

ANALISIS DE LA FACTIBILIDAD ECONOMICA DEL

CALOR SOLAR INDUSTRIAL

Director de la Tesis :

DR. JOSE LUIS FERNANDEZ ZAYAS



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

1.	INTRODUCCION	1
2.	ANTECEDENTES	4
2.1	<i>Panorama energético actual</i>	4
2.2	<i>La energía solar y su aplicación a procesos térmicos</i>	9
2.2.1	Necesidad de energía térmica en la <u>in</u> dustria	12
2.2.2	Características generales de la aplica ción de energía solar para PIC	14
2.2.3	Tecnologías de energía solar en los PICS	19
3.	DESCRIPCION Y FACTIBILIDAD TECNICA	24
3.1	<i>Sistemas térmicos con seguimiento</i>	24
3.1.1	Orígenes y evolución	25
3.1.2	Características generales	26
	Sistemas distribuidos	27
	Colectores de Canal-parabólica	28
3.2	<i>Planta solar experimental</i>	32
3.2.1	Sistema colector	36
3.2.2	Sistema Almacenador	37
3.2.3	Accesorios	39
3.3	<i>Desarrollos comerciales. Algunos ejemplos</i>	40

4.	EVALUACION ECONOMICA DEL kW.h TERMICO	47
4.1	Introducción	47
4.2	Evaluación del proyecto	51
4.3	Costo del kW.h térmico solar	62
4.3.1	Método	63
4.3.1.1	Gastos iniciales y gastos de mantenimiento, operación y reposición	64
4.3.1.2	Valor presente	76
4.3.1.3	Kilowatts-hora térmicos generados por la planta solar	88
4.3.1.4	Costo de kilowatt-hora solar	97
4.3.2	Resultados	97
4.4	Costo del kW.h térmico convencional	101
4.4.1	Método	101
4.4.2	Resultados	115
4.5	Análisis de resultados	116
5.	AFECTACION ECONOMICA AL COSTO DE PROCESO DE PASTEURIZACION.	123
5.1	La industria de la pasteurización	124
5.1.1	Historia	124
5.1.2	Características del proceso	125

5.1.3	Diagrama y balance de energía	131
5.2	Afectación del costo del kW.h requerido en la pasteurización	134
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	136
	REFERENCIAS	139
	APENDICE 1	145
"	2	169
"	3	175
"	4	180

1. INTRODUCCION

Este trabajo presenta la evaluación económica del kW-h térmico solar producido mediante captadores de tipo canal parabólica, mostrando la conveniencia de usar esta tecnología para suministrar calor a procesos industriales que lo requieran, en vez de tecnología convencional tal como calderas.

Dado que el problema energético que vive el mundo actual es la raíz del énfasis que se ha dado en buscar nuevas fuentes de energía, el capítulo 2 presenta un panorama global actual energético y una revisión de las nuevas fuentes de energía solar. Así mismo se remarca la necesidad de aplicar ésta a procesos térmicos debido a que son básicos en la industria, indicando características generales y tecnologías solares aplicables.

Debido a que se seleccionó como material de trabajo para llevar a cabo la evaluación la tecnología solar de captadores de tipo canal parabólica, el capítulo 3 describe los sistemas solares térmicos con seguimiento detallando el tipo de concentradores mencionado analizando las ventajas y desventajas que presentan. La segunda parte del capítulo describe la planta solar experimental del I de I en la cual se basó la evaluación mostrando los subsistemas que la componen, su funcionamiento y características. Finalmente se presenta la revisión realizada de los desarrollos comerciales de esta tecnología haciendo un pequeño análisis cualitativo de su penetración en el mercado, mencionando algunas plantas en operación, a manera de ejemplos.

Habiéndose hecho la descripción y factibilidad técnica de la opción solar seleccionada se procede a evaluarla económicamente. El capítulo 4 presenta esta evaluación indicando en primer término el proceso de evaluación del proyecto para ubicar este estudio como un punto dentro de la metodología integral para la adecuada formulación y evaluación de proyectos industriales, factor importante por conducir a éstos hacia su éxito o fracaso. En segundo término se hace la evaluación económica mediante la obtención del costo del kW.h térmico solar, basados en la planta experimental, presentando un método elaborado para dicho propósito, el cual se describe en detalle. Para la aplicación del método propuesto se desarrolló un programa de computadora capaz de manejar las diferentes técnicas utilizadas du-

rante la evaluación. En este mismo capítulo se muestra la evaluación del kW-h térmico convencional para efectos de comparación.

A continuación, a modo de ejemplo se aplican los resultados obtenidos al proceso de pasteurización en el capítulo 5.

Finalmente se enuncia una serie de conclusiones y recomendaciones referentes al estudio completo.

2. ANTECEDENTES

2.1 Panorama energético actual

La necesidad de nuevas fuentes de energía y la importancia que se ha dado al estudio del aprovechamiento de la energía solar, son consecuencia del problema energético mundial. Es necesario dar un bosquejo de aspectos relevantes del panorama energético mundial y nacional, para ubicar la importancia de este trabajo, que da a conocer aspectos económicos de estas fuentes, que son consideradas posibles soluciones al problema energético actual.

Los recursos energéticos que se utilizan actualmente como base de la industria, son no renovables como los hidrocarburos (petróleo y gas natural) y el carbón. En menor grado se utiliza la energía no-comercial como la leña y las energías hidroelec-

tricas y nuclear. La fig 1 muestra la composición porcentual del consumo mundial de energía a lo largo del tiempo, según las principales fuentes [1].

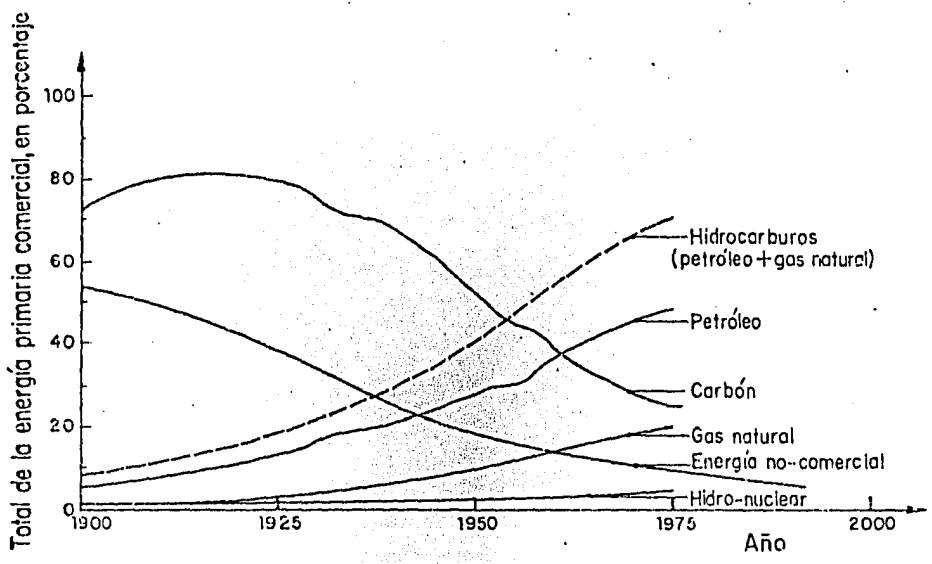


Fig 1 Composición porcentual del consumo mundial de energía a lo largo del tiempo según las principales fuentes (se consideró como 100% al total de la energía primaria comercial) (ref {1})

Existen diferencias importantes tanto en la producción como en el consumo de energía entre los países industrializados, los países en desarrollo y los países de economía centralizada. Hasta 1975 los países en desarrollo, en donde se in-

cluye México, tienen un bajo consumo de energía comercial, contando con el 49% de la población total mundial y un producto bruto prácticamente constante y bajo respecto a los países de economía centralizada y a los países industrializados. Esto es, del 100% de energía producida en los países en desarrollo, un 56% se exporta y tan solo un 44% se consume, distribuyéndose de la siguiente manera:

24% Transporte

38% Industria y agricultura

17% Doméstico y comercial

3% Usos no energéticos

18% Conversión de energía y pérdidas

de donde se deduce que el 16.72% de la energía se dedica a la industria y a la agricultura, respecto al 100% de energía producida. Esta cantidad es pequeña, precisamente porque se trata de países en desarrollo con un bajo producto bruto. La industria es un factor muy importante para la economía de un país, que puede determinar su dependencia externa, por lo cual es necesario, para estos países, desarrollar tecnología propia: cuidando sus fuentes de energía, usando fuentes de energía no convencionales y renovables, previniendo la futura escasez de hidrocarburos y carbón. Alonso y Rodríguez (ref [1]) desglosan de manera más amplia este panorama. La tabla 1 señala el consumo de energía comercial, producto bruto y población por grupos de países.

	Industrializados		Economía Centralizada		En desarrollo	
	1925	1975	1925	1975	1925	1975
Consumo de energía comercial	86	59	9	29	5	12
Producto bruto	74	64	13	22	13	14
Población	23	18	39	33	38	49

TABLA 1. Consumo de energía comercial, producto bruto y población, por grupos de países en 1925 y 1975, expresados como porcentajes de los totales mundiales (ref [1])

En el panorama nacional, el sector energético ha tenido un desarrollo acelerado desde la década de los cuarentas. Hasta 1970 el país fue prácticamente autosuficiente en recursos energéticos. Sin embargo un consumo mayor a la oferta hizo que se importasen petróleo y carbón entre 1970 y 1973. Esto cambió con la explotación de los ricos yacimientos petrolíferos descubiertos en el sureste del país. Con ellos México recuperó la autosuficiencia energética y se convirtió en exportador importante de hidrocarburos. Estos constituyen, hasta la fecha, la fuente principal de energía primaria del país (el 93% del total). México aún cuenta con grandes reservas de hidrocarburos y carbón, considerándose entre los pocos países que son a la vez grandes productores y consumidores de energía. La oferta de recursos energéticos está controlada en su totalidad por el estado. La composición de la oferta de energía primaria por fuentes energéticas se sustenta en los hidrocar-

buros (arriba del 80% del total) y en menor grado en el carbón, energía hidráulica, geotérmica y en las importaciones. La dinámica de la demanda de energía primaria presenta una tasa de crecimiento acelerado. La estructura de la demanda interna de energía primaria por principales destinos era en 1980 la siguiente: sector de energía 35.2%, industria 26.22%, transporte 24.25%, doméstico 5.8%, y otros 8.61%. La planificación del sector energético, hasta hace poco, era practicada solo de manera fragmentada. La programación de la oferta energética ha venido supeditándose a una demanda no planificada. La falta de planificación ha favorecido una situación energética inestable. La política de precios bajos de los hidrocarburos ha desalentado el uso de otros recursos energéticos. En general, los planes de inversión del sector energético se han basado en precios internos vigentes, sin tomar en cuenta otros aspectos como la seguridad del suministro y el grado de dependencia del exterior, el valor estratégico de ciertas reservas de recursos no-renovables y su valor no-energético, el valor del desarrollo tecnológico interno, etc. Recientemente parecen haberse dado los primeros pasos organizados para corregir, al menos parcialmente, esta situación. En 1980 la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial dió a conocer un "Programa de Energía" para el país, con metas para 1990 y proyecciones al año 2,000. Aunque este programa ha sufrido cambios desde su publicación a la fecha, no deja de dar la mayor importancia a lo referente a los hidrocarburos y ape

nas menciona a la energía solar, a pesar de que uno de sus objetivos es diversificar las fuentes energéticas contribuyentes a la oferta interna [2].

2.2 La energía solar y su aplicación a procesos térmicos

La energía solar está comprendida en los llamados "Energéticos no-convencionales". Entre ellos también se contemplan la energía eólica y la biomasa. Es importante investigar ampliamente procedimientos de obtención de energía aprovechando dichos energéticos, ya que representan una posible salida a la crisis energética, a pesar de que su contribución a la oferta energética mundial es actualmente insignificante. Esta investigación, sin embargo, se ha realizado en su mayor parte en los países industrializados, siendo la energía solar la más explorada y explotada. La energía solar tiene aplicaciones que datan desde la Grecia Antigua, con la Heliarquitectura, hasta los recientes estudios realizados en la industria espacial.

La energía solar recibida sobre la superficie terrestre puede convertirse en energía útil (calorífica, mecánica o eléctrica) mediante muy diversas tecnologías. Sin embargo, para plantear su aprovechamiento debe tomarse en cuenta: su distribución geográfica; su relativamente baja densidad energética; y su carácter intermitente, con variaciones diarias estacionales y las debidas a las condiciones atmosféricas prevalecientes. Las ventajas y desventajas de las tecnologías para el aprovecha-

miento de la energía solar, dependen en buena medida de la aplicación o uso final de la energía. Se consideran cuatro grandes grupos de tecnologías (ver fig 2), según el proceso de conversión de energía solar o energía útil que emplean. Ellos son: (a) *Procesos termodinámicos*; b) *Sistemas fotovoltaicos*; (c) *Procesos fotoquímicos*; y (d) *Procesos termiónicos*.

Las tecnologías *termodinámicas* tienen como propósito capturar la energía solar y convertirla en calor útil, el que posteriormente puede transformarse en energía mecánica o eléctrica. Los sistemas *fotovoltaicos* convierten directamente la energía solar captada en energía eléctrica, al generarse portadores móviles de carga eléctrica como resultado de la absorción de la energía de fotones que inciden sobre materiales semiconductores. La conversión *fotoquímica* se refiere a tecnologías que producen energía química libre a partir de la radiación solar. Las *termiónicas* aprovechan la emisión de electrones desde un cátodo caliente convirtiendo así la energía calorífica directamente en electricidad. Los dos primeros grupos de tecnologías han sido los más estudiados y en los que se ha logrado un mayor desarrollo. Este trabajo centra su atención en una de las tecnologías termodinámicas: captadores cilíndrico-parabólicos de uso en procesos de calor industrial.

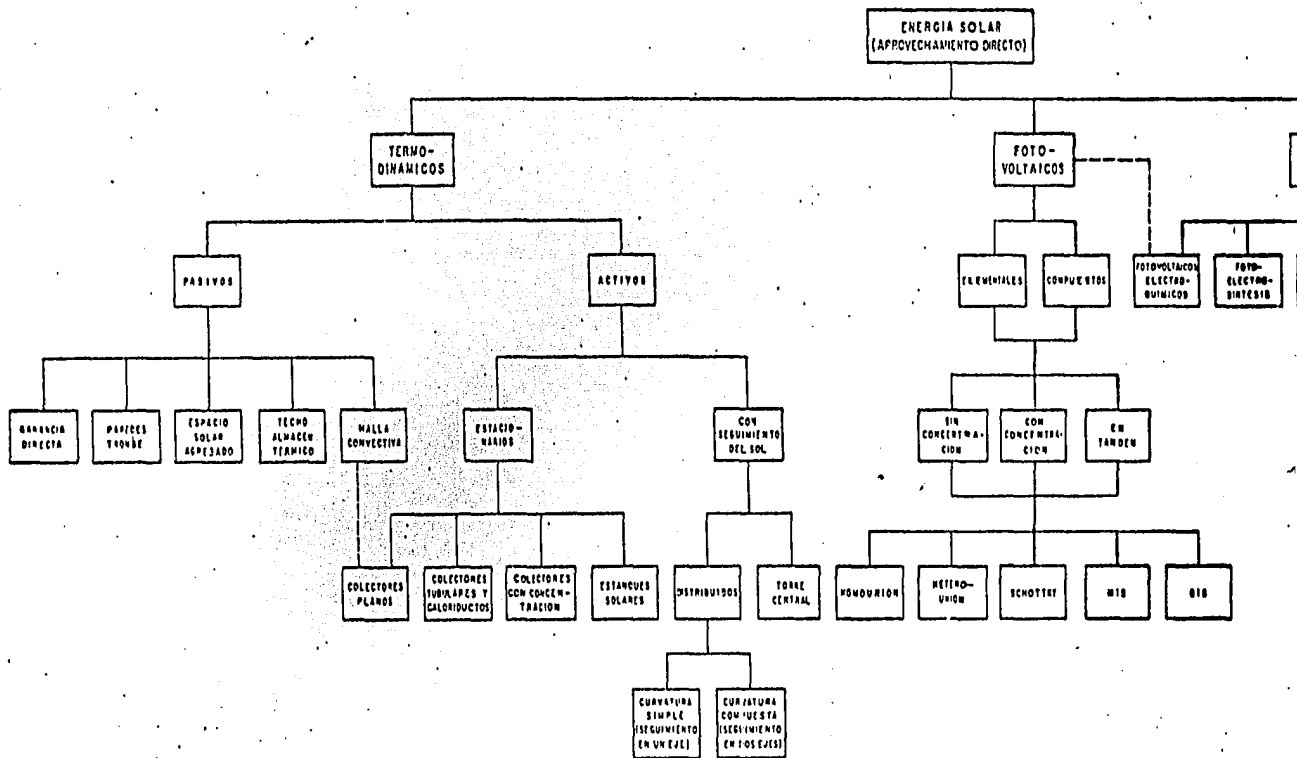
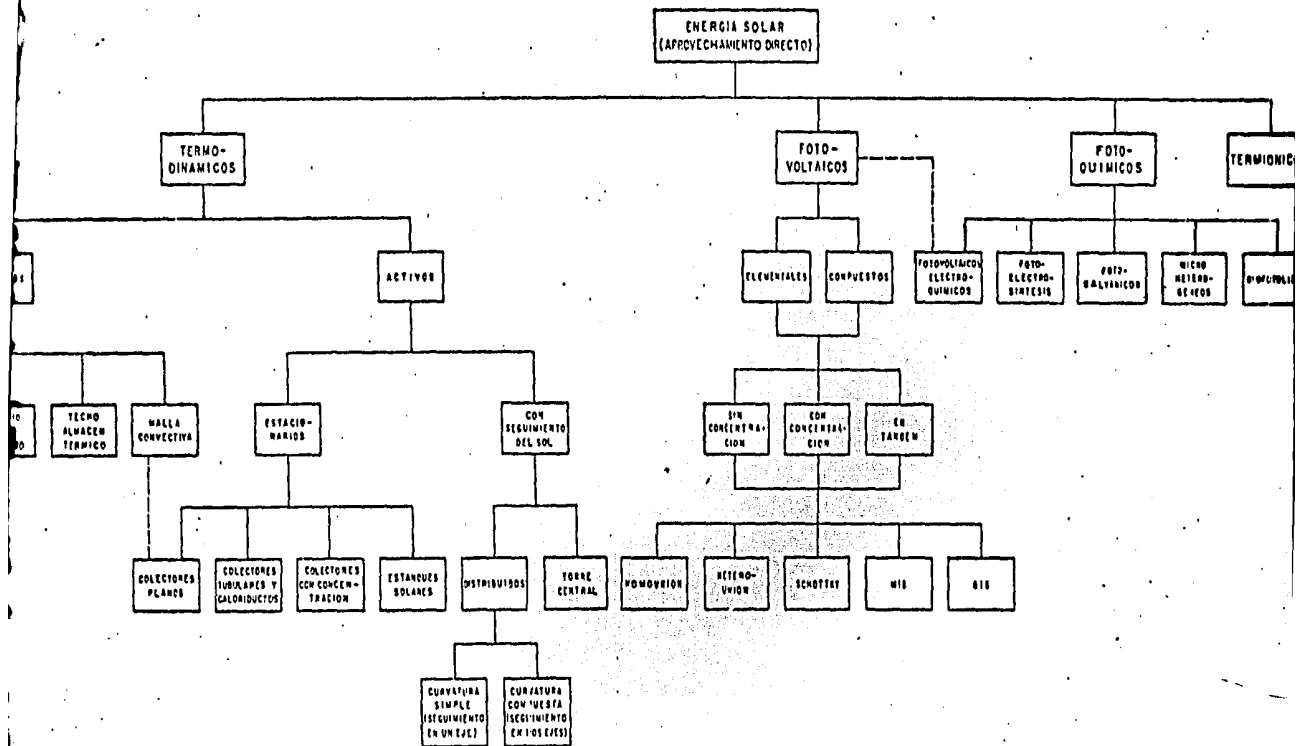


Fig 2 Tecnologías para el aprovechamiento directo de la energía solar (r



2 Tecnologías para el aprovechamiento directo de la energía solar (ref {1})

2.2.1 Necesidad de energía térmica en la industria

Los procesos industriales que requieren calor o PIC, son aquellos que utilizan energía térmica o calor directamente en la preparación y/o tratamiento de materiales y bienes fabricados en la industria. En los países industrializados de un 35 a 40% de la energía total utilizada en la industria es aplicada a este tipo de procesos. En los países subdesarrollados, este porcentaje es aún más alto. [3]

Los procesos de calor son requeridos en muchos sectores de la industria. La mayor parte de los procesos de calor a temperaturas menores de 300°C son usados para procesar alimentos, textiles, químicos, pulpa de papel y productos de minerales no-metálicos, y los procesos a altas temperaturas se utilizan en la petroquímica y en la producción de los metales primarios, piedra, arcilla y cristales. La tabla 2 muestra los usos de los procesos de calor de acuerdo a intervalos de temperatura para los Estados Unidos.

Como se puede ver en la tabla 2, los procesos industriales con requerimientos térmicos están en función de la temperatura. Es importante la temperatura a la cual el calor es usado para apreciar el potencial que puede ofrecer la opción solar, debido a que a mayores temperaturas los colectores solares operan con menor eficiencia. La fig 3 muestra que en E.U. aproxima-

damente el 50% de la energía usada en la industria es a temperaturas inferiores a 260°C; estas temperaturas se pueden trabajar en la mayoría de los colectores disponibles comercialmente. Relativamente poco calor es usado entre 260° y 538°C, existe un gran requerimiento alrededor de 538°C. Para los países menos industrializados, el segundo pico es muy pequeño o casi inexistente debido a que estos países tienen una pequeña demanda de energía para las industrias del acero y petroquímica.

Temperatura del Proceso (°C)	Alimentos	Papel	Química	Petróleo	Piedra/ Vidrio	Metales Primarios	Otros
hasta 100	16%	21%	8%	0%	2%	16%	36%
100-180	11	33	29	5	1	1	20
180-260	5	18	33	26	0	11	17
260-590	2	0	8	71	0	0	18
590-1100	0	0	0	46	54	0	0
1100+	0	0	0	0	34	66	0
Demanda total por grupo, en quads/año	0.85	1.16	2.48	1.20	(1.15)	2.0	2.20
(10 ¹⁸ J/año)	(0.865)	(1.224)	(2.616)	(1.266)	(1.213)	(2.110)	(2.321)

Tabla 2. Uso del calor en procesos en varios intervalos de temperatura para la mayor parte de las industrias en los E.U.A. (porcentaje de la demanda para todas las industrias en cada intervalo de temperatura) (ref [3])

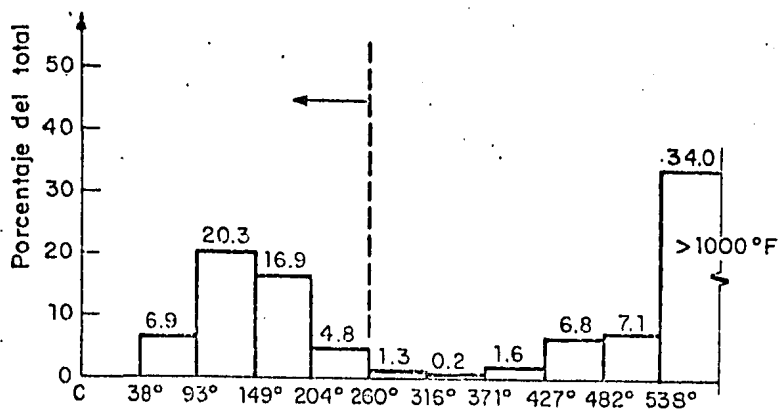


Fig 3 Distribución de la demanda de PIC en función de la temperatura (ref {4})

2.2.2 Características generales de la aplicación de energía solar para PIC

Como ya se dijo antes, para aplicar energía producida con calor solar a la industria, debe saberse la temperatura a la cual se requiere el calor. Los sistemas de colectores de no concentración se utilizan en procesos industriales a temperaturas abajo de 90°C. Los sistemas de colectores de tubo evacuado y enfoque lineal tienen usos en temperaturas intermedias de entre 90° y 300°C y para temperaturas mayores se requieren sistemas de alta concentración. La fig (4) muestra las diferentes tecnologías solares, en general, de acuerdo a distintas temperaturas.

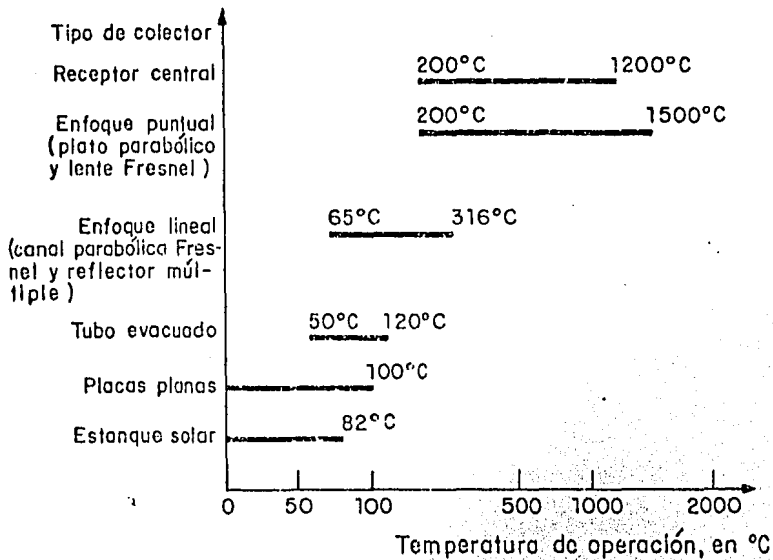


Fig 4 Temperaturas de operación para varios tipos de colectores solares (ref {4})

La energía solar ha venido a ser una atractiva opción para usos industriales por varias razones: 1. Los sistemas solares pueden desplazar a los sistemas de petróleo que de por sí son caros. 2. Los sistemas de energía solar que están en operación, son esencialmente no contaminantes. 3. Las aplicaciones industriales son atractivas, sobre todo cuando son procesos con requerimientos durante el día. 4. Las cargas industriales son constantes durante el año y esto hace que se reduzca la inversión inicial. 5. El sistema solar puede ser hecho sobre medida para dar la energía y temperatura requerida por el proceso. En el caso de grandes cargas, pueden aplicarse economías de escala. 6. El mantenimiento de la planta es muy sencillo, pudiéndose adiestrar personal para mantener fácilmente el sistema. 7. Finalmente, dado que los procesos de calor se requieren en todo el mundo, la penetración del mercado solar puede obtener un lugar favorable, sobre todo en lugares donde el petróleo escasea y es caro, la insolación es alta y existen condiciones económicas favorables [3] y [4] .

Un gran obstáculo para la expansión del uso de PIC solar (SPIC) son algunos aspectos industriales y el retorno tan lento de la inversión. El SPIC es hasta ahora considerado como una tecnología nueva, por lo que las industrias no invierten sin tener mayor experiencia en el campo. En algunos

casos, la disponibilidad de terreno representa un problema fuerte, al igual que las condiciones climatológicas y ambientales del lugar. Más aún, la naturaleza intermitente y la variabilidad de los rayos solares obligan a tener un sistema convencional de apoyo para las necesidades industriales de energía confiable. En estos casos la energía solar no suple a la energía convencional, sino da ahorros de energía. Como fuentes económicas de energía, los sistemas de energía solar presentan una gran desventaja: aparentemente son más caros. Los consumidores de petróleo no observan el beneficio a largo plazo, sino más bien la diferencia en el costo promedio de energía. Otro problema es la manera en que la energía convencional usada es grabada (la manera en que se cobra impuesto por ella). Por ejemplo, en los EE.UU. el monto de los energéticos convencionales son deducibles de impuestos por ser gastos de operación. Un sistema solar reduciría el uso de energéticos convencionales y por tanto el impuesto se incrementaría; además habría una gran inversión de capital. A menos que este impuesto incrementado bajara por deducciones de inversión de capital en el equipo, el ahorro neto por uso de energía solar puede ser menos que el costo del combustible ahorrado.

Para lograr el máximo beneficio económico del uso de la energía solar es necesario diseñar individualmente y adaptar el equipo solar a las necesidades del proceso industrial especí-

fico. En EE.UU, ha sido desarrollado y aplicado al mercado del SPIC el proceso llamado "End-use Matching" (vinculación fuente-tecnología-aplicación) que usa técnicas y criterios económicos para averiguar cuáles tareas son mejores para la solarización, cuáles colectores son los más económicos para cierta tarea y cuáles regiones del mundo son más adecuadas para la energía solar. La metodología de este análisis se ve esquemáticamente en la fig 5.

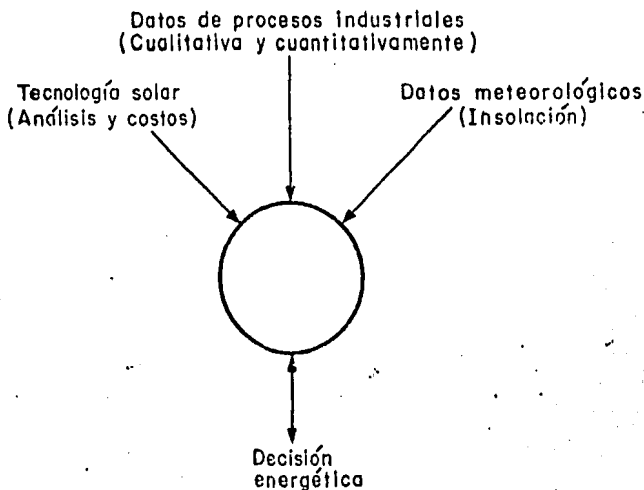


Fig 5 Esquema del método "End-use matching" (vinculación fuente-tecnología-aplicación) (ref {3})

La factibilidad técnica y económica de suplir energía con sistemas solares a un proceso industrial depende de cuatro factores [3] :

- a) La cantidad de calor requerida y disponible
- b) Las características del calor de acuerdo al uso que se le dará.
- c) Pérdidas por transferencias de calor.
- d) El uso rentable de la energía solar.

Es poco realista esperar que los SPIC desplacen totalmente o gran parte el mercado a los PIC convencionales, debido a las limitantes ya mencionadas como: medidas de conservación de los combustibles convencionales, el espacio de tierra, las cargas variables, etc. Además, no todas las plantas procesadoras son buenas oportunidades para los sistemas de energía solar, por la localización, accesibilidad al proceso, y otros factores (ver tabla 3). Aún cuando existen estas limitantes para la contribución solar, el mercado potencial para los sistemas SPIC es significativo.

2.2.3 Tecnologías de energía solar en los SPIC

La mayoría de los requerimientos de calor en procesos (a temperaturas menores a 300°C) son para aire caliente, agua caliente o procesos de vapor. La forma en que los procesos

usan la energía determina el tipo de configuración del sistema solar requerido. Esto es importante para encontrar los componentes que complementan la configuración del sistema y las cargas del proceso.

Excelente	Bueno/marginal	Pobre
Procesamiento de alimentos	Aluminio	Ladrillos
Lavanderías	Fabricación de autos y camiones	Cemento
Textiles	Química	Cerámica
Lavado de carros	Bloques de concreto	Minería de carbón
	Electrónica	Cobre
	Celulosa y papel	Vidrio
	Farmacéutica	Plásticos y ciertos polímeros
	Yeso	Hierro y acero
	Productos de madera	
	Minería	
	Hule y hules sintético	

TABLA 3. Evaluación cualitativa de la aplicación potencial de SPIC a varias industrias.

En los procesos de aire caliente, que por lo general se usan para secado, los sistemas convencionales de energía pueden ser suplidos ya sea con un sistema solar en el cual el aire pasa directamente de los colectores al proceso o por un sistema que emplea líquido en los colectores con un intercambiador de calor líquido-aire entre el sistema colector y el proceso.

En los procesos de agua caliente hay dos maneras de suplir la

energía convencional, dependiendo de los requerimientos del proceso. Un sistema de flujo directo puede usarse, si el fluido del proceso puede ser pasado directamente a través de los colectores. En un sistema indirecto, como se muestra en la fig 6, el fluido del colector es circulado en un circuito cerrado con un intercambiador de calor entre los colectores y la carga. En ambos puede usarse un tanque de almacenamiento para disponer de energía durante las noches.

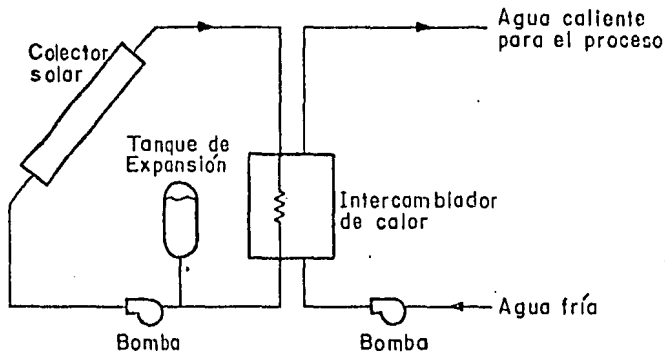
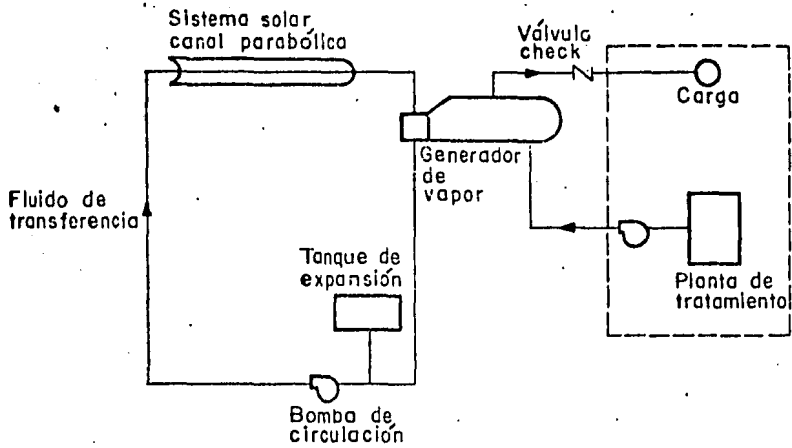
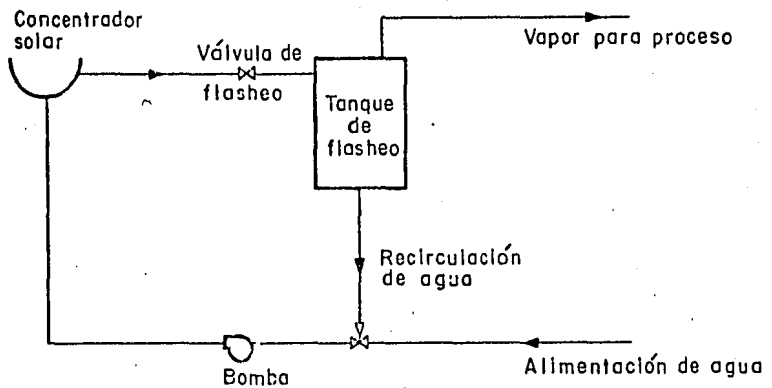


Fig 6 Sistema solar indirecto para calentar agua (ref {3})

Los procesos con alimentación de vapor pueden ser suplidos con sistemas solares en 3 formas: 1. Con un sistema de calentamiento indirecto; 2. Con un sistema de vapor por flasheo; o 3. Por calentamiento directo en los colectores.



(a) Proceso indirecto



(b) Proceso por flasheo

Fig 7 Sistemas solares para generación de vapor, (ref {3})

Ejemplos de los primeros 2 tipos de sistemas se muestran en las figs 7(a) y 7(b).

En un sistema de calentamiento indirecto, se hace pasar a través de los colectores un fluido capaz de absorber y almacenar la energía solar, después de lo cual es introducido al generador de vapor que entrega el vapor al proceso.

En un sistema de vapor por flasheo circula agua a presión en el colector, la cual es entonces pasada a través de una válvula dentro de un separador, donde una porción del agua pasa rápidamente a vapor.

En un sistema de calentamiento directo se produce vapor al pasar agua a través del absorbedor de un colector de concentración.

Este trabajo enfoca su estudio a los aspectos económicos de la generación solar de energía térmica para usos industriales, basándose en una planta experimental construida por el Instituto de Ingeniería de la UNAM que utiliza un sistema de calentamiento indirecto. En el capítulo siguiente se detallará este tipo de sistema.

3. DESCRIPCION Y FACTIBILIDAD TECNICA

3.1 *Sistemas térmicos con seguimiento*

De acuerdo a la fig 2 presentada en el capítulo anterior, los sistemas térmicos con seguimiento son una tecnología para el aprovechamiento directo de la energía solar catalogándose como sistemas activos. Estos se utilizan cuando se desean alcanzar temperaturas medias o altas (250°C). Dado que la radiación solar tiene baja densidad energética debe contarse con una mayor relación de concentración que la obtenible en los colectores solares estacionarios con concentración. Los colectores de alta razón de concentración deben reflejar los rayos solares en áreas muy pequeñas comparadas con la de captación (tan pequeñas como sea posible, para reducir las pérdidas de calor). Para lograr ésto, los captadores deben ser capaces de seguir el movimiento diario aparente del sol, ya

sea en una o dos direcciones.

3.1.1 Orígenes y evolución

En el siglo IV a.C. los griegos conocían ya el principio básico de los colectores solares con seguimiento o de enfoque; sabían que apuntando varios espejos hacia un mismo lugar podría prenderse fuego a un objeto. Para el siglo III a.C. construían espejos cilíndricos y parabólicos con los que eran capaces de encender un fuego en forma más eficiente. Diocles hizo un tratado titulado "Sobre espejos que queman" en el siglo II a.C.

Muchos autores de la Edad Antigua y la Edad Media dedicaron algunas de sus obras al estudio de las propiedades y métodos de construcción de espejos cóncavos, esféricos y parabólicos, entre ellos Antermio de Tralles (500 d.C.) y Alhazan de Cairo (965-1039 d.C.).

Los primeros experimentos con espejos cóncavos realizados en Europa datan del siglo XVII con el astrónomo italiano Maginus y el físico francés Villeté. A pesar de los intentos por mejorar los procesos de construcción, las dimensiones de los espejos permanecieron siendo pequeñas hasta 1755 y sus costos de producción muy altos; los concentradores resultantes se empleaban para realizar demostraciones espectaculares, pero sin ningún propósito práctico.

Para 1860 August Mouchot, profesor francés de matemáticas, inició las primeras investigaciones científicas sobre las aplicaciones de los colectores solares de enfoque con seguimiento del sol. A partir de entonces se incrementaron los estudios al respecto con científicos como: A. Pifre (francés), John Ericsson (sueco-residente en E.U.), W. Adams (experimentó en Bombay, India), Aubrey Eneas (americano), Frank Shuman (americano), etc. En 1907 Shuman construyó cerca de Philadelphia su primera planta solar comercial para producir vapor, basada en colectores solares estacionarios planos, modificando después el diseño para emplear colectores de tipo canal parabólica y aumentar así la razón de concentración de energía solar. Entre 1919 y 1934 R.H. Goddard publicó una serie de artículos sobre sistemas solares de potencia y obtuvo varias patentes americanas sobre ellos. En 1936 C. Abbot empleó colectores de tipo canal parabólica para producir energía mecánica. Para la década de los cincuentas el interés en los colectores con seguimiento cobró una nueva importancia. Durante los setentas el número de plantas de demostración con colectores solares con seguimiento (de canal parabólica, discos parabólicos y helióstatos) implantadas en el mundo (E.U., Austria, URSS, Francia, España, etc.) creció considerablemente.

3.1.2 Características generales

Los sistemas que emplean colectores con concentración y seguimiento del movimiento diario aparente del sol se dividen en

dos grandes grupos: (a) los llamados "distribuidos", que pueden ser de enfoque lineal o puntal; y (b) los de "torre central", que emplean espejos planos llamados helióstatos, para concentrar la radiación solar en algún punto elevado sobre ellos. En los sistemas distribuidos cada módulo de espejos o colector tiene su propio absorbedor; en los de torre central todos los espejos se enfocan hacia un absorbedor común. En estos sistemas la eficiencia es inversamente proporcional a la temperatura de operación del mismo.

SISTEMAS DISTRIBUIDOS

En los sistemas distribuidos un conjunto de espejos (o lentes) recibe la radiación solar y la refleja (o refracta) hacia un absorbedor, cuya superficie es mucho más pequeña que el área de captación, con una razón de concentración mayor que 10; esto permite aumentar la densidad energética de la radiación recibida por el absorbedor, pero requiere que el colector siga el movimiento del sol en una o dos direcciones, lo que se logra con dispositivos especiales. El absorbedor eleva su temperatura y al ponerse en contacto con un fluido de trabajo que circula por su interior le cede calor. Los fluidos de trabajo más comúnmente empleados son agua y aceites térmicos. La energía ganada por el fluido de trabajo es después convertida en energía útil. Según la geometría de los espejos empleados y el arreglo utilizado en el absorbedor pueden obtenerse temperaturas máximas de entre 150 y 600°C [5]. Los concentradores

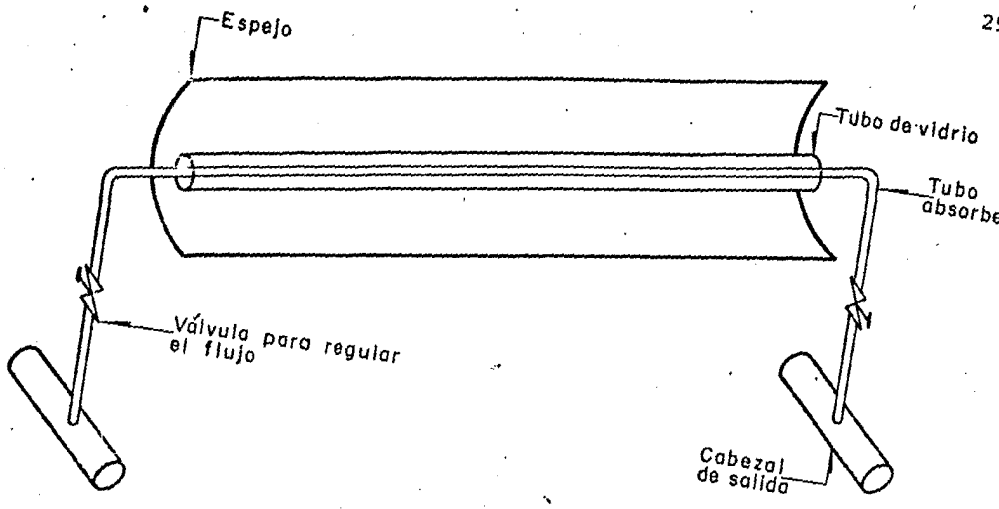
de estos sistemas pueden ser de curvatura simple, en forma de canal cilíndrica parabólica, o de curvatura compuesta, de tipo platillo parabólico o casquete semiesférico. Con los primeros es posible alcanzar razones de concentración de entre 10 y 60 y con los segundos de hasta 1,000 [1]. Los concentradores con espejos cuya superficie coincide con un paraboloides de revolución son también llamados de *enfoque puntual*. El resto reflejan la energía solar que reciben sobre una línea y son por tanto también llamados de *enfoque lineal*.

COLECTORES DE CANAL PARABOLICA

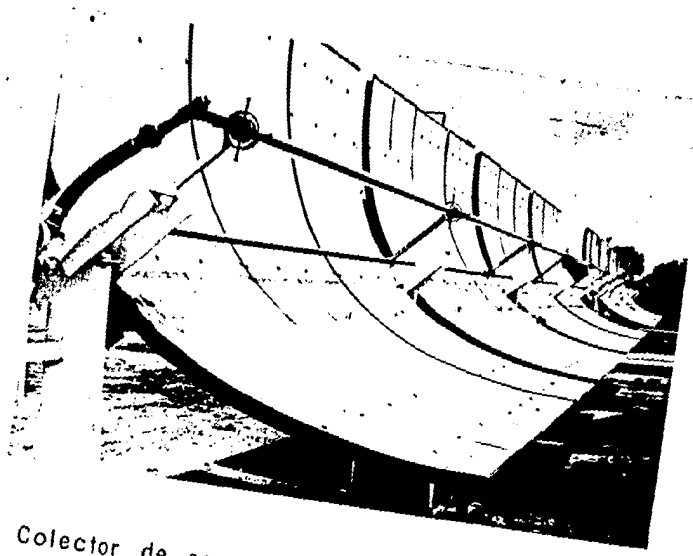
Un colector de canal parabólica es un dispositivo de captación solar el cual aprovecha su geometría para concentrar por medio de espejos los rayos solares en el eje focal por el cual pasa un tubo que contiene el fluido de trabajo. Los espejos están colocados en unas conchas sostenidas por una estructura metálica. Para seguir el movimiento aparente del sol dispone de mecanismos especiales de seguimiento. (Fig 8)

Dado que el tamaño del sol es finito, el límite máximo para la razón de concentración de estos colectores es alrededor de 200, [6], aunque en la práctica se emplean razones de concentración de 25 a 35, buscando la mejor relación entre calidad geométrica y el costo del colector.

Actualmente pueden distinguirse 3 grandes grupos de superfi-



(a) Esquema del colector



(b) Colector de canal parabólica

Fig 8 Fotografía y esquema de un colector de tipo canal parabólica

cies reflectivas [7]: (i) Metales pulidos; por ejemplo Alzak y King Lux (Kingston); son moderadamente caros (20 dls (1980) /m²) pero durables, estables durante periodos de exposición largos, y obtenibles en hojas; su principal desventaja es su baja reflectancia especular (0.70-0.85); (ii) Películas metálicas; incluyen Mylar aluminizado y plateado, teflón y acrílico aluminizado (por electrodepositado); están disponibles un buen número de fabricantes a precios proyectados en producción masiva de 3 a 25 dls (1978)/m²; sus principales ventajas son bajo peso, disponibilidad y reflectancia especular cercana a la teórica del aluminio y plata; normalmente se aplican por adhesión sobre otras superficies más resistentes; son difíciles de limpiar y pueden dañarse con relativa facilidad por arena y piedras levantadas por viento o granizo; (iii) Vidrios plateados delgados (1 mm); son probablemente las de mejor comportamiento potencialmente; aún no disponibles comercialmente y con altos costos de manufactura, amortizables sólo si se produjesen en muy grandes cantidades.

Los absorbedores más comunes son tubos circulares de cobre o acero recubiertos con una superficie selectiva (siendo la más común cromo negro electrodepositado). Normalmente el absorbedor se encuentra dentro de un tubo envolvente de vidrio para reducir pérdidas de calor al ambiente. En el espacio entre absorbedor y envolvente puede haber aire a presión atmosférica, aire enrarecido con algún gas, o vacío; las pérdidas de

menor magnitud se logran en este último caso (se elimina la convección), pero los costos se elevan.

Los fluidos de trabajo más comunes son aire, agua, aceites y fluidos térmicos. Entre los últimos, therminol (Monsanto), Q-Therm (Anderson Development Co), Caloria HT43 (Dow Corning), Ore Therm (Ore-Lube Corp) y el aceite pesado de Davis-Holland Oil Co, son los que tienen intervalos de operación más amplios y puntos de inflamación a mayores temperaturas. Los dispositivos para seguir al sol son en su mayoría dispositivos electrónicos, aunque se han diseñado algunos de tipo fluídico-mecánico. Se pueden mover en un eje o en dos ejes. Los que tienen seguimiento en un eje, son en su mayoría los colectores los que se mueven para seguir al sol; existen sin embargo colectores en que los espejos están fijos y el absorbedor es el que se mueve para colocarse en el eje focal de los espejos conforme éste cambia de posición. Para tener seguimiento en dos ejes, pueden montarse los colectores sobre una estructura que permita cambiar su inclinación en la dirección axial para seguir al sol permanentemente en dos direcciones, de tal manera que la normal al área de apertura coincidiese siempre con la dirección de los rayos del sol. Aunque esto incrementaría la eficiencia de los colectores al recibir mayor radiación, las ganancias difícilmente justificarían los costos adicionales (cuando la inclinación del colector se considera importante se prefiere hacer ajustes periódicos estacionales). Los costos de ambos mecanismos son función de la precisión de segui-

miento y del nivel de "inteligencia" que tienen. Las estructuras son en general ligeras y simples; esto simplifica su construcción y también reduce los requerimientos de cimentación, haciéndolos más fácil de adaptar a una orografía irregular [8].

Las eficiencias totales de los colectores con seguimiento reportadas en la literatura, ([9], [7], por ejemplo), están entre 30 y 70% para temperaturas de entre 300 y 100°C. La fig 9 muestra la variación de la temperatura alcanzable en el absorbedor en función de la razón de concentración y de la razón absorptividad/emisividad.

Finalmente, cabe resaltar que es una desventaja para estos sistemas, la dependencia de solo la fracción directa de la energía solar y de superficies reflejantes ligeras, de alta calidad, difícil conservación y estrictos requerimientos de limpieza requiriendo además de un fluido de trabajo de propiedades específicas y de alto costo. Sin embargo su estructura modular, permite ampliar o reducir la capacidad instalada con relativa facilidad y reduce la complejidad de las rutinas de mantenimiento [8].

3.2 Planta solar experimental

Este sistema generador solar consta de un ciclo binario aceite-agua cuya función es convertir la energía solar radiante en

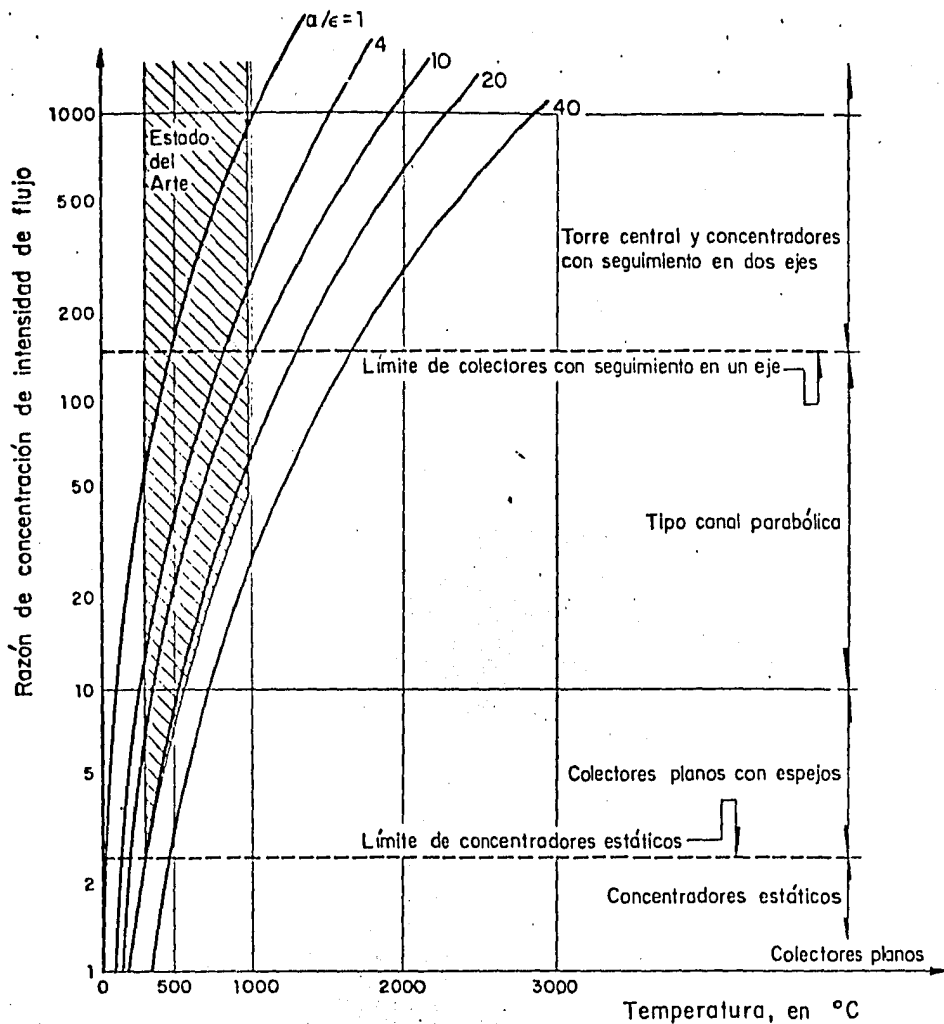
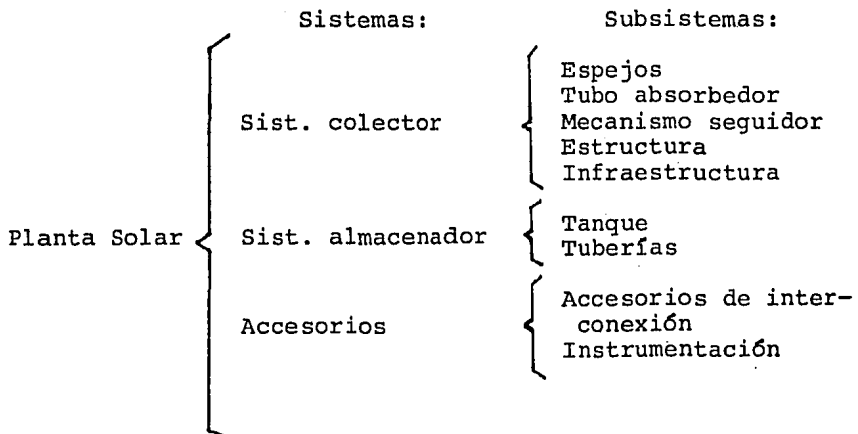


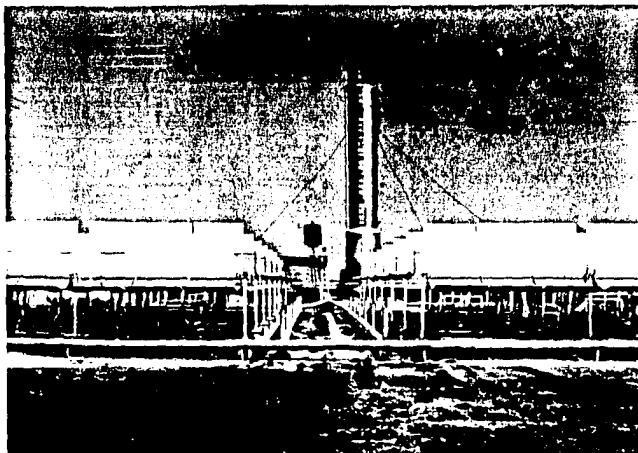
Fig 9 Temperaturas alcanzables en el absorbedor en función de la razón de concentración y de la razón absorptividad/emisividad (α/ϵ)
 (ref {1})

energía térmica. Esta planta ocupa aproximadamente media hectárea de terreno junto al vivero alto de la Ciudad Universitaria, y pertenece al Instituto de Ingeniería. Diseñada para una capacidad nominal de 10 kW pico durante un tiempo corto (media hora) [10] y un nivel de radiación directa promedio durante el día de 400 W/m^2 . La operación del sistema depende de las condiciones ambientales, siendo la más importante el nivel de insolación.

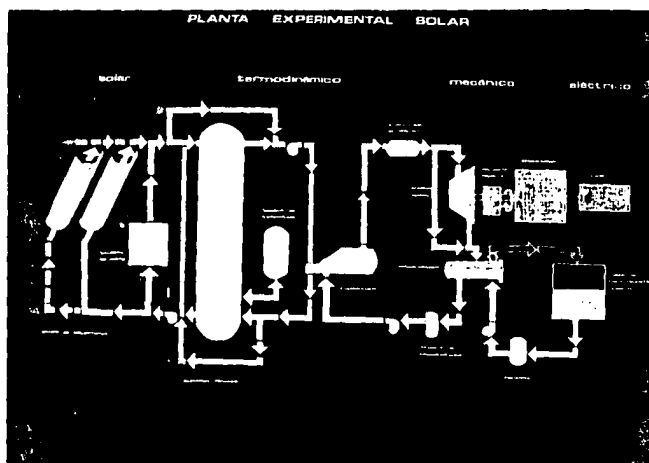
El sistema solar comprende: el campo colector de 558 m^2 de área de captación total, dividido en 16 módulos colectores, instalados con su eje de rotación Este-Oeste, las cinco tuberías principales (cabecales) colocadas en dirección Norte-Sur, y que conectan a los dos grupos de ocho módulos (en paralelo) con el tanque de almacenamiento térmico. (Ver Fig 10)

Por facilidad en el estudio se subdividió esta planta de la siguiente forma:





a) Planta solar experimental



b) Diagrama de la planta

Fig 10 Fotografía y diagrama de la planta solar experimental del I. de I.

3.2.1 Sistema colector

El sistema colector está formado por 16 módulos concentradores de enfoque lineal, cilíndrico-parabólicos, de 2.5 m de apertura por 13.8 m de longitud y 0.625 m de distancia focal. La radiación solar se capta en los espejos y se concentra en un tubo absorbedor situado en el eje focal, con una relación de concentración de 25 a 1 [11]. El tubo absorbedor (receptor) es de acero de pared delgada de 3.2 cm de diámetro exterior, recubierto con una capa de superficie selectiva de cromo negro sobre níquel, de alta absorptividad y baja emisividad. Este tubo absorbedor está encerrado en un tubo de vidrio refractario "Duran", de 2.1 mm de espesor, colocado con el propósito de disminuir las pérdidas de calor; cada tramo es de 1.5 m de longitud; dos tubos soldados forman una sección de 3 m de longitud; 5 en cada módulo.

Los módulos tienen una cimentación de concreto con una estructura de acero de cinco columnas y un tubo transversal que soporta doce conchas de 1.15 m de ancho por 2.9 m de longitud (desarrollo de la parábola), de resina poliéster y fibra de vidrio, en donde se colocan los espejos [12]. Estos espejos son de acrílico aluminizado (de fabricación nacional) que se fijan directamente a la concha siguiendo la curvatura de ésta.

Para que los colectores solares estén permanentemente dirigidos hacia el sol (el plano de apertura debe ser perpendicular

a los rayos del sol y la radiación recibida debe concentrarse en el eje focal de los espejos), se instaló un sistema rastreador solar (mecanismo seguidor) que consiste de un rastreador solar electrónico, Heliotropo [13], que funciona con un microprocesador que es actuado por las señales eléctricas provenientes de un sensor que tiene dos pares de celdas fotosensibles. Este sensor está instalado en el extremo del espejo central. El microprocesador envía las órdenes que procedan a un motorreductor eléctrico, con motor de 1/15 CP, 115 volts, CA/CD, 450 pg-lb, Dayton, que mueve a su vez a un mecanismo de tornillo sinfín que transmite el movimiento al soporte de los espejos, mediante una tuerca fija a este soporte y otra tuerca fija a la estructura de soporte (poste central) (fig 11) [14]. Además de lo anterior el tornillo y dispositivos tienen protecciones contra la oxidación y polvo por estar a la intemperie, a base de cajas selladas y fuelles de plástico para los tornillos [15]. Para el enfoque manual de los colectores, en caso de falla de los mecanismos de seguimiento, se diseñó una manivela que se inserta en el tornillo quitando el motorreductor y girándolo manualmente.

3.2.2 Sistema almacenador

El sistema almacenador se forma por las tuberías y el tanque. Las tuberías principales cabezales (que conectan a los dos grupos de colectores con el tanque de almacenamiento térmico), son de tubo de acero de 3" de diámetro, y están apoyadas en

rodillos de acero que descansan en los soportes inferiores de las bases de los módulos, permitiendo, en caso de movimientos por calentamiento, que la tubería pueda desplazarse sobre los rodillos tanto en el sentido del eje como en el transversal, y la expansión longitudinal es absorbida por 2 juntas de expansión colocadas en la tubería a la entrada y a la salida del campo de espejos. Para conectar la tubería principal con el tubo absorbedor se usa un tramo de tubería de acero de 1" de diámetro y un tramo de manguera flexible. Con excepción de los tramos de manguera flexible, todas las tuberías están aisladas térmicamente con asbesto y fibra de vidrio "Pamsil", recubiertas con lámina de aluminio, calibre 30, para protección y acabado.

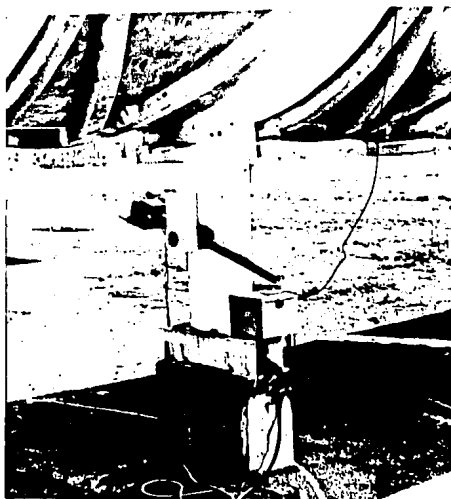


Fig 11. Mecanismo de tornillo sinfín que transmite el movimiento a los espejos.

El tanque de almacenamiento térmico tiene una capacidad de 30,000 lt, es cilíndrico y está colocado verticalmente, de 1.7 m de diámetro y 13.3 m de altura. También se aisló con asbesto y fibra de vidrio "Pamsil" recubierto con lámina de aluminio.

3.2.3 Accesorios

Dentro de esta subdivisión se contemplan los accesorios de interconexión entre las distintas partes mencionadas y la instrumentación.

Los accesorios de interconexión incluyen válvulas, filtros, juntas de expansión, fluido de trabajo, rótulas, etc. Por ejemplo, los tubos de vidrio están apoyados en *anillos metálicos* que llevan internamente discos seccionados de teflón que soportan al tubo de acero. Durante la operación el aceite circula a través de los tubos absorbedores y tuberías de conexión llegando a una temperatura alrededor de 250°C; debido a este calentamiento los tubos absorbedores se alargan, por dilatación térmica del acero, y se deslizan entre estas juntas de teflón y dicho alargamiento se absorbe por la flexión de las *mangueras flexibles* y *rótulas* de que consta la conexión de los tubos a las tuberías principales.

En el sistema se usa como fluido de trabajo aceite THERM GL-450. El aceite circula en los colectores solares y el tanque

de almacenamiento térmico. La instrumentación comprende la adquisición de datos para mediciones y supervisión de la operación de los diferentes componentes, se tienen varios sensores para monitorear parámetros de interés, como: medidores de gasto, presión, temperatura y radiación. Además existe el subsistema de control que sirve para la operación de manera ocasional en forma totalmente automática, independientemente de que la planta también se opera en forma manual.

3.3 Desarrollo comercial, algunos ejemplos

Hasta hoy, los trabajos hechos para el desarrollo de sistemas de energía solar con aplicaciones industriales han sido enfocados principalmente al suministro de calor en procesos, en forma de agua caliente o vapor, y de manera secundaria en aplicaciones de aire caliente.

La mayoría de los sistemas solares para la industria (SSI) se han construido a través de programas de gobierno y algunos han sido instalados con financiamiento privado. El Departamento de Energía de los Estados Unidos desde 1977, se ha basado en una serie de pruebas de campo para adquirir mayor experiencia operacional en la aplicación de energía solar para las necesidades térmicas en procesos industriales. Estos experimentos han usado placas planas, colectores de tubo evacuado y canales parabólicos aplicando agua caliente, aire caliente o vapor a la industria según sus necesidades. El gobierno se responsa-

bilizó de 17 proyectos que fueron llevados a cabo, y sus dimensiones varían de 230 a 4,650 m² de colección. Las primeras pruebas consistieron en sistemas de agua y aire caliente, las cuales tenían un gran número de deficiencias en diseño e instalación de poca importancia para los sistemas solares que se encuentran actualmente en la industria. Se piensa que algunos de estos sistemas han sido renovados y están operando satisfactoriamente. Los primeros proyectos para producción de vapor fueron en su mayoría de aproximadamente 930 m² el tamaño del campo de colección; más tarde en 1979 hubo dos grandes proyectos de costo compartido con U.S. Steel Chemicals y Caterpillar Tractor los cuales tienen 4,680 m² de campos solares. Algunos de estos proyectos actualmente están proporcionando importantes datos operacionales. Dentro de los sistemas de financiamiento privado se incluyen un proyecto israelí construido por Luz Engineering para suministrar vapor a una planta procesadora de papas en un complejo industrial cerca de Tel Aviv y un proyecto comercial instalado por Solar Kinetics de la compañía Gould cerca de Phoenix con una extensión de 5,580 m². Las características de estos proyectos se muestran en la tabla 4.

Recientemente American Solar King anunció un proyecto comercial SPIC en el cual son usados 1,060 m² de colectores de placa plana para proveer agua caliente a más de 85°C a una planta empacadora de carne en Vernon, California.

Proyecto/Contratista	Proceso	Tipo de Colector	Area de abertura m ²	Fluido del sistema	Temp. del colector °C	Presión del vapor kg/s	Capacidad nominal de vapor kg/s	c/o de la carga total de la planta	Energía de diseño entregada GJ/año	Estado 9/83
Cfa. Sopas Campbell Sacramento, Calif./ Acurex Solar	Lavado de latas de sopa	PP Wester Canal parabólica	370 280	Agua	90	-	-	N/D	1900	Operando
Tractores Caterpillar San Leandro, Calif./ Southwest Res. Inst.	Agua caliente presurizada para lavado de partes	CP Solar Kinetics	4680	Agua	115	-	-	35.0	14780	Operando
Cfa. Químicos Dow Dalton, Ga/ Foster Wheeler	Vapor para producción de latex	CP Suntec	920	Dowtherm LF	265	1.0	0.19	2.5	2680	Operando
Bombas Gould Chandler, Ariz./ Solar Kinetics	Agua caliente para lavado de partes	CP Solar Kinetics	5620	Calcrifa HT43	260	-	-	N/D	N/D	Operando
Lavanderías Home Pasadena, Calif./ Jacobs Engrg.	Vapor para lavanderías/agua caliente	CP Jacobs-Dei.	600	Agua	215	0.7	0.12	20.0	1270	Operando
Johnson & Johnson Sherman, Texas/ Acurex Solar	Vapor para blanquear gasa	CP Acurex	1070	Agua	190	1.1	0.15	2.0	1580	Operando
Cervecería Lone Star San Antonio, Texas/ Southwest Res. Inst.	Vapor para Cervecerías	CP Solar Kinetics	880	Therminol T-55	220	0.9	0.15	3.4	3380	Fuera de servicio
Textiles Riegel La France, S.C./ Southwest Res. Inst.	Pre calentamiento de agua de alimentación de re- puesto	PP Sun works	620	Agua/ glicol	40	-	-	2.0	1430	Operando
Southern Union Oil Refinery, Lovington, N. Mex./ Energetics	Vapor para refinerías	CP Solar Kinetics	940	Texatherm	190	1.2	0.23	9.0	3480	Operando
U.S. Steel Chemicals Haverhill, Ohio/ Columbia Gas	Vapor para poliestireno químico	CP Solar Kinetics	4680	Therminol T-60	220	0.4	1.31	0.5	12660	Operando
Industrias Tapud, Shaar Hanegev Industrial Park, Shderot, Israel/ Luz Engrg.	Vapor para procesamiento de papas	CP Luz	490	Sun Oil 21	245	2.5	0.11	1	N/D	Operando

PP - placa plana
CP - canal parabólica
N/D - información no disponible

TABLA 4. Instalaciones industriales solares selectas

EXPERIENCIA OPERACIONAL

El desarrollo de estos sistemas se ha topado con muchos problemas que han impedido una operación continua. Un número de estos problemas tiene que ver con la ingeniería y uso de los componentes no solares como: sellos en bombas, rodamientos, fallas en los sistemas de adquisición de datos, etc. Otros problemas se encuentran en el subsistema de control y colectores solares, tal como: fallas en las mangueras flexibles y en los mecanismos de seguimiento, fugas en los tubos absorbedores, degradación del recubrimiento de cromo del absorbedor, nivelación de los espejos y excesivas pérdidas térmicas.

Estos problemas fueron tan característicos de los primeros sistemas que era difícil encontrar alguno que pudiera suministrar calor a algún proceso rutinariamente durante algunos meses siquiera. Sin embargo, en 1981 y 1982 el resultado de esfuerzos considerables, hechos por DOE a través de los Laboratorios Nacionales de Sandia, en Albuquerque por mejorar esta situación, ha sido un incremento marcado en rentabilidad y disponibilidad.

ESTUDIOS DE CAMPO

Los problemas de disponibilidad y las fallas de los sistemas de adquisición de datos han impedido una buena recolección sistemática de los datos sobre el comportamiento de los sistemas solares. Las pocas mediciones de los parámetros obtenidas hacen muy difícil generalizar el comportamiento de los sistemas, es claro por ésto que los niveles de entrega de

energía predichos en las etapas de diseño son optimistas e irreales. Durante 1983 el Instituto de Investigación de Energía Solar (SERI) a petición del DOE llevó a cabo un gran esfuerzo para modelar seis de los proyectos listados en la tabla 4, con el propósito de obtener un conjunto de predicciones del comportamiento de los sistemas que fuera consistente y válido.

Los seis sistemas analizados fueron Caterpillar Tractor, Dow Chemical, Home Laundry, Lone Star Brewery, Southern Union Refinery, y U.S. Steel Chemicals. La tabla 5 muestra la eficiencia y energía entregada esperadas anualmente por estos sistemas. Estas predicciones fueron basadas en los parámetros de los sistemas instalados. Nótese que éstas son significativamente menores que en los proyectos de diseño original dados en la tabla 4.

Campo Experimental	Eficiencia del sistema (%)	Energía entregada x el sistema (GJ)
Caterpillar Tractor	46	10,170
Dow Chemical	23	790
Home Laundry	34/43	780/980
Lone Star Brewery	34	1,420
So. Union Refining	31	2,020
USS Chemicals	32	4,580

NOTAS: . Las predicciones se desarrollaron por SERI usando el programa de computadora Soliph [35]
 . Basados en los datos climáticos del "Typical Meteorological Year"
 . Las diferencias en la energía entregada reflejan el comportamiento del sistema, el tamaño y las variaciones climáticas

TABLA 5. Predicciones en el comportamiento anual del sistema

En el SERI se hacen esfuerzos por obtener comparaciones entre el comportamiento predicho y la medición de campo por periodos de días a meses; sin embargo, se pueden tener conclusiones generales a partir de predicciones de comportamiento anual. El análisis muestra que para los sistemas de vapor bien diseñados y construídos existe un intervalo de eficiencia esperado (relativamente limitado) del 30-35%. La eficiencia térmica del sistema para estos casos se define como la energía térmica entregada o liberada anualmente sobre la radiación directa incidente en el plano del colector. Los sistemas de operación parecen estar trabajando dentro de un 5 a 10% de los valores predichos. Un factor determinante en el comportamiento de campo son las altas pérdidas térmicas en los sistemas de tuberías tanto en las horas de operación diarias como en las horas de paro cuando el sistema cede calor al ambiente. Las partes expuestas de las válvulas, las secciones de tuberías no aisladas, las pérdidas termosifónicas y las pérdidas de calor excesivas a través de los soportes de las tuberías son los mayores contribuyentes [16]. Los sistemas de tuberías deben ser optimizados en el diseño tendiendo a diámetros pequeños para reducir pérdidas térmicas contra diámetros grandes para reducir los requerimientos de potencia de bombeo.

A pesar del gran número de dificultades se cree que si un sistema fuera construído hoy con base en el conocimiento ganado

en la ingeniería de diseño y análisis de años recientes y en la experiencia operacional hasta la fecha, sería razonable esperar mejoras significativas en rentabilidad y comportamiento.

El siguiente capítulo presenta una evaluación económica de estos sistemas.

4. EVALUACION ECONOMICA DEL KW-h TERMICO

4.1 *Introducción*

Proporcionar una metodología integral para la adecuada formulación y evaluación de proyectos industriales es una actividad indispensable para que los proyectos que se hagan realidad tengan mayores probabilidades de éxito y vengán a contribuir en forma más amplia al desarrollo económico del país. Se acentúan la necesidad de ponderar y evaluar, cada vez con más profundidad, lo que se emprende. Ya no son suficientes la intuición y el buen juicio, es necesario complementarlos con técnicas analíticas para reducir las apreciaciones subjetivas, para encontrar una mayor eficiencia en los factores productivos y tomar en cuenta la racionalización del uso de los recursos que concurren hacia las actividades industriales: materia prima, mano de obra y capital. Por pequeño que parezca un pro

yecto y por reducida que pudiera parecer la inversión necesaria para su realización, es de fundamental importancia el revisar con la profundidad que el caso amerite todos y cada uno de los renglones que comprenden el proyecto mismo y que habrán de conducirlo hacia su éxito o su fracaso.

Se denomina proyecto industrial al conjunto de elementos técnicos, económicos, financieros y de organización que permiten visualizar las ventajas y desventajas económicas de la adquisición, construcción, instalación y operación de una planta industrial.

Un proyecto industrial se prepara a través de un proceso de aproximaciones sucesivas, del cual en cada etapa se van precisando los factores que inciden en la viabilidad técnica y económica del mismo, mediante investigaciones cada vez más profundas y detalladas que se realizan con costos que se incrementan a medida que se consolida el proyecto y se reducen los riesgos inherentes a la realización del mismo.

La elaboración de un proyecto generalmente se realiza en tres etapas: la exploratoria o de prefactibilidad, la preliminar y la final, cada una de las cuales es seguida de una evaluación que permite tomar la decisión de suspender o continuar el proyecto y asignar, en su caso, recursos económicos cada vez mayores para estudio, diseño y construcción de la planta indus-

trial, respectivamente, dependiendo de la etapa de que se trate. Así, la evaluación de proyectos consiste en seleccionar y aplicar patrones o normas, que permitan demostrar que el destino dado a los recursos empleados será el óptimo, para los proyectos sujetos a análisis.

La elaboración de un proyecto se hace con la finalidad de generar bienes o servicios que puedan satisfacer necesidades primarias, secundarias o adquiridas.

Un proyecto puede tener su origen en cualquiera de las siguientes situaciones:

1. La existencia de una demanda insatisfecha de un producto
2. La posibilidad de elaborar un mejor producto a menor precio que los ya existentes
3. La posibilidad de exportar un producto
4. La necesidad de substituir importaciones
5. La conveniencia de utilizar más ampliamente los canales de distribución de una empresa
6. La necesidad de incrementar el valor de una materia prima
7. La conveniencia de extender la vida de un producto perecedero
8. La necesidad de fomentar el desarrollo económico de una región

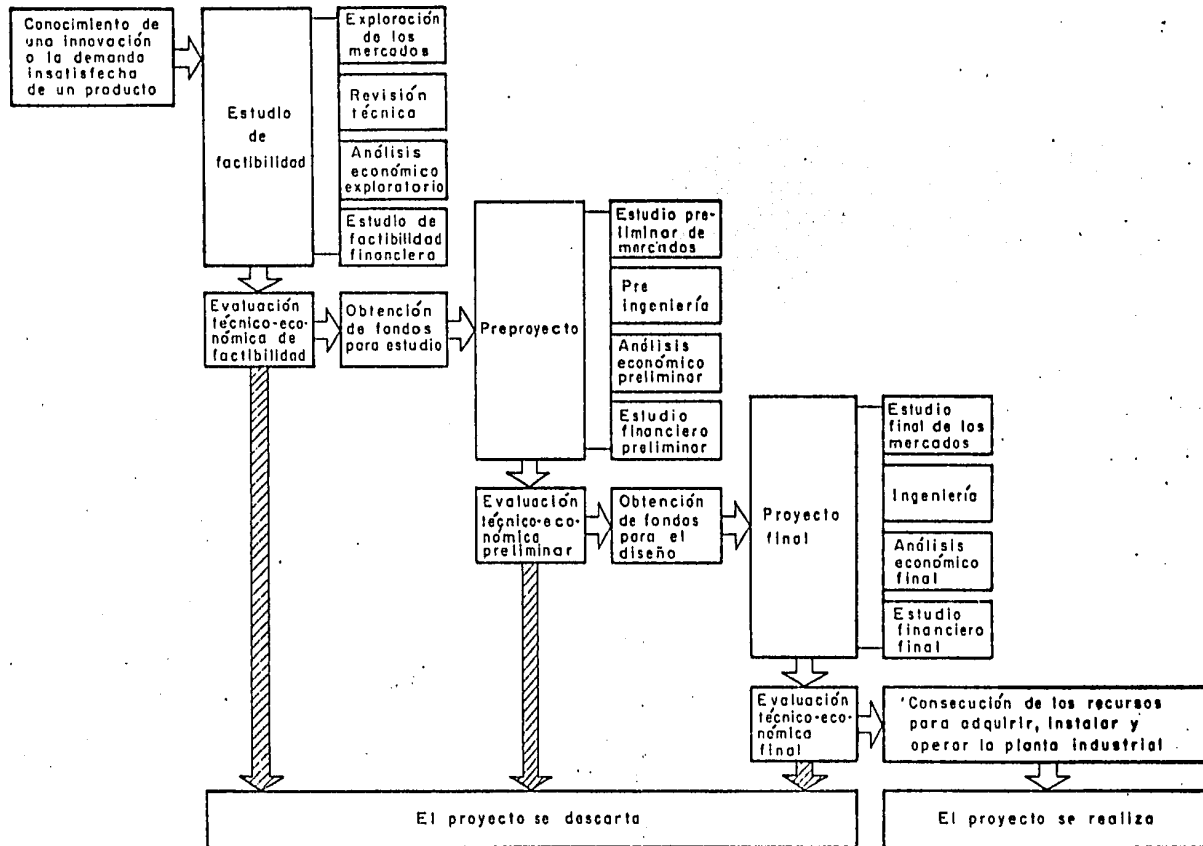


Fig. 12 Mecánica operacional para la formulación, evaluación y realización de un proyecto industrial

Los principales rubros de un proyecto industrial son los siguientes:

1. Mercado de abastecimiento
2. Mercado de consumo
3. Tamaño de la planta industrial
4. Localización de la planta industrial
5. Ingeniería del proyecto
6. Inversión fija y capital de operación
7. Costos y presupuestos de operación
8. Organización empresarial
9. Financiamiento del proyecto
10. Evaluación económica y social

Estos rubros deben abarcarse en las tres etapas mencionadas: prefactibilidad, preliminar y final. Este proceso se presenta en la fig 12.

4.2 Evaluación del proyecto

En el punto anterior se mencionaron los rubros principales que deben analizarse para la realización de un proyecto industrial, de forma que pueda evaluarse en cada etapa si conviene seguir con dicho proyecto o no. Ahora se abarcará brevemente lo que trata cada rubro, basados en ref [17]. Existe una amplia bibliografía al respecto y no se pretende ahondar demasiado, sino sentar las bases de este estudio. Si el lec

tor desea profundizar en el tema, puede consultar refs: [17], [18], [19], [20] y [21].

MERCADO DE ABASTECIMIENTO

El volumen y las características de las materias primas disponibles y, en general, de todos los insumos que requiere una planta industrial, son aspectos de suma importancia, ya que influyen de manera significativa en la determinación tanto del tamaño de la planta como en la selección del proceso y los equipos que deben instalarse. La disponibilidad de los insumos, junto con sus precios de adquisición, influyen en alto grado sobre los resultados económicos del proyecto.

La metodología que se sigue para su estudio es la siguiente:

A. Recopilación de información y datos estadísticos como:

Materias primas básicas

Calidad y características de las materias primas

Localización y características de las zonas de producción

Volumen de producción e importaciones

Precios de adquisición

Periodos de disponibilidad de materia prima

Destino de las materias primas

Mecanismo de adquisición

Medidas de política económica

B. Proyección de la disponibilidad total de materias primas

C. Disponibilidad de las materias primas para el proyecto.

MERCADO DE CONSUMO

El estudio del mercado de consumo consiste fundamentalmente en estimar la cantidad de producto que es posible vender, las especificaciones que éste debe exhibir y el precio que los consumidores potenciales están dispuestos a pagar. La proyección de la demanda probable del producto resulta fundamental para el proyecto y es uno de los primeros factores asociados a la viabilidad del mismo que se debe estudiar. También, a través de este estudio, se pretende determinar bajo qué condiciones se podría efectuar la venta de los volúmenes previstos, así como los factores que podrían modificar la estructura comercial del producto en estudio, incluyendo la localización de los competidores, la distribución geográfica de los principales centros de consumo, etc. Los resultados del estudio permiten fijar con cierto grado la capacidad máxima que puede tener la planta y las necesidades de ampliación futuras.

En términos generales puede decirse que el estudio del mercado comprende 2 etapas:

1. Recopilación de antecedentes
2. Análisis, interpretación y proyección de las funciones de

mercado.

Entiéndase por mercado el sitio de convergencia de la oferta y la demanda de productos, en que se establece un precio único.

La profundidad y detalle con que se realiza cada una de las etapas mencionadas depende del grado de avance del proyecto. En el estudio a nivel exploratorio, o de ante-proyecto, únicamente se requiere conocer el orden de magnitud de la dimensión del mercado del producto en estudio.

TAMAÑO DE LA PLANTA INDUSTRIAL

Se conoce como tamaño de la planta industrial a la capacidad instalada de producción de la misma, que se expresa en cantidad producida por unidad de tiempo, es decir, volumen, peso, valor o número de unidades de producto elaboradas por año, ciclo de operación, mes, día, turno, etc. y solo en algunos casos se da como función del volumen de materia prima que entra al proceso.

Las plantas industriales generalmente no operan a su capacidad nominal o instalada. Se conoce como capacidad real de operación al ritmo de producción que efectivamente es posible operar.

Los factores que influyen de manera predominante en la selección del tamaño de la planta son los siguientes:

1. Características del mercado de consumo
2. Características del mercado de abastecimiento
3. Economías de escala
4. Disponibilidad de recursos financieros
5. Características de la mano de obra y disponibilidad
6. Tecnología de producción
7. Política económica.

El tamaño más adecuado de una planta industrial será aquel que se obtenga optimizando la economía de la misma en función de los factores antes mencionados. Se realiza este estudio haciendo una primera estimación de la misma en términos del factor que se juzga le impone la mayor restricción, que en los más de los casos es la dimensión y localización del mercado de consumo o el de abastecimiento. Posteriormente se efectúan ajustes al tamaño así estimado en función de los otros factores de influencia antes señalados.

LOCALIZACION DE LA PLANTA INDUSTRIAL

La localización de una planta industrial se basa generalmente en las mismas consideraciones que las que se toman en cuenta para decidir su tamaño, y tiene como objetivo obtener un costo mínimo unitario de operación. Esta determinación del lugar

se suele llevar a cabo en dos etapas:

1. Seleccionar el área general en que se estima conviene localizar la planta
2. Elegir la ubicación precisa para efectuar su instalación

Ponderando adecuadamente todos y cada uno de los diversos factores que influyen sobre la localización de una planta, dependerán las probabilidades de que se obtengan los resultados económicos esperados.

Otros factores que influyen, además de los citados en el punto anterior, son:

- a. Facilidades de transporte
- b. Disponibilidad y costo de energía eléctrica y combustibles
- c. Fuentes de suministro de agua
- d. Facilidades para la eliminación de desechos
- e. Disposiciones legales, fiscales o de política económica
- f. Servicios públicos diversos
- g. Condiciones climatológicas
- h. Actitud de la comunidad

INGENIERIA DEL PROYECTO

La ingeniería de un proyecto industrial, llamada pre-ingeniería en las fases anteriores al diseño detallado de la planta,

tiene por objeto aportar la información que permita hacer una evaluación económica del proyecto, así como establecer las bases técnicas sobre las que se construirá e instalará la planta, si el proyecto demostró ser económicamente atractivo.

La ingeniería del proyecto consiste en 3 fases básicamente:

1. Realización de una serie de actividades que sirven para obtener información necesaria para la adopción de un proceso de producción adecuado.
2. Especificación de maquinaria, equipo y la obra civil, para obtener cotizaciones y presupuestos, y con estas bases determinar la magnitud de la inversión y los costos de operación de la planta.
3. Elaborar el diseño detallado de la planta y hacer una estimación precisa de la inversión requerida para llevar a cabo la construcción, instalación y puesta en marcha de la misma.

INVERSION FIJA Y CAPITAL DE TRABAJO

Para llevar a cabo la materialización de un proyecto industrial se requiere asignarle una cantidad de recursos que se pueden agrupar así: a) los que se requieren para la adquisición e instalación de la planta, y b) los requeridos para la operación de la misma. Los primeros constituyen la inversión fija y los segundos integran el capital de trabajo.

En términos generales la inversión fija de un proyecto incluye los costos de los siguientes rubros:

1. Investigación y estudios previos
2. Organización de la empresa
3. Patentes y conocimientos técnicos especializados
4. Elaboración del proyecto final
5. Terreno para la instalación de la planta
6. Concesiones para la explotación de recursos naturales
7. Maquinaria y equipo
8. Instalación de maquinaria y equipo
9. Obra civil
10. Servicios auxiliares e instalaciones complementarias
11. Ingeniería, supervisión y administración de la instalación
12. Puesta en marcha de la planta
13. Intereses durante la realización del proyecto
14. Imprevistos o contingencias

Los principales renglones que son necesarios considerar para estimar el capital de trabajo son los siguientes:

1. Inventarios de materia prima, productos en proceso y productos terminados
2. Cuentas por cobrar
3. Dinero en efectivo
4. Cuentas por pagar

COSTOS Y PRESUPUESTOS DE OPERACION

Este punto se refiere al cálculo de los presupuestos de ingresos empleando para ello los volúmenes y precios de venta obtenidos del estudio del mercado y la estimación de los presupuestos de egresos utilizando cifras de volúmenes y precios de los insumos necesarios para operar la planta a los niveles previstos. Estos presupuestos permitirán, a su vez, hacer pronósticos del costo unitario de producción y obtener los presupuestos de las utilidades derivables de la operación de la planta, así como los diversos coeficientes que servirán para llevar a cabo la evaluación económica del proyecto.

ORGANIZACION EMPRESARIAL

Para la realización de un proyecto industrial se requiere la formación de una empresa. Aun cuando en la formulación de un proyecto industrial no es necesario conocer en detalle la forma jurídica y la organización de dicha empresa, es conveniente revisar estos aspectos por las implicaciones que pudieran tener en la factibilidad del proyecto y en la obtención de los recursos para su materialización.

En la organización empresarial se distinguen dos aspectos importantes:

- a) la selección y adopción de la forma jurídica para constituir la empresa que ha de llevar a cabo el proyecto

- b) la organización técnica y administrativa de la empresa que ha de permitir dirigir y operar satisfactoriamente las actividades de la misma.

FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

Determinará el financiamiento de la empresa la forma de aportación del capital y la estructura social de la misma. No se justificará realizar estudios detallados sobre la organización y el financiamiento, mientras no se haya resuelto llevar a cabo el proyecto, pero sí es necesario plantear y resolver en principio los aspectos fundamentales al respecto.

El estudio del financiamiento debe incluir el análisis de las fuentes de recursos económicos que pueden considerarse para obtener los fondos necesarios para realizar el proyecto, así como los mecanismos mediante los cuales se hará llegar, en su caso, esos recursos hacia las entidades proveedoras de los activos tangibles e intangibles. También señalará los requisitos que son necesarios satisfacer para obtener estos recursos haciendo patente la viabilidad de satisfacerlos. Este estudio deberá tomar en cuenta las fechas en que son necesarios los fondos para la realización de un proyecto, de acuerdo a un programa de trabajo y el calendario de inversiones.

EVALUACION ECONOMICA Y SOCIAL

Para que un proyecto industrial sea satisfactorio debe estar

ampliamente justificado desde los puntos de vista empresarial o social. Es decir, debe preverse una rentabilidad atractiva que justifique la canalización de recursos hacia el mismo (evaluación económica), o bien debe existir una justificación muy clara de los beneficios sociales esperados frente a los costos de inversión y de operación del proyecto (evaluación social).

En general, la evaluación de un proyecto industrial consiste en verificar que éste se encuentre definido totalmente y que todas las decisiones adoptadas con respecto a las características básicas del mismo estén debidamente fundamentadas. Todo proyecto lleva implícito un riesgo que debe ser ponderado cuidadosamente, no solo por las consecuencias directas en las economías de los inversionistas, sino también por los efectos indirectos en la rama industrial correspondiente y en la economía del país en donde se planea su realización.

La evaluación de un proyecto se lleva a cabo en dos grandes áreas, la técnica y la económica, aunque las decisiones técnicas se reflejan necesariamente en su economía.

La evaluación técnica consiste en revisar que las soluciones técnicas establecidas para el proyecto estén definidas y sean satisfactorias; no solo las características de diseño y operación del proceso y de los diversos tipos de equipos que se requieren, sino también su accesibilidad, su vida útil, su obso-

lescencia, previsible, etc.

La evaluación económica del proyecto en su conjunto, es la evaluación de todos los factores que inciden en el proyecto, cualesquiera que sea su naturaleza, para reflejar un monto de las inversiones requeridas y presupuestos de ingresos y egresos.

4.3 Costo del kW.h térmico solar

Hacer la evaluación completa de la tecnología de los captadores cilíndrico parabólicos como proyecto resulta muy costoso y complicado debido a varias razones:

- a) es una tecnología nueva sin puntos aparentes de comparación
- b) no existe información suficiente
- c) aunque hay plantas trabajando aún está a nivel experimental
- d) pocos empresarios se arriesgan a financiar proyectos tan no vedosos.

Sin embargo, en el capítulo anterior se hizo el análisis de algunos rubros que abarca la evaluación como: el mercado al cual se dirigen estos captadores, las ventajas y desventajas de estos sistemas, el avance tecnológico a la fecha y proyectos semejantes construidos y en operación.

El fin de este trabajo es presentar aspectos económicos de es-

tos sistemas.

Encontrar el costo del kW.h térmico producido solarmente mediante este tipo de tecnología, es dar la pauta para continuar o desechar la idea de alimentar plantas industriales con energía térmica solar. A nivel particular, continuar con la idea sería alentar a algunos empresarios a profundizar y detallar los estudios realizados para llegar a fabricar captadores cilíndrico parabólicos o bien los componentes que no se encuentran hoy en día en el mercado, para su construcción. Y por otra parte implicaría también, presentar a los procesos industriales que requieren calor (PIC) una opción viable para alimentarse sin necesidad de recurrir a equipo convencional como calderas. A nivel nacional, promover el uso de energía no convencional y basar la industria en ella trae grandes ventajas para el país como se mencionó en el capítulo 2. A continuación se detalla la obtención del costo del kW.h térmico solar.

4.3.1 Método

Este estudio permite establecer, mediante la técnica de valor presente, el costo de producción del calor producido como función de los parámetros fundamentales de diseño de la planta y de tipo climático. El método que se presenta para la obtención del costo del kilowatt-hora térmico solar consiste básicamente en encontrar el valor presente de la inversión glo-

bal de la planta y dividirlo entre los kilowatts-hora térmicos que se esperan generar en la misma. Los pasos generales son los siguientes:

- A. Se determinan los costos de los gastos iniciales y los gastos de operación, mantenimiento y reposición.
- B. Se calcula el valor presente equivalente (VP_e) de los costos mencionados.
- C. Se calculan los kilowatts-hora térmicos que se esperan obtener de la planta solar (a lo largo de su vida útil). (E_{SE}).
- D. Se divide el VP_e entre E_{SE} y se obtiene así el costo por kilowatt-hora generado:

$$C_{kh} = \frac{VP_e}{E_{SE}}$$

Con base en la planta solar considerada se ilustra el procedimiento anterior, indicando cómo obtener los valores de los parámetros involucrados en cada inciso.

4.3.1.1 Gastos iniciales y gastos de operación, mantenimiento y reposición

Los gastos en los que se incurre al construir y operar una planta solar son de dos tipos:

- a) Los gastos iniciales son todos aquellos gastos de los bie-

nes (insumos) requeridos para la instalación de la planta y que se utilizan a lo largo de su vida útil.

- b. Los gastos de operación, mantenimiento y reposición son los recursos económicos que se utilizan para atender la operación de la planta, conservarla en buen estado y sustituir aquellos componentes que tengan una vida útil menor a la vida útil de la planta.

GASTOS INICIALES

Se supone la vida útil de la planta de 30 años, con base en la experiencia existente con estos sistemas.

Lo primero es hacer una lista de los principales insumos de cada una de las partes diferenciadas en el capítulo anterior para la planta solar estudiada. Esta lista se encontró de los planos y las especificaciones de diseño hechas al construirse la planta. A cada una de las partes, se añade, un porcentaje de "varios" bajo el nombre de elementos de unión en el cual se consideran los insumos secundarios. El porcentaje así añadido variará de acuerdo a la cantidad de insumos secundarios requeridos. Los insumos principales representan la mayor parte del costo y los secundarios una mínima parte, por eso se pueden estimar en forma aproximada.

Encontrar los costos de estos insumos no es tarea fácil, debi-

do a que muchos de éstos no se encuentran en forma comercial en el mercado actual, tal como es el caso de los espejos. El costo de los insumos comerciales se obtiene directamente de las cotizaciones de los proveedores. Si el precio puede ser consultado con diversos proveedores, basta obtener el promedio aritmético de estos precios para tener el costo representativo del insumo evaluado. Las cotizaciones incluyen la instalación. En el caso de los insumos no comerciales o que son de importación, su costo es obtenido con base en las notas existentes de estos insumos afectadas por un factor que refleje el cambio de los precios en el periodo de tiempo transcurrido de la fecha de la nota, a la fecha en que se realiza la evaluación y depende por tanto de la Economía Nacional vivida en este periodo.

Los costos se dan por módulo y no por planta (cabe recordar que esta planta solar cuenta con 16 módulos colectores), por lo cual en el caso de los insumos que son por planta, como por ejemplo los de instrumentación, su costo se prorratea proporcionalmente en los módulos, dividiéndolo entre 16.

En el anexo 1 se detalla la obtención de los costos tanto de los insumos principales como de los secundarios. Las tablas 6, 7 y 8 muestran los resultados.

De las tablas 6, 7 y 8 se tiene que:

Costo inicial de insumos del sistema colector	970,887
Costo inicial de insumos del sistema de almacenamiento	184,187
Costo inicial de insumos del sistema de accesorios	479,294
Costo total inicial	1,639,368

es decir, el costo de construir e instalar un módulo solar es aproximadamente de 1.6 millones de pesos, o bien el costo inicial (construcción e instalación) de la planta solar de 552 m² de área de captación es de 26 millones de pesos. Todos estos costos son válidos a enero de 1984 dadas las condiciones económicas actuales del país.

GASTOS DE OPERACION, MANTENIMIENTO Y REPOSICION, (GOMR)

Para determinar los gastos de operación es necesario conocer la cantidad de energía eléctrica ocupada para actuar los sistemas de seguimiento y gastos generales de operación como sueldos de las personas encargadas de atender la planta.

Mantenimiento de una planta es una serie de actividades destinadas a conservar y mantener el equipo en buenas condiciones para su operación adecuada a lo largo de la vida útil para la cual se ha diseñado.

Sub- sis- tema	Componentes	Material	Precio por unidad	No. Unidades	Costo Total (\$)
ESPEJOS	Soporte parabólico	Fibra de vidrio	2,048.2	111.5 m ²	228,374
		Mano de obra	0.3(2,048.2)	111.5 m ²	68,512
	Superficie reflect	Acrílico	3,587.96	38.64 m ²	138,639
		Aluminización	1,200.00	24 lám	28,800
	Elementos unión	Varios	0.1 (total)	1	46,433
	Subtotal				510,758
MECANISMO SEGUIDOR	Mecanismo control	-	24,000.00	1	24,000
	Motorreductor	-	11,000.00	1	11,000
	Tornillo y base	Acero	70,152.00	1	70,152
	Microswitches	-	120.00	2	240
	Base para micros	Acero	1,785.00	2	3,570
	Topes para micros	Acero	500.00	2	1,000
	Bases: sensor y M.C.	Acero	3,070.00	2	6,140
	Protección motor	Acrílico	3,587.96	0.15 m ²	555
		Mano de obra	0.3(3,587.96)	0.15 m ²	167
	Tubo de plástico	PVC	380.00	1 m	380
Fuelle protector	Plástico	1,000.00	1 m	1,000	
Elementos unión	Varios	0.1 (total)	1	1,182	
	Subtotal				119,386
ESTRUC. ABSORBEDOR	Tubo absorbedor	Acero suave	377.15	15 m ²	5,657
	Aplicación de cromo	Cromo negro	2,000.00	1.5 m ²	3,000
	Tubo envolvente	Vidrio	1,200.00	15 m	18,000
	Subtotal				26,657
ESTRUC.	Estructura	Acero	213,900	1 módulo	213,900
	Subtotal				213,900
INFRAESTRUC	Cimentación colec.	Varios	-	-	95,667
	Cimentación tanque	Varios	-	-	1,414
	Instalación elect.	Tubo conduit	166.66	11 m	1,833
		Cable # 14	28.90	44 m	1,272
					100,186
TOTAL					970,887

TABLA 6. Costos de insumos por módulo (incluyendo instalación) de sistema de colectores

Sub-sis-tema	Componentes	Material	Precio por unidad	Unidades	Costo total (\$)
TANQUE	Tanque de almacén	Acero	963,900.00	1/16	60,244
	Aislamiento	Asbesto y fibra vidrio	669,000.00	1/16	41,812
	Llave de purga	Acero	15,070.00	1/16	942
	Subtotal				102,998
TUBERIAS	Tubería $\phi = 3"$	Acero	1,067.00	18.75 m	20,006
	Tubería $\phi = 1"$	Acero	278.30	1.20 m	334
	Aislamiento $\phi = 3"$	2½" pamsil y aluminio	1,643.40	2.5 m	4,109
	Aislamiento $\phi = 1"$	1½ pamsil y aluminio	2,800.00	15.3 m	42,840
	Aislamiento codo 3"x90"	2½" pamsil y aluminio	3,200.00	1.25 m	4,000
	Aislamiento "T" 3" ϕ	2½ pamsil y	4,500.00	2.20 m	9,900
	Subtotal				81,189
			TOTAL		184,187

TABLA 7. Costos de insumos por módulo (incluyendo instalación) del sistema de almacenamiento

Sub-sistema	Componentes	Material	Precio por unidad	No. Unidades	Costo inicial por módulo (\$)
Accesorios de Interconexión	Mangueras flexibles	Acero	750	2	1,500
	Separadores	Teflón	2,500	2	5,000
	Fluido térmico	Aceite	90	3125 lt	382,250
	Escalera y pasillo	Acero tubular	330,000	1/16	20,625
	Tensores tanques	Acero	100,000	1/16	6,250
	Soldadura	Acero	65,780	1/16	4,111
	Filtros y válvulas	Acero	82,987	1/16	30,187
	Soportes absorbedor	Acero	1,000	5	5,000
	Subtotal				350,923
Instrumentación	Medidores de gasto	-	172,973	2/16	21,622
	Medidores de presión	-	78,000	2/16	9,750
	Medidores de temperatura	-	4,039	35/16	8,836
	Reguladores de flujo	-	157,608	1/16	9,851
	Medidores de radiación difusómetros	-	143,750	1/16	8,984
	piranómetros	-	109,250	1/16	6,828
	Automatización	-	1,000,000	1/16	62,500
		Subtotal			
	Costo inicial total por módulo				479,294

TABLA 8. Costos de insumos por módulo (incluyendo instalación) del sistema de accesorios

El mantenimiento puede ser de dos tipos:

- 1) Preventivo. Es un programa de actividades requeridas para conservar en buen estado y operando la planta solar. Deben planearse tiempos dedicados a las actividades de este mantenimiento que son esencialmente limpieza, lubricación y pintura. La limpieza en los espejos es sumamente importante para evitar un rápido desgaste y asegurar una mayor eficiencia [22] de operación. Además de la limpieza de los espejos, es necesaria la limpieza general de la planta para evitar suciedad en el motor de seguimiento que aumenta la fricción y fuerza al motor para evitar fallas en las cajas de los Delavan (Mecanismo electrónico para hacer actuar al mecanismo de seguimiento), para conservar las tuberías en buen estado y sin corrosión debida a partículas extrañas, etc. La lubricación es necesaria en rótulas, tornillos y engranes para permitir un libre movimiento de seguimiento del concentrador hacia el sol, evitando desgaste anticipado de engranes y por tanto ajustes. Un problema muy grave es la corrosión, sobre todo en los extremos del tubo absorbedor, en la flecha central que soporta la estructura del tubo absorbedor y en la estructura misma; ésto se previene con pintura anticorrosiva. Además se requiere tiempo para sustituir piezas al cabo de su vida útil y evitar que fallen cuando la planta está en operación.

b) Correctivo. Son las actividades para corregir las fallas inesperadas lo más pronto evitando paros innecesarios de la planta por largo tiempo. Si se lleva a cabo un buen mantenimiento preventivo no habrá mucha actividad del mantenimiento correctivo, sin embargo, es necesario tomarlo en cuenta ya que puede fallar algún elemento antes de lo esperado, o bien puede haber algún accidente.

Los gastos anuales asignados a operación y mantenimiento de la planta se pueden expresar como un porcentaje del costo inicial de acuerdo a las actividades y equipo necesarios para ello. De acuerdo a la experiencia de los investigadores más cercanos al diseño, pueden obtenerse estimaciones de estos porcentajes. Los porcentajes no son exactos en algunos casos ya que los recursos para el mantenimiento pueden variar dentro de un intervalo de acuerdo al tipo de mantenimiento que se realice, siendo posibles más de un tipo. La tabla 9 muestra los resultados.

Además de los gastos anteriores existen los gastos por reposición de equipo para sustituir los componentes que tienen una vida útil menor a la vida de la planta. Por tanto estos gastos se presentarán periódicamente de acuerdo a la vida útil de cada componente. Es necesario entonces obtener la vida útil de cada una de las componentes. Esto se hizo de acuerdo a los criterios de los investigadores más cercanos al diseño de cada uno de éstos. En la tabla 10 se presenta cada componente y su

vida útil así como los años para los cuales estos costos se presentan a lo largo de la vida útil de la planta.

Subsistemas	%*	Costo inicial x módulo (\$)	COAM (\$)		
			mín	máx	
Espejos	2-5	502,758	10,055-25,138		
Mecanismo seguidor	1-5	119,386	1,194-	5,969	
Colectores	Absorbedor	2-5	26,657	533-	1,333
	Estructura	3	213,900	6,417-	6,417
	Infraestructura	3	100,186	3,006-	3,006
	Subtotal	-	962,887	21,205-	41,863
Almac.	Tanque	3	102,998	3,090-	3,090
	Tuberías	3	81,189	2,436-	2,436
	Subtotal	-	184,187	5,526-	5,526
Accesorios	Accesorios de inter- conexión	3	350,923	10,528-	10,528
	Instrumentación	5	128,371	6,419-	6,419
	Subtotal	-	479,294	16,947-	16,947
Costo total anual	-	-	43,678-	64,336	

* Porcentaje del costo inicial que se asigna anualmente a operación y mantenimiento.

TABLA 9. Costos anuales de operación y mantenimiento (CAOM) de la planta solar

Finalmente el gasto de operación, mantenimiento y reposición total para el año t de la planta se obtiene al sumar el costo

Sis-tema	Sub-sistema	Componente	Vida útil (años)	Costo por reposición	Años para los cuales estos costos son válidos
Colectores	Espejos	Soporte parabólico	30	288,886	0
		Superficie reflectiva	4	167,439	0,4,8,12,16,20,24 y 28
		Elementos de unión	4	46,433	0,4,8,12,16,20,24 y 28
	Mecanismo y seguidor	Mecanismo control	10	24,000	0,10 y 20
		Motorreductor	5	11,000	0,5,10,15 y 20
		Tornillo y base	10	70,152	0,10 y 20
		Microswitches	3	240	0,3,6,9,12,15,18,21,24 y 27
		Base para micros.	30	3,570	0
		Topes para micros.	30	1,000	0
		Bases: sensor y MC	30	6,140	0
		Protección motor	30	722	0
		Tubo de plástico	30	380	0
		Fuelle protector	10	1,000	0,10 y 20
		Elementos unión	10	1,182	0,10 y 20
		E-Absorb.	Tubo absorbedor	10	5,657
Tubo envolvente	4		18,000	0,4,8,12,16,20,24 y 28	
Aplicación del cromo	10		3,000	0,10 y 20	
Almac	E-Infra-est.	Estructura	30	213,900	0
		Cimentación colec.	30	95,667	0
		Cimentación tanques	30	1,414	0
		Instalación elect.	30	3,105	0
		Tanque de alm.+aislam.	30	102,998	0
		Tuberías y aislam.	30	81,189	0
Accesorios	AI	Varios	30	350,923	0
	I	Medidores y automat.	10	128,371	0,10 y 20

E - estructura

Ta- Tanques

Tu- Tuberías

AI- Accesorios de Interconexión

I - Instrumentación

TABLA 10. Costos por reposición de equipo

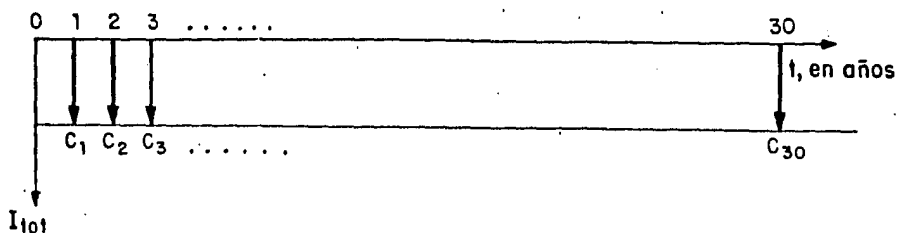
anual de operación y mantenimiento más el costo por reposición de equipo del mismo año. Este último costo se calcula al sumar todos los costos por reposición que se presentan ese año de acuerdo a la tabla 10. Así la suma de los costos por reposición en el año 0 es igual al costo inicial total por módulo. Agrupándose estos datos puede hacerse una lista de los GOMR mínimos que corresponden a un escenario optimista y los GOMR máximos que corresponden a un escenario pesimista; ésto lo muestra la tabla 11.

GOMR mín. (Escenario optimista)	GOMR máx. (Escenario pesimista)	Años en los cuales estos costos se presentan 1,...,30)
43,678	64,336	1,2,7,11,13,14,17,19,22,23,26 y 29
43,918	64,576	3,6,9,18,21,27 y 30
275,550	296,208	4,8,16 y 28
54,678	75,336	5 y 25
277,040	297,698	10
275,790	296,448	12 y 24
54,918	75,576	15
519,912	540,570	20

TABLA 11. Gastos de operación, mantenimiento y reposición (GOMR) totales para cada año de vida de la planta solar

Tanto los gastos iniciales como los GOMR pueden representarse en un diagrama de flujo de efectivo como se ve en la fig 13. El

valor de rescate de la planta es cero.



C_1 = Gastos de operación, mantenimiento y reposición (GOMR) en el año 1. $C_1 \neq C_2 \neq C_3 \neq C_4$

I_{tot} = Costo total inicial

Fig 13 Diagrama de flujo de efectivo para la planta solar

4.3.1.2 Valor presente

En un análisis de evaluación económica es conveniente tomar en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, puesto que el dinero puede ganar un cierto interés cuando se invierte por un cierto periodo, es decir, es importante reconocer que un peso que se reciba en el futuro valdrá menos que un peso que se tenga actualmente. Es precisamente esta relación entre el interés y el tiempo lo que conduce al concepto del valor del dinero a través del tiempo.

El valor del dinero a través del tiempo significa que cantidades iguales de dinero no tienen el mismo valor si se encuentran

en puntos diferentes en el tiempo cuando la tasa de interés es mayor que cero.

Sin embargo, dadas las condiciones económicas mundiales actualmente, se hace necesario introducir además el efecto inflacionario en los proyectos a realizar en países subdesarrollados como México, ya que este efecto actúa sobre todo en los sistemas económicos de estos países.

Teniendo un diagrama de flujo de efectivo de una alternativa, pueden referirse todos los gastos al año cero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo (afectado por un interés y una tasa de inflación) teniéndose así una cifra que representa el *valor presente* (V_p) de la alternativa.

No ha sido muy estudiado cómo considerar los efectos inflacionarios en la obtención del V_p de una alternativa, pero de acuerdo a ref [23] y ref [24] existen dos enfoques para introducir los efectos inflacionarios y son:

- A. Expresar todos los flujos de efectivo en términos de cantidades de pesos a "valor corriente" y combinar la tasa de inflación con la tasa de interés.
- B. Expresar todos los flujos de efectivo en función de cantidades de pesos a "valor constante" y usar una tasa de interés sin un componente de tasa de inflación.

Otro método para introducir el efecto inflacionario, según ref [25] es:

C. Expresar todos los flujos de efectivo en función de cantidades de pesos a "valor constante" y usar una tasa de interés que es la diferencia entre la tasa de interés mínima atractiva del proyecto y la tasa de inflación.

Los métodos A y B son equivalentes, enseguida se especificarán basados en la ref [23]:

A. METODO A "VALOR CORRIENTE"

Utilizando el primer enfoque para introducir los efectos inflacionarios, el equivalente en valor actual o presente de una serie de T_k flujos de efectivo (T_k es el "valor corriente" de un flujo de efectivo al final del periodo k) se calcula como sigue:

$$\begin{aligned} V_P &= \sum_{k=0}^n T_k (1+j)^{-k} (1+i)^{-k} \\ &= \sum_{k=0}^n T_k (1+j+i+ij)^{-k} \\ &= \sum_{k=0}^n T_k (1+d)^{-k} \end{aligned}$$

donde d es una tasa de descuento igual a $i+j+ij$, designando con j a la tasa de inflación, i a la tasa de interés y k es el pe-

riodo.

Calculando a T_k "valor corriente" así:

$$T_k = C_k (1+j)^k$$

donde C_k es el "valor constante" de un flujo de efectivo del periodo k .

Involucrar a la inflación tiende a complicar el análisis, ya que pueden existir diferentes tasas de inflación para varios tipos de flujos de efectivo y para distintas regiones del país y del mundo. Además, las tasas de éstos tienden a cambiar de un periodo al siguiente. Si j_t designa la tasa de inflación para el periodo t , i_t es la tasa de interés para el periodo t , el valor presente se puede expresar en pesos a valor corriente como:

$$V_p = \sum_{k=0}^n T_k \prod_{t=0}^k (1+j_t)^{-1} (1+i_t)^{-1}$$

B. METODO A "VALOR CONSTANTE"

Este segundo enfoque calcula el equivalente en valor actual utilizando cantidades de pesos a "valor constante" de la siguiente manera:

$$V_p = \sum_{k=0}^n C_k (1+i)^{-k}$$

Aunque el segundo enfoque es el método más sencillo para introducir la inflación en el análisis, estimar los flujos de efectivo en función de cantidades de pesos a valor constante no es fácil, ya que los flujos de efectivo aumentan con el tiempo; pero solo cierta porción del incremento se debe a la inflación. Así, es difícil expresar en factores la porción del incremento que se debe solo a la inflación para proporcionar estimaciones de flujos de efectivo futuros libres de ella.

C. METODO A "VALOR CONSTANTE" CON TASA COMBINADA

En este enfoque se calcula el valor presente de la siguiente manera:

$$V_p = \sum_{k=0}^n C_k (1+I)^{-k}$$

donde I es la tasa combinada y es igual a $(j_t - i_t)$.

Este método subraya la afectación del dinero en el tiempo por la diferencia de tasas, ya que si las tasas fueran iguales se compensarían y el dinero se podría manejar como constante en el tiempo.

Existen otros métodos para encontrar el valor presente de una alternativa tomando en cuenta la afectación de la inflación del dinero en el tiempo. Sin embargo para el fin que persigue este trabajo se consideran los tres métodos mencionados

suficientes tanto para ilustrar la metodología propuesta como para mostrar las pequeñas discrepancias que se obtienen al utilizar cualquiera de ellos. De esta manera se deja abierta la posibilidad de utilizar cualquier otro método de evaluación de valor presente más sencillo o confiable siguiendo la metodología.

Para poder aplicar estos métodos se requiere primero tener la serie de flujos de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto a evaluar. En este caso la serie de flujo de efectivo de la Planta Solar se calculó en el punto 4.3.1.1 y se representa mediante un diagrama en la fig 13. Lo segundo es determinar las tasas de interés y de inflación que se considerarán.

La tasa de interés a encontrar es la tasa de interés mínima atractiva (TIMA) o tasa de descuento de la alternativa. Algunos autores [23] y [26] distinguen éstas definiendo a la tasa de descuento como aquella tasa que se usa para pasar flujos futuros en valor presente y la TIMA como aquella que se usa para pasar valores presentes al futuro, generalmente cuando no se toma en cuenta el efecto inflacionario. En este trabajo se usa el término TIMA o tasa de descuento indistintamente.

La tasa de descuento utilizada debe ser mayor al costo de obtener capital adicional excepto cuando intervienen otros beneficios intangibles, como es el caso de los proyectos que buscan

beneficios sociales más que lucrativos, de manera que cubra esta tasa las inversiones no lucrativas que una empresa debe hacer por razones no monetarias. En general se usa la tasa de interés bancaria como base para especificar la tasa de interés mínima atractiva que justifica una alternativa de inversión. Sin embargo es la empresa quien determina esta tasa de interés.

Otros procedimientos que se utilizan para establecer la TIMA son:

1. Agregar un porcentaje fijo al costo del capital para la empresa.
2. La tasa de rendimiento promedio durante los últimos cinco años se usa como la TIMA de ese año.
3. Usar diferente TIMA para diferentes horizontes de planificación.
4. Usar diferente TIMA para diferentes magnitudes de inversión inicial.
5. Usar la TIMA como un instrumento de la gerencia para estimular o desalentar las inversiones de capital, según la situación económica general de la empresa.
6. Usar el rendimiento promedio sobre la inversión del accionista para todas las compañías del mismo grupo industrial.

Dado que las tasas bancarias actuales están por debajo de la tasa inflacionaria, no son recomendables como base para espe-

cificación de la tasa de descuento, ya que sería menor al costo mismo de obtener capital y no cumple por tanto con la definición de TIMA como tasa de interés mínima atractiva que refleja el costo de invertir dinero en un proyecto particular en vez de invertirlo en otra parte y obtener un rendimiento por esa inversión. En este caso no se están tomando en cuenta los proyectos de inversión con beneficios intangibles.

En este trabajo se fijó la tasa de interés con base en la tasa inflacionaria, agregando un porcentaje fijo a la tasa inflacionaria proyectada para cada año (ver fig 14).

Proyectar el comportamiento de la tasa de inflación para un horizonte de 30 años es un grave problema debido a que, como se mencionó, pueden existir diferentes tasas inflacionarias para varios tipos de flujos de efectivo y para distintas regiones del país y del mundo, así como la tendencia de esta tasa es cambiar de un periodo al siguiente.

El Banco de México es la fuente oficial que da a conocer las tasas de inflación en nuestro país. Con base en los índices de precios se obtienen estas tasas tanto generales como para distintos rubros, de 1971 a 1984 (ver apéndice 2); la tabla 12 muestra las tasas calculadas para el sector de interés.

	General		Fabricación prod. metal	
	Indice	Tasa	Indice	Tasa
1970	32.3	-	32.6	-
1971	34.0	5.26	33.6	3.06
1972	35.7	5.00	34.8	3.57
1973	40.0	12.04	38.0	9.19
1974	49.5	23.75	45.9	20.79
1975	57.0	15.15	53.2	15.90
1976	66.0	15.79	62.9	18.23
1977	85.1	28.94	84.5	34.34
1978	100.0	17.51	100.0	18.34
1979	118.2	18.20	116.5	16.50
1980	149.3	26.31	146.7	25.92
1981	191.1	28.00	180.0	23.24
1982	303.6	58.57	301.4	66.70
1983	612.9	101.88	714.0	136.89
1984	1004.5	63.90	1140.4	59.72
		(%)		(%)

TABLA 12. Índice de precio y tasa de inflación en México, tomando como base 100 a 1978.

Los sectores manejados por el Banco de México no corresponden a los flujos considerados en esta evaluación, es decir, las componentes de la planta solar no podrían clasificarse en la misma forma que la clasificación por sectores que hace el Banco de México para presentar los índices de precios. Los errores que se evitarían al intentar una clasificación detallada y ver el comportamiento de la tasa inflacionaria para cada renglón, quizá no serían tan significativos como los problemas, tiempo y costo que involucraría esta clasificación. Es esta la razón por la cual se decidió suponer que es un solo flujo que presenta un solo tipo de componentes para el cual existe una tasa inflacionaria de acuerdo al comportamiento de precios que ha presentado. Siendo la mayoría de las componentes de la

planta de tipo metálico, se piensa que el sector de fabricación de productos metálicos es el sector más representativo para el flujo de efectivo trabajado. De aquí en adelante se proyectará con base en este sector y sus índices de precio.

Resulta más difícil poder predecir el comportamiento de la tasa de inflación dada la tendencia que ha seguido hasta hoy (en México). Sin embargo, de acuerdo a los objetivos de la política económica a seguir, se espera que la curva de inflación descienda hasta que la tasa alcance un valor entre 20 y 30% para 1988, intervalo que se pretende mantener constante en el futuro.

Dada la tasa para 1984, se espera que descienda linealmente hasta que en 1988 alcance un valor de 30% que sería el escenario pesimista. La proyección de la curva de inflación encontrada se muestra en la fig 15.

Cabe aclarar que el cambio del valor del dinero a través del tiempo surge debido a que un peso ahora puede ser invertido a la tasa de interés prevaleciente en el mercado y recuperar ese peso y los intereses el próximo año. Por el contrario, el efecto de la inflación surge simplemente porque con un peso se compra más ahora que en el próximo año, debido a la alza general de los precios, siendo estas dos afectaciones las que llevan a calcular costos y/o beneficios reflejados a un

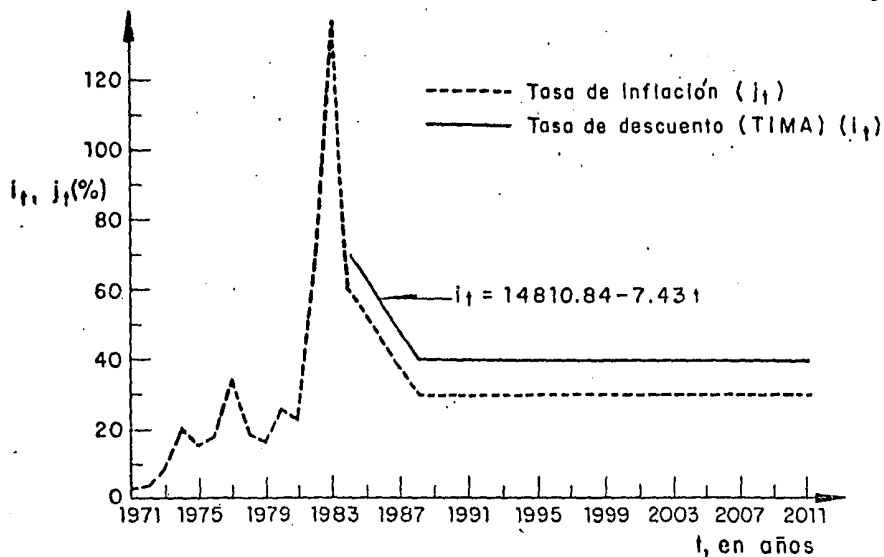


Fig 14 TIMA determinada con base en la tasa de inflación

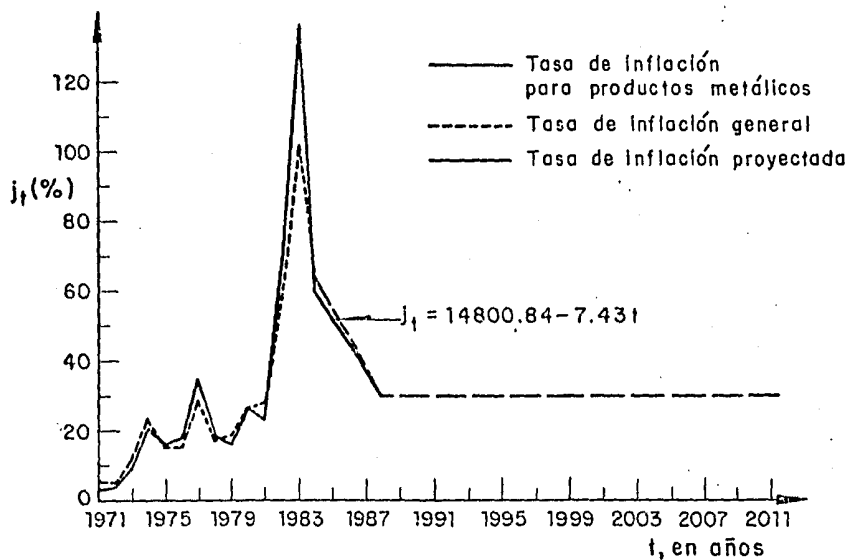


Fig 15 Tasa de inflación en México con base en los índices de precios editados por el Banco de México (ref {34})

mismo punto en el tiempo, mediante técnicas como la de valor presente [38].

Para cada c_t , i_t y j_t (gasto, tasa de descuento y tasa de inflación en el año t respectivamente) se puede obtener su valor presente o su valor referido al año cero por cada uno de los métodos antes descritos. Así, de la fig 13 se puede obtener el valor presente total promedio de la serie de flujos de efectivo presentada, por el método n (P_n) de la siguiente manera:

$$P_n = \frac{\sum_{t=1}^{30} VP_{c_{tM}} + \sum_{t=1}^{30} VP_{c_{tm}}}{2} + I_{tot}$$

donde: $VP_{c_{t_m}}$ = valor presente del GOMR en el año t (c_t) mínimo

$VP_{c_{t_M}}$ = valor presente del GOMR en el año t (c_t) máximo

I_{tot} = costo total inicial

n = Subíndice que refiere al método utilizado
 si $n = 1$ se usó método a "valor corriente"
 si $n = 2$ se usó método a "valor constante"
 si $n = 3$ se usó método a "valor constante" con
 tasa combinada

Este valor presente total promedio (P_n) se calculó mediante un programa de computadora que se especifica en el apéndice 3. Los

resultados están en la tabla 13, donde se comprueba que los dos primeros métodos son equivalentes.

Método	Valor presente x módulo	Valor presente de la planta
P ₁	1,745,937.5	27,935,000
P ₂	1,745,937.5	27,935,000
P ₃	2,548,437.5	40,775,000

TABLA 13. Valor presente total promedio para la serie de flujos de efectivo de la planta solar por tres métodos

4.3.1.3 Kilowatts-hora térmicos generados por la planta solar

Se tiene que la energía entregada por la planta solar (E), en kW-h, está dada por, [27]:

$$E = \eta A_c \int \bar{G}_b \cdot dt \quad (1)$$

donde η es la eficiencia total del sistema, en promedio, durante el periodo y a las temperaturas de interés, A_c es el área total de captación en m^2 y \bar{G}_b es el componente directo de la irradiancia en W/m^2 .

Al integrar \bar{G}_b respecto al tiempo, se obtiene la irradiación directa \bar{H}_b , [28]

$$E = A_c \bar{H}_b \eta \quad (2)$$

Parte de la radiación solar que llega a la tierra se absorbe, se refleja y se refracta o dispersa a lo largo de su camino en la atmósfera, por lo que la radiación total incidente sobre la superficie de la tierra puede dividirse en dos clases: radiación directa y difusa. La radiación directa es la radiación recibida del sol sin cambio de dirección y la difusa es la recibida después que su dirección ha cambiado por reflexión y dispersión en la atmósfera. Por esta razón la irradiación (energía solar incidente en una superficie por unidad de área encontrada al integrar la irradiancia en un periodo de tiempo) total \bar{H} puede descomponerse en una fracción difusa \bar{H}_d y otra directa \bar{H}_b :

$$\begin{aligned}\bar{H} &= \bar{H}_d + \bar{H}_b & (3) \\ \bar{H}_b &= \bar{H} - \bar{H}_d\end{aligned}$$

Sustituyendo (3) en (2):

$$E = A_c (\bar{H} - \bar{H}_d) \eta \quad (4)$$

donde \bar{H} y \bar{H}_d dependen del lugar. Suponiendo un lugar con alta irradiación (Hermosillo, Sonora), otro con baja irradiación (Orizaba, Veracruz) y considerando el D.F., se puede tener un panorama del comportamiento de la energía que puede entregar una planta del tipo estudiado.

La irradiación total \bar{H} se obtiene de los mapas publicados por Almanza [29] en promedio mensual diario para cada mes del año y para cada una de las ciudades citadas.

Existen muchas relaciones para evaluar \bar{H}_d ; sin embargo se escoge la propuesta por Chang [30] de acuerdo a la discusión presentada por Estrada en ref [31]. La expresión que la define es:

$$\bar{H}_d = \bar{H}(S - \bar{H}/\bar{H}_0) \quad (5)$$

donde S es la suma de transmisión-difusión tomada de la ref [30] y que varía para cada mes y de acuerdo al tipo de clima, \bar{H}_0 es la irradiación extraterrestre horizontal y que varía de acuerdo a la latitud. La ref [32] presenta las tablas de \bar{H}_0 en función de la latitud del lugar.

Lugar	Latitud (Norte)	Tipo de clima
Hermosillo, Sonora	29.08°	BW
Orizaba, Veracruz	18.85°	(A) y C
Distrito Federal	19.40°	AF CW C

TABLA 14. Características climáticas de los lugares en estudio

Encontrados \bar{H} , \bar{H}_0 y S de acuerdo al lugar se obtiene \bar{H}_d sustituyendo estos valores en (5), ver tabla 15.

TABLA 15. Irradiación total (\bar{H}), extratrestre (\bar{H}_O) y difusa (\bar{H}_d) para tres localidades

Lugar	Parámetro	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	Pror med. 150
Hermosillo, Sonora	\bar{H}	3.825	4.604	5.255	6.453	8.139	8.430	6.779	6.337	6.465	5.848	4.488	3.755	
	S	0.93	0.91	0.93	0.93	0.92	0.90	0.89	0.89	0.88	0.90	0.89	0.91	
	\bar{H}_O	6.111	7.444	8.972	10.333	11.138	11.444	11.277	10.667	9.527	8.027	6.527	5.750	
	\bar{H}_d	1.163	1.342	1.809	1.971	1.541	1.377	1.958	1.875	1.302	1.002	0.908	0.964	
Orizaba, Veracruz	\bar{H}	2.976	3.244	3.593	3.802	4.034	4.209	4.488	4.534	4.000	3.441	3.046	2.779	
	S	1.00	0.98	0.99	1.00	0.99	1.03	1.05	1.03	1.04	1.02	1.03	0.93	
	\bar{H}_O	7.691	8.766	9.818	10.502	10.936	10.963	10.908	10.690	10.115	9.127	8.020	7.409	
	\bar{H}_d	1.824	1.978	2.242	2.425	2.505	2.719	2.866	2.747	2.578	2.212	1.980	1.542	
Distrito Fe- deral	\bar{H}	4.255	5.104	5.291	5.291	5.1162	4.767	4.825	4.825	4.593	4.709	4.058	3.837	
	S	0.95	0.94	0.96	0.94	0.95	0.95	0.95	0.95	0.93	0.92	0.93	0.94	
	\bar{H}_O	7.611	8.694	9.783	10.600	10.955	10.994	10.938	10.694	10.088	9.077	7.944	7.322	
	\bar{H}_d	1.663	1.801	2.128	2.332	2.471	2.461	2.455	2.406	2.180	1.889	1.7011	1.596	

TABLA 15. Irradiación total (\bar{H}), extraterrestre (\bar{H}_O) y difusa (\bar{H}_d) para tres localidades.

rámetro	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	Promedio a nivel día- año	unidades
\bar{H}	3.825	4.604	5.255	6.453	8.139	8.430	6.779	6.337	6.465	5.848	4.488	3.755	5.860	KW-h/m ²
S	0.93	0.91	0.93	0.93	0.92	0.90	0.89	0.89	0.88	0.90	0.89	0.91	0.907	-
\bar{H}_O	6.111	7.444	8.972	10.333	11.138	11.444	11.277	10.667	9.527	8.027	6.527	5.750	8.941	KW-h/m ²
\bar{H}_d	1.163	1.342	1.809	1.971	1.541	1.377	1.958	1.875	1.302	1.002	0.908	0.964	1.437	KW-h/m ²
\bar{H}	2.976	3.244	3.593	3.802	4.034	4.209	4.488	4.534	4.000	3.441	3.046	2.779	3.674	KW-h/m ²
S	1.00	0.98	0.99	1.00	0.99	1.03	1.05	1.03	1.04	1.02	1.03	0.93	1.008	-
\bar{H}_O	7.691	8.766	9.818	10.502	10.936	10.963	10.908	10.690	10.115	9.127	8.020	7.409	9.586	KW-h/m ²
\bar{H}_d	1.824	1.978	2.242	2.425	2.505	2.719	2.866	2.747	2.578	2.212	1.980	1.542	2.302	KW-h/m ²
\bar{H}	4.255	5.104	5.291	5.291	5.1162	4.767	4.825	4.825	4.593	4.709	4.058	3.837	5.383	KW-h/m ²
S	0.95	0.94	0.96	0.94	0.95	0.95	0.95	0.95	0.93	0.92	0.93	0.94	0.943	-
\bar{H}_O	7.611	8.694	9.783	10.600	10.955	10.994	10.938	10.694	10.088	9.077	7.944	7.322	9.561	KW-h/m ²
\bar{H}_d	1.663	1.801	2.128	2.332	2.471	2.461	2.455	2.406	2.180	1.889	1.7011	1.596	2.103	KW-h/m ²

La eficiencia total del sistema no es un parámetro fijo, debido a que con pequeños cambios como: el tipo de mantenimiento, la calidad de los materiales para los espejos de captación, etc, varía. En la práctica, estos factores hacen que los valores usuales de la eficiencia sean de entre 0.3 y 0.7 [22]. El área de captación es de 552 m^2 de acuerdo a las medidas de la planta solar experimental estudiada (ver fig 16) que cuenta con 16 módulos.

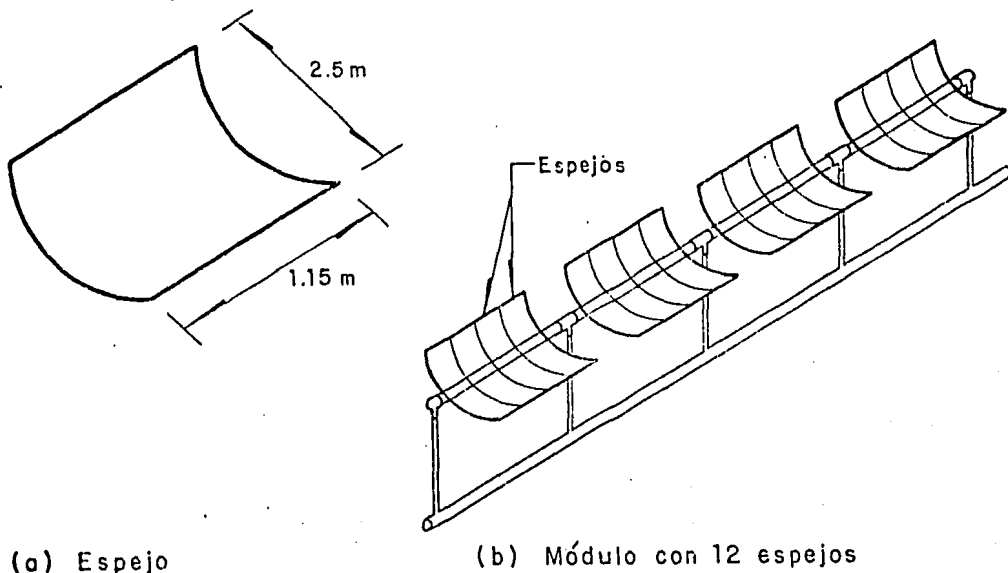


Fig 16 Area de captación por módulo (552 m^2) sustituyendo los valores de \bar{H} y \bar{H}_d de la tabla 15 y el área de captación en (4) se puede obtener la energía entregada por la planta solar (E_1) para una eficiencia de 0.3 y la energía

entregada por la planta solar (E_2) para una eficiencia de 0.7. Se puede observar así la energía generada en un caso pesimista y en un caso optimista respectivamente, para tres lugares diferentes, (ver tabla 16). Estos valores son para un día de operación de la planta, pero a lo largo de su vida útil trabajará 10,950 días ($365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \times 30 \text{ años}$) idealmente. En realidad, la energía entregada por la planta solar está afectada por un factor de planta (f.p), debido a varias razones, de la siguiente forma:

- a) La planta solar trabajará 8 hrs al día, que equivalen a un 65% aproximadamente de la duración del día solar y a un 85% de la energía total posible si se trabajara todo el día, debido a la forma de campana de la curva de irradiancia (ver fig 17)

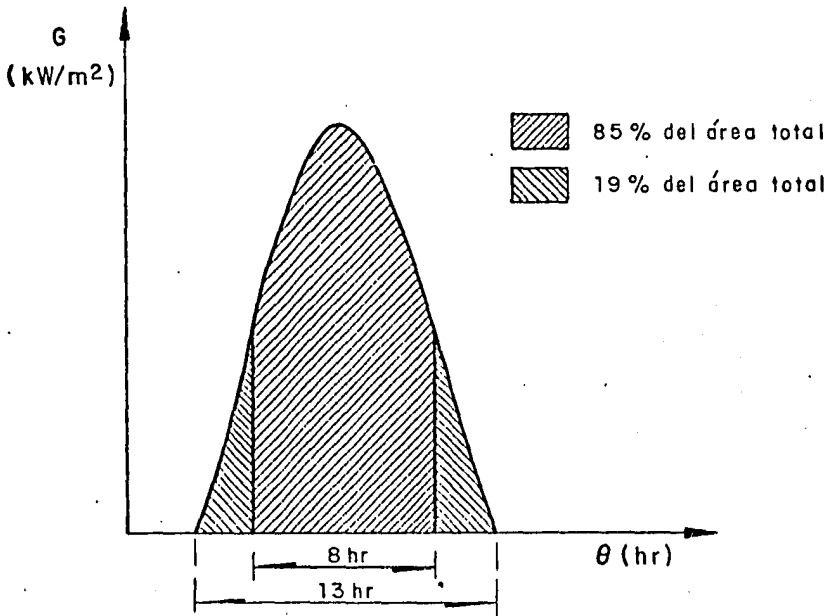


Fig 17 Curva de irradiancia para un día solar promedio

Lugar	Hermosillo, Son.		Orizaba, Ver.		Distrito Federal	
	E_1	E_2	E_1	E_2	E_1	E_2
Enero	440.91	1,028.79	190.77	445.13	429.32	1,001.74
Febrero	540.27	1,260.60	209.55	488.95	547.03	1,276.41
Marzo	570.77	1,331.80	223.69	521.95	508.84	1,187.31
Abril	742.22	1,731.80	227.95	531.88	489.84	1,731.80
Mayo	1,092.76	2,549.80	253.20	590.81	438.01	1,022.02
Junio	1,167.93	2,725.20	246.71	575.66	381.81	890.96
Julio	798.27	1,862.60	268.65	626.86	400.52	934.63
Agosto	738.91	1,724.10	296.03	690.73	400.52	934.63
Septiembre	854.93	1,994.80	235.45	549.38	399.51	932.24
Octubre	802.51	1,872.50	203.52	474.90	466.96	1,089.62
Noviembre	592.80	1,383.20	176.48	411.79	390.32	910.74
Diciembre	462.22	1,078.50	204.81	477.90	371.13	865.96
Promedio anual	770.45	1,712.00	228.07	532.21	435.31	1,015.83

TABLA 16. Energía generada idealmente por la planta solar en un día mensualmente en kW.h, para una eficiencia de $0.3(E_1)$ y otra de $0.7(E_2)$ y para los lugares de estudio

- b) Debe considerarse que la planta no se trabajará al 100% de la capacidad dado que, en general, habrá pequeñas fallas que deben preverse, o algún espejo en mantenimiento, etc. La experiencia que se tiene habla de trabajar la planta a 90% de su capacidad [22].
- c) La planta deberá tener paros totales para revisión, mantenimiento y cambios necesarios de componentes. Los días totalmente nublados no se trabajarán debido a la baja insolación, mismos que pueden ser aprovechados para estas actividades.

De acuerdo al Servicio Meteorológico Nacional [33] se tiene:

Lugar	Días nublados al año	N (%)	D=(100-N)
Hermosillo	34.70	9.50	90.50
Orizaba	206.27	56.51	43.49
México D.F.	123.03	33.71	66.29

donde N es la razón, entre los días nublados y los días totales, que corresponde al porcentaje del año que la planta se para. Por lo tanto D es el porcentaje del año que la planta trabaja (días despejados).

De aquí que el factor de planta es igual al producto de los tres factores señalados, es decir:

Lugar	F.p. = (a x b x c)
Hermosillo	0.69 = (0.85x0.9x0.905)
Orizaba	0.33 = (0.85x0.9x0.435)
D.F.	0.51 = (0.85x0.9x0.663)

Si la energía entregada por la planta a lo largo de su vida útil idealmente se afecta por el factor planta se obtienen los valores reales de energía generada que muestra la tabla 17 (ver apéndice 3).

Lugar Energía	Hermosillo, Son.		Orizaba, Ver		Distrito Federal	
	E ₁	E ₂	E ₁	E ₂	E ₁	E ₂
Enero	3.33	7.77	1.44	3.36	3.24	7.57
Febrero	4.08	9.52	1.58	3.69	4.13	9.64
Marzo	4.31	10.06	1.69	3.94	3.84	8.97
Abril	5.61	13.08	1.72	4.02	3.70	8.64
Mayo	8.26	19.27	1.91	4.46	3.31	7.72
Junio	8.82	20.59	1.86	4.35	2.88	6.73
Julio	6.03	14.07	2.03	4.74	3.03	7.06
Agosto	5.58	13.03	2.24	5.22	3.03	7.06
Septiembre	6.46	15.07	1.78	4.15	3.02	7.04
Octubre	6.06	14.15	1.54	3.59	3.53	8.23
Noviembre	4.48	10.45	1.33	3.11	2.95	6.88
Diciembre	3.49	8.15	1.55	3.61	2.80	6.54
Prom. anual	5.54	12.94	1.72	4.02	3.29	7.67

TABLA 17. Energía generada real por la planta solar a lo largo de su vida útil en 10^6 kW.h, para una eficiencia de 0.3 (E_1) y otra de 0.7 (E_2) y para los lugares en estudio

4.3.1.4 Costo de kilowatt-hora solar

Teniendo el valor presente promedio de la alternativa solar y la cantidad de kW.h generados por la misma, puede encontrarse el costo de cada kW.h solar haciendo el cociente en la siguiente forma:

$$C_N = \frac{P_n}{E_{nm}}$$

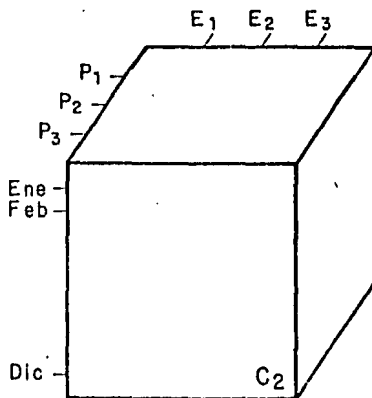
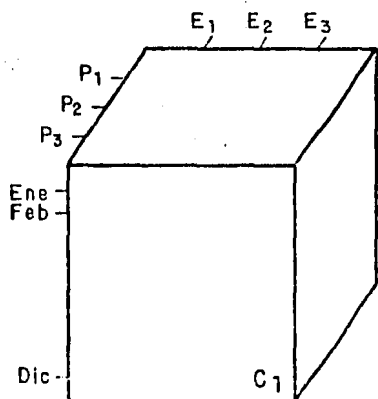
donde P_n es el valor presente promedio de la alternativa solar con el método n y E_{nm} es la energía generada por la planta con una eficiencia η en el lugar m . Si $\eta = 1$ entonces la eficiencia es 0.3 y si η es 2 entonces la eficiencia es 0.7. El subíndice m indica el lugar estudiado; puede tomar el valor 1, 2 ó 3 para indicar Hermosillo, Orizaba o D.F. respectivamente.

Haciendo las combinaciones de métodos, lugares y eficiencias, se puede observar el comportamiento del costo como función de estos parámetros.

Estas combinaciones se realizaron mediante un programa de computadora que se puede consultar en el apéndice 3.

4.3.2 Resultados

Para un mejor manejo de datos se usaron dos matrices tridimensionales como muestra la fig 18.



P₁ Método a valor corriente

P₂ Método a valor constante

P₃ Método a valor constante con tasa combinada

C₁ Eficiencia de 0.3

E₁ Hermosillo, Sonora

E₂ Orizaba, Veracruz

E₃ Distrito Federal

C₂ Eficiencia de 0.7

Fig 18 Matrices de datos utilizados para la obtención del costo del kWh solar

Los resultados se graficaron y muestran la variación de los costos para cada mes del año y para una determinada combinación.

Las figuras 19 y 20 presentan la comparación de los tres métodos de valor presente para Orizaba y el D.F. respectivamente, en el caso de una eficiencia de 0.3. En la fig 21 se puede observar esta comparación para el D.F. con eficiencia de 0.7. Estas figuras comprueban que los métodos P₁ y P₂ son equivalentes y P₃ varía ligeramente. Esta relación entre métodos es independiente del lugar y de la eficiencia de la planta. Los costos tienen pequeñas discrepancias al ser calculados por un método o por

otro, P_1 ó P_3 .

Las figuras 22 y 23 muestran la diferencia de costo para los distintos lugares: Hermosillo, Orizaba y D.F., suponiendo igual eficiencia (0.3) y distintos métodos (P_1 y P_3 respectivamente). La variación de los costos de acuerdo al lugar es significativa, dando por resultado que Orizaba es la peor opción (costo más elevado) y Hermosillo es la mejor opción (costo más bajo). Al observar las figuras 24 y 25 que presentan también la comparación de los costos para los distintos lugares por los métodos P_1 y P_3 respectivamente, pero suponiendo esta vez una eficiencia de 0.7, teniéndose que sigue siendo Orizaba la peor opción y Hermosillo la mejor.

La diferencia de costos como función de la eficiencia de la planta se observa en las figuras 26, 27 y 28, cada una de las cuales presenta ambos casos (eficiencia de 0.3 -caso 1 y eficiencia de 0.7 -caso 2) para un método y un lugar definidos. A través de ellos se obtiene que a menor eficiencia, mayor costo y a mayor eficiencia, menor costo, sin importar el método que se ha seguido para obtener el valor presente ni el lugar en donde se ubica la planta.

Debe señalarse que los costos son función de la época del año. Los meses con mayor insolación presentan menores costos que los meses con menor insolación y la distribución de ésta durante el año depende del lugar en estudio. Como era de esperarse,

los valores más bajos del kW.h térmico solar que se obtienen durante los meses de máxima insolación, corresponden a las estaciones primavera y verano para todos los casos analizados.

El costo mínimo para el kW.h térmico solar calculado se obtuvo para el caso de Hermosillo, con eficiencia de 0.7, utilizando el método P_1 de valor presente en el mes de Junio, siendo de \$1.36/1984. Así mismo el costo máximo para la opción solar, lo presenta Orizaba en el mes de Noviembre para la eficiencia de 0.3 y el método P_3 de valor presente, con un valor de \$63.96/1984.

Es posible presentar un costo promedio anual haciendo el promedio aritmético de los costos de los meses del año, aunque quizá resulte menos representativo que el costo promedio mensual graficado. Los resultados se encuentran en la tabla 18.

TABLA 18. Costos promedio anual de kW.h térmico solar en pesos de 1984.

	LUGAR	METODO		
		P_1	P_2	P_3
eficiencia=0.3	Hermosillo	5.50	5.50	8.03
	Orizaba	34.58	34.58	50.48
	D. F.	11.65	11.65	17.01
eficiencia = 0.7	Hermosillo	2.36	2.36	3.44
	Orizaba*	14.82	14.82	21.63
	D. F.	4.99	4.99	7.29

Se puede ajustar una curva para obtener el comportamiento continuo del costo y no tenerlo puntual mensualmente. Este ajuste se presenta en las figs 29 y 30 para Orizaba con el método P_3 y $\eta = 0.3$, $\eta = 0.7$ respectivamente y en la fig 31 para Orizaba con $\eta = 0.3$ y el método P_1 . Dada la distribución y dispersión de los datos, se encontró que el mejor ajuste se lograba al utilizar una ecuación de segundo grado, obteniéndose un error relativo del 12% para el caso más desfavorable.

4.4 Costo del kW.h térmico convencional

La tecnología convencional para producir vapor para los procesos que lo requieran es la caldera. Puede obtenerse el costo del kW.h térmico producido por una caldera, llamado también kW.h térmico convencional, para tener un punto de comparación con los costos obtenidos con la opción solar.

Comparar ambos costos permite tener una visión de la conveniencia económica para la opción solar, y tener una idea del tiempo en el cual puede hacerse una realidad la generación de calor para procesos mediante tecnología solar con costos que puedan competir en el mercado.

4.4.1 Método

El método que se utiliza para obtener el costo del kW.h térmico convencional es análogo al utilizado para el caso solar. Sin embargo, el cálculo se simplifica debido a la facilidad existen-

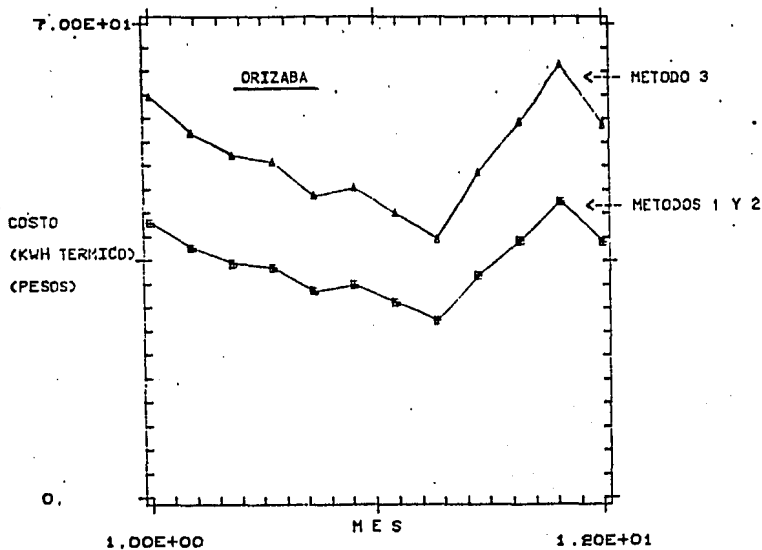


FIG 19. Comparación de Métodos de valor presente ($\eta=0.3$)

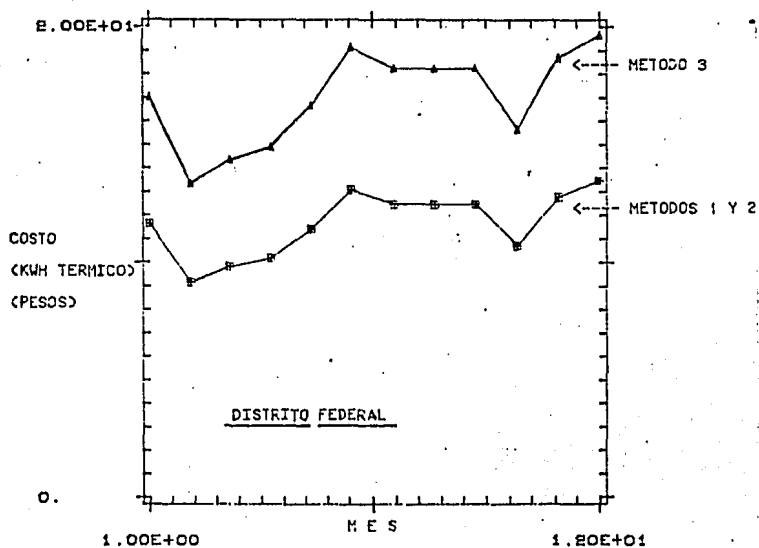


FIG 20. Comparación de Métodos de valor presente ($\eta=0.3$)

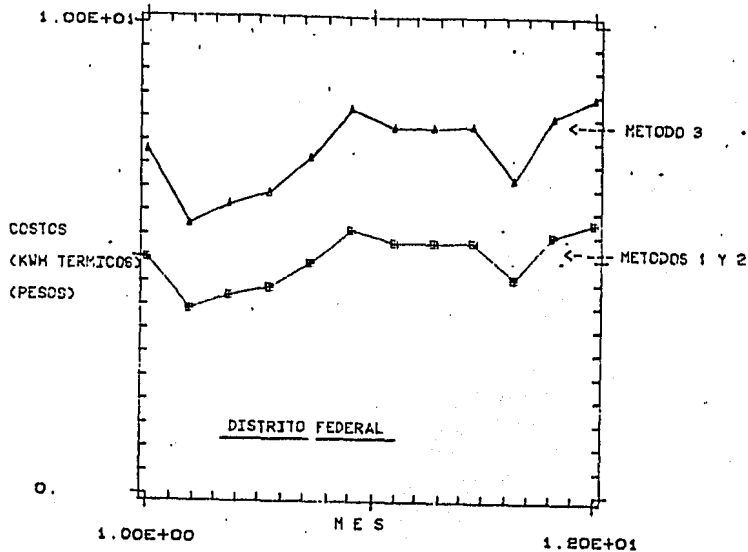


FIG 21. Comparación de Métodos de valor presente ($n=0.7$)

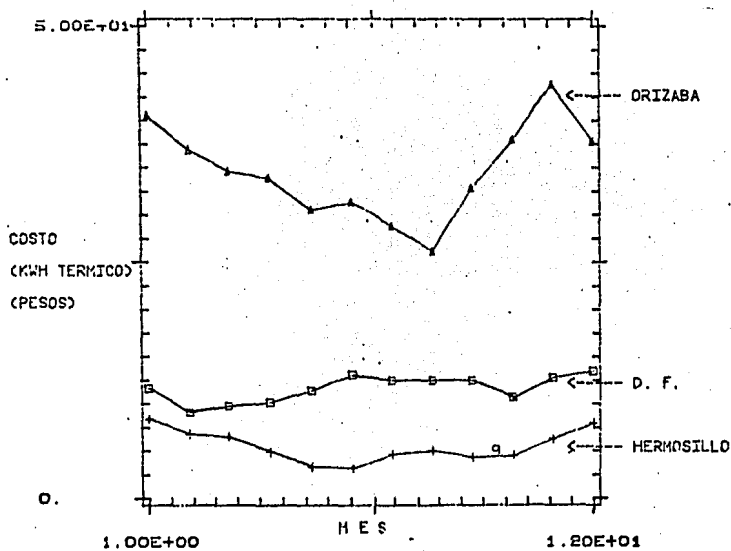


FIG 22. Comparación de costos de kWh solar como función del lugar, ($n=0.3$) y método P_1 .

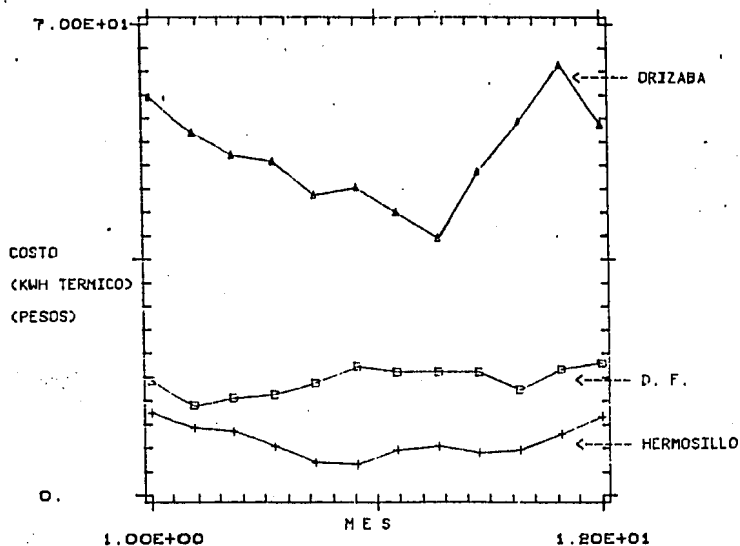


FIG 23. Comparación de costos de kWh solar como función del lugar, ($n=0.3$) y método P_3 .

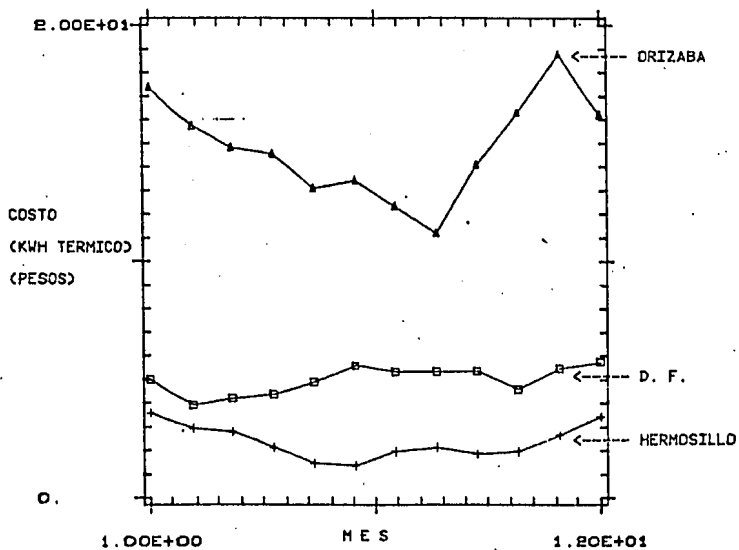


FIG 24. Comparación de costos de kWh solar como función del lugar, ($n=0.7$) y método P_1 .

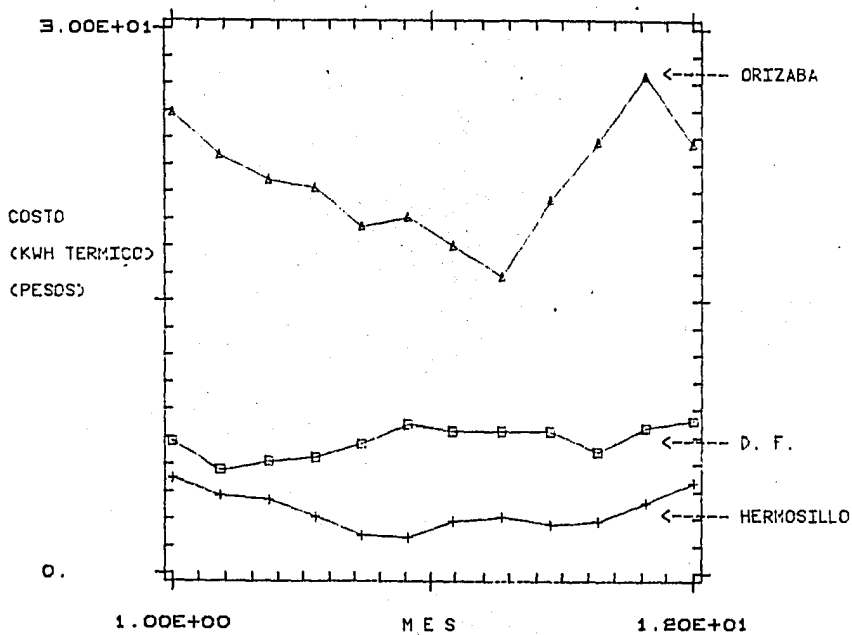
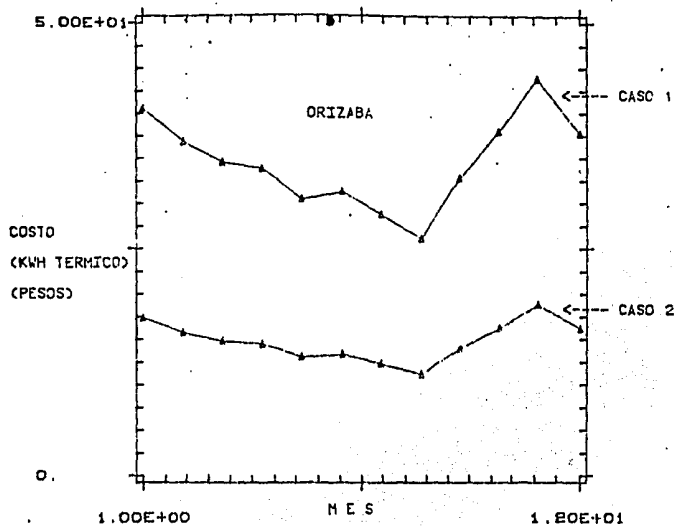
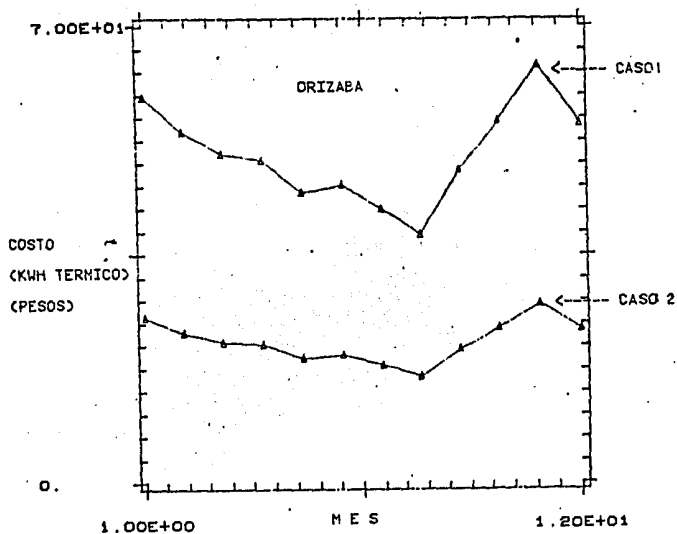


FIG 25. Comparación de costos de kW.h solar como función del lugar, ($n=0.7$) y método P_3 .

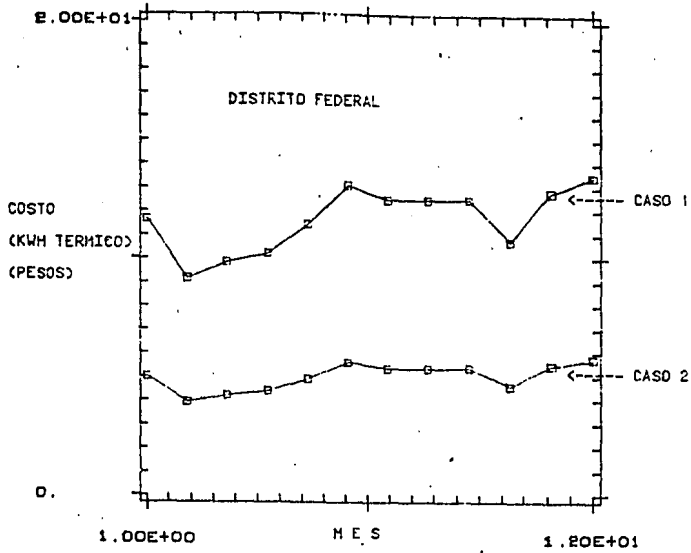


(a)

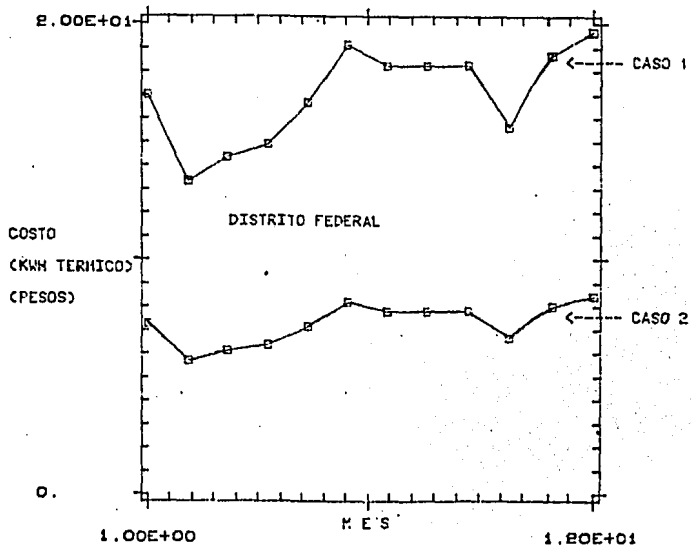


(b)

FIG 26. Comparación de costos de kW.h solar como función de la eficiencia, para Orizaba con el método P_1 (a) y P_3 (b).

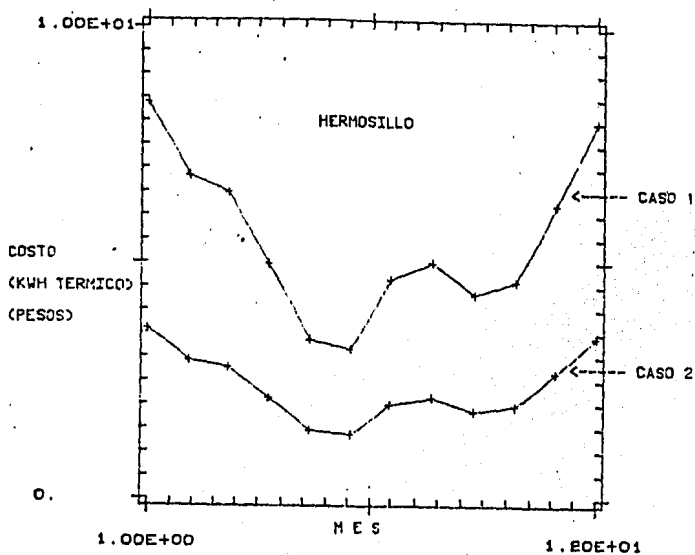


(a)

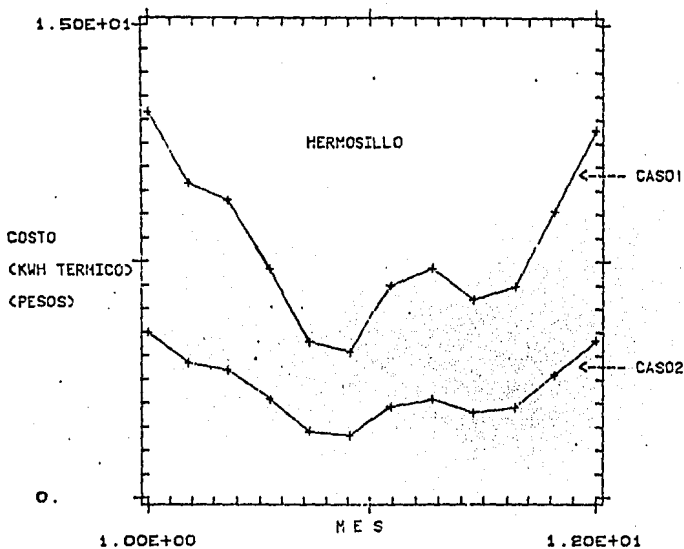


(b)

FIG 27. Comparación de costos de kW.h solar como función de la eficiencia, para el D.F. con el método P_1 (a) y P_3 (b).



(a)



(b)

FIG 28. Comparación de costos de kW.h solar como función de la eficiencia, para Hermosillo con el método P_1 (a) y P_3 (b)

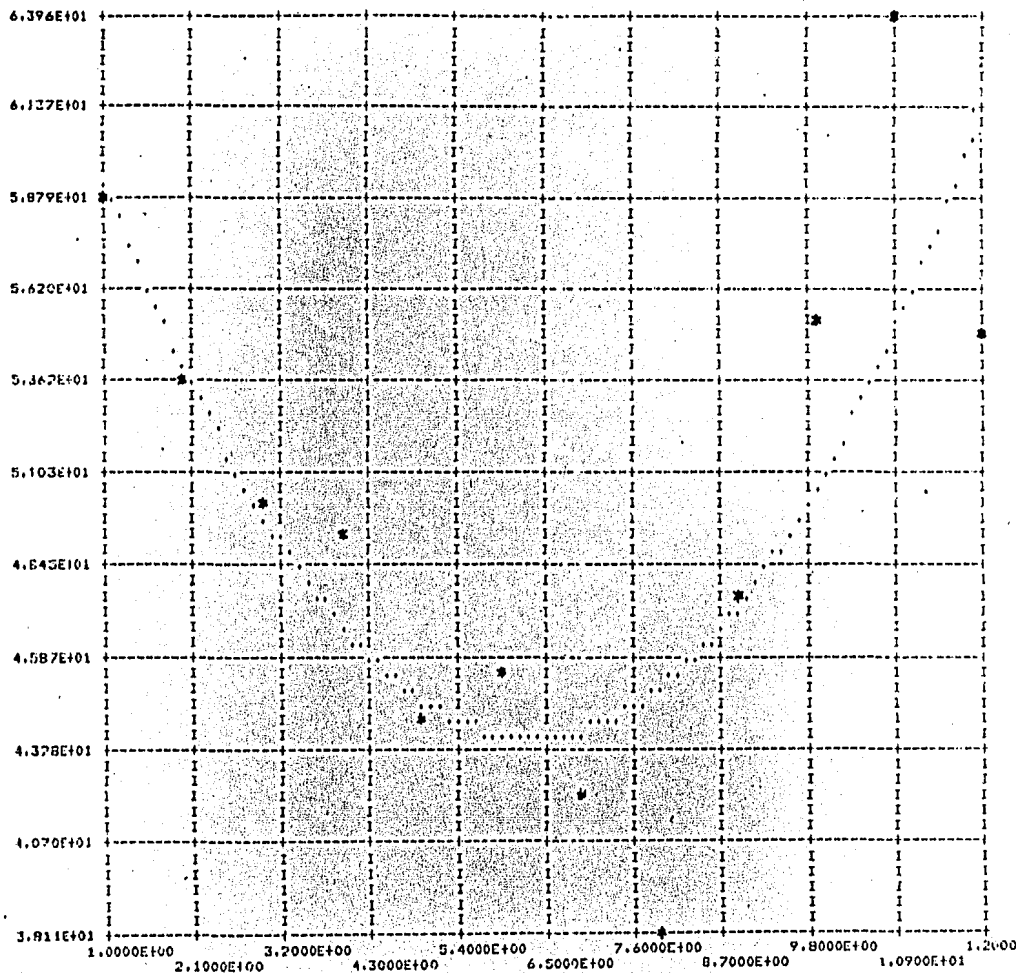


FIG 29. Curva de costo ajustada para Orizaba con $n=0.3$ obtenida por el método P_3 ($C_1/E_{12}/P_3$)

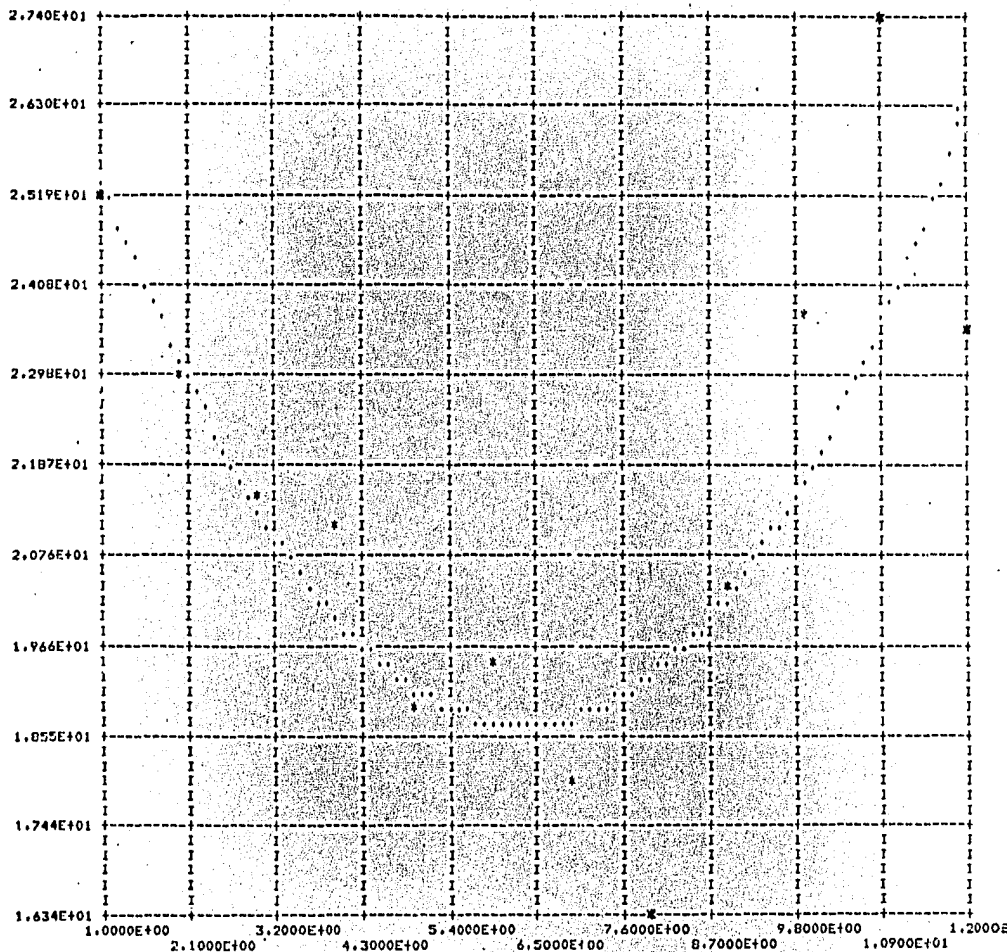


FIG 30. Curva de costo ajustada para Orizaba con $\eta=0.7$ obtenida por el método P_3 ($C_2/E_{22}/P_3$)

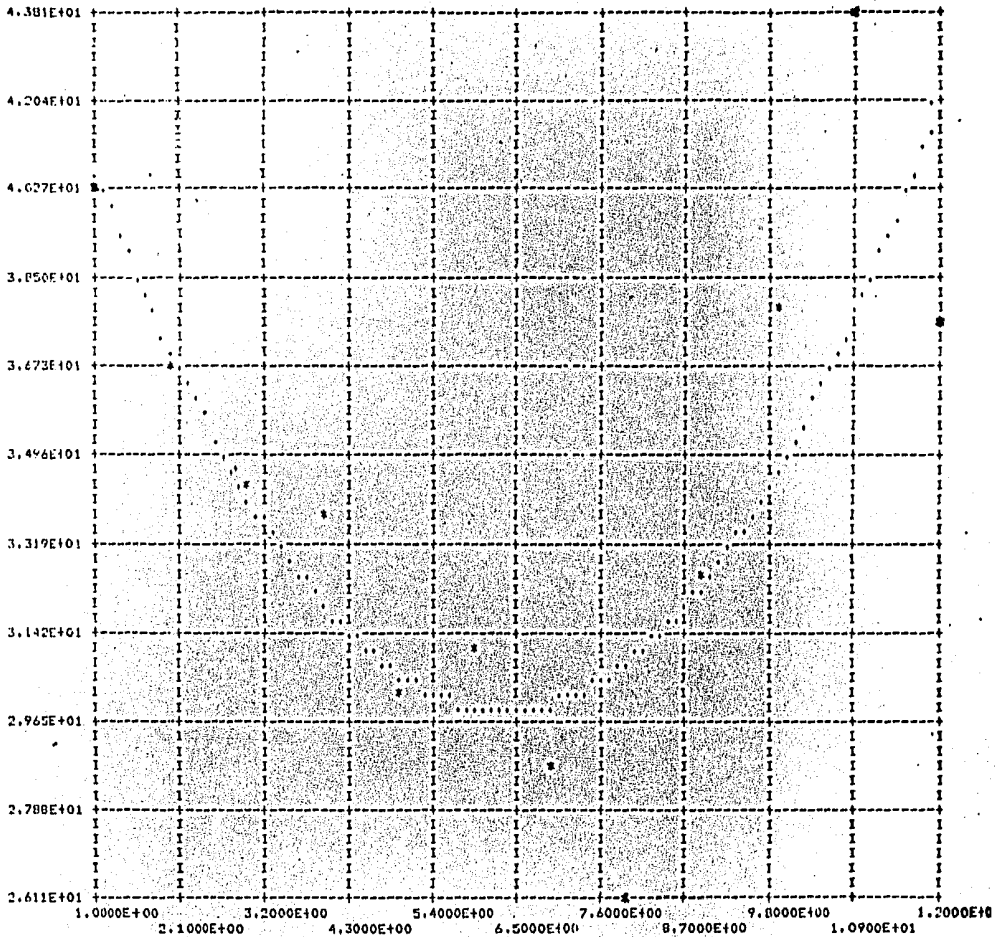


FIG 31. Curva de costo ajustada para Orizaba con $n=0.3$ obtenida por el método P_1 ($C_1/E_{12}/P_1$)

te en la recopilación de la información necesaria.

Los gastos tanto iniciales como los de operación, mantenimiento y reposición son función de la capacidad de la caldera. A mayor capacidad mayores son estos gastos.

Los gastos iniciales se forman con la suma del precio del equipo más el costo de instalación. El precio del equipo se adquiere de proveedores. El costo de instalación es aproximadamente el 15% del precio del equipo, al decir de los proveedores.

Los gastos de operación son los recursos monetarios empleados en combustible y electricidad para mantener en marcha a la caldera. Se pueden obtener con los consumos necesarios de combustible y electricidad y sus costos.

El gasto de mantenimiento es el costo de la contratación de un técnico especializado en operar y mantener la caldera. Puede obtenerse con los proveedores que dan este servicio.

Finalmente, el gasto por reposición se refiere al costo de los materiales necesarios para dar mantenimiento preventivo a la caldera, para lo cual se requiere hacer una lista de estos materiales y evaluarla.

Estos datos se presentan en la tabla 19 para cuatro diferentes capacidades de calderas. La información detallada del cálculo

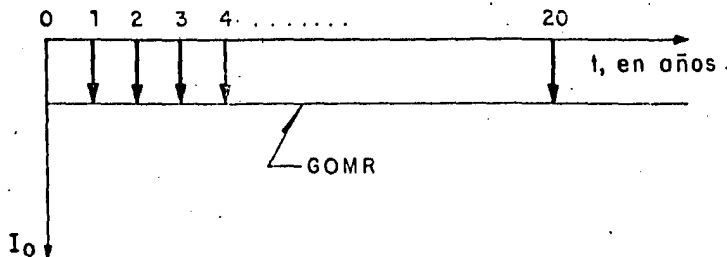
de estos gastos se da en el apéndice 4.

TABLA 19. Gastos inicial y anual para calderas como función de su capacidad, en pesos-1984.

CAPACIDAD (cc)	150	200	250	300
Gasto del equipo	7,250,000	8,200,000	10,330,000	11,300,000
Gasto de instalación	1,087,500	1,230,000	1,549,500	1,695,000
GASTO INICIAL	8,337,500	9,430,000	11,879,500	12,995,000
G. de Operación	7,508,700	9,946,500	12,338,300	14,780,700
G. de Mantenimiento	248,700	248,700	275,200	275,200
G. de Reposición	207,504	207,504	207,504	217,880
GASTO ANUAL	7,964,900	10,402,700	12,821,000	15,273,780

Suponiendo que la vida útil de una caldera es de 20 años, (dato obtenido de la experiencia de los proveedores), y con los gastos inicial y anual se puede representar la serie de flujos de efectivo de éstas para una capacidad específica, (ver fig 32), y encontrar su equivalente en valor presente mediante los tres métodos utilizados antes. Esto también se calculó por medio de un programa de computadora que se detalla en el apéndice 3, usando las mismas tasas de interés e inflación. De este modo se obtienen los valores presentes de calderas para distintas capacidades mostrados en la tabla 20.

Siguiendo la metodología presentada para la opción solar que permite obtener el costo del kW.h térmico, se calcula la energía entregada para la opción convencional en la siguiente forma:



I_0 = Gasto inicial total

GOMR = Gasto de operación, mantenimiento y reposición anual

Fig 32 Serie de flujo de efectivo para una caldera

TABLA 20. Valor presente en pesos, para la serie de flujos de efectivo de calderas por tres métodos.

Capacidad (cc)				
Método	150	200	250	300
P ₁	26,285,000	32,871,000	40,761,000	47,412,000
P ₂	26,285,000	32,871,000	40,761,000	47,412,000
P ₃	76,147,000	97,994,000	121,024,000	143,029,000

a) Convertir la capacidad nominal en kW.

$$\text{Ej: } 150 \text{ cc} \times 9.815 \frac{\text{kW}}{\text{cc}} = 1,472.25 \text{ kW}$$

b) Obtener los kW.h entregados a lo largo de su vida útil sabiendo, de acuerdo a proveedores, que es recomendable trabajar la caldera 12 horas por día y sólo 300 días al año, dejando el demás tiempo para su mantenimiento preventivo y

correctivo.

$$\text{Ej: } 1,472.25 \text{ kW} \times 12 \frac{\text{h}}{\text{día}} \times 300 \frac{\text{días}}{\text{año}} \times 20 \frac{\text{años}}{\text{V.U.}} = 106.002 \times 10^6 \text{ kW.h}$$

de este modo se tiene que:

Capacidad (cc)	Energía entregada (kW.h)
150	106.002 x 10 ⁶
200	141.336 x 10 ⁶
250	176.670 x 10 ⁶
300	212.004 x 10 ⁶

El costo del kilowatt-horas convencional se obtiene finalmente al hacer el cociente del valor presente n para la caldera de capacidad n entre la energía entregada correspondiente a la capacidad n . De esta manera los costos unitarios los muestra la tabla 21.

TABLA 21. Costo unitario del kW.h térmico convencional para distintas capacidades de caldera y tres métodos.

Capacidad (cc)	150	200	250	300
Método				
P ₁	0.25	0.23	0.23	0.22
P ₂	0.25	0.23	0.23	0.22
P ₃	0.72	0.69	0.68	0.67

4.4.2 Resultados

Los costos unitarios obtenidos se graficaron para mostrar su

variación como función de la capacidad y el método de valor presente, con mayor claridad. Las figuras 33 y 34 presentan el costo unitario V_s . capacidad para el método P_1 y P_2 la primera y P_3 la segunda. En éstas se puede observar que P_1 y P_2 son equivalentes y P_3 difiere teniendo valores mayores, sin embargo la tendencia del costo es igual, disminuyendo, conforme aumenta la capacidad con una pendiente muy pequeña; dado que a mayor capacidad mayor costo de caldera pero mayor energía entregada. La figura 35 presenta las curvas anteriores para visualizar la diferencia de costos entre los tres métodos al mismo tiempo.

El costo de kW.h térmico convencional mínimo calculado fué de \$0.22/1984 para calderas de 300 cc con el método P_1 y el costo máximo de \$0.72/1984 para calderas de 150 cc y el método P_3 .

Finalmente se ajustó una recta a la curva de costos para ambos casos, P_1 y P_3 , con un error relativo máximo de 1.2%. Se escogió este ajuste por ser el más sencillo, y dado que el error relativo máximo encontrado es muy pequeño se acepta dicha tendencia como representativa del comportamiento de los costos analizados, (fig 36 y 37).

4.5 Analisis de resultados

Si se observan los resultados de ambas evaluaciones: la solar

y la convencional, se tiene que los costos del kW.h térmico de la primera son mayores que los segundos costos. Sin embargo, es necesario hacer notar algunas consideraciones que atenuarían la diferencia en los resultados obtenidos. Estos factores no se cuantifican dada su naturaleza y diversidad según el caso específico; algunos de ellos son: el costo de la infraestructura que requiere una caldera para poder instalarse, el cual se elevaría para el caso de localizar ésta un lugar carente de la misma; la disponibilidad del combustible para alimentar la caldera, que puede subir el costo lo suficiente para hacerla poco viable económicamente; mejoras en el diseño solar a medida que se tengan mayores datos de operación, lo que traerá consigo una disminución global del costo; el cual también será menor a medida que se logre producir en serie los diferentes componentes de la planta solar; etc.

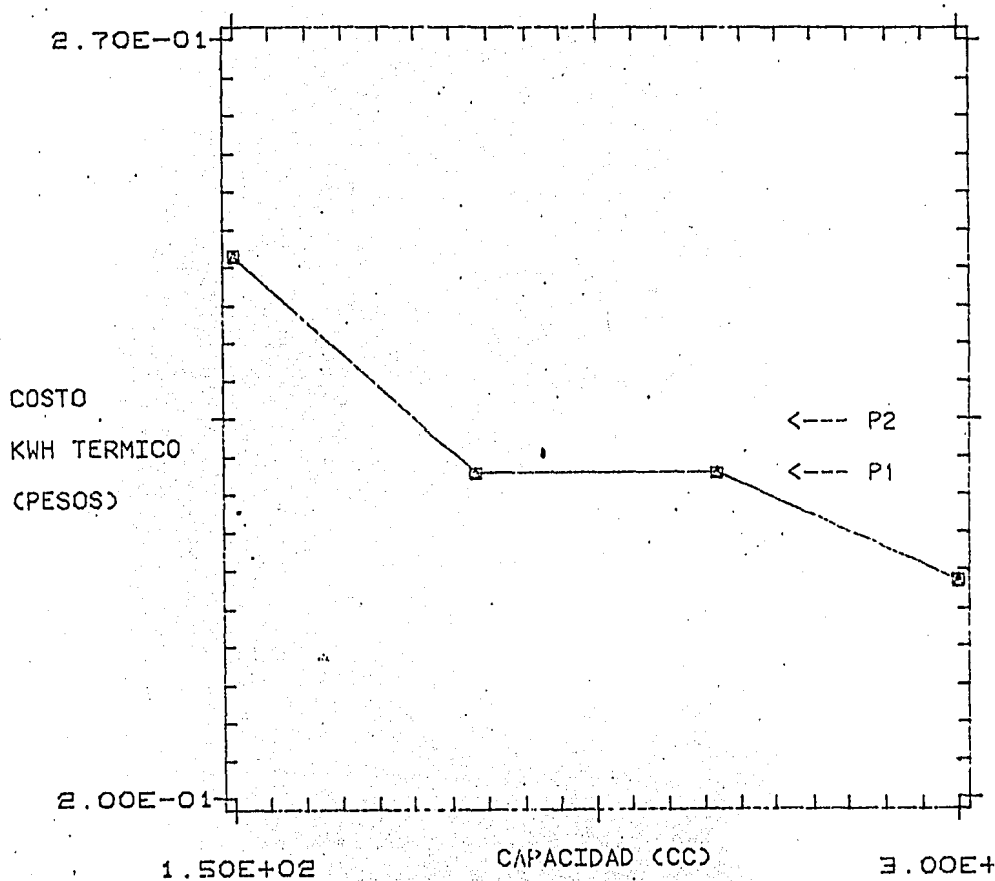


FIG 33. Curva de costo de kWh convencional para calderas como función de su capacidad para los métodos P₁ y P₂.

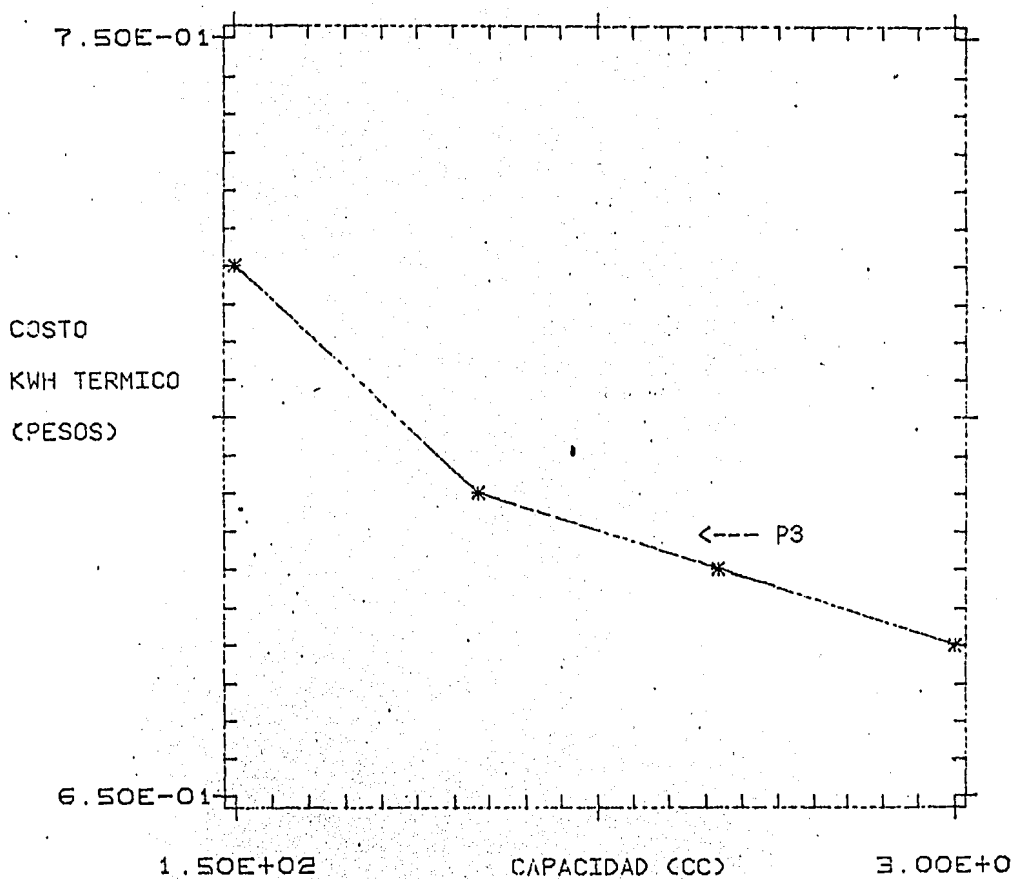


FIG 34. Curva de costo de kW.h convencional para calderas como función de su capacidad para el método P_3 .

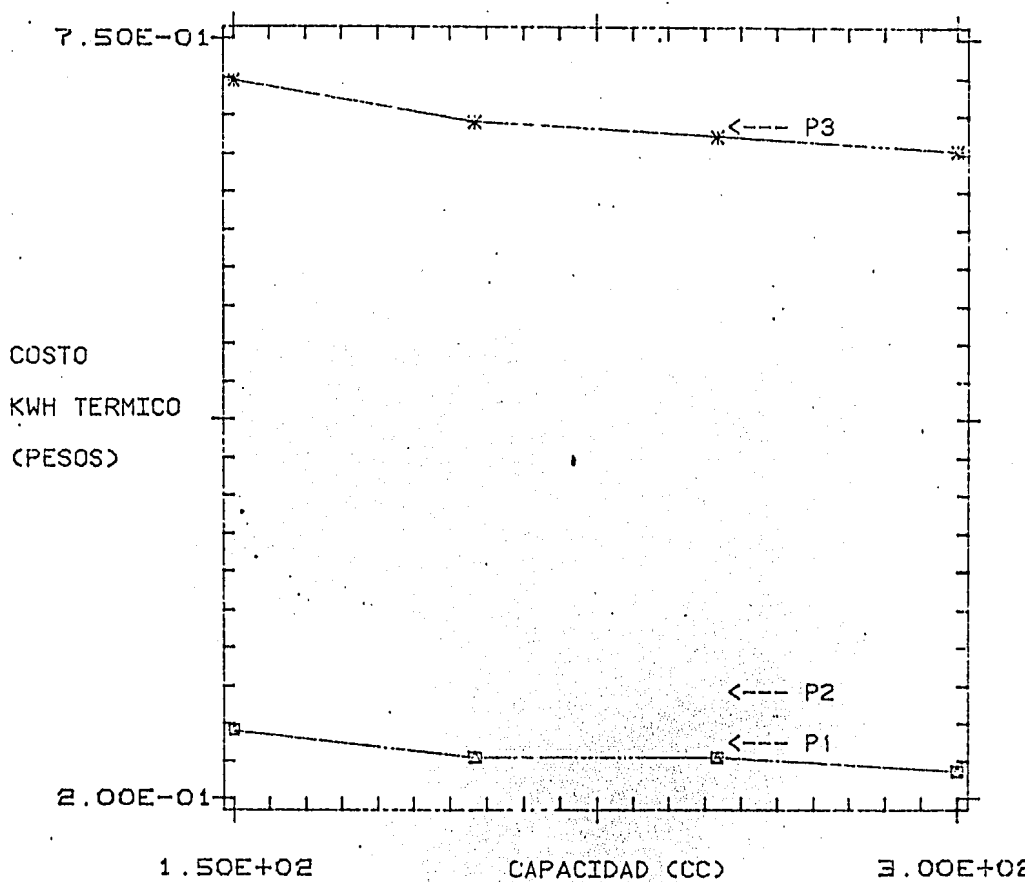


FIG 35. Comparación de costos de kWh convencional para calderas como función de su capacidad para los métodos P_1 , P_2 y P_3 .

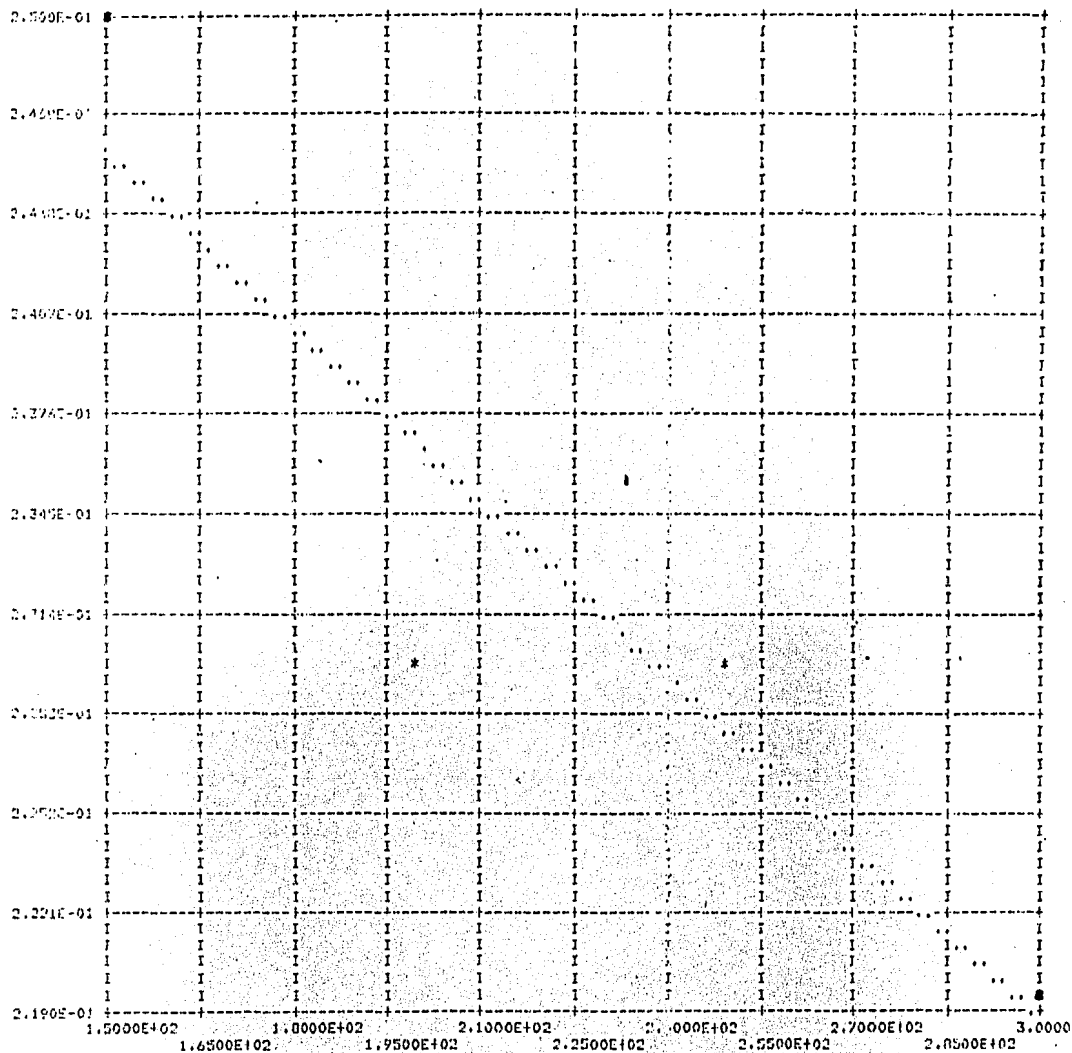


FIG 36. Curva de costo ajustada para calderas, obtenida por el método P_1 .

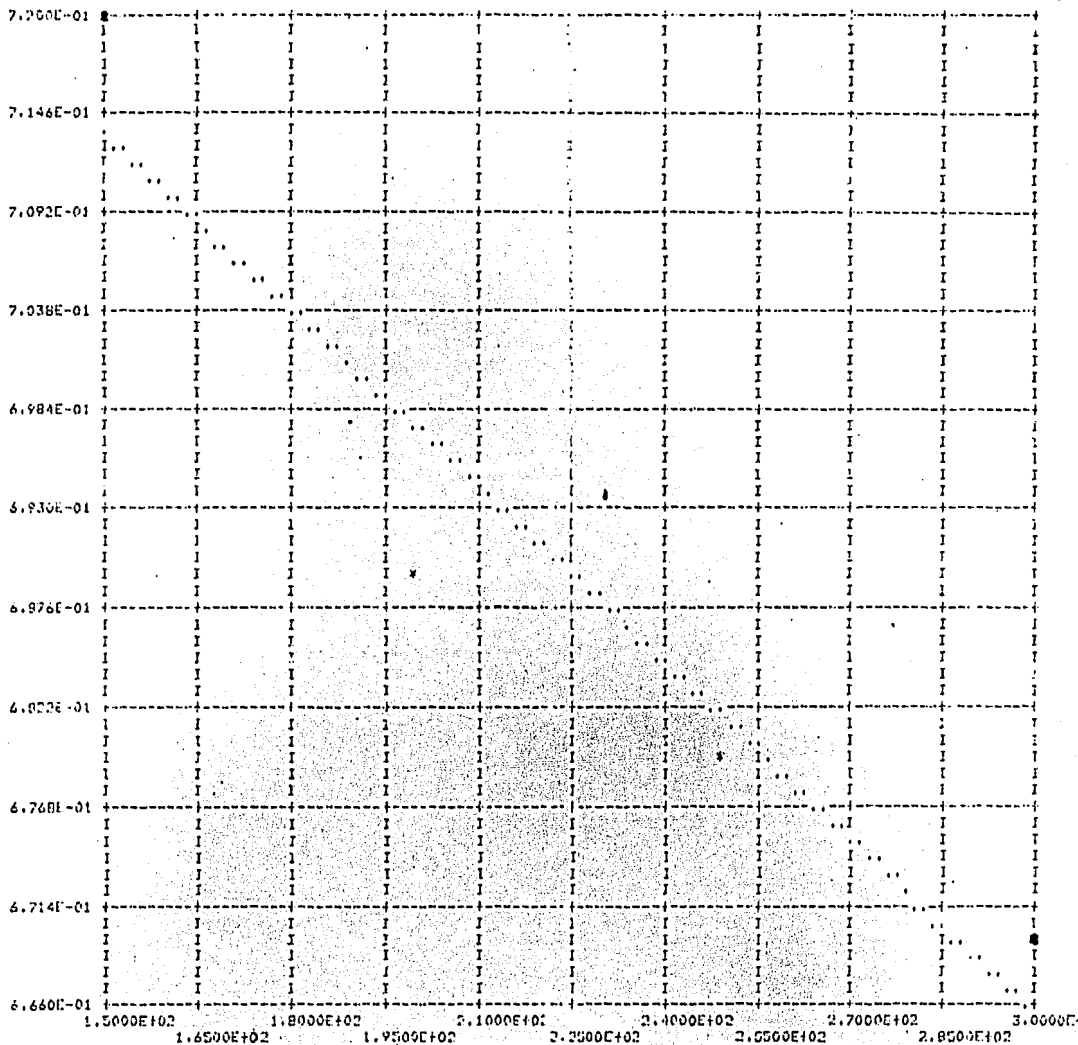


FIG 37. Curva de costo ajustada para calderas, obtenida por el método P_3 .

5. AFECTACION ECONOMICA AL COSTO DE PROCESO DE PASTEURIZACION

Los kilowatts-hora producidos tanto en forma solar como convencional, sirven para alimentar la energía necesaria de una gran variedad de procesos industriales, como se mencionó en capítulos precedentes. Sin embargo, algunos de éstos, dadas sus características, son más convenientes para la tecnología solar. El objetivo de este capítulo es presentar la afectación del costo del kW.h en el proceso de la pasteurización, comparando en esta forma el uso de la tecnología solar con la tecnología convencional, para el caso específico evaluado de los colectores de canal parabólica en el primer caso y calderas para el segundo.

El proceso de pasteurización se eligió ya que presenta gran interés en este estudio debido a varias razones que enseguida se enumeran.

- a. Por ser un proceso básico para la industria de alimentos.
- b. Por ser un proceso de importancia en lo económico y en lo social.
- c. Por ser un proceso que puede ser descrito con relativa facilidad.
- d. Por ser un proceso del cual el I de I tiene conocimiento a partir de experiencias previas.
- e. Por ser un proceso que se lleva a cabo en zonas rurales o alejadas de las zonas urbanizadas, disponiendo difícilmente de fuentes de energía convencionales (electricidad y gas).

5.1 *La industria de la pasteurización*

5.1.1 Historia

La industria de la leche para el consumo inmediato tiene un origen relativamente reciente y ha progresado al aumentar la población y con la formación de grandes centros urbanos. Durante el movimiento de población del campo a la ciudad, se hicieron toda clase de esfuerzos para suministrar la leche necesaria a los habitantes de las ciudades por los productores de leche de las zonas contiguas, manteniendo vacas en las poblaciones cerca de las destilerías, industria que suministraba productos que servían de alimento al ganado. Llegó un día en que cesó esta práctica porque la producción y la distribución de la leche se convirtieron en funciones especializadas de diferentes ramas de la industria, creándose tecnología para procesar este alimento. Así nace la industria para pasteurizar leche, permitiendo un manejo más fá-

cil y mejor conservación del producto para su distribución. Hoy en día la pasteurización se utiliza no tan solo en la industria lechera sino también como una industria básica en el procesamiento de alimentos en general para el preparado, enlatado y conservación de éstos.

5.1.2 Características del proceso

La pasteurización consiste en calentar la leche a una temperatura lo bastante elevada y durante un tiempo suficiente para matar todas las bacterias productoras de enfermedades y casi todas las demás bacterias. El calentamiento es seguido de enfriamiento inmediato a una temperatura baja. Las condiciones en que se realiza el calentamiento concurren a la destrucción de las bacterias patógenas, las cuales son destruidas por el calor.

En casi todas las ciudades son las autoridades sanitarias las que deciden los procedimientos de pasteurización que deben emplearse. Los experimentos han mostrado que manteniendo la leche a 60°C, durante 20 minutos se destruyen todos los elementos patógenos y 90-99% del contenido total de microorganismos de la leche. Para más seguridad suele pasteurizarse la leche a temperatura más elevada y por mas tiempo. Así, la ordenanza sobre la leche del Servicio de Sanidad Pública de los Estados Unidos define la pasteurización como "el proceso de calentar cada partícula de leche o de productos lácteos a una tempe-

ratura de por lo menos 143°F (61.7°C) durante por lo menos 30 minutos, o a 160°F (71.2°C), manteniendo esta temperatura durante por lo menos 15 segundos, en aparatos aprobados y correctamente manejados; con tal que nada de lo que contiene esta definición se interprete como que descarta cualquier otro procedimiento que haya demostrado ser igualmente eficaz y haya sido aprobado por las autoridades sanitarias del estado", [43].

Los dos tipos de pasteurización definidos en la ordenanza suelen designarse con los nombres de *método de retención* y *método abreviado de alta temperatura*. El primero puede realizarse en diversos tipos de instalaciones, como cubas provistas de serpentín, cubas de pulverización, cubas con camisa de caldeo y agitador, recipientes con múltiples compartimientos y calentadores de paso continuo. Las condiciones relacionadas con el tiempo de calentamiento y la temperatura de esos tipos de instalaciones pueden variar y tienen que cumplir los reglamentos del Departamento de Sanidad.

En las instalaciones en que se manejan grandes cantidades de leche es necesario llevar la leche rápidamente a la temperatura requerida. Esto puede hacerse con cambiadores de calor del tipo de placa o con calentadores tubulares internos, llevándose después la leche procedente de esos calentadores a los depósitos receptores.

La pasteurización abreviada de alta temperatura consiste en hacer pasar entre placas una capa delgada de leche, de modo que ésta adquiere rápidamente la temperatura deseada y con la misma rapidez adquiere una temperatura baja cuando pasa entre placas refrigeradas.

Generalmente en el cambiador de calor se usa agua caliente o en los sistemas regeneradores, leche caliente, que pasa a través del cambiador de calor, suministrado el calor para los dos métodos de pasteurización. En el caso especial de un pasteurizador conocido con el nombre de "Electro-pure", la leche pasa entre electrodos de carbón y es pasteurizada por el calor resultante del flujo de corriente que pasa entre electrodos de carbón y es pasteurizada por el calor resultante del flujo de corriente que pasa a través de la leche.

El sistema regenerativo de calentamiento y enfriamiento se aplica a la leche en ambos métodos de pasteurización. Así, la leche cruda y fría que penetra en el calentador es calentada por la leche caliente que sale de la unidad pasteurizadora. Esta es la regeneración leche-con-leche. El 70%, aproximadamente, del calor total empleado se obtiene de la leche que sale del calentador: el resto tiene que suministrarse por medio de agua caliente. En el sistema regenerativo con agua, la leche calentada trasmite su calor al agua, que después se utiliza para calentar la leche entrante. En este sistema, la

leche que sale del calentador suministra indirectamente 50%, aproximadamente, del calor total absorbido.

El sistema regenerativo de calentamiento y enfriamiento se aplica con más facilidad en los procedimientos de pasteurización rápidos a temperatura elevada. Se ha aplicado también al procedimiento de retención, utilizando tuberías de gran diámetro que proporcionan el período largo de retención necesario.

La pasteurización incluye también el enfriamiento de la leche a una temperatura baja, antes de pasar a los tanques de almacenamiento, de los que sale para su embotellamiento y distribución. La leche no debe conservarse a la temperatura de pasteurización más tiempo del necesario, pues el calentamiento excesivamente prolongado le daría el sabor de leche cocida y disminuiría la capacidad de la leche para separarse en crema y leche descremada.

Para enfriar la leche pueden emplearse varios tipos de aparatos. El refrigerante de superficie o tubular externos consiste en una serie de tubos horizontales conectados, por dentro de los cuales se hace circular el medio refrigerante. En la sección superior del refrigerante de superficie, el medio refrigerante es agua fría, mientras que en la sección inferior se emplea agua refrigerada, salmuera o amoníaco líquido con expansión directa. La leche pasa en capa delgada sobre la superficie exterior de los

refrigerantes de este tipo. El refrigerante de armario consiste en una serie de secciones de refrigerantes de superficie instalados unos cerca de otros en posición vertical.

Para refrigerar la leche, también se emplean cambiadores de calor del tipo de placa. En este caso, se hace circular entre las placas agua fría o salmuera. El refrigerante de doble tubo o refrigerante tubular interno consta de una serie de tubos interiores, por los cuales circula la leche; cada tubo tiene un tubo envolvente y entre los 2 tubos circula el medio refrigerante.

Las cubas horizontales o verticales provistas de serpentín y las cubas provistas de camisa y agitador de paletas no son satisfactorias para enfriar la leche destinada al mercado, porque pueden producir la separación de la mantequilla y otros efectos perjudiciales.

Dos tipos principales de bacterias que sobreviven a la pasteurización son las termofílicas y las termodúricas. Los microorganismos termofílicos se desarrollan a la temperatura de pasteurización; por consiguiente, el funcionamiento del equipo pasteurizador durante largo tiempo sin esterilizarlo de cuando en cuando puede favorecer el desarrollo de estos microorganismos. Deben eliminarse, adoptando medidas sanitarias apropiadas en la granja y en toda la planta lechera.

La eficacia de la pasteurización puede determinarse por la prueba de la fosfatasa. Esta enzima de la leche es inactivada empleando procedimientos de pasteurización apropiados. Si no se ha sometido la leche a un tratamiento calorífico suficiente o si en la leche que se supone pasteurizada hay leche cruda, puede demostrarse la actividad de la fosfatasa en esa leche por la liberación de fenol del fenilfosfato disódico por la acción de la fosfatasa. El fenol puesto en libertad se determina por calorimetría.

La pasteurización no produce efecto apreciable en el contenido de vitaminas de la leche.

Una vez que terminó el proceso y se checó, la leche pasteurizada fría puede pasar directamente al depósito de la máquina embotelladora. Por lo general, suele colocarse un depósito antes de la máquina llenadora de modo que la leche se acumula en este punto. Casi toda la leche es envasada en recipientes de vidrio o de papel parafinado. Los envases de papel se compran ya listos para llenarlos o son fabricados en la lechería partiendo de trozos de papel previamente preparados. Las botellas de vidrio se llenan empleando dos tipos de máquinas automáticas: uno, en el cual la leche entra por gravedad en las botellas cuando éstas pasan bajo las válvulas llenadoras, y otro, en el cual el vacío producido en la botella hace que entre la leche en ella. La leche embotellada pasa luego a las salas de almacenamiento

enfriadas en las cuales se conserva hasta que sale para su distribución.

5.1.3 Diagrama y balance de energía del proceso

El diagrama del proceso se muestra en la fig 38. La leche es bombeada del tanque de compensación hacia el regenerador para incrementar su temperatura y luego pasar al intercambiador de calor, en el cual alcanza la temperatura requerida final, de aquí mismo se llevará la leche al regenerador, para enfriarse parcialmente y se enfriará totalmente en el segundo intercambiador de calor. Este es un proceso de pasteurización particular, con regeneración leche-con leche, que se escogió como ejemplo para los fines que persigue el presente apartado. En él, el primer intercambiador de calor es alimentado por agua caliente proveniente de una caldera, y el segundo intercambiador de calor es alimentado con amoníaco líquido que proviene de un sistema de refrigeración.

La leche que no alcanzó la temperatura deseada al salir del primer intercambiador de calor, es desviada al tanque de compensación para que comience nuevamente el ciclo, por medio de una válvula de control de flujo. Esta válvula también permite que la leche que sí alcanzó la temperatura requerida continúe hacia el regenerador para enfriarse y terminar su pasteurización.

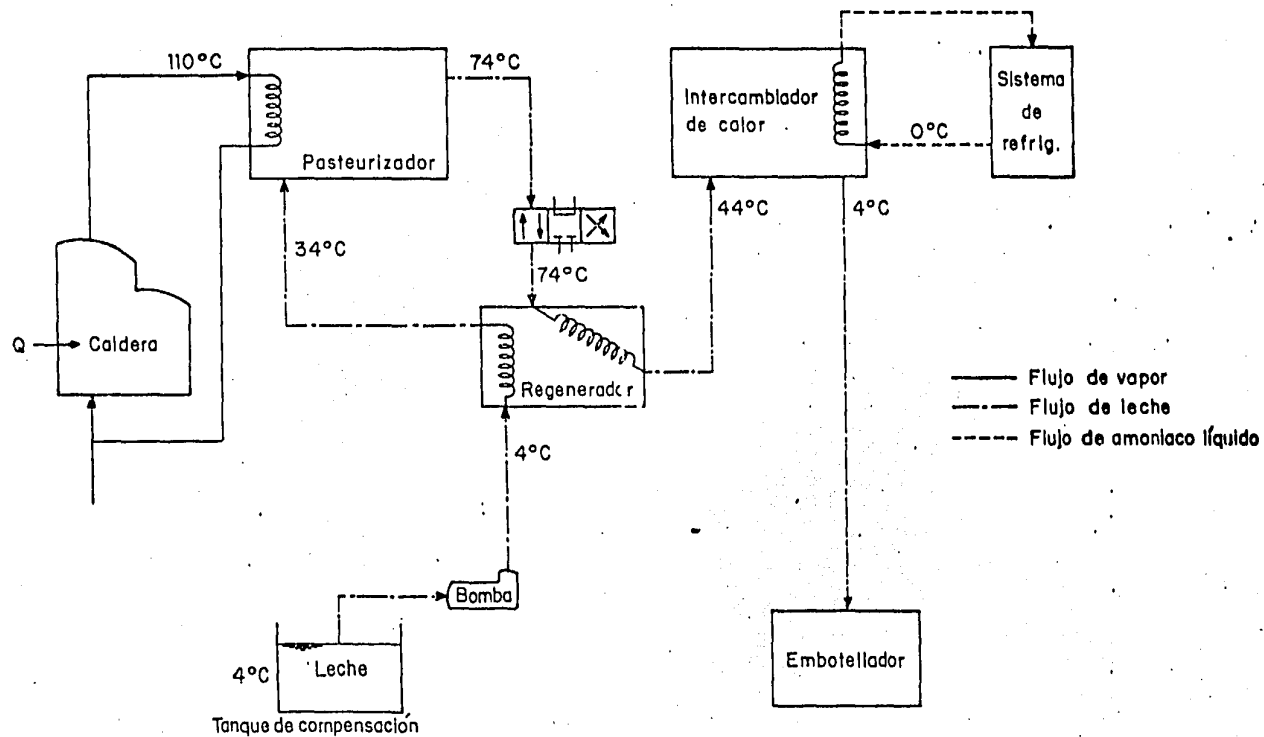


Fig 38 Diagrama de proceso de pasteurización de regeneración leche - con - leche

El balance de energía que se presenta a continuación toma los datos experimentales de la ref (42) que se encuentran entre los límites requeridos para el proceso de pasteurización. En él, la leche se encuentra a 4°C en el tanque de compensación y después de haber pasado por el regenerador alcanza una temperatura de 34°C para finalmente elevarla a 74°C en el pasteurizador. La leche que alcanzó dicha temperatura, es pasada por el regenerador para enfriarse hasta 44°C y bajar su temperatura a 4°C en el intercambiador de calor.

El pasteurizador, que no es sino un intercambiador de calor, recibe vapor a 110°C para poder elevar la temperatura de la leche 40°C. Si para estas condiciones se supone un gasto de leche de 300,000 lt/h (300 m³/h) y el calor específico de la leche es 0.92 k cal/kg°C (3.85 kJ/kg°C) y su densidad 1,032 kg/m³, puede obtenerse el calor que requiere el pasteurizador para su proceso *. Esta cantidad será igual a la cantidad de calor requerida por el vapor producido por una caldera o por la planta solar si se desprecian las pérdidas. Por esta razón se puede aproximar la energía necesaria de la caldera o la planta solar con la cantidad de energía del pasteurizador *.

Realizando un balance de energía para el pasteurizador resulta:

$$\dot{Q} = \dot{m} C_p (T_2 - T_1)$$

Sustituyendo los valores

$$Q = \left(300 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \times 1,032 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times \frac{1}{3600} \frac{\text{h}}{\text{s}} \right) \times \left(3.85 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}^\circ\text{C}} \right) 74 - 34^\circ\text{C}$$

$$= 13,244 \text{ kW}$$

es decir, el pasterurizador requiere 13,244 kW cada hora, suponiendo que se trabaja 1 turno de 8 horas diarias se tiene que requieren 105,952 kW.h por día.

5.2 *Afectación del costo del kW.h requerido en la pasteurización*

El costo del kW.h, como se encontró en el capítulo anterior, difiere para la opción solar de la opción convencional, que a su vez es función de distintos parámetros.

Si el costo solar resultó 1.36 y 12.24 pesos para los casos más y menos favorables respectivamente para el caso de Hermosillo el costo de pasteurización será:

$$105,952 \text{ kW.h} \times 1.36 \frac{\$}{\text{kW.h}} = 144,094.72 \frac{\$}{\text{día}} \quad (\text{a})$$

$$105,962 \text{ kW.h} \times 12.24 \frac{\$}{\text{kW.h}} = 1,296,852.50 \frac{\$}{\text{día}} \quad (\text{b})$$

Si el costo convencional para calderas resultó de 0.22 y 0.72 para los casos más y menos favorables respectivamente, el costo de pasteurización será:

$$105,952 \text{ kW.h} \times 0.22 \frac{\$}{\text{kW.h}} = 23,309.44 \frac{\$}{\text{día}} \quad (\text{c})$$

$$105,952 \text{ kW.h} \times 0.72 \frac{\$}{\text{kW.h}} = 76,285.44 \frac{\$}{\text{día}} \quad (\text{d})$$

Como puede observarse, de cualquier manera es más barato usando la opción convencional, sin embargo, como ya se analizó en el último inciso del capítulo anterior, puede esperarse que con una mejoría en el diseño y una buena localización de planta, la opción solar presente su costo mínimo o un valor cercano. También puede esperarse que debido al escaso desarrollo de infraestructura en el lugar donde se requiere localizar la planta, la opción convencional se incremente sobrepasando el costo unitario máximo encontrado. Comparando, de este modo, (a) Vs (d) se tiene que la opción solar es 1.9 veces mayor que la opción convencional, lo cual indica que es fácilmente viable. Y además se hace incapié en que los costos obtenidos fueron basados en una planta solar experimental prototipo, por lo cual se pueden disminuir fácilmente, al pensar en la producción en serie de la misma. De esta forma la diferencia diaria de 67,810 pesos entre (a) y (d) a favor de la opción convencional puede invertirse a favor de la opción solar en poco tiempo, representando un ahorro mensual de 2 millones de pesos aproximadamente.

6. CONCLUSIONES

La metodología utilizada permite evaluar económicamente el kW.h térmico para la opción solar (captadores cilíndrico parabólicos) y para la opción convencional (calderas), facilitando la implantación de un programa de computadora que simplifica los cálculos.

La evaluación económica es una etapa del proceso de evaluación que permite ubicar al decisor en el problema, para desechar o seguir en la idea antes de invertir más recursos en la misma.

Las técnicas de valor presente permiten comparar alternativas, aproximando los costos obtenidos a valor actual.

Los costos unitarios del kW.h térmico producido solarmente son función del lugar, de la época del año, de la eficiencia

de la planta y del método o técnica de valor presente usada en su cálculo. Los costos unitarios del kW.h térmico producido por calderas son función de la capacidad de la misma, de la técnica de valor presente usada y de otros factores imponderables.

Los costos del kW.h solar varían entre 1.36 y 63.96 pesos, mientras los costos de kW.h convencional varían entre 0.22 y 0.72 pesos. Tomando en cuenta que la opción solar puede ser mejorada, si se diseña para su producción en serie puede disminuir sus costos hasta equiparlos con los convencionales, tomando en cuenta además que los factores imponderables de la opción convencional pueden incrementar sus costos.

El costo de pasteurización se incrementa 1.9 veces al suponer que se alimenta con la planta solar.

Aunque las cigras friamente observadas parecieran indicar que la opción solar es mucho más costosa, reflexionando en el origen de los elementos del costo que se usó para su estudio se recordará que, ya que se formularon con los insumos de un prototipo experimental, son susceptibles de abatimientos notables en un proceso comercial de producción. De hecho, una conclusión derivada del estudio es que el diseñador de estos sistemas debe producir equipos tales que sus costos por kW.h, en lugares de alta insolación, sean como los de las calderas.

Estos objetivos de costo se han discutido con los diseñadores

de la planta solar experimental y parecen factibles de alcanzar sin necesidad de desarrollar tecnologías específicas.

Puede recomendarse, como consecuencia de lo anterior, que se diseñe una planta solar para producir calor industrial, posiblemente para energizar una pasteurizadora en un sitio de alta insolación como Hermosillo, con el objetivo de costo que se desprende de este estudio. Esta planta sería excelente instalación piloto para avalar o descalificar la mabilidad de los equipos solares de concentración para producir calor para procesos industriales.

REFERENCIAS

1. Alfonso, Antonio y Rodríguez, Luis. Diagnóstico y Pronóstico sobre energía solar, biomasa y energía eólica. Informe interno del I.I. UNAM. México. Noviembre 1982. Vol. I.
2. CFE. Programa nacional de energéticos 1984-1988; Programa nacional de uso racional de la energía eléctrica (México) Número extraordinario. 1984.
3. Kreith, F. *et al.* Status review and prospects for solar industrial process heat (SIPH). *Journal of Solar Energy Engineering (U.S.A.)* Vol. 105: 385-400 p. Noviembre 1983.
4. Kearney, David and Lewandowski, Allan. Solar Energy, Industrial Applications. *Mechanical Engineering (U.S.A.)* 56-65 p. December 1983.
5. Alonso, A. y Rodríguez, L. Diagnóstico y Pronóstico sobre energía solar, biomasa y energía eólica. Informe interno del I.I.-UNAM. México. Noviembre 1982. Vol. II.
6. Evans, D.L. Solar energy handbook; High-concentration solar thermal collector. 1ª. ed. Nueva York, McGraw Hill, 1981. 37 p.
7. Leonard, J.A. Linear concentrating solar collectors: technology and applications; Informe de Sandia Laboratories, Albuquerque. New México, SAND 8-9490, 1978. 28 p.

8. Fernández, J.L. Generación de electricidad mediante sistemas fototérmicos distribuidos. Informe interno de I.I. UNAM. México. Noviembre 1984.
9. Wyman, C., Castle, J. and Kreith, F. A review of collector and energy storage technology for intermediate temperature applications. Solar Energy (U.S.A.) Vol. 24 (6): 517-540 pp. 1980.
10. Palacios, Luis; Gutiérrez, F. *et al.* Planta solar experimental. Informe global, período 1981, 1982 y 1^{er}. semestre 1983. Informe interno de I.I. UNAM. México. Noviembre 1983.
11. Almanza R. *et al.* Sistema generada solar; informe de actividades realizadas de julio 1980 a enero 1981, Subsistema Solar, Módulo Solar (Vol. II). Informe interno de I.I. UNAM. México. Febrero 1981.
12. Palacios, L. *et al.* Sistema generador solar, Subsistema solar, Módulos solares. Informe interno del I.I. UNAM. México. Enero 1982.
13. Neuman, Juan y Alonso, Antonio. Rastreador solar Helio-tiopo. Informe interno del I.I. UNAM. México. Agosto 1981.
14. Almanza, R. y Montes, E. Sistema generador solar, Subsistema solar, Mecanismo seguidor. Informe interno del I.I. UNAM. México. Octubre 1981.

15. Montes, E. y Palacios, L. Planta solar experimental, Sub-sistema solar, Montaje y protección de las dispositivos de seguimiento del sol en los colectores de enfoque lineal. Informe interno del I.I. UNAM. México. Mayo 1982.
16. Harrigan, R.W. and Meyer, R.D. Heat Ross from solar thermal energy system piping components. *ibid.*
17. Soto, Humberto. *et al.* La formulación y Evaluación técnico-económica de proyectos industriales. 1ª. ed. México. FONEI, 1981. 304 p.
18. ILPES. Guía para la presentación de proyectos. 1ª. ed. México, Ed. Siglo XXI, 1981.
19. Thuesen, George. Engineering Economy. 5 ed. Englewood Cliff., Ed. Prentice Hall, 1977. 589 p.
20. Lesourne, Jacques. Técnica Económica y gestión industrial. 1. ed. Madrid, Ed. Aguilar, 1964. 630 p.
21. FONEP (Fondo Nacional de Estudios y Proyectos). Guía para la formulación y evaluación de proyectos de inversión; Programas de capacitación y adiestramiento para proyectos de desarrollo. 1. ed. México, Ed. Talleres Gráficos de la Nación, 1984.
22. Fernández, J.L. *et al.* Sistema generador solar; Informe de actividades realizadas en 1979. Vol. II.; Subsistema Termodinámico. Informe interno del I.I. UNAM. México. Enero 1980.

23. White, John. *et al.* Técnicas de Análisis Económico en Ingeniería. 2 Ed. México, Ed. Limusa, 1977.
24. Coss, Raúl. Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión. 1. Ed. México, Ed. Limusa, 1984.
25. Grant, L. *et al.* Principles of engineering economy. 5. Ed. New York, Ed. Ronald, 1970. 640 p.
26. Tarquin, Anthony. *et al.* Ingeniería Económica. 2 Ed. México, Ed. McGraw Hill, 1979. 412 p.
27. Almanza, R. *et al.* Sistema Generador Solar de 35 kW, primera etapa. Informe interno del I.I. UNAM. México. Diciembre 1978.
28. Palacio, A. *et al.* Estimación de la radiación solar y de la temperatura ambiente instantáneas; Memorias de la IV Reunión Nacional de Energía Solar. 43-46 p. San Luis Potosí. Octubre 1980.
29. Almanza, R. *et al.* Radiación solar global en la República Mexicana mediante datos de insolación. Instituto de Ingeniería. UNAM. México. Octubre 1975.
30. Chang, J.H. Diffuse radiation as related to global radiation and the Angot Value. Arch. Met. Geoph. Biokl. Serie B. Viena, Austria, V. 28 (4): 31-39 p., 1980.
31. Estrada, V. Estimación de la radiación solar difusa a partir de la radiación solar total medida en la Sierra de

- La Laguna, BCS. Instituto de Ingeniería. UNAM. México. Diciembre 1982.
32. Muhlia, A. y Chávez, A. Insolación y la radiación solar en el tope de la atmósfera para las latitudes que cubren la República Mexicana. Anales del Instituto de Geofísica, México, 1980.
 33. Servicio Meteorológico Nacional; Normales Climatológicas; Período 1941-1970. Dir. Gral. de Geografía y Meteorología, México.
 34. Banco de México. Indices Financieros. México. Agosto 1984.
 35. Kutscher, C.F. The development of Soliph-A; Detailed Computer Model of Solar Industrial Process Heat Systems. Solar Engineering; Proceedings of the 5th. Annual Technical Conference of the ASHE Solar Energy Division, Orlando, Fla. 1983.
 36. Ramoneda, Enrique. ITESA, Comunicación personal, 1984.
 37. Barrera Calva, Enrique. Análisis químico de superficies reflectivas. Tesis Lic. Ing. Química. México. UNAM. Fac. Química. 1979.
 38. Newman, D. Análisis Económico en Ingeniería. 2 Ed. México. Ed. McGraw Hill, 1984.

39. Guadarrama, Enrique. Cía. "Clayton"; Generadores de Vapor, comunicación personal, 1984.
40. Balderas, Carlos. Cía. "Cleaver Brooks", comunicación personal, 1984.
41. Shreve, Norris et. al. Chemical Process Industries. 4 Ed. Tokio. Ed. McGraw Hill, 1977. 814 p.
42. L.T.A. Jesús Picos González. "Cremería Chalco, S.A.", comunicación personal, 1984.
43. Warner, James. Principios de la tecnología de Lácteos. 1 Ed. México, Ed. AGT Editor S.A., 1980. 256 p.

APENDICE 1

Este apéndice detalla la obtención de los costos de los insumos considerados en la evaluación de la planta solar experimental tomada como base para la obtención del costo del kW.h térmico solar.

Como ya se mencionó, la planta solar se dividió en tres sistemas cada uno de los cuales está compuesto por varios subsistemas quienes, a su vez, se integran por componentes primarios y secundarios. La obtención de costos detallada aquí es, precisamente, la de estos últimos.

1. SISTEMA DE COLECTORES

1.1 Subsistema espejos

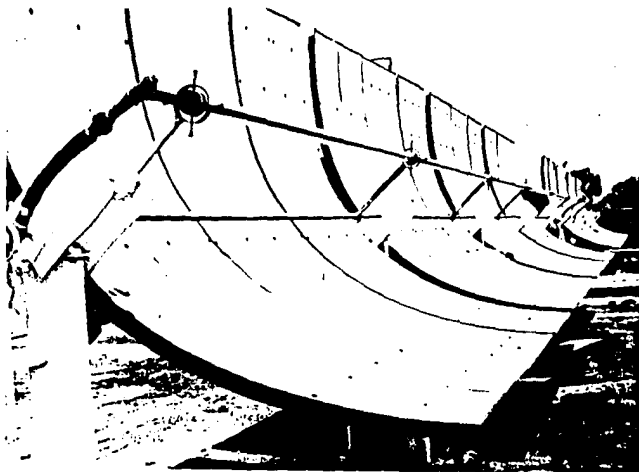


FIG A1-1 Subsistema Espejos.

- SOPORTE PARABOLICO

Está fabricado en fibra de vidrio formando una concha de canal parabólica con refuerzos del mismo material en la parte trasera en diagonales y periferia (fig A1-2)

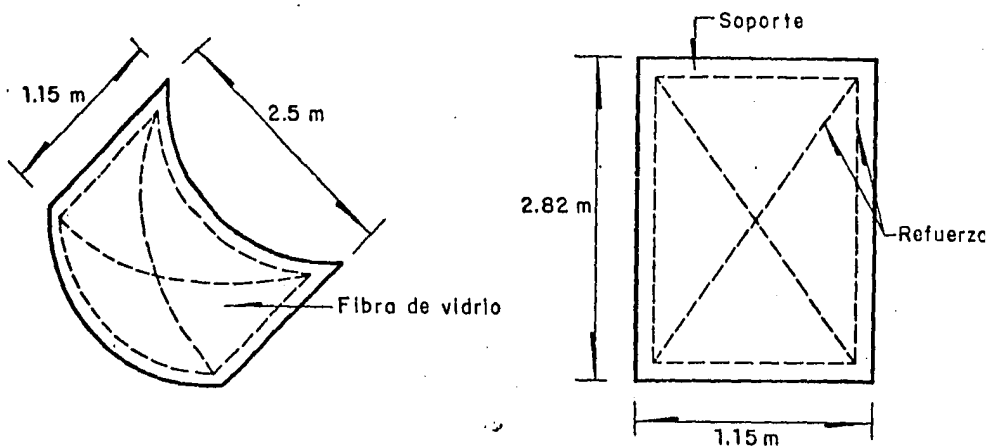


Fig A1-2 Soporte parabólico de fibra de vidrio para sostener los espejos

El equivalente necesario por módulo de fibra de vidrio es 111.5 m^2 , debido a que cada módulo tiene 12 conchas dobles de $2.82 \times 1.15 \text{ m}^2$ y el refuerzo de canal de fibra de vidrio equivale a 2.8 m^2 de fibra por cada concha, $(2.82 \times 1.15 \times 2 + 2.8) \times 12 = 111.5$. El m^2 de fibra de vidrio cuesta 2,048.20 pesos de acuerdo a diversos proveedores (se promediaron los distintos valores). De aquí el costo total de la fibra necesaria por módulo es 228,374.30 pesos. El 30% del costo de este material se asigna a la mano de obra e instalación, $228,374.3 \times 0.3 = 68,512.29$. Finalmente el costo total del soporte parabólico es la suma equivalente a 296 886 pesos.

- SUPERFICIE REFLECTIVA

La superficie reflectiva utilizada es acrílico aluminizado. El área requerida de acrílico por módulo es 38.64 m^2 debido a que cada concha lleva 2 láminas de $1.4 \times 1.15 \text{ m}^2$ cada una y hay 12 conchas por módulo, $1.4 \times 1.15 \times 2 \times 12 = 38.64 \text{ m}^2$. Como cada m^2 de acrílico cuesta 3,587.96 pesos, el costo total de éste por módulo es 138,638.77. El costo de aluminización, obtenido de la cotización realizada por Metalizadora de Alto Vacío S.A., es 1,200 pesos por cada lámina de acrílico de $1.4 \times 1.15 \text{ m}^2$ de las cuales se requieren 24 en un módulo, siendo el costo total de aluminización 28,800 pesos por módulo. El costo de la superficie reflectiva es 167,438.77 pesos.

- ELEMENTOS DE UNION

Para adherir la superficie reflectiva al soporte parabólico son necesarios algunos elementos que sirven para unir tal como pegamento o soleras. Por este concepto se estima un gasto del 10% del costo del soporte más el costo de la superficie reflectiva, basados en la experiencia tenida al construir la planta experimental, $0.1 (296,886+167,439) = 46,433$ pesos.

1.2 Subsistema mecanismo seguidor

- MECANISMO DE CONTROL

Se llamó mecanismo de control al mecanismo electrónico y sensor que controlan el movimiento de los espejos. Este mecanismo es una caja con dispositivos electrónicos interconectados de manera adecuada para realizar su tarea.

Pueden comprarse los dispositivos por separado y construirse o bien comprar la unidad completa, siendo la última opción la más conveniente por la rapidez y exactitud. El valor de la unidad es 24,000 pesos según proveedores. Cada módulo solo requiere 1 unidad.

- MOTORREDUCTOR

Su valor se determinó por una reciente adquisición (enero 1984) siendo 11,000 pesos. Cada módulo necesita 1 motorreductor.



(a)



(b)

FIG A1-3 Mecanismo seguidor: (a) Sensor, (b) Tornillo Sinfin.

- TORNILLO Y BASE

El tornillo sinfin, que se encarga de mover el espejo, y su base fueron construidos por el Taller de Mecánica del Instituto de Ingeniería (TMII). De acuerdo a las especificaciones de los planos se cotizaron las partes de las cuales se compone: tornillo roscado, placas de acero, láminas y base de bronce, añadiendo a este costo la mano de obra por construcción e instalación. El precio total del insumo es 70,152 pesos.

- MICROSWITCHES

Estos switches de On-OFF cuestan 120 pesos cada uno de acuerdo a distintos proveedores. Un módulo necesita 2 unidades.

- BASES PARA MICROSWITCHES

Estas bases son ángulos de acero de 1"x1"x1/8". Su construcción requiere cortes y barrenos. El Taller de Mecánica del Instituto de Ingeniería cotizó tanto el material como la mano de obra obteniéndose el costo de 1,785 pesos por base. Cada microswitch requiere su base por lo que existen 2 bases en 1 módulo.

- TOPES PARA MICROSWITCHES

Estos topes son pequeñas láminas de acero cuya cotización la presento el TMII siendo su costo de 500 pesos cada tope. Un módulo necesita 2 topes.

- BASES: SENSOR Y MECANISMO DE CONTROL

Tanto el sensor como el mecanismo de control van colocados en su base respectiva que consiste en una lámina de acero de 2/8" de 24x26 cm². La construcción de cada base requiere laminado, barrenos, trazos y dobleces. Esta construcción fue realizada por TMII teniendo un costo de 3,070 pesos cada base.

- PROTECCION MOTOR

El motorreductor va colocado dentro de una caja de acrílico para protegerse del medio ambiente. Sus medidas son 15x12x22 cm³, por lo que se necesitan 0.15 m² de acrílico. Una hoja de acrílico de 1.2x1.8 m² con espesor de 3 mm cuesta 7,750 pesos, es decir 3,587.96 pesos vale cada metro cuadrado. El costo total del acrílico necesario para la caja es 555.42 pesos. Construir la caja requiere el 30% del gasto del material, o sea 166.62 pesos. Finalmente el costo de la protección del motor es la suma, 722 pesos.

- TUBO DE PLASTICO

Cada módulo necesita un metro de tubo de plástico PVC de diámetro de 2" para acoplar el tornillo sinfín a la estructura. El promedio de distintos costos de varios proveedores indican un costo de 380 pesos por metro de tubo de PVC.

- FUELLE PROTECTOR

Cada metro cuesta 1,000 pesos, según proveedores. Un metro de este tubo de plástico es lo que necesita un módulo para el movimiento del tornillo sinfn.

- ELEMENTOS DE UNION

Para conectar los insumos anteriores se requieren tornillos, tuercas, pegamentos, soldadura, etc., cuyo costo representa el 1% del costo de los insumos, es decir $0.01(118,204) = 1,182$ pesos aproximadamente.

1.3 *Subsistema absorbedor*

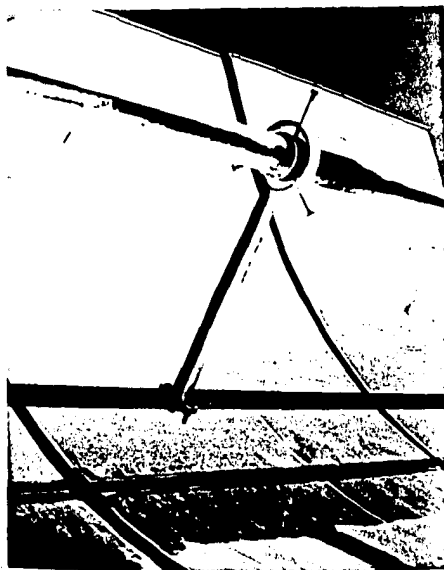


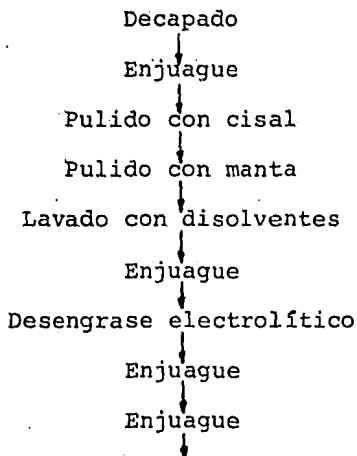
FIG A1-4 Subsistema Absorbedor.

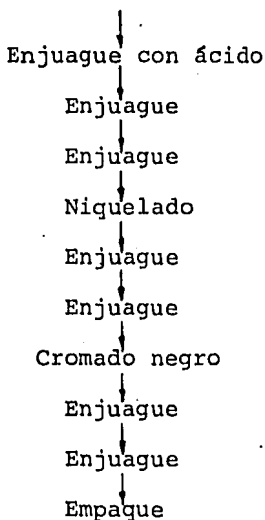
- TUBO ABSORBEDOR

Es un tubo de acero suave o bajo carbón con un diámetro nominal de $1\frac{1}{4}$ pulgada con costura, cédula 40 y pared delgada, y cuesta en promedio 377.15 pesos cada metro. El tubo absorbedor de 1 módulo mide 15 m de largo por lo que el costo total es 4,657 pesos.

- APLICACION DE CROMO

El tubo absorbedor lleva una capa de cromo negro para absorber mejor la radiación solar y alcanzar mayores temperaturas con el concentrador. El proceso para la aplicación del cromo negro no es comercial en México, por lo que para obtener su costo se acudió al mismo lugar que realizó el trabajo al construirse la planta experimental [36], siendo su cotización de 2,000 pesos por metro cuadrado de superficie cromada. El diagrama de bloques del proceso de cromo negro, según [37], es el siguiente:





También puede aproximarse su costo tomando como base el costo del proceso del cromo blanco que es análogo al de cromo negro.

La superficie total a cromar es:

$$D \times L = (1.25 \text{ pulg} \times 2.54 \frac{\text{cm}}{\text{pulg}} \times \frac{1}{100} \frac{\text{m}}{\text{cm}}) \times 5 \text{ m} = 0.5 \text{ m}^2$$

es decir, 3,000 pesos es el costo de la aplicación del cromo al tubo de acero.

- TUBO ENVOLVENTE

El tubo de acero una vez cromado es colocado dentro de un tubo envolvente de vidrio para evitar pérdidas de calor por convección al medio ambiente. Este tubo de vidrio tiene 6 cm de diámetro nominal, con espesor de 2½ mm, cuyo costo es 1,200 pesos

en promedio por cada metro. Debe envolverse el tubo absorbedor de 15 m de largo, por lo que el costo total de esta envolvente es 18,000 pesos por módulo.

1.4 Subsistema estructura



FIG A1-5 Subsistema estructura

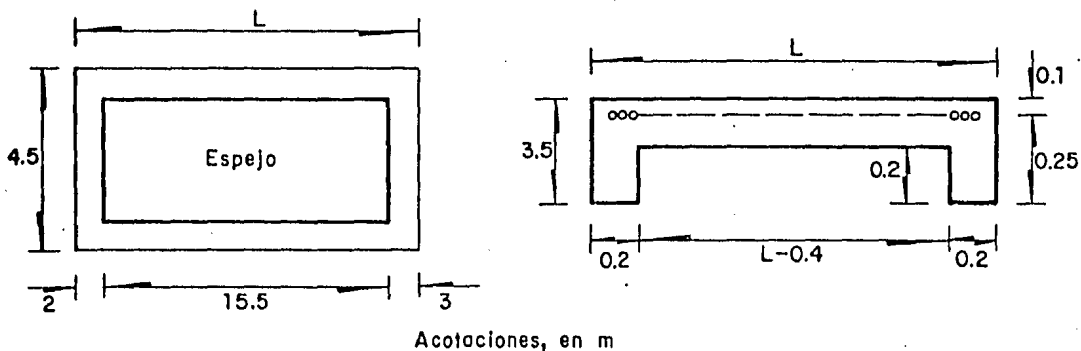
De acuerdo a los planos de la estructura de la planta solar se obtuvo la cotización completa incluyendo la instalación de ésta. Sin embargo, podrían obtenerse los elementos que la componen y buscar su costo, añadiendo algún porcentaje asignado a la construcción e instalación. El monto de la cotización es 213,900 pesos que es el costo de la estructura de 1 módulo. El

material del cual está hecha la estructura es acero.

1.5 Subsistema infraestructura

- CIMENTACION COLECTORES

Se requiere un cimiento de concreto de 1x2x4, con caja de madera y malla electrosoldada.



(a) Superficie del espejo

(b) Corte de la cimentación

Fig A1-6 Cimentación de los colectores por módulo

El volumen de concreto necesario es 15.8055 m^3 , ver fig A1-6.

El concreto 1x2x4 está constituido por cemento, grava y arena en la siguiente forma:

1 Cemento equivalente a $14.3\% V_{te}$

2 Arena equivalente a $28.6\% V_{te}$

4 Grava equivalente a $57.1\% V_{te}$

donde V_{te} es volumen total de concreto. Así se tiene que el costo total del concreto por módulo es 58,749 pesos, ver tabla A1.1

Material	Volumen requerido (m^3)	Costo del material (\$/ m^3)	Costo total del material (\$)
Cemento	2.2602	20,000	45,204
Arena	4.5204	1,000	4,520
Grava	9.0249	1,000	9,025
Concreto	15,8055	--	58,749

TABLA A1-1. Costo de concreto para la cimentación de colectores por módulo

El área lateral del cimiento tiene una superficie de 17.5 m^2 (ver fig A1-6) que debe ir cubierta con madera de encofrado que cuesta 350 pesos el metro cuadrado. Esta caja tiene un valor total de 6,125 pesos.

La malla electrosoldada está compuesta por varilla de 3/8" de diámetro que cuesta 45,000 pesos la tonelada o bien 351,000 pesos el metro cúbico. Se requieren 137 varillas de 4.5 m de largo y 30 varillas de 20.5 m, debido a que la distancia entre una varilla y otra es 15 cm. El volumen necesario de varilla es:

$$V_v = \frac{D^2}{4} \times L = \frac{(3/8 \text{ pulg} \times 2.54 \frac{\text{cm}}{\text{pulg}} \times \frac{1}{100} \frac{\text{m}}{\text{cm}})^2}{4} \times (137 \times 4.5 + 30 \times 20.5) \text{ m}$$

$$V_v = 0.0878 \text{ m}^3$$

de aquí que el costo de la malla electrosoldada es 30,793 pesos.

La suma de los costos parciales encontrados es el costo total del cimiento por módulo:

Concreto	58,749
Madera	6,125
Malla electrosoldada	30,793
Costo total de cimiento de colectores por módulo	<u>95,667</u>

- CIMENTACION TANQUES

El peso del tanque de almacenamiento ejerce 0.206 kg/cm² de presión máxima, la cual es permisible en una cimentación de concreto de 1x2x4. La forma del cimiento es igual al corte

presentado en la fig A1-6(b). En este caso la superficie del terreno necesaria para colocar los tanques es de $4 \times 4 \text{ m}^2$, por lo cual $L = 4 \text{ m}$. De aquí que el volumen necesario de concreto es $V = 3.008 \text{ m}^3$. Sabiendo la composición del concreto usado puede obtenerse el costo del mismo de acuerdo a la tabla A1-2, de la misma manera que en el inciso anterior.

Material	Volumen requerido (m^3)	Costo del material ($\$/\text{m}^3$)	Costo total del material
Cemento	0.4301	20,000	8,602
Arena	0.8603	1,000	860
Grava	1.7176	1,000	1,718
Concreto	3,0080	---	11,180

TABLA A1-2 Costo de concreto para la cimentación de tanques por módulo

La superficie lateral tiene 5.6 m^2 , por lo que el costo total de la caja de madera de encofrado es 1,960 pesos.

La varilla de acero usada para este cimientado es de $\frac{1}{2}$ pulgada de diámetro y tomando en cuenta que para formar una malla electrosoldada las varillas van separadas 15 cm entre sí, se requieren 52 varillas de 4 m de largo, por lo que el volumen de varilla es:

$$V_v = \frac{D^2}{4} \times L = \frac{(\frac{1}{2} \text{ pulg} \times 2.54 \frac{\text{cm}}{\text{pulg}} \times \frac{1}{100} \frac{\text{m}}{\text{cm}})^2 \times (52 \times 4)}{4}$$

$$V_v = 0.027 \text{ m}^3$$

sabiendo que el metro cúbico de varilla cuesta 351,000 pesos se obtiene un costo total de varilla igual a 9,484 pesos.

Finalmente se tiene:

Concreto	11,180
Madera	1,960
Malla electrosoldada	9,484
Costo total de cimiento de tanque	<u>22,624</u>

este costo es por planta, debido a que se requiere un tanque por planta, por lo que se prorratea este gasto en los módulos, de este modo el costo total de cimiento de tanque por módulo es 1,414 pesos.

- INSTALACION ELECTRICA

El sistema electrónico para el movimiento de los espejos necesita de infraestructura eléctrica. Cada módulo requiere 11 m aproximadamente de conexión eléctrica, dadas sus dimensiones. La conexión consta de: a) un tubo conduit de pared delgada de $\frac{1}{2}$ pulgada de diámetro, cuyo costo es 166.66 pesos cada metro en promedio, haciendo un costo por módulo de 1,822.26 pesos; b) cuatro cables del número 14 que vale 28.9 pesos por metro, es decir 1271.6 pesos el costo por módulo, ya que se requieren 44 m de cable en un módulo.

La suma de ambos costos resulta 3,104.93 pesos que es el costo total de la instalación eléctrica.

2. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

2.1 *Subsistema tanque*

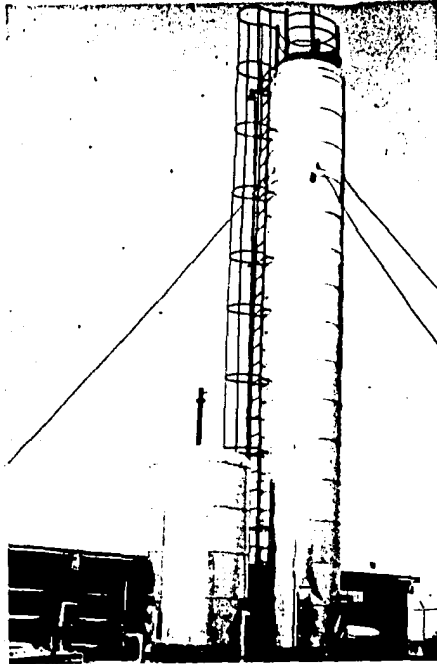


FIG A1-7 Tanque de almacenamiento térmico de la planta solar experimental.

- TANQUE DE ALMACENAMIENTO
- AISLAMIENTO
- LLAVE DE PURGA

Los costos de estos insumos se obtuvieron afectando las facturas de cada uno por un factor que depende de la antigüedad de la misma factura. Para el caso primero el factor es de 3 pues la fecha de la factura es 1980 y para los dos siguientes casos se usa un factor de 2. El tanque de almacén es de acero con un diámetro de 1.7 m y una altura de 13.4. El aislamiento es de asbesto y fibra de vidrio con cubierta de aluminio, la tabla A1-3 presenta el resultado.

Insumo	Fecha de factura	Precio anterior (\$)	Factor	Precio actual (1/84) (\$)
Tanque de almacén	1980	321,300	3	963,900
Aislamiento	1981	334,500	2	669,000
Llave de purga	1981	7,535	2	15,070
Total		--	-	1,647,970

TABLA A1-3 Costos del subsistema tanque

Estos costos son por planta y para prorratearse en los módulos. deben dividirse entre 16 cada uno. Cabe aclarar que las facturas incluyen materiales, cantidades e instalación.

2.2 Subsistema tuberías

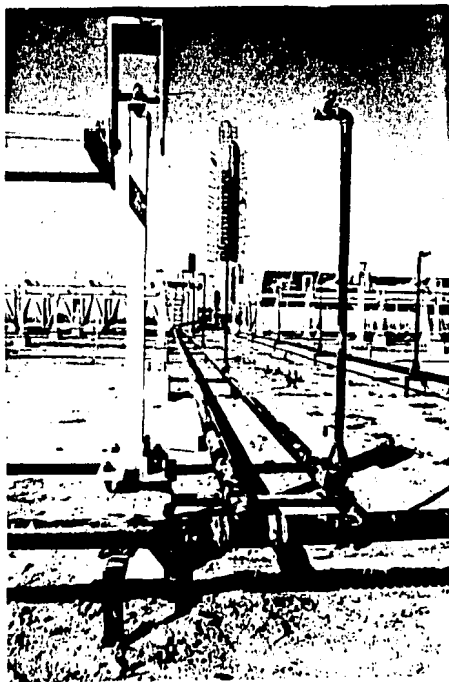


FIG A1-8 Subsistema tuberías

- TUBERIA DE $\phi = 3''$

Al medir en los planos de la planta se tiene que necesita 18.75 m de esta tubería cada módulo. El metro de tubería de acero de $\phi = 3''$ cédula 40 cuesta en promedio 1,067 pesos, por lo que el costo de esta tubería es 20,006 pesos.

- TUBERÍA DE $\phi = 1''$

Cada módulo requiere 1.2 m de esta tubería que cuesta 278.30 pesos por metro en promedio, haciendo un total de 333.96 pesos.

- AISLAMIENTO

De acuerdo a la factura realizada en 1982 (febrero), se obtienen las cantidades de aislamiento (componentes) que se requieren. Este aislante es de pamsil y aluminio. El precio anterior de todo el aislamiento requerido en tuberías es 30,424.50 pesos por módulo, que afectado por un factor de 2 dada la antigüedad de la nota, da un precio actual (I/84) de 60,850 pesos. Este costo incluye la instalación.

3. SISTEMA DE ACCESORIOS

3.1 Subsistema de accesorios de interconexión

- FLUIDO TERMICO

La planta solar experimental requiere como fluido de trabajo 50,000 lt de aceite Therm 450. Su costo promedio según proveedores es 90 pesos por litro, haciendo un costo total de 4,500,000 pesos. Este gasto prorrateado es de 281,250 pesos por módulo.

- La obtención de los costos de los demás insumos de interconexión se hizo con base en las facturas en la forma indicada en la tabla A1-4.

Insumo	Fecha de factura	Precio anterior (\$)	Factor	Precio actual (1/84) (\$)
Mangueras flexibles	1981	375	2	750
Separadores	1981	1,250	2	2,500
Escalera y pasillo	1980	110,000	3	330,000
Tensores tanques	1981	50,000	2	100,000
Soldadura	1980	21,927	3	65,780
Filtros y válvulas	1980	27,662	3	82,987
Soportes absorbedor	1981	500	2	1,000

TABLA A1-4 Costos del subsistema accesorios de interconexión

Los costos de las mangueras flexibles, los separadores y los soportes del absorbedor están dados por unidad. Un módulo requiere 2 mangueras flexibles, 2 separadores y 5 soportes del absorbedor. Los otros costos están dados por planta por lo que se prorratan para cada módulo. De esta manera se obtienen finalmente los siguientes costos por módulo en pesos:

Mangueras flexibles	1,500
Separadores	5,000
Escalera y pasillo	20,625
Tensores tanques	6,250
Soldadura	4,111
Filtros y válvulas	30,187
Soportes absorbedor	5,000

3.2 Subsistema instrumentación

Todos los costos de los insumos de este subsistema fueron recotizados con los respectivos proveedores de acuerdo a sus características.

- MEDIDORES DE GASTO

Para tener una medición redundante, la planta solar necesita dos medidores de gasto consistentes cada uno en: 2 placas de orificio tipo paleta de acero inoxidable de espesor de 3" - 300 # ANSI, con orificio concéntrico, con un juego de bridas de orificio de acero al carbón forjado de cuello soldable y cara realzada, empaques de asbesto, tornillos separadores y tomas de presión. Cada medidor de gasto vale 172,973 pesos, por lo que el costo total prorrateado por módulo es 21,622 pesos.

- MEDIDORES DE PRESION

La planta experimental necesita dos medidores -transductores de presión absoluta, cuyo modelo es 502-75-G con un valor de 78,000 pesos cada uno. Prorrateando el costo total, se tiene un gasto por módulo de 9,750 pesos.

- MEDIDORES DE TEMPERATURA

Estos medidores son esenciales en este tipo de planta por lo que se requieren en diversos puntos de la instalación. El

tanque de almacenamiento lleva 13 medidores para checar la temperatura en diversos puntos del mismo y 4 más a la entrada y salida, cada módulo lleva 1 a la salida y existen dos medidores generales a la entrada y salida de los colectores respectivamente. Todos estos hacen un total de 35 medidores, los cuales son termopares de cobre-constantano tipo balloneta rosado. El costo por pieza es 4,039 pesos, el costo total es 141,365 pesos y el costo prorrateado por módulo 8,836 pesos.

- REGULADORES DE FLUJO

El regulador de flujo es una válvula de control marca Motovalv modelo HV6EFPS-125-76 con un costo en el mercado de 157,608 pesos. Como la planta requiere un regulador solamente el costo por módulo es de 9,851 pesos.

- MEDIDORES DE RADIACION

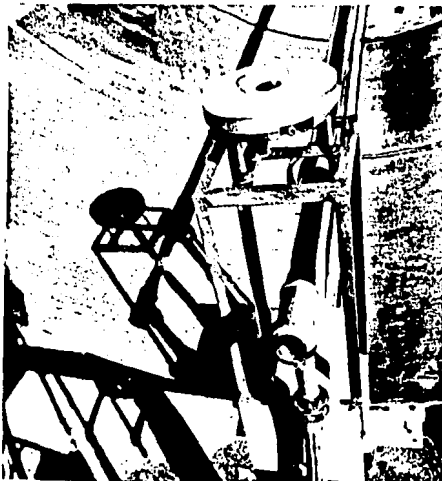


FIG A1-9 Piranómetro medidor de radiación total

Se requiere un difusómetro modelo ZK-DIS20 y base que cuesta 143,750 y un piranómetro modelo ZK20 con valor de 109,250. Ambos costos deben prorratearse por módulo, siendo éstos 8,984 pesos y 6,828 pesos respectivamente.

- AUTOMATIZACION

Se calcula tener que invertir actualmente 1,000,000 pesos en automatizar la planta, colocando la computadora e implementos anexos necesarios para llevar a cabo ésto. Este valor implica un costo por módulo de 62,500 pesos para su automatización. Hoy en día es muy necesario este punto ya que trae consigo exactitud y ahorro de tiempo y dinero en la operación de la planta.

APENDICE 2

El Banco de México, buscando informar los principales aspectos de la economía nacional presenta Indicadores Económicos donde concentra las cifras más significativas para medir el comportamiento económico, ofreciéndolas junto con algunas estadísticas. Estos indicadores se dividen en cuatro:

1. Financieros
2. De la actividad industrial
3. De precios
4. Del sector externo

Cada grupo permite conocer diversos aspectos de la economía nacional. Es de interés para este trabajo saber el comportamiento que ha seguido la tasa inflacionaria en nuestro país para

proyectar ésta en el futuro inmediato. Este apéndice se concentra, por lo tanto, en los índices de precios.

Inflación es aquella situación en la que los precios de bienes y servicios aumentan, es decir, puede definirse como la medida de la disminución en el poder de compra del peso. Se distinguen dos tipos de inflación: a) la general o abierta en la cual todos los precios crecen en la misma proporción (puede decirse que esto es ideal) y b) la inflación reprimida o diferencial en la cual el movimiento general, hacia arriba, de los precios depende del sector involucrado debido a complejidades de una economía competitiva libre, influencia de los monopolios, etc. Los precios reflejan el poder adquisitivo de la moneda, por lo que se toman como base para la obtención de las tasas de inflación.

Para introducir el efecto del cambio en los precios en los cálculos de una evaluación económica, sería bueno, si fuera posible, determinar la tasa de cambio o al menos tener una idea de la tendencia que presenta. En un periodo de tiempo con aumento de precios, esta tasa de cambio se denomina tasa de inflación. Por esta razón es conveniente encontrar el comportamiento histórico de esta tasa y analizar su tendencia antes de proyectarla.

Los índices de precios miden el costo de distintos artículos

de consumo, ya sea de los consumidores urbanos (índices de precios al consumidor -IPC) o bien de fabricantes o industriales (índices de precios al mayoreo -IPM e índices de precios del producto -IPP), y servicios en la proporción adecuada. Los IPC se clasifican de acuerdo a:

1. El objeto del gasto, ya sea nacionales, para la Cd. de México o diversos estados
2. El sector de origen, nacional y en la Cd. de México
3. La durabilidad de los bienes, nacional
4. El estrato de ingreso, nacional

Estos índices al consumidor son los más representativos para observar los cambios en los costos, por medir los precios de los últimos consumidores. La clasificación más conveniente, es decir, la que muestra el sector más cercano a los insumos trabajados en esta evaluación, es la clasificación por sector de origen; la tabla A2-1 muestra los índices del Banco de México clasificados así. De esta tabla se escogieron cuatro diferentes sectores y el índice general para ilustrar cómo calcular la inflación a partir de estos índices.

La fórmula para el cálculo de la tasa de inflación es la siguiente

$$j_t = \left(\frac{t}{t-1} - 1 \right) \times 100 \text{ --(1)}$$

PERIODO	INDICE GENERAL	CLASIFICACION POR SECTOR DE ORIGEN									
		Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	Petróleo y derivados	Productos alimenticios, bebidas y tabaco	Fabricación de textiles	Productos de madera	Fabricación de productos químicos	Fabricación y reparación de productos metálicos	Electricidad	Transporte y comunicaciones	Otros servicios
1970	32.3	31.7	29.2	31.4	29.3	32.5	39.3	37.6	64.2	29.9	33.0
1971	34.0	33.9	29.4	33.6	30.9	33.8	41.4	34.4	64.4	31.4	36.4
1972	36.7	36.1	30.0	34.6	32.8	35.0	42.3	34.8	65.2	33.5	37.8
1973	40.0	42.4	37.0	39.9	38.3	38.0	45.3	38.0	68.5	34.9	41.9
1974	49.5	55.7	55.4	51.7	45.1	49.4	53.9	45.9	79.9	44.1	47.1
1975	57.0	64.3	72.0	57.8	51.0	58.5	59.9	53.2	82.0	52.0	54.9
1976	66.0	70.8	78.7	65.6	61.5	68.1	68.7	62.9	86.0	61.3	64.8
1977	85.1	85.7	98.7	82.9	88.1	88.6	84.5	88.0	89.5	82.4	82.5
1978	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
1979	119.2	118.0	101.0	118.5	123.6	119.2	111.9	116.5	118.0	112.5	119.7
1980	149.3	151.7	105.0	147.0	181.2	151.8	139.1	146.7	144.4	137.3	153.5
1981	191.1	196.4	116.7	184.0	215.8	195.6	175.5	180.8	170.2	176.2	202.2
1982	264.8	264.8	274.8	284.4	311.8	319.2	270.4	301.4	242.0	283.4	317.4
1983	612.9	494.6	757.7	567.3	721.3	678.4	643.1	714.0	531.9	543.4	518.9
1982											
Enero	223.7	218.3	196.5	214.4	247.7	228.5	198.3	203.5	205.7	207.0	258.8
Febrero	232.5	221.2	197.6	220.7	254.9	237.1	205.8	220.0	208.4	220.5	248.9
Marzo	241.0	213.5	198.9	229.6	273.0	250.4	214.8	232.0	211.5	221.1	259.6
Abril	254.1	221.1	199.9	245.8	285.7	262.7	223.0	252.4	214.1	221.8	273.8
Mayo	268.4	228.3	201.2	267.6	300.7	296.0	234.0	267.3	186.4	234.5	290.5
Junio	281.3	238.6	202.2	273.8	316.6	309.7	247.9	276.9	176.8	281.2	302.5
Julio	295.8	253.5	203.3	286.1	331.8	326.1	267.7	293.4	193.3	285.4	318.3
Agosto	329.0	282.6	218.6	364.1	320.2	343.8	290.9	322.1	265.3	328.3	340.3
Septiembre	346.5	301.8	321.2	336.2	390.5	387.8	301.5	350.4	293.2	325.9	357.8
Octubre	364.5	315.2	323.0	360.2	415.4	408.5	322.7	370.7	307.3	327.5	374.0
Noviembre	382.9	327.1	324.5	447.8	447.8	400.8	350.0	400.4	323.8	328.0	392.1
Diciembre	423.8	346.6	612.4	405.2	474.2	423.8	382.2	427.9	335.6	409.9	413.8
1983											
Enero	469.9	385.5	671.3	443.8	518.9	472.0	415.4	530.6	438.6	475.1	462.7
Febrero	474.1	375.7	672.5	459.9	482.5	520.5	447.8	600.2	507.4	483.1	484.5
Marzo	519.1	415.1	679.5	472.3	605.4	582.2	502.1	632.7	514.9	488.3	504.3
Abril	552.0	453.8	719.8	501.9	636.7	610.5	550.6	662.4	527.0	513.6	528.2
Mayo	575.9	493.5	743.8	520.4	669.5	640.9	607.8	687.1	488.2	531.4	547.5
Junio	597.7	531.2	753.2	536.1	695.7	672.0	639.7	706.6	482.8	543.7	570.6
Julio	627.3	541.0	761.8	575.1	720.0	720.0	730.1	739.3	499.3	545.9	593.5
Agosto	651.6	536.3	771.5	604.0	777.9	746.7	715.3	752.0	517.2	551.9	628.0
Septiembre	671.7	533.1	776.7	623.4	800.6	763.7	749.7	764.3	560.8	568.7	648.9
Octubre	694.0	544.0	804.5	647.1	874.7	777.0	781.9	780.8	592.3	573.0	668.6
Noviembre	734.7	551.1	841.5	695.8	916.7	807.4	803.2	839.5	619.3	619.7	692.1
Diciembre	766.1	594.3	943.8	730.1	953.7	822.0	821.0	810.3	640.4	628.9	726.0
1984											
Enero	814.8	676.6	953.3	781.4	980.9	858.3	873.8	913.3	886.2	846.2	773.7
Febrero	857.0	674.9	964.2	838.8	1 012.0	903.2	899.8	980.7	908.3	767.8	804.6
Marzo	894.5	705.6	974.0	881.8	1 051.7	931.5	941.4	1 035.2	931.1	799.4	841.1
Abril	933.2	745.5	1 130.3	922.2	1 085.9	928.4	913.0	1 071.4	953.1	824.3	858.2
Mayo	964.1	773.5	1 237.6	958.2	1 113.0	978.0	1 028.1	1 087.8	913.8	834.7	887.7
Junio	999.0	798.6	1 241.7	997.1	1 154.3	1 024.6	1 093.8	1 128.6	912.3	840.0	913.7
Julio	1 031.4	838.7	1 251.9	1 029.4	1 198.4	1 088.6	1 135.8	1 157.1	912.3	849.0	948.1

El Sistema Nacional del Índice de Precios al Consumidor, recopila durante cada mes 80 000 cotizaciones directas en treinta y cinco ciudades, sobre los precios de aproximadamente 1 200 artículos y servicios específicos. Las promedios de dichas cotizaciones dan lugar a los índices de los 302 conceptos genéricos sobre bienes y servicios, que forman la base del Índice General en cada una de las ciudades y a nivel nacional. La estructura de ponderación está basada fundamentalmente en los resultados de la "Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares, 1977" elaborada por el Secretario de Programación y Presupuesto. La fórmula utilizada para la elaboración de estos índices es la de ponderaciones fijas de Laspeyres.

TABLA A2.1 Índice Nacional de precios al consumidor, base 1978=100, Ref. {34}

donde j_t es la tasa de inflación en el periodo t , t es el índice de precio del mismo periodo y por tanto $t-1$ se refiere al índice de precio del periodo anterior. El periodo que se maneja es un año.

Ejemplo: Se desea calcular la tasa de inflación general para el año 1971. Se toman los índices de precio para 1970 y 1971 de la tabla A2-1:

$$\begin{aligned} t &= 34.0 && - 1971 \\ t-1 &= 32.3 && - 1970 \end{aligned}$$

sustituyendo en (1):

$$j_{1971} = \left(\frac{34.0}{32.3} - 1 \right) \times 100 = 5.26\%$$

donde $j_{1971} = 5.26\%$ es la tasa inflacionaria general nacional para el año 1971 presentada en la tabla A2-2 junto con las tasas para los otros años hasta 1984 inclusive y los sectores escogidos.

CLASIFICACION POR SECTOR DE ORIGEN

Año	Indice General	Petróleo y deriv.	Productos de madera	Fabricación prod. quím.	Fabricación prod. metálicos
1971	5.26	0.68	4.00	5.34	3.06
1972	5.00	2.05	3.55	2.17	3.57
1973	12.04	6.66	8.57	7.09	9.19
1974	23.75	73.13	30.00	18.98	20.79
1975	15.15	29.96	18.42	11.13	15.90
1976	15.79	6.53	16.41	14.69	18.23
1977	28.94	28.68	29.37	28.97	34.34
1978	17.51	0.32	13.51	12.87	18.34
1979	18.20	1.00	19.20	11.90	16.50
1980	26.31	3.96	27.35	24.31	25.92
1981	28.00	11.14	31.49	24.73	23.24
1982	58.87	135.56	59.92	55.85	66.70
1983	101.88	175.63	112.53	137.83	136.89
1984	63.90	-	-	-	59.72
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)

TABLA A2-2 Tasas inflacionarias en México calculadas con base en los índices de precio para cuatro sectores diferentes, tomando como base 100 a 1978.

APENDICE 3

Este apéndice detalla el programa de computadora que se usó para agilizar los cálculos del costo de kW.h térmico tanto solar como convencional, dado que representa mucho más tiempo e imprecisión realizar éstos en forma manual.

El diagrama de flujo general usado para ambos casos es como lo muestra la fig A3-1.

Es decir, para cada terna de datos i_t , j_t y F_t del periodo t se encuentra su equivalente valor presente por alguna de las técnicas escogidas, hasta completar todos los F_t de la serie flujos, ya sea solar o convencional, y se suman todos estos valores presentes (P_n). Lo anterior se repite para las tres técnicas. Obtenido el valor presente total por la técnica

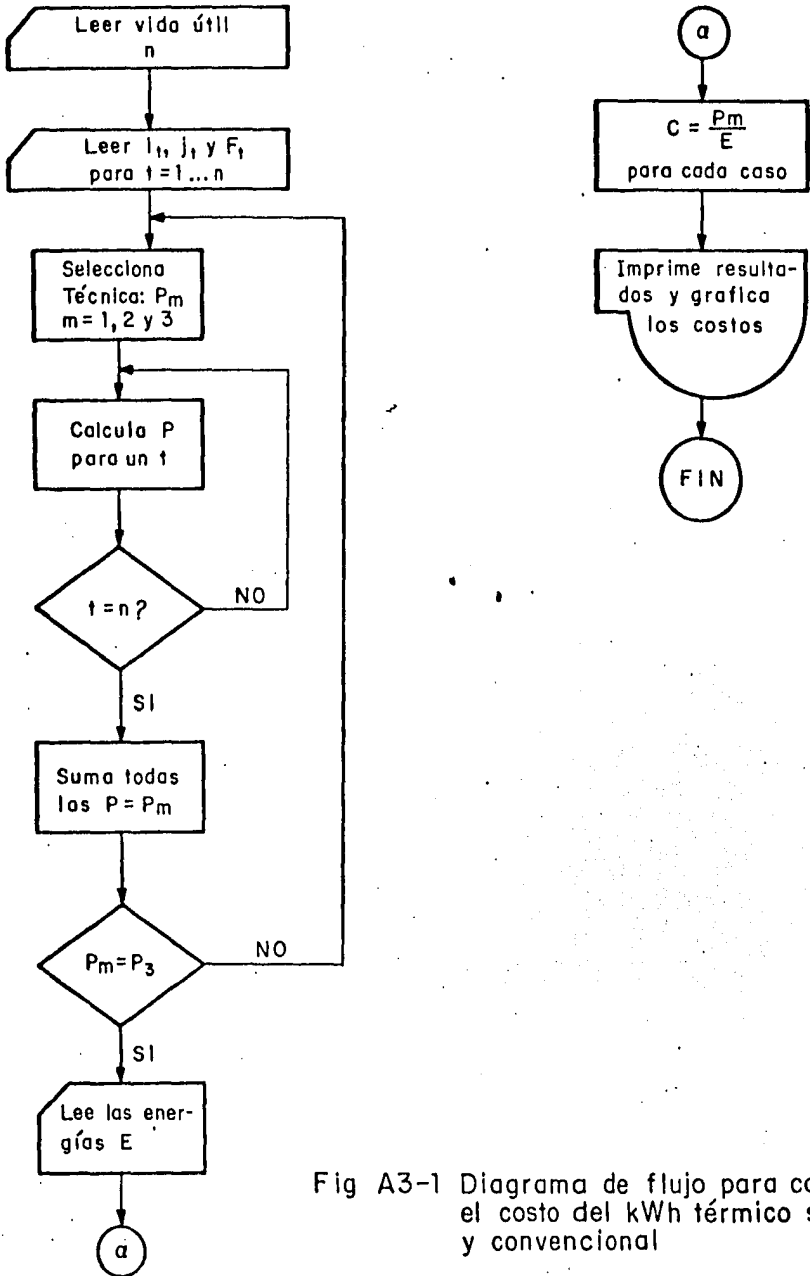


Fig A3-1 Diagrama de flujo para calcular el costo del kWh térmico solar y convencional

n (Pn), se divide entre la energía total esperada por la planta solar o la caldera para alguno de los casos, (cuando se trata de la planta solar se refiere al lugar y a la eficiencia; y al hablar de calderas es a la capacidad), repitiéndolo hasta abarcar todos los casos analizados. El resultado obtenido es el costo buscado, entonces solo se procede a ordenar los datos y resultados para presentarlos gráficamente, haciendo más fácil la labor de análisis.

El programa se dividió en dos partes:

- A. Evaluación del costo del kW.h solar
- b. Evaluación del costo del kW.h convencional

debido a que el primero es función del lugar donde se localiza la planta, del mes del año y la eficiencia global del sistema y el segundo solo es función de la capacidad de la caldera.

A. Evaluación del costo del kW.h solar

En esta parte del programa se utilizan dos matrices tridimensionales, cada una de las cuales maneja las técnicas para encontrar el valor presente, los meses del año y las energías entregadas por tres diferentes lugares. Una matriz supone una eficiencia global de la planta solar mínima y la otra supone una máxima.

Dado que la serie de flujos de la planta solar en estudio presenta costos anuales (F_t) mínimos y máximos, es necesario hacer el promedio de éstos para toda la serie, una vez obtenida la suma de los valores presentes equivalentes de cada uno. De aquí en adelante se trabaja con este valor promedio total de la serie de flujo solar que se obtiene por cada técnica. El listado del programa se presenta a continuación.

```

DO 0 I=0,30
  P1MI=P1MI+S1(I)
  P2MI=P2MI+S2(I)
  P3MI=P3MI+S3(I)
0  CONTINUE
  DD 2 I=0,30
  F1(I)=F2(I)
  IF(I.LT.1 .OR. I.GT.12) GO TO 2
  DO 1 J=1,3
    E1(J,I)=E1(J,I)*1.E6*FACTOR(J)
    E2(J,I)=E2(J,I)*1.E6*FACTOR(J)
1  CONTINUE
2  CONTINUE
  DO 3 I=0,30
    P1MA=P1MA+S1(I)
    P2MA=P2MA+S2(I)
    P3MA=P3MA+S3(I)
3  CONTINUE
  F1=16.*(P1MI+P1MA)/2.
  F2=16.*(P2MI+P2MA)/2.
  F3=16.*(P3MI+P3MA)/2.
  DO 5 I=1,3
    E1PROM(I)=0.0
    E2PROM(I)=0.0
    DO 4 J=1,12
      E1PROM(I)=E1PROM(I)+E1(I,J)
      E2PROM(I)=E2PROM(I)+E2(I,J)
4  CONTINUE
    E1PROM(I)=E1PROM(I)/12.
    E2PROM(I)=E2PROM(I)/12.
5  CONTINUE
  DO 7 I=1,3
    K=0
    DO 6 J=1,12
      C1(I,I,J)=P1/E1(I,J)
      C2(I,I,J)=P1/E2(I,J)
      C1(2,I,J)=P2/E1(I,J)
      C2(2,I,J)=P2/E2(I,J)
      C1(3,I,J)=P3/E1(I,J)
      C2(3,I,J)=P3/E2(I,J)
6  CONTINUE
7  CONTINUE
  DO 8 I=1,12
    WRITE(1,/)FLOAT(I),C1(3,3,I)
    WRITE(2,/)FLOAT(I),C2(3,3,I)
8  CONTINUE
  CLOSE(1,DISP=CRUNCH)
  CLOSE(2,DISP=CRUNCH)
  CALL EXIT
  END

```

B. Evaluación del costo del kW.h convencional

Esta parte del programa se simplifica debido a que, como ya se mencionó, el costo del kW.h solo es función de la caldera. Se lleva a cabo el cálculo para cuatro diferentes capacidades, sin ser necesario un promedio del valor presente equivalente de los costos anuales (F_t).

El listado se presenta en seguida:

```

DO 7 K=1,4
  P1=0
  P2=0
  P3=0
  DO 2 I=0,20
    IF(K.EQ.1) F1(I)=F01(I)
    IF(K.EQ.1) I1(I)=I1(I)/100.
    IF(K.EQ.1) J1(I)=J1(I)/100.
    IF(K.EQ.2) F1(I)=F02(I)
    IF(K.EQ.3) F1(I)=F03(I)
    IF(K.EQ.4) F1(I)=F04(I)
2  CONTINUE
    DO 3 I=0,20
      P1=P1+S1(I)
      P2=P2+S2(I)
      P3=P3+S3(I)
3  CONTINUE
    WRITE(6,10)K,P1,P2,P3
    FACTOR(1)=P1/E3(K)
    FACTOR(2)=P2/E3(K)
    FACTOR(3)=P3/E3(K)
    WRITE(6,11)E3(K),(FACTOR(L),L=1,3)
7  CONTINUE
    CLOSE(1,DISP=CRUNCH)
    CLOSE(2,DISP=CRUNCH)
    CALL EXIT
10  FORMAT(' Para el caso ',I1,' tenemos que:','//,5X,'P1 := ',F18.3,
  *,' P2 := ',F18.3,', P3 := ',F18.3)
11  FORMAT(' Para la Energia ',F18.3,' Kw-Hr, los precios unitarios
  *son:','//,3(F8.3,',')//)
  END

```

APENDICE 4

En este apartado se detalla como se obtuvieron tanto el gasto inicial así como el gasto anual de calderas, los cuales son utilizados en el cálculo del valor presente de la inversión llamada convencional.

El gasto inicial denominado I_0 se compone por el precio del equipo más el costo de su instalación, los cuales se obtuvieron directamente como datos que ofrece el fabricante siendo el costo de instalación el 15% del precio inicial de acuerdo a su criterio y experiencia. Ambos costos dependen de la capacidad de la caldera, que está dada en caballos de calderas (cc), en la siguiente forma.

Capacidad (cc)	Precio equipo (1)	Costo instalación (2)	Gasto Inicial I_0 (1)+(2) - (\$)
150	7,250,000	1,087,500	8,337,500
200	8,200,000	1,230,000	9,430,000
250	10,330,000	1,549,500	11,879,500
300	11,300,000	1,695,000	12,995,000

TABLA A4.1 Gasto inicial para calderas como función de su capacidad

El gasto anual está compuesto por los costos de operación, mantenimiento y reposición que necesita la caldera al año para poder trabajar satisfactoriamente durante su vida útil estimada.

La caldera requiere combustible y electricidad diariamente para su operación, la obtención de cuánto dinero debe invertirse en esto anualmente se le llama obtención del costo anual de operación. El fabricante proporciona una tabla como la presentada en A4-2 o la presentada en A4-3 (estas tablas son equivalentes pero de dos diferentes proveedores) la cual contiene diferentes características de sus calderas como el tamaño, el consumo de combustible, el consumo de electricidad, etc. como función de su capacidad. Con estos datos se calcula el costo destinado anualmente a dichos consumos en la siguiente forma:

Ej. El costo del combustoleo es 4.98 \$/lt.

El consumo de combustolio para una caldera de 150 cc es 42 galones por hora, de acuerdo a la tabla A4-3, y hacien

Especificaciones Técnicas	Modelo E-16 (Diesel o gas)		Modelo E-33 (Diesel o gas)		Modelo E-60 (Diesel o gas)		Modelo E-100 (Diesel o gas)		Modelo E-150 (Diesel o gas)		Modelo E-185 (gas) 60 Hz		Modelo E-185 (Diesel) 60 Hz.	
	Unidad Inglesa	Unidad Métrica	Unidad Inglesa	Unidad Métrica	Unidad Inglesa	Unidad Métrica	Unidad Inglesa	Unidad Métrica	Unidad Inglesa	Unidad Métrica	Unidad Inglesa	Unidad Métrica	Unidad Inglesa	Unidad Métrica
CABALLOS CALDERA. Suministrados a 7 kg/cm ² Man. (100 psig) con agua de alimentación a 100°C (212°F).	19.4 BHP		38.8 BHP		70.7 BHP		117.8 BHP		176.7 BHP		217.9 BHP		201.6 BHP	
SUMINISTRO NETO DE CALOR	557,338 BTU/Hr 139 189 KCal/Hr.		1,104,675 BTU/Hr. 278 388 KCal/Hr.		2,008,500 BTU/Hr. 506 147 KCal/Hr.		3,347,500 BTU/Hr. 843,735 KCal/Hr.		5,021,250 BTU/Hr. 1,265,305 KCal/Hr.		6,182,875 BTU/Hr. 1,560,605 KCal/Hr.		6,728,410 BTU/Hr. 1,643,380 KCal/Hr.	
EVAPORACION EQUIVALENTE con agua de alimentación de 7100°C (212°F)	570 Lbu/Hr 259 Kg/Hr.		1140 Lbu/Hr. 518 Kg/Hr.		2070 Lbu/Hr. 839 Kg/Hr.		3451 Lbu/Hr. 1565 Kg/Hr.		5175 Lbu/Hr. 2347 Kg/Hr.		6380 Lbu/Hr. 2895 Kg/Hr.		5920 Lbu/Hr. 2680 Kg/Hr.	
PRESION DE DISEÑO	160 psi 11.2 Kg/Cm ²		160 psi 11.2 Kg/Cm ²		160-300 psi 11.2-21.0 Kg/Cm ²		160-300 psi 11.2-21.0 Kg/Cm ²		160-300 psi 11.2-21.0 Kg/Cm ²		160-400 psi 11.28 1 Kg/Cm ²		160-400 psi 11.28 1 Kg/Cm ²	
PRESION MAXIMA DE OPERACION DEL VAPOR	65-150 psi 4.5-10.5 Kg/Cm ²		65-150 psi 4.5-10.5 Kg/Cm ²		150-275 psi 10.5-19.3 Kg/Cm ²		150-275 psi 10.5-19.3 Kg/Cm ²		150-275 psi 10.5-19.3 Kg/Cm ²		150-275 psi 10.5-19.3 Kg/Cm ²		150-275 psi 10.5-19.3 Kg/Cm ²	
CONSUMO DE ACEITE COMBUSTIBLE Con suministro máximo de vapor. Basado en aceite combustible No. 2 de 30 a 40 API de Gravedad.	4.86 GPH 18.5 Litros/Hr.		9.9 GPH 37.5 Litros/Hr.		17.8 GPH 68 Litros/Hr.		29.8 GPH 112 Litros/Hr.		45.8 GPH 174 Litros/Hr.				54 GPH 204 Litros/Hr.	
CONSUMO DE GAS (Ver Nota 2) Con suministro máximo de vapor basado en gas natural de 1100 BTU/Pie ³ a una presión de 6" de columna de agua. ó 9891 KCal/M ³ a 152 mm. (Los modelos EG-16 y EG-33 pueden operar con gas L.P.).	830 Pie ³ /Hr. 17.8 M ³ /Hr.		1258 Pie ³ /Hr. 35.5 M ³ /Hr.		2300 Pie ³ /Hr. 65 M ³ /Hr.		3800 Pie ³ /Hr. 107.5 M ³ /Hr.		5853 Pie ³ /Hr. 165.7 M ³ /Hr.		7400 Pie ³ /Hr. 209 M ³ /Hr.			
CONTENIDO DE AGUA en operación normal.	2.4 Gal. 9 Litros		3.7 Gal. 12.1 Litros		6.5 Gal. 24.6 Litros		10.6 Gal. 40 Litros		18 Gal. 68 Litros		22 Gal. 83 Litros		22 Gal. 83 Litros	
MOTOR ELECTRICICO	1/2 HP 3/4 HP México		1 1/2 HP 2 HP Para otros motores a 1828 M. y 60 Hz		5 HP 17.5 HP Para otros motores a 2021 M. y 60 Hz		7 1/2 HP		10 HP 15 HP México		15 HP		15 HP	
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO	49 Pie ² 4.55 M ²		77 Pie ² 7.15 M ²		116 Pie ² 10.77 M ²		164 Pie ² 15.2 M ²		245 Pie ² 22.5 M ²		270 Pie ² 25 M ²		270 Pie ² 25 M ²	
DIMENSIONES APROXIMADAS Largo Ancho-Generador solo Altura-Incluyendo gas y adaptador de Chimenea	48" 35" 53"	1220 m.m. 890 m.m. 1346 m.m.	62" 38" 63"	1570 mm. 865 mm. 1600 mm.	68" 38" 72"	1750 mm. 1090 mm. 1830 mm.	80" 48" 87"	2030 mm. 1245 mm. 2210 mm.	85" 55" 97"	2160 mm. 1395 mm. 2465 mm.	86" 60" 97"	2180 mm. 1925 mm. 2465 mm.		
PESO DE EMBARQUE Generador solo - doméstico Tanque receptor de condensados-doméstico o para exportación	885 Lbs. 260 Lbs.	403 Kg. 118 Kg.	1500 Lbs. 260 Lbs.	680 Kg. 118 Kg.	2600 Lbs. 379 Lbs.	1179 Kg. 170 Kg.	4000 Lbs. 375 Lbs.	1810 Kg. 170 Kg.	4700 Lbs. 555 Lbs.	2132 Kg. 253 Kg.	5080 Lbs. 500 Lbs.	2309 Kg. 726 Kg.	6050 Lbs. 500 Lbs.	2290 Kg. 226 Kg.
VOLUMEN DE EMBARQUE Generador solo Tanque receptor de condensados	47 Pie ³ 15 Pie ³	1.37 M ³ .44 M ³	70 Pie ³ 20 Pie ³	1.95 M ³ .56 M ³	140 Pie ³ 33 Pie ³	3.85 M ³ .92 M ³	150 Pie ³ 49.3 Pie ³	4.25 M ³ 1.38 M ³	240 Pie ³ 49.3 Pie ³	6.70 M ³ 1.38 M ³	240 Pie ³ 49.3 Pie ³	6.70 M ³ 1.38 M ³	240 Pie ³ 49.3 Pie ³	6.70 M ³ 1.38 M ³

Nota 1. La atención técnica prometida de los Generadores Clayton, conforme a su política de fábrica en de BOP.

Nota 2. Los motores de vapor para gas natural, manufacturados o basados. Especificar su tipo, calorífico (BTU) o KCal/m³, gravedad específica y la presión disponible. El modelo E-60 y los mayores pueden funcionar con quemadores diseñados para quemar gas y/o aceite combustible.

Nota 3. Los datos que aparecen están sujetos a cambios conforme a condiciones y/o requerimientos de operación específicos.

Las especificaciones contenidas en esta folleto tuvieron efecto al aprobarse su impresión y publicación. CLAYTON, su política es de constante superación, se reserva el derecho de discontinuar algún modelo o de efectuar cambios en las especificaciones técnicas en cualquier tiempo, sin obligación de avisar.

TABLA A 4.2 Especificaciones Técnicas del fabricante para calderas, de acuerdo al modelo, (ref. [39])

Boiler Horsepower		Dim.	50	60	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700		
Length	Overall	A	10'-11"	10'-11"	14'-3"	14'-3"	15'-10"	14'-7"	14'-7"	14'-9"	14'-9"	14'-9"	21'-10"	14'-11"	14'-11"	23'-2"	23'-11"	23'-11"	
	Shell	B	7'-8"	7'-8"	10'-11"	10'-11"	12'-6"	10'-5"	12'-5"	13'-0"	13'-0"	14'-3"	16'-9"	16'-9"	19'-6"	18'-6"	21'-3"	21'-3"	
	Base frame	C	7'-7"	7'-7"	10'-11"	10'-11"	12'-6"	10'-4"	12'-4"	14'-11"	14'-11"	11'-11"	14'-3"	16'-8"	12'-7"	15'-5"	18'-5"	21'-3"	
	Front head extension (approx.) Rear head extension	D E	21" 18"	21" 18"	22" 18"	22" 18"	23" 18"	23" 19"	31" 19"	31" 19"	36" 19"	36" 23"	36" 23"	36" 23"	36" 23"	36" 23"	36" 23"	36" 23"	
Width	Overall	H	63"	63"	63"	63"	63"	76"	76"	76"	98"	98"	98"	116"	116"	116"	116"	116"	
	I.D. Boiler	I	48"	48"	48"	48"	48"	48"	60"	60"	60"	78"	78"	78"	96"	96"	96"	96"	
	Center to water column	J	36"	36"	36"	36"	36"	43"	43"	43"	56"	56"	56"	65"	65"	65"	65"	65"	
	Center to lagging Base	K L	27" 36"	27" 36"	27" 36"	27" 36"	27" 36"	33" 36"	33" 31"	33" 31"	42" 31"	42" 31"	42" 31"	42" 31"	51" 31"	51" 31"	51" 31"	51" 31"	
Height	Overall	NN	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	7'-2"	7'-2"	7'-2"	7'-2"	8'-10"	8'-10"	8'-10"	10'-8"	10'-8"	10'-8"	10'-8"	
	Base to vent outlet	N	5'-10"	5'-10"	5'-10"	5'-10"	5'-10"	7'-1"	7'-1"	7'-1"	7'-1"	8'-10"	8'-10"	8'-10"	10'-8"	10'-8"	10'-8"	10'-8"	
	Base to steam outlet	O	5'-6"	5'-6"	5'-6"	5'-6"	5'-6"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	6'-5"	9'-10"	9'-10"	9'-10"	9'-10"	
	Height of base	P	12"	12"	12"	12"	12"	12"	12"	12"	12"	11"	11"	11"	12"	12"	12"	12"	
Boiler Connection	Steam nozzle 15 lb. DP., 150# Fl., Steam nozzle 150 lb. DP., 300# Fl., [unless otherwise noted]	R	6" Fl.	6" Fl.	6" Fl.	6" Fl.	8" Fl.	8" Fl.	8" Fl.	10" Fl.	10" Fl.	12" Fl.	12" Fl.	12" Fl.	12" Fl.	12" Fl.	12" Fl.	12" Fl.	
		S	3" NPT	3" NPT	3" NPT	3" NPT	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	4" Fl.	
Vent Stack	Diameter (lfd. to section)	BS	10"	10"	12"	12"	12"	16"	16"	16"	20"	20"	20"	24"	24"	24"	24"	24"	
Minimum Clearance	Rear door swing	GG	4'-2"	4'-2"	4'-2"	4'-2"	4'-2"	2'-8"	2'-8"	2'-8"	3'-2"	3'-2"	3'-2"	4'-3"	4'-3"	4'-3"	4'-3"	4'-3"	
	Front door swing	DD	4'-2"	4'-2"	4'-2"	4'-2"	4'-2"	5'-2"	5'-2"	5'-2"	5'-2"	7'-5"	7'-5"	8'-0"	8'-0"	8'-0"	8'-0"	8'-0"	
	Tube removal, rear	EE	7'-0"	7'-0"	10'-3"	10'-3"	11'-10"	11'-10"	11'-2"	11'-2"	14'-2"	10'-11"	13'-1"	15'-2"	11'-3"	14'-1"	12'-1"	10'-10"	10'-10"
	Tube removal, front	FF	6'-2"	6'-2"	9'-5"	9'-5"	11'-0"	8'-2"	10'-7"	13'-2"	9'-8"	11'-10"	14'-4"	9'-8"	12'-2"	15'-2"	15'-2"	18'-4"	
Minimum Boiler Room Length Allowing for Door Swing and Tube Removal from	Rear of boiler	RR	19'-3"	19'-3"	25'-9"	25'-9"	28'-11"	25'-7"	29'-7"	34'-9"	30'-4"	34'-9"	39'-9"	32'-11"	38'-7"	44'-7"	40'-1"	40'-1"	
	Front of boiler	RF	18'-5"	18'-5"	24'-11"	24'-11"	28'-1"	21'-8"	25'-8"	30'-10"	25'-3"	29'-8"	34'-8"	24'-10"	32'-6"	38'-6"	38'-6"	44'-0"	
	Thru window or doorway	RD	16'-10"	16'-10"	20'-1"	20'-1"	21'-8"	18'-8"	20'-8"	22'-3"	22'-11"	25'-2"	27'-8"	24'-1"	28'-11"	31'-11"	34'-6"	34'-6"	
Weight in Lbs.	*Applies weight, 150 lb. DP. Normal water capacity		6,750	6,900	8,600	8,800	9,300	12,400	13,300	15,900	22,700	25,400	28,000	34,300	41,000	44,350	44,350	53,900	
	Water capacity flooded		3,175	2,970	4,625	4,460	5,085	5,750	7,250	8,625	10,470	13,000	15,465	18,040	20,630	23,925	26,460	26,460	
			3,665	3,500	5,470	5,250	5,940	6,470	9,295	11,130	13,880	16,840	20,090	24,630	29,925	31,310	31,310	38,600	
Ratings, See Level to 3000 ft.	Steam capacity (213°F)	lb/hr	1,775	2,070	2,415	2,760	3,430	4,315	5,175	6,900	8,675	10,350	12,025	13,800	15,800	17,250	20,700	24,150	
	BTU output		1,674	2,009	2,343	2,748	3,430	4,184	5,071	6,495	8,269	10,043	11,718	13,270	16,238	19,206	22,174	26,142	
	EDR steam, gross	sq. ft.	9,970	8,370	9,760	11,160	12,950	17,450	20,970	27,900	34,900	41,850	48,800	55,800	62,750	69,700	83,700	97,650	
	EDR steam, net MCA, BTU/Hr water, net MCA,	sq. ft. MBH	5,379 1,339	6,695 1,607	7,011 1,875	8,922 2,147	11,158 2,678	13,018 3,248	16,738 4,017	22,317 5,358	27,896 6,695	33,475 8,074	40,054 9,373	46,633 10,712	53,212 12,390	59,791 14,068	66,370 16,068	78,168 19,746	
Approximate Fuel Consumption at Rated Capacities	Light oil GPH		15	18	21	24	30	38	45	60	75	90	103	120	150	180	209		
	Heavy oil GPH		14	17	19	22	28	35	43	56	70	84	98	112	140	168	198		
	Gas CFH — 300 BTU-mfg.		4,190	5,020	5,860	6,700	8,370	10,460	12,560	16,740	20,920	25,110	29,300	33,500	41,830	50,160	58,490	66,820	
	Gas CFH — 800 BTU-mixed		2,615	3,140	3,665	4,190	5,235	6,540	7,850	10,460	13,080	15,695	18,310	20,925	24,535	28,150	31,770	36,610	
	Gas CFH — 1000 BTU-natural		2,095	2,510	2,930	3,350	4,185	5,120	6,060	8,070	10,080	12,090	14,100	16,110	18,750	20,975	25,100	29,300	
	Gas (therms per hr.)		21.0	25.1	29.3	33.5	41.9	51.2	61.8	81.7	104.6	128.5	152.4	176.3	209.3	251.0	293.0	348.0	
Power Requirements	Blower Motor, HP	(All models except gas Gas models only #2 oil #4 oil #5 & #6 oil)	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	2 1/2 1/2 1/2 5	
	Oil Pump Motor, HP		1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	
	Oil Heater, KW		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	Air Compressor Motor HP (oil fired only)		8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	

TABLA A 4.3 Especificaciones Técnicas del fabricante para calderas de acuerdo a su capacidad, (ref. [40])

do las conversiones indicadas se obtiene:

$$42 \frac{\text{galones}}{\text{hora}} \times 3.87 \frac{\text{litros}}{\text{galón}} \times 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 365.25 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 1,424,826 \frac{\text{litros}}{\text{año}}$$

por lo que su costo será:

$$1,424,826 \frac{\text{litros}}{\text{año}} \times 4.98 \frac{\$}{\text{litro}} = 7,104,800 \frac{\$}{\text{año}} \quad (1)$$

Por otro lado se requiere electricidad para mover un ventilador, una bomba y un compresor con las siguientes potencias

motor ventilador	7½ HP
motor bomba	1/3 HP
motor compresor	0 HP

datos obtenidos de la tabla A4-3, suponiendo el caso específico de la caldera de 150 cc, cabe marcar que para este caso el compresor toma la energía del motor del ventilador, por eso su potencia es cero. Se hace la conversión a watts:

$$(7\frac{1}{2} + 1/3) \text{ HP} \times 0.7457 \frac{\text{kW}}{\text{HP}} = 5.84 \text{ kW}$$

además se requiere una potencia de 5 KW para calentar el aceite combustible (dato obtenido en la misma tabla). La suma indica 10.84 kW de consumo eléctrico y esto equivale a $95,035 \frac{\text{kW.h}}{\text{año}}$,

si se trabajan 24 horas por día todos los días del año. Debido a que la tarifa del kW.h que corresponde (kW.h industrial) es 4.25 \$/kW.h ref [2], el costo total del consumo eléctrico, para esta caldera es:

$$95,035 \frac{\text{kW.h}}{\text{año}} \times 4.25 \frac{\$}{\text{kW.h}} = 403,898.66 \frac{\$}{\text{año}} \quad (2)$$

finalmente sumando (1) y (2) queda determinado el costo de operación de una caldera de 150 cc, igual a 7,508,700 \$/año.

Usando el mismo procedimiento se tienen los costos de operación siguientes:

Capacidad (cc)	Costo de Consumo comb. (\$/año)	Costo de Consumo elect. (\$/año)	Costo total de operación -G0 (\$/año)
150	7,104,800	403,900	7,508,700
200	9,473,100	473,400	9,946,500
250	11,841,300	497,000	12,338,300
300	14,209,600	571,100	14,780,700

La caldera requiere mantenimiento como limpieza, purgas de tuberías, reposición de piezas, etc. El fabricante ofrece técnicos especializados en mantenimiento y operación de sus calderas. Se denomina costo de mantenimiento al costo de la mano de obra por este servicio. Tomando por tanto el dato del fabricante se tiene:

Capacidad (cc)	Costo del servicio \$/sem	Gasto de manten.-GM \$/año
150	124, 350	248,700
200	124, 350	248,700
250	137, 600	275,200
300	137, 600	275,200

La caldera necesita reponer algunas piezas, así como invertir en algunos materiales para limpieza y purgas de sí y de sus tuberías para cumplir con el mantenimiento preventivo que garantice su vida útil. La tabla A4-4 muestra estos materiales y sus costos para calderas de 50 a 250 cc, siendo el costo total por reposición -GR 207,504 \$/año. Para capacidades entre 250 y 400 cc, se incrementa este costo un 5% aproximadamente, presentando por lo tanto un costo por reposición de 217,879.2 \$/año.

Material	Unidad	Cantidad (unid./año)	Costo unitario (\$)	Costo total (\$/año)
Espreas	pieza	4	2,600	10,400
Válvula solenoide	pieza	2	17,000	34,000
Desollinado	-	1	27,000	27,000
Productos químicos	litro	240	91	21,840
Acuacont	litro	540	147	79,380
Análisis de agua	-	12	1,407	16,884
Mano de obra	-	12	1,500	18,000
Costo total por reposición - GR				207,504

TABLA A4-4 Composición del costo anual por reposición para calderas con capacidad entre 50 a 250 cc

Finalmente el costo anual de calderas es la suma de los tres anteriores, como lo indica la tabla A4-5.

Capacidad (cc)	GO (\$/año)	GM (\$/año)	GR (\$/año)	Gasto anual total GOMR - (\$/año)
150	7,508,700	248,700	207,504	7,964,900
200	9,946,500	248,700	207,504	10,402,700
250	12,338,300	275,200	207,504	12,821,000
300	14,780,700	275,200	217,880	15,273,780

TABLA A4-5. Gasto anual de operación, mantenimiento y reposición para calderas como función de su capacidad.

El costo inicial y los gastos anuales de calderas forman la serie de flujo para la opción convencional, con la cual se calcula el costo del kW.h convencional que se usa para comparar la opción solar.