la figura 4.18.

Pérdidas similares ocurren en el alineamiento norte-sur, de los espejos. Estas pérdidas - también dependen de la latitud del lugar y para una evaluación concreta será necesario tomar determinadas horas críticas. De los gráfi

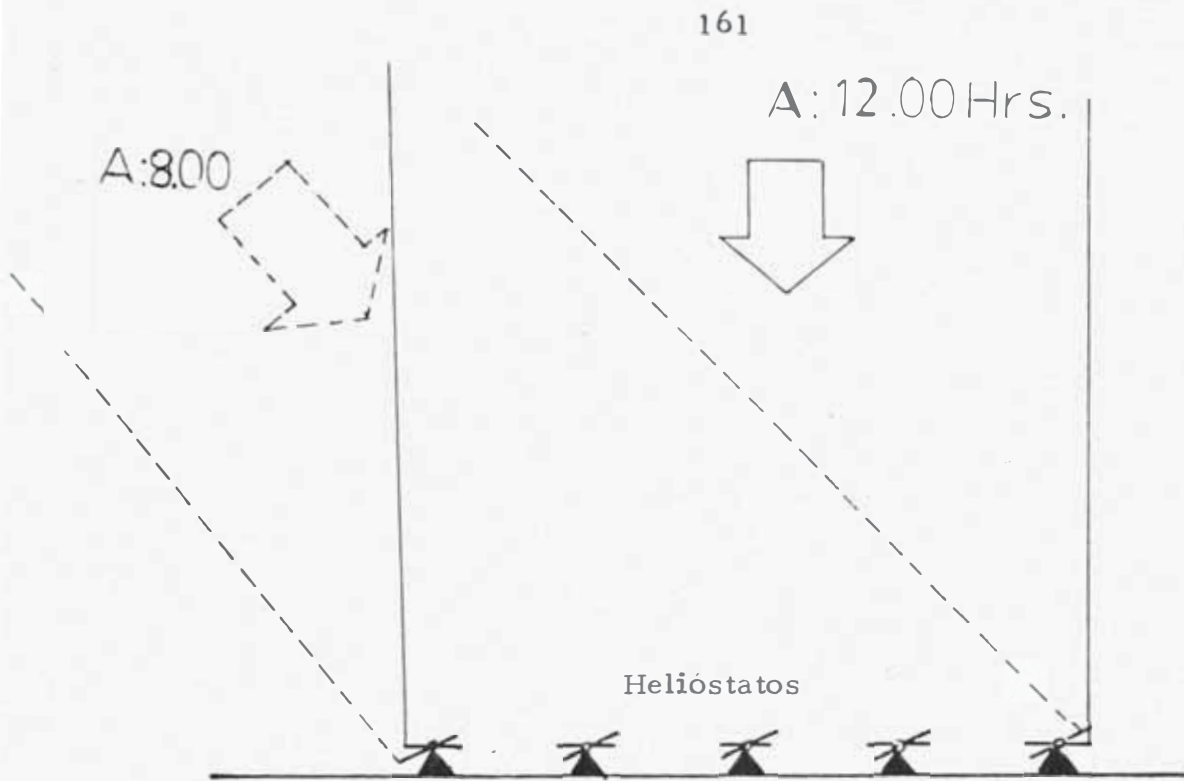


FIGURA 4.17
 Incidencia de la radiación solar a las 8.00 a.m y a las 12 m.

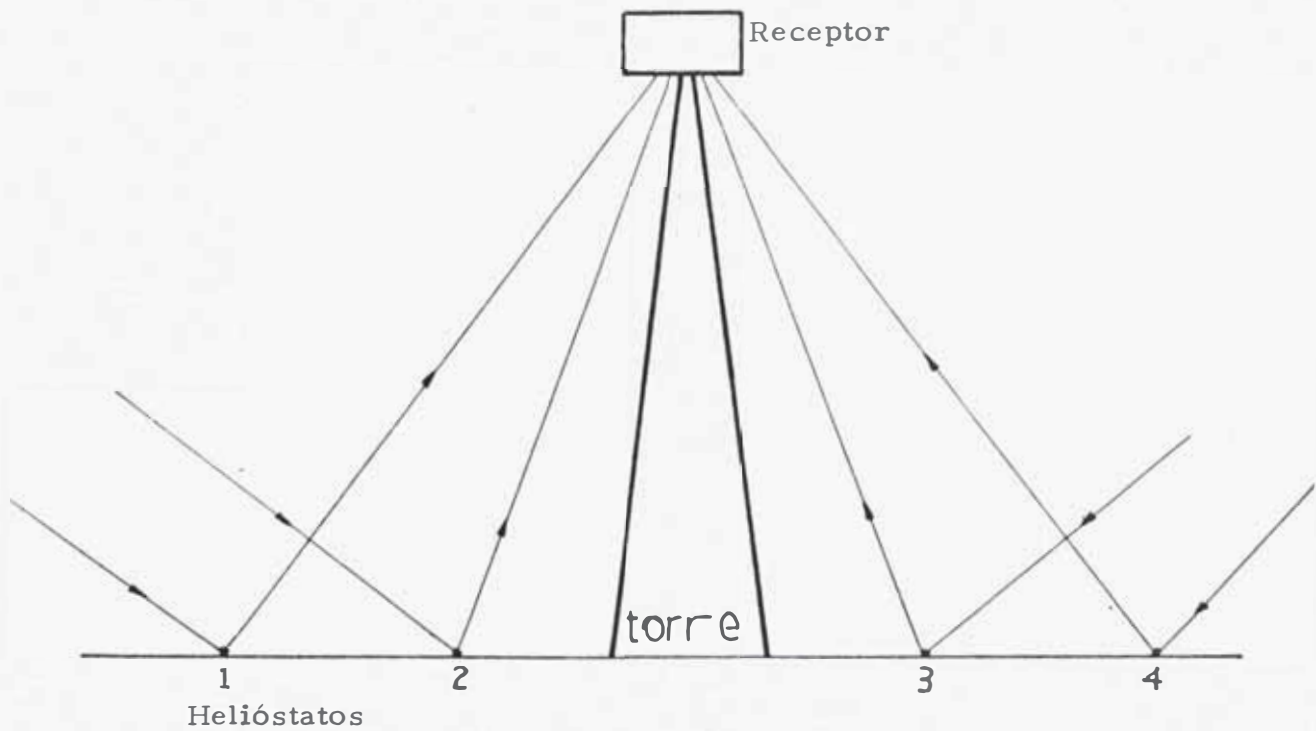


FIGURA 4.18
 Reflexión de los heliostatos característicos 1,2,3,4

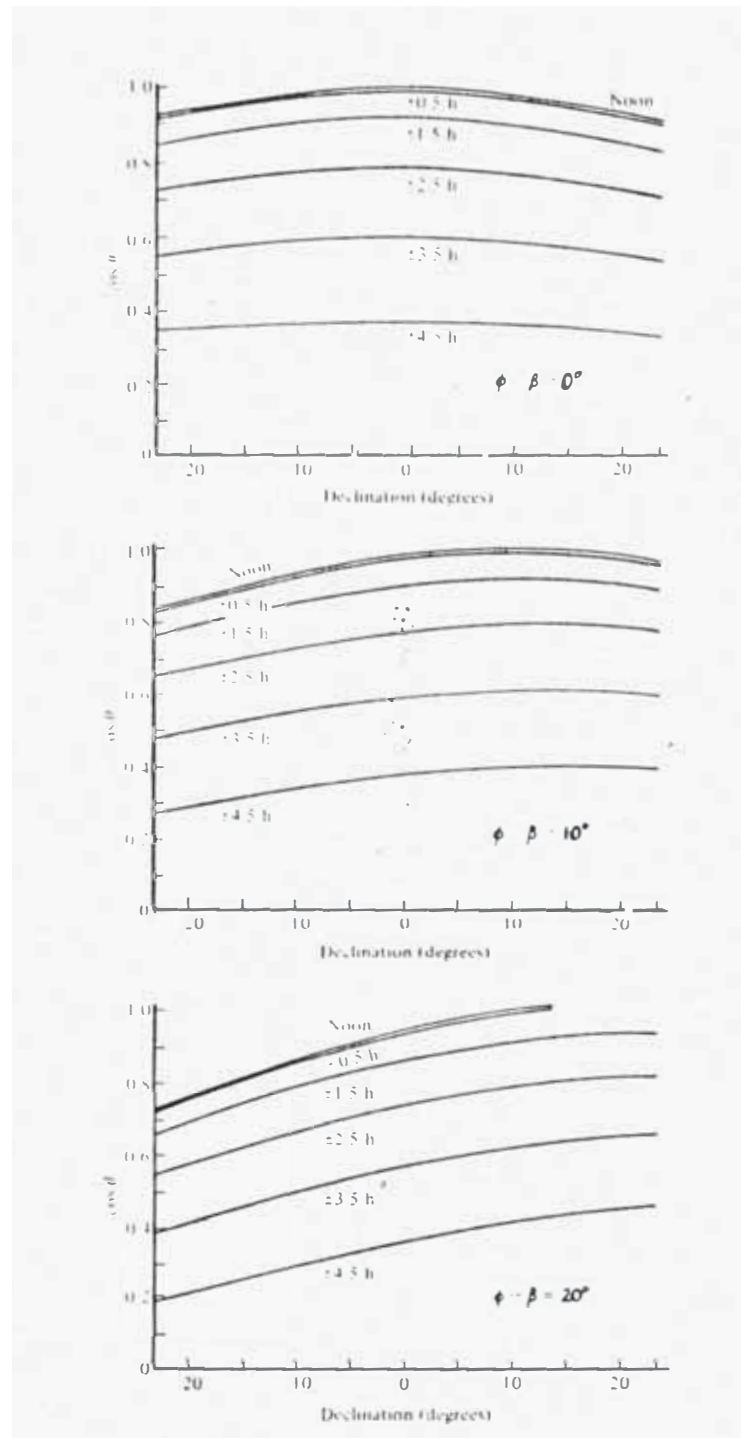


FIGURA 4.19

COSENO DEL ANGULO DE INCIDENCIA DE LA RADIACION SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS HACIA EL EQUADOR - PARA VARIOS VALORES DE $(\phi - \beta)$.

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems"
G.C. Vliet-R.P. Bannerot.
J.R. Howell, Ed. Mc Graw Hill 1982.

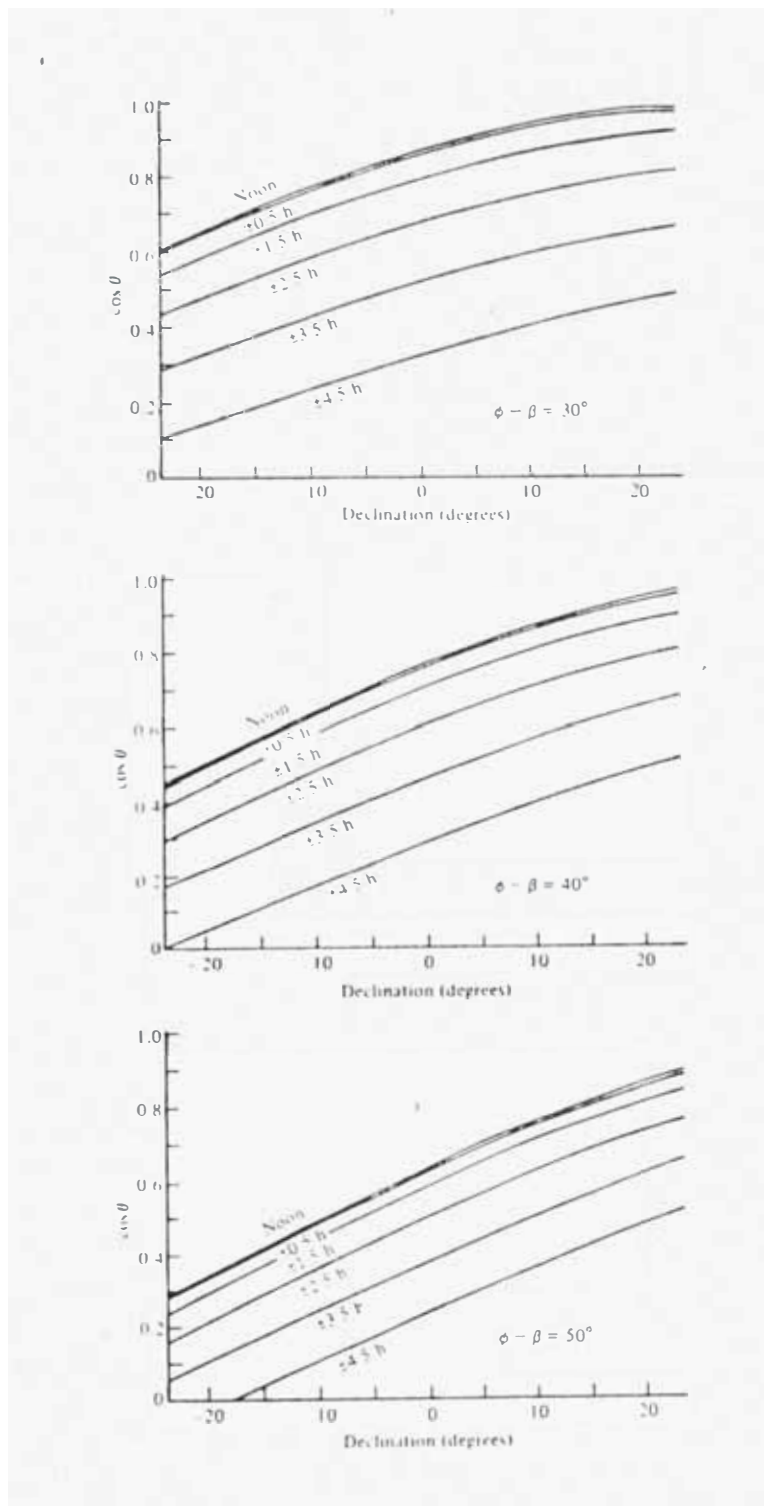


FIGURA 4.20: COSENO DEL ANGULO DE INCIDENCIA DE LA RADIA-
CION SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS HACIA EL
EQUADOR PARA VARIOS VALORES DE $(\phi - \beta)$.

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems" G.C. Vliet-R.B.
Bannerot J.R. Howell. Ed. Mc. Graw Hill 1982.

cos 4.19 y 4.20, podemos obtener los valores - de cos θ para diferentes inclinaciones del heliostato con respecto a la horizontal (β).

5.4.9 Altura de la Torre.

La altura de la torre está en relación directa con el efecto "cos θ " y la dimensión total de la planta. Fijado un determinado efecto, el más pequeño admisible y conociendo el diámetro del campo de heliostatos es posible determinar la altura de la torre con la siguiente relación

$$H_t = (\text{tag.}r) R \quad (4.2)$$

Donde :

H_t = Altura de la torre.

R = Radio del campo de heliostatos.

r = Angulo que hace la radiación reflejada, por el heliostato más alejado, con la horizontal.

La altura de la torre está limitada por los siguientes factores :

- . El costo excesivo que representa construir torres muy altas.
- . El radio del campo de heliostatos.
- . La apertura del absorbedor.

- . La precisión del sistema de seguimiento del Sol.

5.4.10 Receptor.

El receptor es una parte del subsistema de colección que está ubicado sobre la torre central de la planta heliostática y consiste en una cavidad preferentemente esférica de tal modo que se aproxime al comportamiento de un cuerpo negro; la superficie interior de esta cavidad estará cubierta por el elemento absorbedor y finalmente este receptor debe tener una apertura por donde ingrese la radiación-reflejada por los helióstatos.

5.4.10.1 Elemento Absorbedor.

El absorbedor está formado por un conjunto de tuberías dispuestos en forma de anillos o espiral cubriendo toda la superficie interna de la cavidad esférica del receptor.

Como el calentamiento del fluido de trabajo se da en el interior del absorbedor, en consecuencia, éste tendrá particularmente las mejores posibilidades de absorción en todo-

el espectro de interés, especialmente en la banda visible y cerca del infrarrojo.

Para este efecto la sección recta de las tuberías de preferencia tendrán forma de "pera" con los vértices dirigidos hacia los haces solares reflejados por el sistema heliostático; de este modo la radiación que no es absorbida por las superficies expuestas, sea reflejada más hacia el interior que al exterior de la cavidad.

5.4.10.2 Apertura.

Es el área por donde ingresa la radiación reflejada por los heliostatos. Esta área debe ser circular con un diámetro mayor que el diámetro de un heliostato porque los rayos solares no son perfectamente paralelos. Estos rayos llegan al espejo con un ángulo de 32' bajo el cual el disco solar es visto desde la tierra. Esto significa en la práctica que, para una distancia de 100 m., la dispersión directa -

de un rayo solar con referencia a la paralela, es aproximadamente 1 m. Por ejemplo, si el espejo más alejado está a 500 m. de la apertura del absorbedor, la dispersión del haz es de 5 m., a esto debe ser añadido una tolerancia por error en la orientación del haz, a través del control de espejos, que se recomienda sea de 1.70 m (1). Además, el diámetro aparente de la apertura vista desde el espejo más alejado, es más pequeño que el diámetro actual por un factor $\cos \alpha_p$, donde α_p es el ángulo entre el eje del receptor y la línea central del haz. En consecuencia, el diámetro real de la apertura del absorbedor debe ser igual o mayor que el diámetro del espejo más alejado.

El diámetro de apertura puede ser calculado en la siguiente ecuación-

$$(2) : \quad D_{ap} = \frac{L_h + 170}{100 \cos \alpha_p} \quad (4.3)$$

(1) "Solar Electricity" W. Palz Ed. Butterworths UNESCO PARIS 1978.

(2) "Solar Energy Handbook Theory and Applications" POWER SYSTEMS GROUP AMETEK INC.

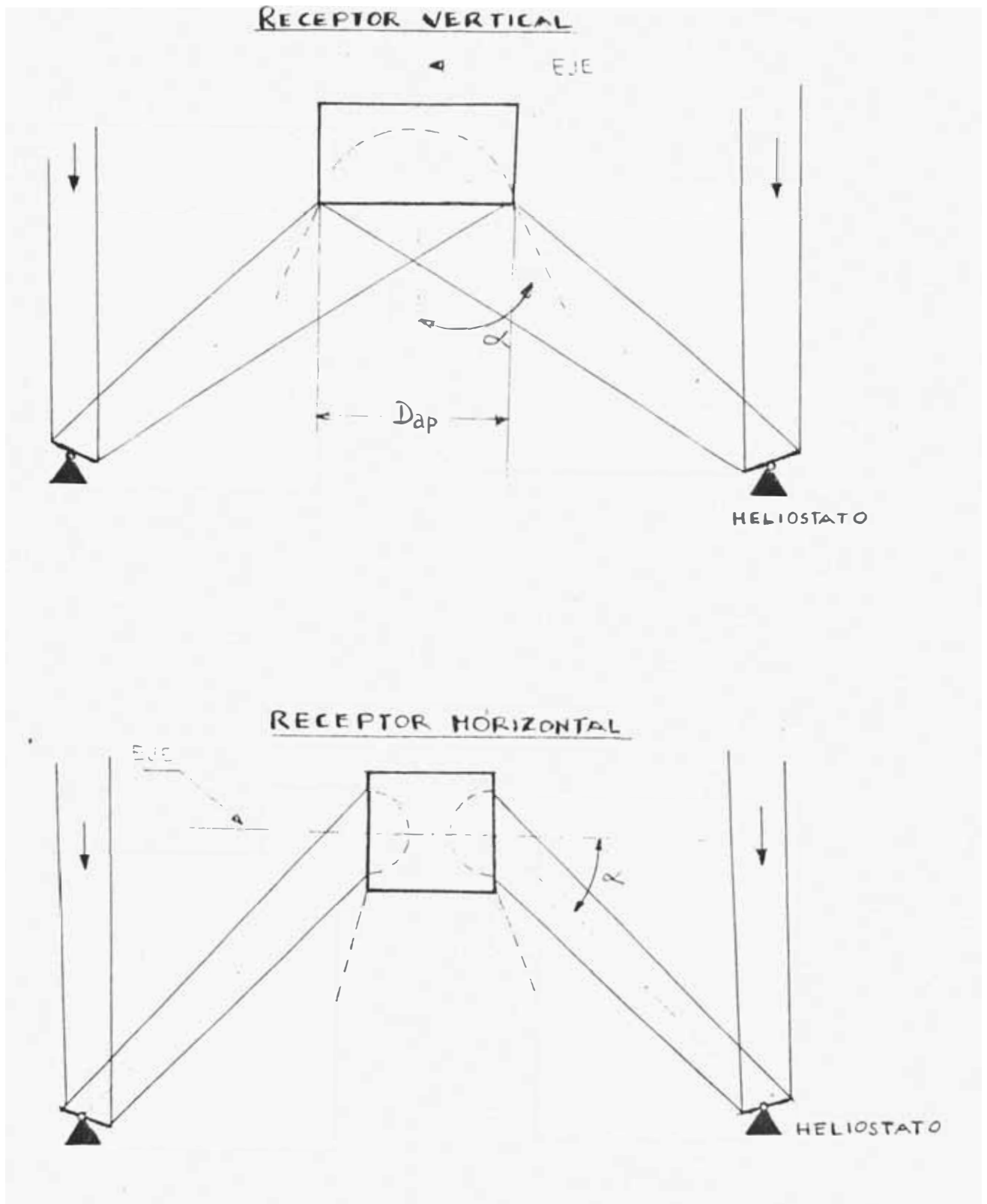


FIGURA 4.21

Disposiciones de los receptores para una torre heliostática

así las pérdidas por convección son bajas porque el aire caliente en la cavidad no puede escapar debido al aislamiento dentro de la cavidad del receptor.

5.4.10.4 Calor Absorbido. Pérdidas y Eficiencia del Subsistema de Colección.

. Calor Absorbido.

Está expresado por la siguiente -- ecuación :

$$Q_a = (\tau \cdot \alpha \cdot \rho) I_t \cdot A_c \cdot F_R \quad (4.4)$$

τ : Transmitancia de la cubierta (adimensional).

α : Absortancia del absorbedor - (adimensional).

F_R : Factor de remoción de calor.

I_T : Intensidad de radiación sobre el receptor (w/m^2).

ρ : Reflectancia especular de la superficie de los helióstatos.

A_c : Area de colección (m^2).

. Pérdidas.

Como todo cuerpo negro, la cavidad emite radiación infrarroja y la cantidad depende de la temperatura de trabajo, de los tubos y del área de apertura

La potencia radiativa emitida puede ser calculada por la ecuación:

$$Q_r = \sigma T_e^4 \pi \frac{D_{ap}^2}{4} \cdot \epsilon \cdot F_R \quad (4.5)$$

Donde:

D_{ap} : Diámetro de apertura (mt.)

σ : Constante de Steffan Boltzmann
 $= 5.7 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{K}^4$

T_e : Temperatura del Absorbedor ($^{\circ}\text{K}$)

Las pérdidas ópticas se toman en cuenta aproximadamente como 20% por radiación difusa, 2% en la cavidad del absorbedor y 12% sobre el espejo reflector.

Las pérdidas por convección se calculan con la ecuación:

$$Q_c = \bar{U}_c A_e (T_e - T_a) F_R \quad (4.6)$$

Donde :

\bar{U}_c : Coeficiente global de transferencia de calor ($W/m^2 \cdot ^\circ C$).

A_e : Area exterior de las tuberías (absorbedor) m^2 .

T_e : Temperatura de la superficie del absorbedor ($^\circ C$).

T_a : Temperatura ambiente ($^\circ C$).

. Eficiencia.

La eficiencia de colección será calculada con la ecuación :

$$\eta = F_R \left[\tau \alpha \beta \frac{U_c (T_e - T_a)}{C_g I_T} - \frac{\epsilon (T_e^4 - T_a^4)}{C_g I_T} \right] \quad (4.7)$$

Donde:

ϵ : Emisividad del receptor.

C_g : Relación de concentración.

En la figura 4.22, se puede apreciar los límites de las eficiencias óptica, térmica y total para el sistema de colección de una planta he-

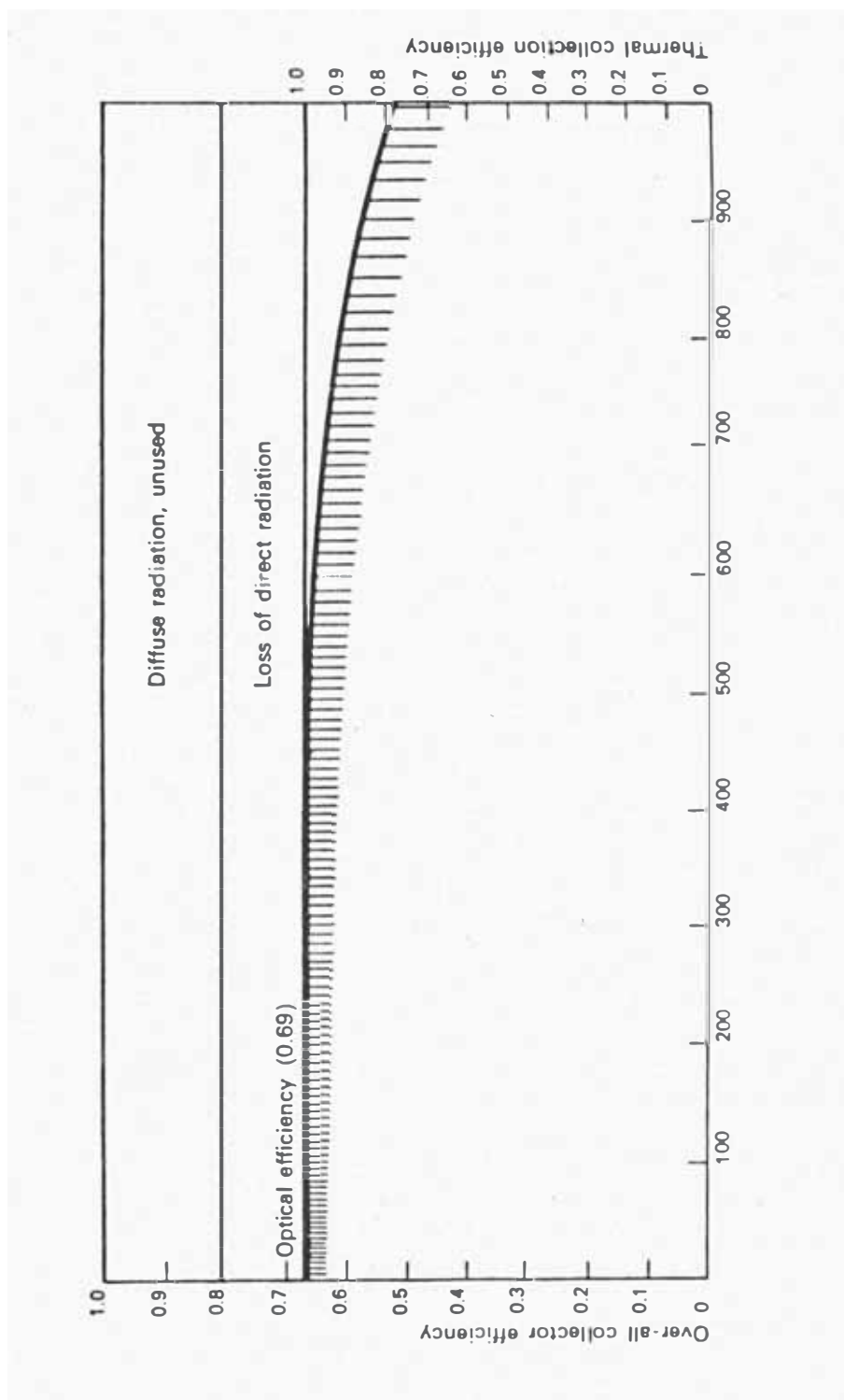


FIGURA 4.22

LIMITES DE LAS EFICIENCIAS OPTICAS, TERMICA Y TOTAL DEL COLECTOR CON RECEPTOR CENTRAL Y REFLEJION HELIOSTATICA.

FUENTE : "Solar Electricity" W. Palz - Ed. Rutterwoths UNESCO - PARIS 1978.

liostática.

5.5 CRITERIOS PARA EL CALCULO Y SELECCION DEL SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA.

5.5.1 Modelo Básico.

El caso más simple de almacenamiento se da cuando el medio almacenador está uniformemente mezclado a una temperatura uniforme T_{st} , entonces es tratado como un capacitador térmico mezclado que no cambia de fase.

El cambio en la cantidad de energía almacenada está relacionada con el cambio de temperatura del medio almacenado a través de la siguiente ecuación :

$$Q_{st} = C_v V_{st} \frac{dT_{st}}{dt} = m_{st} C_v \frac{dT_{st}}{dt}$$

Para sólidos y líquidos $C_p = C_v$. Los gases no son utilizados para almacenar energía debido a que requieren de un gran volumen; en consecuencia C_v es reemplazado por C .

El valor de Q_{st} está dado por la siguiente relación :

$$Q_{st} = Q_a - Q_{carga} - Q_{pérdidas}$$

El almacenamiento es más complejo cuando las aplicaciones de la energía son más sofisticadas, llegando inclusive a almacenamientos estratificados. En la Fig. 4.23 se puede ver un esquema básico del funcionamiento para almacenar energía solar.

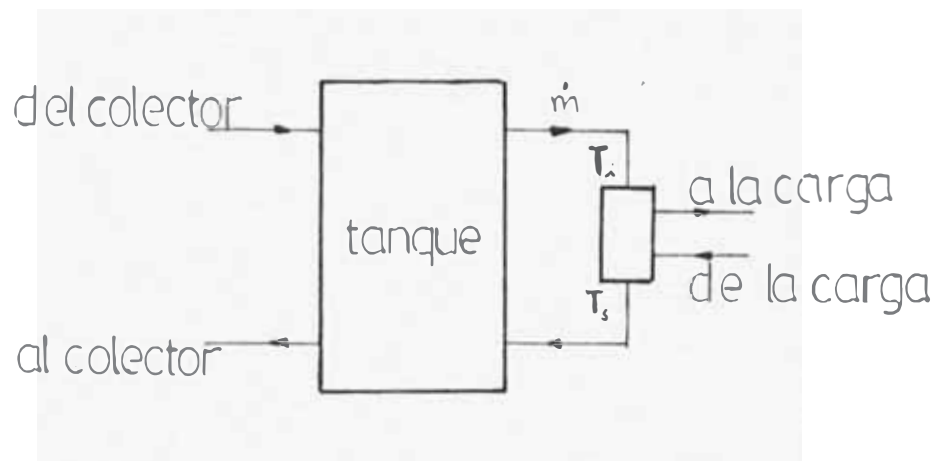


FIGURA 4.23

5.5.2 Materiales para almacenamiento de Energía.

En un sistema de generación de potencia por medio del absorbedor en torre, el problema del almacenamiento de energía requiere una especial atención.

El almacenamiento de energía, se hace necesario para evitar la pérdida de tiempo debido a que el período de demanda (horas sin sol, ocasiona-paradas, etc). Para períodos cortos (6h) de al

macenamiento de calor pueden utilizarse óxidos cerámicos (M_gO), sales fundidas ($NaNO_3$ funde a $260^\circ C$, HITEC es una sal estable por encima de $340^\circ C$), sulfuros (líquidos entre 113 y $444^\circ C$), litio (líquido entre $180^\circ C$ y $1400^\circ C$), sodio (líquido entre $98^\circ C$ y $880^\circ C$). En la tabla 4.2 se presenta un conjunto de materiales con su respectiva característica.

5.5.3 Métodos de Almacenamiento.

La energía termal puede ser almacenada en la forma de calor latente, calor sensible o una combinación de calor latente y sensible.

5.5.3.1 Almacenamiento de calor Sensible.

El calor sensible es almacenado -- cuando la temperatura de un medio de almacenamiento se incrementa. El agua y las piedras son los materiales más comunes usados para almacenamiento de energía a bajas temperaturas, porque son los materiales más baratos y más accesibles. Cualquier otro material estructural y químicamente estable, sólido o líquido de calor específico y densidad altos, -- pueden ser usados, si los costos son justificados. En la Tabla 4.1 se --

muestra los calores específicos sobre volumen y masa para los materiales más comunes. Se puede ver que el calor específico del agua es el triple que el de una roca para el mismo volumen; esto significa que una unidad de almacenamiento con piedras podría ocupar 3 veces el volumen de un almacenamiento con agua para una misma cantidad de calor sensible.

TABLA 4.1

MATERIAL	SOBRE MASA	SOBRE VOLUMEN
Agua	4.19	4190
Acero	0.46	2680
Roca (2-4 cm.diám.)	0.84	1340
Agua/Glycol. (50 y 50 en vol.)	2.70	2450

FUENTE : "Solar Thermal Energy Systems" G.C. Vliet-R.B. Bannerot J.R. Howell- Ed. Mc Graw Hill-New York 1982.

5.5.3.2 Almacenamiento con Calor Latente.

El calor latente puede ser almacenado fundiendo un sólido. Como por ejemplo la cera. En la Tabla 4.2 se muestran varios materiales con el calor latente de almacenamiento, el punto de fusión y los calores de fusión sobre la base de la masa y volumen.

TABLA 4.2

MATERIAL	PUNTO DE FUSION K	SOBRE LA MASA KJ/Kg.	SOBRE EL VOLUMEN KJ/m ³
Agua.	273	335	301x10 ³
<u>Sales Hidratadas inorgánicas:</u>			
Acido ortofosfórico	303	144	261x10 ³
Cloruro de Calcio	304	170	282x10 ³
Sal de Glauber	306	238	347x10 ³
Fosfato disódico	308	282	430x10 ³
Nitrato de Calcio	316	142	257x10 ³
Tiosulfato de Sodio	322	95	176x 10 ³
<u>Ceras y Sólidos orgánicos.</u>			
Antracita	369	105	130x10 ³
Naftalina	353	151	172x10 ³
Cera de Abeja	335	177	168x10 ³
Parafina amorfa.	348	231	183x10 ³

FUENTE : Extraído del Libro "SOLAR THERMAL SYSTEMS" J.R. Howell R.B. Bannerot G.C. Vliet. Ed. Mc Graw Hill 1982 Pág. 162.

Si un determinado material es usado, la energía solar a las temperaturas provistas por el absorbedor puede ser usada para disolver un sólido y almacenar la energía durante el día y después esta misma energía se disipa en alimentar la carga retornando el material de almacenamiento a su estado sólido.

Una ventaja del almacenamiento con calor latente es que cantidades muy grandes de energía pueden ser almacenadas y disipadas por Kg. de material, lo cual hace que el volumen para almacenar sea menor. Una segunda ventaja es que la temperatura permanece constante durante la fase de cambio, lo cual es muy apropiado tanto para el colector como para la carga.

En la figura 4.24 se muestra los tres materiales más comunes para almacenar energía solar: agua, roca y la sal Glauber (sal hidratada).

Evidentemente la estratificación (separación) del fluido más caliente del menos caliente mejora el aprovechamiento de la energía solar almacenada, por esta razón mejorando esta estratificación no sólo en 2 fluidos sino en "n capas" de fluidos dentro de un tanque mediante el uso de baffles (reguladores), la eficiencia

del sistema también mejorará.

5.5.4 Modelo de un Sistema de Almacenamiento Estratificado.

Para modelar este sistema, usaremos un tanque de altura L y asumiremos n elementos de altura Δx ; el aislamiento del tanque nos permitirá desprestigiar las pérdidas por conducción entre el fluido y la pared del tanque; como el volumen es notable para el caso del almacenamiento en la planta solar, las velocidades del fluido dentro del tanque son pequeñas. Bajo estas condiciones el almacenamiento estratificado puede ser modelado como sigue :

1. El fluido caliente del colector, ingresa al tanque por la parte superior.
2. Si la temperatura $T_{f,out}$, de esta corriente es mayor que la temperatura de la capa superior del tanque ($m = 1$), la energía interna de esta capa superior se incrementa en $m_c C (T_{f,out} - T_1) dt$.
3. Si la temperatura de ingreso es mayor que la temperatura T_1 , el flujo de masa de ingreso se asume simplemente que atraviesa la capa 1 y así sucesivamente las siguientes capas hasta que alcanza a la capa "m", donde $T_{f,out} > T_m$. Las condiciones en las capas más al-

tas de este modo no son afectadas, mientras -
 que la capa afectada "m" aumenta su energía -
 en : $M_c C(T_{f,out} - T_m) dt$.

4. Una vez que el flujo de masa alcanza la -
 capa donde $T_{m-1} < T_{f,out} < T_m$, todas las ca -
 pas por debajo de la capa "m" también de -
 ben cambiar su energía desde que se asume
 que la masa del colector entrando en la -
 capa "m" desplazará una masa equivalente -
 de fluido a temperatura del fluido T_m , -
 esta masa ocupará ahora la capa "m+1" in -
 crementando su energía interna en : ---
 $M_c C(T_m - T_{m+1})$. Este proceso continuará en
 "cascada" hasta que todos los elementos -
 por debajo de "m" hayan incrementado su -
 energía.

5. En forma similar, el flujo frfo que retor -
 na del sistema de carga ingresa al tanque -
 de almacenamiento en $m=n$ a una temperatu -
 ra $T_{L,out}$.

6. Si el fluido que retorna de la carga está
 más frfo que T_n , la energía interna del -
 elemento "n" es cambiado en $M_L C(T_{L,out} - T_n)$
 dt.

7. Si $T_{L,out} > T_n$, el flujo de retorno se asume que atraviesa hacia arriba cada capa sin disturbarse hasta que alcanza la capa "m" donde $T_{m+1} < T_{L,out} < T_m$. La energía de la capa "m" es entonces disminuida en : $M_L C(T_{L,out} - T_m) dt$. Ahora todas las capas por encima de "m" han sido desplazadas hacia arriba por el flujo de las capas bajas y sus energías disminuirán en . $M_C C(T_m - T_{m+1}) dt$. El proceso es ilustrado en las figuras 4.26,F y G - son funciones de control que pueden tomar valores de 0 ó 1 para el flujo del colector y flujo de retorno de la carga respectivamente.

La ecuación del balance térmico en el elemento "m" puede ser escrita como :

$$\begin{aligned}
 (M_m)_{st} \frac{dT_m}{dt} = & F_m \dot{m}_c C T_{f,out} + \dot{m}_c C T_{m-1} \sum_{l=1}^{m-1} F_l - m_c C T_m \sum_{l=1}^m F_l \\
 & + G_m \dot{m}_L C T_{L,out} + \dot{m}_L C T_{m+1} \sum_{l=m+1}^n G_l \\
 & - m_L C T_m \sum_{l=m}^n G_l - U_{st} A_m (T_m - T_a)
 \end{aligned}$$

En esta ecuación: M_m : es la masa de líquido en el volúmen de almacenamiento correspondiente al elemento m.

A_m , es el área de la superficie de almacenamiento asociado con el elemento m.

U_{st} es el coeficiente global de pérdidas para la superficie expuesta del almacenamiento.

Las funciones de control F y G tomarán su valores de las siguientes relaciones :

$$F_m = 1 \text{ Si } T_{m-1} > T_{f,out} > T_m$$

$F_m = 0$ en el caso contrario.

$$G_m = 1 \text{ Si } T_{m+1} < T_{L,out} < T_m$$

$G_m = 0$ en el caso contrario.

$$T_m(t + \Delta t) = T_m(t) + \frac{m_c \Delta t}{M_m} \left\{ F_m [T_{f,out}(t) - T_m(t)] + \sum_{l=1}^{m-1} [T_{m-1}(t) - T_m(t)] F_l + \frac{\dot{m}_L}{\dot{m}_c} \left[G_m [T_{L,out}(t) - T_m(t)] + \sum_{l=1}^m [T_{m+1}(t) - T_m(t)] G_l \right] - \frac{U_{st} A_m M_m}{m_c \Delta t} [T_m(t) - T_a(t)] \right\}$$

Desde que la temperatura inicial de distribución en el tanque de almacenamiento es conocida, $T_m(0)$, la distribución de la temperatura puede -- ser encontrada un tiempo después para cualquier variación de temperatura de ingreso $T_{f,out}(t)$ y $T_L(t)$.

Para asegurar la estabilidad numérica de este método, se debe hacer que efectivamente el incremento de tiempo Δt , sea lo bastante pequeño para que la energía añadida a un volumen dado - del elemento "m" en un Δt , sea mayor que la capacidad de almacenamiento del elemento.

En términos de los símbolos usados anteriormente, la energía añadida procedente del colector (absorbedor) estará dado por:

$$\dot{m}_c C [T_{m+1}(t) - T_m(t)] \Delta t \leq (M_m C)_{st} [T_m(t + \Delta t) - T_m(t)]$$

Si el cambio de temperatura del elemento "m" en un tiempo Δt es mantenido para no ser mayor que la diferencia de temperatura entre el elemento "m" y el elemento adyacente "m+1", entonces los términos de la diferencia de temperaturas en ambos lados de la ecuación se cancelan. Esto únicamente puede ocurrir si:

$$\Delta t \leq \frac{(M_m C)_{st}}{\dot{m}_c C} = \frac{(MC)_{st}}{\dot{m}_c C_n}$$

Usando este criterio, la temperatura de un elemento dado no puede elevarse por encima de la temperatura del elemento adyacente en un tiempo Δt .

Un criterio similar existe para el decremento de la energía de un elemento "m" a causa del flujo de retorno desde la carga. En este caso la expresión para Δt es la siguiente :

$$\Delta t \leq \frac{(M_m C)_{st}}{\dot{m}_L C} = \frac{(M C)_{st}}{\dot{m}_L C n}$$

Si el mismo fluido es usado en el circuito del colector, carga y el tanque de almacenamiento, se puede concluir entonces que en general para asegurar la estabilidad, debe cumplirse que:

$$\Delta t \leq \frac{M}{\dot{m} n}$$

Donde :

\dot{m} es el menor entre \dot{m}_C y \dot{m}_L

Usando este modelo en una simulación computarizada, el efecto de la estratificación, sobre una temperatura de almacenamiento, puede ser determinada.

Así la temperatura de ingreso del fluido hacia el colector en el sistema estratificado será menor y por tanto la eficiencia de absorción (colector) será mayor que el sistema de almacenamiento mezclado. Por otro lado, la temperatu

ra en la parte superior del tanque estratificado es mayor que en el sistema mezclado; así la carga recibirá mayor cantidad de energía.

El modelo presentado predice la estratificación para un sistema ideal en el que se ha asumido - que, la transferencia de energía entre las capas es no conductiva o convectiva turbulenta; en -- consecuencia, los valores de la eficiencia del sistema están entre aquellos prédecidos por este modelo y los de un almacenamiento mezclado.

Si bien es cierto que el sistema estratificado de almacenamiento es complejo y mucho más costoso que un sistema mezclado, su aplicación se justifica para plantas heliostáticas en el orden -- de 10-100 MWe.

5.5.5 Selección del Material Almacenador de Energía.

En todos los casos habrá que tener mucho cuidado al momento de seleccionar el material de almacenamiento.

Esta selección debe basarse en las siguientes - características :

- Densidad energética.
- Conductividad térmica.
- Características corrosivas.

- Costo.
- Temperatura del fluido de trabajo.

En la tabla 4.2 y 4.3 se pueden ver diferentes materiales con sus respectivas características.

La mayor desventaja que tienen las sales fundidas y eutécticas para su aplicación, es su elevado costo, por ejemplo el HITEC que es una mezcla eutéctica; NaN_3 , NaN_2 y KNO_3 (1) tiene un costo aproximado de \$U.S. 800 por tonelada.

Con respecto al tanque del almacenamiento, éste tendrá diferentes características, dependiendo su geometría, material y aislamiento de la sustancia almacenadora de energía. Para el caso de las sales, el tanque deberá tener alta resistencia a la corrosión y su volumen será bastante moderado, mientras que el tanque en el almacenamiento con agua tendrá un volumen mucho mayor con condiciones de aislamiento costosas.

(1) "Diccionario de Energía Solar" J. Aguilar Peris-J.M. Aguilar Civera, Ed. ALHAMBRA S.A. Madrid 1983

TABLA 4.3

TIPO DE AL- MACENAMIENTO	SUSTANCIA	PUNTO FUSION	CALOR ESPECIF. cal/g.K.	CAPACIDAD	
				KWh/m ³	KWh/ton
Calor Sensible	Aqua	-	1.0	58	58
	Acero	-	0.12	54	6.9
	Basalto	-	0.2	35	12
Calor Latente	Parafina	38°	0.70	53	60
	Sal Glau- veer	49°	0.40	115	68
	NaNO ₃	265°C	0.38	496	220

FUENTE : "Solar Electricity " W. Palz.

Ed. Butterworths-UNESCO-Paris 1978.

.5.6 Alternativas para mejorar el almacenamiento de energía

La solución de un material conveniente para almacenamiento está determinado por su densidad de energía, su conductividad térmica, características de corrosión, costo y conveniencia de uso, así como también de la temperatura de operación del fluido de trabajo.

El espacio de almacenamiento debe estar bien aislado contra las pérdidas de calor. Se cumple que el costo del depósito es mayor que el costo del material que sirve de vehículo para el almacenaje de energía. Dentro del sistema total, el fluido de trabajo puede ser llevado a un contacto térmico con el vehículo de almacenamiento líquido o sólido, después que éste haya dejado el absorbedor y antes que ingrese a la turbina - en este sentido es preferible usar un medio de almacenaje líquido porque la transferencia de calor es favorecida por la convección. Otra posibilidad consiste en circular el fluido de almacenaje dentro de los tubos del absorbedor en vez de usar vapor u otro fluido de trabajo. Como un fluido intermedio, toma el calor en el absorbedor y luego es almacenado en un tanque separado, el cual es conectado con el circuito de vapor de trabajo mediante un intercambiador de calor.

Como una regla general, la unidad del subsistema de generación de potencia y almacenamiento de calor son-

muy grandes y pesados para ser montados sobre el receptor en la parte superior de la torre. Es más conveniente montarlas sobre tierra con el medio de almacenamiento circulando arriba y abajo de la torre en ductos aislados. Para una planta de 100 MW, esto implica 130 toneladas de tubería, juntas de expansión, aislamiento y fluido de trabajo.

En vista de los problemas de almacenamiento surgidos por la intermitencia del Sol, un sistema convencional de caldero podría ser asociado con la planta solar de generación de potencia. El caldero convencional (con quemador a combustible) proveería potencia en cualquier momento que la demanda exceda la capacidad de la unidad de almacenamiento, por ejemplo durante la noche o en día de clima nublado; esto también se compensaría para variaciones estacionales de "días soleados". Un sistema híbrido de este tipo puede ser instalado económicamente instalando un caldero convencional dentro del circuito de trabajo; de este modo el calor puede ser suministrado desde el caldero convencional o desde el absorbedor solar.

La conveniencia de un sistema de potencia híbrido de torre, junto al bajo costo adicional que ello implica, comparado con un sistema puro de torre solar, hacen más atractivo la implementación de este sistema híbrido en un futuro próximo.

a) CICLO RANKINE: Emplea vapor, el cual es comprimido y calentado. El vapor es conducido hacia una turbina, luego condensado y reci-clado. La turbina mueve directamente al generador conectado a él. Mayormente se usa vapor de agua, ya sea como vapor saturado o como vapor sobrecalentado, cuya temperatura ha sido elevada por encima de su punto de saturación. La mayoría de las plantas modernas usan vapor sobrecalentado a 540°C con una eeficiencia aproximada de 40%. Algunos flui- dos orgánicos son posibles de usar, gracias a sus propiedades lubricantes, tales como el thiopeno hexaflurobenceno, perfluor-n-hexano son particularmente interesantes puesto que reducen los costos de mantenimiento. Vapor sobrecalentado de flufdos orgánicos podrían ser operados aproximadamente a 300°C con -eficiencias entre 25 y 30%. Cabe mencionar que el freón es otro flufdo orgánico de in- terés, así como algunos metales como el mercurio, litio y sodio.

b) CICLO BRAYTON. Un gas es comprimido y calentado para luego expanderse a través de una -turbina, la cual está acoplada a un genera- dor. Los gases de escape pueden ser utilizaados para precalentar el gas comprimido de un

generador o recuperador. La eficiencia comúnmente lograda es de 30% a 600°C, aproximadamente

El calor rechazado durante la conversión termodinámica presenta un problema especial en la generación sobre la potencia. Tal es así que un estimado del agua de enfriamiento para una planta solar de 100 MW eléctricos es de 30,000 m³ - por hora, al menos que se use torres de enfriamiento. Como la instalación de plantas eléctricas solares serán instaladas en lugares desérticos, la necesidad de contar con grandes cantidades de agua de enfriamiento constituirá un factor determinante para escoger la ubicación definitiva.

En este ciclo es posible hacer una variación interesante, que consiste en convertir la energía en turbina con ciclo abierto y como sustancia de trabajo el aire. Con esto se mejora la eficiencia y lo que es más ventajoso, se eliminan las torres de enfriamiento.

5.6 CRITERIOS GENERALES PARA EL CALCULO Y SELECCION DEL SUBSISTEMA DE CARGA.

5.6.1 Carga.

Es el subsistema que consume la energía captada y está enlazada con el almacenamiento para tomar en caso que sea necesario la energía - previamente almacenada. La carga constituye el fin o propósito del sistema global de conversión de energía solar, por esta razón la naturaleza de la carga diferenciará básicamente un sistema de otro.

La carga puede ser simple o compleja como es el caso de una carga para generar potencia -- eléctrica a través del núcleo mecánico turbina-generator. En este caso los problemas propios a esta carga harán que el sistema completo requiera de otras consideraciones para obtener una eficiencia que satisfaga tal instalación.

5.6.2 Tipos de Carga para obtener electricidad.

Un buen número de alternativas se pueden aplicar en el sistema de conversión de energía -- calorífica a energía eléctrica. Todas éstas derivan básicamente de 2 métodos termodinámicos: Ciclo Brayton y Ciclo Rankine.

5.6.3 Selección de los Elementos del Sistema de Carga.

5.6.3.1 Turbina.

La turbina será seleccionada después de definir el tipo de carga, es decir si la transformación se hace con ciclo Rankine (turbina a gas).

a. Turbina a vapor. Generalmente se recomienda para potencias mayores de 30 MW en plantas heliostáticas, esto debido a que para potencias bajas, la eficiencia de estas turbinas cae notablemente. Para su selección se definirán los siguientes parámetros:

- Temperatura máxima en el absorbedor de la torre.
- Temperatura y presión al ingreso de la turbina.
- Temperatura y presión a la salida de la turbina.
- Flujo de vapor desde el absorbedor.

En un medio como en el Perú donde la tecnología no está suficientemente desarrollada, este tipo de selección

obviamente habrá que hacerlo con -
turbinas de empresas internaciona-
les, mediante catálogos u otro ti-
po de información. Sin embargo, -
es posible invertir el proceso y -
primeramente definir una turbina den-
tro del rango requerido, que tenga-
todos estos parámetros ya determina-
dos y luego supeditar los cálculos y
diseño de la planta heliostática a -
estas condiciones.

b. Turbina a gas.

Estas turbinas pueden trabajar muy
bien en el rango de 1 a 100MWe, uti-
lizando gases como el aire, argón y
helio. En forma similar que las -
turbinas a vapor, es posible selec-
cionarlas de fabricantes conocidos-
y normalmente se adquieren en "pa -
quetes" que incluyen el compresor;
para esto es necesario pues conocer
la potencia requerida y luego obte-
ner la siguiente información:

- Temperatura y Presión de ingreso
a la turbina.
- Temperaturay presión de salida a
la turbina.

- Presión y temperatura a la salida del compresor.

Los elementos como son el condensador (para Ciclo Rankine), intercambiador de calor, recuperadores, juntas de expansión, válvulas, bridas, bombas, torre de enfriamiento, aislamiento, se seleccionarán en función de la selección previa que se haga en la turbina.

Como es de comprender todo el subsistema, de carga requiere un estudio detenido y detallado que partiendo del fluido de trabajo, las opciones de los fabricantes de turbinas, y las condiciones de radiación de la zona, permitan hacer una selección adecuada que satisfaga la potencia que se pretende alcanzar.

La selección de un tipo de ciclo u otro, está en relación directa del análisis económico que se haga, además de los criterios propiamente técnicos. La experiencia en la selección de equipos de turbina-generado

dor para centrales heliostáticas aún no está totalmente desarrollada, a nivel mundial, se puede citar por ejemplo el caso de la ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (1) que ha estudiado el diseño de una planta heliostática de 60 MW con ciclo Brayton abierto, donde el aire alcanza 1,080°C en el absorbedor y además elimina las torres de enfriamiento.

5.6.4 Control del Flujo entre la Carga y el Subsistema de Colección.

5.6.4.1 Control Para una Carga con Ciclo Rankine.

El control del flujo del fluido de trabajo en la planta heliostática debe estar bien sincronizada, más aún si se hace uso del subsistema de almacenamiento de energía, como en este caso.

Este control puede ser modelado numéricamente a través de un Programa, ha

(1) "SOLAR ENERGY IN AMERICA" W. Metz-Allen Hammond.
American Association for the Advancement of Science, Pág. 27.

ciendo que la temperatura inicial - de almacenamiento para la condición - de estancamiento: $T_{st}(t = 0)$ y com - putar su comportamiento en un inter - valo Δt , trabajando las temperatu - ras desde las posiciones : 1 hasta - la posición 9 para $t=0$; calculando - un nuevo valor de $T_{st}(t + \Delta t)$ en la posición 1 y así repetir sucesivamen - te el proceso. En la Figura 4.28 se ve el diagrama de flujo para los - tres subsistemas con un Ciclo Ranki - ne.

En un sistema real, las temperaturas pueden alcanzar rápidamente valores - que ocasionarían dificultades tales - como el deterioro en las válvulas y - bombas, en este sentido es necesario aplicar una estrategia de control. - Usando las funciones " d_L " para el -- flujo en el circuito de carga y " d_C " en el circuito de colección, se pue - de lograr este objetivo, asignando a estas funciones los valores de 0 y 1 para el cierre y apertura de los cir - cuitos respectivamente según conven - ga.

En la práctica los circuitos de flujo se cierran o abren bajo el control de bombas, para esto las funciones d_c y d_L cumplirán entonces las operaciones de encender y apagar las bombas correspondientes.

Este criterio se detalla a continuación: (1).

- Control de flujo en el Colector.

$d_c = 1$: Bomba del Colector encendida

Si $T_{stag}(t) - T_{f,in}(t) \geq 6^\circ\text{C}$, y

$T_{f,out}(t) - T_{f,in}(t) \geq 2^\circ\text{C}$

Donde:

T_{stag} = Temperatura de estancamiento ($\dot{m}_c \rightarrow 0$)

$T_{stag}(t) = T_{f,in} = T_{L,in}$, si se desprecian las pérdidas térmicas en las tuberías.

$$T_{stag.} = T_a(t) + \frac{(\tau\alpha) A_c q_s(t)}{A_e \bar{U}}$$

$d_c = 0$: Bomba del Colector apagada.

Si $T_{f,out}(t) - T_{f,in}(t) < 2^\circ\text{C}$, ó

$T_{st}(t) > T_{st,m\acute{a}x.}$

-Control de flujo en la carga:

$d_L = 0$; Bomba de la carga apagada

$$\text{Si } \frac{Q_L(t)}{\dot{m}_L C} < 2^\circ\text{C}, \delta$$

$$T_{st}(t) < T_{st}, \text{ m\u00edn.}$$

$d_L = 1$: Bomba de la carga encendida.

$$\text{Si } \frac{\dot{Q}_L(t)}{\dot{m}_L C} > 2^\circ\text{C}.$$

5.6.4.2 Control para una Carga con Ciclo - Brayton.

El control de flujo en \u00e9ste, es muy similar al descrito anteriormente, siempre y cuando se use un ciclo - Brayton cerrado que implica un subsistema de almacenamiento de energ\u00faa y enfriamiento.

Existe una variante muy interesante que consiste en obviar el control - del flujo de salida de la turbina - eliminando as\u00ed las torres de enfriamiento y tambi\u00e9n con la posibilidad de eliminar el subsistema de almacenamiento, si es que econ\u00f3micamente es m\u00e1s conveniente reemplazarlo por

un equipo "calentador" convencional. En la figura 4.29, se aprecia el diagrama de flujo para una planta heliostática con Ciclo Brayton abierto.

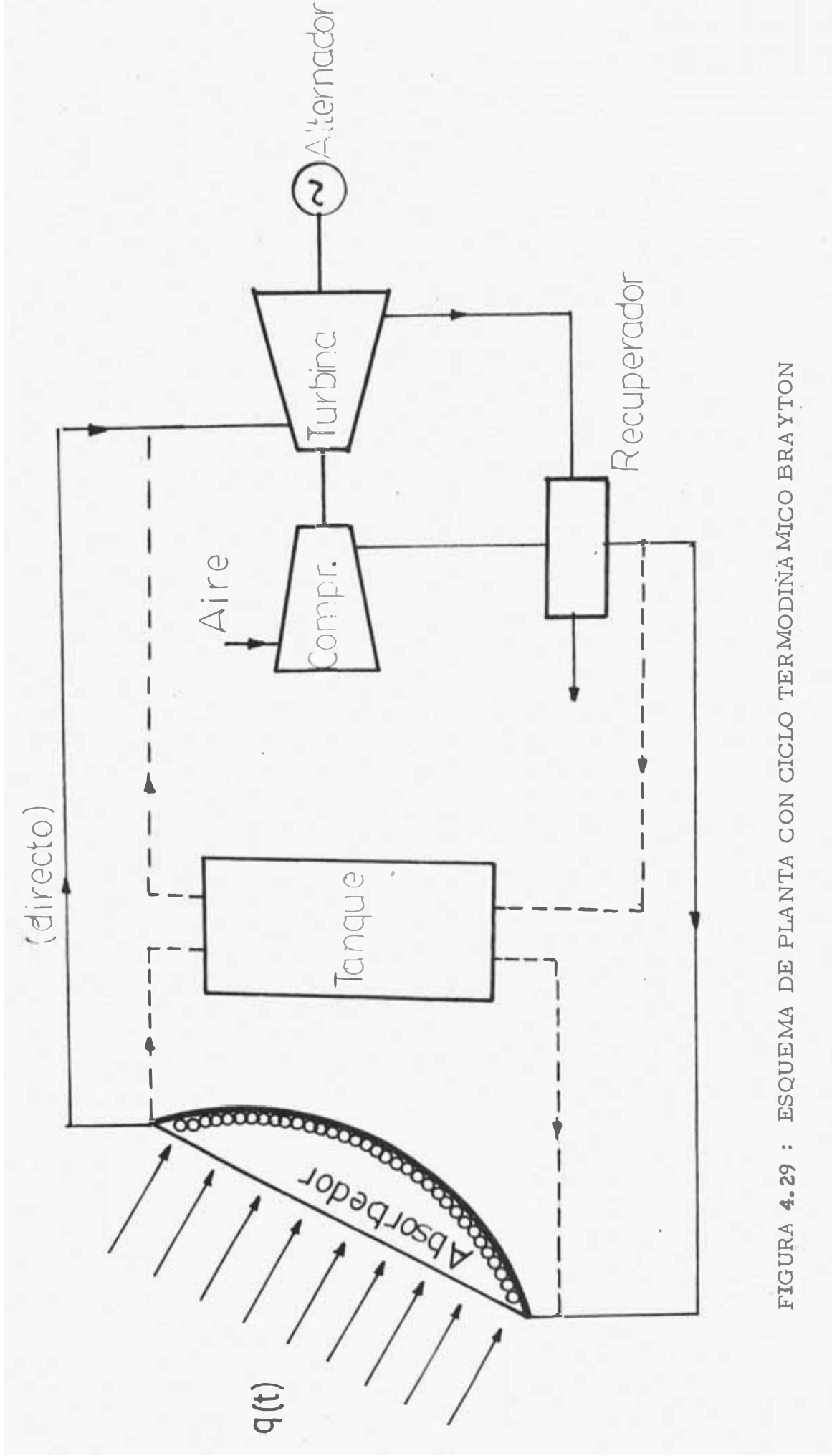


FIGURA 4.29 : ESQUEMA DE PLANTA CON CICLO TERMODINÁMICO BRAYTON

5.7 SELECCION DE UNA PLANTA PILOTO DE 20 Kwe.

Como se señaló en la parte 4.2 al principal requerimiento para iniciar los cálculos, es conocer el nivel de radiación y las horas de sol. De la figura 1.2 asumiendo una posible ubicación en Mollares, el promedio quincenal diario es de 500 Ly/día (833 W/m^2). Así mismo del anexo II, las horas de sol promedio es de 7 horas/día.

5.7.1 Subsistema de carga

Para ajustar el cálculo en este prototipo se utilizará el criterio mencionado en el apartado 4.6.3.1 es decir, seleccionando primeramente el subsistema de carga y luego a partir de estas condiciones calcular el resto de los subsistemas.

Turbina generador :

Fabricante : SOLAR TURBINES INTERNATIONAL

Potencia = 20 Kw.

Presión de ingreso $P_1 = 850 \text{ PSI}$

Presión de salida $P_s = 2 \text{ PSI}$

Temperatura = 440° C

Flujo de vapor ⁽¹⁾ $\dot{m} = 9.838 \frac{\text{lb}}{\text{Kwh}} \times 20 \text{ Kw} = 196.7 \frac{\text{lb}}{\text{hr}}$

Generador : Trifásico, 220 vol.

Por otro lado para este subsistema se plantea la posibilidad de reemplazar la turbina a vapor, por un motor térmico a aire caliente que cumpla con el ciclo termodinámico STIRLING, puesto que la General Motors Corp. tiene desarrollado este tipo de motor en el orden de 20 - 30 HP.

(1) De tablas de consumo Teórico de Vapor.- Manual MARKS del Ingeniero Mecánico - 1982.

5.7.2 Subsistema de colección

Este sistema subsistema debe ser capaz de proporcionar toda la energía útil concentrando la radiación solar sobre la torre central, de tal modo que se produzca el vapor requerido por la turbina.

.Receptor

Será de eje vertical con cavidad esférica cuyo diámetro de apertura se estima en por lo menos 50% mayor que el diámetro de los helióstatos. Esto es para compensar la desviación que sufre la radiación al ser reflejada por los espejos. En este sentido, por ser la altura del prototipo de baja dimensión, no es recomendable aplicar la ecuación 4.3, pues ésta está deducida para torres de gran altitud y diámetros de campo mayores de 100 m.

Luego se tomará :

$$D_{ap} = 1.50 \text{ m.}$$

El esquema de este receptor se puede apreciar en la figura 4.21. Por otro lado, la superficie del receptor deberá llevar una protección (aislamiento) para evitar o moderar las pérdidas por conducción.

.Absorbedor

El absorbedor es en sí, el elemento que transmite la energía térmica al fluido de trabajo, esto es, el agua. El agua sufrirá un cambio de estado en el interior del absorbedor, que en este caso es una tubería del mismo tipo de las que se usan para calderas. Otro criterio para adaptar estas tuberías, es el de la resistencia a la corrosión, para lo cual el material Hastelloy sería apropiado. En cuanto a las dimensiones, de este absorbedor, se han tomado los siguientes criterios :

- a) La longitud de la tubería será distribuida en forma de espiral de tal modo que cubra la superficie interior de la cavidad esférica del receptor.
- b) El número de pasos de la espiral (n), está en función del diámetro de apertura del receptor y del diámetro de la tubería, así como también del espaciamento entre paso y paso.
- c) Para establecer la superficie de transferencia de calor hacia el fluido de trabajo, se considerará que la radiación reflejada por los helióstatos incidirá sobre una superficie expuesta de la tubería, que no llega a ser del 100%, por efectos del montaje.
- d) El número de pasos " n " del absorbedor en el interior del receptor, influye directamente en el área de transferencia y ésta a su vez controla la cantidad de calor que puede transferir al fluido de trabajo. A mayor número de pasos, mayor flujo de vapor generado, mayor potencia obtenible, y viceversa.
- e) El diámetro de cada paso en espiral varía y por consiguiente la longitud de cada paso también. Todo esto es función del diámetro de la tubería, la separación entre pasos y el diámetro de apertura del receptor. En la figura 4.30, se ha establecido gráficamente : número de pasos y la longitud total de la tubería (absorbedor), para una situación bien conservadora (1" de separación entre paso y paso).

Con los criterios anteriores se han realizado las siguientes estimaciones:

Material: Tubería de caldero 2" ϕ (si es posible Hastelloy)

$$\phi_{\text{ext.}} = 2''; \phi_{\text{int.}} = 1.81''; \text{espesor} = 0.095''$$

Longitud : 82 m. (estimado gráficamente Fig. 4.30)

Número de pasos, $n = 21$ (gráficamente Fig. 4.30)

Disposición : En espiral ($n = 21$)

Area de transferencia : Interior de la tubería

$$A = \pi \times D_i \times L$$

$$A = \pi \times 1.81'' \times 25.4 \times 82/1000$$

$$= 11.8 \text{ m}^2.$$

Calor requerido en el absorbedor

Como se planteó anteriormente, el absorbedor es una tubería en cuyo interior se realizará el cambio de estado de agua a vapor. Este absorbedor deberá cumplir con la demanda de vapor requerida por la turbina, tal como ocurre en un caldero convencional. Como se planteó en 4.7.1, el ajuste de todos los cálculos, se basan en los datos de la turbina, que la supondremos conocida de antemano. Los criterios que se han tomado para el cálculo del calor solicitado en el absorbedor, son los siguientes:

- a) El agua ingresa al absorbedor en estado líquido y sale en estado de vapor sobrecalentado a la temperatura y presión, determinados por las características técnicas de la turbina, tal como está detallado en 4.7.1.
- b) El ciclo termodinámico es Rankine, por esta razón, la presión dentro del absorbedor debe ser constante e igual a la presión de entrada de la turbina (que es un dato obtenible a partir de las características propias de la turbina).
- c) El condensado a baja presión es impulsado hacia el absorbedor mediante una bomba, y permita alcanzar la presión de trabajo. La compresión adiabática es a volumen específico constante, en el diagrama de la fig. 4.32, corresponde al tramo 1-2.
- d) El proceso de calentamiento, evaporación y sobrecalentamiento es a presión constante, con la información de las entalpías para

· cada punto característico del diagrama T-S (Fig. 4.32), con las tablas de vapor saturado y vapor sobrecalentado, se efectúa el cálculo teórico preliminar del calor suficiente para producir el flujo de vapor a las condiciones previstas para una potencia concreta del prototipo .

Con los siguientes datos se realizará el cálculo del calor necesario para el absorbedor de una planta piloto, de 20 KWe:

- Agua antes del absorbedor

Estado : Líquido

Temperatura $T = 126^{\circ} \text{ F}$

Entalpía, $h_i = 94.02 \text{ BTU/lb}$ (De diagrama de Mollier)

Presión, $P_i = 2 \text{ PSI}$ (Presión del condensador)

- Calentamiento

Estado : Líquido

Presión : 850 PSI (Por que a esta presión trabaja la turbina)

Temperatura : Desde 125° F hasta 525° F , en el diagrama de Mollier a 850 PSI y 525° F se obtiene líquido saturado, en la figura 4.32 corresponde al tramo 2-2'

Entalpía a 525° F , $h_{2'} = 518 \text{ BTU/lb}$

.. Calor de calentamiento Q_1 :

$$Q_1 = \dot{m} (h_1 - h_2)$$

\dot{m} - flujo = 196.7 lb/hora (especificación de la turbina)

$$Q_1 = 196.7 \frac{\text{lb}}{\text{hr}} (518 - 94.02) \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

$$= 83,396.8 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}} = 24,435 \text{ w.}$$

. Cambio de estado

Tramo en diagrama : 2' - 3' (Fig 4.32)

De : Líquido saturado a $T = 525^\circ \text{ F}$, $P = 850 \text{ PSI}$

A : Vapor saturado a $T = 525^\circ \text{ F}$, $P = 850 \text{ PSI}$

Entalpia de vapor saturado : $h_{3,1} = 1197.65 \text{ BTU/lb}$

. Calor de evaporacion Q_2 :

$$Q_2 = \dot{m} (h_{3,1} - h_{2,1})$$

$$= 133,687.6 \frac{\text{BTU}}{\text{hora}} = 39170.3 \text{ watts}$$

. Sobrecalentamiento.

La turbina impone unas condiciones de trabajo iniciales de $T = 825^\circ \text{ F}$ y $P = 850 \text{ PSI}$, por lo que el absorbador deberá tener capacidad (longitud suficiente)

para sobrecalentar el flujo de 196.7 lb/hr desde 525° F hasta 824° F

- Calor necesario para sobrecalentamiento.. Q_3

$$\dot{Q}_3 = \dot{m} (h_3 - h_{3'})$$

$$h_3 = 1410.6 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}} \quad (\text{entalpía de ingreso en la turbina, de tablas de vapor sobrecalentado en las condiciones } P = 850 \text{ PSI y } T = 824^\circ \text{ F})$$

$$h_{3'} = 1197 \text{ BTU/hr} \quad (\text{entalpía de vapor saturado a 850 PSI})$$

$$Q_3 = 196.7 \frac{\text{lb}}{\text{hr}} (1410.6 - 1197) \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

$$= 42,015 \text{ BTU/hr} = 12,310 \text{ w}$$

- Calor necesario útil en el absorbedor

$$Q_u = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 75,915 \text{ watts}$$

- Calor necesario que debe ser absorbido (colectado por el sistema de helióstatos)

$$Q_a = \frac{Q_u}{\eta_c}$$

$$\eta_c = \text{eficiencia de colección}$$

se estima en función de las pérdidas térmicas (radiación, convección) y ópticas (en el caso de colección por helióstatos básicamente es controlado por el efecto "cos Θ ")

· Para colectores la eficiencia media está en el orden de 40-45 % , en este prototipo, se asume $\eta_c = 45\%$ por el número reducido de heliostatos y por la poca altura de la torre, ya que el efecto " $\cos \Theta$ " tiene menor incidencia.

De acuerdo a las consideraciones expuestas, el calor que debe ser colectado por los espejos, y luego absorbido en el receptor es:

$$Q_a = \frac{75,915 \text{ w}}{0.45}$$

$$= 168,700 \text{ watts}$$

Este calculo sera nuevamente evaluado con los calculos correspondientes de las pérdidas termicas y opticas , ajustando el dato asumido de $\eta_c = 45\%$ con la eficiencia real de colección.

5.7.2.1 Evaluación de las pérdidas térmicas y ópticas; eficiencia de colección.

Las pérdidas en el subsistema de colección serán evaluadas fundamentalmente separadas en : pérdidas térmicas dentro del absorbedor y las tuberías externas (por convección y radiación); pérdidas ópticas por desviación de la reflexión (efecto " $\cos \Theta$ "), la pérdida total será la adición de todos esos efectos.

• Pérdidas Por convección

Como se ha detallado anteriormente, el receptor es de cavidad esférica en cuya pared interior va instalada la tubería en espiral (absorbedor) y además todo este sistema va cubierto por una tapa circular de vidrio, cuyo diámetro es igual al diámetro de apertura (D_{ap}). Estas características hacen que el interior del receptor mantenga equilibrio con la temperatura del vidrio protector, en consecuencia la convección se dará en la superficie exterior de esta tapa de vidrio, con el respectivo coeficiente pelicular " h_c " calculado para superficies planas con la siguiente expresión

$$h_c = 5.7 + 3.8 V \quad (1)$$

(1) J.A. Duffie, W.A Beckman, Solar Energy Thermal Processes, Jhon Wiley and sons, New York, 1974

V = Velocidad del viento (m/seg)

h_c = $W / (m^2 \text{ } ^\circ C)$

Luego el calor perdido por convección es :

$$Q_c = h_c \frac{\pi D_{ap}^2}{4} (T_e - T_a)$$

V = 3.5 m/seg (en Mallares, lugar donde preliminarmente se ha considerado la ubicación de la planta piloto)

T_e : Temperatura de la superficie exterior de la tapa de vidrio del receptor
 $450^\circ C$ (esta temperatura ha sido estimada en función de la temperatura interior que se puede alcanzar en el receptor, por otro lado no habrá inconveniente con el vidrio, pues hasta $594^\circ C$ mantiene su forma sin ablandarse)

T_a : Temperatura ambiente = $24^\circ C$
 (Promedio)

D_{ap} = 1.50 m (diámetro de apertura)

h_c = $5.7 + 3.8 (3.5)$

= $19 W / (m^2 \text{ } ^\circ C)$

$$Q_c = 19 \frac{\pi (1.5)^2}{4} (450 - 24)$$

= 14,303 watts

• Pérdidas por radiación

La radiación estará controlada por el diámetro de apertura, pues la cavidad esférica actuará como un cuerpo negro que emite radiación a través de la apertura circular que va cubierta con un vidrio. Para simplificar el análisis, se asume que la superficie circular de diámetro D_{ap} (1.50 m) de vidrio emite radiación hacia el medio ambiente, pues la temperatura interior en el receptor trata de estar en equilibrio con la temperatura del vidrio, entonces se da la siguiente pérdida:

$$Q_r = \sigma T_e^4 \frac{\pi (D_{ap})^2}{4} F_R$$

T_e : Temperatura exterior del vidrio del área de apertura.
 = $450^\circ C$

σ : Constante de Steffan - Boltzman.
 = 5.7×10^{-8}

F_R : 0.8 (estimado)

$$Q_r = 22,019 \text{ watts.}$$

• Pérdidas por conducción

Las pérdidas por conducción se darán en todas las partes aisladas y partes expuestas (válvulas, uniones, etc) del receptor, tubería entre el absorbedor y la turbina. Por lo general en instalaciones térmicas de esta naturaleza, se toma entre 7 - 10% , sin embargo será importante efectuar una evaluación más precisa sobre la inslación funcionando, para ajustar este rango.

Bajo las consideraciones mencionadas estas pérdidas, para el prototipo planteado, serán como un 8% del calor colectado.

$$Q_k = (0.08) (168,700)$$

$$Q_k = 13,496 \text{ watts}$$

• Pérdidas ópticas por el efecto " cos Θ "

Esta pérdida está gobernada por la inclinación del heliostato con respecto a la horizontal (β), por la latitud (ϕ) y la declinación. La combinación de estos parámetros permite hacer una evaluación de " cos Θ " a partir de los ábacos de las figuras 4.19 y 4.20 Para este caso del prototipo, se ha efectuado un análisis cuyos casos más extremos se muestran en la disposición del plano P2. La influencia de " cos Θ " para el prototipo se ha estimado en promedio igual a 0.75 en un período de 7 horas día.

, Luego :

$$Q_{\theta} = (1 - 0.75) (168,700) = 42,175$$

• Calor útil

El calor útil será calculado mediante la siguiente expresión :

$$Q_u = Q_a - Q_c - Q_r - Q_k - Q_e$$

$$\begin{aligned} Q_u &= 168700 - 14303 - 22019 - 13496 - 42175 \\ &= 76,707 \text{ watts} \end{aligned}$$

• Eficiencia real de colección

La eficiencia de colección asumida inicialmente ($\eta_c = 45\%$), puede ser ahora evaluada con más certeza, comparando simplemente lo que se aprovecha (Q_u) de lo que necesariamente se desecha (pérdida).

$$\eta_c = \frac{Q_u}{Q_a} = \frac{76,707}{168,700} = 45.46\%$$

Este cálculo, nos indica que lo asumido anteriormente estaría muy ajustado a lo que teóricamente rendiría el sistema de colección. Sin embargo cabe mencionar, que todos estos cálculos son preliminares, pero que de todos modos nos dan una idea de lo que puede ocurrir en instalaciones de esta naturaleza.

• Helióstatos

Los helióstatos por ser los elementos reflectantes estarán sometidos a un movimiento que siga el movimiento del sol. En el apartado 5.4.2 se explica detalladamente esta característica. Para el prototipo planteado, nos interesa ahora hacer el cálculo del área total de helióstatos y el número de los mismos que se necesita para poder alimentar a un absorbedor que produzca 196.7 lb/hr. de vapor sobrecalentado, necesarios para producir 20 kwe. a través de una turbina y un generador.

En el apartado 5.7.2, se ha llegado a establecer el nivel de calor para este fin,

$Q_a = 168,700$ watts, con este dato se puede entrar a la ecuación 4.4 y efectuar los cálculos para obtener las incógnitas antes mencionadas :

De la ecuación 4.4.

$$Q_a = (\tau \cdot \alpha) f P_t \cdot A_c \cdot F_R$$

τ : Transmitancia de la cubierta receptor

α : Absortancia del absorbedor

$(\tau \alpha) = 0.65$ (para el rango de 450°C) (1)

f : Reflectancia especular de los helióstatos = 0.965 (tomado del anexo I)

$A_c =$ Area de colección = Area de los helióstatos = A_h

$I_t =$ Intensidad de radiación sobre los helióstatos = 833 W/m^2 , estimado (apartado 5.7)

Q_a = Calor absorbido = 168,700 watts, realizado en el apartado 5.7.2

F_R : Factor de remoción de calor, para esta situación de alta concentración se ha estimado en 0.8.

Luego el valor del área total de los helióstatos es :

$$A_h = \frac{168,700 \text{ watts}}{(0.65)(0.95)(0.8)(833)}$$

$$A_h = 409.9 \text{ m}^2 \cong 410 \text{ m}^2$$

Diámetro de 1 helióstato = 1 m (asumido)

$$\text{Área unitaria} = \frac{\pi (1)^2}{4} = 0.785 \text{ m}^2$$

$$\text{Cantidad total : } N = \frac{A_h}{0.785} = 522$$

Superficie reflectante : Película de plata entre dos vidrios corrientes de 3 mm. de espesor cada uno.

Soportes : Los helióstatos estarán montados sobre un sistema de vigas metálicas tal como se muestra en el plano PI.

Disposición : Los helióstatos o espejos, irán dispuestos de tal modo que se evite el efecto de sombras, para la cual los espaciamientos entre bordes de c/ helióstato será de 1.0 m.

- Campo necesario : El área de terreno mínimo sobre el que se dispondrán los espejos es el doble del área total de helióstatos

$$A_t = 2 A_h = 820 \text{ m}^2$$

$$820 = \pi R^2, \quad R = 16.15 \text{ m.}$$

- Torre central

El cálculo de la altura de la torre se hará a partir de la ecuación 4.2 :

$$H_t = R (\text{tg. } \hat{\gamma})$$

R = Radio del campo de helióstatos = 20m
(para tener un margen sobre 16.15 m)

$\hat{\gamma} = 45^\circ$ (asumido para obtener una altura que sea igual al radio del campo).

Luego :

$H_t = 20 \text{ m}$ (altura desde el nivel de la superficie de los helióstatos)

H = 21.50 m (altura desde el nivel del suelo)

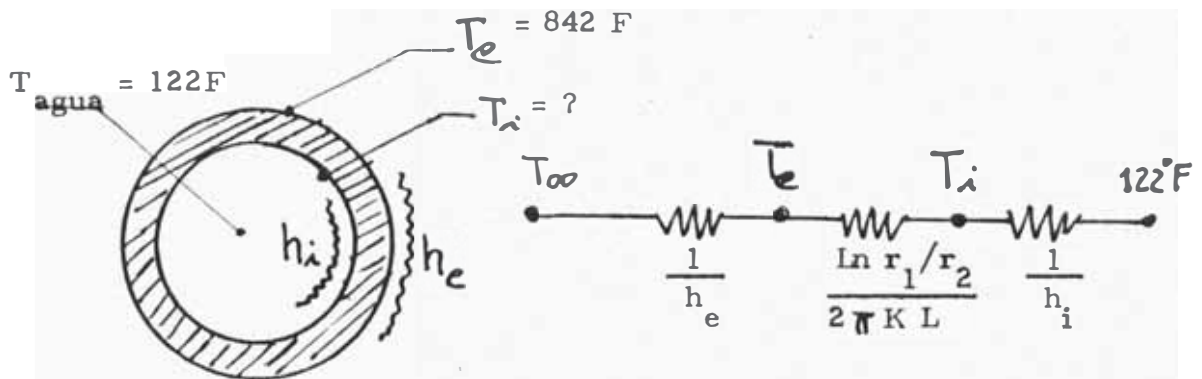
Material : Estructura de acero A-36 pintado de blanco , cuyos detalles se muestran en el plano P1

5 . 7 . 3 CHEQUEO DE LA SUPERFICIE DE TRANSFERENCIA DE CALOR EN EL ABSORBEDOR

De acuerdo a lo asumido anteriormente, el absorbedor consistirá en una tubería de 2" ϕ de Hastelloy.

La transferencia de calor debe ser tal que el calor útil recibido desde los helióstatos ($Q_u = 261,460$ BTU/hr.) sea capaz de evaporar el agua y a la vez sobrecalentar el vapor hasta la temperatura y presión indicadas.

Para este chequeo analítico se presenta la siguiente analogía con un circuito eléctrico en serie:



El calor útil debe ser constante, y asumiendo una temperatura exterior de la tubería igual a 450 C (842 F), se puede establecer:

$$Q_u = 261,460 \text{ BTU/hr.} = \frac{842 - T_i}{\frac{\ln r_2/r_1}{2\pi KL}}$$

$$K = 12.67 \text{ BTU/h. pie}^2 \cdot \text{pie}$$

$$r_1 = 1'' ; r_2 = 0.891'' ; \text{asumiendo } L = 100'$$

$$T_i = 841.9 \text{ F}$$

Esto significa que las pérdidas por conducción son mínimas.

De acuerdo a la transferencia de calor, se puede entonces afirmar que el calor necesario dentro del absorbedor dependerá del coeficiente pelicular interno, es decir del coeficiente pelicular "h_i" de ebullición.

$$(1) h_i = (0.59 + 0.069 \frac{\lambda_c}{D_i}) \left(\frac{F}{C} \right)^{0.25}$$

D_i = Diámetro interior

$$\lambda_c = 2\pi \left[\frac{\sigma}{g(\rho_L - \rho_V)} \right]^{0.5}$$

$$F = \left\{ \frac{K_v^3 \rho_V (\rho_L - \rho_V) g h_{fg} \left[1 + \frac{0.34 C_{hv} (T_s - T_v)}{h_{fg}} \right]^2}{\mu_v (T_s - T_v)} \right\}^2$$

K_v = Conductividad del vapor saturado = 0.0292

T_s = Temperatura de la superficie = 842 F

T_v = Temperatura del vapor saturado = 525 F

g = celeración de la gravedad =

ρ_L = Densidad del líquido saturado = 47.5 lb/ft³

ρ_v = Densidad de vapor saturado = 1.869 lb/ft³

μ_v = Viscosidad = 44.48 x 10⁻⁸ lb-seg/ft²

σ = Tensión superficial = 4.99 x 10⁻³ lb/ft

h_{fg} = Entalpía de evaporación = 679.5 BTU/hora.

C_v = Calor específico del vapor

- (1) TRANSMISION DE CALOR -A. STOEVER . ED. Mac. Graw-Hill
Coeficiente pelicular de ebullición en el interior de tubos.

Efectuando los cálculos respectivos, se obtiene:

$$h_i = 16.6 \text{ BTU/hr. pie}^2 \cdot \text{F}$$

$$\begin{aligned} \text{Luego el calor es : } Q &= h_i (T_i - T_{\text{agua}}) A \\ &= 16.6 (842 - 122) (\text{Area}) \end{aligned}$$

Por otro lado se ha calculado anteriormente:

$$Q_w = 261,798 \text{ BTU/hr.}$$

El área de transferencia neta será:

$$A = 21.9 \text{ pie}^2$$

Según este cálculo el área de transferencia asumida en la sección 5.7.2, igual a 12 m^2 , es demasiado grande. Por consiguiente para generar 196.7 lb/hr. de vapor en el absorbedor solar, solo es suficiente una superficie de 21.9 pie^2 .

Como se planteó anteriormente, la superficie exterior de la tubería no está 100% expuesta a la radiación solar, en este sentido si se asume una superficie expuesta de 60%, la longitud correspondiente de tubería en el absorbedor del prototipo, será de :

$$\begin{aligned} A &= \pi D L = \\ &= \pi (1.782/12) \cdot L = 21.9 / .6 \end{aligned}$$

$$L \cong 80 \text{ pies} = 27 \text{ m.}$$

5.7.4 COMPROBACION DEL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA HELIOSTATICA PILOTO DE 20 KWe.

En la figura 4.32 se muestra el diagrama temperatura versus entropía, para el ciclo termodinámico Rankine, que corresponde a la planta heliostática propuesta (prototipo de 20 KWe)

- 1 - 2 : compresión adiabática
- 2 - 2' : calentamiento a presión constante
- 2' - 3' : evaporación isotérmica
- 3' - 3 : sobrecalentamiento
- 3 - 4 : trabajo entregado a la turbina.

Calidad del vapor a la salida de la turbina :

Del diagrama h-S (anexo I)

$$h_3 = 1410.6 \text{ BTU/lb.}$$

$$\chi = 0.94$$

$$h_4 = h_I + 0.94 h_{fg}$$

En tablas de vapor saturado a 126° F :

$$h_I = 94.02 \text{ BTU/lb}$$

$$h_{fg} = 1022.1 \text{ BTU/lb}$$

$$h_4 = 1054.8 \text{ BTU/lb}$$

$$\text{Potencia de la Turbina} = (1410.6 - 1054.7) \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \times 196. \frac{\text{lb}}{\text{hr}} = 20,511 \text{ W}$$

Según esta última comprobación la potencia de la planta prototipo con el ciclo Rankine y con las temperaturas y presiones estimadas están dentro del rango especificado por el fabricante de la turbina (International Solar Turbines Co.).

Para establecer una comparación del rendimiento, es necesario hacer también una evaluación del calor consumido - en el ciclo termodinámico (teórico), así mismo comparar este calor consumido con el calor útil que es capaz de producir la planta en el absorbedor.

5.7.4.1 Calor consumido en en ciclo termodinámico

Para evaluar este calor, nos remitimos al diagrama T vs. S (figura 4.32). El tramo 2 - 3, corresponde a todo el calor consumido por el absorbedor - para efectuar el calentamiento, cambio de fase y sobrecalentamiento(vapor), el tramo de 1 a 2, propiamente es el trabajo que se necesita para comprimir el agua procedente del condensador hasta el estado - de presión de trabajo (850 psi).

$$Q'_a = \dot{m} (h_3 - h_2)$$

$$= 196.7 \text{ lb/hr. } (1410.6 - h_2) \text{ BTU/lb.}$$

La entalpía h_2 se calcula, realizando el cálculo de la compresión adiabática entre 1 y 2.

.Compresion adiabática

Volumen específico = Cor

Trabajo de la bomba = W

$$W = \int_1^2 \frac{dp}{\rho}$$

$$W = 5.8 \text{ KJ/Kg.} = 2.49 \text{ BTU/lb.}$$

Por otro lado el trabajo de la bomba se expresa también como :

$$W = (h_2 - h_1) = 2.49 \text{ btu/lb}$$

De aquí se calcula h_2

$$\begin{aligned} h_2 &= 2.49 + 94.02 \\ &= 96.51 \text{ BTU/lb.} \end{aligned}$$

Entonces el calor consumido en el ciclo es :

$$Q_a = 196.7 \text{ lb/hr.} (1410.6 - 96.51) \text{ BTU/lb.}$$

$$1W = \text{BTU/hr} \times 0.293$$

$$Q_a = 75735 \text{ Watts.}$$

El calor util calculado en 4.7.2.1, igual a (Q_u) 76,707 W. y que además es el que puede generar el absorbedor; se ve es mayor que el calor que consume el ciclo termodinámico de la planta piloto.

En consecuencia, se puede afirmar que la planta, en las condiciones planteadas, sí podrá generar los 20 kwe., tal como se ha demostrado a partir del apartado 5.7.

Efficiencia de la planta :

La eficiencia del prototipo de 20 Kwe., estará definida por la potencia que genera la turbina en relación a la potencia calórica que todo el sistema es capaz de captar a través de los helióstatos

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P_{\text{turbina}}}{Q_u} \\ \eta_p &= \frac{20,511 \text{ W}}{76,707 \text{ W}} = 26.7 \% \end{aligned}$$

Este rango de eficiencia está previsto para este prototipo pues el número de helióstatos es pequeño. Para plantas mayores la eficiencia aumenta, alcanzando inclusive rendimientos de 30 a 35 %.

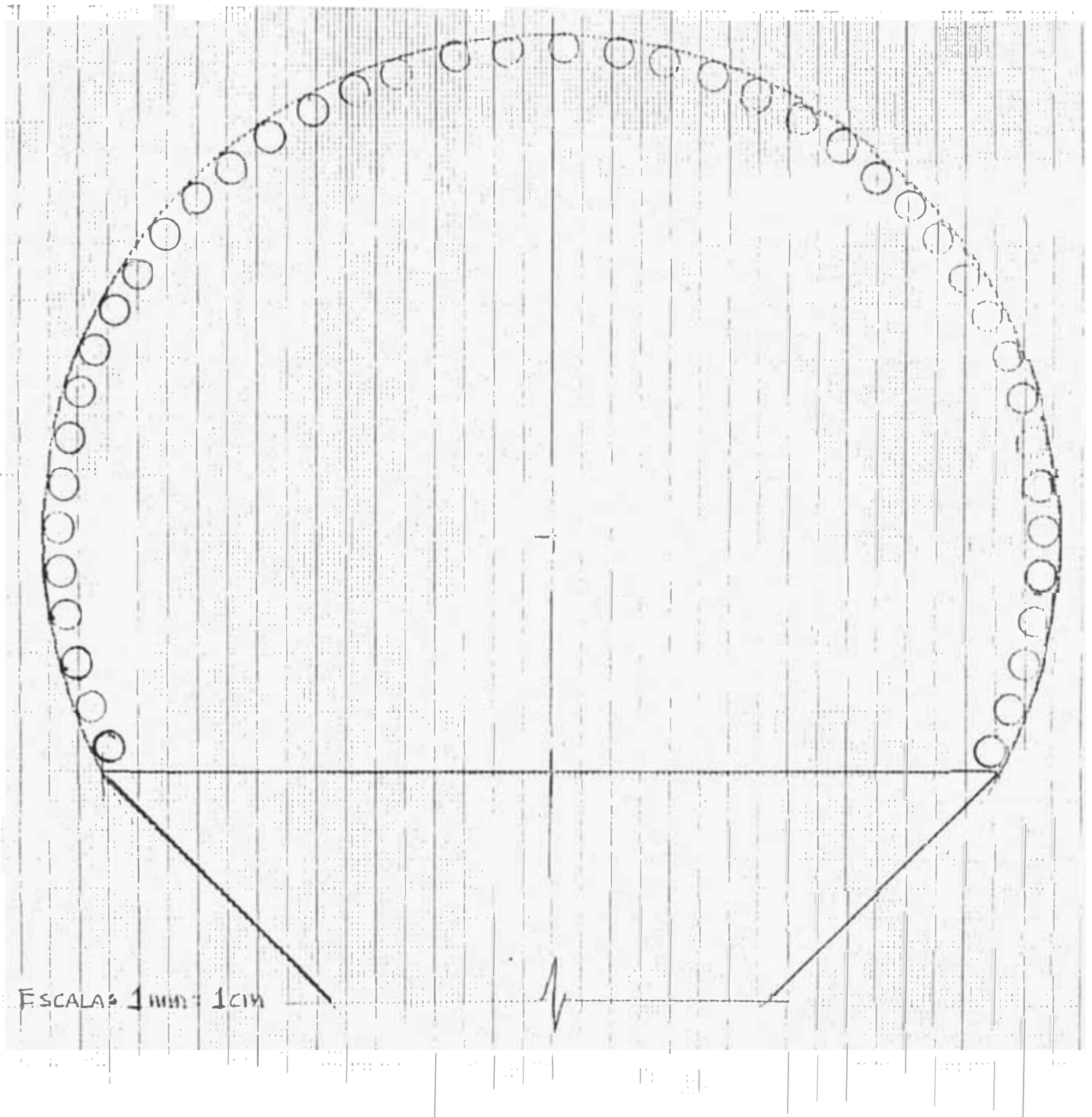


FIGURA 4.30

Esquema de Distribución de la tubería
ABSORBEDOR - PLANTA HELIOSTÁTICA
PROTOTIPO DE 20 Kwe.

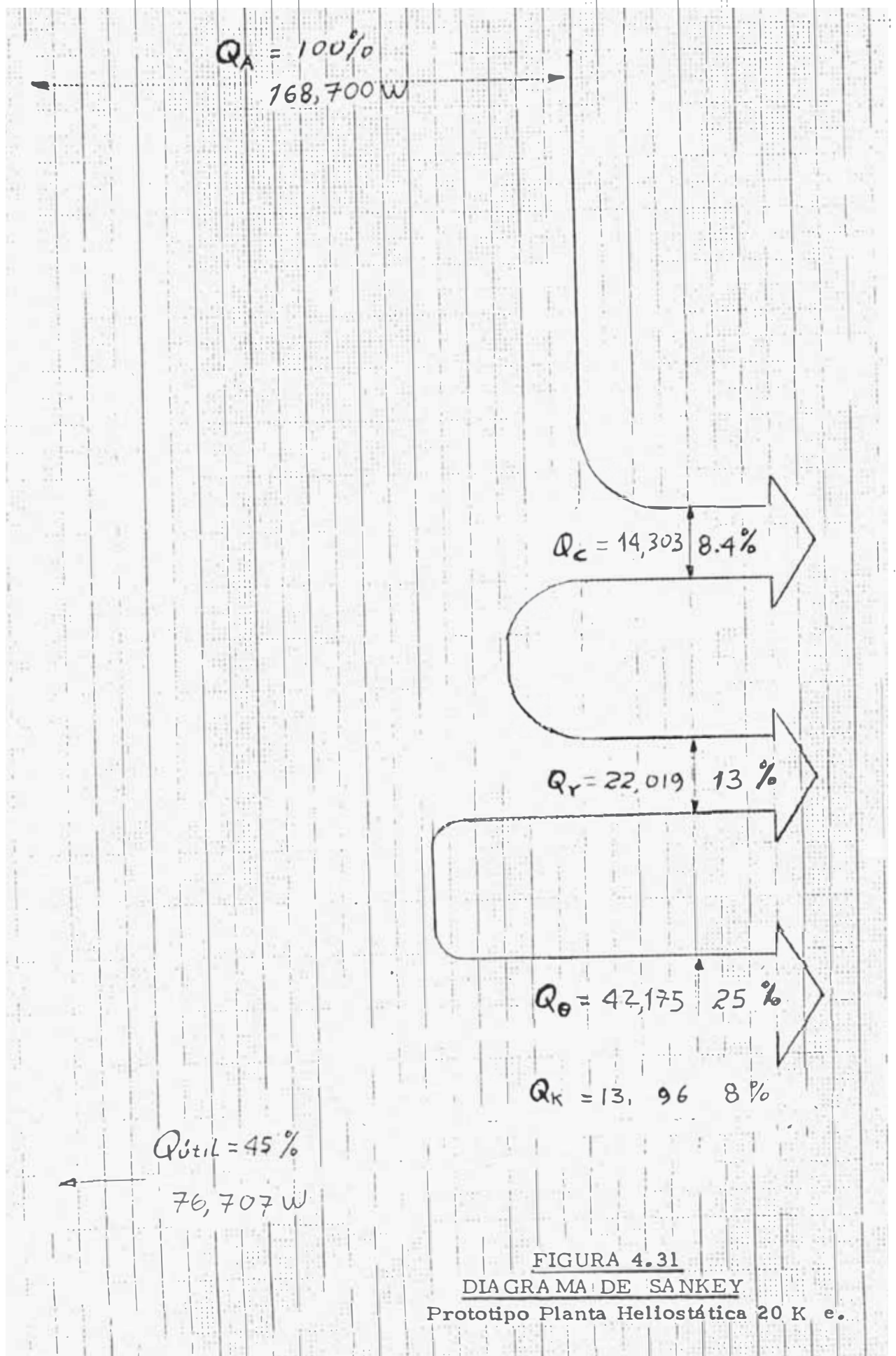


FIGURA 4.31
 DIAGRAMA DE SANKEY
 Prototipo Planta Helioestática 20 K e.

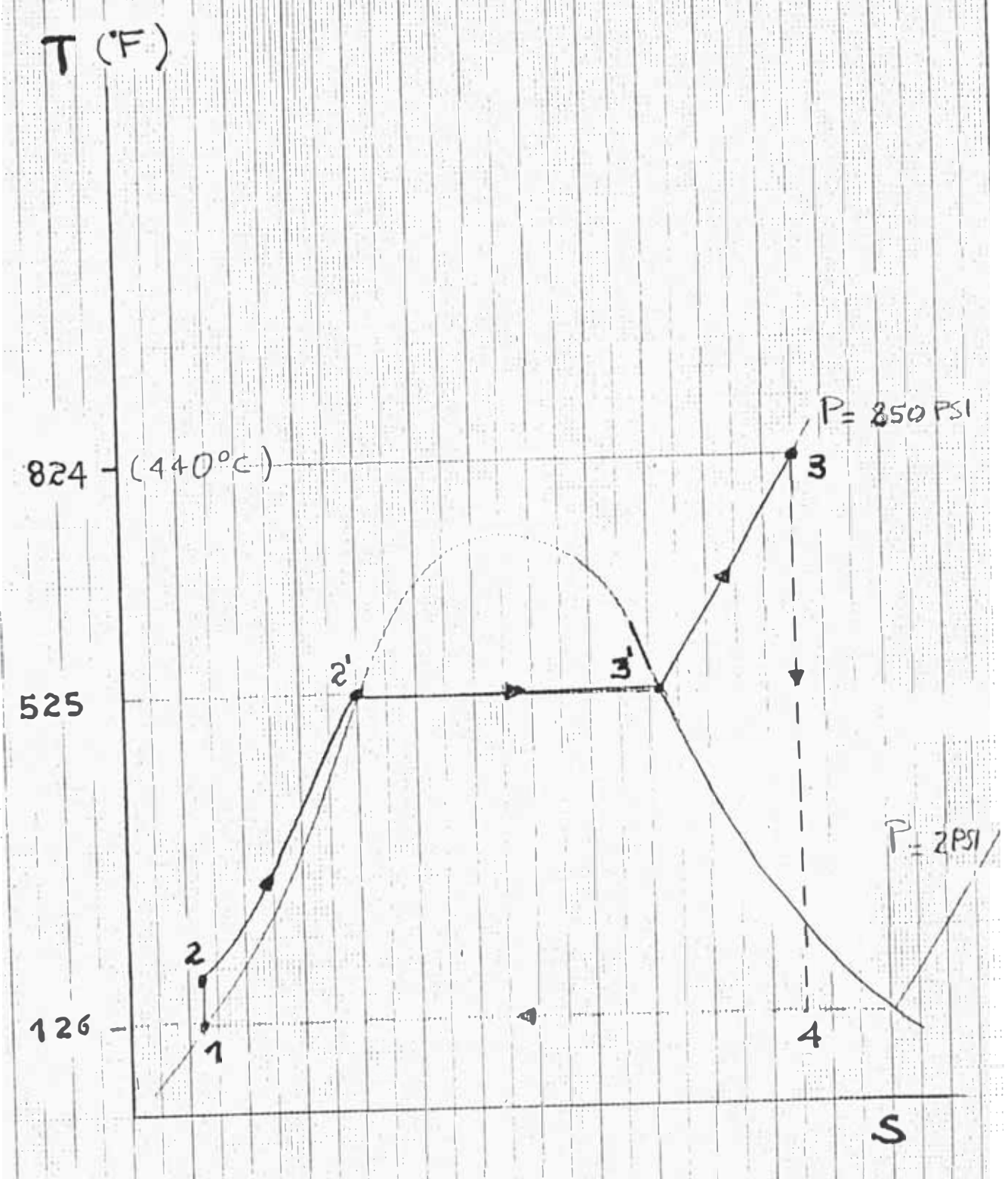


FIGURA 4.32

DIAGRAMA; Temperatura Vs. Entropía

CICLO : Rankine

PLANTA HELIOSTATICA 20 Kwe.

CAPITULO 6

CONSIDERACIONES ECONOMICAS.

6.1 EVOLUCION DEL COSTO DE UNA PLANTA HELIOSTATICA.

En la actualidad estas plantas están en su etapa de experimentación, siendo Estados Unidos el país que más avances ha alcanzado. En 1970, se inició la construcción de pequeños prototipos hasta lograr una planta de aproximadamente 250 MW térmicos para la producción de 100 MW eléctricos en el estado de California.

Los costos a este nivel evidentemente son altos, puesto que la producción de las diferentes partes de la planta es prácticamente unitaria. En este sentido los presupuestos para investigación y ejecución en los proyectos para centrales heliostáticas, en los Estados Unidos, tienen un índice notable en comparación con los recursos asignados a otras áreas de la investigación en energía solar. Por ejemplo la primera planta heliostática de 5 MW en los Laboratorios Sandia, Albu-

querque, Nuevo México costó \$ 21 millones, (1), la segunda de 10 MW en Barstow tuvo un costo de \$ 130 millones (2), en la actualidad se está ensayando con una planta de 100 MWe y los resultados demuestran notables reducciones en los costos. Esto se puede apreciar objetivamente en el cuadro 5.1, de costos estimados para una planta comercial de 100 MWe del año 1990.

Debe reiterarse que estos costos son estimaciones de Ingeniería sujetos a otras variables. Por ejemplo se asumió que todos los costos eran para una producción comercial, así el costo de los helióstatos estuvieron basados en un rango de 70 millones de unidades por año, a un costo de \$ 170 dólar el metro cuadrado de helióstato.

Estos estimados realizados en 1974 después de 10 años prácticamente han variado, así tenemos que con el desarrollo de la ciencia de materiales se han logrado diseños modernos para los helióstatos con la incursión de empresas conocidas tales como la Mc Donnell Douglas, Martin Marietta, y Honeywell el costo promedio de los helióstatos ha bajado a \$ 145 dólares por metro cuadrado. Lo más sorprendente es el caso de un-

(1) (2) W.D. Metz and A.L. Hammond, "The Science Report on Solar Energy in America", American Association for the Advancement of Science.- Pág. 21.

CUADRO 5.1

COSTOS ESTIMADOS PARA UNA PLANTA HELIOSTÁTICA A GRAN ESCALA

		\$/KW
Equipo de Turbina		73
Equipo Eléctrico		20
Torres de Enfriamiento		23
Terreno y Estructuras		43
Almacenamiento de Energía (6 horas)		100
Helióstatos		486
	\$/m ²	
Superficie reflectiva	12.6	
Soporte estructural	7.7	
Motores	15.8	
Sensores de Control	2.5	
Pedestal	7.4	
Control de Campo	9.6	
Montaje y Transporte	1.3	
Instalación	1.4	
Sub-Total	61.3	
Torres		19
Receptor		50
Tuberías		27
Accesorios de Reemplazo		86
	TOTAL	927

FUENTE : Federal Energy Administration, Solar Energy, -
 Project Independence Report, p. III-2, U.S. -
 Government Printing Office, Washington D.C., -
 November, 1974.

cuarto fabricante, la Boeing, que tiene un diseño muy particular que utiliza poliéster aluminizado para cubrir el espejo a manera de una semiesfera, su costes de \$ 50/m² en cantidades de 25,000 por año (1).

En la planta heliostática, los helióstatos representan más del 50% del costo total y obviamente, reduciendo sus costos se reduce también el costo total, se prevee que para el año 2,000 la planta heliostática sea comercialmente competitiva.

6.2 FACTIBILIDAD ECONOMICA PARA EL PROCESO DE CONVERSION TERMODINAMICA EN UNA PLANTA SOLAR.

Uno de los principales elementos de juicio para decidir la factibilidad de un proyecto, es el económico, y para este caso se deberán tener en cuenta los siguientes aspectos :

- Costo de capital
- Costo de los equipos.
- Período de pago para los equipos.
- Costo de combustible.
- Costo delKW del sistema solar.
- Costo de mantenimiento.

(1) "W.D. Metz and A.L. Hammond, "The Science Report - on Solar Energy in América : American Association for the Advancement of Science, pág. 25-27.

Las plantas heliostáticas y las plantas fotovoltaicas se presentan como alternativas para competir con los sistemas que utilizan petróleo, el objetivo es, como ya se señaló anteriormente, disminuir la dependencia del petróleo para generar potencia. Bajo este objetivo evidentemente habrá que comparar los costos en ambos sistemas y fijar los ahorros de combustible y comparar con lo que significaría invertir en plantas solares, de acuerdo a esto se optará o no por un determinado proyecto desde el punto de vista económico.

Kreider y Kreith (1), han desarrollado un método simple pero útil para sistemas energéticos con costos crecientes de combustible, a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{F} = \frac{(1+i_e)^n - 1}{i_e(1+i)^n} \quad (5.1)$$

Donde :

$$i_e = \frac{i-j}{i+j} = \text{Tasa de interés efectivo.}$$

i = Tasa de interés anual.

j = tasa del crecimiento anual del combustible

(1) J.F. Kreider and F. Kreith, "Solar Heating and Cooling: Practical Design and Applications", Hemisphere Publishing Co. New York, 1975

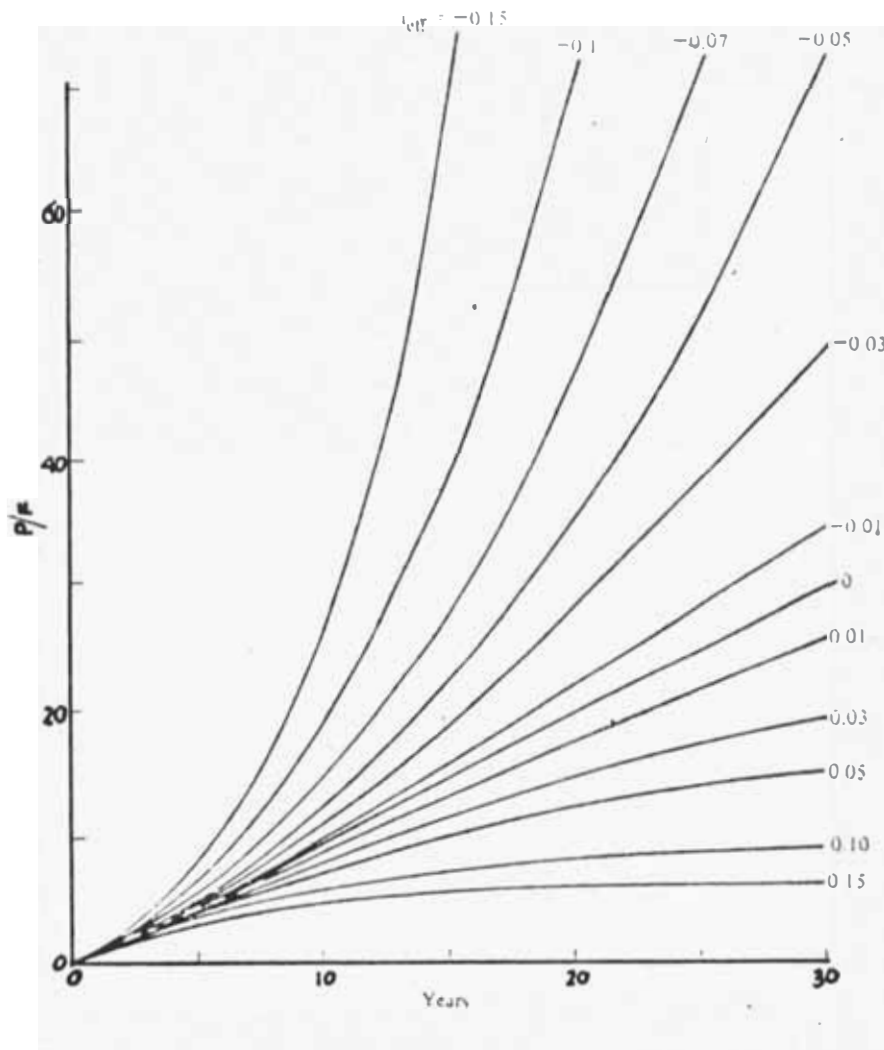


FIGURA 5.1 Gráfica de la Inversión económicamente justificable versus vida útil del sistema, para varios valores de la tasa de interés efectiva.

FUENTE: "SOLAR ENERGY SYSTEMS"-G.C.Vliet, R.B.Bannet, J.R.Howell., McGraw Hill -New York 1982

n = número de años de vida útil.

F = costo del combustible ahorrado en el primer año.

P = inversión inicial económicamente justificable.

En las curvas de la figura 5.1, aparecen diferentes intereses efectivos, sabiendo la vida útil y el ahorro de combustible en el primer año, se puede calcular el costo de la inversión inicial.

6.3 COMPARACION DE COSTOS DE UNA PLANTA HELIOSTATICA CON LAS PLANTAS CONVENCIONALES.

La planta convencional, más explotable en nuestro medio, sin duda alguna, es la Hidráulica, las razones son por demás conocidas. Sin embargo, cabe mencionar que en la zona Norte este recurso es escaso y no está al mismo nivel potencial que la Sierra Central y la zona Sur, en este sentido económicamente habría -- que analizar el transporte de la electricidad a través de prolongadas líneas de transmisión. A continuación se mencionan dos puntos que hacen referencia a esto (1):

1. La transmisión de potencia sobre grandes distancias requiere la utilización de líneas .---

(1) W. Palz, "Solar Electricity " Butterworths Inc. UNESCO PARIS 1978, Pág. 229.

--- de alta tensión para minimizar las pérdidas y luego transformar consecutivamente por pasos - en estaciones a partir de más de 700 KV hasta -- 220 V para el uso doméstico.

Con esta práctica las pérdidas por distribución - en las redes y en las estaciones de transformación es del 10%.

2. El costo de distribución de la potencia es alto. La línea de transmisión más barata, es la aérea que aproximadamente está en el orden de \$ 4000 - por Km.

En nuestro país sin embargo, las plantas convencionales tanto hidráulicas como térmicas trabajan sin estar totalmente interconectadas. Es más, actualmente existen numerosos e importantes proyectos, como la planta del Alto-Chicama a carbón, que conjuntamente a las demás plantas del país deberían conformar un gran sistema interconectado, de este modo las plantas solares podrían integrar este sistema y actuar en las horas de sol, esto significaría un importante ahorro en combustibles.

Como se mencionó anteriormente, la tecnología de las -- plantas heliostáticas está en pleno desarrollo y por -- ello los costos actuales no son muy válidos para una -- comparación, aún así hay aspectos que se deben mencio--

nar y que objetivamente diferencian notablemente a las plantas solares con concentración de torre. A continuación se presentan los insumos básicos comunes a una planta solar de 100 MWe y otra convencional con turbina a vapor.

MATERIALES PARA UNA PLANTA DE 100 MWe (1)

PLANTA HELIOSTATICA	PLANTA A VAPOR
1. 760,000 tons. de concreto	1. 13,000 tons.de concreto.
2. 20,000 tons.de acero	2. 6,000 tons.de acero.
3. 50 tons. de aluminio	

Económicamente, aparentemente una planta heliostática está muy, pero muy lejos de nuestro alcance, sin embargo, para dentro de 20 ó 30 años las condiciones de población, recursos y tecnología variarán notablemente en nuestro país por consiguiente debemos proyectarnos a ese futuro no muy lejano.

(1) C.R. Easton, "Evaluation of Central Solar Tower - Power Plant" Proceedings of the 9th. Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, ASME, New York, 1974.

6.3.1 Costos estimados para la planta piloto de 20 Kwe

Como se ha mencionado en 5.1 estimar costos para plantas solares es bien difícil, en el caso de la planta piloto estos costos se pueden aproximar tomando como criterio los costos para una planta térmica - diesel y a esto adicionarle gastos de fabricar en el país los helióstatos, los soportes y únicamente importar algunos componentes para el control del movimiento de los helióstatos. Cabe mencionar que fabricar de 500 a 600 helióstatos con vidrios corrientes y una película de plata entre ellos, está al alcance de nuestros medios. Por otro lado los soportes, serán sencillos y también pueden ser hechos con material y tecnología nacional. Otro rubro que se debe tomar en cuenta es el de la estructura metálica para la torre central. Como se dijo anteriormente estará constituido por perfiles estructurales hasta una altura de 21.5 m., puede ser construido, mayormente con materiales nacionales.

Con las apreciaciones antes mencionados se dividirá la estimación propuesta, en dos fuentes :

- 1o. Los costos de turbina, equipo eléctrico, condensador, bomba de compresión y todos los elementos para el ciclo termodinámico, se estimarán sobre la base de una planta térmica Diesel para una potencia similar (20 Kwe)
- 2o. Los costos de soportes, estructuras, helióstatos, sensores de control, etc, serán estimados sobre

la base de la información del cuadro 5.1, en donde se tienen costos por unidad de metro cuadrado, se ha tomado en este caso los 410 m² de helióstatos necesarios que se calculó en el apartado 4.7

El resumen de los costos estimados se presenta en el cuadro 5.2,

·CUADRO 5.2·

·COSTOS ESTIMADOS PARA LA PLANTA PILOTO DE
20 Kwe.

	\$
Turbina, condensador, generador	34,000
Receptor y absorbedor	15,000
Estructuras y soportes	8,500
Control y servomecanismo	11,500
Helióstatos (\$ 50/m ²)	20,500
	89,500

Como se ve las estimaciones son estrictamente para los equipos y sistemas a ser instalados, luego el capital inicial para emprender con la planta piloto, incluyendo gastos de instalación y transporte debe ser como mínimo \$ 100,000.

Cabe mencionar que las estimaciones para los helióstatos es poco exacto, debido a la dificultad en conseguir vidrio nacional con las características físicas que garanticen una buena durabilidad. Con el desarrollo de una mejor industria nacional del vidrio es posible ajustar mejor este costo o en su defecto recurrir a la importación de los vidrios; lo cual podría hacer variar notablemente el capital inicial que se necesitaría para plantas de este tipo.

CONCLUSIONES

1. Existe en el país un recurso energético potencialmente importante, como es la radiación solar, para obtener electricidad mediante dos tipos de plantas :
 - a. FOTVOLTAICAS: Para áreas rurales que no cuenten con posibilidades de instalar minicentrales hidroeléctricas.
 - b. HELIOSTATICA : Para regiones del Perú con suficiente radiación solar, que al menos garanticen 2,200-Hrs. anuales con un promedio mínimo de 600 W/m^2 .
2. La región Norte del Perú cuenta con escasos recursos - hidroenergéticos, siendo el petróleo la principal fuente para generar potencia; precisamente en esta región- se dan buenos índices de radiación solar, por lo que - es necesario para el desarrollo nacional iniciar cuanto antes, proyectos de investigación para la utilización

de este recurso en plantas desalinizadoras, bombas de agua, secadores, centrales eléctricas.

3. En concreto el Departamento de Piura presenta características peculiares, porque se puede utilizar racionalmente la radiación solar para generar electricidad en zonas montañosas (La Tina, Ayabaca) utilizando pequeñas plantas fotovoltaicas que reemplacen a los equipos Diesel en determinados períodos; pues en zonas rurales el KWh fotovoltaico compite con el KWh térmico. Lo cual se puede apreciar en el cuadro 3A.
4. En las zonas bajas del departamento de Piura, hay posibilidades de instalar futuras centrales eléctricas en el orden de 1-100 MWe, dependiendo fundamentalmente del adelanto tecnológico que el país pueda alcanzar en este campo adaptando experiencias notables de otros países. El recurso, es decir, el combustible, existe; pero el sistema de conversión actualmente es muy caro.
5. De acuerdo a los logros alcanzados en países desarrollados, existe un tipo de planta heliostática que muy bien trabajaría en Piura hasta los 60 MW, se trata de una planta con Ciclo Brayton abierto, y fluido de trabajo el aire; tiene la gran ventaja de no usar torre de enfriamiento con lo cual es muy fácil de adaptarla a áreas desérticas.

6. Para llevar a cabo lo propuesto en la conclusión No.5, es importante primero construir una planta piloto de - 20 kwe, en la localidad de Mallares y de este modo obtener más datos para un diseño a gran escala.
7. La metodología presentada en el Capítulo IV, permite seleccionar y calcular los principales componentes de una planta heliostática, - pero cabe mencionar que los diseños detallados deberán efectuarse con mucho cuidado, es especialmente para el receptor donde prácticamente el sistema de tuberías dentro de la cavidad presentan el mayor problema en cuanto a transferencia de calor.
8. El almacenamiento de energía, en las plantas es muy caro, para nuestro medio (\$100-180/KX), por lo tanto puede ser disminuído, usando - plantas híbridas, es decir que en horas de bajo nivel de radiación solar y en horas de punta, - entre a funcionar un subsistema convencional - a petróleo o carbón.
9. Para el año 2000, será posible encontrar el el mercado internacional heliostatos, que repre - senta más del 50% del costo de la planta en potencia con recepción de torre, para ese tiempo se pueden hacer más estudios y captar la tecnología en este campo para lograr adaptaciones eficientes a nuestra realidad. Los demás componentes de los diferentes subsistemas no representan mayor problema, ya que tanto las turbinas, tuberías, válvulas generadores, etc., son bien conocidos por los ingenieros en casi todo el mundo.

CUADRO 3 A

	SISTEMA 60 Kw FOTOVOLTAICO	SISTEMA 60 Kw DIESEL
Vida útil	20 años	20 años
Fotoceldas	2,366 módulos (97,000 celdas)	- . . -
Combustible Diesel	- . . -	9,000 barriles (1039 ton.)
Capital inicial	\$ 600,000	\$ 160,000
Costo combustible	- . . -	\$ 850,000

FUENTE : Maycock, P.D. "Photovoltaics, Sunlight to Electricity in one Step-" Brickhouse Publishing Co.

BIBLIOGRAFIA

1. COZ P. F VERA E. J, "Concentradores Solares" Calentamiento con Energía Solar para propósitos diversos, Boletín N° 3, DEM-U.N.I. 1982, Pág. 27-39.
2. ESPINOZA P.R., "Aspectos Fundamentales relativos a la eficiencia de Colectores Solares Planos" Calentamiento con Energía Solar para propósitos diversos Boletín N° 3, DEM-U.N.I. 1982, Pág.12-20.
3. VERASTEGUI L.J. OLIVEROS D.A., "Experiencia en la utilización de Fuentes de Energía no Convencionales en zonas Rurales del Perú" ITINTEC, Serie Energía Solar, N° 5, Vol. 7 Diciembre 1981.
4. CORNEJO G.A., "Estudio Resumen sobre la Distribución de la Radiación Solar en el Departamento de Piura" ITINTEC, Serie Energía Solar N° 3, Vol. 8, Setiembre 1982.

5. ESTRADA M.J., HERRERA A.R. "Sistema de Alimentación de Energía Eléctrica para Estaciones Retransmisoras de Televisión empleando Celdas Solares" ITINTEC, Serie Energía Solar, N° 2, Vol. 7, Agosto 1981.
6. VLIET, G.C., BANNEROT, R.B., HOWELL, J.R. "Solar Thermal Energy Systems Analysis and Design" Mc Graw -- Hill Book Co, New York, 1982.
7. AMETEK Inc., "Solar Energy Handbook" Power Systems - Group, 1982.
8. PALZ, W., "Solar Electricity", Butterworths Co. UNESCO Paris 1978.
9. FRANCIA, G. "Pilot Plant of Solar Steam Generating -- Stantions", Solar Energy, Pergammon Press, London 1968.
10. METZ, W.D., HAMMOND, A.L., "The Science Report on Solar Energy in America", American Association for the Advancement of Science, 1980.
11. FABRE, JEAN, "Solar Electricity", International Conference, Toulouse, France 1976.

12. MAYCOCK, P.D. "Photovoltaics, Sunlight to Electricity in one Step" Brickhouse Publishing Co. Massachusetts 1981.
13. MINISTRY OF ENERGY MINES AND PETROLEUM RESOURCES. "The New Energy Diet", British Columbia Canada 1982.
14. SIEGEL, R. HOWELL. J.R., "Thermal Radiation Heat Transfer" Mc Graw Hill Book Co. New York, 1980.
15. AGUILAR P. J. AGUILAR C., J.M. "Diccionario de Energía Solar" Ed. Alhambra S.A. 1ra. Edición, Madrid 1983.
16. RUSTON GAS TURBINES LIMITED, Publication Nos. 024, 025, 026, 027 Lincoln, England 1977.
17. NOVICK S., "The Electric War" Sierra Club Books, San Francisco, 1976.
18. ZALESKI, L., PIERRE C., "Energy Choices for the Next 15 Years: A view from Europe" Science Nº 203, March -- 1979, Pág. 849, 851.
19. LONNROTH, M., JOHANNSON, T.B. STEEN P., "Sweden Beyond Oil: Nuclear Commitments and Solar Options" Science Nº 208, May 1980, Pág. 557-563.

20. A. H. CAMPBELL , H.L. TEAGUE , " Advanced Solar Receivers High Temperature Steam Loop Experiments " , Final Report, SERI/ TR 98323-1 Solar Turbines International, San Diego, California and Georgia Institute of Technology, Atlanta, 1980.

21. D. H. NEALE , ACTF Users Manual, Engineering Experiment - Station of the Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia, 1981.