

C.N.E.A. Biblioteca	
ARCHIVO PUBLICACIONES	
NO 1	AÑO 1983

01-83.10

CNEA-NT 19/83

REPUBLICA ARGENTINA
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA
Dependiente de la Presidencia de la Nación
DIRECCION DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
Departamento de Prospectiva y Estudios Especiales

SISTEMAS A TORRE CENTRAL
PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR
ESTADO ACTUAL DE SU DESARROLLO*

Jaime A. MORAGUES

Miembro de la Carrera del Investigador del CONICET

Buenos Aires

1983

* Trabajo solicitado por la Subsecretaría de Ciencia y Tecnología.

1.- INTRODUCCION

Los proyectos de demostración, actualmente en operación, de sistemas a torre central para la concentración de la radiación solar y su conversión a energía térmica, permiten afirmar que la factibilidad técnica de los mismos es tá demostrada y que para su utilización en gran escala solo se requieren desa rrollos que permitan reducir los costos de sus componentes a fin de hacerlos com petitivos con los sistemas convencionales. Su elevado factor de concentración permite calentar fluídos en un amplio intervalo de temperatura (150 a 1.000 °C) con eficiencias razonables (50 al 70 % según los casos), por lo que tienen apli cación tanto en la producción de calor para diversos procesos industriales cu an to en la generación de electricidad. En ambas aplicaciones el sistema puede ope rar solo o en conjunto con plantas convencionales a fin de ahorrar combustible.

El objetivo del presente trabajo es poner al día la información díspo nible a nivel mundial sobre los desarrollos realizados para el empleo de los sis temas a torre central, los costos presentes y las estimaciones futuras. En la Secc. 2 describimos brevemente el principio básico de funcionamiento del sistema y sus características generales especificando en la Secc. 3 las facilidades expe rimentales existentes y los prototipos de demostración en construcción y opera ción. En la Secc. 4 mencionamos los nuevos proyectos en etapa de diseño y discu timos en la Secc. 5 los costos actuales y sus proyecciones en función de los de sarrollos tecnológicos necesarios para alcanzar valores competitivos.

2.- PRINCIPIO BASICO DE FUNCIONAMIENTO. CARACTERISTICAS GENERALES

La idea básica del sistema a receptor central con foco puntual, deno minado también sistema a torre central, es la de concentrar por medios ópticos en una zona relativamente reducida (pocos metros cuadrados) la energía solar in cidente sobre una gran superficie de la Tierra (varios miles de m²). Esto se rea liza mediante un conjunto de espejos planos o curvos convenientemente distríbu i dos (campo de espejos), que refleja la radiación solar que llega a ellos hacia un receptor-caldera ubicado en la cúspide de una torre, donde se convierte en energía térmica. Los espejos están montados sobre heliostatos y distribuidos en forma tal que no se hagan sombra entre ellos en la mayor parte del día tanto para

los rayos incidentes cuanto para los rayos reflejados. La torre puede estar montada en el centro del campo de espejos o en uno de los extremos; en este último caso el campo de espejos puede, además, estar montado sobre una terraza inclinada. En la Fig. 1 se muestran dos esquemas del sistema descripto.

La radiación solar interceptada por el área de un espejo obviamente depende de la dirección de los rayos respecto de la normal al mismo. La proyección del área del espejo sobre la normal a la dirección de los rayos, que en definitiva es el área efectiva del espejo, varía con las horas del día y la distancia a que se encuentra el espejo del receptor, aumentando a medida que aumenta la altura de la torre. La consiguiente pérdida de eficiencia del espejo por proyección del área se denomina efecto de coseno o de pérdida de área.

Si consideramos un espejo plano, el tamaño del área de abertura del receptor dependerá del tamaño del área proyectada del espejo y, debido a la abertura angular del sol, 32 minutos de arco, también de la distancia entre espejo y receptor. El primer efecto se puede modificar usando espejos curvos que concentran la radiación. En realidad cada reflector se construye con un conjunto de espejos ligeramente curvados distribuidos convenientemente para hacer el efecto de un único espejo curvo.

En el receptor se ubica la caldera, en la que la energía térmica producida se transfiere a un fluido, el cual puede accionar directamente las turbinas o, a su vez, entregar el calor a otro. Se han propuesto varios tipos de receptor-caldera, siendo en general la configuración de los mismos la de una cavidad que tiene la propiedad de actuar casi como un cuerpo negro en lo que a absorción de radiación se refiere, siendo, además, fácil de aislar térmicamente. Para evitar pérdidas por radiación, en algunos casos se propone el empleo de estructuras antirradianes en la abertura de la cavidad. También se ha propuesto cerrar la cavidad durante las horas sin sol con una compuerta aislada a fin de evitar que se enfríe, con lo cual también se disminuye el número de los ciclos térmicos a los que están sometidos los materiales. El receptor es el subsistema que quizá requiera de la tecnología más elaborada, pues las densidades de flujo de energía que recibe, alrededor de $1 \text{ MW}_t/\text{m}^2$, son elevadas y variables sobre un mismo punto del receptor. Además, la naturaleza intermitente de la radiación solar provoca problemas de fatiga en los materiales dado que, durante los 30 años de vida útil de una central, el receptor está sometido a más de 10.000 ciclos debido a la variación día-noche y otro tanto debido al pasaje de nubes durante el día.

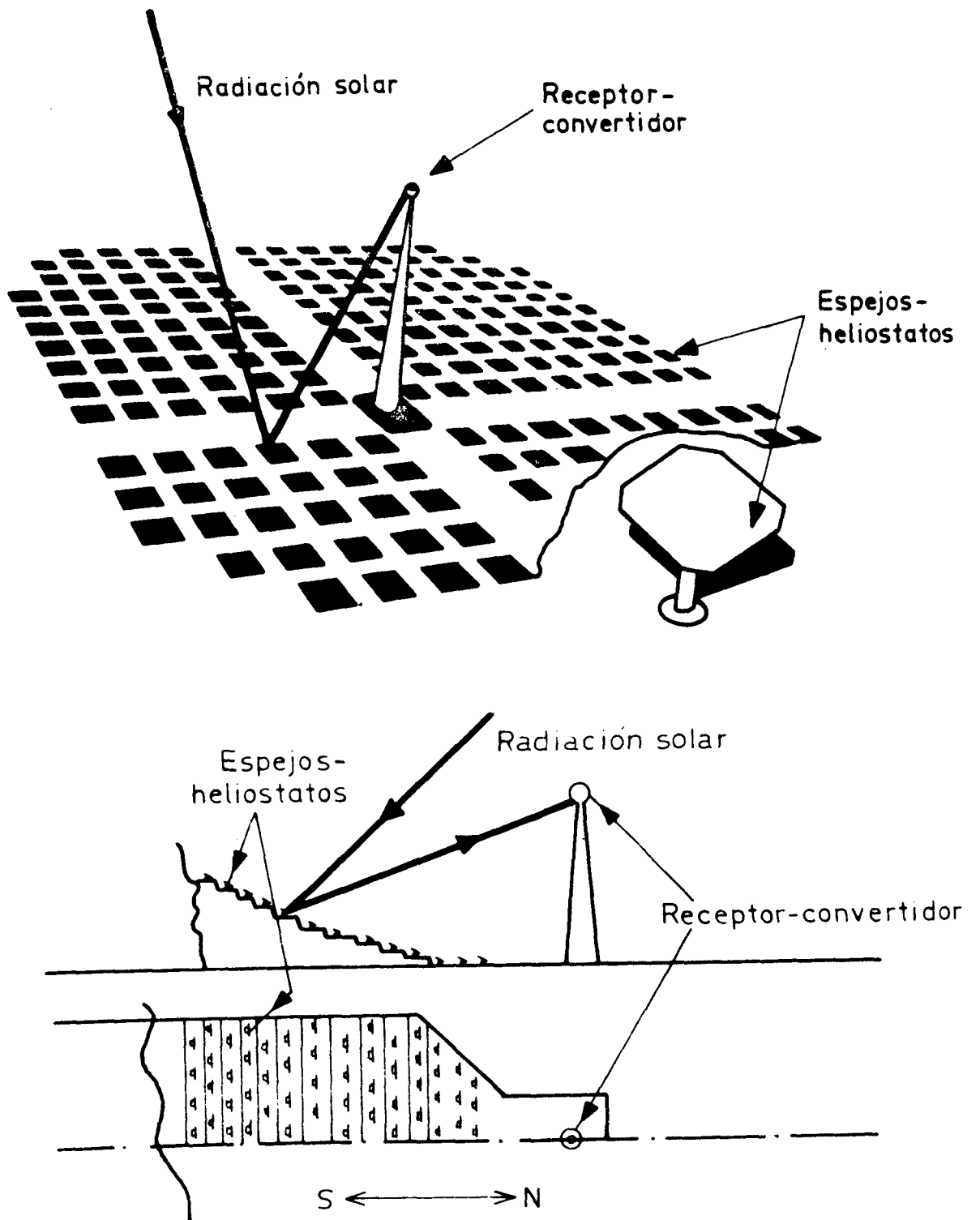


Fig. 1: Esquemas de sistemas a receptor central. En la figura superior se muestra una distribución simétrica de espejos respecto a la torre, ubicados todos en un mismo plano. En la figura inferior la planta y el corte corresponden a un campo de espejos en una terraza inclinada, con la torre en un extremo y con la orientación correspondiente a la Argentina.

El sistema a torre central permite lograr factores de concentración elevados, por lo cual se pueden alcanzar temperaturas altas con buena eficiencia. Para fijar las ideas consideremos los valores de diseño del caso de una central de 1 MW_e de potencia actualmente en construcción. El área total de reflectores es de 11.400 m^2 formada por 300 espejos de 38 m^2 cada uno distribuidos en 16 filas. El factor de ocupación del terreno es del 21 % o sea que el área total de terreno requerida es de 54.290 m^2 . La torre, en este caso ubicada al sur del campo de espejos, tiene una altura de 60 m con un receptor-caldera tipo cavidad con una abertura de 11.6 m^2 . El factor de concentración geométrico resulta de 990. El fluido de trabajo, vapor de agua, sale del receptor-caldera a 520°C y 110 kg/cm^2 de presión. La eficiencia del campo de espejos o sea la eficiencia con que estos reflejan y concentran la radiación solar que llega sobre ellos hasta la abertura de la cavidad del receptor-caldera (que incluye sombra de la torre, efecto coseno, reflectividad de los espejos, atenuación atmosférica y exactitud óptica) es de 62 %. La eficiencia desde la entrada de la radiación solar al receptor-caldera, la conversión de esta en energía térmica, su transferencia al fluido de trabajo y el transporte de éste hasta la turbina (que incluye pérdida por reflexión de la radiación solar y emisión de radiación infrarroja a través de la abertura de entrada y pérdidas por convección y conducción) es de 87,6 %. La eficiencia térmica del sistema es por lo tanto de 54,3 %. Considerando para la turbina una eficiencia de 27,7 %, se tiene una eficiencia total bruta de conversión de energía solar en electricidad del 15 %.

Para el empleo de sistemas de torre central en la generación de electricidad se han considerado tres posibles ciclos termodinámicos: Rankine, Brayton y Stirling. El ciclo de Rankine es el más estudiado y se emplea normalmente en los prototipos a torre central actualmente en operación. Como las centrales solares de potencia estarán ubicadas en regiones áridas, es conveniente utilizar ciclos térmicos con fluidos de trabajo gaseosos y enfriamiento por aire. La elevada temperatura de operación inherente a los ciclos térmicos a gases de Brayton y Stirling y, por lo tanto, su mayor eficiencia, sugieren que estos sistemas presentarán ventajas económicas al permitir menores áreas de colección. Se han propuesto ciclos cerrados de helio y abierto de aire. En particular el Electric Power Research Institute de EE.UU. de N.A. está realizando estudios experimentales¹⁾ para el diseño y fabricación de receptores de cerámica para su

empleo en ciclos de Brayton.

3.- EXPERIENCIA ACTUAL

3.1. Facilidades experimentales existentes

Vamos a describir brevemente las principales facilidades experimentales que existen actualmente en diferentes países, las cuales han sido y son utilizadas para las pruebas de funcionamiento, operación y selección de los diferentes componentes del sistema a torre central.

3.1.1. *St. Ilario de Nervi, Genova, Italia*

El primer sistema a torre central de tamaño apreciable (100 kW_t) construido para la producción de vapor a elevada presión y temperatura fue el diseñado y construido por el Profesor Giovanni Francia en St. Ilario de Nervi, Genova, Italia. Las tareas fueron comenzadas²⁾ en el año 1965 con un primer sistema constituido por 121 espejos de 29 cm de radio cada uno, ligeramente curvados y montados sobre un sistema denominado dispositivo de "movimiento cinemático" para seguir el movimiento aparente del Sol. El área total de espejos era de 30 m^2 y el receptor-caldera estaba ubicado a 3 m de altura sobre el centro del campo. Este primer sistema sufrió modificaciones sucesivas²⁾ hasta llegar en 1967 a constituir un campo de 271 espejos planos de sección circular con un área de $0,5 \text{ m}^2$ cada uno. El conjunto reflectante tenía un área total de 135 m^2 empleándose el mismo principio de movimiento de los espejos. La caldera estaba suspendida a 12 m sobre el centro del campo de espejos siendo su abertura de 0,9 m de diámetro. En la Fig. 2 se muestra una foto del conjunto. Con este sistema, al mediodía solar, con una intensidad de 900 W/m^2 se obtenían $\sim 130 \text{ kg/h}$ de vapor a 150 atm de presión y 600°C de temperatura con una eficiencia de $\sim 73 \%$. Finalmente en el año 1973 la empresa italiana Ansaldo decidió iniciar, en una escala comercial, actividades de investigación y desarrollo en este campo para lo cual realizó un convenio con la Universidad de Genova para emplear a tales fines la planta experimental de St. Ilario. Manteniendo el área reflectora total se modificó el campo reduciendo el número de espejos a 145 e incrementando el diámetro de cada uno a 1,1 m empleándose el mismo principio de seguimiento del movimiento aparente del sol. En esta

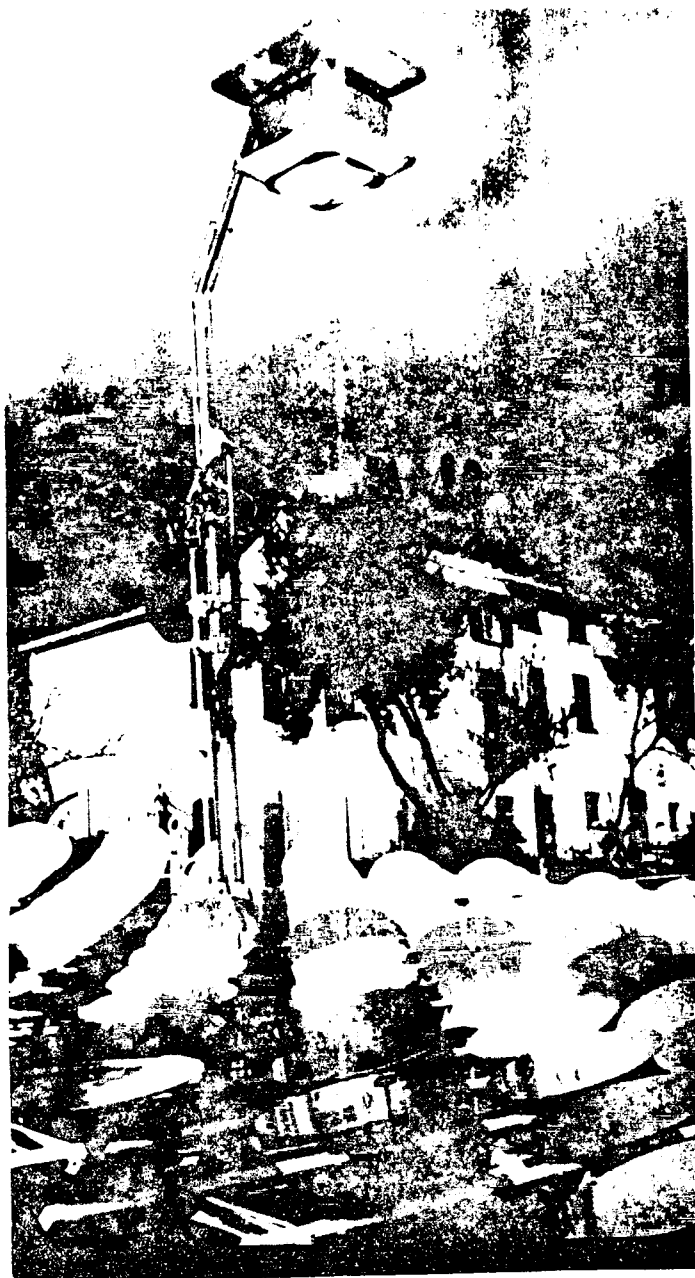


Fig. 2: Sistema a torre central de 100 kW térmico instalado en St. Ilario de Nervi, Genova, Italia.

facilidad de prueba fueron estudiados prototipos de receptor-caldera en base de los cuales se diseñó y construyó el de la central FURELIO de 1 MW_e (ver Secc. 3.2.3.).

3.1.2. *Japón*

Como parte del "Sunshine Project" patrocinado por el gobierno Japonés para el aprovechamiento de la energía solar la Mitsubishi Heavy Industries comenzó en 1974 un programa de investigación y desarrollo de sistemas de torre central. En 1975 construyeron³⁾ un sistema de 10 kW térmico constituido por 60 helióstatos con espejos de $0,3\text{ m} \times 0,4\text{ m}$ cada uno. El sistema de seguimiento del movimiento aparente del Sol es el mismo desarrollado por el Prof. Francia. La torre de 3 m de altura tiene un receptor-caldera tipo cavidad de $0,5\text{ m} \times 0,6\text{ m}$ de abertura. En 1976 construyeron⁴⁾ un sistema de 40 kW térmico consistente en una torre de 15 m de altura con 88 helióstatos conteniendo cada uno espejos planos cuadrados de $0,12\text{ m}^2$ de área. Con alguna diferencia en el diseño, el sistema de movimiento tiene el mismo principio que el antes mencionado. Estos sistemas sirvieron de base para el diseño de la central de 1 MW_e (ver Secc. 3.2.2.).

3.1.3. *Georgia Institute of Technology, Georgia, EE.UU. de N.A.*

A causa del excelente funcionamiento del prototipo del Prof. Francia, la simplicidad del sistema de seguimiento del Sol y la adaptabilidad del sistema completo para ser utilizado como banco de prueba de receptor - calderas, el Georgia Institute of Technology de EE.UU. de N.A. propuso⁵⁾ la construcción de una versión de 400 kW térmico de dicho sistema. La ingeniería del sistema fue realizada por la compañía Ansaldo de Genova, Italia y la instalación por el Georgia Institute. La facilidad de prueba fue construida en 1977, teniendo un campo de espejos formado por 550 elementos de 110 cm de diámetro cada uno; el factor de concentración es de 2200, produciendo 314 kg/h de vapor a $600\text{ }^\circ\text{C}$ y 150 atm de presión. La torre tiene 25 m de altura. En 1978 se colocó una nueva torre capaz de soportar dispositivos de prueba de hasta 9.100 kg . Su uso fundamental es como banco de prueba de receptor-calderas en desarrollo.

3.1.4. *Sandia Laboratory, Albuquerque, New México, EE.UU. de N.A.*

A fin de disponer de una facilidad para la prueba de los diversos componentes de su programa de sistemas a torre central, el Departamento de Energía

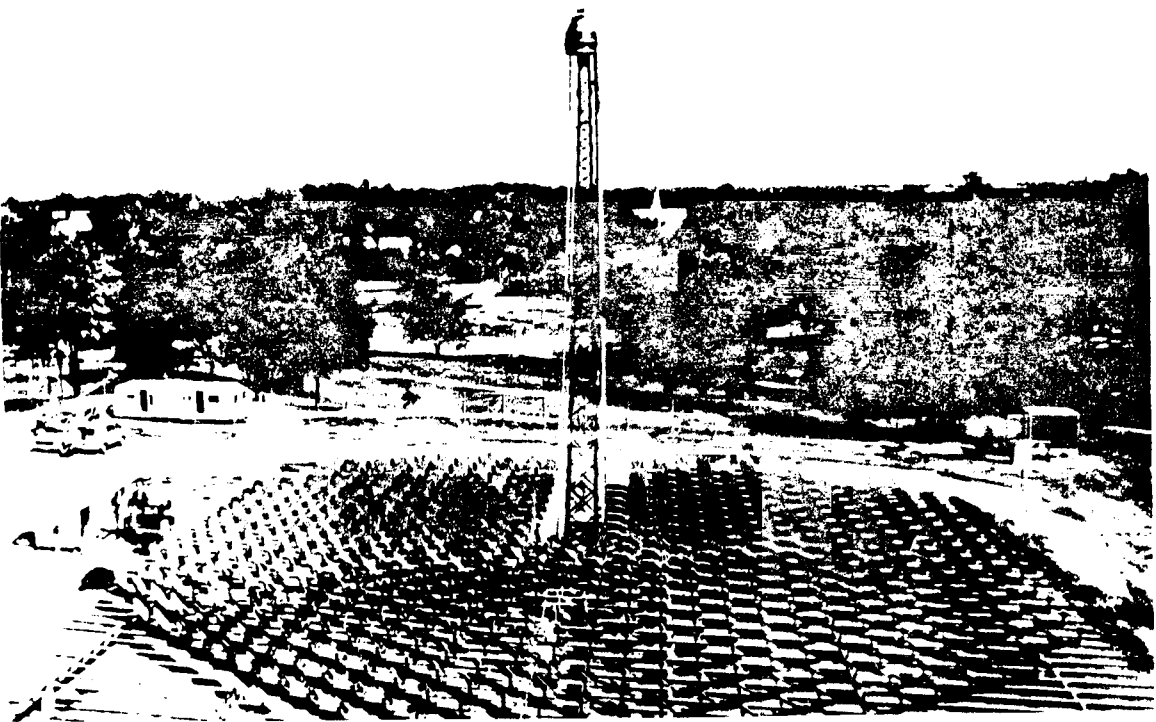


Fig. 3: Banco de prueba de receptor-calderas instalado en el Georgea
Institute of Technology, EE.UU. de N.A.

de los EE.UU. de N.A. dió los fondos necesarios para que el Sandia Laboratory construyera en Albuquerque, New México, una planta de ensayos de 5 MW térmico de potencia la cual fue finalizada en 1978. Está constituida por 222 helióstatos de 37 m^2 cada uno formados por 25 espejos de $1,2 \text{ m} \times 1,2 \text{ m}$ diseñados por la Martin Marietta Co. El seguimiento del movimiento aparente del Sol está controlado por computadora. La torre experimental tiene 61 m de altura con lugares para prueba de receptores ubicados a 36, 43, 49 y 61 m de altura; tiene en su interior un elevador que puede transportar 90.000 kg. En la parte central del haz de rayos concentrados se obtiene hasta 250 W/cm^2 . La potencia disponible es de 1 MW térmico dentro del círculo de 1 m de diámetro, 2,5 MW térmico en el círculo de 2 m de diámetro y de 5 MW térmico dentro del círculo de 3 m de diámetro. La facilidad de prueba fue empleada para el desarrollo y prueba de todos los componentes de la central de 10 MW_e (Solar One) construida por los EE.UU. de N.A. (ver Secc. 3.2.6.).

3.1.5. Odeillo, Francia

El horno solar de Odeillo, ubicado en los Pirineos Franceses, si bien no funciona con el principio de los sistemas a torre central, lo citamos dado que fue utilizado como banco de prueba de receptor-calderas del programa de EE. UU. de N.A. y de la central Themis de 2,5 MW_e (ver Secc. 3.2.5.) de Francia. En la Fig. 5 se muestra el principio de funcionamiento del horno, el cual está operando desde el año 1970. En 1977 se adicionó⁶⁾, por un corto período, un receptor en forma de cavidad en el foco del horno; el sistema, haciendo uso de un circuito primario de aceite, permitió generar una potencia eléctrica de 64 kW_e utilizando un ciclo agua-vapor en un circuito secundario de trabajo. El conjunto, si bien no representó una contribución que aportara información económica a la tecnología de centrales solares, proveyó la primera experiencia operativa con un sistema de concentración.

3.2. Prototipos de demostración

Varios prototipos de demostración han sido realizados en el mundo con el objeto principal de reunir experiencia práctica en diseño, construcción y operación de las distintas componentes del sistema a torre central. En la Tabla I

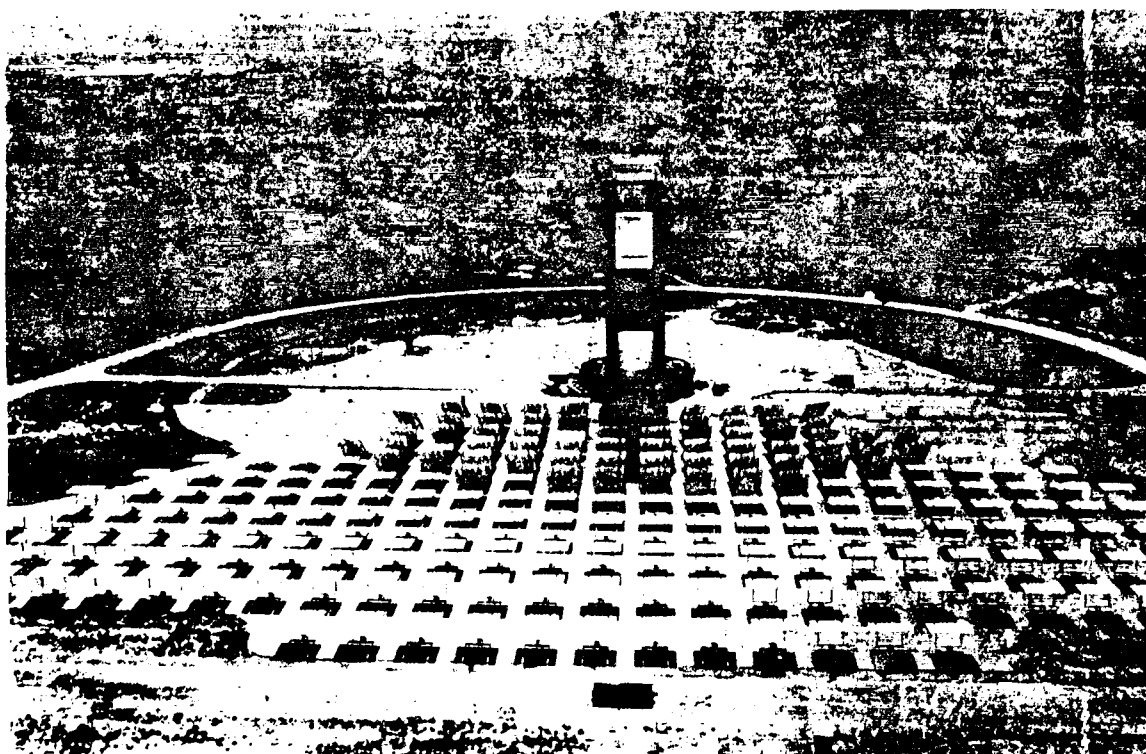


Fig. 4: Facilidad de prueba de componentes para sistemas a torre central de 5 MW térmicos de potencia instalados en Sandia Laboratories, Albuquerque, New México, EE.UU. de N.A.

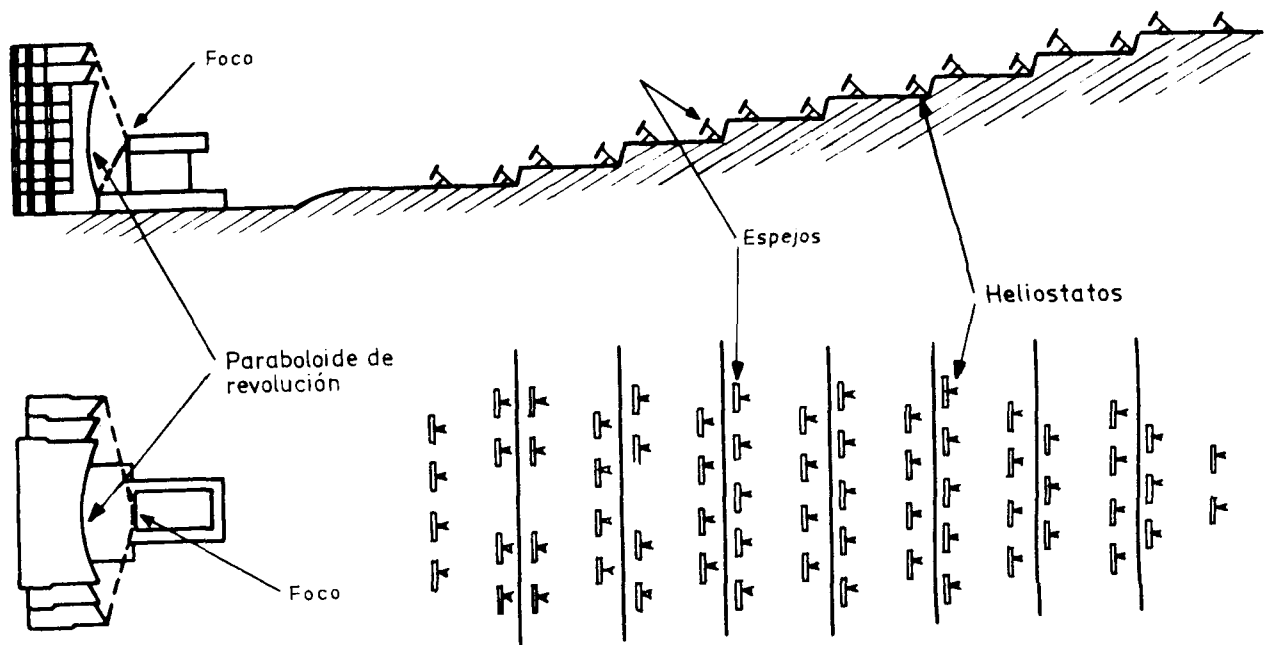


Fig. 5: Horno solar. Disposición del horno solar existente en Odeillo, en los Pirineos franceses. La radiación solar incidente sobre una superficie de 2520 m^2 es reflejada por 60 espejos hacia un paraboloide de revolución formado, a su vez, por 9500 espejos curvados. El paraboloide tiene 40 m de altura, 54 m de ancho y una longitud focal de 18 m. Para 1 kW/m^2 de radiación solar se obtiene, en el foco, una potencia superior a los $1000 \text{ kW}_{\text{ter}}$ y una temperatura de 3800 C .

TABLA I
Prototipos de demostración de sistemas a torre central en operación en el mundo

Ubicación	Potencia neta MW _e (*)	Temperatura salida fluido primario °C	Area de espejos m ²	Altura ubicación receptor m	Fluido primario de trabajo	Horas acumulación	Estado
Almería, España (AIE)	0,5	530	3.655	43	sodio líquido	2	Operación 9/81
Nio, Japón	1	250	12.912	70	vapor de agua	3	Operación 8/81
EURELIOS, Sicilia, Italia (CEE)	1	512	6.216	55	vapor de agua	0,5	Operación 4/81
CESA 1, Almería, España	1	520	11.880	60	vapor de agua	4,5 (al 60% de potencia)	Operación 7/83
THEMIS, Targassonne, Francia	2,3	450	10.740	100	HITEC (sales fundidas)	5	Operación 3/82
SOLAR ONE, Barstow, California, EE.UU. de N.A.	10	510	72.700	100	vapor de agua	4 (al 70% de potencia)	Operación 10/82

*) En condiciones de diseño

damos la lista de las centrales en operación o en construcción con sus características principales. Todas ellas han sido construidas con el fin de producir electricidad pero en principio, salvo el turbogenerador, los sistemas son comunes para su empleo en otros usos como ser generación de vapor para aplicaciones industriales o reacciones químicas. En particular en el proyecto THEMIS se tiene programado la construcción de una segunda torre exclusivamente para experimentar en reacciones químicas a alta temperatura.

En el presente capítulo vamos a dar con algún detalle las características más importantes de las seis centrales presentadas en la Tabla I.

3.2.1. *Agencia Internacional de Energía, Almería, España*

El sistema a torre central forma parte de un programa más general de la Agencia Internacional de Energía que tiene como objetivo analizar bajo las mismas condiciones de operatibilidad dicho sistema y uno de igual potencia constituido por concentradores cilíndrico-parabólicos. El proyecto cuenta con la participación de Austria, Bélgica, EE.UU. de Norteamérica, España, Grecia, Italia, la República Federal Alemana y Suecia.

La coordinación total del proyecto es responsabilidad de la compañía INTERATOM de Alemania, los helióstatos fueron construidos por la compañía Martin Marietta de EE.UU. de N.A., la caldera por la Compañía Sulzer de Alemania y el sistema de control y adquisición de datos por la compañía SAIT de Bélgica.

La central está ubicada geográficamente en Tabernes, Almería, España a $37^{\circ} 6'$ de latitud norte, $2^{\circ} 23'$ de longitud oeste y una altitud de 500 m sobre el nivel del mar. La zona dispone de 2950 horas de sol por año con una radiación solar de 1730 kW/m^2 anual. En la Tabla II se dan las características principales del campo de espejos, torre, receptor-caldera, almacenaje, potencia y eficiencia del sistema completo. El campo de espejos está distribuido en círculos al norte de la torre. Los helióstatos están diseñados para sobrevivir vientos de hasta 133 km/h , actividad sísmica de $0,6 \text{ m/s}^2$ e impactos de granizo de 20 m/s . Su orientación es controlada mediante computadora. El centro del haz reflejado no debe desviarse más de 3 mrad con vientos de velocidad de hasta 13 km/h . Sodio líquido fue seleccionado como fluido primario de trabajo debido a su excelente característica de transmisión térmica. Este sale del receptor-caldera a 570°C y es llevado a un termotanque de 70 m^3 de volumen. El Na luego circula por un intercambiador de calor donde se entrega la energía térmica al generador de vapor volviendo, a

Características principales de la Central de 500 kW_e de la AIE *)

Condiciones de diseño	Día 80-12 hs.	
	Radiación directa	0,92 kW/m ²
Campo de espejos	Area total de espejos	3.655 m ²
	Nº de helióstatos	93
	Area de cada espejo	40 m ²
	Factor utilización del terreno	0,22
Torre	Ubicada al sur del campo de espejos	
	Altura	43 m
Receptor-caldera	Forma	cavidad
	Tamaño de la abertura	9,69 m ²
	Tubos internos formando un área de intercambio de calor de	16,9 m ²
	Fluido primario de transferencia de calor	sodio
	Temperatura de entrada	270 °C
	Temperatura de salida	530 °C
Almacenaje	Dos tanques	70 m ³ c/u
	Medio de almacenaje	sodio
	Capacidad equivalente a	1 MW _e
	Temperatura tanque caliente	530 °C
	Temperatura tanque frío	270 °C
Potencia (en el punto de diseño)	Radiación solar sobre el campo de colectores	3.362 kW
	Radiación en la abertura del receptor	2.840 kW
	Energía térmica	2.203 kW _t
	Energía eléctrica total	599 kW _e
	Energía eléctrica neta	500 kW _e
Eficiencia (en el punto de diseño)	Radiación en el campo a radiación en la abertura del receptor	84,5 %
	Conversión energía solar en térmica y transporte hasta turbina	64,8 %
	Conversión energía térmica en eléctrica total	27,2 %
	Conversión energía solar en eléctrica total	14,9 %

*) De Ref. 7

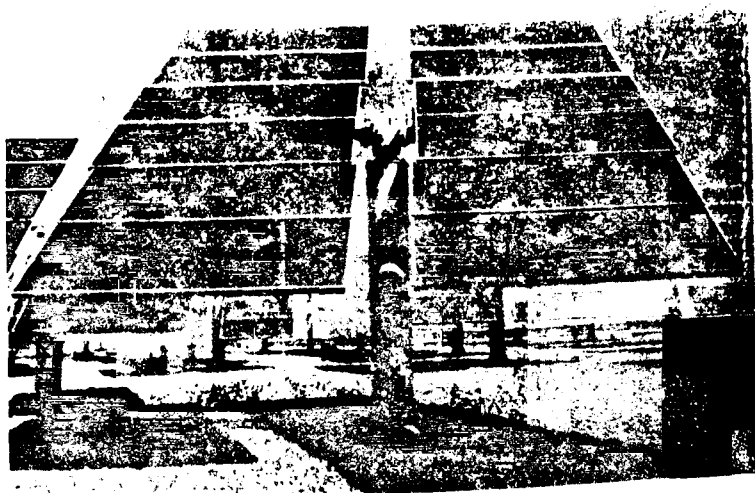
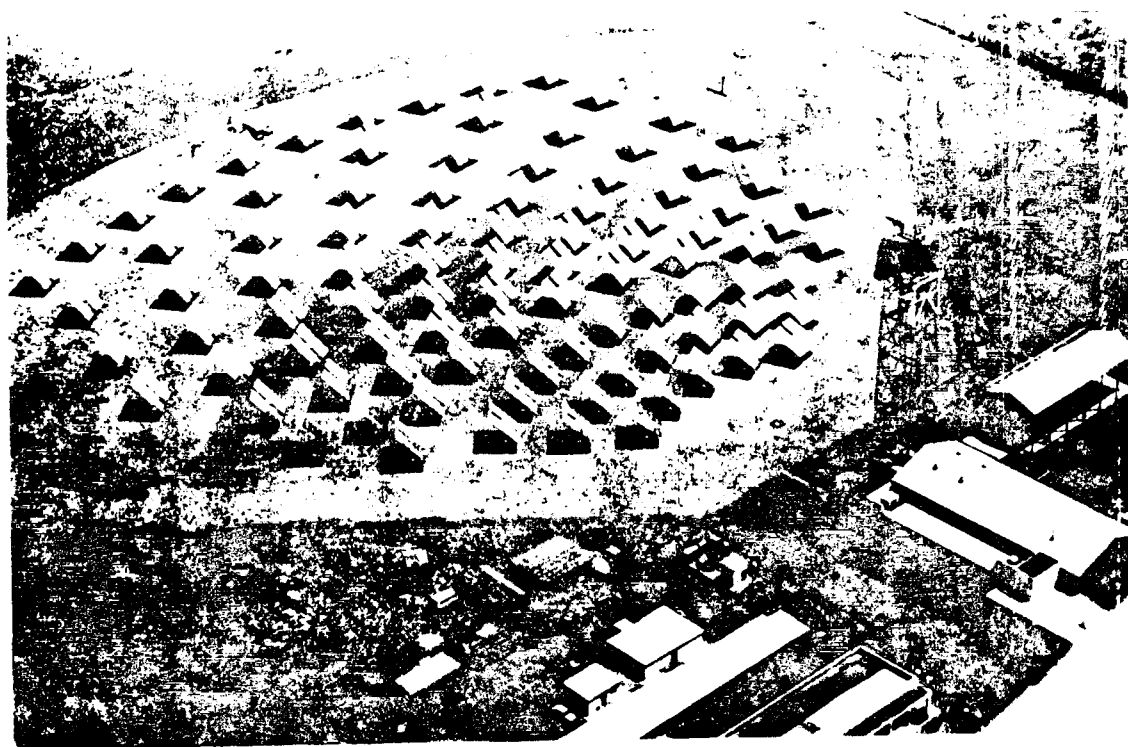
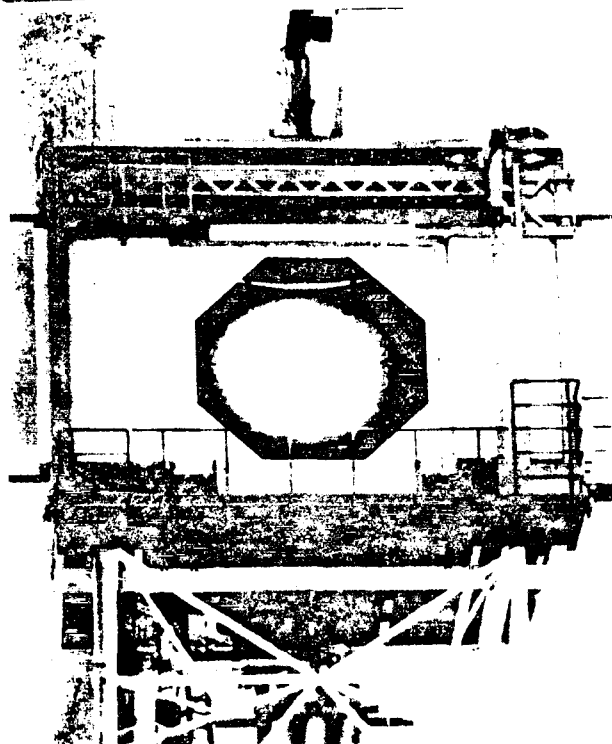


Fig. 6: Vista total y detalle de helióstato y receptor-caldera de la central de 500 kW de la Agencia Internacional de Energía instalada en Almería, España.



temperatura de 270°C , a un segundo termotanque de igual volumen que el primero. El circuito se cierra por circulación del Na del segundo termotanque hacia el receptor-caldera. El vapor de agua producido a 500°C y 100 bar de presión acciona una máquina de vapor de émbolos y ésta a un alternador de 599 kW_e . La operación de toda la planta consume una potencia de 99 kW_e restando una potencia neta de 500 kW_e .

La central entró en operación en setiembre de 1981 encontrándose en fase de prueba con intervención de un grupo de ingenieros y científicos internacionales. Dicha fase se espera completar a fines de 1983, fecha en la cual se dispondra de un interesante y abundante número de datos que permitiran obtener información experimental sobre las características reales de operabilidad y confiabilidad de la planta.

3.2.2. Proyecto STEPS, Japón

El proyecto de torre central (CRT) es realizado, dentro del contexto del denominado "Sunshine Project", por la Agency of Industrial Science and Technology y el Ministry of International Trade and Industry de Japón. El sistema fue desarrollado a partir de 1977 por la Mitsubishi Heavy Industries bajo la responsabilidad de la Electric Power Development Co. Ltd.

La central está ubicada geográficamente en Nio-cho, Isla de Shikoku, Japón, a $34^{\circ} 12'$ de latitud norte y $133^{\circ} 39'$ de longitud este donde se dispone de 2.200 horas de sol por año. En la Tabla III se dan las principales características del sistema.

El campo de helióstatos está simétricamente distribuido alrededor de la torre central. Los helióstatos han sido diseñados para operar con vientos de 36 km/h en promedio y soportar vientos de hasta 180 km/h. Cada helióstato está conformado para concentrar 16 veces, formado por vidrio de 5 mm de espesor con un factor de reflectividad de 94 %. La torre es de acero de sección circular. El receptor-caldera es tipo cavidad de forma cónica con la abertura hacia abajo con un diámetro exterior de 8,5 m y uno interior de 2,2 m. Está formado por caños de 34 mm de diámetro, dentro del cual circula el fluido de trabajo. El vapor de agua sale de la caldera a 249°C y 40 at de presión con un caudal de 9.800 kg/h y es llevado a los tanques de acumulación. De estos, con un caudal de 7940 kg/h a 187°C y 12 at de presión es llevado a la turbina, retornando luego al receptor-caldera.

TABLA III

Características principales de la central de 1 MW_e de Japón *)

Condiciones de diseño	Solsticio de verano, 14 hs	
	Radiación solar directa	0.75 kW/m ²
Campo de espejos	Area total de espejos	11.912 m ²
	Nº de heliostatos	807
	Area de cada espejo	16 m ²
	Factor utilización del terreno	
Torre	Ubicada en el centro del campo de espejos	
	Altura	43 m
Receptor-caldera	Forma	cavidad cónica
	Tamaño de la abertura	53 m ²
	Tubos interiores formando un área de inter cambio de calor de	175 m ²
	Fluido primario de transferencia de calor	vapor de agua
	Temperatura, presión y caudal de salida del fluido	250 °C, 40 at. 9800 kg/h
Almacenaje	Cinco tanques	60 cm ³ c/u
	Medio de almacenaje	agua a presión
	Capacidad equivalente a	1 MW _e x 3 h
Potencia (en el punto de diseño)	Radiación solar directa	9.684 kW
	Radiación en la abertura del receptor	7.242 kW
	Energía térmica	5.950 kW
	Energía eléctrica total	1.000 kW
Eficiencia (en el punto de diseño)	Radiación directa a radiación en la abertura del receptor	74,8 %
	Conversión energía solar en térmica y transporte hasta turbina	82,2 %
	Conversión energía térmica en eléctrica total	16,8 %
	Conversión energía solar en eléctrica total	10,3 %

*) De Ref. 8

El conjunto entró en operación en agosto de 1981 y está conectado a la red de distribución eléctrica de la isla; el programa de pruebas y evaluación será completado a fines de 1984.

3.2.3. *Central EURELIO, Italia. Comunidad Económica Europea*

La central solar EURELIO de 1 MW_e de potencia ha sido construida bajo la responsabilidad de la Comunidad Económica Europea. La misma fue implementada con la intervención de las siguientes compañías: ANSALDO de Italia, CETHEL de Francia, Messerschmitt-Boelkow-Blohm (MBB) de Alemania Federal y ENEL de Italia.

La central esta ubicada en Adrano, Sicilia, Italia a $37,5^\circ$ de latitud norte y $12,25^\circ$ de longitud este y una altitud de 220 m sobre el nivel del mar. En la Tabla IV se dan las características principales de la misma.

El campo de espejos está ubicado al norte de la torre, distribuido en líneas, dividido en dos partes. La sección oeste está formada por helióstatos construidos por la empresa francesa CETHEL y la sección este por helióstatos de la empresa Alemana MBB. Ambos tipos de helióstatos operan con vientos de hasta 18 km/h teniendo como límite de operación vientos de 50 km/h; en posición denominada de almacenaje pueden soportar vientos de hasta 130 km/h. Para vientos de 18 km/h el centro del haz reflejado no se desvia más de 4 mrad. La torre es de estructura metálica y el receptor, con forma de cavidad, diseñado y construido por Ansaldo, tiene estructura antirradiante formada por tubos de pirex; los tubos de la cavidad por donde circula el fluido de trabajo forman una zona de precalentamiento en el centro, una zona de evaporación en las paredes y una zona de sobrecalentamiento en la parte superior de la caldera. El fluido de trabajo, vapor de agua, va directamente de la caldera a la turbina, sin intercambiador de calor. El sistema de almacenaje es combinado; en un tanque presurizado de 19 a 7 bar se acumula 4.300 kg de vapor de agua y en un segundo tanque se acumula HITEC (nitrato y nitrato de Na y K) a 430°C que se usa para sobrecalentar el vapor de agua antes mencionado. El HITEC enfriado a 275°C pasa a un tercer tanque donde es calentado con parte del vapor producido en la caldera y vuelve al tanque original. El conjunto solo tiene capacidad para operar la turbina por el término de 1/2 hora a la potencia nominal.

El campo de helióstatos y la turbina fueron diseñados para generar una potencia pico de 1100 kW_e de los cuales 100 kW_e son utilizados para funcionamiento de la central.

TABLA IV

Características principales de la central EURELIO de 1 MW_e de la C.E.E.*)

Condiciones de diseño	Medio día solar en los equinoccios	
	Radiación solar supuesta	1 kW/m ²
Campo de espejos	Area total de espejos	6.216 m ²
	Nº de helióstatos	CETHEL 70
		MBB 112
	Area de cada espejo	CETHEL 52 m ²
		MBB 23 m ²
	Factor de utilización del terreno	0,18
Torre	Ubicada al sur del campo de espejos	
	Altura	55 m
Receptor-caldera	Forma	cavidad, inclinada 110° respecto vertical
	Tamaño de la abertura	16 m ²
	Fluido primario de transferencia de calor	vapor de agua
	Temperatura y presión de salida del fluido	512°C, 64 at.
	Caudal	4.860 kg/h
Almacenaje	Sistema combinado	
	1) Medio de almacenaje	vapor de agua
	Capacidad	4.300 kg vapor 360 kWh (~ 1/2h)
	2) Medio de almacenaje	HITEC a 430 °C
	Capacidad	60 kWh
Potencia (en el punto de diseño)	Energía térmica	4.800 kW
	Energía eléctrica	1.100 kW

*) De Ref. 9

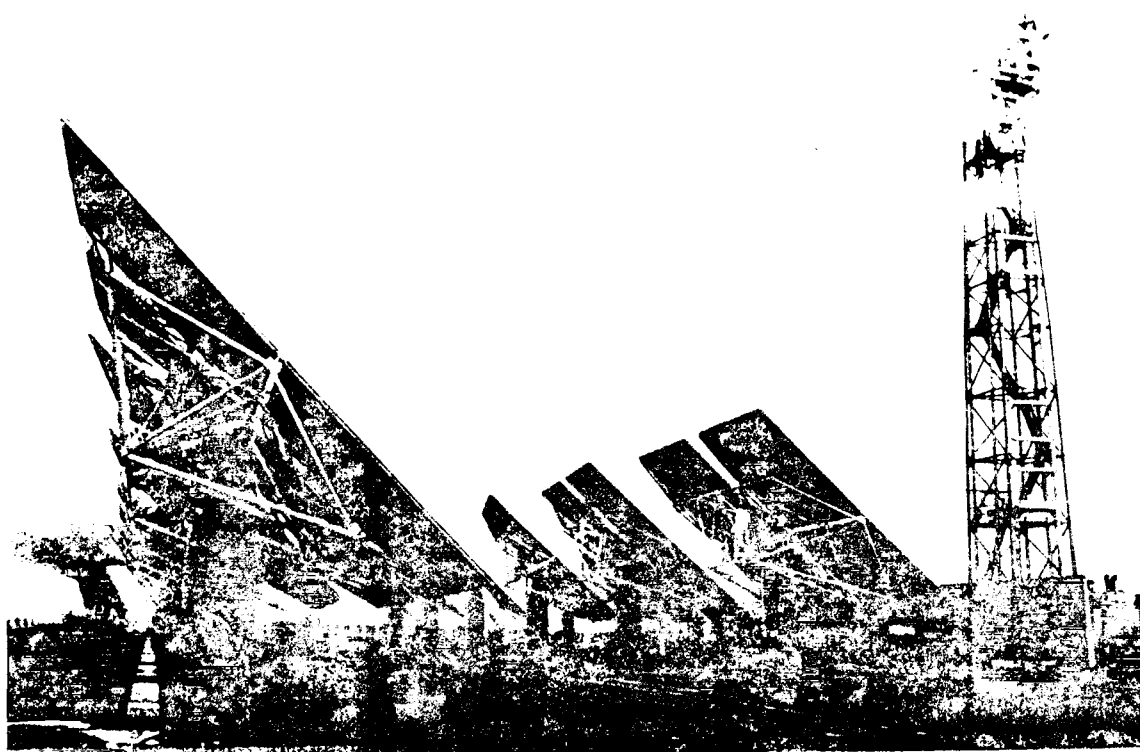


Fig. 7: Central EURELIO de 1 MW_e de potencia construida bajo la responsabilidad de la Comunidad Económica Europes en Adrano, Sicilia, Italia.

La central entró en operación en abril de 1981 estando conectada directamente a la red. Es operada por el Ente Nacional de Electricidad (ENEL) de Italia.

3.2.4. *Central CESA I, Almería, España*

La central CESA I de 1 MW_e de potencia neta es un proyecto financiado por el gobierno de España bajo la responsabilidad del Centro de Estudio de la Energía.

La central está ubicada en Tabernes, cerca del pueblo de Almería, España, a 20 km del mar. La latitud es de $37^{\circ}06'$ norte, la longitud de $2^{\circ}21'$ oeste y la altura sobre el nivel del mar de 500 m. La zona dispone de 2950 horas de sol por año con una radiación solar de 1730 kWh/m^2 año. Se encuentra junto al proyecto de la Agencia Internacional de Energía descrito en la Sección 3.2.1. En la Tabla V se dan las características principales de la central.

El campo de espejos está distribuido en 16 filas al norte de la torre. Los helióstatos han sido diseñados y construidos en España; la mitad de ellos por la compañía CASA y el resto por la empresa SENER MUNOPODE siendo en ambos casos las condiciones de operación con vientos de hasta 18 km/h. La torre es de sección circular de hormigón armado concebida para poder ser usada como banco de prueba de nuevos conceptos de receptor-calderas. La caldera, de tipo cavidad, está inclinada hacia abajo $21^{\circ}8'$ respecto de la horizontal. Utiliza como fluido de trabajo vapor de agua el cual va directamente a la turbina. Parte del vapor de agua es llevado al sistema de acumulación formado por dos tanques con HITEC; el tanque caliente está a 340°C pasando las sales fundidas, una vez que entrega su energía térmica al fluido de trabajo, a un segundo tanque a 220°C . Con un total de 300.000 kg de sales fundidas el sistema de almacenaje permite operar la central por un periodo de 4,5 h a una potencia de 620 kW_e . La potencia total producida por la central, en el punto de diseño, es de 1250 kW_e de los cuales 250 kW_e son empleados para su funcionamiento. La potencia total máxima producida para las 12 h del 21 de marzo, es de 1700 kW_e . La construcción comenzó en el año 1978 habiendo entrado en operación en julio de 1983.

3.2.5. *Central THEMIS, Targasonne, Francia*

En Francia, las centrales solares a torre son estudiadas desde el año 1976 por el Centre National de la Recherche Scientifique (C.N.R.S.) y la Electricité de France (E.D.F.). Los trabajos fueron realizados dentro del programa denominado THEM (centrales Thermo-Helio Electrique Megawatt). En junio de 1979, el

TABLA V

Características principales de la central CESA I de 1 MW_e, España^{*)}

Condiciones de diseño	Solsticio de invierno, 10 hs, 21 Dic.	
	Radiación solar	0,7 kW/m ²
Campo de espejos	Area total de espejos	11.680 m ²
	Nº de helióstatos	300
	Area de cada espejo	~40 m ²
	Factor utilización del terreno	0,21
Torre	Ubicada al sur del campo de espejos	
	Altura ubicación del receptor	60 m
Receptor-caldera	Forma	cavidad, inclinada 21,8° respecto horizontal
	Tamaño de la abertura	11,6 m ²
	Fluido de trabajo	vapor de agua
	Temperatura y presión de entrada	190°, 130 kg/cm ²
	Temperatura y presión de salida	510°, 100 kg/cm ²
	Caudal	6.000 kg/h
Almacenaje	Dos tanques a temperaturas de	220°C; 340°C
	Medio de almacenaje	HITEC
	Capacidad	3 MWh (~4,5 h a 620 kW _e)
Potencia (en el punto de diseño)	Radiación solar en el campo de colectores	8.310 kW
	Radiación en la abertura del receptor	5.152 kW
	Energía térmica	4.513 kW _t
	Energía eléctrica total	1.250 kW _e
	Energía eléctrica neta	1.000 kW _e
Eficiencia (en el punto de diseño)	Radiación directa en el campo a radiación en la abertura del receptor	62 %
	Conversión energía solar en térmica y transporte hasta turbina	87,6 %
	Conversión energía térmica en eléctrica total	27,7 %
	Conversión energía solar en eléctrica total	15 %

^{*)} De Ref. 10

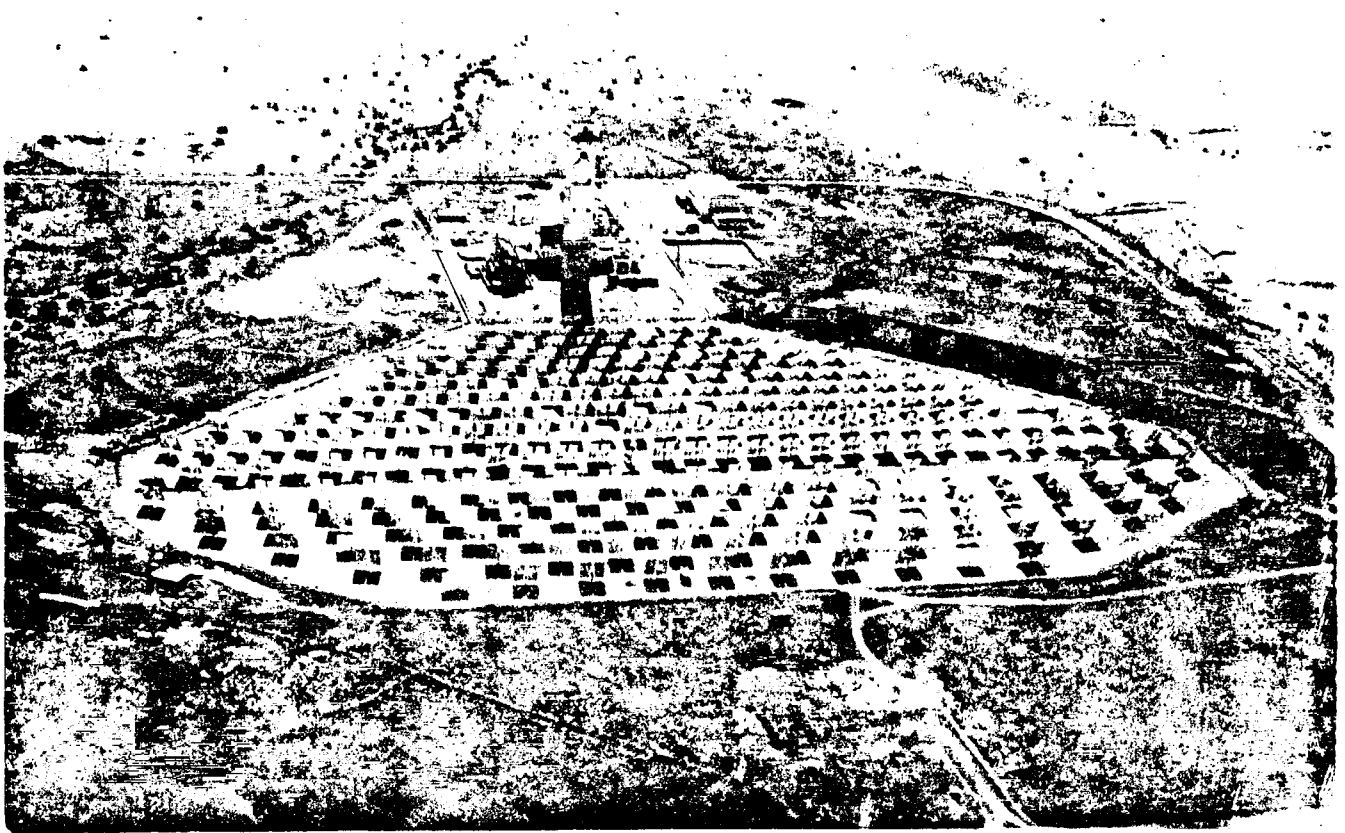


Fig. 8: Central Española CESA I de 1 MW_e de potencia instalada en Almería, España.

Consejo de Ministros decidió la puesta en marcha de un programa de construcción de una central solar decidiéndose que el mismo fuera realizado por el Commissariat a L'Energie Solaire (COMES) el cual creó el Centre National D'Essais Solaires (CNESOL) en el sudoeste de Francia en los Pirineos Orientales. El COMES, el CNRS y la Direction des Etudes et Recherches de la EDF participaron en los estudios y trabajos de la central, siendo estos últimos realizados bajo la dirección de la EDF.

La central está ubicada en Targasonne, a 10 km de Odeillo y Font-Romeu, en los Pirineos orientales, a 1700 m de altura con 2400 h de sol por año y con una radiación solar de 1760 kWh/m². En la Tabla VI se dan las características principales de la misma.

El campo de espejos está distribuido en círculos al norte de la torre y ubicados sobre un terreno inclinado. Los helióstatos han sido construidos por CETHEL (Centrales Thermo Helioelectrique, empresa formada con participación de Heurtey, Babcock, Renault y Saint-Gobain), y están formados por conjuntos de espejos que se ajustan para hacer convergir el haz. La precisión de la orientación es de 2,2 mrad, pudiendo operar con vientos de hasta 52 km/h y sobrevivir a vientos de 160 km/h. El circuito primario de trabajo opera con sales fundidas de HITEC (NO₃K (53%); NO₂Na (40%); NO₃Na (?%)); las mismas salen del receptor-caldera a 450 °C y van a un tanque de almacenamiento. De este, pasando por un intercambiador de calor donde se genera vapor de agua para la turbina, va a un segundo tanque a 250 °C y de aquel al receptor-caldera. El grupo turbogenerador trabaja con vapor de agua a 430 °C y 39,5 at de presión. La central comenzó a funcionar en marzo de 1982 si bien se encuentra todavía en etapa de prueba. Se espera que durante 1983 entregue energía a la red.

El sistema posee un circuito auxiliar formado por 11 concentradores parabólicos de revolución de 75 m² cada uno que tienen por función: 1) fundir las sales HITEC de las cañerías por la mañana antes que la central entre en operación; 2) mantener el circuito de HITEC a más de 200 °C; 3) precalentar a 200 °C el agua de reposición del circuito secundario que va al turbogenerador; 4) calefaccionar los edificios.

El costo de la central, incluyendo el Centro de Investigaciones montado alrededor de la misma, asciende a mayo de 1982 a 230 millones de francos franceses los cuales se distribuyen en un 35 % para la parte de obra civil, en 40 % para helióstatos y torre, en 15 % para el sistema generador de electricidad y en 14 % para gastos varios.

TABLA VI

Características principales de la central THEMIS de 2,3 MW_e, Francia *)

Campo de espejos	Area total de espejos	10.740 m ²
	Nº de helióstatos	201
	Area de cada espejo	53,7 m ²
Torre	Ubicada al sur del campo de espejos	
	Altura	100 m
Receptor-caldera	Forma	cavidad
	Tamaño de la abertura	16 m ²
	Volumen	4x4x3,5=56m ³
	Fluido primario de trabajo	HITEC
	Temperatura de entrada	250 °C
	Temperatura de salida	450 °C
Almacenaje	Dos tanques a temperatura de	250 y 450 °C
	Medio de almacenaje	HITEC
	Cantidad	500.000 kg
	Capacidad	40.000 kWh (5 hs de operación a la potencia nominal)
Potencia	Radiación solar sobre el campo	11.170 kW
	Energía térmica	9.000 kW _t
	Energía eléctrica total	2.500 kW _e
	Energía eléctrica neta	2.300 kW _e
Eficiencia	Radiación solar sobre el campo a energía térmica	81 %
	Conversión energía térmica en eléctrica total	28 %
	Conversión energía solar en eléctrica total	22 %

*) De Ref. 11

3.2.6. Central SOLAR ONE, EE.UU. de N.A.

Estudios de sistemas de torre central comenzaron en EE.UU. de N.A. en 1973 iniciándose la construcción de la central SOLAR ONE en 1979. La misma ha sido financiada por el Departamento de Energía de EE.UU., y un consorcio formado por la Southern California Edison Co., Los Angeles Department of Water and Power y la California Energy Commission. El diseño integral de la central ha sido responsabilidad de la McDonnell Douglas Astronautics Co. con responsabilidad de proveer, además, el sistema de almacenaje y el subsistema de control central. Los helióstatos fueron provistos por Martin Marietta Aerospace Corp. basados en un diseño de McDonnell Douglas Corp. Los trabajos fueron esencialmente completados en enero de 1982 y la central comenzó a operar a 40 % de su potencia en abril de 1982 alcanzando plena potencia en noviembre de 1982.

La central está ubicada en Dagget en el desierto de Mojave, a 19 km al este de Barstow en el estado de California, a una latitud de 34,87°norte, longitud de 116,83° oeste y una altitud de 593 m.

El campo de espejos se encuentra rodeando a la torre en forma de círculos, distribuidos en forma asimétrica, con los 2/3 del mismo hacia el sector norte y 1/3 hacia el sector sur. Cada unidad reflectora está formada por 12 espejos curvados con foco a 400 m; el conjunto de espejos está montado en el helióstato en forma tal que presenten un foco común a 400 m de distancia. El conjunto de helióstatos está manejado con una computadora central, pudiendo operar con vientos de hasta 38 km/h y sobrevivir a vientos de 145 km/h. La torre es metálica con un receptor de forma cilíndrica de 7 m de diámetro formado por 24 paneles como gajos de naranja de 14 m de altura. Cada panel está formado por 70 tubos verticales de aleación INCOLOY 800 soldados entre sí, dentro de los cuales circula el agua a presión. La temperatura en la superficie del receptor es de 620 °C. El receptor y el sistema de almacenaje fueron construidos por Rocktdyne (una subsidiaria de Rockwell International) Parte del vapor de agua va directamente a la turbina y parte al sistema de almacenaje. Este último está formado por un tanque de acero conteniendo piedras las cuales son calentadas por un circuito cerrado de aceite; el vapor de agua en exceso que viene del receptor-caldera entrega calor al aceite, a través de un intercambiador, elevando su temperatura de 218 a 300 °C. El sistema de acumulación se utiliza para producir vapor de agua a 274 °C y 26 at y operar la turbina por un período de 4 horas al 70 % de su potencia nominal.

Las pruebas de operación de la central se realizan bajo la dirección y

TABLA VII

Características principales de la central de 10 MW SOLAR ONE de E.E.U.U. de N.A. *)

Condiciones de diseño

Campo de espejos	Area total de espejos	72.700 m ²
	Nº de helióstatos	1.818
	Area de cada espejo	40 m ²
Torre	Ubicada en el centro del campo con 2/3 del mismo en el sector norte y 1/3 en el sector sur	
	Altura	100 m
Receptor-caldera	Forma	cilíndrica
	Tamaño	7 m diámetro 14 m altura (área de 508 m ²)
	Fluido primario de transferencia de calor	vapor de agua
	Temperatura y presión de salida	510°C, 99 at.
Almacenaje	Tanque de acero	18m diámetro 13 m altura 3.300 m ³
	Medio de almacenaje	6.800 ton piedra 908.000 l. de aceite caloria HT-43
	Capacidad	operación de turbina al 70% durante 4 hs
Potencia	Energía térmica	40 MW _t
	Energía eléctrica total	12,5 MW _e
	Energía neta	10,8 MW _e

*) De Ref, 12

evaluación del Energy Department's San Francisco Operation Office y el Sandia Laboratories de Livermore, California. El sistema entregará 10 MW_e de potencia por aproximadamente 8 horas durante el verano y 4 horas durante el invierno así como hasta 7 MW_e adicionales desde su sistema de almacenaje durante aproximadamente 4 horas a partir de la puesta del sol.

El costo de la central ha sido de 141 millones de dólares de los cuales 120 MU\$S fueron financiados por el DOE para la parte solar y de control y el resto por las compañías participantes para la parte convencional de la misma.

4. NUEVAS CENTRALES

4.1. EE.UU. de Norteamérica

El Departamento de Energía de EE.UU. de Norteamérica ha financiado recientemente¹³⁾ el diseño "preliminar" de cuatro plantas a torre central, algunas de ellas para operar en cogeneración con plantas convencionales para ahorrar combustible. Se hace una breve descripción de las mismas así como de los montos adjudicados para el desarrollo de la presente etapa de diseño.

4.1.1. *El Paso Electric Co., El Paso, Texas*

El proyecto consiste¹⁴⁾ en el diseño preliminar de un sistema a torre central de 41 MW_e de potencia para ser operado en conjunto (cogeneración) con la central térmica Newman Unit 1 de El Paso Electric Company (EPEC). La central convencional alimentada a gas natural o fuel oil como fuente alternativa, tiene una potencia de 82 MW_e proveyendo la parte solar en esta primera etapa el 50 % de esta potencia. La central solar consistirá en un campo de 3.000 helióstatos ubicados al norte de la torre de 150 m de altura. Los espejos reflectores, que se consideran de segunda generación de acuerdo a los desarrollos que se están realizando, tendrán un área de 57 m^2 cada uno. El fluido primario de trabajo será vapor de agua.

El Departamento de Energía (DOE) provee un total de 1,83 MU\$S y la compañía de electricidad 494 k U\$S para la etapa de diseño preliminar. La compañía

EPEC, también con subsidio del DOE, finalizó en mayo de 1982 un estudio previo de demostración de la factibilidad técnica y la conveniencia económica del sistema de cogeneración para el cual trabajó en equipo con otras tres compañías con

quienes encarará el estudio de la nueva etapa. Las mismas son: Stone and Webster Engineering Corporation a cargo del diseño global del sistema, Westinghouse Electric Corporation responsable del arreglo del campo de helióstatos y Babcock and Wilcox Company responsable del receptor-caldera. La unidad de demostración debería estar en funcionamiento para 1987 estimándose un costo de ingeniería y construcción de aproximadamente 136 MU\$S (dólares de 1986). Asimismo se estima un costo de mantenimiento y operación de 0,8 MU\$S por año (dólares de 1986). El sistema produciría la energía equivalente a 103.000 barriles de fuel oil por año con el consiguiente ahorro de combustible convencional.

4.1.2. *Arizona Public Service Company, Phoenix, Arizona*

Al igual que en el caso anterior el proyecto consiste¹⁵⁾ en el diseño preliminar de un sistema a torre central de 60 MW_e de potencia para funcionar en conjunto con la central térmica a gas o fuel oil Saguaro Power Plant de la Arizona Public Service Company (APSC) actualmente en operación. El sistema solar consiste en una torre de 120 m de altura ubicada en el centro de un campo de 5.000 helióstatos, empleando sales fundidas como fluido primario de trabajo.

El proyecto comenzó en el año 1979 cuando la empresa APSC realizó para el Departamento de Energía un "estudio conceptual". Para el presente trabajo de "diseño preliminar" el DOE provee un total de 2,1 MU\$S y la empresa 264 kU\$S estimándose que el mismo estará listo en un plazo de 12 meses. Si los resultados de este estudio son positivos, la construcción del prototipo podría comenzar en 1984, entrando en operación en 1987. La empresa Black and Eatch tendrá la responsabilidad de integrar el sistema, la Babcock and Wilcox Company el desarrollo del receptor-caldera y la Martin Marietta Aerospace Corp el de los helióstatos. El proyecto se estima con un costo total de 215 millones de dólares de 1986 generando se 150 GWh de electricidad por año lo que significa un ahorro de 270.000 barriles de petróleo.

4.1.3. *Rockwell International Inc., Canoga, California*

El diseño preliminar¹⁵⁾ de una planta solar a torre central de 30 MW_e de potencia para operar sola está siendo realizada por un equipo formado por Rockwell International Inc., la Pacific Gas and Electric Company y ARCO Solar Industries. El sistema solar intenta ser una planta de demostración comercial y representa un paso conservativo entre la central de 10 MW_e de Barstow (ver punto

3.2.6.) y una central comercial completamente competitiva. La misma estaría ubicada en la zona donde opera la Pacific Gas and Electric Company, en Carrizo Plains, San Luis Obispo County, California. Se propone un sistema con el campo de espejos ubicado al norte de la torre constituido por 1.900 helióstatos de 95 m^2 cada uno. Como fluido de trabajo primario se propone Na líquido. El sistema generaría por año 75.000 MWh que representa un ahorro de 160.000 barriles de petróleo al año.

El Departamento de Energía de EE.UU. de N.A. está financiando el diseño preliminar de la planta con un aporte de 1,34 MU\$S y las compañías con 727 kU\$S. El costo total de la central se estima en 152 MU\$S (dólares de 1986). El tamaño de la planta, así como el programa de trabajo, ha sido elegido a fin de obtener el máximo provecho posible de los créditos y liberación de impuestos federales y estatales a fin de lograr que el proyecto pueda ser financiado en lo posible en forma privada.

4.1.4. *Amfac Energy Inc., Honolulu, Hawaii*

La compañía Amfac Energy Inc. que posee un conglomerado con hotel, restaurante y molino de azúcar ha propuesto¹³⁾ la construcción de una central de 31,8 MW térmico o 10 MW_e para trabajar en cogeneración con un sistema alimentado con bagazo, ubicado cerca de la ciudad de Lahaina, en la costa este de Maui en Hawaii. La central solar propuesta tiene el campo de espejos al norte de la torre formado por 1020 helióstatos de 53 m^2 cada uno los cuales serían provistos por ARCO Solar Inc.; el fluido de trabajo sería vapor de agua con un receptor tipo cavidad. La Bechtel Corp. realizará la integración del sistema y el receptor será construido por Foster Wheeler Solar Development Corp. El conjunto de las tres empresas están realizando el diseño preliminar de la central para lo cual el Departamento de Energía provee fondos por un total de 657 kU\$S y las compañías por 140 kU\$S. Han estimado el costo de la planta en 65,7 MU\$S (dólares de 1986) con una producción de $12,7 \text{ GWh}_e$ año (o $31,7 \text{ GWh}_t/\text{año}$) con lo cual se reemplazarían 44.000 barriles de petróleo.

4.2 Unión Soviética

Se han comenzado¹⁶⁾ a instalar 1.600 helióstatos de 25 m^2 cada uno en una planta experimental de 5 MW térmico ubicada en Mysoviye, Crimea, con una torre de 80 m de altura. Se considera que el sistema servirá para obtener experiencia para una central de 200 MW_e .

4.3. España

La Asociación de Investigaciones Industriales Eléctricas, dependiente de las empresas eléctricas españolas y el Ministerio de Tecnología de la República Federal de Alemania están desarrollando el denominado proyecto GAST que consiste en el estudio y diseño de una central a torre de 20 MW_e. En la Plataforma Solar Española de Almería (ver punto 3.2.4.) se ha ubicado una instalación de ensayos para este proyecto. Las pruebas que se están realizando versan sobre ciclos de vida y envejecimiento de helióstatos. A corto plazo se probará un prototipo español de helióstato de segunda generación.

5. ANALISIS DE COSTOS

Para el análisis de costos consideramos un trabajo reciente¹⁷⁾ donde se analizan cinco estudios de diseños de centrales a torre, seleccionados por los autores entre 22 estudios realizados por diferentes compañías de EE.UU. de N.A. En los mismos la eficiencia de colección (relación de la energía que llega al campo de colectores a la energía que llega al receptor) es de 58 a 67 %, la eficiencia del receptor de 87 a 91 % y la eficiencia neta (energía térmica anual entregada al proceso dividida la energía solar anual disponible sobre el campo de colectores) de 52 a 58 %. Los sistemas han sido diseñados para operar a temperaturas elevadas para la producción de electricidad. Si los mismos se utilizan para procesos industriales a temperaturas menores, la eficiencia térmica neta aumenta, esperandose valores de 65 a 70 %.

El campo de helióstatos, a los costos actuales, representa del 45 al 70 % del costo total de la planta según el tamaño de la misma. Por lo tanto es fundamental analizar el costo de los helióstatos en función del desarrollo tecnológico a fin de disponer de información sobre el costo total de la energía producida por los sistemas a torre central.

El costo¹⁸⁾ de los helióstatos contruidos para la planta experimental de 5 MW térmico de Sandia Laboratories (ver punto 3.1.5.) fue de 1.100 U\$S/m² mientras que el costo¹⁸⁾ para la última partida de helióstatos para la central de 10 MW_e de Bartow (ver punto 3.2.6.) fue de 350 U\$S/m². De los trabajos analizados en la Ref. 17, los cuales discuten numerosos diseños de helióstatos para disminuir sus costos, se han estimado los siguientes valores en función de la producción.

Producción	Costo	Estimación de años para alcanzar los costos
Nº heliostatos por año	U\$\$(1980)/m ²	
2.500	237	Actualmente con los heliós- tatos de segunda generación
25.000	134	5 años
250.000	98	10-15 años

Se espera que se pueda lograr reducciones adicionales usando nuevos conceptos de diseño especialmente adaptados a la producción masiva y algunas disminuciones en las exigencias de las especificaciones de diseño a medida que se avance en la experiencia con los sistemas a torre central.

Para analizar el costo de la energía producida con los sistemas a torre central a fin de comparar los diferentes diseños, se ha definido una figura de mérito anual dada por el cociente entre el costo de capital del sistema solar completo y la cantidad de energía térmica anual que el sistema es capaz de entregar, obteniéndose para los costos de heliostatos antes analizados:

Costo de los heliostatos	Costo de la central / MWh _t año
U\$S/m ²	U\$S / MWh _t año
237	285
98	187

Se considera¹⁷⁾ que un valor de 190 U\$S/MWh_t año hace competitivo el sistema de torre central para la producción de energía térmica para diversos usos.

En la Ref. 17 se presenta también un estudio realizado por Rockwell International donde se analizan sobre bases comunes, el costo en los bornes de salída de la electricidad producida por centrales alimentadas con diversas fuentes energéticas en función del factor de utilización (F.U.) o de planta. Los sistemas analizados fueron centrales a gas, petróleo, carbón, nuclear y solar a torre. Para costos de heliostatos de 80 U\$S (1980)/m², se considera que la central solar puede producir electricidad a valores competitivos con el de todas las demás centrales para factores de utilización menores de 40 y con todas las centrales menos la nuclear para F.U. mayores de 40. Para 1991 las mismas estimaciones consideran que el costo de la electricidad producida con centrales a torres será de 82 mills (1980) kWh_e.

6. CONCLUSIONES

Los sistemas a torre central, junto con los de conversión fotovoltaica, son los que presentan mayor desafío tecnológico dentro de los aprovechamientos de la energía solar, pero también los que ofrecen una mayor variedad de aplicaciones en gran escala. Es de destacar, sin embargo, que la tecnología involucrada está al alcance de países con un desarrollo como el existente en Argentina. Es un sistema adecuado para el empleo en aplicaciones de gran potencia, tanto en la generación de electricidad cuanto en el de energía térmica para diversas aplicaciones industriales en un amplio intervalo de temperatura.

Con la operación de los prototipos de demostración actualmente en funcionamiento se obtendrá en pocos años suficiente información como para disponer de datos fehacientes sobre los problemas que plantean los sistemas a torre central en condiciones reales de trabajo. Asimismo, durante dicho periodo, se podrá detectar los componentes sobre los cuales se deben realizar nuevos desarrollos a fin de que el conjunto sea plenamente confiable.

Como mencionamos anteriormente, con los proyectos en marcha queda demostrada la factibilidad técnica de estos sistemas de aprovechamiento de energía solar pero aún es necesario realizar un intenso trabajo a fin de disponer de diseños que permitan bajar los costos actuales y alcanzar los valores que se estiman para que las plantas solares sean competitivas con los sistemas convencionales. Dichas estimaciones indican que las centrales a torre no serán competitivas antes de 10 años. Este periodo, por otro lado, no es demasiado largo si se tiene en cuenta el tiempo que lleva la formación de una infraestructura adecuada para poner en marcha una tecnología nueva como la discutida.

Los proyectos de cogeneración actualmente en etapa de diseño preliminar parecen ser los más adecuados para alcanzar un nivel competitivo. De esta forma se espera comenzar a crear un mercado a mediano plazo ahorrando combustibles fósiles y evitando el problema de almacenaje cuya incidencia en el costo de un sistema a torre central no es despreciable si se pretende operarlas por tiempos prolongados.

Por todo lo antes mencionado se considera de suma importancia realizar en el país trabajos de base en el aprovechamiento de la energía solar mediante el empleo de sistemas a torre central a fin de disponer de un equipo de técnicos que puedan realizar en profundidad un seguimiento del desarrollo tecnológico a nivel mundial encontrándose en condiciones, en el momento necesario, de poder tomar las

decisiones adecuadas para encarar emprendimientos mayores en este campo en el país.

En resumen podemos concluir que:

- 1) Ha sido probada la factibilidad técnica de los sistemas a torre central:
- 2) es necesario operar por cierto tiempo los prototipos existentes a fin de disponer de información sobre los inconvenientes que presentan en condiciones reales de trabajo;
- 3) es necesario realizar un desarrollo considerable en el diseño de los componentes, fundamentalmente en los helióstatos, a fin de lograr disminuciones de costo apreciables.
- 4) no se espera que se logre competitividad económica con sistemas convencionales antes de 10 años, si bien en casos especiales, como puede ser sistemas de cogeneración con centrales convencionales que usen combustibles fósiles, pueden ser competitivas en un plazo menor;
- 5) es importante realizar en el país estudios que permitan concretar en profundidad un seguimiento del desarrollo tecnológico a nivel mundial para tomar las decisiones adecuadas en el momento necesario y disponer de información tecnológica suficiente antes que esta deje de estar disponible en el circuito técnico-científico por ser de valor comercial.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece al Ing. Carlos Franciulli su importante colaboración en la búsqueda del material bibliográfico así como en la discusión del mismo.

Asimismo se agradece al Lic. Ruben Nicolás el haber leído el manuscrito con espíritu crítico, contribuyendo a clarificar su contenido.

El manuscrito fue pasado en limpio por la Sra. Marta Gismondi a quien expreso mi agradecimiento.

REFERENCIAS

- 1) "Design and Fabrication of a 1 MW(th) Ceramic tube Bench Model Solar Receiver" Electric Power Research Institute, AP-2398-Sy, Mayo 1982.
- 2) G.Francia; "University of Genova Solar Furnace" Proceedings NSF International Seminar on Large Scale Solar Energy Test Facilities, New México State University, Las Cruces, New México, Noviembre 18-19(1974)99-136.
- 3) K.Fukuda, H.Higuchi, K.Yanagi, A.Yoshihara. "A Study on Solar Tower Power System". International Conference on Solar Electricity, Tolouse, France Marzo 1-5(1976).
- 4) N.Nakamura. "Solar Energy Collection Test Apparatus". Comunicación interna de Mitsubishi Heavy Industries, Ltd (1976-1977).
- 5) J.D.Walton, jr. "International Developments in Concentrators". Proceedings of the Solar Thermal Concentrating Collector Technology Symposium, Colorado EE.UU. de N.A., Junio 14-14(1978).
- 6) L.L.O. Herwing, Sunworld 6, 11(1977).
- 7) "IEA-SSPS. International Energy Agency. Small Solar Power Systems Project" Publicación Interna de la DFVLR, Alemania (1981).
- 8) Publicación interna de la Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Abril (1982) enviada al autor por el Dr. Takafumi Uto.
- 9) Publicación de la Comunidad Económica Europea, EUR 6747 (1980).
- 10) Publicación interna del "Centro de Estudio de la Energía", España (1980).
- 11) "La Premiere Centrale Electrosaline Francaise: C.N.E.. SOL-THEMIS 2500 kW". Publicación interna de la Electricité de France, J.38/82 (1982).
- 12) L.L. Vant-Hull y A.F. Hildebrant. 'Solar One-The 10 MW_e Central Receiver Pilot Plant at Barstow". Actas de la American Section of ISES (1982)
- 13) Solar Energy intelligence report, pag 263, agosto 1982.
- 14) Modern Power Systems, pag 51, agosto 1982.
- 15) Sunworld, vol. 6, N^o 4, pag 102 (1982).
- 16) Solar Energy intelligence report, pag 48, febrero 1983.
- 17) C.L. Lawrence and A.F. Hildebrant. "Heliostat Systems: Technical and Economic Assessment". Actas del Congreso de la American Section of the International Energy Society, pag 305 (1982).
- 18) "Energy in the Inter-American Development Bank. Non Conventional Energy Section". Junio 1982.