

00.77.08

CNEA - NT. 23/77

REPUBLICA ARGENTINA
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

DIRECCION DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
DEPARTAMENTO DE PROSPECTIVA Y ESTUDIOS ESPECIALES

CONVERSION DE ENERGIA SOLAR EN ELECTRICIDAD

ESTUDIO DE EVALUACION

VOLUMEN II

Jaime A. Moragues y Walter Scheuer
Departamento de Física
Gerencia de Investigaciones

BUENOS AIRES

1977

REPUBLICA ARGENTINA
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

DIRECCION DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
DEPARTAMENTO DE PROSPECTIVA Y ESTUDIOS ESPECIALES

CONVERSION DE ENERGIA SOLAR EN ELECTRICIDAD

ESTUDIO DE EVALUACION

VOLUMEN II

Jaime A. Moragues y Walter Scheuer
Departamento de Física
Gerencia de Investigaciones

BUENOS AIRES

1977

CONVERSION DE ENERGIA SOLAR EN ELECTRICIDAD

ESTUDIO DE EVALUACION

VOLUMEN II

Jalme A. Moragues* y Walter Scheuer

Resumen

Se evalúa la información técnica y económica disponible referente al desarrollo alcanzado en el campo de la generación de electricidad a partir de las conversiones fototérmica y fotovoltaica de la energía solar; se consignan las tendencias probables en las principales líneas de desarrollo. Los aspectos económicos son comparados con sus correspondientes en sistemas convencionales de generación de electricidad.

La información analizada proviene de los EE.UU. de Norteamérica, Europa Occidental, Japón, U.R.S.S. y Latinoamérica. En promedio, está actualizada hasta mediados de 1975 en lo relacionado con la conversión fototérmica y hasta mediados de 1976 en cuanto a la conversión fotovoltaica.

* Miembro de la Carrera del Investigador Científico y Tecnológico del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas.

TEMARIO

Volumen 1

PROLOGO

NOTA PRELIMINAR

PARTE I

ENERGIA SOLAR: RECURSOS Y APLICACIONES

1. GENERALIDADES
2. RADIACION SOLAR. DATOS FISICOS
3. DEMANDA ENERGETICA Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA DE ORIGEN SOLAR
4. UTILIZACION DE LA ENERGIA SOLAR

PARTE II

CONVERSION DE ENERGIA SOLAR EN ELECTRICIDAD

5. INTRODUCCION
6. CONVERSION FOTOTERMICA
7. CONVERSION FOTOVOLTAICA
8. SINTESIS Y CONCLUSIONES

Volumen 2

PARTE III

CONVERSION FOTOTERMICA

9. CONCEPTOS GENERALES
10. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION
11. ANALISIS ECONOMICO
12. PROGRAMAS NACIONALES DE CONVERSION FOTOTERMICA
13. CONCLUSIONES
14. APENDICE: DETALLES TECNICOS ADICIONALES DE LOS SISTEMAS DE COLECCION Y CONVERSION

PARTE IV

CONVERSION FOTOVOLTAICA

15. INTRODUCCION
16. CARACTERISTICAS TECNICAS DE CELULAS FOTOVOLTAICAS
17. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION
18. ANALISIS ECONOMICO
19. PROGRAMAS NACIONALES DE CONVERSION FOTOVOLTAICA
20. CONCLUSIONES

PARTE III

CONVERSION FOTOTERMICA

I N D I C E

9. <u>CONCEPTOS GENERALES</u>	1
9.1. DESCRIPCION GENERAL DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION	3
10. <u>CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION</u>	9
10.1. EFICIENCIAS	9
10.2. TAMAÑOS	11
10.3. TRANSPORTE DE LA ENERGIA TERMICA DESDE EL RECEPTOR- CONVERTIDOR A LA TURBINA	15
10.4. ALMACENAJE DE ENERGIA	22
10.5. PARAMETROS INDICATIVOS DEL COMPORTAMIENTO TECNICO DE CENTRALES SOLARES	23
11. <u>ANALISIS ECONOMICO</u>	29
11.1. COSTOS DE COMPONENTES	29
- Costos de colectores-convertidores por unidad de área.	30
- Costos de componentes por kW_eh nominal instalado.	30
- Comparación de inversiones iniciales y costos de ope- ración requeridos por centrales solares y convenciona- les.	32
11.2. COSTOS DE SISTEMAS DE ALMACENAJE DE ENERGIA	37
11.3. COSTO DEL kW_eh PRODUCIDO POR CENTRALES SOLARES PURAS	41
- Costo del kW_eh producido por centrales solares con dis- tintos subsistemas de conversión de energía solar a tér- mica.	41
- Comparación de costos de kW_eh producido por centrales solares y convencionales.	42
- Análisis de sensibilidad.	47
11.4. COSTO DEL kW_eh PRODUCIDO POR CENTRALES SOLARES HIBRIDAS	48
12. <u>PROGRAMAS NACIONALES DE CONVERSIÓN FOTOTERMICA</u>	55
- Estados Unidos de Norteamérica	55
- Japón	57
- Comunidad Europea	60
- Otros países	60

13.	<u>CONCLUSIONES</u>	61
14.	<u>APENDICE: DETALLES TECNICOS ADICIONALES DE LOS SISTEMAS DE COLECCION Y CONVERSION</u>	65
14.1.	SISTEMA CON COLECTORES-CONVERTIDORES PLANOS	65
14.2.	SISTEMA CON COLECTORES-CONCENTRADORES CILINDRICO-PARABOLICOS	73
14.3.	SISTEMA CON COLECTORES-CONCENTRADORES PARABOLOIDES DE REVOLUCION	79
14.4.	SISTEMA A RECEPTOR CENTRAL	81
	<u>REFERENCIAS</u>	87

9. CONCEPTOS GENERALES

La conversión de energía solar en térmica se aplica a la generación de electricidad utilizando el vapor producido para accionar turbinas convencionales. Por lo tanto, lo que se puede denominar "sistema específicamente solar", es el conjunto de dispositivos que permiten la colección de la energía solar, su conversión a energía térmica y su transporte hasta un turbogenerador. Para realizar estos procesos se han propuesto varios sistemas, cada uno con características técnicas propias que deben tenerse en cuenta en el análisis final. Un aspecto común a todos ellos, es que al presente no se ha individualizado efecto pernicioso alguno sobre el medio ambiente que pudiese surgir como consecuencia de la instalación de centrales solares. Otro lo constituye el hecho de que las tecnologías involucradas no son complejas, particularmente si se las compara con las fuentes a combustibles nucleares (fisión, fusión).

A nuestro saber, la única realización de un sistema especialmente concebido para la conversión de energía solar en térmica a fin de generar electricidad es el que funciona ¹⁾ desde 1968 en St. Ilario-Nervi, Génova. Su diseño final está basado sobre estudios iniciados en la Universidad de Marsella durante un trabajo en colaboración entre el grupo del Profesor Francia, de Génova, y otro de la mencionada universidad, actualmente dirigido por el Dr. Perí, continuándose los luego, también en colaboración, en Génova. El sistema produce vapor a 600 C y 150 atmósferas y tiene una potencia térmica de 160 kW_t (nunca fue acoplado a un turbogenerador). El ejemplo más significativo de concentración de energía solar en gran escala es el horno solar de Odeillo, Francia, diseñado y construido ²⁾ por el Dr. Trombe y en funcionamiento desde 1970. En las horas de máxima intensidad solar, es posible lograr una potencia de 1000 kW_t y una temperatura de 3800 C.

Iniciando la tercera parte del presente informe, en este primer capítulo damos una descripción somera de los distintos sistemas existentes para la colección de energía solar y su conversión a térmica, incluyendo sus características fundamentales y destacando sus ventajas e inconvenientes. En el Capítulo 10 nos ocupamos de las características técnicas de varios de los subsistemas constitutivos de centrales solares; el solar propiamente dicho, el de transporte de la energía térmica hasta el turbogenerador y el de almacenamiento de energía térmica, aparte de las correspondientes a las centrales completas. Además, damos la definición de algunos parámetros que caracterizan el comportamiento técnico de dichas centrales.

En el Capítulo 11 discutimos aspectos económicos de las centrales solares. Damos los costos estimados para sus componentes, la incidencia

de las distintas partes en el costo total de la central, así como una comparación entre las inversiones iniciales requeridas para los diferentes sistemas de centrales solares y para centrales convencionales. Finalmente, hacemos un análisis del costo del kW_eh producido por centrales solares puras e híbridas y efectuamos su comparación con el costo del producido por centrales convencionales.

En el Capítulo 12 resumimos los programas de investigación y desarrollo en marcha en otros países y en el 13 consignamos algunas conclusiones. En el Apéndice (Cap. 14) damos una descripción más detallada de los componentes de los distintos sistemas.

Limitamos el análisis a la información concerniente a centrales diseñadas exclusivamente para la generación de electricidad en gran escala, no considerando algunas propuestas de plantas generadoras de servicios múltiples, como ser: electricidad, agua caliente, refrigeración y calefacción de edificios. Los proyectos de estas plantas corresponden a los requerimientos de pequeñas comunidades, de aproximadamente 1000 viviendas familiares.

En lo referente a la instalación en la Argentina de centrales solares a conversión fototérmica, no la discutimos en este trabajo, pero creemos que la información brindada será útil para su evaluación. Como mencionáramos en las consideraciones generales hechas en la Nota Preliminar con que se inicia este informe, para realizar esta evaluación será necesaria la intervención de otros grupos de trabajo con experiencia en temas específicos, de la CNEA y de otras instituciones; será preciso conocer en detalle el desarrollo planeado para el parque energético nacional (característica de la demanda, potencia a instalar y su distribución según modos de operación, margen de reserva establecido) para dentro de aproximadamente 15 años, fecha supuesta para la puesta en marcha de las primeras centrales solares fototérmicas comerciales; deberá disponerse de amplia información sobre la intensidad de insolación (global y directa) en todo el país; deberán analizarse las posibilidades para realizar en el país todas las etapas de instalación de centrales solares, incluyendo: estudio de factibilidad, proyecto, diseño, arquitectura industrial, construcción y puesta en servicio, así como las de la industria nacional para proveer los componentes necesarios para este tipo de centrales. Además, debe considerarse lo señalado en el Secc. 10.5 en relación a la necesidad de que, para centrales solares incorporadas a redes de potencia, el análisis de la reserva deberá ser efectuado con particular dedicación para asegurar que el sistema al cual se las ha conectado presente la misma confiabilidad que una red alimentada únicamente por centrales convencionales. Asimismo, habrá que tener en cuenta las limitaciones de tipo

técnico e institucionales referentes a la selección de lugares de emplazamiento de centrales solares, mencionadas en ese mismo Capítulo.

9.1.DESCRIPCION GENERAL DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION

Nos limitaremos a describir las características de los sistemas cuyo desarrollo se considera en programas actualmente en marcha o a ser iniciados en el futuro cercano[†]. En el Capítulo 14 (Apéndice) damos una descripción más detallada de estos sistemas y de sus posibles variantes. Comenzaremos por definir las funciones de algunos de sus componentes básicos.

Colector: término genérico que indica las superficies sobre las que incide la radiación solar y desde las cuales se la transmite directamente al convertidor o se la concentra por reflexión o refracción.

Concentrador: lente, espejo curvo o conjunto de espejos planos que concentra la radiación solar incidente.

Convertidor: dispositivo que convierte en energía térmica a la energía solar, concentrada o no, que incide sobre él.

Receptor-convertidor: componente de sistemas con concentradores que recibe la radiación solar desde éstos y la convierte en energía térmica.

Todos los proyectos de los cuales tenemos conocimiento, se basan en alguno de los siguientes cuatro sistemas de colección y conversión ilustrados en la Fig. 9.1:

- (a) sistema de colectores-convertidores planos,
- (b) sistema de colectores-concentradores cilíndrico-parabólicos,
- (c) sistema de colectores-concentradores paraboloídes de revolución,
- (d) sistema a receptor-convertidor central.

Cada colector-convertidor plano colecta la energía solar y la transforma en térmica in situ, sin concentración previa.

Cada colector-concentrador con forma cilíndrico-parabólica o de paraboloide de revolución colecta la energía solar que llega sobre unos pocos metros cuadrados y la concentra, por reflexión, sobre su receptor-convertidor, donde se transforma en energía térmica. Dado que el sistema de colección está constituido por gran número de unidades (varios miles), la conversión se realiza, en "forma distribuída", sobre un extenso campo de colección.

[†] No están incluídos aquellos en que la concentración de radiación solar se realiza a través de lentes en lugar de espejos. Un sistema de este tipo, basado en lentes de Fresnel, fue propuesto por A.B.Meinel y M.P.Meinel (3-5); actualmente no tenemos noticias de que dicho programa siga desarrollándose, careciendo, además, de datos técnicos y económicos sobre el mismo.

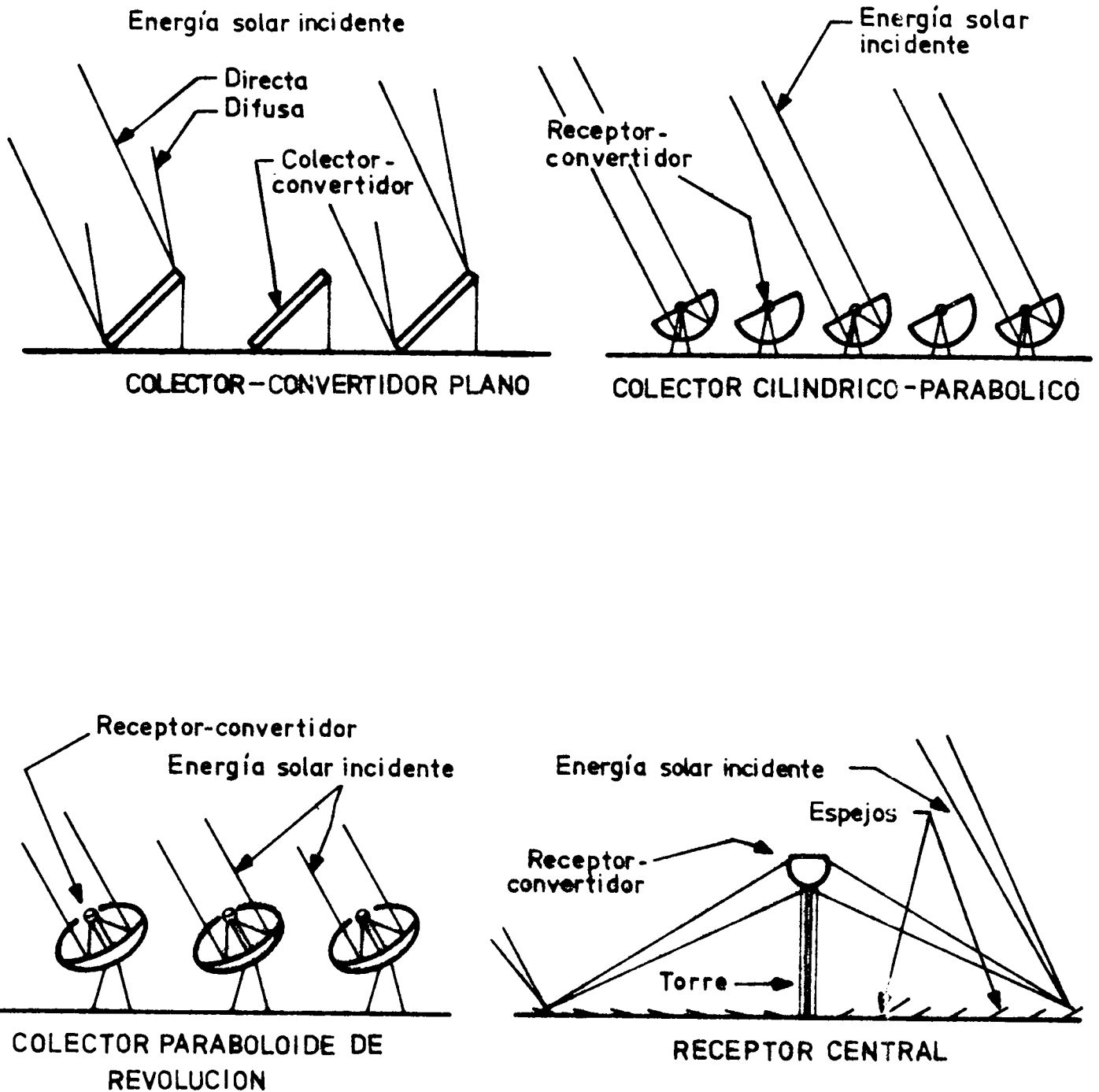


Fig. 9.1: Representación esquemática de los distintos sistemas de conversión de energía solar en térmica. De Ref. 6 .

El sistema a receptor central consiste en un conjunto convenientemente distribuido de espejos reflectores que concentra sobre un receptor-convertidor de pocos m^2 la energía solar que incide sobre una superficie de 1-2 km^2 ; la conversión es, por consiguiente, no distribuida.

El primer sistema hace uso de la radiación solar global, o sea la radiación directa más la difusa, teniendo la ventaja de que puede trabajar aún en días nublados. Los otros tres sistemas, dado que incluyen concentración previa a la conversión, sólo aprovechan la radiación directa. Esta diferencia lleva aparejada cierto grado de complejidad creciente en cuanto al sistema de movimiento de los colectores, lo cual, lógicamente, incide en el costo de los mismos. En el caso de colectores planos, basta colocarlos inclinados respecto de la horizontal en un ángulo igual a la latitud del lugar; pero se aconseja realizar un ajuste de la inclinación de acuerdo a las estaciones. En los otros tres casos, es necesario seguir el movimiento del sol en forma continua. El colector cilíndrico-parabólico sólo requiere un grado de movimiento (por ejemplo, con el eje de simetría orientado N-S, únicamente se necesita un movimiento de rotación E-O). En los sistemas con colectores formados por paraboloides de revolución o a receptor central, son necesarios sistemas de movimientos en dos direcciones para seguir el movimiento del sol.

Como ya se indicó, los sistemas con colectores planos, cilíndrico-parabólicos ó paraboloides de revolución, convierten la energía solar en térmica en la ubicación que cada uno de los colectores ocupa en el campo de la colección, debiéndose transportar dicha energía térmica hasta un receptáculo cercano al turbogenerador. En algunos casos (centrales de 100 MW_e o más) el transporte deberá efectuarse a distancias de ~ 1 km, para lo cual se requieren sistemas de transporte con alto grado de aislación térmica. Esto, por supuesto, se traduce en un aumento de costos. El sistema a receptor central, en cambio, colecta la radiación solar y la transmite por medios ópticos (la refleja) hasta un punto cercano al turbogenerador, donde es convertida en energía térmica.

La temperatura alcanzable con los distintos sistemas es importante por el hecho de que la eficiencia de los turbogeneradores crece con el aumento de la diferencia de temperatura del ciclo térmico, y ésta será mayor cuanto mayor sea la temperatura inicial. Con los colectores-convertidores planos, aún usando las construcciones más sofisticadas efectuadas hasta el presente (estructuras antirradianes ¹⁾, superficies selectivas con elevado coeficiente de absorción de radiación solar y bajo coeficiente de emisión

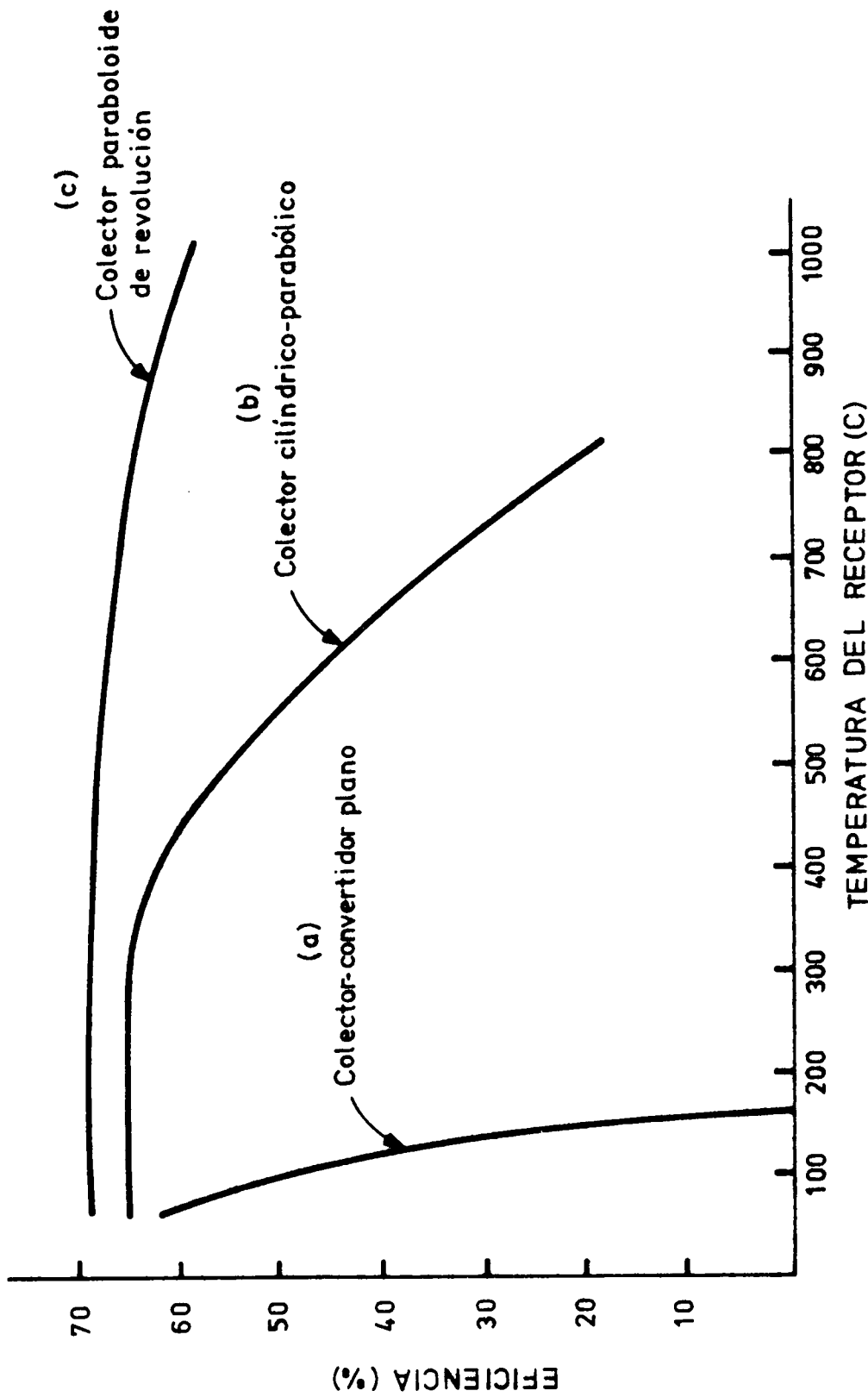


Fig. 9.2: Relación existente entre las temperaturas alcanzables con colectores planos, cilíndrico-parabólicos y paraboloídes de revolución y la eficiencia de conversión de energía solar en térmica. Los receptores correspondientes a las curvas (a) y (b) están recubiertos con superficies selectivas cuya relación entre coeficiente de absorción y de emisión vale 10. De Ref. 7.

Tabla 9.1

Características de los distintos sistemas de colección y conversión de energía solar en energía térmica

Características Sistemas	Radiación solar utilizada	Sistema de movimiento	-Colección a) -Conversión	Tipo de energía transportada	Temperatura alcanzable b)
Colector-conversidor plano	Global (directa + difusa)	Sistema fijo o de ajuste estacional	-Sin concentración -Distribuida	Térmica	~ 180 C
Colector cilíndrico- parabólico	Directa	Movimiento alrededor de un eje	-Con concentración -Distribuida	Térmica	~ 350 C con eficiencia de ~ 60 %
Colector paraboloide de revolución	Directa	Movimiento alrededor de dos ejes	-Con concentración -Distribuida	Térmica	~ 1000 C con eficiencia de ~ 60 %
Receptor central	Directa	Movimiento alrededor de dos ejes	-Con concentración -Centralizada	Lumínica	~ 1000 C con eficiencia de ~ 60 %

a) Ver Fig. 9.1.

b) Ver Fig. 9.2.

de radiación infrarroja ⁸⁾, el límite alcanzable es de aproximadamente 180 C. Además, a medida que aumenta la temperatura final del fluido de transporte térmico, disminuye notablemente la eficiencia de la conversión. Los colectores cilíndrico-parabólicos, con superficies selectivas en el convertidor, permiten alcanzar temperaturas de hasta 350 C con buena eficiencia de conversión (alrededor del 65 %); la eficiencia de conversión disminuye muy rápidamente para temperaturas mayores. Los sistemas con colectores formados por paraboloides de revolución y los sistemas a receptor central permiten alcanzar temperaturas elevadas (900 a 1000 C) con buena eficiencia (entre 65 y 70 %). En la Fig. 9.2. se muestra la relación existente entre las temperaturas alcanzables con colectores planos, cilíndrico-parabólicos y paraboloides de revolución y la eficiencia de conversión de energía solar en térmica. Como ejemplo de un sistema solar que permite lograr temperaturas elevadas se puede dar el ya citado horno solar de Odeillo ²⁾, Francia, en el cual, combinando el sistema a receptor central con el de paraboloides de revolución (el receptor central es un paraboloide de revolución que concentra nuevamente la radiación que llega reflejada desde una gran superficie cubierta de espejos) se logra una concentración de energía en el centro de la imagen focal equivalente a la radiación de un cuerpo negro de ~ 3800 C.

En la Tabla 9.1 se han resumido algunas de las características principales de los cuatro sistemas de colección y conversión de energía solar a térmica descriptos.

10. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION

A fin de evaluar cada uno de los sistemas descriptos y realizar un estudio comparativo en función del costo del kWh en los bornes de salida de la central, es necesario conocer previamente las características técnicas y el costo de cada uno de sus componentes. Numerosos grupos han realizado y están realizando estudios detallados de diseño de componentes y de evaluación de costos, habiéndose alcanzado ya resultados que, si bien aún son provisorios, permiten tener una idea optimista sobre este sistema de producción de energía eléctrica. Dado que hasta hace poco no existían criterios para los cálculos de características técnicas y económicas, para cada uno de los parámetros a discutir se ha publicado una gama de valores que, en algunos casos, es bastante amplia. Cabe destacar, además, que no hay un criterio unificado en cuanto a la forma de agrupar en subsistemas el conjunto de todos los componentes de un sistema dado, lo cual lleva a alguna confusión en cuanto a figuras de mérito, costos, etc. atribuidos a los (mal definidos) subsistemas. Por otra parte, tampoco los costos de materiales y de fabricación son siempre tomados para los mismos años y lugares.

En esta Sección sólo daremos valores globales de los parámetros, encontrándose en el Capítulo 14 resultados más detallados.

10.1. EFICIENCIAS

Si bien lo importante es la eficiencia total del sistema que permite convertir la energía solar en electricidad, a fin de realizar un mejor análisis es conveniente dar por separado las eficiencias del subsistema que podemos llamar típicamente solar (conversión de energía solar a térmica) y del subsistema convencional (turbogenerador). El primero incluye las etapas de colección de la energía solar, de su conversión y del transporte de la energía térmica hasta el turbogenerador de la central. Como las eficiencias parciales de algunas de las partes componentes del subsistema solar varían a lo largo del día y con las distintas épocas del año, los valores dados, tanto para las eficiencias del subsistema solar cuanto para el sistema completo, son promedios anuales. Para su obtención se utilizaron, a su vez, los promedios diarios. Las eficiencias totales consignadas no incluyen pérdidas por almacenaje de energía térmica.

En la Tabla 10.1 se resumen las eficiencias dadas por algunos de los grupos de trabajo, incluyéndose para cada caso la potencia de la central para la cual fue realizado el cálculo y las temperaturas del fluido de trabajo

Tabla 10.1

Eficiencia de los distintos sistemas de conversión fototérmica

Sistemas	Potencia (MW _e)	Temperatura (C)	Eficiencia del subsistema solar ^{a)} (%)	Eficiencia del turbogenerador (%)	Eficiencia total (%)	Referen- cia
Colector-con- vertidor plano	10 ^{b)}	60-75 ^{c)}	38	8,8	3	9
	100 ^{d)}	130 ^{c)}	29	12	3,5	10
Colector (Polar cilíndrico- parabólico (E-0	100 ^{b)}	320 ^{e)}	47	32	15	6
	100 ^{b)}	320 ^{e)}	42	32	13	
	100 ^{b)}	320 ^{e)}	35	32	11	
Colector pa- raboloide de revolución	20 ^{b)}	440 ^{e)}	64	33	21	11
	100 ^{b)}	450 ^{e)}	61	43	26	12
	100 ^{b)}	430 ^{e)}	51	34	17	6
	200 ^{b)}	310 ^{e)}	63	35	22	7
Receptor central	100 ^{b)}	480 ^{e)}	53	36	19	6
	100 ^{d)}	500 ^{e)}	61	35	21	13

a) Colección, conversión y transporte.

b) Potencia promedio.

c) Temperatura del fluido de transporte de energía térmica
a la salida del convertidor.

d) Potencia pico.

e) Temperatura del fluido de trabajo a la entrada del
turbogenerador.

del turbogenerador o, cuando no se consignan éstas, las temperaturas del fluido que circula por los convertidores a la salida de éstos.

Aunque en el Capítulo 14 de este informe se da un análisis más detallado de cada sistema, para dos de ellos consignaremos aquí algunos aspectos que creemos útil destacar.

SISTEMAS CON COLECTORES-CONVERTIDORES PLANOS: Como se mencionó en la Sección 9.1, el subsistema solar (colección, conversión y transporte de energía térmica) disminuye su eficiencia a medida que aumenta la temperatura final que se logra con él (ver Fig. 9.2). Por otra parte, la eficiencia del ciclo térmico (subsistema turbogenerador) crece con el aumento de la temperatura inicial del fluido de trabajo. Combinando ambos sistemas se puede obtener un valor óptimo. El caso estudiado en la Ref. 9 consiste simplemente de estanques playos con cobertura de plástico (ver Secc. 14.1), mientras que el estudiado en la Ref. 10 utiliza superficies selectivas a fin de obtener temperaturas lo más elevadas posible. En el primer caso se considera, además de las dos eficiencias parciales indicadas en la Tabla 10.1, que un 10 % de la energía producida se consume para funcionamiento de la planta.

SISTEMAS CON COLECTORES CILINDRICO-PARABOLICOS: En este caso las eficiencias van a depender bastante fuertemente de la orientación del eje de movimiento y de la inclinación. Podemos considerar tres casos: eje de movimiento orientado en la dirección N-S e inclinado en un ángulo igual a la latitud del lugar (orientación polar); eje de movimiento N-S, en posición horizontal; eje de movimiento E-O, en posición horizontal.

10.2. TAMAÑOS

El área a cubrir con colectores a fin de recoger la energía solar necesaria para el funcionamiento de una central eléctrica depende de varios factores, a saber:

- (a) potencia de la central;
- (b) modo de operación de la central (base, seguimiento de carga, punta);
- (c) que la central sea únicamente solar (para lo cual, de acuerdo al modo de operación, necesita una cierta capacidad de almacenaje de energía) o trabaje en forma híbrida (durante las horas sin sol se use un sistema convencional para la producción de la energía térmica o directamente una central convencional completa);

Tabla 10.2

Áreas cubiertas por colectores y capacidades de almacenaje de energía requeridas por distintos sistemas de conversión a)

Sistema	Efi- ciencia total (%)	Área cubierta por colectores (km ²)			
		Central exclusivamente solar			Central híbrida
		Base 12 h almacenaje	Seguimiento 6 h almacenaje	Punta 3 h almacenaje	Seguimiento 0,5 h almacenaje
Cilíndrico- parabólico	15	~ 2,0	~ 1,3		
	13	~ 3,0	~ 2,0		
	11	~ 3,0	~ 2,0		
Paraboloide de revolución	17	~ 1,8	~ 1,2		
Receptor central	19	1,5	1,0	0,5	0,5

a) Todas las centrales son de 100 MW_e.

Intensidad total de la radiación: energía que incide en 1 día (promedio anual): 6,2 kWh/m².
potencia promedio sobre 24 h (promedio anual): 258 W/m².

Datos obtenidos de Ref. 6.

- (d) intensidad de la radiación solar en el lugar donde se instale la central;
- (e) eficiencia total de la central (eficiencia del subsistema de conversión de energía solar a térmica y del subsistema del ciclo térmico).

Cabe recordar que toda la energía que entregue una central solar va a ser colectada exclusivamente durante las horas de sol. Por lo tanto, dadas una eficiencia y una intensidad de radiación, si se quiere que la central aporte una potencia eléctrica fija durante cierto número de horas por día, es necesario que durante las horas de sol sea colectada y acumulada energía en exceso (lo cual equivale a mayor área de colección), a fin de brindar servicio en las horas sin sol.

Además, en todos los casos es necesario dejar espacios libres entre los colectores para evitar interferencias entre ellos (efecto sombra), tanto para rayos incidentes cuanto, en los casos de concentración, para rayos reflejados. Estos mismos espacios sirven para circular durante la ejecución de los trabajos de mantenimiento de los componentes. La relación entre el área realmente cubierta por colectores y la de terreno utilizado, se denomina comúnmente "factor de utilización del terreno" y es del orden de 0,5.

Para cada uno de los distintos sistemas de colección y conversión discutidos, daremos a continuación algunos ejemplos que permitirán formarse una idea respecto de las superficies que aquellos requieren cubrir, como también del tamaño y el número de sus partes constitutivas.

En la Tabla 10.2 mostramos evaluaciones para centrales de igual potencia (100 MW_e) a ser ubicadas en una zona en la cual el total de la energía solar incidente a lo largo de las 24 h de un día, promediado sobre todo el año, es de $6,2 \text{ kWh/m}^2$, y la correspondiente potencia promedio es de 258 W/m^2 . Puede observarse la variación de las áreas de colección en función del modo de operación de la central y del correspondiente almacenaje. Además, para centrales actuando, por ejemplo, en el modo de seguimiento de carga, se ve cómo varía el área de colección según la central sea solar pura o híbrida. Aun en las centrales híbridas es necesario una pequeña capacidad de almacenaje de energía térmica para afrontar breves períodos nubosos.

Para el caso de colectores-convertidores planos no incluidos en la Tabla 10.2 sólo poseemos datos ⁹⁾ no directamente comparables con los dados allí. Se trata de una central con una potencia de 10 MW_e (promedio sobre 24 h) trabajando con una eficiencia total del 3 %, a ser ubicada en una zona donde la radiación solar es similar a la considerada en la Tabla 10.2 (250 W/m^2 de potencia anual promedio). El área cubierta por colectores es de $1,3 \text{ km}^2$ (factor de aprovechamiento del terreno de 0,6) y la capacidad de almacenaje de energía térmica de 10-12 h.

Veamos ahora algunos datos de tamaños de componentes de las centrales. Para el caso de sistemas con colectores cilíndrico-parabólicos no poseemos datos de los tamaños y el número de las componentes de una central, teniendo solamente de características aisladas de los mismos.

SISTEMA CON COLECTORES-CONVERTIDORES PLANOS: Para el caso antes descrito (Ref. 9), el área de colección requeri-

da está cubierta por 1.600 colectores, cada uno de los cuales consiste en un estanque de 4 m de ancho por 200 m de largo y 5 cm de profundidad, cubierto por varias capas de plástico separadas por aire. Para satisfacer las 24 h de funcionamiento de la central se necesita almacenar agua a 70 °C en un tanque térmicamente aislado de $2 \times 10^5 \text{ m}^3$.

SISTEMA CON COLECTORES PARABOLOIDES DE REVOLUCION: Se ha hecho un estudio ¹⁴⁾ para la producción en serie de paraboloides de revolución sobre la base de plantas de fabricación de elementos similares y la utilización de materiales de construcción disponibles, considerando, además, problemas de transporte, como ser las restricciones causadas por las alturas de puentes. Las evaluaciones llevaron a determinar que el diámetro máximo permitido para los paraboloides es de 7,5 m (área 44 m^2). Es posible construirlos más grandes por secciones, pero entonces el montaje en el lugar de uso aumenta sustancialmente el costo. Para el caso presentado en la Tabla 10.2, es decir una central actuando en el modo de seguimiento con $1,2 \text{ km}^2$ cubiertos por colectores, se necesitarían 27.000 paraboloides de revolución con sus correspondientes heliostatos; cada uno de ellos debe tener una caldera en la cual se transfiera la energía térmica obtenida a un fluido de transporte para llevarla a un receptáculo cercano al turbogenerador.

SISTEMA A RECEPTOR CENTRAL: En estas centrales, cuanto mayor es el campo de colección solar, mayor es la altura necesaria de la torre que sostiene el receptor-convertidor central (y la caldera). Así, para un área de $1,5 \text{ km}^2$ cubierta de espejos, se necesita una torre de 450 m de altura. Si bien hay algunas propuestas de centrales con torres tan o aún más altas, por razones sísmicas y de construcción se ha propuesto mantener las torres en alturas del orden de los 250 m, siendo las áreas cubiertas por espejos de $0,5 \text{ km}^2$. Dependiendo del tamaño de la central, se agruparía la cantidad de estos módulos que fuera necesaria con un solo turbogenerador al cual se haría llegar la energía térmica desde cada una de las torres. Se han propuesto espejos reflectores de aproximadamente 33 m^2 , con lo cual cada módulo requiere 15.400 espejos con sus correspondientes heliostatos. De acuerdo a este sistema modular, las plantas a receptor central presentadas en la Tabla 10.2 requerirían 3 módulos la que actúa como base, 2 módulos la de seguimiento

y 1 módulo la de punta. La construcción modular presenta la ventaja de una mayor flexibilidad para la elección del tamaño de las centrales, para el desarrollo y el control de sus componentes y para la construcción misma de la central. Permite, además, alcanzar más rápidamente la producción masiva de los distintos componentes, independientemente del tamaño de la central.

10.3. TRANSPORTE DE LA ENERGIA TERMICA DESDE EL RECEPTOR- CONVERTIDOR A LA TURBINA

Dado que para las centrales solares basadas sobre el mecanismo de la conversión fototérmica se propone utilizar turbogeneradores convencionales, es necesario estudiar el modo de acoplar las turbinas con el convertidor. La importancia de este estudio reside en el hecho de que el diseño del receptor-convertidor-caldera del subsistema solar depende fuertemente de las características del fluido utilizado para extraer la energía térmica de él.

Se pueden utilizar o un solo circuito en el cual una misma masa de fluido extrae la energía térmica del convertidor y luego acciona las turbinas o bien dos circuitos conectados por un intercambiador de calor: el primero extrae la energía térmica del convertidor y el segundo provee el fluido de trabajo a la turbina. Cada combinación de los diversos subsistemas con los diversos fluidos propuestos, tiene distintas características técnicas y económicas, que deben ser evaluadas. Como ejemplo, sólo daremos los casos discutidos en la Ref. 7, pues de los trabajos que poseemos es el único en el cual, para cada sistema de conversión, se analiza el comportamiento de distintos fluidos de transporte. La Tabla 10.3 resume las características de los métodos propuestos en Ref. 7 para la extracción de la energía térmica del convertidor y su posterior transporte hasta la turbina, dando para el primero las temperaturas y presiones de entrada y salida y para la segunda la temperatura y presión de entrada. A continuación consignaremos algunas características adicionales, para cada uno de los casos.

SISTEMA CON COLECTORES-CONVERTIDORES PLANOS: Dado que este sistema sólo permite alcanzar temperaturas ≤ 150 C, para el accionamiento de la turbina se requiere un fluido de trabajo con presión de vapor relativamente alta.

SISTEMA CON COLECTORES CILINDRICO-PARABOLICOS: En el primer caso presentado para este sistema en la Tabla 10.3, el receptor-convertidor de cada colector está formado por un heat-pipe[†] que transporta la energía térmica hasta un generador de vapor ubicado en el

[†] Ver definición en pág. 75.

Características de métodos de transporte de energía térmica desde el convertidor a la turbina a)

Sistemas	Número de Circuitos	Receptor-convertidor b)			Turbina c)		
		Fluido	Temperatura (C) $T_1 - T_2$	Presión absoluta (kg/cm ²) $P_1 - P_2$	Fluido	Temperatura (C)	Presión absoluta (kg/cm ²)
Colector-convertidor plano	Dos	Agua presurizada	100-130	—	CCl ₃ F (R-11)	100	8
	Uno	Vapor saturado	215-290	77-73	Vapor saturado d)	285	70
	Dos	Agua presurizada	285-330	150-140	Vapor ligeramente sobrecalentado	310	65
Colector paraboloide de revolución	Uno	Vapor saturado	215-290	77-73	Vapor saturado d)	285	70
	Dos	Agua presurizada	285-330	150-140	Vapor ligeramente sobrecalentado	310	65
	Uno	Vapor sobrecalentado	245-540	175-170	Vapor sobrecalentado	540	170
	Dos	Sodio fundido	315-540	8-1	Vapor sobrecalentado	510	105

Receptor	Uno	Vapor sobrecalentado	210-480	105-65	Vapor sobrecalentado	480	63
	Dos	Sodio fundido	315-540	8-1	Vapor sobrecalentado	510	105
central	Uno	Helio	395-570	77-70	Helio	570	70
	Sistema de ciclo combinado	Helio	425-570	77-70	Helio	570	70
					Vapor sobrecalentado	400	30

- a) La información consignada fue extraída de la Ref. 7 .
- b) T_1 y P_1 son la temperatura y la presión del fluido a la entrada del receptor-convertidor; T_2 y P_2 los correspondientes valores a la salida.
- c) La temperatura y la presión consignadas son las del fluido que acciona la turbina, a la entrada de ésta.
- d) El vapor saturado pasa por un desecador antes de accionar la turbina.

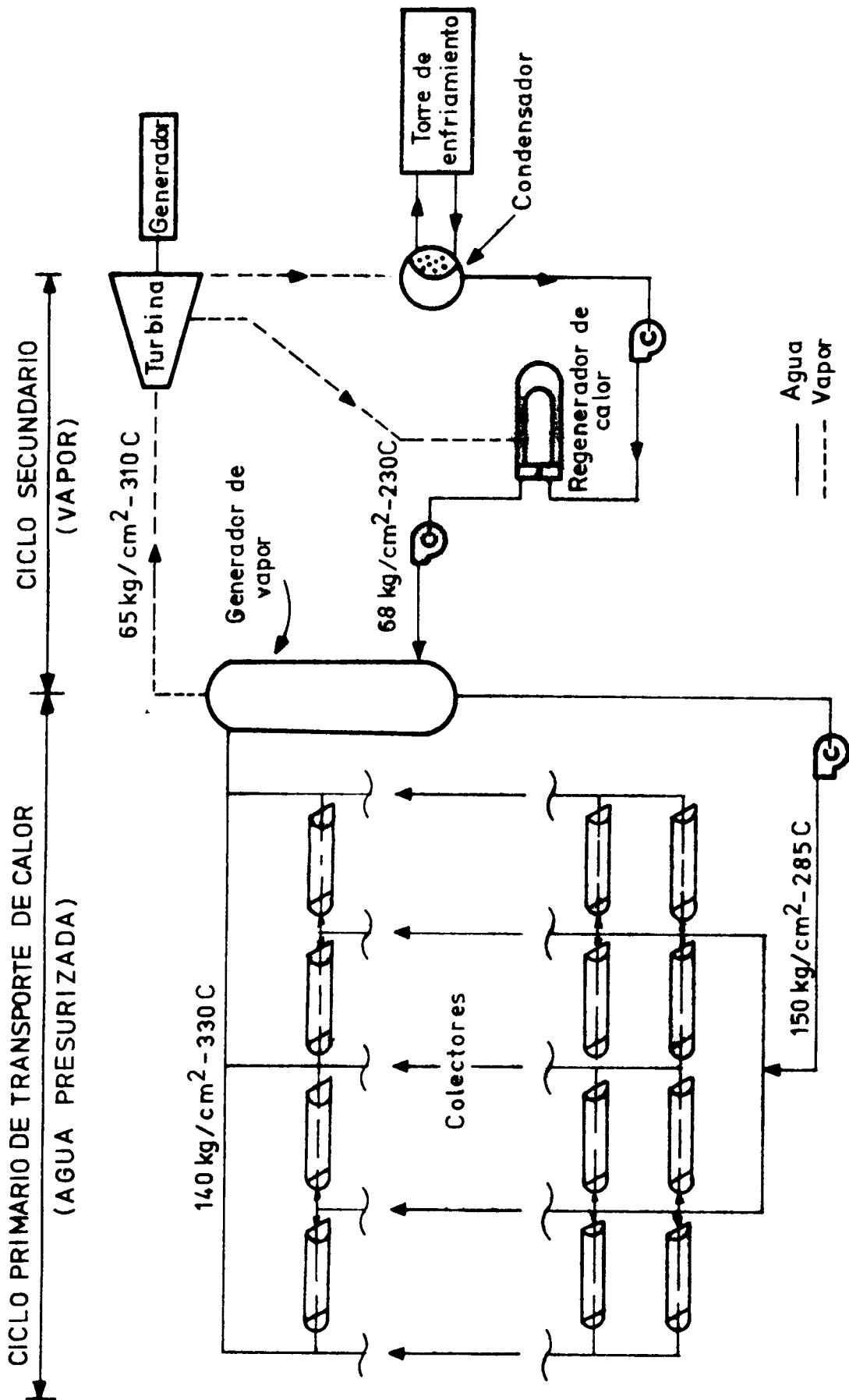


Fig. 10.1: Sistema con colectores cilíndrico-parabólicos y agua presurizada como fluido de transporte. De Ref. 7 .

extremo del mismo. En el segundo caso (Fig. 10.1), el agua presurizada fluye directamente por dentro de los receptores-convertidores y mediante cañerías es conducida a un único intercambiador de calor central, en el cual se genera el vapor para la turbina.

De los dos métodos propuestos, el segundo es económicamente más conveniente ya que el costo del conjunto heat-pipe y generador de vapor requerido en el primero es significativamente mayor que el del receptor-convertidor con agua fluyendo directamente a través de él.

SISTEMAS CON COLECTORES PARABOLOIDES DE REVOLUCION: Si bien dos de los casos propuestos son similares a los descritos en el párrafo precedente, los dos restantes hacen uso explícito de la elevada temperatura obtenible con este sistema. Dada la forma del receptor-convertidor, para el caso de producción de vapor saturado en una caldera próxima a aquel, se ha reemplazado el heat-pipe por una bomba de circulación. En el tercer caso presentado, producción de vapor sobrecalentado directamente en el campo de colección, en un análisis previo se determinó que, para los tamaños de colectores propuestos, es necesario hacer circular el agua por tres colectores para producir vapor y utilizar un cuarto para el sobrecalentamiento. El cuarto método es ilustrado en la Fig. 10.2.

El sistema a Na líquido fue descartado por requerir que todos los conductores sean de acero inoxidable, lo cual lo hace económicamente prohibitivo. La producción de vapor sobrecalentado en el mismo campo de colección, si bien es técnicamente posible, resulta económicamente menos atractiva que los dos sistemas restantes pues el aumento de la eficiencia del ciclo térmico no compensa el costo adicional del sistema de sobrecalentamiento. Los métodos a vapor saturado y a agua presurizada presentan ventajas similares.

SISTEMA A RECEPTOR CENTRAL: En el primer caso listado en la Tabla 10.3, el vapor sobrecalentado se produce (Fig. 10.3) en el receptor central, usándose el 75 % de la energía térmica disponible para evaporar el agua y el 25 % restante para sobrecalentar el vapor. El segundo caso es similar al método de Na líquido mencionado para los sistemas a paraboloides de revolución. En el tercer caso propuesto para este sistema se hace uso de un ciclo de Brayton, el cual presenta la desventaja de que no se aprovecha la alta temperatura del He al salir de la turbina, disipándose el calor en exceso hacia la atmósfera. Por ello, en el cuarto caso estudiado se propone un sistema a ciclo combinado en el cual el calor recién mencionado es utilizado para producir vapor sobrecalentado que es aprovechado en un ciclo de Rankine.

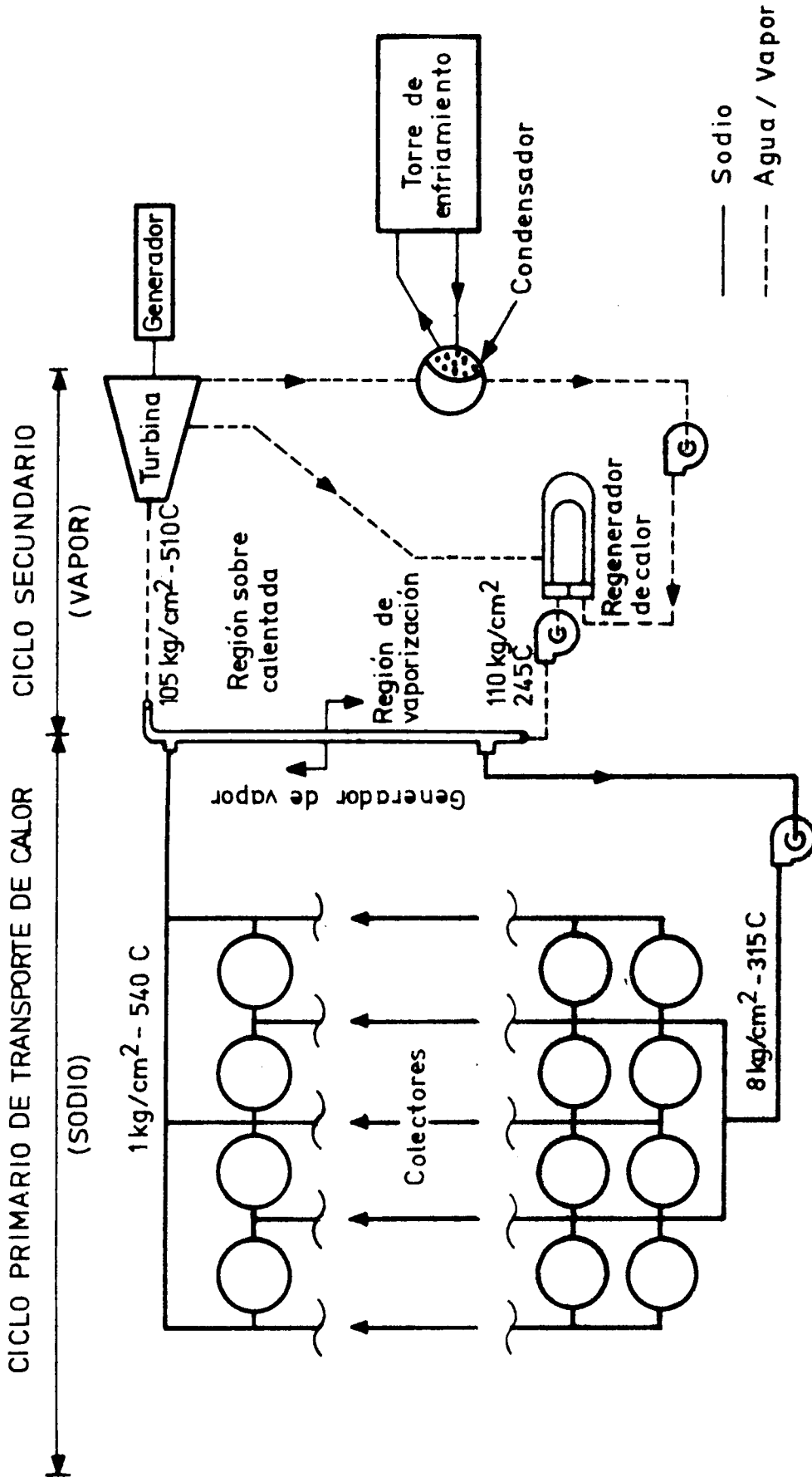


Fig. 10.2: Sistema con colectores paraboloïdes de revolución con Na líquido como fluido extractor de la energía térmica. De Ref. 7 .

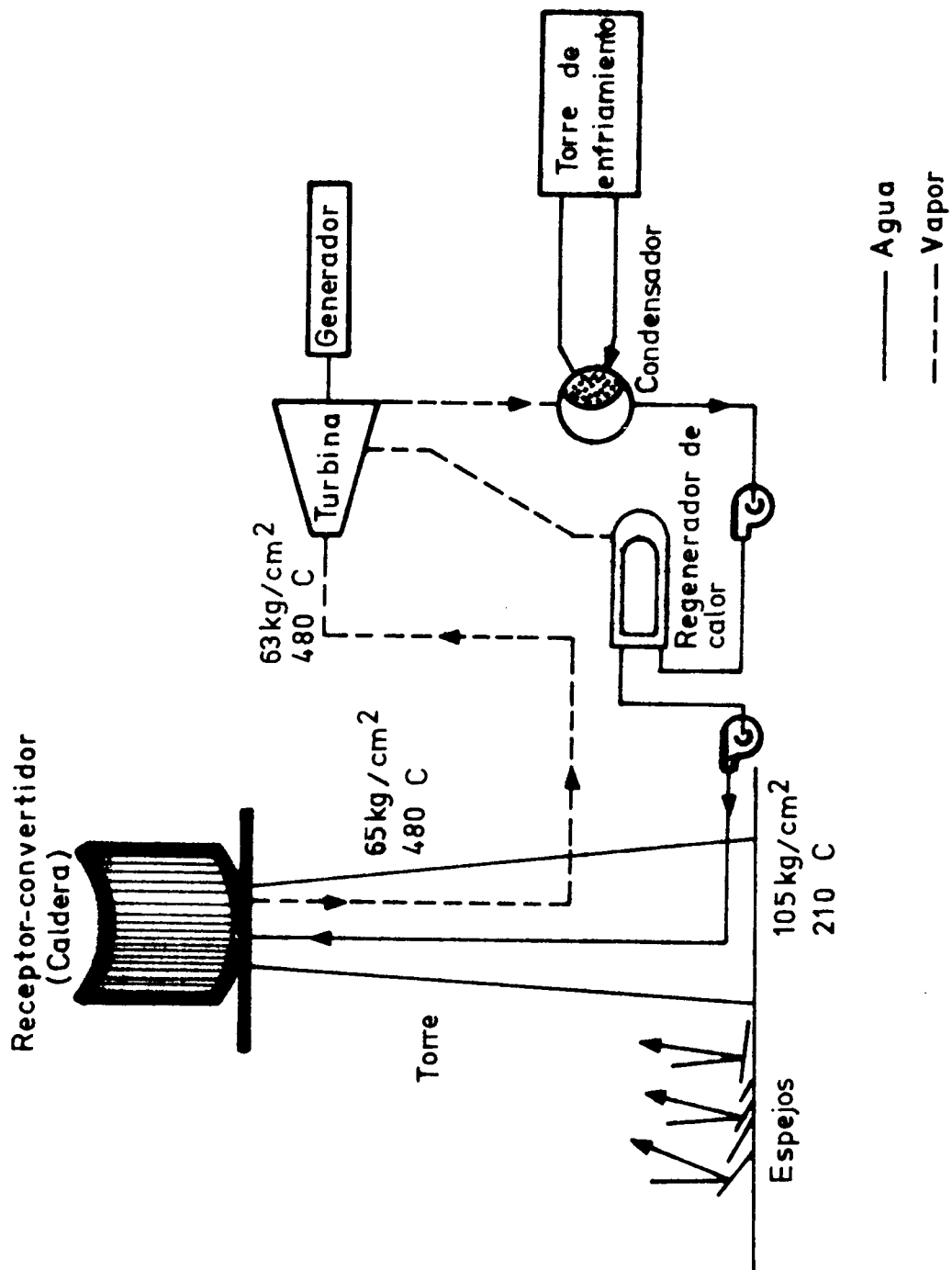


Fig. 10.3: Sistema a receptor central. El vapor sobrecalentado utilizado en la turbina se produce directamente en el receptor-conversidor. De Ref. 7.

Los dos últimos métodos se descartan, pues la temperatura alcanzable en el calentamiento del He es insuficiente para una eficiencia aceptable en el ciclo de Brayton. Por otra parte, el sistema a vapor sobrecalentado es económicamente más conveniente que el del metal líquido por el costo de las tuberías de acero inoxidable que éste requiere.

En otra propuesta de transporte¹²⁾ se usa la energía térmica obtenida para disociar gases (p. ej. SO_3), transportando los productos a $\sim 100^\circ\text{C}$ y recuperando la energía entregada mediante la recombinación de los mismos.

10.4. ALMACENAJE DE ENERGIA

Dado que la radiación solar constituye una fuente discontinua de energía, es evidente que si se desea proveer electricidad en forma continua a partir de medios exclusivamente solares, será necesario acumular energía durante las horas de sol. Puesto que existen lapsos variables durante los cuales el cielo se cubre de nubes, a fin de garantizar la continuidad del servicio, aquel requerimiento se mantiene aun en los casos en que únicamente se prevea generar electricidad durante las horas en que el sol se halle sobre el horizonte.

El problema de la acumulación de energía en conjunción con centrales solares es uno de los menos estudiados hasta el presente en el campo de las aplicaciones de la energía solar. Consecuentemente, la National Science Foundation de los EE.UU. de N. A. recientemente ha ofrecido¹⁵⁾ subsidios para realizar investigaciones en este tema, tanto con relación a conversiones fototérmica y fotovoltaica, cuanto a conversión de energía eólica. Como veremos en la Sección 11.4, desde el punto de vista económico es discutible si para compensar las horas sin insolación es más conveniente efectuar almacenaje de energía o usar una central convencional.

En algunos de los proyectos de instalación de centrales solares a nuestra disposición se propone la incorporación de sistemas de almacenaje de energía. Nosotros, sin entrar en mayores detalles, daremos un breve resumen de los posibles métodos a utilizar, para lo cual seguiremos la clasificación dada en la Ref. 16.

Los sistemas que pueden ser utilizados haciendo uso directo de la energía térmica son:

- (a) almacenaje de un fluido caliente en tanques aislados,
- (b) agua caliente a presión en depósitos naturales,
- (c) cambio de fase de sales eutécticas,
- (d) cambio de fase de metales,
- (e) cambio de fase de compuestos orgánicos.

Los sistemas que antes del almacenaje requieren una transformación de la energía térmica en otra forma de energía utilizan como acumulador:

- (f) hidrógeno en hidruros,
- (g) hidrógeno líquido,
- (h) volantes,
- (i) baterías (sales fundidas),
- (j) imanes superconductores,
- (k) aire comprimido.

Un grupo de investigadores de la compañía Honeywell Inc. realizó ¹⁶⁾ un estudio de factibilidad para una central solar a instalarse en Inyokern (suroeste de California, EE. UU. de N.A.) y, de la lista que antecede, seleccionó los métodos que considera aplicables en esa ubicación. El grupo consigna datos concretos exclusivamente para aquellos sistemas para los cuales ha finalizado el estudio. Los autores consideran que en todos los casos la eficiencia horaria del almacenaje es 99,9 %, o sea que sólo se pierde el 0,1 % de energía por cada hora de almacenaje. Definen, además, una eficiencia que tiene en cuenta la energía que se pierde en el proceso de almacenaje en sí; es decir, la fracción de la energía entregada al acumulador que es posible extraer de él sin tener en cuenta las pérdidas de almacenaje. Los valores de la eficiencia así definida se dan, para algunos sistemas de almacenaje, en la Tabla 10.4.

Por otra parte, en las Refs. 17 y 18, se propone extraer la energía térmica de la caldera de un sistema a receptor central mediante un fluido formado por una mezcla de nitrato de sodio, nitrito de sodio y nitrito de potasio fundidos. El fluido, denominado Hitec, intercambia el calor absorbido con una masa del mismo fluido guardada a presión atmosférica en un tanque de acero (sistema (a) de la clasificación que antecede). Operando dentro del rango de temperaturas 200 - 500 C, la densidad de energía se mantiene razonablemente alta ($\sim 96 \text{ kW}_e \text{ h/m}^3$).

10.5. PARAMETROS INDICATIVOS DEL COMPORTAMIENTO TECNICO DE CENTRALES SOLARES

Para efectuar evaluaciones económicas referentes a centrales solares, además de las propiedades técnicas antes discutidas, es necesario conocer ciertos parámetros que caracterizan el comportamiento técnico de aquellas. Daremos las definiciones de los mismos y algunos ejemplos que aclaren su significado.

El factor de potencia de la planta o, simplemente, factor de planta de una central cualquiera se define como la cantidad de energía eléctrica efectivamente entregada por la central durante un lapso, dividida por la energía que teóricamente se generaría si, durante ese lapso la central hubiese

Tabla 10.4

Eficiencias de almacenaje de energía^{a)}

Tipo de almacenaje	Eficiencia ^{b)} (%)
Hidrógeno líquido	
Para turbina de gas	20
Para fuel cell	48
Baterías (sales fundidas)	50-70 ^{c)}
Cambio de fase de sal eutéctica	50-90 ^{d)}
Tanque aislado con agua a 320 C	85
Volante	90

a) Datos tomados de la Ref. 16. Para todos los casos se considera una pérdida de energía, una vez almacenada, de 0,1 % por hora de almacenaje.

b) Indica qué fracción de la energía entregada al sistema de almacenaje es posible extraer de él, sin considerar pérdidas propias del almacenaje.

c) Depende de la velocidad de descarga.

d) Depende del método de carga y del diseño del sistema.

operado en forma continúa a su potencia nominal; ocasionalmente se lo denomina factor de utilización. Da cuenta de los períodos durante los cuales la central es utilizada a menos de su potencia nominal, tanto por salidas de operación programadas (mantenimiento, despacho de carga), cuanto no programadas, ya sea por emergencias o inconvenientes en la central o por escasez de demanda. La definición se extiende directamente a redes. Por ejemplo, durante 1973, el factor de planta para el sistema interconectado de centrales del servicio público argentino fue de 0,38; en los EE. UU. de N.A., en promedio, dicho factor fue de 0,55 (Ref. 18).

El factor de carga se define como la potencia media a la que efectivamente operó una central cualquiera durante un lapso, dividida por la demanda máxima registrada durante ese lapso (o sea, la potencia máxima a la que operó la central durante el lapso considerado). También esta definición se extiende a redes. Por ejemplo, en 1973, el factor de carga para el sistema interconectado de centrales del servicio público argentino fue 0,59 (Ref. 63).

Dado que el combustible para las centrales solares es esencialmente gratis, es razonable que, al integrarlas a una red que incluya centrales convencionales, se las proyecte para que operen el mayor tiempo posible, ahorrando así el combustible de éstas, lo cual equivale a un "reemplazo de fuentes de energía convencional". Por lo tanto, interesa establecer ⁶⁾ el valor del factor de reemplazo de energía, definido como la energía obtenible a la salida de la central solar en funcionamiento simulado, dividida por aquella parte de la demanda programada para la red que corresponde a la zona de la curva de demanda para la cual se diseña la planta, ambas integradas sobre un año. Para ilustrar esta definición, consideremos la Fig. 10.4. A la derecha se representó la curva de demanda programada en función del tiempo para una red específica, sombreando tres zonas de demanda de 100 MW_e , ubicadas, respectivamente, en las regiones de base, seguimiento y punta. Para este caso concreto, el factor de reemplazo de energía de una central solar de 100 MW_e de potencia nominal operada en uno de los tres modos, es el cociente entre la energía obtenible durante un año y la energía que se obtiene integrando a lo largo de éste la correspondiente área sobreada de la curva de demanda. Si la central opera en el modo de punta o de seguimiento, habrá períodos durante los cuales la demanda en el modo en que está trabajando es tan baja que queda disponible para entregar energía en otra zona de la curva de demanda, produciéndose así un reemplazo adicional de energía.

La cantidad de horas durante las cuales las centrales solares pueden entregar a la red su potencia nominal de diseño depende simultáneamente de la insolación local y de sus características técnicas; entre éstas,

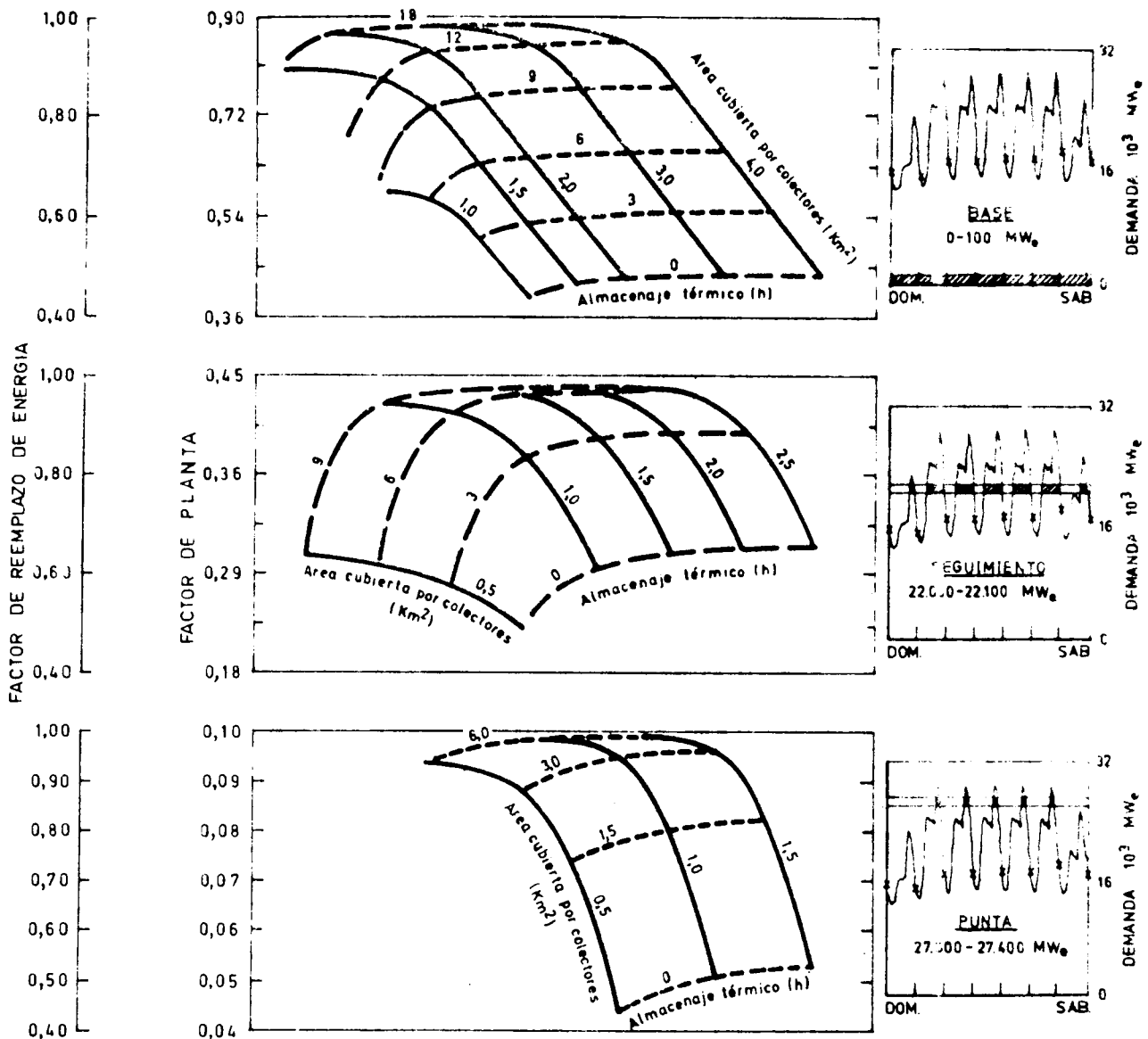


Fig. 10.4: Factor de planta y factor de reemplazo de energía en función de las áreas cubiertas por espejos y de las horas de almacenaje de energía térmica, para una planta a receptor central de 100 MW_e operada en los modos de base, seguimiento y punta. Para cada modo de operación, se muestra, como ejemplo, la curva de demanda de potencia en función del tiempo para una semana, indicando (por claridad, con ancho excesivo) la zona de la curva en que opera la central. De Ref. 6.

fundamentalmente, del tamaño de su campo de colectores y de su capacidad de almacenaje. A la inversa, conociendo la insolación, para un tipo dado de central, los factores de planta y de reemplazo de energía arriba definidos se pueden calcular en función de las horas de almacenaje y del área cubierta por espejos. Una representación paramétrica de los mismos se muestra como ejemplo en la parte izquierda de la Fig. 10.4 para plantas a receptor central en los tres modos de operación. A cada par de valores de área cubierta por colectores y de horas de almacenaje corresponde una energía que es la que la central es capaz de entregar a lo largo de un año; dividiéndola por la magnitud indicada en las definiciones correspondientes, se obtienen los factores de planta y de reemplazo de energía.

A fin de asegurar que, frente a imprevistas salidas de servicio de una o más centrales de una red de potencia, la demanda eléctrica no exceda la capacidad de generación disponible, esta última se diseña en exceso respecto a la demanda pico. El exceso de potencia disponible por sobre la demanda pico se denomina reserva o margen. Cuando en una red de potencia se sustituyen centrales convencionales por solares, es necesario rehacer el cálculo de la reserva requerida, para asegurar que el nuevo sistema tiene la misma confiabilidad que el convencional. O sea, se debe establecer la capacidad de una planta solar para reemplazar una dada cantidad de potencia convencional sin disminuir la confiabilidad del sistema. Cuando esta capacidad de reemplazo de potencia de una planta solar no es 100 %, a fin de mantener la mencionada confiabilidad del sistema, es necesario disponer en la red de cierta cantidad de potencia convencional de apoyo (back-up capacity). Esta última, en los casos de ser necesaria, es incluida como parte del sistema solar (aunque sea lícito considerar a éste como "solar puro", a diferencia de las plantas híbridas que son combinaciones solares-convencionales con un porcentaje de convencional que excede apreciablemente los requerimientos de la reserva). Su costo debe entonces ser tenido en cuenta en el cálculo del costo del kW_eh producido por la central solar. A partir del factor de reemplazo de energía antes definido, se puede estimar el tiempo que la central solar no estará en servicio y de éste establecer la capacidad de reemplazo de potencia y, por ende, la potencia convencional de apoyo necesaria.

11. ANALISIS ECONOMICO

Para calcular el costo del kWh producido por una central solar, es necesario hacer estimaciones realistas del costo del subsistema de conversión de energía solar a térmica y del de almacenaje de energía. Como fue puntualizado en el capítulo anterior, el subsistema turbogenerador, con ligeras modificaciones para adaptarlo al concepto solar, es convencional y, por ende, conocido su costo.

Primero discutiremos el costo de algunos componentes típicos de las centrales solares y la contribución de las inversiones de capital requeridas para aquellos al costo del kW_e producido; luego analizaremos las estimaciones económicas hechas para el almacenaje de energía y para el costo final del kW_e^h producido por centrales solares puras (incluyendo su comparación con el del producido por métodos convencionales). Finalmente, analizaremos económicamente la posibilidad alternativa de emplear centrales híbridas, en las cuales, durante las horas sin sol, se utilicen sistemas convencionales, ya sea como fuentes de energía térmica o como centrales de producción de energía eléctrica.

Todos los costos son expresados en U\$S (de los años 1972 - 1974), dado que así fueron calculados en los trabajos de los cuales se extrajo información. Carece de sentido transformarlos a pesos, pues, de cualquier manera, no corresponden a costos reales en la Rep. Argentina. Por otra parte, corresponden a una producción masiva de los componentes considerados, en plantas aún no existentes en la actualidad.

11.1 COSTOS DE COMPONENTES

Tampoco en este punto las estimaciones hechas por diferentes grupos son directamente comparables entre sí, ya que usualmente no está bien definido qué elementos se incluyen en un componente dado.

En general, las estimaciones a nuestra disposición no dan información referente a los datos técnicos y económicos primarios sobre los cuales están basadas. Constituye una excepción la Ref. 14, en la que se calcula específicamente el costo de colectores parabólicos de revolución, basándose en costos reales de fábrica para productos con cierto grado de similitud (a fin de incorporar realísticamente el factor de producción masiva a las estimaciones) y tomando en consideración todo tipo de parámetro que pueda pesar en el costo final (como, por ejemplo, el tamaño máximo con que, por problemas de transporte, se puede construir un paraboloide en una sola pieza, ya que el armado in situ por secciones aumenta el costo). Según nos han comunicado ¹⁹⁾ los autores de

este trabajo, efectuaron el mismo cálculo para componentes de varios de los otros sistemas antes descriptos, pero los resultados aún no están disponibles.

Costos de colectores-convertidores por unidad de área

En la Tabla 11.1 consignamos estimaciones del costo de construcción por metro cuadrado de colectores-convertidores planos, de colectores cilíndrico-parabólicos, de colectores paraboloides de revolución y de espejos reflectores para sistemas a receptor central. Para este último sistema también damos el costo del conjunto receptor-convertidor.

Para los colectores-convertidores planos sólo tenemos estimaciones para un caso muy particular, el de estanques planos cubiertos por capas de plástico, separadas por colchones de aire. No tenemos costos de sistemas más sofisticados con superficies selectivas o antirradiantes.

Las estimaciones para el segundo caso han sido compiladas en la Ref. 6 sin consignar la fuente de origen. En los valores dados se incluyen los costos del cilindro reflector parabólico, del receptor convertidor, del intercambiador de calor (cuando está incorporado al conjunto colector-receptor-convertidor), del heliostato y, si bien no lo dice específicamente, suponemos que también una fracción del costo del sistema de control de movimientos de éstos. Además, se discrimina el costo para tres posiciones distintas de los concentradores. Una variante corresponde a colectores cilíndricos orientados E-0 con modificaciones cuya incorporación, según lo expresado en la Ref. 6, disminuirá notablemente los costos. Las dos modificaciones propuestas son: (a) usar reflector fijo y receptor móvil (los sistemas ya evaluados funcionan a la inversa); (b) un concepto de colector segmentado (tipo Fresnel). No disponemos de información sobre las características técnicas de estas modificaciones (ver Secc. 14.2).

Para el tercer caso los valores dados incluyen los costos de los mismos elementos, reemplazándose el reflector cilíndrico-parabólico del segundo por un paraboloide de revolución. En algunos estudios se ha incluido/excluido explícitamente el costo del sistema de control de los heliostatos.

Para ninguno de los dos casos precedentes poseemos datos de costos por unidad de longitud para el sistema de transporte de energía térmica.

Para los sistemas a receptor central damos por una parte los costos de los espejos reflectores, de los heliostatos y, en algunos casos, del sistema de control del movimiento de éstos. Por otra parte, para el conjunto receptor-convertidor (torre, receptor, convertidor, caldera, conductos, bombas y accesorios) damos la inversión inicial de capital en función de la altura de la torre. El cuadrado de la altura debe variar, por razones geométricas, en forma aproximadamente proporcional al área cubierta por espejos y, por tanto,

Tabla 11.1

Costo de construcción para componentes de los distintos sistemas de conversión

Sistema	Colector (U\$S/m ²)	Referencia	Observaciones
Colector-convertidor plano a)	5,50	9	a) Ver texto, incluye colector, convertidor y tuberías. Dólares de 1973. b) Incluye costos del reflector, del receptor-convertidor, del heliostato y, presumiblemente, una fracción del costo del sistema de control del movimiento de los heliostatos. Dólares de 1973, excepto indicación en contrario.
Colector cilíndrico parabólico b)	Polar 70 N-S 60 E-O 60 E-O ^{c)} 15	6	c) Colector-convertidor que incluya las modificaciones propuestas: reflector fijo y receptor móvil; colector segmentado (Fresnel).
Colector paraboloide de revolución b)	60 ^{d)} 60 134 ^{e)} 167 ^{f)}	14 6 7 20	d) Del costo dado, 10 U\$S/m ² corresponden al conjunto receptor convertidor. Dólares de 1972.
Receptor central	20-40 ^{g)}	18	e) No incluye el costo del sistema de control del movimiento de los heliostatos. Dólares de 1974.
	30 ^{h)}	6	f) No se especifica qué está incluido en el costo.
	38 ⁱ⁾	21	g) Costo del espejo reflector y del heliostato. No está claro si también del sistema de control de heliostato. Dólares de 1974.
	75 ^{e)}	7	h) Costo del espejo reflector, del heliostato y, presumiblemente, de una fracción del costo del sistema de control de los heliostatos. Dólares de 1973.
	88 ^{j)}	22	i) Costo del espejo reflector y del heliostato (34 U\$S/m ²) con un adicional del 10 % para el sistema de control del movimiento de los heliostatos. Dólares de 1973.
	Receptor-convertidor ^{k)}		j) Costo del espejo reflector y del heliostato (76 U\$S/m ²) y del sistema de control de este último (12 U\$S/m ²). Dólares de 1974.
	Altura (m)	Costo (10 ⁶ U\$S)	k) Incluye la torre, el receptor central y la caldera. Dólares de 1974, excepto en la Ref. 6 en la cual son de 1973.
	200	4,0	
	260	6,8	
	300	8,0	
	400	15,4	
	460	16,0	

a la energía solar captada por el receptor central a condiciones dadas de insolación. Consecuentemente, la casi exacta⁽⁺⁾ relación cuadrática entre la altura y los costos consignados en la tabla indica que, dentro de la potencia considerada, dichos costos varían en forma aproximadamente lineal con la energía solar captada, a insolación constante.

Costos de componentes por kW_e nominal instalado

Si bien, para hacer una comparación con centrales convencionales lo importante es el costo final del $kW_e h$, es interesante conocer las inversiones (expresadas en $U\$S/kW_e$) requeridas para las distintas partes de los sistemas en estudio, para así determinar sobre qué componentes es necesario concentrar los esfuerzos de reducción de costos unitarios. A tal fin, sólo daremos el análisis hecho en Ref.6, dado que en ella se consideró un conjunto consistente de valores de costos de componentes para los distintos sistemas (Tabla 11.2), aunque no se incluyen colectores-convertidores planos. En todos los casos se trata de centrales de $100 MW_e$, operando en el modo de seguimiento de carga. Como puede observarse, la mayor inversión de capital se destina a los colectores. En los casos en los que la conversión a energía térmica se realiza en forma distribuida, la conducción de la misma hasta un receptáculo cercano al turbogenerador requiere también una gran inversión de capital. En los ejemplos presentados se considera que las centrales son solares puras (no híbridas), por lo cual se incorporó costo de almacenaje. La estimación de este costo es discutida en la sección siguiente. Para colectores-convertidores planos, el único cálculo de costos a nuestra disposición es el dado en la Ref. 9 para una central de $10 MW_e$ a estanque plano, cuyos resultados reunimos en la Tabla 11.3. También en este caso el ítem dominante es el de los colectores.

Para ilustrar el peso relativo de las distintas partes de la central solar según el modo de operación de la misma, presentamos en la Tabla 11.4 los datos publicados en la Ref. 6 para un sistema a receptor central.

Comparación de inversiones iniciales y costos de operación requeridos por centrales solares y convencionales

Finalmente, es interesante comparar las inversiones de capital inicial requeridas para centrales solares y para centrales convencionales: Tablas 11.2, 11.4, 11.5. Es de destacar que todos los costos (tanto de centrales solares como convencionales) han sido calculados por los autores (Ref. 6) sobre las mismas bases (costos de los componentes en dólares de 1973), a fin de que sean directamente comparables entre ellos. Como es evidente, las centrales solares

(+) Debe tenerse en cuenta que, por provenir los datos de varias referencias, no son homogéneos el trato de los costos ni la inclusión de componentes en el subsistema solar analizado.

Tabla 11.2

Estimaciones de costos por kW_e nominal instalado, para distintos sistemas de conversión ^{a)}

Partes constitutivas	Costos (U\$S/kW _e)					
	Recep. centr.	Parab. revol.	Cilíndrico-Parabólico			
			Polar	N-S	E-0	E-0 ^{b)}
Terreno	2	2	2	2	3	3
Edificios, construcciones, facilidades para transporte	44	49	49	49	49	49
Colectores, espejos, heliostatos ^{c)}	300	690	875	720	900	225
Torre, receptor, intercambiador de calor, transporte energía térmica	95	244	319	254	318	318
Almacenaje ^{d)}	90	120	120	120	120	120
Turbina y anexos	80	80	80	80	80	80
Generador y anexos	21	21	21	21	21	21
Equipos varios	4	4	4	4	4	4
Torres de enfriamiento	20	20	20	20	20	20
<u>Costo total directo</u>	<u>656</u>	<u>1230</u>	<u>1490</u>	<u>1270</u>	<u>1515</u>	<u>840</u>
Reserva gastos imprevistos	39	72	88	74	89	45
Reserva repuestos	3	8	10	8	10	5
Costos indirectos (diseño, know-how, etc.)	<u>78</u>	<u>90</u>	<u>101</u>	<u>92</u>	<u>102</u>	<u>78</u>
<u>Inversión inicial total (1973) ^{e)}</u>	<u>776</u>	<u>1400</u>	<u>1689</u>	<u>1444</u>	<u>1716</u>	<u>968</u>
Incremento de los costos hasta el comienzo de la construcción	296	499	603	515	614	342
Incremento de los costos durante la construcción	169	291	355	301	360	198
Interés durante la construcción	<u>119</u>	<u>178</u>	<u>210</u>	<u>183</u>	<u>214</u>	<u>127</u>
<u>Costo total al año de iniciación de operación comercial de la central (dólares de 1990)</u>	<u>1360</u>	<u>2368</u>	<u>2858</u>	<u>2443</u>	<u>2904</u>	<u>1635</u>

a) Datos obtenidos de Ref. 6 .

Todas las centrales consideradas son de 100 MW_e de potencia operadas en el modo de seguimiento de carga.

b) Sistema modificado para bajar costo del colector.

c) Para costos por m² de colectores, espejos y heliostatos, ver Tabla 11.1. Las áreas cubiertas por colectores son, en el orden en que los sistemas son dados en la presente Tabla, de respectivamente: 1; 1,15; 1,2; 1,2; 1,5 y 1,5 km².

d) Costo de almacenaje: 15 U\$S/kW_eh; horas de almacenaje: 6 h para el sistema a receptor central, 8 h para todos los demás sistemas.

e) Costo total para el año al cual corresponden los costos de materiales y de construcción considerados (dólares de 1973).

Tabla 11.3

Costo de componentes de una central solar a colector-convertidor plano^{a)}

Potencia de la central: 10 MW _e Area del colector (estanque plano): 1,33 km ² Costo de los colectores: 5,50 U\$S/m ²	
Subsistema	Costo de capital (U\$S/kW _e)
Colector, convertidor, tuberías	730
Almacenaje térmico	60
Intercambiador de calor, turbo- generador, torre de enfriamien- to, varios	285
TOTAL	1075

a) Datos tomados de la Ref. 9. Los costos están expresados en dólares de 1973.

Tabla 11.4

Estimación de inversiones, en dólares por kW_e nominal instalado, para centrales solares puras en distintos modos de operación y una central híbrida en el modo de seguimiento ^{a)}

Partes constitutivas	Costos (U\$S/kW _e)			
	Central solar pura			Central híbrida
	Base	Seguimiento	Punta	Seguimiento
Terreno	3	2	1	1
Edificios, construcciones, facilidades para transporte	44	44	44	51
Espejos y heliostatos ^{b)}	450	300	150	150
Torre, receptor central, intercambiador de calor ^{c)}	124	95	68	68
Almacenaje ^{d)}	180	90	45	7
Sistema convencional de producción de vapor	---	--	--	73
Turbina y anexos	80	80	80	80
Generador y anexos	21	21	21	21
Equipos varios	4	4	4	4
Torres de enfriamiento	20	20	20	20
<u>Costo directo total</u>	<u>926</u>	<u>656</u>	<u>433</u>	<u>475</u>
Reserva gastos imprevistos	51	39	27	32
Reserva repuestos	5	3	2	3
Costos indirectos (diseño, know-how, etc.)	92	78	66	88
<u>Inversión inicial total (1973) ^{e)}</u>	<u>1074</u>	<u>776</u>	<u>528</u>	<u>598</u>
Incremento de los costos hasta el comienzo de la construcción	381	296	213	270
Incremento de los costos durante la construcción	218	169	121	156
Interés durante la construcción	152	119	88	105
<u>Costo total al año de iniciación de operación comercial de la central (dólares de 1990)</u>	<u>1825</u>	<u>1360</u>	<u>950</u>	<u>1129</u>

a) Datos obtenidos de Ref. 6 .

En todos los casos las centrales son de 100 MW_e de potencia y el sistema solar es a receptor central.

b) Costo de los espejos y heliostatos = 30 U\$S/m²; área cubierta por colectores: ver Tabla 10.2.

c) Altura de las torres = 260 m. Se requieren 3, 2, 1 y 1 torres respectivamente para cada una de las centrales en el orden en que están dadas.

d) Costo del almacenaje: 15 U\$S/kW_eh; horas de almacenaje: ver Tabla 10.2.

e) Costo total para el año al cual corresponden los costos de materiales y de construcción considerados (dólares de 1973).

Tabla 11.5

Estimaciones de inversiones iniciales, en dólares por kW_e,
para centrales convencionales ^{a)}

Partes constitutivas	Tipo de central (potencia en MW _e)			
	Base		Segui- miento	Punta
	Nuclear PWR (1000)	Carbón (1000)	Ciclo combinado (400)	Turbina a gas (100)
Terreno	1	1		
Edificios, construcciones, facilidades para transporte	54	31		
Reactor, caldera	75	72		
Turbina y anexos	79	58		
Generador y anexos	30	15		
Equipos varios	5	4		
Torres de enfriamiento	27	19		
Sistema para eliminación de SO ₂	--	31		
Sistema almacenaje desechos radiactivos	4	--		
<u>Costo directo total</u>	275	231		
Reserva gastos imprevistos	19	17		
Reserva repuestos	1	1		
Costos indirectos	68	61		
<u>Inversión inicial total (1973) ^{b)}</u>	363	310	179	115
Incremento de los costos hasta el comienzo de la construcción	154	153	99	75
Incremento de los costos durante la construcción	125	86	36	16
Interés durante la construcción	102	65	28	13
<u>Costo total al año de iniciación de operación comercial de la central (dólares de 1990)</u>	744	614	342	219

a) Datos obtenidos de Ref. 6 .

b) Costo total para el año al cual corresponden los costos de materiales y de construcción (dólares de 1973).

presentan el inconveniente de una mayor inversión inicial de capital aunque luego no haya inversión en combustible. Merece acotarse²²⁾ que los costos consignados para el kW_e generado en centrales solares corresponden al punto inicial de la curva de aprendizaje para su construcción. Esta representa la disminución de costos lograda cada vez que se duplica la producción; si se supone una disminución de costos del 10% para cada duplicación de la producción de centrales solares del mismo tipo, para la cuarta central el costo del kW_e en ella producido ya habrá caído al 80% del valor inicial y, para la trigésima segunda, al 60% de dicho valor.

En la citada Ref. 22 se comparan consistentemente los costos de operación de una central solar con una convencional a combustible fósil de la misma potencia, información que reproducimos en la Tabla 11.6 como un ejemplo ilustrativo. Se nota la influencia decisiva del costo del combustible.

11.2 COSTOS DE SISTEMAS DE ALMACENAJE DE ENERGIA

Como se mencionó en la Sección 10.4, los estudios sobre almacenaje son aún muy escasos. Hay, sin embargo, algunos datos que permiten establecer valores preliminares para los costos involucrados.

El conjunto más completo de estimaciones de costos ha sido publicado por el grupo de investigadores del laboratorio de Honeywell Inc.¹⁶⁾ cuyos resultados está condensados en dos figuras que reproducimos en la Fig. 11.1. En ambas se da la inversión inicial total (costos de construcción y montaje) para sistemas de almacenaje en función de las horas de almacenaje (hasta un máximo de 10 horas); se supone que la energía es extraída permanentemente a razón de 1000 MW_e . En la Fig. 11.1a se presentan los valores para una temperatura de 320°C del fluido que transporta la energía térmica a almacenar. En la Fig. 11.1b, los valores son para una temperatura del fluido de 540°C . A fin de comparar con los datos dados por otros autores, hemos calculado el costo de almacenaje por $\text{kW}_e \text{ h}$ para cada uno de los casos, presentándolos en la Tabla 11.7. Para los casos en los cuales el costo del $\text{kW}_e \text{ h}$ varía con la cantidad de horas de almacenaje, hemos tomado como ejemplos 1 h y 10 h.

Para almacenaje mediante el fluido denominado Hitec, discutido en la Sec. 10.4 (Ref. 18), el costo estimado es de $9,2 \text{ U\$S/kW}_e \text{ h}$, independiente de la cantidad de energía acumulada.

Finalmente, el grupo de la compañía The Aerospace Corporation⁶⁾ propone, sin discutir el tipo de almacenaje ni el origen de la estimación, una inversión de capital de $15 \text{ U\$S/kW}_e \text{ h}$, independiente de la cantidad de energía acumulada. Analiza, asimismo la sensibilidad del costo del $\text{kW}_e \text{ h}$

Tabla 11.6

Costos anuales de operación y mantenimiento de centrales solar (a receptor central) y convencional de 100 MW_e ^{a)}

Items	Costo (U\$S de 1974)	
	Central solar	Central convencional
<u>Operación</u>		
Supervisión	20.000	20.000
Generación de vapor	4.000	4.000
Generación de electricidad	50.000	50.000
Gastos varios de generación	4.000	27.000
<u>Mantenimiento</u>		
Supervisión	14.000	14.000
Edificios	17.000	7.000
Caldera	105.000	53.000
Turbogenerador	30.000	30.000
Varios	9.000	4.000
Línea de transmisión	1.000	1.000
<u>Total por operación y mantenimiento</u>	254.000	288.000
Combustible	---	1.701.000
<u>Total por funcionamiento de la central</u>	254.000	1.989.000

a) Datos obtenidos de Ref. 22.

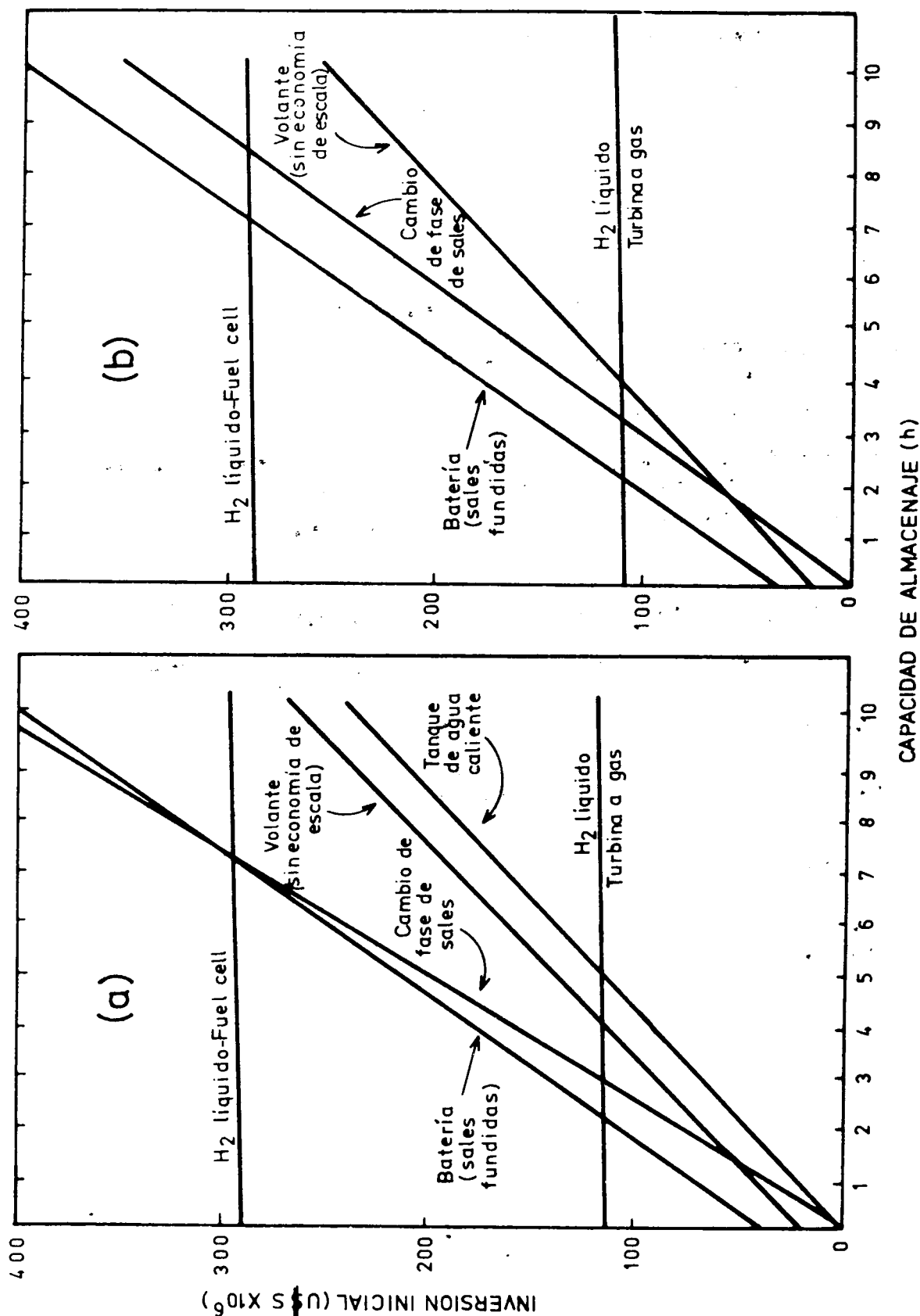


Fig. 11.1: Inversión inicial total para distintos sistemas de almacenaje de energía, en función de la capacidad de almacenaje (medida en cantidad de horas durante las cuales el sistema es capaz de entregar 1000 MW_e). Temperatura del fluido a la entrada del sistema: (a) 320 C, (b) 540 C. De Ref. 16.

Tabla 11.7

Costo de construcción para sistemas de almacenaje

a. Costo independiente de la cantidad de energía acumulada^{a)}

Tipo de almacenaje	Costo (US\$/kW _{eh})	
	320 °C ^{b)}	540 °C ^{b)}
Termotanque con agua	22	--
Cambio de fase de sal eutéctica	40	35

a) Datos tomados de la Ref. 16. En las Refs. 18 y 6 se dan valores de respectivamente 9,2 y 15 US\$/kW_{eh} (ver pág. 111-37).

b) Temperatura del fluido que transporta la energía térmica.

b. Costo función de la cantidad de energía acumulada^{c)}

Tipo de almacenaje	Costo (US\$/kW _{eh})	
	10 ⁶ kW _{eh} ^{d)}	10 ⁷ kW _{eh} ^{d)}
Baterías (sales fundidas)	71	40
Hidrógeno líquido		
-Para turbina de gas	114	12
-Para fuel-cell	290	30
Volante		
-Sin economía de escala	41	27

c) Datos tomados de la Ref. 16.

d) Energía almacenada. Los costos son aproximadamente los mismos para ambas temperaturas consideradas (320 y 540 °C) para el fluido que transporta la energía térmica.

producido por centrales solares puras con almacenaje frente a un incremento del costo de éste hasta 30 U\$S/kW_eh (discusión que veremos en la sección siguiente).

11.3 COSTO DEL kW_eh PRODUCIDO POR CENTRALES SOLARES PURAS

Para el cálculo del costo total del kW_eh producido se debe tener en cuenta la inversión de capital hecha hasta el momento de entrada en operación comercial de la central, el costo de operación y de mantenimiento y, en caso de centrales convencionales, el costo del combustible. Para centrales solares incorporadas a una red, debe incluirse el costo de cierta cantidad de potencia de apoyo (back-up capacity) cuando la capacidad de reemplazo de potencia de aquellas no es 100 % (Secc. 10.5). El costo del kW_eh será, para todos los casos, inversamente proporcional al factor de utilización o de planta, definido en la Sección 10.5.

La contribución más significativa al costo del kW_eh producido en centrales solares es la inversión inicial de capital. El cálculo de dicho costo requiere conversiones de la inversión inicial o de los gastos anuales en operación y mantenimiento, impuestos, seguros, etc., de manera que ambos sean sumables. Se puede: (a) convertir la inversión inicial a cuotas anuales iguales pagaderas a lo largo de la vida útil de la central (anualización) o (b) evaluar a qué inversión inicial corresponden los mencionados costos anuales (actualización de fondos) (por. ej.: Ref. 6). En todos los casos se pueden utilizar procedimientos exactos o aproximados.

Costo del kW_eh producido por centrales solares con distintos subsistemas de conversión de energía solar a térmica

Consideraremos solamente la información provista por dos grupos que han realizado un análisis sistemático, teniendo en cuenta, cada uno de ellos, los mismos factores para todos los sistemas.

Un grupo de investigadores de Honeywell Inc. ha comparado los cuatro sistemas de conversión, considerando las alternativas posibles dentro de cada uno de ellos (ver, por ejemplo, la Secc. 10.3). El costo del kW_eh producido por sistemas con colectores-convertidores planos o colectores cilíndrico-parabólicos no se da en las discusiones de sus resultados a nuestra disposición ⁷⁾, indicándose, solamente, que ellos son superiores a los costos de los producidos por los sistemas con colectores paraboloides de revolución o por los sistemas a receptor central. En la comparación realizada para estos dos últimos, ambos operando en el modo de seguimiento de carga, el

costo del kW_eh producido por el sistema a receptor central es 1,4 veces menor que el producido por el sistema con colectores paraboloïdes de revolución. Los costos presentados no incluyen el del sistema de control de movimiento de los heliostatos ni el del almacenaje, lo cual, según los autores, podría alterar sus conclusiones. Tampoco incluyen las inversiones indirectas (como ser diseño, know-how, caminos de acceso, etc.) ni los costos de operación, de mantenimiento y fijos. Por otra parte, la actualización de los capitales a invertir ha sido llevada hasta el año 1974 solamente, dado que los autores no suponen fecha alguna para la iniciación de la construcción de la planta.

El cálculo más detallado que poseemos sobre costos de todos los sistemas, excepto el de colectores-convertidores planos, es el realizado por la Aerospace Corporation⁶⁾. El estudio se limita a centrales operando en el modo de seguimiento, pues, como veremos más adelante, dicho grupo concluye que éste es el modo económicamente más conveniente para centrales solares. En la Tabla 11.2 se explicitan los rubros tenidos en cuenta en el cálculo de la inversión de capital, a la fecha de entrada en operación comercial supuesta para las centrales (año 1990). Se incluyó, además, el costo de operación y mantenimiento así como, en los casos necesarios, el costo de la potencia de apoyo. A fin de hacer sumables las contribuciones al costo del kW_eh de cada uno de los ítems consignados, se aplicó el método de actualización de fondos mencionado más arriba. En la Fig. 11.2 se reproduce una dada en la Ref. 6, en la cual puede verse que el sistema a receptor central, operado en el modo de seguimiento de carga, es el que produce el kW_eh a menor costo. Los costos están dados para el año de entrada en operación comercial de la planta (1991), así como en dólares equivalentes de 1974 que se obtienen aplicando a los primeros una reducción basada sobre una tasa inflacionaria del 3 % anual. Se observa, además, que los sistemas con colectores cilíndrico-parabólicos orientados de este a oeste y modificados para disminuir su costo según propuestas existentes (ver Secc. 11.1), pueden llegar a ser una alternativa competitiva.

La conclusión obtenida de ambos análisis es que los sistemas a receptor central son los que estarían en condiciones de producir el kW_eh a menor costo.

Comparación de costos del kW_eh producido por centrales solares y convencionales

En la Tabla 11.8 hemos resumido los datos disponibles sobre costos del kW_eh producido por centrales solares puras basadas en conversión térmica y los correspondientes a centrales convencionales calculados por los mismos grupos. La excepción es el dato de la Ref. 9, que sólo da el costo del kW_eh

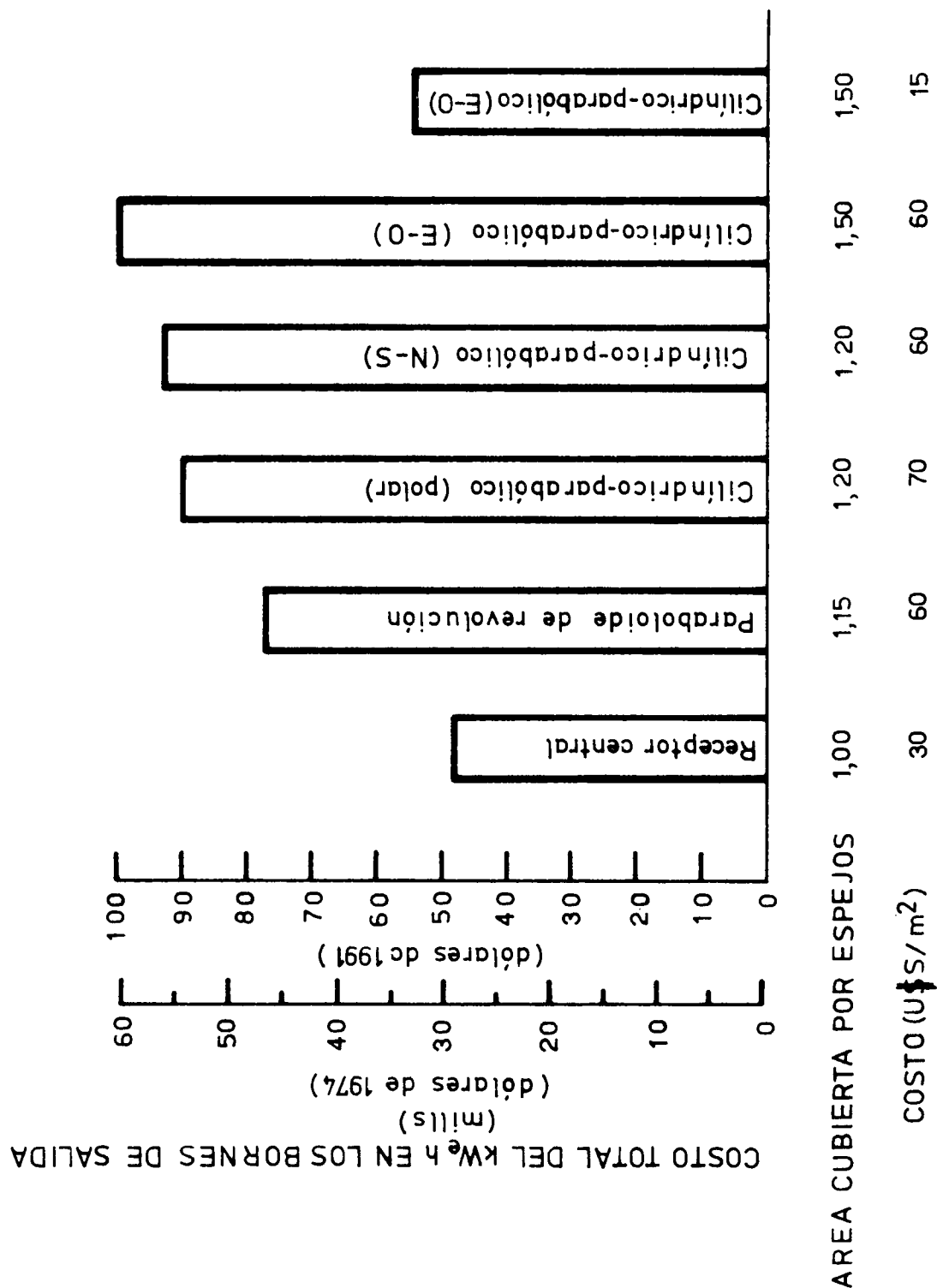


Fig. 11.2: Costo del kW_{eh} producido por una central de 100 MW_e operada en el modo de seguimiento de carga, en función del sistema de conversión de energía solar en eléctrica utilizado. De Ref. 6.

Tabla 11.8

Costo del kWh producido por centrales solares puras

Sistema	Potencia (MW _e)	Modo de operación	Costo colector (US\$/m ²)	Costo a) al- macenaje (US\$/kWh)	Factor de utilización (%)	Costo energía eléctrica c) (mills/kWh)		Ref.
						Solar d)	Convencional e)	
Colector-convertidor plano	10	Base	5,50	--	85	28	--	9
Colector cilíndrico-parabólico (Polar N-S E-0 6)	100	Seguimiento	70	15	42	55	24-30 g)	6
	100		60		37	57		
	100		60		41	60		
	100		15			35		
Colector paraboloide de revolución	100	Seguimiento	60	15	42	46	24-30 g)	
Receptor central	100	Base Seguimiento Punta	30	15	79	22	12-16(70-80) h)	
	100				42	29	24-30 g)	
	100				9,3	80	47-54 i)	
Receptor central	1000	Base	20 40	9,2	61	24 30	11-31(83) j)	18
	1000	Seguimiento	20 40		39	26 31	14-34(59) k)	

a) Horas de acumulación: base ≈12h; seguimiento ≈6h; punta ≈0,5h.

b) Factor de utilización o factor de planta. Ver Secc. 10.5.

c) Costo del kWh en los bornes de salida de la central. Dólares de 1974. En la Ref. 6 se utilizó el método de flujo de fondos actualizado (o descontado); en las demás, el de anualización con un factor de recuperación de capital del 15-16 %.

d) En las Refs. 9 y 6 se incluye en el costo del kWh la inversión de capital (directa e indirecta), y los costos de operación, mantenimiento y fijos; además en los casos necesarios, el costo de la potencia de apoyo. En la Ref. 18 sólo se incluye la inversión de capital (directa e indirecta).

e) El costo del kWh convencional es el dado a modo de comparación por los mismos grupos que dan el costo del kWh solar. En algunos casos consignamos el factor de utilización entre paréntesis.

f) Incorporando modificaciones propuestas para bajar el costo actual del colector (ver secc. 11.1).

g) Central de seguimiento de ciclo combinado a combustible fósil, de 400 MW_e de potencia. Costo del combustible fósil en 1991: 1,65 a 2,40 US\$/MBtu (1,0 a 1,5 US\$/MBtu en dólares equivalentes de 1974).h) Centrales de base nuclear (PWR) y de combustible fósil (carbón), de 1000 MW_e de potencia. Costo del combustible fósil como en g).i) Central de punta de turbina a gas a combustible fósil, de 100 MW_e de potencia. Costo del combustible como en g).j) Central de base a combustible fósil (carbón), de 1000 MW_e de potencia; el costo del combustible fósil se considera para el sur oeste de EE.UU. de N.A. (1974) de 0,3-2,5 US\$/MBtu. Nótese la diferencia con g).k) Central de seguimiento a combustible fósil (carbón) y de 1000 MW_e de potencia. Costo del combustible como en j).

producido por centrales solares, justificándose su inclusión por ser el único costo que poseemos para el kW_eh de centrales con colectores-convertidores planos.

En la Ref. 6, se da la comparación del costo del kW_eh producido por centrales solares con el del producido por centrales convencionales para los tres modos de operación (base, seguimiento y punta), pero únicamente para sistemas solares a receptor central. De los valores de Ref. 6 dados en la Tabla 11.8 se observa que sólo para el modo de operación de seguimiento los mismos resultan competitivos con los producidos por centrales convencionales. Sin embargo, para los otros dos casos no se llega a un factor dos respecto al máximo costo del kW_eh convencional. Entre las condiciones requeridas para que estos resultados se logren, se destaca la necesidad de que la producción masiva de espejos-heliostatos y de sistemas de almacenaje de energía térmica posibilite llevar los costos de fabricación respectivos a $30 \text{ U}\$/\text{m}^2$ y a $15 \text{ U}\$/\text{kW}_e\text{h}$ (dólares equivalentes de 1973). En la Tabla 11.8 incluimos también los costos dados por estos autores para el kW_eh producido por los demás sistemas de conversión, operados en el modo de seguimiento. Si, como ya mencionamos antes, con las modificaciones propuestas se logra bajar el costo de los colectores cilíndrico-parabólicos a $15 \text{ U}\$/\text{m}^2$, también este sistema puede resultar competitivo, en el modo de seguimiento, con los convencionales.

El grupo de investigadores en energía solar de Sandia Laboratories ha estudiado¹⁸⁾ sólo el sistema de conversión a receptor central. Los costos resultan de un análisis muy preliminar, sin optimización del sistema, y los cálculos del costo del kW_eh incluyen únicamente la inversión de capital (directa e indirecta). Los datos consignados en la Tabla 11.8 indican que para las centrales solares, tanto en el modo de operación de base cuanto en el de seguimiento, los costos del kW_eh serían competitivos con los de las centrales convencionales. Esto proviene de que el rango de costos del combustible considerado por los autores y, por lo tanto, el costo del kW_eh convencional, es significativamente más amplio que el supuesto en la Ref. 6.

Debemos señalar aún que en la Ref. 18, las estimaciones del costo del kW_eh tanto solar cuanto convencional, se efectúan directamente para el año 1974. En la Ref. 6, en cambio, se evalúa la competitividad entre centrales solares y convencionales para 1991, año supuesto por los autores para la iniciación de la operación comercial de la primera central solar. Se lo hace aplicando la tasa anual de variabilidad de los costos (o factor escalera), correspondiente a cada ítem (para el carbón requerido por las centrales convencionales se la toma del 5 %). Luego, a fines comparativos, se reducen los

Tabla 11.9

Análisis de sensibilidad del costo del kW_eh .

Central solar pura de 100 MW_e a receptor
central, operada en el modo
de seguimiento ^{a)}

	Valor nominal b)	Variación b)	Variación en el costo del kW_eh	
			Mills/ kW_eh c)	%
Costo de espejos y heliostatos	30 U\$S/ m^2	$\pm 10 \text{ U$S}/\text{m}^2$	$\pm 7,2$	$\pm 14,9$
Costo de almacenaje	15 U\$S/kWh	+ 15 U\$S/kWh	+ 2,5	+ 5,2
Costo de operación y mantenimiento	7,5 U\$S/ kW_e	+ 7,5 U\$S/ kW_e	+ 5,3	+ 11,0
Potencia de apoyo requerida	0,0 MW_e	+ 20 MW_e	+ 6,6	+ 13,7

a) Datos de la Ref. 6 .

b) Costos en dólares de 1973.

c) En dólares de 1991, para el costo de 48 mills/ kW_eh (Ver Fig. 11.2).

precios del kW_eh así obtenidos a dólares equivalentes de 1974, aplicando la tasa inflacionaria del 3 % anual; estos valores son los que consignamos en la Tabla 11.8. Por lo tanto, si bien ambos están expresados en dólares de 1974, los valores del kW_eh convencional de las Refs. 18 y 6 no son directamente comparables.

Como ya mencionamos al comienzo de esta Sección, la contribución más significativa al costo del kW_eh es la inversión de capital. Esto se explica claramente en la Ref. 6, en la cual los gastos de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de la planta fueron evaluados como inversión inicial. Para una central de seguimiento a receptor central, a una inversión inicial de capital de 776 U\$S/ kW_e (dólares de 1973), corresponde una inversión equivalente en operaciones y mantenimiento de 7,5 U\$S/ kW_e . Por ello el costo del kW_eh presentado en la Ref. 18 para el mismo sistema coincide bastante bien con el dado en la Ref. 6, aunque en la primera no se consideran los gastos de operación y mantenimiento y en la segunda sí se lo hace.

El hecho importante que se deduce de las estimaciones presentadas en la Tabla 11.8 es que, en el peor de los casos, el costo del kW_eh producido por centrales solares puras es aproximadamente dos veces mayor que el producido por centrales convencionales si para el cálculo de éste se parte de los costos del carbón vigentes en 1973-74. Reiteremos que estos cálculos están basados sobre costos de colectores y de sistemas de almacenaje que sólo se obtendrán mediante la producción masiva de sus componentes. Por otra parte, si bien los estudios realizados y la experiencia existente hacen que dichos costos sean plausibles, hasta el presente no se construyó ningún prototipo para demostrar experimentalmente que son efectivamente factibles. Al respecto consignamos que, de acuerdo a lo planificado en 1972 por la National Science Foundation de EE. UU. de N.A., recientemente²³⁾ la Energy Research and Development Administration (ERDA) de ese país ha llamado a concurso para la fase de diseño de una planta piloto de 10 MW_e .

Finalmente, cabe recordar las consideraciones hechas en la Sección 11.1 sobre la concreción de futuras disminuciones de costos a medida que se progresa en la curva de aprendizaje.

Análisis de sensibilidad

El grupo de Aerospace Corporation⁶⁾ efectuó un análisis de sensibilidad del costo del kW_eh frente a variaciones de los costos de diversos subsistemas de un sistema a receptor central operando en el modo de seguimiento de carga. Se consideran: (a) colectores y heliostatos, (b) almacenaje, (c) operación y mantenimiento y (d) potencia de apoyo requerida. Los resultados

son presentados en la Tabla 11.9. Como puede verse, el costo del kW_eh es muy sensible a variaciones del costo de los colectores mientras que lo es muy poco frente a variaciones en los costos de almacenaje.

En la Ref. 18 se realizó un análisis de sensibilidad similar para una central a receptor central operando en el modo de base sin almacenaje de energía (central híbrida; ver sección siguiente), pero teniendo en cuenta otros parámetros. En la Fig. 11.3 se observa que las variaciones de la tasa de recuperación de capital y del costo del combustible son las que más afectan al costo del kW_eh , mientras que el costo del sistema turbogenerador y la disponibilidad de energía solar - de signos opuestos - influyen menos que los anteriores pero más que la variación del costo de los espejos; variaciones del 100 % del costo de la torre prácticamente no modifican el costo del kW_eh .

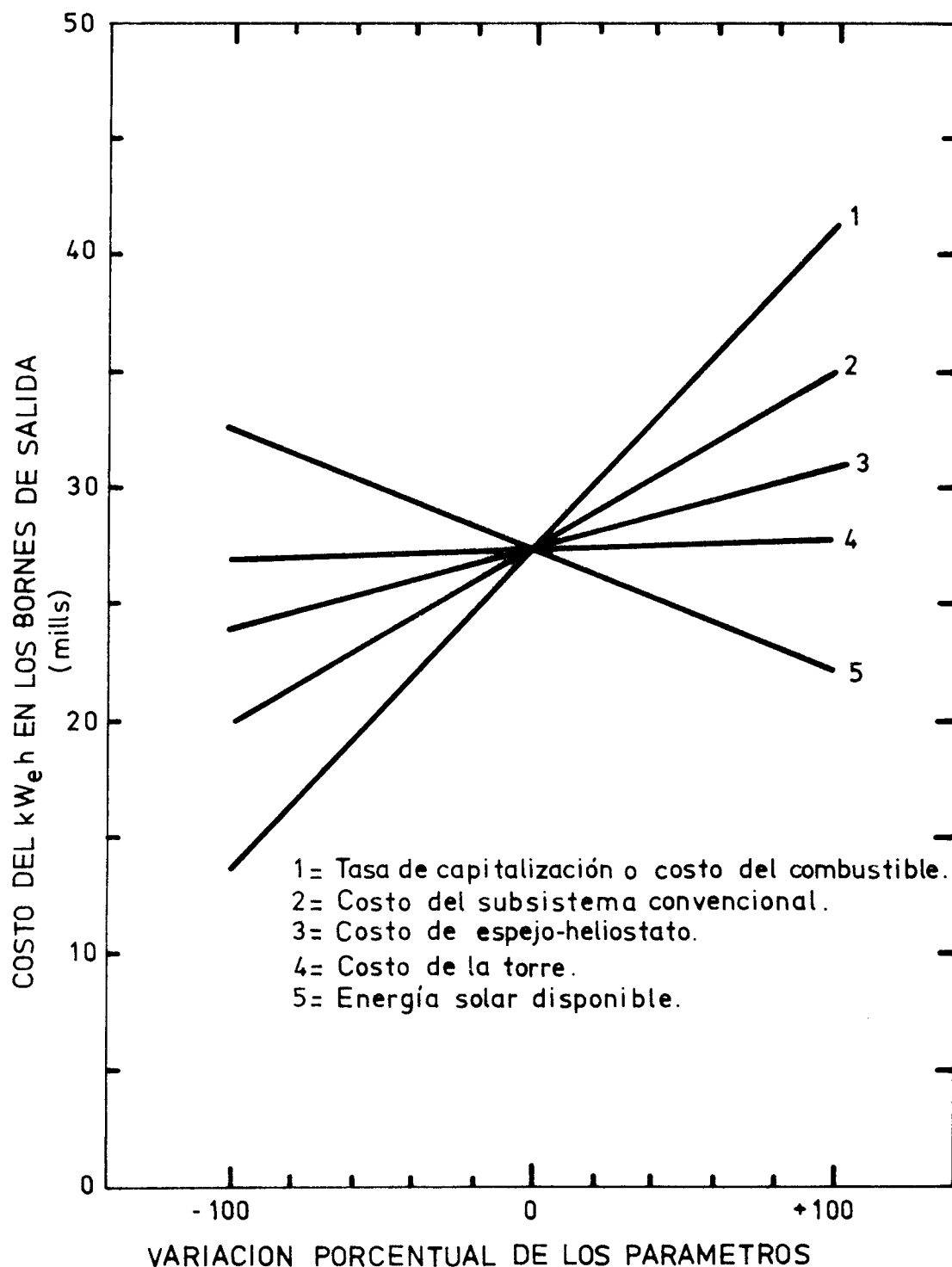
El único rubro común a ambos estudios es el de los heliostatos, para los cuales la sensibilidad dada en la Ref. 6 es tres veces la consignada en la Ref. 18. Esto se explica por ser la central considerada en la Ref. 18 híbrida, con sólo el 28 % de la energía eléctrica generada a partir de energía solar.

11.4 COSTO DEL kW_eh PRODUCIDO POR CENTRALES SOLARES HÍBRIDAS

Como alternativa al uso de centrales solares puras con almacenaje de energía, se puede utilizar durante las horas sin sol un método convencional para producir el vapor necesario para accionar las turbinas, o bien, durante esas horas, generar directamente la energía eléctrica requerida mediante una central convencional. Cabe aclarar que aun estas centrales híbridas necesitan una pequeña capacidad de almacenaje ($\sim 0,5$ h) por razones de estabilidad dinámica de operación durante períodos cortos en que el cielo se nuble intermitentemente.

El grupo de investigadores de Sandia Laboratories¹⁸⁾ estudió el comportamiento de centrales híbridas con sistema solar a receptor central y sistema convencional a carbón. Analizó el costo del kW_eh en función del costo del combustible para diferentes horas de almacenaje, comparándolo con el costo del kW_eh producido por centrales convencionales y solares puras (Fig. 11.4). Para cada caso de centrales híbridas y solares puras, se dan dos curvas, correspondientes a costos de colectores de, respectivamente, 20 y 40 $\text{U}\$/\text{m}^2$. La contribución del costo del combustible al costo del kW_eh producido por centrales convencionales está representada por las rectas I_C y V_C . El costo del almacenaje de energía térmica se supuso de 9,2 $\text{U}\$/\text{kW}_e\text{h}$, lo cual es significativamente inferior al supuesto por otros grupos (ver Secc. 11.2).

Veamos primero los casos presentados en la Fig. 11.4a para centrales de 1000 MW_e operando en el modo de base. Se consideran cuatro casos



Condiciones nominales

- Costo del combustible = 2 U\$S/MBtu
- Costo de espejo-heliostato = 40 U\$S/m²
- Costo torre de 300 m de altura = 2,3 10⁶ U\$S
- Costo del subsistema convencional = 380 U\$S/ kW_e
- Tasa de capitalización = 15 %
- Energía solar disponible = 2,3 10⁶ $MW_e h/año$

Fig. 11.3: Sensibilidad del costo del $kW_e h$ producido por una central a receptor central híbrida con 0,5 h de almacenaje, frente a variaciones de varios parámetros. De Ref. 18.

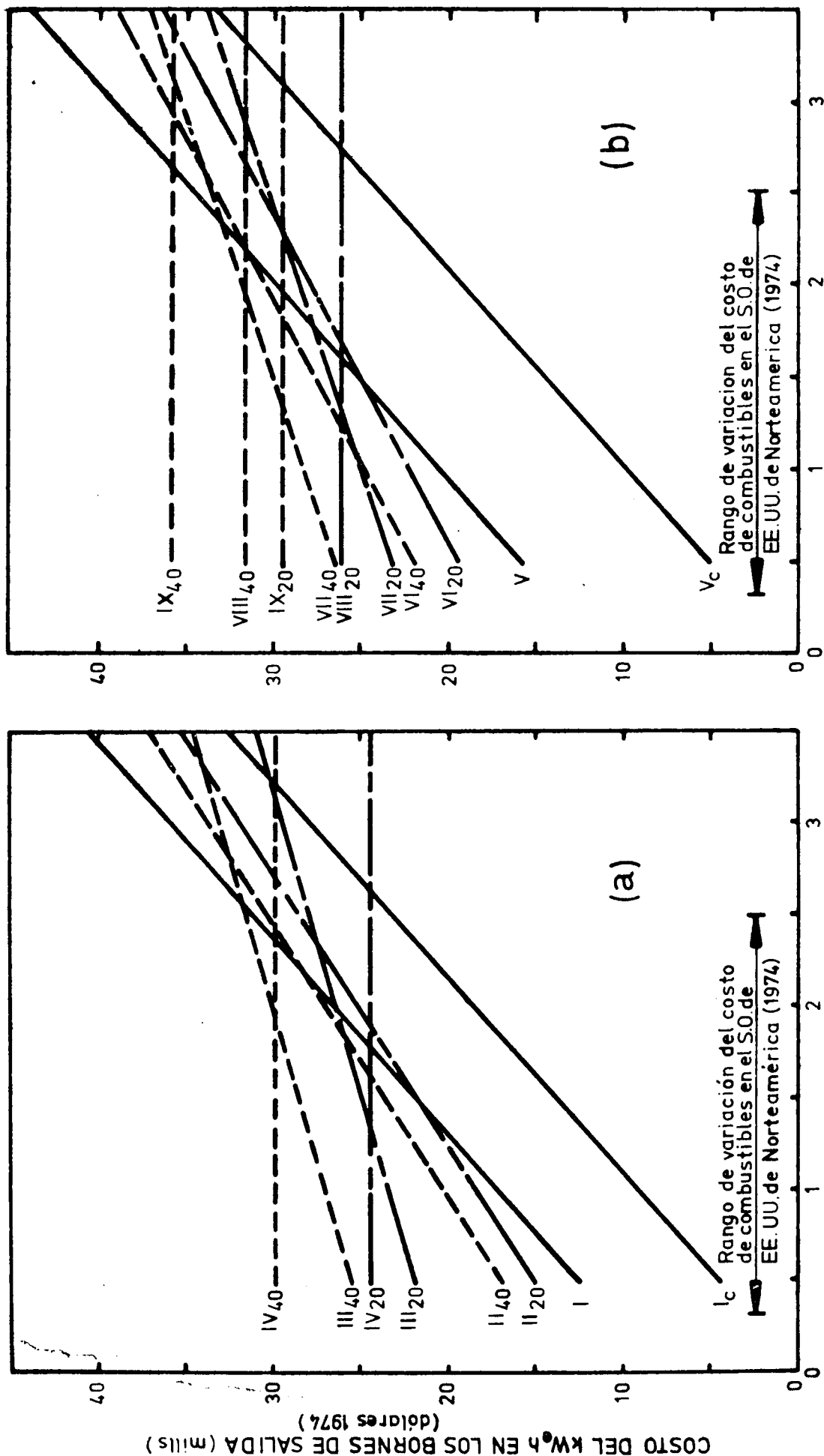


Fig. 11.4: Precio del kWh producido en función del costo del combustible fósil para : (a) centrales de base convencionales (I), híbridas (II y III) y solares puras (IV); (b) centrales de seguimiento de carga convencionales (V), híbridas (VI y VII) y solares puras (VIII). Para las centrales híbridas y las solares puras, los números subíndices indican dos costos supuestos para los espejos: 20 y 40 U\$/m². I_c y V_c dan la contribución del costo del combustible al costo del kWh convencional. En todos los casos el subsistema solar considerado es a receptor central. De Ref. 18.

posibles:

- I. Central convencional pura a carbón con un factor de utilización (FU) de 83 %.
- II. Central híbrida carbón-solar, con FU = 86 %. La parte solar contribuye el 28 % de la energía total producida y está dotada de solamente 0,5 h de almacenaje.
- III. Central híbrida solar-carbón, con FU = 91 %. La parte solar contribuye con el 68 % de la energía producida, requiriéndose 13 h de almacenaje.
- IV. Central solar pura, con FU = 61 % y 13 h de almacenaje.

En la Fig. 11.4b se consideran cinco posibilidades para centrales de 1000 MW_e operando en el modo de seguimiento de carga:

- V. Central convencional pura a carbón con FU = 59 %.
- VI. Central híbrida carbón-solar con FU = 62 %. La parte solar contribuye el 39 % de la energía total producida y tiene 0,5 h de almacenaje.
- VII. Central híbrida solar-carbón con FU = 64 %. La parte solar contribuye con el 62 % de la energía producida, requiriéndose 6,5 h de almacenaje.
- VIII. Central solar pura con FU = 39 % y 6,5 h de almacenaje.
- IX. Central solar pura con sólo 0,5 h de almacenaje y FU = 24 %.

El grupo de The Aerospace Corporation también estudió ⁶⁾ centrales híbridas con un sistema a receptor central en la parte solar y una caldera a combustible fósil para producir vapor en las horas sin sol. En la Fig. 11.5 se muestra el costo del kW_eh para centrales híbrida, convencional y solar pura, todas operando en el modo de seguimiento, en función del costo del combustible. Tanto la central solar pura cuanto la híbrida tienen una potencia de 100 MW_e, siendo sus capacidades de almacenaje de respectivamente 6 h y 0,5 h. La potencia de la central convencional es de 400 MW_e. Se ha considerado un costo del almacenaje de energía térmica de 15 U\$S/kW_eh.

En la Tabla 11.10 consignamos para varios casos los costos del combustible a partir de los cuales las centrales solares puras e híbridas resultan competitivas frente a las convencionales y, también, los costos del combustible a partir de los cuales las centrales solares puras con almacenaje son competitivas con las híbridas.

De la información dada en la Ref. 18 se deduce que:

- (a) tanto en el modo de operación de base cuanto en el seguimiento, las centrales híbridas sin almacenaje de energía son las que producen el kW_eh a un costo competitivo con el convencional, a partir de un menor costo del combustible;
- (b) en ambos modos de operación, las centrales solares puras con almacenaje

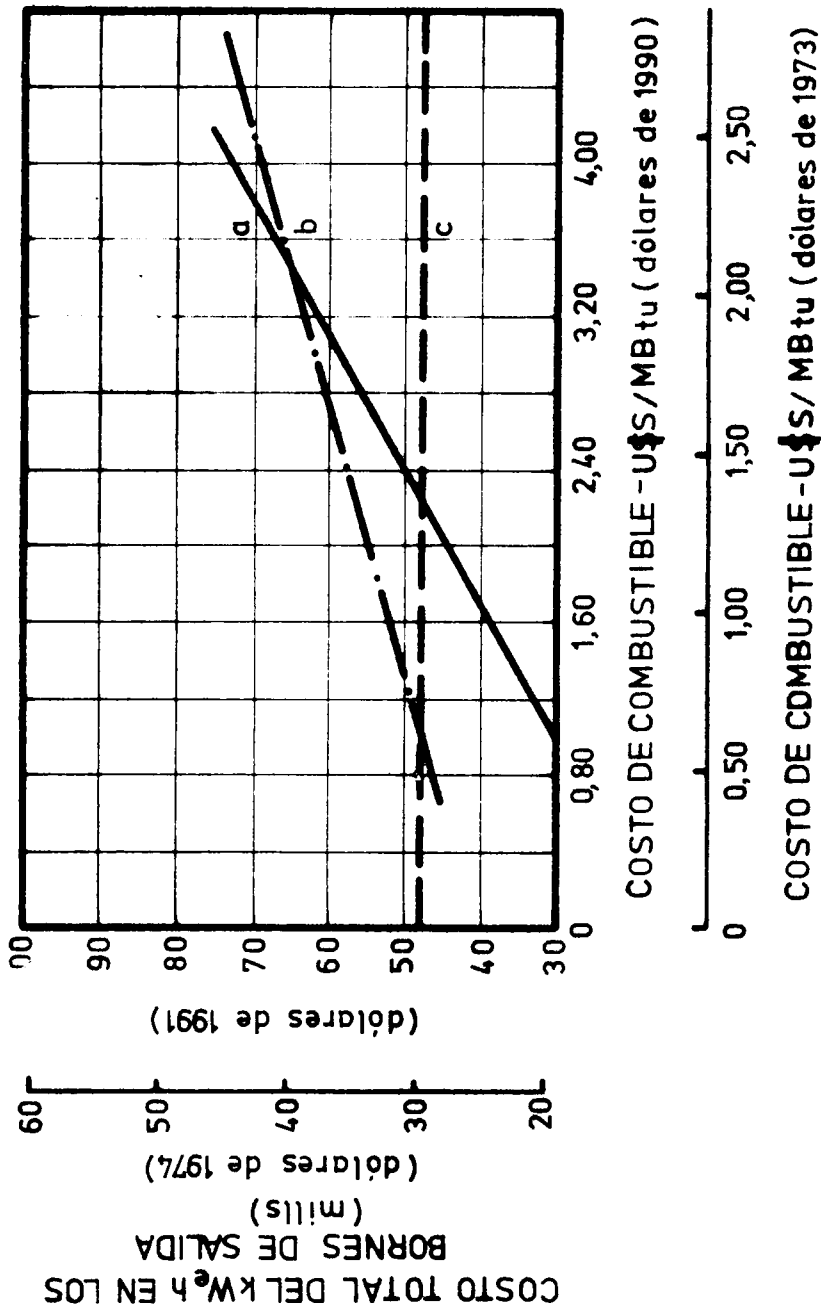


Fig. 11.5: Costo del kWh producido por centrales de seguimiento de carga convencional de 400 MWe (recta a), híbrida de 100 MWe (recta b) y solar pura de 100 MWe (recta c), en función del costo del combustible. El subsistema solar considerado es a receptor central. De Ref. 6 .

Tabla 11.10

Costos mínimos de combustible a partir de los cuales centrales solares son competitivas con convencionales o solares puras lo son con híbridas

Modo de operación	Tipo de central	Factor de utilización (%)	Almacenaje (h)	Costo de colector (U\$/m ²)	Costo del Combustible ^{a)} (U\$/MBtu)		Ref:
					Solar versus convencional ^{b)}	Solar pura versus híbrida ^{c)}	
Base (1000 MW _e)	Híbrida	86	0,5	20 40	1,47 2,17	1,90 2,44	18
	Híbrida	91	13	20 40	2,00 2,57	1,33 1,95	
	Solar Pura	61	13	20 40	1,78 2,38	-- --	
Segui- miento (1000 MW _e)	Híbrida	62	0,5	20 40	1,47 2,19	1,69 2,23	
	Híbrida	64	6,5	20 40	1,80 2,37	1,34 1,94	
	Solar Pura	39	6,5	20 40	1,61 2,22	-- --	
	Solar Pura	24	0,5	20 40	1,98 2,67	-- --	
Segui- miento (100 MW _e)	Híbrida	--	0,5	30	2,16	0,63	6
	Solar Pura	42	6	30	1,44	--	

a) En la Ref. 18, las comparaciones solar-convencional y solar pura-híbrida se efectúan para el año 1974, con costos del combustible (carbón) vigentes en ese año: 0,3 - 2,5 U\$/MBtu en el S.O. de los EE.UU. de N.A. Se comparan centrales de 1000 MW_e. En la Ref. 6, en cambio, las comparaciones se hacen para el año 1991 con costos del combustible proyectados a ese año de 1,65 - 2,40 U\$/MBtu (1,0 - 1,5 U\$/MBtu en dólares equivalentes de 1974). La central convencional considerada es a ciclo combinado con una potencia de 400 MW_e.

A pesar de estar ambos en dólares de 1974, los valores consignados en la tabla para la Ref. 18, no son directamente comparables con los de la Ref. 6 (ver texto).

- b) Costo del combustible a partir del cual el costo del kW_eh producido por la central solar pura o híbrida respectiva es competitivo con el costo del kW_eh producido por centrales convencionales.
- c) Costo del combustible a partir del cual el costo del kW_eh producido por la respectiva central solar pura con almacenaje es competitivo con el kW_eh producido por centrales híbridas dotadas de la capacidad de almacenaje indicada en la correspondiente columna.

se presentan más convenientes que las híbridas con almacenaje;

- (c) las centrales solares puras con almacenaje son competitivas con las híbridas sin almacenaje a partir de costos del combustible ligeramente superiores ($\leq 7\%$) a aquellos para los cuales las primeras resultan competitivas con las convencionales; es decir: cuando el precio del combustible suba a un valor tal que las centrales solares puras con almacenaje resulten competitivas con las convencionales, una pequeña suba adicional hará que las primeras también resulten competitivas con las híbridas.

De la Fig. 11.4 se puede deducir en cuánto superarán los costos del kW_eh producido por centrales solares a los del producido por centrales convencionales, para precios del combustible significativamente inferiores a los precios umbrales, es decir, aquellos a partir de los cuales las centrales solares puras e híbridas resultan competitivas frente a las convencionales. Consideremos, por ejemplo, precios inferiores en un 20% a los umbrales y centrales de seguimiento con colectores de $20 \text{ U}\$/\text{m}^2$: el kW_eh producido por centrales híbridas sin almacenaje, con almacenaje y solares puras superará al convencional en sólo, respectivamente, 5 , 8 y 13% .

Del análisis realizado en la Ref. 6 resulta, en cambio, que la central solar pura a receptor central con 6 h de almacenaje produce el kW_eh a un costo competitivo con el producido por centrales convencionales a partir de un costo del combustible que es $1,5$ veces menor que aquel a partir del cual la central híbrida sin almacenaje entra en competencia con las convencionales.

Debemos recalcar que, por lo mencionado en la pág. III-42 en relación a la reducción a dólares equivalentes de 1974 hecha en la Ref. 6, los umbrales de costos de combustibles obtenidos a partir de sus datos no son directamente comparables con los deducidos de la Ref. 18, a pesar de que ambos estén en dólares 1974. Sin embargo, es claro que en el primer trabajo, al elevarse el costo del carbón, las centrales híbridas se hacen competitivas antes que las solares puras, mientras que en el segundo se concluye lo contrario. Esta discrepancia es presumiblemente atribuible al hecho de que las comparaciones efectuadas difieren en cuanto al tamaño de las centrales involucradas y a la distinta variación de los precios del kW_eh convencional e híbrido en función del costo del combustible.

12. PROGRAMAS NACIONALES DE CONVERSION FOTOTERMICA

Para la producción de energía eléctrica a partir de la conversión térmica de la energía solar, sólo tenemos información sobre la existencia de programas a nivel nacional en EE.UU. de N.A. y el Japón. Respecto a Europa, estamos al tanto de que a fines del año pasado se habían comenzado tratativas para establecer un programa para la Comunidad Europea, que en Rusia existen desarrollos y que la República Federal Alemana dentro de sus planes de energía solar ha excluído explícitamente este tipo de proyectos. En lo que se refiere a otros países, únicamente tenemos información sobre algunos grupos aislados interesados en el tema desde hace mucho tiempo. Daremos una somera reseña de los datos que poseemos sobre los distintos programas.

Estados Unidos de Norteamérica

Con el auspicio de la NASA y dentro del marco del programa Research Applied to National Needs (RANN), de la National Science Foundation, en 1972 se realizó un análisis²⁴⁾ de las posibilidades del uso de la energía solar. Participaron 40 científicos expertos en las más variadas disciplinas y se propuso un programa de investigación y desarrollo que permita satisfacer los requerimientos técnicos y económicos necesarios para que en el año 2020 se pueda proveer a partir de energía solar: 35 % del total de las necesidades de calefacción y refrigeración de edificios; 30 % del combustible gaseoso que consume el país; 10 % de su equivalente líquido y 20 % de la energía eléctrica.

El programa propuesto para la producción de electricidad por conversión térmica de la energía solar es reproducido en la Fig. 12.1. El año 1 es el correspondiente a 1973. En la Fig. 12.1b se da el detalle para el estudio de factibilidad y el desarrollo de componentes. Los dos primeros puntos se están cumpliendo de acuerdo a lo programado. El tercero, en cambio, resultó atrasado, dado que el llamado para presentación de propuestas¹⁵⁾ fué cerrado recién el 22 de Mayo de 1975. Respecto a los demás puntos, entendemos que también se están cumpliendo los plazos fijados. En la Fig. 12.1c se reproduce el detalle del programa a partir de la planta piloto. También en esta parte se están cumpliendo los plazos establecidos dado que, según una comunicación privada²³⁾, la Energy Research and Development Administration (ERDA) (la cual actualmente ha incorporado parte de los planes de la NSF) recientemente llamó a la presentación de propuestas para la fase de diseño de una planta piloto de 10 MW_e. De acuerdo a la misma Ref.²³, habría de 3 a 5 industrias comprometidas a participar en estos estudios.

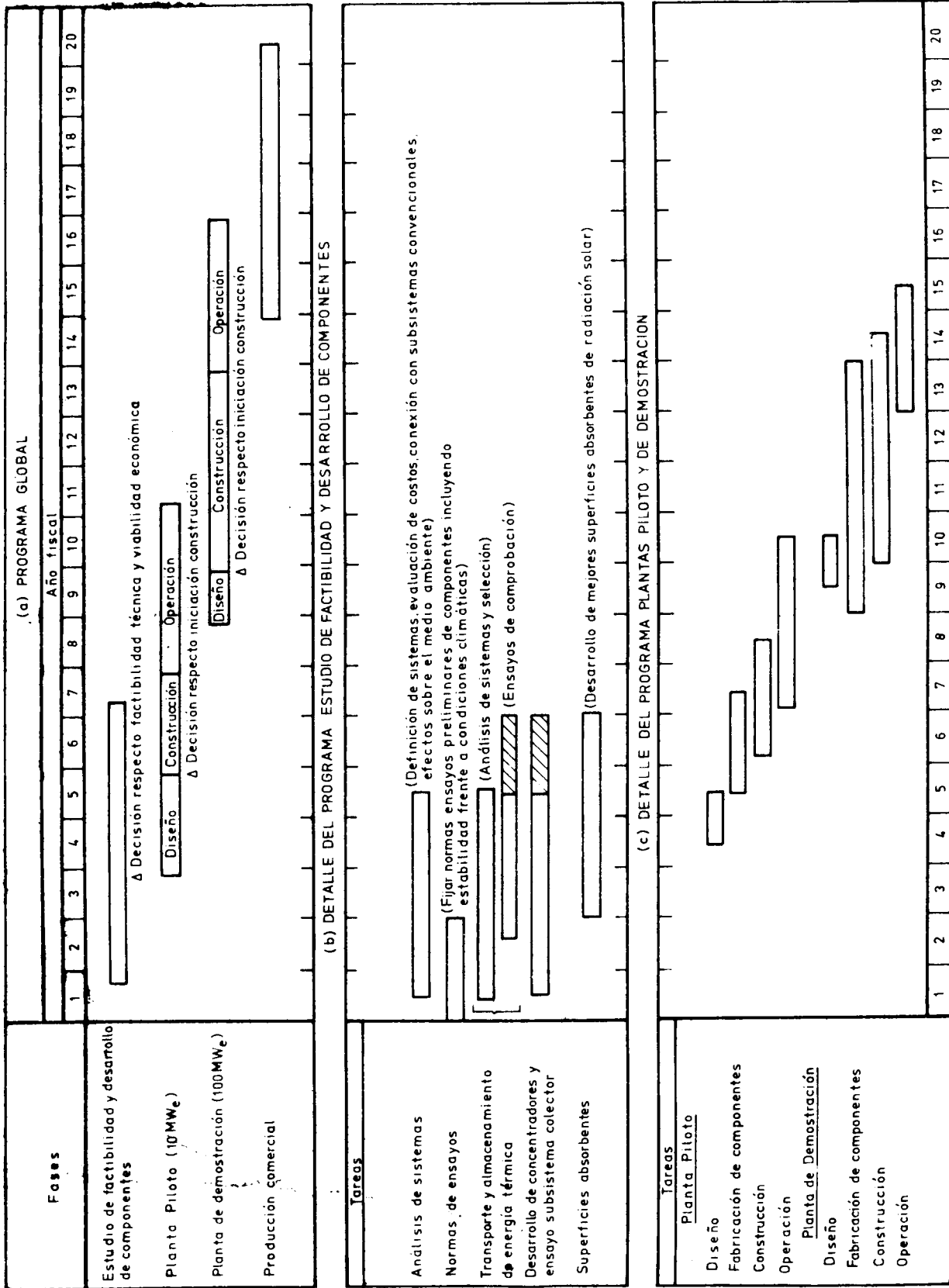


Fig. 12.1: Programa de EE.UU. de N.A. para el desarrollo de centrales solares por conversión térmica de la energía solar. Su iniciación corresponde al año 1973. La parte rayada indica ensayos de estabilidad frente a factores climáticos. De Ref. 24.

Cada uno de ellos, de aproximadamente dos años de duración, requerirá una inversión de 5 a 10 millones de dólares, habiéndose comprometido la ERDA a financiar uno o dos programas.

La inversión realizada por EE.UU. a través de la NSF (y actualmente la ERDA) en el programa de producción de energía eléctrica por el método que nos ocupa, está dada en la Parte I de este informe. De 0,06 millones de U\$S invertidos en el año fiscal 1971 se ha llegado a 10 millones de U\$S para el año fiscal 1975 (valor estimado constituido por la suma de lo que aún administra la NSF y lo que fue transferido a la ERDA). El presupuesto solicitado por la ERDA para el año fiscal 1976 es de 13,2 millones de U\$S. Según comunicación privada²⁵⁾, las empresas invierten en investigación y desarrollo un monto aproximadamente equivalente al estatal.

Gran cantidad de grupos están trabajando dentro del programa mencionado, varios de ellos formados por combinación de investigadores pertenecientes a universidades y a empresas privadas. En la Tabla 12.1 hemos listado algunas universidades e industrias en las que se está trabajando en este tema, indicando brevemente el tipo de tareas encaradas y la bibliografía que poseemos sobre ellas.

Japón

Para el período 1974-1980 y dentro del programa "Sunshine Project"^{47, 48)}, a cargo de la Agencia de Ciencia y Tecnología Industrial del Ministerio de Comercio Internacional e Industria del Japón, se ha implementado un plan de investigación y desarrollo para la generación de potencia eléctrica por conversión térmica de la energía solar. Otros campos cubiertos por el Sunshine Project son los de energía geotérmica, licuefacción de carbón y producción y utilización de hidrógeno.

El plan mencionado consiste en estudios exploratorios de la factibilidad técnica y económica para la construcción de una planta piloto de 1 MW de potencia pico. En paralelo, se efectuarán investigaciones y desarrollos de equipos y materiales relacionados con la central solar. A partir de los resultados alcanzados, se realizará el diseño de una planta piloto de alrededor de 10 MW.

Además, se efectuarán investigaciones y desarrollos para la utilización de energía térmica a alta temperatura (hornos solares), así como para sistemas de generación de potencia en pequeña escala.

Las investigaciones básicas y de sistemas se van a realizar en el Laboratorio Estatal Electrotécnico de Tokio, mientras que el diseño de componentes y la puesta a punto de procesos de fabricación serán responsabilidad

Tabla 12.1

Principales grupos de trabajo de EE.UU. de N.A. dedicados a producción de electricidad por conversión térmica de la energía solar

Instituciones	Tarea encarada	Ref.
- Lawrence Livermore Laboratory, Livermore, California.	Sistema con colectores-conversidores planos (estanques planos cubiertos por plásticos separados por aire): Evaluación técnica y económica; investigación y desarrollo de componentes; diseño, construcción y prueba de prototipo.	9
- University of Minnesota, Dept. of Mechanical Engineering, Minneapolis, Minnesota. - Honeywell Inc., Systems and Research Center, Minneapolis, Minnesota. - Dynatherm Corporation, One Industry Lane, Cockeysville, Maryland.	Sistema con colectores cilíndrico-parabólicos: Evaluación técnica y económica; investigación y desarrollo de componentes; diseño, construcción y prueba de una unidad modular del sistema de colección propuesto.	26
- Sandia Laboratories, Albuquerque, New Mexico.	Sistema con colectores cilíndrico-parabólicos: Uso integral (electricidad y refrigeración-calefacción) para pequeñas comunidades (~ 1000 residencias); mismo programa que en puntos anteriores.	34-37
- Naval Research Lab., E.O. Hulburt Center for Space Research, Washington D.C..	Sistema con colectores paraboloideos de revolución: Evaluación técnica y económica; investigación y desarrollo de componentes; diseño, construcción y prueba de una unidad modular del sistema de colección propuesto.	11 12
- University of Houston, Physics Dept., Houston, Texas. - McDonnell Douglas Astronautics Co., Huntington Beach, California. - Rockwell International, Rocketdyne Division, Canoga Park, California.	Sistema a receptor central: Evaluación técnica y económica; investigación y desarrollo de componentes; diseño, construcción y prueba de prototipo.	21 27 28
- Martin Marietta Aerospace Corp., Denver Division, Denver, Colorado. - Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia. - (Colaboración con el Laboratorio de Odeillo, Francia).	Sistema a receptor central: Mismo programa que el punto anterior.	13 22 29

Instituciones	Tarea encarada	Ref.
- Sheldahl Company, Northfield, Minnesota. - University of Minnesota, Minneapolis, Minnesota. - Foster Wheeler Corporation, Research Division, Livingston, New Jersey. - Northern States Power Co. (consultora técnica), Minneapolis, Minnesota	Sistema a receptor central: Mismo programa que el punto anterior.	30 31
- Sandia Laboratories, Livermore, California.	Sistema a receptor central: Mismo programa que el punto anterior.	18 32 33
- University of Arizona, Optical Science Center, Tucson, Arizona.	Estudios de superficies selectivas.	4 5 8
- Honeywell Inc., Systems and Research Center, Minneapolis, Minnesota. - Black and Veatch Consulting Engineer, Kansas City, Missouri.	Evaluación técnica y económica, investigación y desarrollo de componentes, diseño y análisis para los cuatro sistemas de conversión, a fin de seleccionar el más conveniente. Estudio de los lugares óptimos para instalar centrales solares.	7 10 16 20 38
- Colorado State University, Solar Energy Application Lab. y Mechanical Engineering Department, Fort Collins, Colorado. - Westinghouse Electric Corporation, Boulder, Colorado y Pittsburgh, Pennsylvania	Análisis de costo de fabricación en gran escala de colectores-convertidores; metodología para seleccionar los componentes óptimos de cada sistema.	14 39 40
- The Aerospace Corporation, El Segundo, California.	Desarrollo de una metodología capaz de evaluar técnica y económicamente sistemas alternativos de conversión de energía solar en térmica y los roles que cada uno puede cumplir dentro del panorama energético de EE.UU. de N.A.	6 41- -46

de sectores privados. Una agencia estatal será responsable de recoger los datos generados y de diseñar y construir una planta piloto para probar los componentes desarrollados.

La única referencia concreta que poseemos sobre la marcha del programa es el desarrollo⁴⁹⁾ de un concentrador cilíndrico-parabólico con un heat-pipe dotado de superficie selectiva como receptor-convertidor, realizado en el Laboratorio Electrotécnico. Lamentablemente no hemos recibido respuesta a un pedido de información pormenorizada efectuado en Febrero de este año al Ministerio de Comercio Internacional e Industria japonés.

Comunidad Europea

Un grupo de investigadores pertenecientes al Centro di Studi di Matematica e Meccanica Applicate, Génova, Italia, propuso⁵⁰⁾ la construcción de una central de 1 MW_e a ser financiada, al menos parcialmente, por la Comunidad Europea a través del EURATOM. Los detalles del proyecto, que no conocemos, han sido elaborados sobre la base de la experiencia recogida por el grupo junto con otro de la Universidad de Marsella, Francia, en la construcción^{1,51)} de una pequeña central de 160 kW_{ter.}, la cual desde 1968 está produciendo vapor de agua a 150 atmósferas y 600 °C, en St. Ilario de Nervi, Génova. El costo para la construcción de la planta piloto era estimado, en setiembre de 1974, en 4,5 millones de dólares. No poseemos noticias de la marcha actual del proyecto.

Otros países

En Rusia se ha trabajado desde hace muchos años en, al menos, el desarrollo de componentes y la concepción del sistema de conversión, hallándose en la literatura numerosos trabajos⁵²⁻⁵⁶⁾ conteniendo estudios de algunos detalles de centrales. Durante la Conferencia Mundial de Energía efectuada en Detroit⁵⁷⁾, fue enunciada la existencia de trabajos en este campo. Sin embargo, no ha sido posible obtener información sobre programas actuales a nivel nacional.

En Israel se ha desarrollado⁵⁸⁾ un sistema para la producción de energía a través de estanques (ponds), pero entendemos que actualmente no existen programas a nivel nacional para su desarrollo ni para su posterior construcción en gran escala.

En cuanto a la República Federal Alemana, como ya dijésemos al comienzo, excluye a la generación de electricidad de entre sus proyectos⁵⁹⁾ de aprovechamiento de la energía solar.

13. CONCLUSIONES

De los trabajos analizados se concluye que la conversión térmica de la energía solar para generar electricidad constituye una alternativa claramente factible y que, para aproximadamente 1990, fecha de entrada en operación de las primeras centrales solares, éstas producirán el kWh a precios compatibles con los correspondientes a centrales convencionales a carbón o combustible nuclear. A continuación consignaremos algunas conclusiones más específicas.

FACTIBILIDAD: Los elementos requeridos para la construcción de centrales solares son conocidos; en particular, para el caso más estudiado de las centrales a receptor central, no se necesita material crítico alguno. La tecnología implicada no es de gran complejidad, especialmente si se la compara con las conectadas a fuentes nucleares (fisión, fusión); más concretamente: está al alcance de países con desarrollo tecnológico medio como la República Argentina.

Aunque, salvo para ciertos componentes, todavía no se ha entrado en la etapa de comprobación experimental del comportamiento de las partes de las futuras centrales ("proof-of-concept"), las afirmaciones precedentes están avaladas, por ejemplo, por el funcionamiento del sistema de producción de vapor a partir de energía solar existente, desde 1968, en St. Ilario de Nervi, Génova y por el del horno solar de Odeillo, Francia, en operación desde 1970.

EFICIENCIA: Las eficiencias de los subsistemas solares técnicamente más convenientes para ser incorporados a las centrales cubren el rango aproximado de 50-65 %; corresponden a los subsistemas a receptor central o con colectores paraboloides de revolución. Dado que la eficiencia del sistema convencional (turbogenerador) normalmente no supera el 40 %, las eficiencias globales de las centrales solares resultan ser de aproximadamente 17-23 %.

EFFECTOS SOBRE EL MEDIO AMBIENTE: En el conjunto de evaluaciones efectuadas no se ha individualizado ningún efecto pernicioso sobre el medio ambiente; cabe acotar que en lo referente al balance térmico global en sí, éste únicamente es alterado ligera y localmente por la concentración de la energía solar incidente sobre áreas extensas en áreas que son órdenes de magnitud menores. Las centrales térmicas y nucleares, en cambio, producen contaminación térmica mucho más significativa y, por el quemado de sus combustibles, también química o radiactiva.

COMPETITIVIDAD: Como mencionamos al comienzo de este capítulo, para dentro de tres lustros las centrales solares producirán el kW_eh a precios competitivos con el del producido por centrales convencionales. La competitividad establecida es válida para los sistemas a receptor central operados en el modo de seguimiento de carga; según los autores que se considere, esta competitividad valdría tanto para centrales solares puras dotadas de facilidades de almacenaje de energía térmica, cuanto para centrales híbridas con subsistemas convencionales de generación de vapor o electricidad para satisfacer la demanda durante las horas de carencia de insolación.

Por otra parte, las centrales con sistemas de conversión de energía térmica a solar distintos del receptor central, en el modo de seguimiento de carga, producirán el kW_eh a un costo, a lo sumo, doble al del kW_eh producido por centrales convencionales; para los sistemas a receptor central, esto vale también para los otros modos de operación.

Respecto a los cálculos de costos y las comparaciones realizadas, debemos destacar que: (a) los costos del kW_eh solar han sido calculados usando como costos de los componentes de las centrales solares los que se lograrán mediante su producción masiva; se supone que esta etapa se alcanzará en aproximadamente 1990, tras la puesta a punto de metodologías apropiadas; (b) los mencionados cálculos del kW_eh solar fueron obtenidos para las primeras centrales a ser puestas en marcha. A medida que se avance por la curva de aprendizaje, los costos de inversión disminuirán, pudiendo esperarse una reducción del 20 % para la cuarta central; (c) la comparación con los costos del kW_eh convencional está basada sobre precios del carbón y del uranio vigentes en 1973-1974; si bien éstos no han sufrido las drásticas modificaciones a las que recientemente se viera sometido el precio del petróleo, también han crecido a un ritmo superior al de la tasa de variabilidad usualmente supuesta.

Por otra parte, debe destacarse que el mayor inconveniente para la implementación de centrales solares reside en la elevada inversión inicial de capital requerida.

Finalmente, al evaluar la competitividad en términos no estrictamente numéricos, debe considerarse que las centrales solares no producen contaminación y que emplean una fuente de energía primaria que es inagotable y, en muy elevado grado, de libre disponibilidad. Son, éstos, factores que de ninguna manera deben ser subvalorados.

EVOLUCIONES NECESARIAS Y ESPERABLES: Si bien los estudios efectuados hasta ahora indican como subsistema solar preferido al basado sobre el concepto de receptor central, están en ejecución

y serán intensificados los trabajos vinculados a todos los demás sistemas de conversión fototérmica descriptos, no pudiendo descartarse la aparición de nuevos conceptos. Consecuentemente, algunas de las conclusiones precedentes deben ser consideradas como provisorias y deberán estar sujetas a constante revisión. Por ejemplo: el subsistema a colectores cilíndrico-parabólicos es, en su ejecución actual, el económicamente menos conveniente; sin embargo, de concretarse modificaciones ya propuestas en su sistema colector, se predice una disminución de costos que hará que el kW_eh producido resulte de un costo similar al producido en los subsistemas a receptor central.

En el campo de los subsistemas básicos, es imprescindible concentrar esfuerzos en el estudio y desarrollo de las facilidades de almacenaje de energía a ser utilizadas en conjunción con centrales solares.

Del análisis de la información recogida resulta evidente la falta de uniformidad de criterio entre los distintos grupos, aunque pertenezcan a un mismo país. Para facilitar en el futuro la comparación directa de resultados, es necesario una clara especificación de los datos a consignar, como ser: (a) partes que constituyen cada subsistema, o aun cada componente de una central dada; (b) datos técnicos y económicos primarios que sirven de base a las evaluaciones publicadas; (c) fechas para las cuales son válidos los costos dados, tanto para insumos primarios, componentes y subsistemas más complejos cuanto para la energía generada. Asimismo, sería muy conveniente unificar la potencia de la central cuyas características técnicas y económicas se evalúan (al menos en esta etapa previa del estudio) y especificar con qué centrales convencionales es correcto efectuar las comparaciones.

Por último, si bien actualmente la casi totalidad de la información de que disponemos sobre estudios teóricos y experimentales para la generación de electricidad a partir de diversos sistemas de conversión fototérmica de la energía solar proviene de E.E.UU. de N.A., es de esperar que esta situación cambie en un futuro cercano. Consta que en Rusia se ha trabajado en este tipo de generación de electricidad y es inferible que se lo sigue haciendo. En el Japón se comenzó a trabajar activamente en el mismo campo recientemente, pero aun no se conocen resultados concretos. Por otra parte, el primer subsistema a receptor central en funcionamiento parcial fue diseñado y construido por una colaboración franco-italiana y, aunque los trabajos en esta línea de generación de electricidad están virtualmente detenidos en Europa, informaciones privadas indican una muy probable revitalización a corto plazo.

14. APENDICE: DETALLES TECNICOS ADICIONALES DE LOS SISTEMAS DE COLECCION Y CONVERSION

Complementamos aquí la información dada en los capítulos anteriores referente a los componentes del subsistema específicamente solar, para los cuatro sistemas de colección y conversión de la energía solar en térmica que hemos discutido.

Como ya indicamos en la Secc. 10.1, en todos los casos los valores de eficiencias presentados son promedios anuales, ya que algunas de las eficiencias parciales de los subsistemas varían a lo largo del día y con las estaciones del año.

14.1. SISTEMA CON COLECTORES-CONVERTIDORES PLANOS

El subsistema de colectores-convertidores planos está formado por un conjunto de módulos, cada uno de los cuales colecta y convierte la radiación global que llega sobre una superficie de varios metros cuadrados. La energía térmica producida en forma dispersa es colectada y transmitida a un receptáculo central, usando generalmente agua como fluido de transporte. Dado que con estos sistemas sólo pueden alcanzarse temperaturas bajas ($\sim 180^\circ\text{C}$), el calor almacenado en el reservorio se utiliza para producir vapor con un fluido secundario de presión de vapor relativamente alta (por ejemplo freon 11 (CCl_3F)).

Distinguimos dos tipos de colectores-convertidores planos, los cuales, si bien pueden ser tratados juntos en cuanto a su principio de colección y conversión, corresponde que sean discutidos por separado por sus distintas características físicas.

Colectores-convertidores clásicos

Cada módulo del colector-convertidor plano consiste en una superficie metálica (Al ó Cu) ennegrecida, sobre la cual incide la radiación solar y se convierte en energía térmica. Acoplados a esta superficie mediante un buen contacto térmico (en algunos casos formando parte de la misma) se colocan tubos metálicos, a través de los cuales circula el fluido destinado a coleccionar la energía térmica. Todo el conjunto está encerrado en una caja que tiene sus laterales y piso térmicamente aislados y su parte superior cubierta por una lámina de vidrio. El vidrio es transparente a la radiación solar y opaco a la infrarroja; la energía

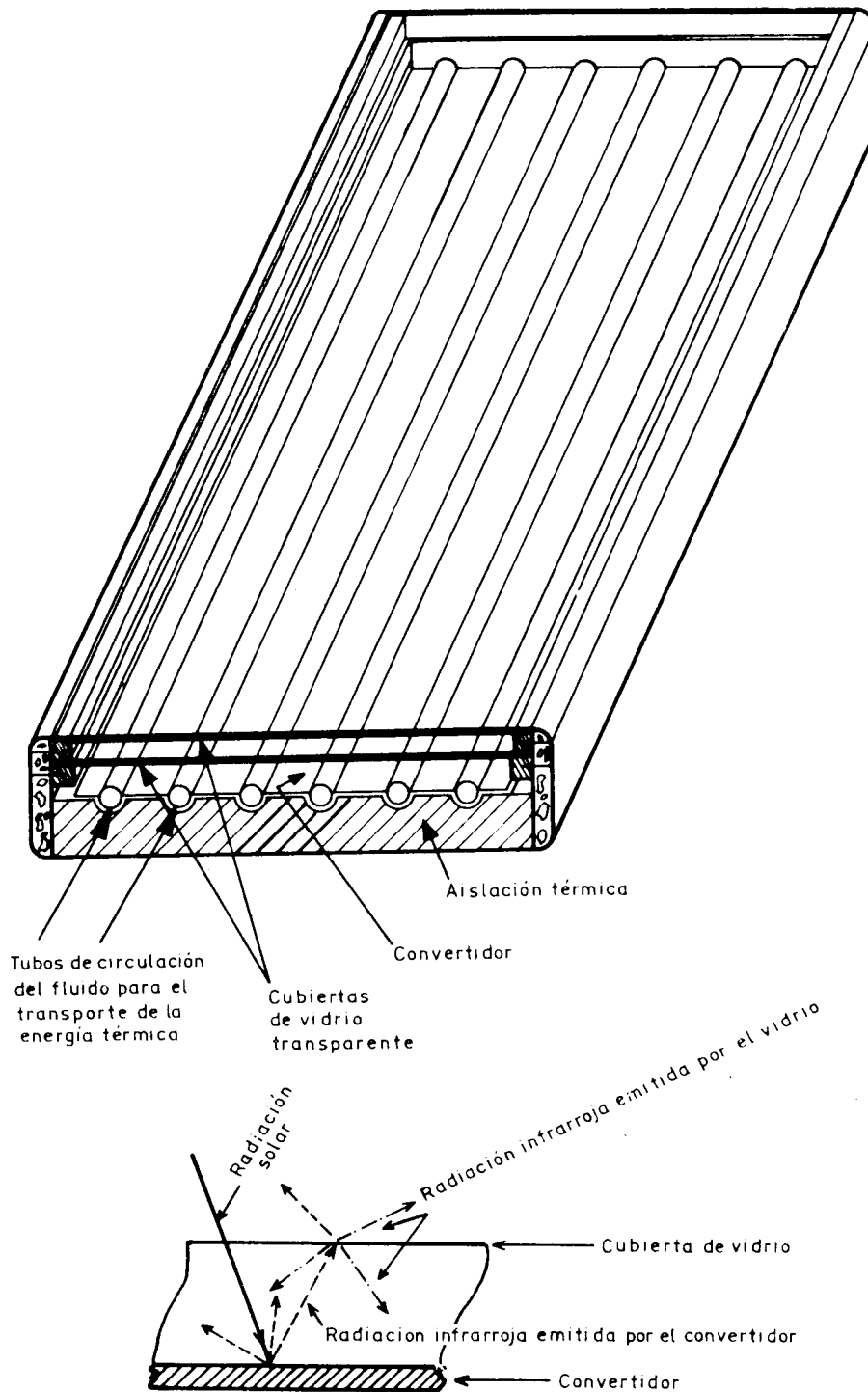


Fig. 14.1: Colector-conversor plano. El tipo de contacto entre la superficie convertidora y los tubos por los que circula el fluido para la colección y el transporte de la energía térmica, puede ser muy variado. En la figura inferior se indica esquemáticamente el mecanismo por el cual la lámina de vidrio permite recuperar parte de la radiación infrarroja emitida por el convertidor. De Ref. 10.

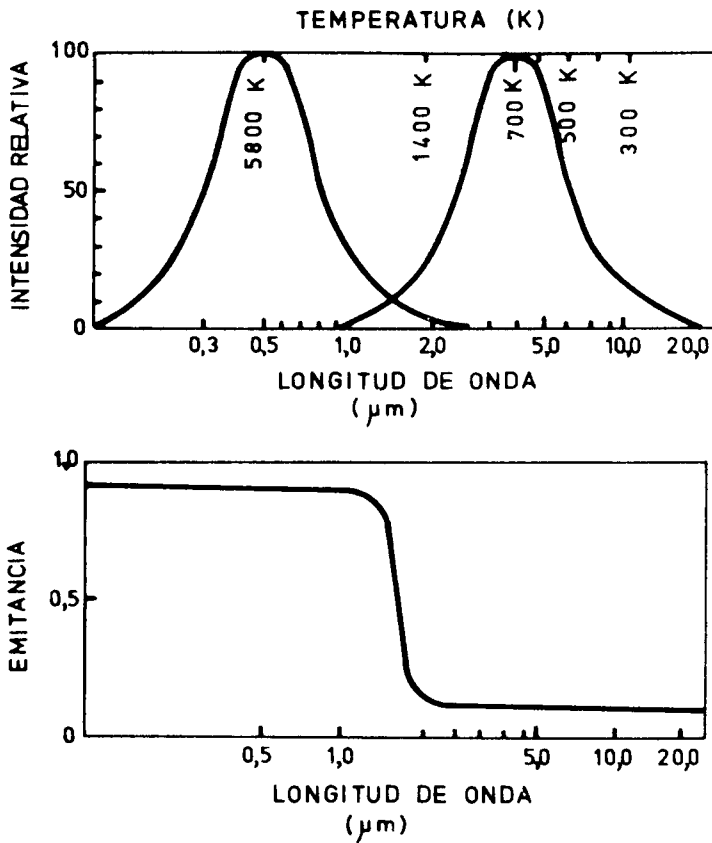
térmica irradiada hacia arriba por el convertidor es fundamentalmente absorbida por el vidrio y parcialmente reirradiada hacia el primero, disminuyendo así las pérdidas por radiación al exterior (efecto invernadero). Colocando varias láminas de vidrio el efecto se multiplica si bien, por razones económicas, normalmente sólo se usa una lámina. Al encontrarse el convertidor encerrado en una caja, también se disminuyen las pérdidas al exterior por convección, subsistiendo pérdidas por convección interna, provocadas por diferencias de temperatura entre el convertidor y el vidrio. En la Fig. 14.1 se esquematiza el sistema descrito, así como el mecanismo del efecto invernadero.

Para disminuir las pérdidas de energía térmica del convertidor por radiación y convección interna, se utilizan superficies selectivas⁵⁾ y estructuras antirradiantes¹⁾.

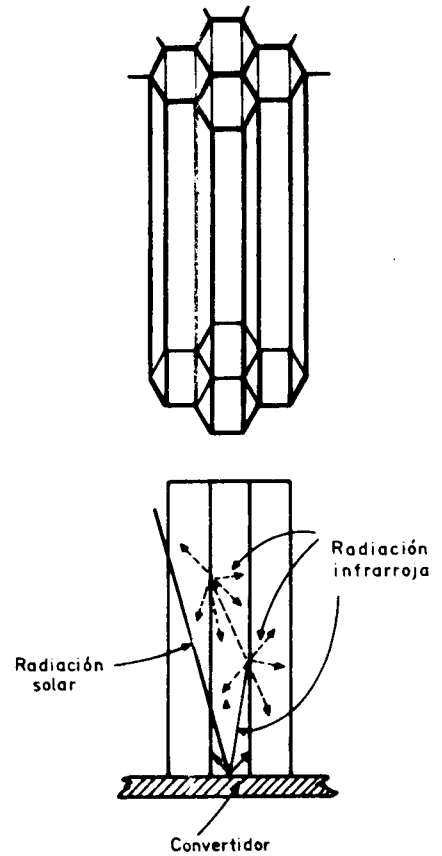
En la Fig. 14.2.a se indica el mecanismo sobre el cual se basa el funcionamiento de las superficies selectivas. Los espectros correspondientes a la radiación solar (que se asemeja a la de un cuerpo negro a 5800 K) y a la emisión de un cuerpo a, por ejemplo, 700 K (430 C), prácticamente no se superponen, y menos aún para las temperaturas de ~ 180 C que se pueden alcanzar con los colectores planos. Por lo tanto, las superficies selectivas, para actuar apropiadamente como tales en su uso helioenergético, deben poseer un coeficiente de absorción elevado para las radiaciones de longitudes de onda de hasta 1 ó 2 μm y un coeficiente de emisión muy pequeño para las longitudes de onda largas (≥ 2 μm). Estas superficies cubren o forman parte del convertidor. Su utilización no se limita a aumentar el rendimiento de colectores planos y también se aplican, por ejemplo, en los convertidores de sistemas con concentración.

Las estructuras antirradiantes, en su geometría más difundida, poseen la forma de un panel de abejas, con paredes transparentes a la radiación solar y opacas a la infrarroja (por ejemplo vidrio o mylar). El aspecto que presentan las mismas, así como el principio de su funcionamiento, son mostrados en la Fig. 14.2.b. Son colocadas sobre la superficie convertidora, disminuyendo así, además, las pérdidas por convección interna.

Los colectores-convertidores planos son fijos, orientados convenientemente según el hemisferio y la latitud a la cual se encuentran, recibiendo solamente ajustes gruesos en su inclinación según las variaciones de declinación solar. Por ejemplo, en Bs. As. estarían orientados



(a)



(b)

Fig. 14.2: (a) Mecanismo de funcionamiento de las superficies selectivas. En la figura superior se indican los espectros de emisión de un cuerpo negro a 5800 K (que, como vimos en el Capítulo 2, a los fines energéticos es similar al espectro solar) y de un cuerpo a 700 K (430 C) que prácticamente emite sólo en la zona del infrarrojo. Las superficies selectivas utilizadas poseen las propiedades indicadas en la figura inferior, o sea: un elevado coeficiente de absorción para longitudes de onda más cortas que 2 μm y un bajo coeficiente de emisión para longitudes de ondas más largas. De Ref. 60.

(b) Estructuras antirradiantes. La forma más difundida es la de panel de abeja, mostrada en la figura, pero la sección de las celdas puede ser de forma diversa. La radiación infrarroja emitida por el convertidor incide en las paredes de las celdas las cuales la absorben y la reemiten en todas direcciones. Cuanto mayor sea la altura de las celdas en relación a su "diámetro", mayor será la proporción de radiación infrarroja reemitida hacia el convertidor. En la práctica, para relaciones superiores a ~ 7 , hay que aumentar mucho la altura de las celdas para obtener una ganancia adicional significativa.

hacia el norte, y su inclinación sería de $\approx 22^\circ$ durante los 3 meses de verano, $\approx 46^\circ$ durante los 3 meses de invierno y $\approx 34^\circ$ para la primavera y el otoño.

Estanques (o pozas) solares

La primera versión de este tipo de colectores planos consiste ⁵⁸⁾ en estanques de ≈ 1 m de profundidad que contienen agua cuyo grado de salinidad crece con la profundidad. La radiación solar se absorbe en el fondo negro del estanque, calentándose así las capas de agua más cercanas a él. El gradiente de densidad es suficientemente elevado como para impedir la convección de estas capas calientes hacia la superficie. A su vez, las capas "estacionarias" superiores son una buena aislación térmica para las más profundas. La energía térmica almacenada en las capas inferiores es extraída, por ejemplo, mediante agua que circula dentro de tuberías sumergidas en ellas. Según nuestra información, no se ha seguido trabajando sobre este sistema para su aplicación a la producción de energía eléctrica, principalmente porque la lenta difusión de las sales y el movimiento del agua provocada por el viento hace difícil mantener los gradientes de densidad requeridos.

Recientemente se propuso ⁹⁾ un sistema de estanques playos (≈ 5 cm de profundidad), cubiertos por varias capas de plástico transparente separadas por aire que impiden la pérdida de energía térmica al ambiente por radiación y convección (ver Fig. 14.3). Su base y laterales están térmicamente aislados, el fondo es negro y el agua fluye lentamente, recirculando en forma continua entre los colectores y un tanque térmicamente aislado. Durante las horas sin sol, el agua es acumulada en el tanque. Estos sistemas de estanques sólo permiten alcanzar temperaturas entre 60 y 80 C.

EFICIENCIAS

Analizaremos por separado las eficiencias de los dos tipos de colectores-convertidores planos anteriormente descriptos.

Colectores-convertidores clásicos

Las compañías Honeywell Inc. y Black and Veatch, Consulting Engineers han realizado un estudio ¹⁰⁾ conjunto de las características técnicas de este tipo de convertidor. Consideraron por separado la eficiencia del subsistema de colección y conversión de la energía solar y la del ciclo térmico (generación de vapor y turbina). Ambas eficiencias dependen de las temperaturas del fluido que transporta la energía térmica tanto a la entrada cuanto a la salida del colector-convertidor. Para el caso particular estudiado, el convertidor está formado por una chapa de Al sobre la cual se depositó una superficie selectiva ca-

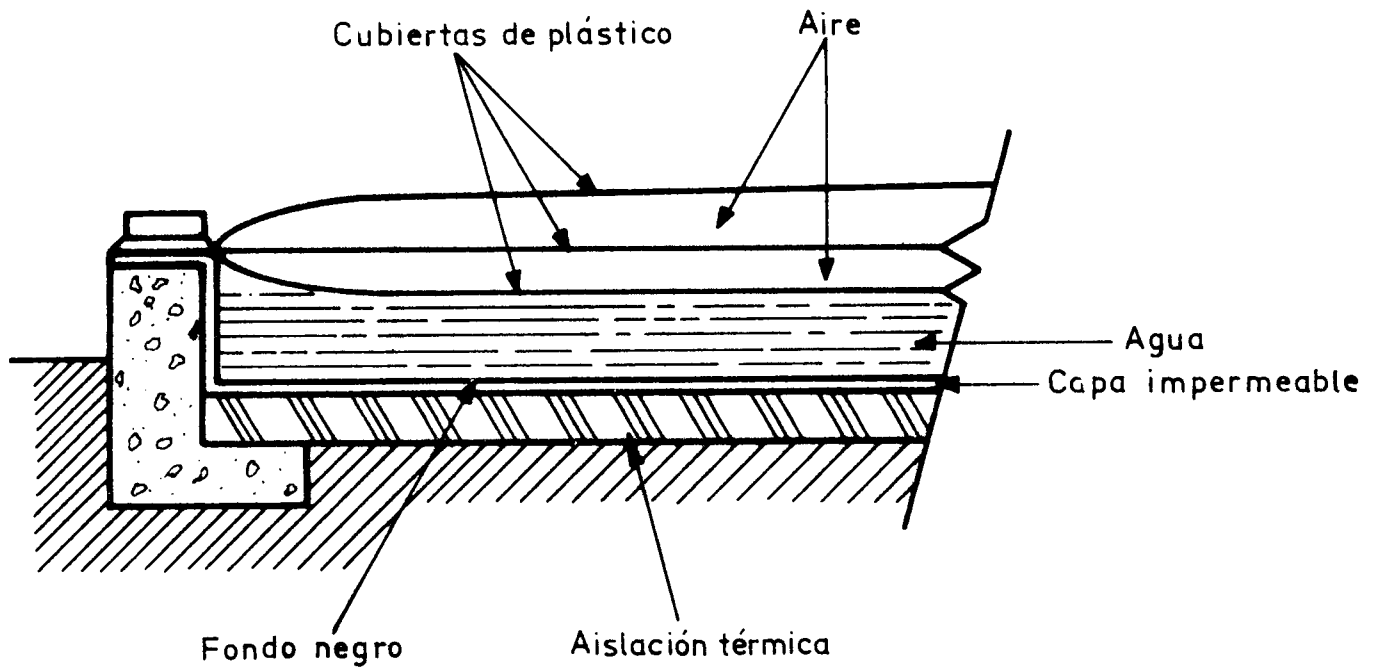


Fig. 14.3: Corte transversal de un estanque solar. El fondo del tanque está pintado de negro y la cubierta de plásticos separados por aire evita la evaporación y la pérdida de energía térmica por radiación y convección. Cada módulo propuesto tiene 200 m de largo y 4 m de ancho. El agua, cuyo espesor es de ~ 5 cm, recircula lentamente. De Ref. 9.

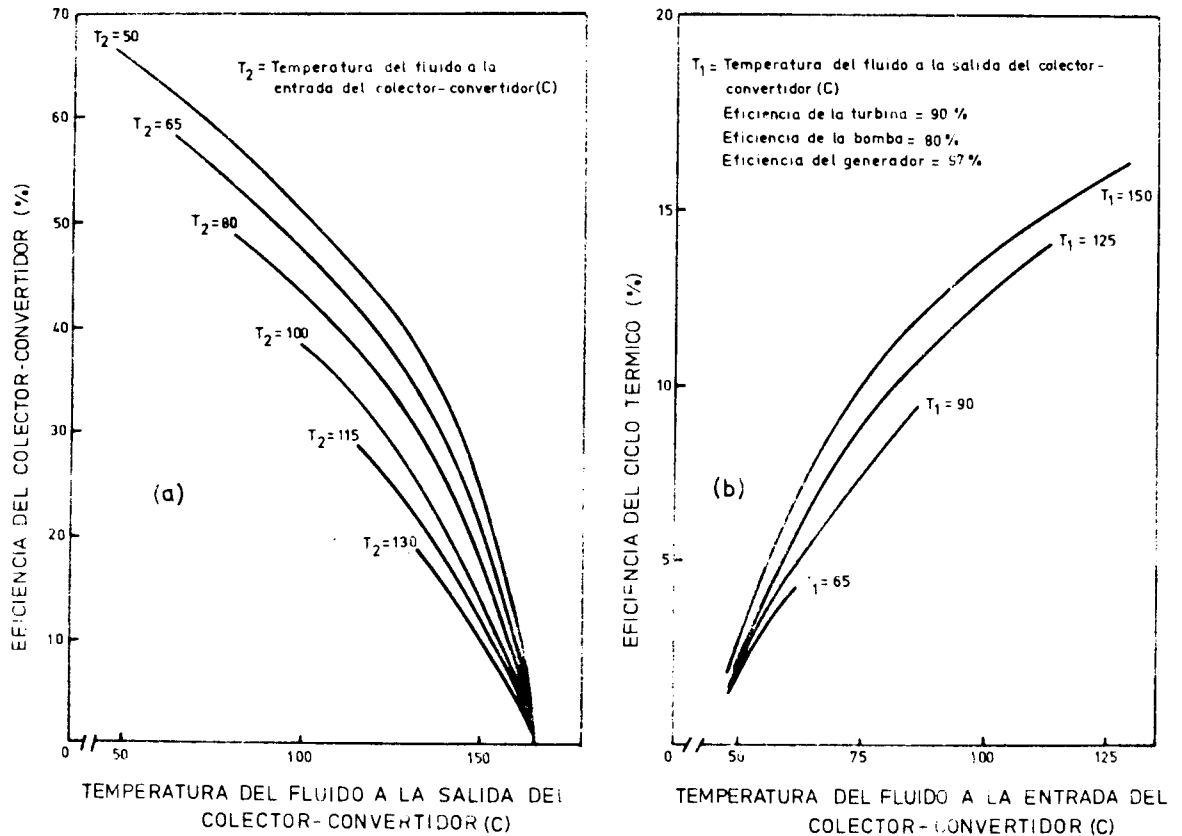


Fig. 14.4: Eficiencia de un sistema con colectores-convertidores planos clásicos. De Ref. 10.

(a) Eficiencia térmica de los colectores-convertidores en función de la temperatura del fluido a la salida de los mismos, para varios valores de la temperatura de entrada.

(b) Eficiencia del ciclo térmico, usando fluor 11 como fluido de trabajo de la turbina, en función de la temperatura del fluido que transporta la energía térmica a la entrada del colector-convertidor, para varios valores de la temperatura de salida del mismo.

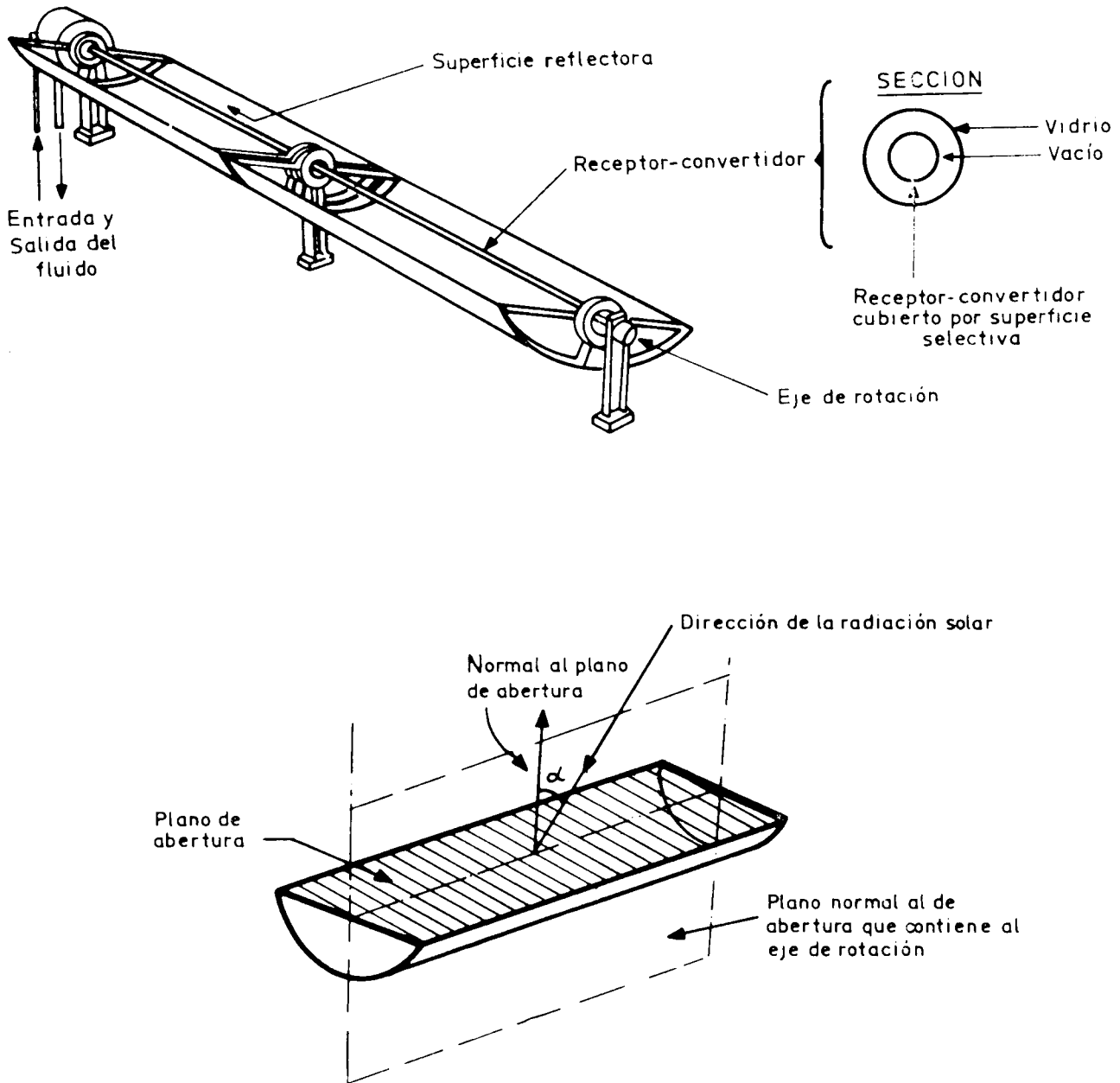


Fig. 14.5: Sistema con colector-conversor cilíndrico-parabólico. En el caso mostrado en la figura superior la colección del calor desde el receptor convertidor se realiza por medio de una heat-pipe, habiendo en el extremo izquierdo un intercambiador de calor. En éste se entrega la energía térmica a un fluido que la transporta hasta el receptáculo central. De Ref. 26.

En el dibujo inferior se indica el ángulo formado por la normal al plano de abertura con la dirección de los rayos solares incidentes, contenidos en planos paralelos al plano normal al de abertura que contiene al eje de rotación.

racterizada por un coeficiente de absorción $\alpha=0,9$ y un coeficiente de emisión $\epsilon=0,06$. El conjunto está cubierto por una sola lámina de vidrio. En la Fig. 14.4 se muestran la eficiencia térmica de los colectores-convertidores y la eficiencia del ciclo térmico (usando fluor 11 como fluido de trabajo en la turbina), en función de las temperaturas de una mezcla de etileno, glicol y agua a la entrada y a la salida del colector-convertidor. Como puede observarse, mientras la eficiencia del colector-convertidor disminuye a medida que aumentan las temperaturas del fluido de extracción, la eficiencia del ciclo térmico aumenta al aumentar aquellas. Combinando ambas curvas, se obtiene un valor óptimo para la eficiencia total del sistema de conversión de energía solar en electricidad. Dicho valor es de 3,5%, para el cual la temperatura del fluido a la salida del colector es de 126 C, y la de entrada al mismo de 99 C.

Estanques solares

Para este tipo de colector sólo poseemos datos de eficiencia para el caso de estanques playos con agua fluyendo lentamente (Ref. 9). Las eficiencias consignadas son del 38% para la colección y conversión de energía solar y el transporte de la energía térmica al reservorio central, del 9% para el ciclo térmico y del 98% para el generador. Se considera que un 10% de la energía eléctrica producida es consumida para el funcionamiento de la planta. La eficiencia total de conversión de energía solar a electricidad es, por lo tanto, del 3 %. Si se consideran las temperaturas alcanzables con este sistema, esta eficiencia parece, a nuestro juicio, algo elevada.

14.2. SISTEMA DE COLECTORES-CONCENTRADORES CILINDRICO-PARABOLICOS

El sistema de colectores-concentradores cilíndrico-parabólicos está formado por un conjunto de módulos con sección parabólica, cada uno de los cuales concentra en su eje focal la energía solar que incide sobre una superficie de varios metros cuadrados (Fig. 14.5). A lo largo del eje focal se encuentra el receptor-convertidor; la energía térmica generada en él es colectada y transportada hasta un receptáculo central en el cual se la transfiere al fluido que acciona las turbinas.

El receptor-convertidor, igual que en el caso de colectores planos antes discutido, debe tener las menores pérdidas posibles de energía térmica. Su forma es cilíndrica, cubierta por una superficie selectiva y colocado dentro de una vaina de vidrio, en la cual puede hacerse vacío para evitar pérdidas por convección. Para coleccionar y transportar la energía térmica el receptor-

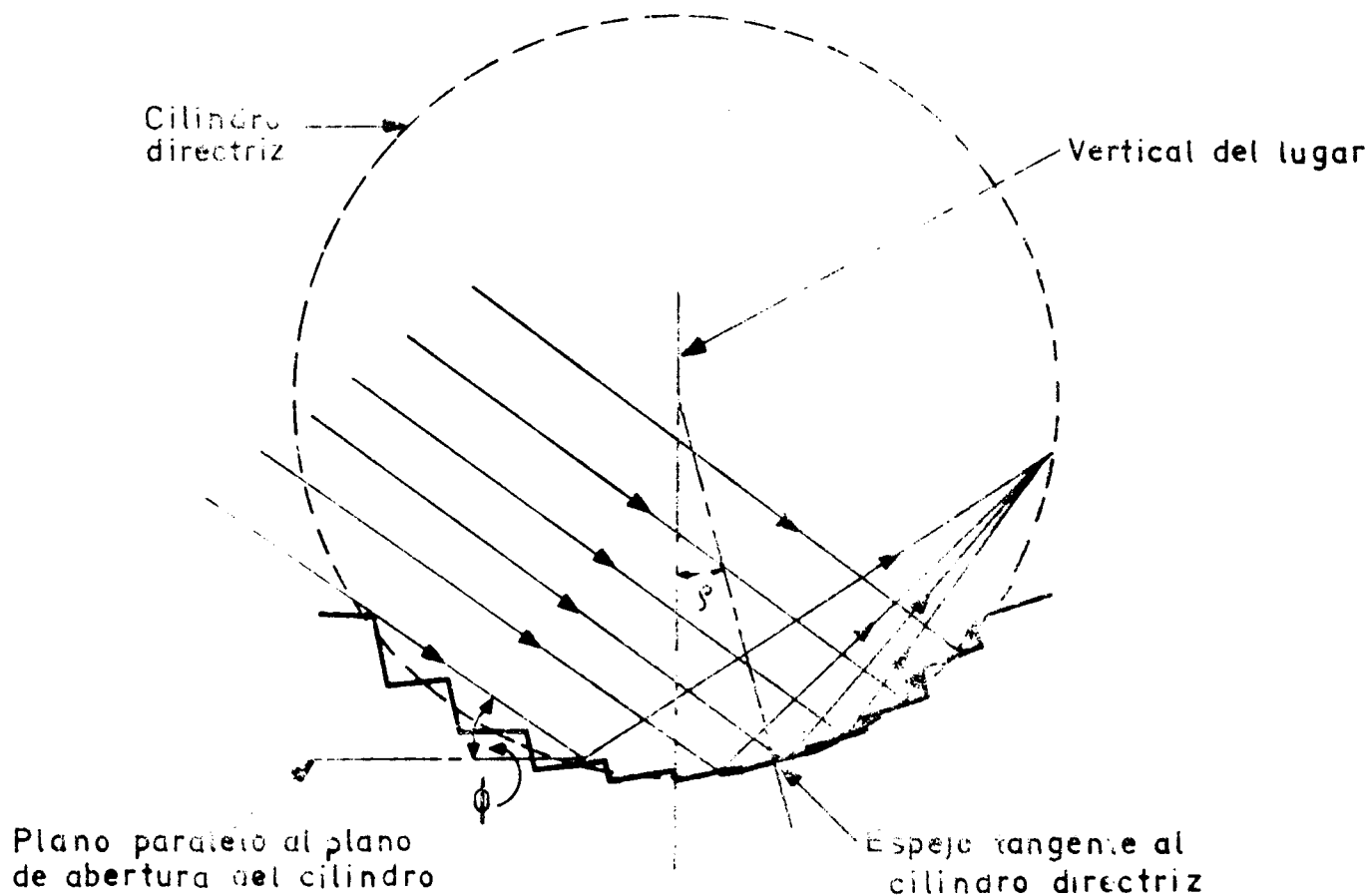


Fig. 14.6: Sección de un concentrador facetado. Los espejos planos pueden fijarse sobre una base de, por ejemplo, concreto. El receptor-convertidor describe su movimiento sobre el cilindro directriz imaginario (su sección es el círculo punteado). El ángulo ϕ es el formado por el plano de apertura del colector-concentrador y el plano que contiene al sol y al eje de simetría del cilindro directriz. El ángulo ρ es el que forma la perpendicular al espejo tangente al cilindro directriz con la vertical del lugar. De Ref. 62.

convertidor puede tener en su interior una heat-pipe^(†), siendo transportado el calor hasta el extremo de cada módulo, en el cual se encuentra un intercambiador de calor. Un método alternativo consiste en hacer circular agua presurizada por dentro del receptor-convertidor y conducirla a un único intercambiador de calor central. Como ya indicamos en la Secc. 9.1, este sistema permite alcanzar temperaturas de hasta 350 C con buena eficiencia de conversión (alrededor de 65%). Por lo tanto, se puede usar vapor de agua como fluido de trabajo de la turbina.

A fin de que el concentrador cilíndrico-parabólico tenga un buen foco (gran factor de concentración), es necesario que en todo momento los rayos que inciden sobre él sean paralelos al plano de simetría que pasa por el eje focal. Esto sólo se puede lograr rotando el cilindro alrededor de su eje focal a medida que el sol se desplaza. Según la orientación del eje de movimiento podemos distinguir tres casos: (a) eje de movimiento orientado en la dirección N-S e inclinado respecto de la horizontal en un ángulo igual a la latitud del lugar (es la denominada orientación polar), (b) eje de movimiento en dirección N-S en posición horizontal, (c) eje de movimiento en dirección E-O y posición horizontal.

En general el reflector cilíndrico-parabólico es de varios metros de largo y un par de metros de ancho y, por lo tanto, el dispositivo mecánico para moverlo resulta relativamente complejo. Una reducción apreciable en los costos de la estructura mecánica puede lograrse si se mantiene el reflector fijo y, en cambio, se mueve el receptor-convertidor. Pero, por lo dicho en el párrafo anterior, esto no es posible para reflectores cilíndrico-parabólicos si se desea tener un buen foco. Por ello ha sido propuesto⁶²⁾ el sistema reflector cuya sección se muestra en la Fig. 14.6. Está formado por una serie de espejos planos rectangulares, dispuestos sobre un cilindro directriz imaginario con una inclinación tal que reflejen todo haz de rayos paralelos incidente sobre ellos hacia un mismo eje. Puede demostrarse que, cualquiera sea el ángulo de incidencia del haz paralelo, este eje focal del sistema se encuentra sobre el cilindro directriz imaginario. Por lo tanto, el

(†) Heat pipe: Sistema de transporte de calor constituido esencialmente por un tubo cerrado al vacío, cuya pared interior está cubierta con una estructura capilar. En uno de sus extremos (o a lo largo de tubo, como en el caso que nos ocupa) se entrega calor al sistema haciendo evaporar un fluido desde la estructura capilar. En el otro extremo del tubo se extrae el calor provocando la condensación del vapor. Como resultado de la diferencia de presión, el vapor se desplaza por el interior del tubo, transportando así la energía térmica. El vapor condensado reingresa a la estructura capilar y retorna hacia el otro extremo del tubo por capilaridad, cerrándose así el circuito (Ref. 61).

Tabla 14.1

Eficiencia típica de sistemas con colectores-concentradores
cilíndrico-parabólicos ^{a)}

Factores de disminución de eficiencia	Eficiencia según la orientación del eje de rotación		
	Polar	N-S	E-0
Colector			
Por reflectividad del espejo	0,84	0,84	0,84
Por área proyectada	0,96	0,88	0,72
Por exactitud óptica	0,95	0,92	0,85
Por sombra entre colectores	0,87	0,89	0,98
Receptor			
Por reflexión de la radiación solar	0,90	0,90	0,90
Por pérdidas térmicas	0,89	0,88	0,87
Colección de energía térmica			
Bombas	0,97	0,97	0,97
Tuberías	0,90	0,90	0,90
Turbina/Generador	0,32	0,32	0,32
<u>Eficiencia total resultante</u>	<u>0,15</u>	<u>0,13</u>	<u>0,11</u>

a) De Ref. 6.

receptor puede estar montado sobre brazos que giren sobre el eje del cilindro directriz siguiendo el movimiento del sol y, consecuentemente, el del eje focal del reflector. Como el espejo no es continuo sino escalonado, se producen efectos de sombras tanto para los rayos incidentes cuanto para los rayos reflejados, como se observa en la misma Fig. 14.6. Un análisis ⁶²⁾ de estos efectos muestra que disminuyen con la variación del ángulo ϕ formado por el plano de abertura del colector-concentrador y el plano que contiene al sol y al eje de simetría del cilindro directriz no supera 30° a 40° , para todo el recorrido del sol. Como para el caso de eje de rotación ubicado de N-S el ángulo varía 180° , para este sistema es más conveniente colocar el eje de rotación en dirección E-O.

EFICIENCIA

Puede darse una idea del orden de magnitud de las eficiencias esperables en un sistema como el que nos ocupa tomando como ejemplo las estimaciones presentadas en la Ref. 6 para el tipo a colector-concentrador móvil. En la Tabla 14.1 damos el desglose de las eficiencias de cada subsistema para un caso concreto.

Consideremos primero las pérdidas en el subsistema colector. De la energía solar que llega a la superficie del espejo, debido a defectos de reflectividad sólo se refleja el 84%. A fin de tener un foco nítido, la radiación incidente debe ser paralela al plano de simetría del colector, pero no necesariamente paralela a la perpendicular al plano de abertura, pudiendo formar con él un ángulo α (ver Fig. 14.5). Parte de estos rayos se reflejará hacia fuera de la zona donde existe convertidor, sobre la prolongación virtual de éste. Esto es equivalente a considerar que el área real de colección es la proyección del plano de abertura en la dirección perpendicular a los rayos incidentes. Este es el denominado efecto coseno o pérdida de área, que es distinto para las diferentes orientaciones del colector. Para la orientación N-S, para la que el ángulo α es casi constante, el efecto también lo es para toda posición del sol, dependiendo su magnitud de la inclinación que se da al colector-reflector. Para sistemas con orientación E-O el efecto es mayor y varía con la posición del sol, siendo nulo al mediodía. El efecto de las inexactitudes ópticas del espejo reflector es ligeramente dependiente del efecto coseno y, por ello, distinto para los diferentes casos. Una cuarta causa de pérdida de eficiencia de los colectores es la sombra producida entre ellos, efecto que depende de la orientación e inclinación de los mismos.

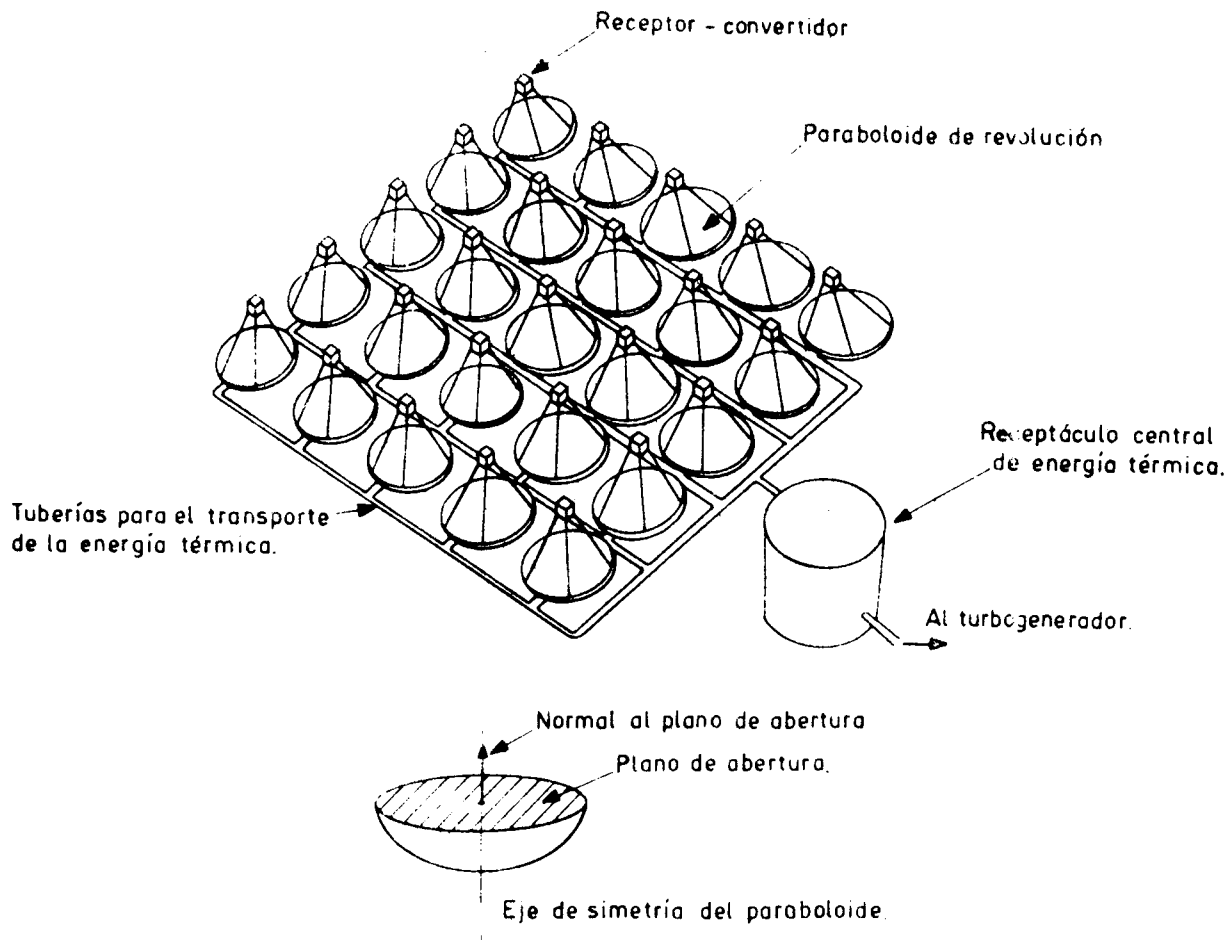


Fig. 14.7: Esquema de un sistema con colectores-concentradores paraboloïdes de revolución. En el dibujo no se observan los heliostatos sobre los cuales están montados los colectores. De Ref. 12.

En el receptor-convertidor, de la radiación que finalmente incide sobre él se pierde un 10% por reflexión y, de la convertida en energía térmica, en promedio se pierde un 12% por radiación y convección. En la colección de energía térmica y posterior traslado al receptáculo central se pierde un 13% de la efectivamente extraída del receptor-convertidor. Por lo tanto, la eficiencia de conversión de radiación solar en energía térmica (vapor a 315 C en un receptáculo central), es de 47%, 42% y 35% para, respectivamente, las orientaciones polar, N-S y E-0.

En la Ref. 6 la eficiencia del subsistema turbina-generador es considerada del 32%.

El conjunto de todas las pérdidas da una eficiencia del sistema para la conversión de la energía solar en electricidad del 15%, 13% y 11% para, respectivamente, las orientaciones polar, N-S y E-0.

Como ya dijimos en la Secc. 11.1, no poseemos datos de eficiencia para el sistema con concentrador facetado y orientación E-0.

14.3. SISTEMA DE COLECTORES-CONCENTRADORES PARABOLOIDES DE REVOLUCION

El sistema consiste en un conjunto de paraboloides de revolución, cada uno de los cuales concentra la radiación solar que incide sobre una superficie de varios metros cuadrados en una pequeña zona (foco del paraboloide), donde se convierte en energía térmica. La energía térmica producida en forma dispersa es luego colectada y transmitida a un receptáculo central (Fig. 14.7). Como, para tener un foco nítido, los rayos solares deben incidir en forma paralela al eje de simetría del paraboloide (normales al plano de abertura), es necesario poder desplazar a éstos según dos grados de libertad. De acuerdo al tamaño de los paraboloides es posible agrupar a varios de ellos sobre un mismo heliostato. El receptor-convertidor tiene la forma de una cavidad. En la Secc. 10.3 discutimos varios fluidos de trabajo posibles, tanto para extraer la energía térmica de estas cavidades cuanto para operar las turbinas. Con un colector-concentrador como el descrito es posible alcanzar temperaturas elevadas (900 a 1000 C), con buena eficiencia (60-70%).

EFICIENCIA

También para este sistema tomaremos como ejemplo las estimaciones presentadas en la Ref. 6, cuyos valores damos en la Tabla 14.2.

Igual que en el caso discutido en la sección precedente, existen pérdidas de la radiación incidente debido a que la reflectividad del espejo

Tabla 14.2

Eficiencia típica de sistemas con colectores-concentradores
paraboloides de revolución ^{a)}

Factores de disminución de eficiencia	Eficiencia
Colector	
Por reflectividad del espejo	0,88
Por exactitud óptica	0,94
Por sombra entre colectores	0,86
Receptor	
Por reflexión de la radiación solar	0,85
Por pérdidas térmicas	0,97
Colección de la energía térmica	
Bombas	0,96
Tuberías	0,90
Turbina/Generador	0,34
<u>Eficiencia total resultante</u>	0,17

a) De Ref. 6.

no es perfecta. Como mencionamos anteriormente, los rayos incidentes deben ser prácticamente paralelos a la normal al plano de abertura y, por lo tanto, las pérdidas por efecto coseno se pueden considerar nulas. Subsisten las pérdidas por inexactitudes ópticas del espejo y por sombras entre los colectores. Los efectos de sombras se pueden disminuir espaciando convenientemente los colectores-concentradores, pero esto lleva aparejado una mayor longitud de las tuberías de transporte de la energía térmica, con el consiguiente incremento en las pérdidas térmicas.

En el receptor, un 15% de la radiación incidente se pierde por reflexión en las paredes de la cavidad receptora-convertidora y, de la energía térmica allí producida, un 3% se pierde por radiación y convección. Finalmente, en la colección y transporte de la energía térmica, se produce una pérdida del 14%. La eficiencia total del sistema para acumular energía térmica (vapor a 430 C) en un receptáculo central es, por lo tanto, del 51%.

Considerando para el turbogenerador una eficiencia del 34%, se tiene una eficiencia total del sistema del 17%.

14.4. SISTEMA A RECEPTOR CENTRAL

Como se mencionó en la Secc. 9.1, la idea básica de este sistema consiste en concentrar por medios ópticos, en una zona relativamente pequeña (pocos metros cuadrados), la energía solar incidente sobre una gran superficie de la Tierra ($1-2 \text{ km}^2$). Esto se realiza mediante un conjunto de espejos planos o curvos convenientemente distribuidos (campos de espejos), que reflejan la radiación solar que llega a ellos hacia un receptor ubicado en la cúspide de una torre. La radiación solar así concentrada puede ser convertida en energía térmica en ese mismo lugar o retransmitida por medios ópticos a otro punto ubicado a nivel de tierra. Los espejos se encuentran montados sobre heliostatos. En la Fig. 14.8 se muestran dos esquemas del sistema descrito. Los sistemas a receptor central, al igual que los concentradores parabólicos de revolución, permiten alcanzar temperaturas elevadas con buena eficiencia. Los distintos fluidos de extracción de la energía térmica, así como los utilizados para accionar las turbinas, han sido descritos en la Secc. 10.3.

La distancia entre los espejos debe ser tal que evite que entre ellos se hagan sombra tanto para los rayos incidentes cuanto para los rayos reflejados. Un diseño del campo de espejo que evita estos factores de pérdida de eficiencia es el montaje de los mismos en una terraza inclinada con la torre en el extremo inferior (Fig. 14.8); según el hemisferio, la terraza estará orientada al norte o al sur.

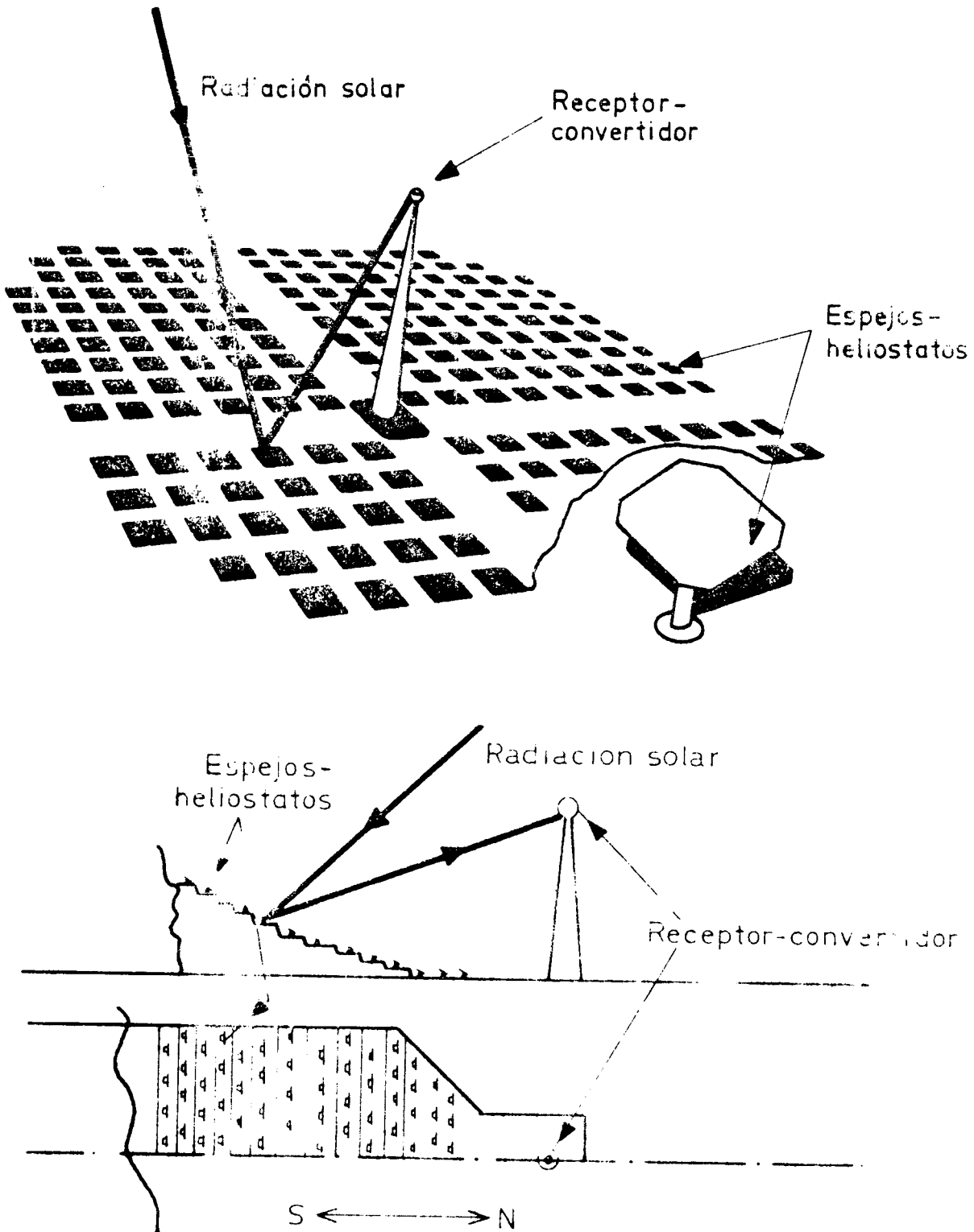


Fig. 14.8: Esquemas de sistemas a receptor central. En la figura superior se muestra una distribución simétrica de espejos respecto a la torre, ubicados todos en un mismo plano. En la figura inferior la planta y el corte corresponden a un campo de espejos en una terraza inclinada, con la torre en un extremo y con la orientación correspondiente a la Argentina. De refs. 6 y 22.

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, similar al efecto descrito en 14.2, se denomina, como allá, efecto coseno o de pérdida de área.

Cada punto de un espejo refleja un haz de rayos solares que subtende el ángulo del disco solar (σ_s), de 32 minutos de arco. Si, por ejemplo, se considera un espejo plano de diámetro A , el diámetro mínimo R del receptor de los rayos reflejados, ubicado a una distancia D del espejo, es dado ³⁰⁾ por $R = A + 2D\sigma_s$. Por lo tanto, cuanto más lejos se encuentra el receptor mayor tiene que ser el tamaño de su abertura, con los consecuentes problemas de peso y aislación. Usando espejos curvos, se compensa por el ángulo de divergencia de los rayos solares, permitiendo que la abertura en la cavidad receptora sea aproximadamente igual al tamaño de los espejos. En realidad, cada espejo es formado por un conjunto de espejos planos convenientemente distribuidos.

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 receptores-convertidores-calderas, siendo 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 calor se refiere, siendo, además, fácil de aislar térmicamente. En la Fig. 14.9 mostramos un esquema de uno de ellos. Para evitar pérdidas por radiación, en algunos casos se colocaron ¹⁾ estructuras antirradiantes en la abertura de la cavidad. También se ha propuesto ²²⁾ 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.

EFICIENCIA

Igual que en los casos anteriores, sólo damos estimaciones realizadas por un grupo de trabajo (Tabla 14.3), lo cual estimamos suficiente para fijar las ideas. En este caso se trata de un sistema de espejos curvos, montados sobre una terraza; la curvatura compensa por el ángulo divergente de los rayos solares y permite utilizar una abertura del receptor similar al tamaño

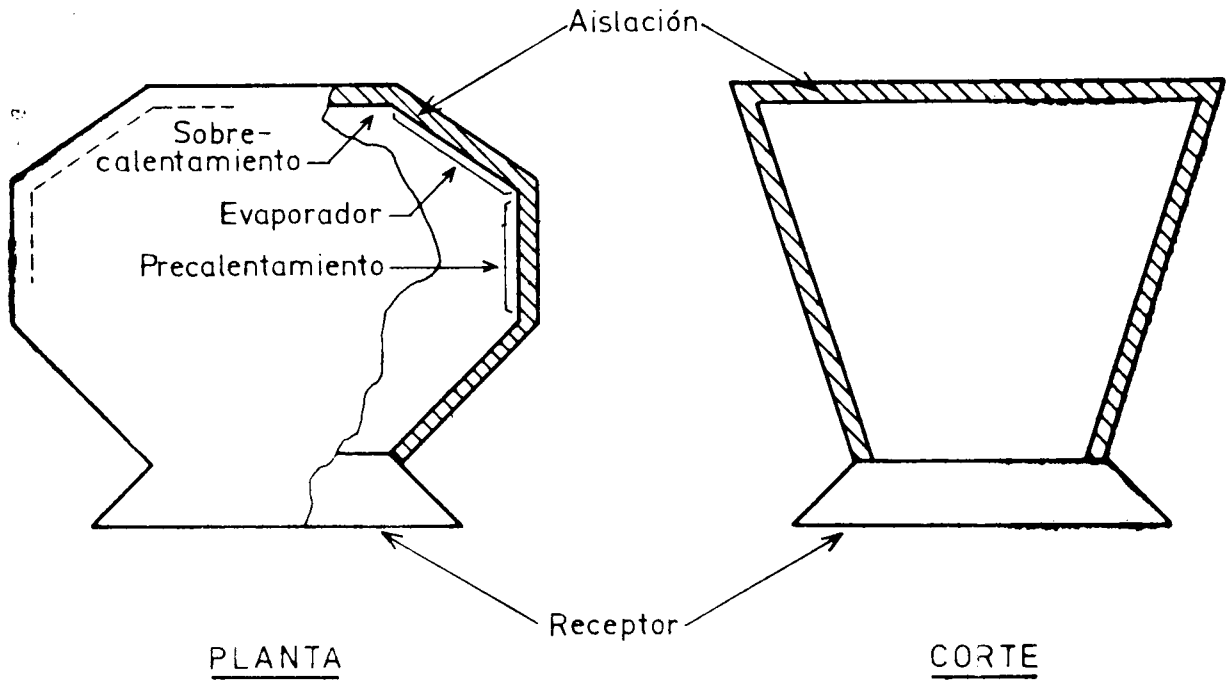


Fig. 14.9: Esquema de un receptor-convertidor-caldera para un sistema con la torre ubicada en un extremo del campo de espejos. (Ver Fig. 14.8). Sobre la pared interior se encuentra un sistema de cañerías (no mostrado en la figura), en el cual se convierte la energía solar en térmica; ésta es extraída por un fluido apropiado que circula por las cañerías y que, al recorrer las distintas zonas de la cavidad, pasa por sucesivas etapas de precalentamiento, evaporación y sobrecalentamiento del vapor. De Ref. 13.

Tabla 14.3Eficiencia típica de sistemas a receptor central ^{a)}

Factores de disminución de eficiencia	Eficiencia
Colector	
Por reflectividad del espejo	0,85
Por área proyectada	0,84
Por exactitud óptica	0,96
Receptor	
Por reflexión de la radiación solar y emisión de radiación infrarroja a través de la abertura de entrada	0,96
Por convección	0,925
Por aislación	0,995
Turbina/Generador	0,35
<u>Eficiencia total resultante</u>	<u>0,21</u>

a) De Ref. 13,

de los espejos.

La pérdida por área proyectada o efecto coseno ya fue mencionada anteriormente. Su valor varía según las horas del día, las épocas del año y la ubicación del espejo respecto de la torre. El valor dado es un promedio sobre todo lo indicado. La pérdida por exactitud óptica tiene en cuenta la aberración esférica, variable con la posición relativa del sol, el espejo y la torre; si bien un dispositivo mecánico de deformación permite compensar esta pérdida para cada orientación del heliostato, por razones prácticas sólo se lo hace para una posición media apropiada. En el caso particular en estudio, no se tienen pérdidas por efectos de sombra ya que los espejos están montados sobre una terraza.

En el receptor, parte de la radiación incidente sobre la abertura de la cavidad va a ser reflejada y, de la energía térmica producida, una fracción se perderá por radiación a través de la abertura. Estos dos efectos contribuyen con una pérdida del 4%. La pérdida por convección depende de la velocidad del viento, siendo el valor dado un promedio para varias de las velocidades más probables. Finalmente, al ser transmitido el calor a través de las paredes de la cavidad hacia el fluido, en este caso agua, se pierde 0,5% por aislación térmica de dichas paredes. La eficiencia del sistema para convertir la energía solar en vapor de agua es, por lo tanto, del 61%.

Para el sistema de turbina y alternador mecánico a 510 C y 80 atm., en la Ref. 13 se considera una eficiencia del 35%. Finalmente, la eficiencia global de la central es del 21%.

REFERENCIASConvenciones

- a) "Congreso París (1973)": trabajo presentado en el Congreso Internacional "El Sol al Servicio del Hombre", auspiciado por la UNESCO; París, Francia (Julio 1973);
- b) "Reunión de Fort Collins (1974)": trabajo presentado en la Reunión Anual de la Sección de EE.UU. de N.A. de la Sociedad Internacional de Energía Solar; Fort Collins, Colorado, EE.UU. de N.A. (Agosto 1974).

— — — — —

- 1) G.Francia, Solar Energy 12, 51 (1968).
- 2) F.Trombe y A. le Phat Vinh, Solar Energy 15, 57 (1973).
- 3) A.D.Meinel y M.P.Meinel en "The Energy Crisis", 99 (1972), editado por R.S.Lewis y B.I.Spinrad (Educational Foundation for Nuclear Science, Chicago, Illinois, EE.UU. de N.A.).
- 4) A.D.Meinel y M.P. Meinel, Physics Today, pág. 44, (Febrero 1972).
- 5) A.D.Meinel, M.P.Meinel, D.B.McKenney y B.O.Seraphin, "Photothermal Conversion of Solar Energy Large-Scale Electrical Power Production", E 13, Congreso París (1973).
- 6) P.B.Bos, W.A.Kammer y E.Blond, "Solar-Thermal Conversion Mission Analisis - Southwestern United States", Informe ATR-74 (7417-16)-2, Vol. I de The Aerospace Corporation, California, EE.UU. de N.A. (1975).
- 7) J.C.Powell y G.M.Kaplan, "Dynamic Conversion of Solar Generated Heat to Electricity-A Survey of Results", Reunión Fort Collins (1974).
- 8) B.O.Seraphin, "Chemical Vapor Deposition Research for Fabrication of Solar Energy Convertors", Informe NSF/RANN/SE/GI-36731X/PR/73/3 de la University of Arizona, Arizona, EE.UU. de N.A. (1974).
- 9) W.C.Dickinson, A.F.Clark, J.A.Day y L.F.Wouters, "The Shallow Solar Pond Energy Conversion System", Informe UCRL-75780 del Lawrence Livermore Laboratory, California, EE.UU. de N.A. (1974) y Reunión Fort Collins (1974).
- 10) R.E.Athey, "Evaluation of the Flat Plate Solar Collector System for Electric Power Generation", Reunión Fort Collins (1974).

- 11) T.A.Chubb y J.J.Nemecek, "Design and Cost Study for Steam-Methane SOLCHEM Power Plant for Tropical Areas", Informe del Naval Research Laboratory, Washington D.C., EE.UU. de N.A. (1975).
- 12) T.A.Chubb, "Analysis of Gas-Dissociation Solar-Thermal Power System", Reunión Fort Collins (1974) y Solar Energy 17, 129 (1975).
- 13) F.A.Blake y J.D.Walton, "Update on the Solar Power System and Component Research Program", Reunión Fort Collins (1974).
- 14) W.W.Shaner y H.S.Wilson, "Cost of Paraboloidal Collectors for Solar to Thermal Electric Conversion", Reunión Fort Collins (1974).
- 15) Llamado de la National Science Foundation para la presentación de propuestas para sistemas de almacenaje de energía, NSF 75-16, EE.UU. de N.A. (1975).
- 16) J.M.Hammer et al., Honeywell; J.C. Grosskreutz et al., Black and Veatch; "Dynamic Conversion of Solar-Generated Heat to Electricity", Informe F 3403-PR6 2852-41410 del Honeywell System and Research Center, Minnesota, EE.UU. de N.A. (1974).
- 17) T.D.Brumleve, "Sensible Heat Storage in Liquids", Informe SLL-73-0263 de Sandia Laboratories, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 18) A.C.Skinrood, T.D.Brumleve, C.T.Schafer, C.T.Yokomizo y C.M.Leonard, Jr., "Status Report on a High Temperature Solar Energy System", Informe SAND74-8017 de Sandia Laboratories, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 19) W.W.Shaner, comunicación privada (1975).
- 20) J.M.Hammer y M.F.Barret, "Storage vs. Backup Power Capacity for Integrated Solar and Conventional Power Grids", Reunión Fort Collins (1974).
- 21) C.R.Easton, R.W.Hallet, Jr., S.Gronich y R.L.Gervais, "Evaluation of Central Solar Tower Power Plant", Informe de la McDonnell Douglas Astronautics Company, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 22) F.A.Blake, "Solar Thermal Power", Informe de la Martín Marietta Aerospace Corporation, Colorado, EE.UU. de N.A. (1975).
- 23) L.L.Vant-Hull, comunicación privada (1975).
- 24) P.Donovan, W.Woodward, W.R.Cherry, F.H.Morse y L.C. Herwig, "An Assessment of Solar Energy as a National Energy Resource", preparado por un panel de especialistas

en energía solar coordinados por la NSF y la NASA, EE. UU. de N.A. (1972).

- 25) L.O.Herwig, comunicación privada (1974).
- 26) R.C.Jordan, E.R.G.Eckert, J.W.Ramsey, R.N.Schmidt, E.M. Sparrow y G.K.Weher, "Terrestrial Solar Thermal Power Systems", E 137, Congreso París (1973).
- 27) L.L.Vant-Hull y A.F.Hildebrandt, "Solar Thermal Power Based on Optical Transmission", Reunión Fort Collins (1974).
- 28) A.Sobin, W.Wagner y C.R.Easton, "Central Collector Solar Energy Receivers", Reunión Fort Collins (1974).
- 29) F.A.Blake, "Solar Hydroelectric Combined Power Systems", presentado en el Congreso Anual de la American Association for the Advancement of Science, San Francisco, EE.UU. de N.A. (1974).
- 30) D.E.Anderson, W.I.Jacobi, E.Sturkol y A.J.Wendt, "Reflective Membranes for Solar Concentration", Reunión Fort Collins (1974).
- 31) R.J.Zoschak y S.F.Wu, "Studies of the Direct Input of Solar Energy to a Fossil-Fueled Central Station Steam Power Plant", Reunión Fort Collins (1974).
- 32) T.D.Brumleve, "A High-Temperature Solar Energy System", Reunión Fort Collins (1974) e Informe SAND74-8008 de Sandia Laboratories, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 33) J.D.Hankins, "Cost Optimal Deployment of Mirrors Associated with a High Temperature Solar Energy System", Reunión Fort Collins (1974) e Informe SLL-74-5222 de Sandia Laboratories, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 34) R.P.Stromberg, "A Status Report on the Sandia Laboratories Solar Total Energy Program", Informe SLA-73-8025 de Sandia Laboratories, New Mexico, EE.UU. de N.A. (1974).
- 35) J.A.Leonard y S.Thunborg, "Solar Total Energy Program Quarterly Report" Informe SAND-74-0208 de Sandia Laboratories, New Mexico, EE.UU. de N.A. (1974).
- 36) W.H.McCulloch y G.W.Treadwell, "Design Analysis of Asymmetric Solar Receivers", Reunión Fort Collins (1974) e informe SAND74-0124 de Sandia Laboratories, New Mexico, EE.UU. de N.A. (1974).
- 37) J.A.Leonard y S.Thunborg, "Solar Total Energy Program, Quarterly Report" Informe SAND74-0391 de Sandia Laboratories, New Mexico, EE.UU. de N.A. (1974).
- 38) J.C.Grosskreutz, "Criteria and Procedures for Siting Central Solar (Thermal)/Electric Generating Stations", Reunión Fort

Collins (1974).

- 39) G.O.G.Löf y S.Karaki, "A Rational Method for Evaluating Solar Power Generation Concepts", E 143, Congreso París (1973).
- 40) W.S.Duff, "A Methodology for Selecting Optimal Components for Solar Thermal Energy Systems: Application to Power Generation", Reunión Fort Collins (1974).
- 41) P.B.Bos, R.W.Bruce, W.A.Kammer, G.F.Kuncir, C.M.Randall y R.M. Selter, "Solar Thermal Conversion Mission Analysis", Informe ATR-74 (7417-05)-1, Vol I, de The Aerospace Corporation, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 42) G.F.Kuncir y W.A.Kammer, "Solar Thermal Conversion Mission Analysis; Demand Analysis", Informe ATR-74 (7417-05)-1, Vol II, de The Aerospace Corporation, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 43) S.L.Leonard y C.M.Randall, "Solar Thermal Conversion Mission Analysis; Southern California Insolation Climatology", Informe ATR-74 (7417-05)-1 Vol. III, de The Aerospace Corporation, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 44) P.B.Bos, R.W.Bruce, P.J.Peters y R.M.Selter, "Solar Thermal Conversion Mission Analysis; Mission/System and Economic Analysis", Informe ATR-74 (7417-05)-1 Vol IV, de The Aerospace Corporation, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 45) W.A.Kammer, "Solar Thermal Conversion Mission Analysis; Area Definition and Siting Analysis", Informe ATR-74 (7417-05)-1, Vol V, de The Aerospace Corporation, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 46) P.B.Bos, "Solar Thermal Conversion Mission Analysis", Reunión Fort Collins (1974).
- 47) "Sunshine Project", Informe B13(74-9) del Ministerio de Comercio Internacional e Industria, Tokio, Japón (1974).
- 48) "Sunshine Project, Indicative Plan and Implementation Plan for the First Stage", Informe 49-10-1721 del Ministerio de Comercio Internacional e Industria, Tokio, Japón (1974).
- 49) T.Tani, S.Sawata y T.Horigome, "A Terrestrial Solar Energy Power System", Reunión Fort Collins (1974).
- 50) G.Francia, comunicación privada (1974).
- 51) G.Francia, "Studio di campo specchi e caldaia per lo sfruttamento in grande dell'energia solare", informe interno del Centro Studi Matematica e Meccanica Applicate, Génova, Italia (1973).
- 52) V.A.Baum, R.R.Aparissi y B.A.Gark, Solar Energy 1, 6 (1957).

- 53) D.I.Tepljakov y R.R.Aparissi, "Heliotechnical Collectors on the Base of Paraboloids of Revolution: Optical Calculation and Energetic Possibilities", E 4, Congreso París (1973).
- 54) I.T.Aladiev, V.A.Baum, B.A.Garf e I.N. Malevsky, "Stations Energétiques Solaires; Problèmes et Perspectives", E 32, Congreso París (1973).
- 55) D.I.Tepljakov, "Conducción y distribución de la radiación de helioequipos con concentraciones especulares" en "Convertidores semiconductores de energía solar" (1968) (Editorial Nauka, Moscú, Rusia).
- 56) N.V.Linitshki, *Heliotechnology* 4, 21 (1967).
- 57) V.A.Baum, "Potentialities of Solar Energy Utilization for Regional Demands", en Actas de la 9a Conferencia Mundial de Energía, Detroit, EE.UU. de N.A. (1974).
- 58) H.Tabor, *Solar Energy* 7, 189 (1963),
- 59) H.Klein, pág 19, Conferencia Internacional sobre Generación de Potencia por Medios Fotovoltaicos; Hamburgo, República Federal Alemana (Setiembre 1974).
- 60) J.Gretz, *Energía Nucleare* 21, 504 (1974).
- 61) G.Yale Eastman, *Scientific American* 218, N° 5, 38 (1968).
- 62) J.L.Russell, Jr, E.P.DePlomb y R.K.Bansal, "Principles of the Fixed Mirror Solar Concentrator", Informe GA-A12902 de General Atomic Company, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 63) B.J.Csik, H.M.Marrero y H.Sarrailliet, "Análisis Electroenergético Argentino", Comisión Nacional de Energía Atómica, Buenos Aires (1974).

PARTE IV

CONVERSION FOTOVOLTAICA

I N D I C E

15.	<u>INTRODUCCION</u>	1
16.	<u>CARACTERISTICAS TECNICAS DE CELULAS FOTOVOLTAICAS</u>	5
16.1.	CELULAS DE Si Y DE CdS/Cu _x S	5
16.1.1.	Principios de funcionamiento	5
	- Células de Si	5
	- Células de CdS/Cu _x S	13
16.1.2.	Eficiencia de conversión y estabilidad	17
16.1.3.	Estado actual del desarrollo de las tecnologías de fabricación	20
	- Células de Si	21
	Crecimiento Czochralski	22
	Fusión zonal	23
	Láminas de Si monocristalino	25
	Cintas de Si monocristalino	29
	Utilización de Si policristalino	33
	Producción de Si de pureza grado solar terrestre	39
	Automatización de los procesos de fabricación	41
	Otras posibilidades de disminución de costos	45
	Desarrollos menores	47
	- Células de CdS/Cu _x S	50
	Estabilidad de las células	51
	Método de pulverización de soluciones ("spray")	55
	Desarrollos menores	64
16.2.	OTROS TIPOS DE CELULAS	71
16.2.1.	Homojunturas	71
	- Células de GaAs	72
16.2.2.	Heterojunturas de materiales semiconductores	79
	- Células con capa de GaAs	81
	- Células con capa de CdTe	82
	- Otras células a heterojunturas de materiales semiconductores	82
16.2.3.	Barreras Schottky	82
	- Barrera metal/óxido/semiconductor (Estructura MOS)	85

16.2.4. Otras células	87
- Células de juntura vertical múltiple	87
- Células de ancho de banda variable	89
- Células PIN	91
- Soluciones electrolíticas	92
- Materiales orgánicos	92
17. <u>CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION</u>	93
17.1. OPERACION DE CELULAS CON RADIACION SOLAR CONCENTRADA	94
17.2. CELULAS, MODULOS, PANELES E INTERCONEXIONES	101
17.3. ALMACENAJE, CONVERSION A CORRIENTE ALTERNA Y DISTRIBUCION DE LA ENERGIA GENERADA	103
17.4. EFICIENCIAS, TAMAÑOS Y COMPORTAMIENTO TECNICO DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS	104
17.5. ANALISIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	104
17.6. CENTRALES FOTOVOLTAICAS UBICADAS EN EL ESPACIO	105
18. <u>ANALISIS ECONOMICO</u>	109
18.1. COSTO DE COMPONENTES	109
18.1.1. Células, módulos y paneles	110
- Células de Si	114
Si tipo Czochralski	114
Láminas de Si policristalino	115
Cintas de Si monocristalino	117
Si grado solar terrestre	119
Células de Si policristalino	121
Automatización y otras posibilidades de disminución de costos	123
- Células de CdS/Cu _x S	123
- Paneles	127
- Validez de las estimaciones de costos proyectados	129
- Costo energético	131
18.1.2. Sistemas concentradores	133
Sistema con células de Si	135
Sistema con células de GaAs	140
18.1.3. Sistema de almacenaje y de conversión	141
18.2. COSTO COMPARATIVO DEL kWh PRODUCIDO POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	141
18.3. DISPONIBILIDAD Y TOXICIDAD DE MATERIALES FOTOVOLTAICOS	147

19.	<u>PROGRAMAS NACIONALES DE CONVERSION FOTOVOLTAICA</u>	153
	- Estados Unidos de Norteamérica	153
	- Francia	153
	- Japón	156
	- República Federal Alemana	157
	- UNESCO	157
20.	<u>CONCLUSIONES</u>	159

REFERENCIAS

15. INTRODUCCION

La conversión de energía solar en energía eléctrica se puede efectuar *directamente* mediante células solares, cuyo funcionamiento se basa sobre el aprovechamiento del efecto fotovoltaico. Su característica de "conversión directa" diferencia a este proceso conceptualmente de la conversión fototérmica discutida en la Parte III: en una central fototérmica, el "subsistema específicamente solar" solamente reemplaza a la parte convencional de generación de energía mecánica (generalmente vapor) que precede a la etapa turbogeneradora; en una central fotovoltaica, la parte solar elimina también la etapa turbogeneradora (en cambio, eventualmente, se requerirán equipos de conversión de corriente continua a alterna, u otros, para la apropiada transformación de la energía generada). Otras diferencias globales entre ambos sistemas fueron enumeradas en la Sección 8. . En cuanto a similitudes, es aplicable lo dicho al comienzo del Capítulo 9 referente a la inexistencia de efectos perniciosos sobre el medio ambiente provenientes de la instalación de centrales solares y a las tecnologías de relativamente poca complejidad que se requieren para su construcción.

Martín Wolf resumió ¹⁾ recientemente la historia de la conversión de energía solar en eléctrica mediante células solares. Se inicia en 1839 con el descubrimiento del efecto fotovoltaico en soluciones electrolíticas por Edmond Becquerel. En 1876, Adams y Day hallaron el mismo efecto en un sólido, selenio. En 1954 se lo utilizó por primera vez (en silicio y en sulfuro de cadmio) para construir ^{2,3)} pequeñas fuentes de potencia, de donde el nombre también usual de "baterías solares". La eficiencia de conversión lograda fue del 6 %; unos cuatro años más tarde, usando células de Si, se llegó al 14 %. En ese período se desarrolló en los EE.UU. de N.A. un mercado militar y civil en el cual se comercializaron cantidades significativas de muy diversos dispositivos energizados mediante radiación solar (entre otros: audífonos, luces de tránsito terrestre y marítimo, teléfonos para llamadas de emergencia desde carreteras o zonas boscosas, radios a transistores y, sobre todo, juguetes). Sin embargo, el interés decayó rápidamente por diversas razones, entre las cuales la no competitividad económica era la principal. Por otra parte, era difícil obtener fondos para desarrollar tecnologías que permitiesen bajar los costos en una época en que los combustibles fósiles eran baratos y -se suponía- sobreabundantes, a la vez que la nascente energía nuclear prometía ser aún más barata que la convencional. Por esa misma época, en Mayo de 1958 se inició,

con el Vanguard I, el uso de células fotovoltaicas para energizar satélites artificiales. Es digno de destacar que esto se hizo por iniciativa aislada de unos pocos ingenieros, fuera de todo programa organizado, hasta tal punto que los 22 satélites siguientes lanzados por los EE.UU. de N.A. fueron alimentados por baterías químicas y recién hacia fines de 1959 se adoptaron en forma definitiva las baterías solares (a silicio) como fuente de energía para satélites de ese país. Rusia las había adoptado en Julio de 1958. Este auge fue posibilitado por el hecho de que en el área espacial, desde el punto de vista económico, lo significativo no es el costo del generador de potencia en sí sino el cociente entre potencia generada y peso, por una parte, y la durabilidad del generador, por otra.

El interés en las aplicaciones terrestres -ahora ya en gran escala y tanto para células de Si cuanto de CdS o aún otros materiales- renació hace pocos años ante la necesidad experimentada por los países industrializados de disponer de fuentes de energía que fuesen independientes de cambios en las políticas de los países proveedores de otros recursos energéticos. Este renacer está claramente reflejado en los presupuestos asignados a las investigaciones y los desarrollos en el campo de la conversión fotovoltaica de la radiación solar (ver Parte I, Fig. 4.4), investigaciones que están destinadas en su gran mayoría a abaratar en dos órdenes de magnitud los actuales costos de fabricación, para lograr que dicha conversión sea económicamente competitiva.

A la fecha, la mayor unidad de generación fotovoltaica puesta en funcionamiento es la del Skylab, constituida por ~ 150.000 células de Si de 8 cm^2 que generan 20 kW_e . Posiblemente, el módulo que por más tiempo ha funcionado a nivel terrestre es el de $\sim 100 \text{ W-pico}^{(+)}$, a células de Si de fabricación francesa, montado durante 1961 en Chile y aún en servicio⁴⁾. Por otra parte, en numerosos países (por. ej.: EE.UU. de N.A., Francia, Japón, URSS, Inglaterra) existen programas para intensificar marcadamente el desarrollo de la tecnología fotovoltaica. En particular, los EE.UU. de N.A. planean pasar de su situación actual, en la cual la generación fotovoltaica es fundamentalmente para fines espaciales, a otra en la que, ya en 1985, se generen a

(+)¹⁾ En el campo de la conversión fotovoltaica, es usual comparar el comportamiento y el costo de células en términos de insolación-pico, es decir la existente en condiciones óptimas, con el sol en el cenit y ausencia de nubes. Así se dan eficiencias en % a insolación-pico y costos en unidades monetarias por Watt-pico, entendiéndose que se trata de Watts generados a insolación-pico. Al considerar el comportamiento de centrales fotovoltaicas y el costo del kW_eh producido en ellas hay que pasar, por supuesto, a valores promedios reales de insolación.

nivel terrestre $\sim 600 \text{ MW}_e\text{h/año}$ y, en el año 2000, $\sim 180 \text{ TW}_e\text{h/año}$; esto equivaldrá a algo menos del 3 % de la generación eléctrica de ese país en dicho año (Refs. 5 y 6) y a ~ 6 veces el total de la generación eléctrica en la República Argentina durante el año 1975 (Ref. 7).

En cuanto a los sistemas fotovoltaicos completos, la situación presente se puede caracterizar señalando que, por una parte, existe un conocimiento amplio pero incompleto sobre sus elementos constitutivos básicos, las células solares, estando en plena marcha numerosos trabajos destinados a extenderlo y que, por otra, estudios de evaluación detallados referentes a centrales fotovoltaicas en sí son prácticamente inexistentes. Más aún, por el momento tampoco existe un análisis técnico-económico equivalente al extenso estudio ⁸⁾ en el que la Aerospace Corporation identifica al sistema de conversión fototérmica más adecuado para la construcción de una central solar en el S.O. de EE.UU. de N.A. y determina su modo de operación más apropiado (ver discusión en parte III). Aunque la Aerospace Corporation tiene en ejecución ⁹⁾ un programa similar para sistemas fotovoltaicos en general, por ahora sólo se avanzó en el análisis de aplicaciones "in-situ" (viviendas, centros comerciales, parques industriales), no habiéndose publicado aún resultados numéricos.

La bibliografía sobre células fotovoltaicas es muy abundante. Por ello, y a diferencia de lo hecho en la Parte III, nos limitaremos a una selección de trabajos sobre el tema. La mayoría de ellos fueron originados en laboratorios de EE.UU. de N.A., Francia, Gran Bretaña u otros países de Europa Occidental; nuestra información sobre los trabajos en marcha en Rusia es escasa. Artículos de revisión recientes que citan abundantemente bibliografía preexistente han sido publicados por M. Wolf ¹⁾ y por Fischer ¹⁰⁾; en ellos se analiza principalmente la evolución de las células de silicio, ya que todos los otros tipos tienen desarrollo incipiente o -como las de sulfuro de cadmio/sulfuro de cobre- han sido poco usadas por presentar problemas técnicos sólo recientemente resueltos ⁽⁺⁾.

No analizamos en este informe la conveniencia económica de concretar las posibilidades indudablemente existentes ¹¹⁾ y experimentalmente demostradas ¹²⁾ de fabricar células fotovoltaicas en la Argentina. Para esta cuestión valen las consideraciones hechas, en contexto similar, en la página III-2.

(+) Hacia fines de 1975, aparecieron libros de revisión sobre células de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ que no obran en nuestro poder (Refs. 12a y 13).

También vale lo expresado en la misma página en el sentido de que limitamos nuestro análisis a lo concerniente a centrales diseñadas exclusivamente para la producción de energía eléctrica en gran escala; no obstante, dado que los sistemas de generación fotovoltaica presentan características mucho más favorables que los de generación fototérmica para su incorporación a viviendas o pequeños centros, ocasionalmente haremos referencia a estas muy importantes posibilidades.

16. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS CELULAS FOTOVOLTAICAS

La selección del tipo de célula fotovoltaica más apropiada para encarar la generación masiva de electricidad a nivel terrestre depende de una serie de factores técnicos y económicos vinculados entre sí. En particular: (a) la materia prima requerida debe existir en la naturaleza en cantidad suficiente y (b) debe disponerse de una tecnología que, incluyendo la purificación de dicha materia prima hasta el grado necesario, asegure la fabricación de células con características técnicas apropiadas, a precio razonable. Entre esas características técnicas, son de significación preponderante la eficiencia de las células para la conversión de la energía solar en electricidad y su estabilidad en las condiciones ambientales bajo las cuales se las operará. Por otra parte, la reproducibilidad (o rendimiento de producción), que indica qué fracción de las unidades fabricadas satisface las especificaciones de calidad preestablecidas es también, por supuesto, un parámetro económicamente significativo. Además, en relación no sólo con las células sino con el sistema completo de generación fotovoltaica, debe tenerse en cuenta el concepto de "costo energético" (Capítulo 18).

Como veremos a lo largo de esta cuarta parte del estudio, las células de Si y de CdS/Cu_xS son las que *actualmente* poseen los mejores factores de mérito en relación con el conjunto de parámetros técnicos-económicos a considerar para la instalación de centrales fotovoltaicas. Esto se traduce en el hecho de que, por ahora, son las únicas ofrecidas comercialmente. Por estas razones, iniciamos el capítulo refiriéndonos a estos dos tipos de células, dejando para una sección posterior el tratamiento de otros menos desarrollados.

16.1. CELULAS DE Si Y DE CdS/Cu_xS

16.1.1. Principios de funcionamiento

A continuación definiremos una serie de conceptos y parámetros que nos permitirán una descripción más fluída y concisa del estado actual de las tecnologías de fabricación de células a capas monocristalinas de Si y policristalinas de CdS/Cu_xS. Lo haremos sin referirnos a las teorías descriptivas del proceso fotovoltaico en dichas células.

CELULAS DE Si

Las características de funcionamiento de una célula de Si depende de numerosos parámetros y, en particular, del ancho E_g de la banda

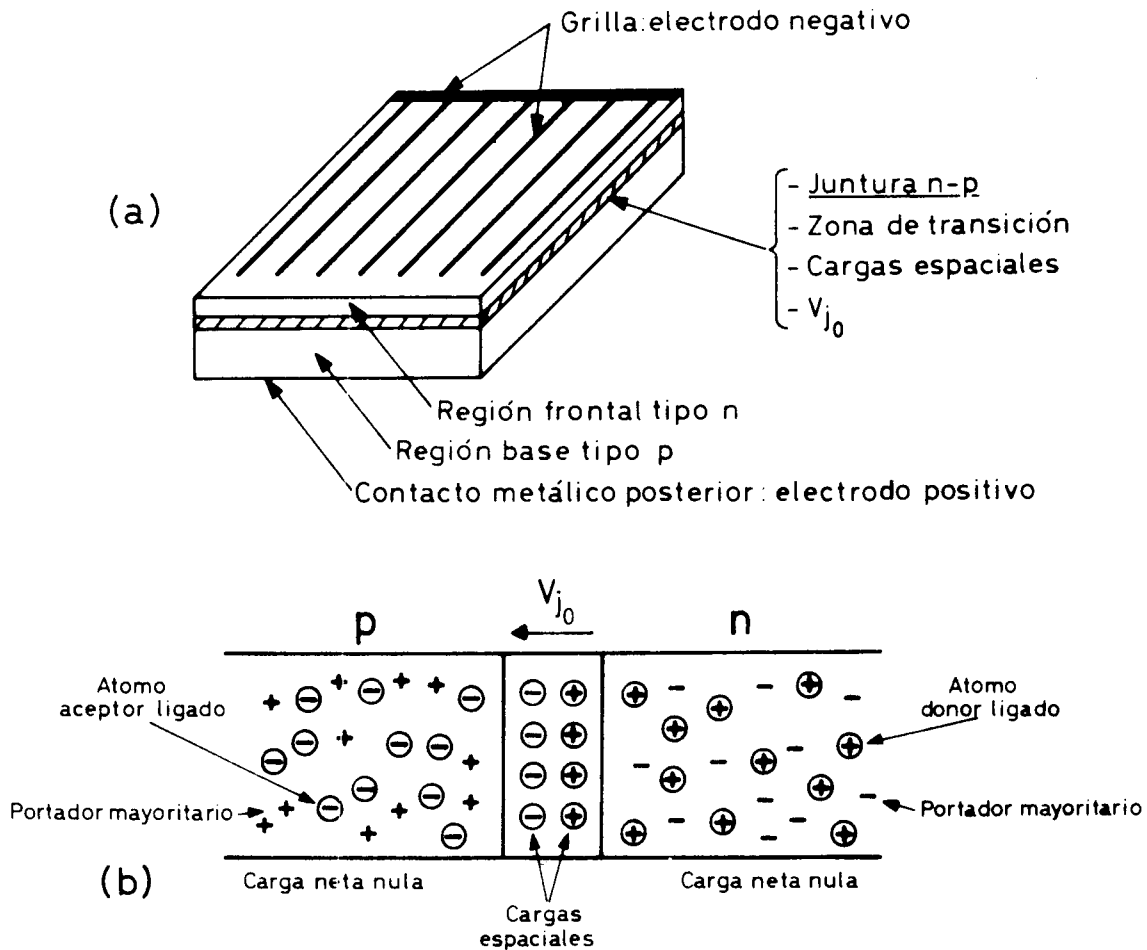


Fig. 16.1: (a) Esquema de una típica célula fotovoltaica de Si. Su área es de pocos centímetros cuadrados. El espesor de la región frontal es del orden de los décimos de micrón y el de la región base de centenares de micrones; este espesor total del semiconductor monocristalino es requerido para conferirle apropiada rigidez mecánica y posibilitar una eficiente absorción de la radiación. No se muestran el encapsulamiento protector de plástico ni una eventual capa antirreflectante. En las células para uso espacial se aplica una cobertura adicional de cuarzo, zafiro o vidrio, como protección contra las radiaciones ionizantes.

(b) Esquema de homojuntura n-p. En la región n los portadores mayoritarios de carga son los negativos y en la región p, lo son los positivos. En estado previo al de equilibrio el gradiente de concentraciones resultante provoca la difusión de estos portadores a través de la juntura y, en la vecindad de ésta, se crea una carga espacial positiva en la región n y una negativa en la región p. Se alcanza el equilibrio cuando las cargas espaciales impiden la difusión de los portadores mayoritarios.

prohibida de ese semiconductor. En la Fig. 16.1.a[†] mostramos un esquema de este tipo de células. Para su construcción se puede partir de un monocristal tipo p y, desde una de sus caras, difundir donores (por ejemplo fósforo) para formar una región de Si tipo n; se puede también partir de Si tipo n y proceder a la inversa, difundiendo, por ejemplo, boro^{††}. Se forma así una homo-juntura n-p; en estado de equilibrio, las cargas espaciales existentes en la zona de transición crean un campo interno caracterizado por el potencial de juntura, V_{j_0} , el cual inhibe la difusión de los portadores mayoritarios de una región a la otra (ver Fig. 16.1.b). En estas condiciones, el dispositivo es incapaz de entregar energía a un circuito exterior.

La condición de equilibrio se altera si sobre la célula incide radiación electromagnética, por ej., radiación solar. Todo fotón con energía superior a E_G puede generar un par electrón-agujero, ya sea en la región n o en la p. Por ello, para un material dado, la cantidad de pares creados resulta dependiente no sólo de la intensidad de la radiación solar, sino también de su distribución espectral, la que, a su vez es función de las condiciones atmosféricas (ver Parte I, Fig. 2.2), variables con la posición geográfica y a lo largo del día y del año. En este contexto cabe señalar que el parámetro significativo no es la densidad de energía por unidad de longitud de onda representada en la mencionada figura, sino la cantidad de fotones por unidad de longitud de onda en el rango en que la energía es superior a E_G (ver Fig. 16.2).

Una fracción de los pares creados por la radiación solar es generada suficientemente cerca de la juntura como para que los portadores minoritarios en cada región (electrones en la p y agujeros en la n) puedan difundir hasta ella antes de recombinarse; entonces, el campo interno existente en la zona de transición los impulsa a través de la juntura. Con iluminación constante se alcanza rápidamente un estado de régimen, al que, por la caída de potencial producida por el flujo de portadores a través de la juntura, corresponde un $V_{j_r} < V_{j_0}$. Si se conecta una carga exterior, por ella circula una corriente, la corriente fotogenerada I_L , a la vez que V_{j_r} toma un nuevo valor de equilibrio que depende del valor de la carga. Por lo tanto, la célula fotovoltaica sometida a insolación constante se transforma en un generador capaz de hacer circular una corriente continua constante a través de una carga exterior.

[†] Las leyendas de las figuras suelen incluir información no consignada en el texto.

^{††} Las de la primera clase se denominan "células n sobre p" y las de la segunda, "células p sobre n".

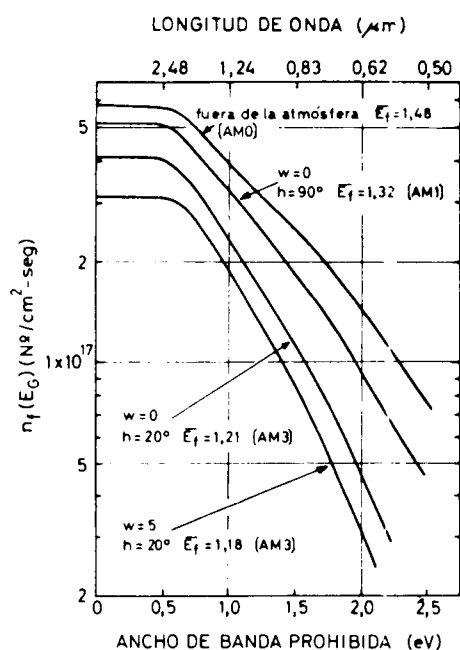


Fig. 16.2

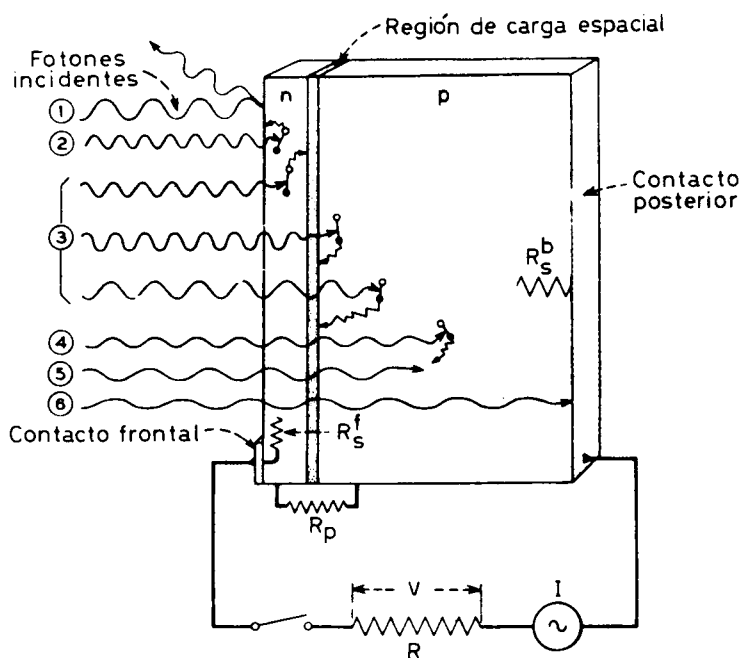


Fig. 16.3

Fig. 16.2: Cantidad $n_f(E_G)$ de fotones con energía superior a E_G en función de E_G , para diversas condiciones atmosféricas y alturas h del Sol sobre el horizonte. La humedad relativa está indicada por la cantidad w de centímetros de vapor de agua precipitable presente en la atmósfera. Para cada uno de los espectros, la ordenada en el origen da la cantidad total N_f de fotones por unidad de tiempo y de superficie en ese espectro, y E_f corresponde a su energía media en eV. De Ref. 14.

Fig. 16.3: Fotogeneración de corriente en una célula de Si (De Ref. 15). No contribuyen al proceso los fotones reflejados (1) ni los que crean pares a demasiada distancia de la zona de transición (2) y (4). En cambio, sí contribuyen los que lo hacen en la vecindad de la juntura (3), ya que crean portadores minoritarios que difunden hasta ella y la atraviesan, originando así la corriente fotogenerada. Tampoco contribuyen al proceso los fotones absorbidos que tienen energía inferior a la E_G característica de la banda prohibida del Si y que, por lo tanto, no pueden crear un par (5), ni aquellos que tienen longitudes de onda cercanas al extremo rojo del espectro solar, ya que atraviesan la célula sin interactuar con el material por ser bajo el coeficiente de absorción del Si a esas energías (6).

R_s^f y R_s^b simbolizan las resistencias internas serie que toda célula real tiene distribuidas en su región frontal y en su región base y que, considerando un circuito exterior, están en serie con éste; generalmente es $R_s^f \gg R_s^b$. La resistencia interna en paralelo con la juntura está representada por R_p .

En la Fig. 16.3 se esquematizan aspectos del proceso de creación de pares en la célula para diversos casos de absorción de los fotones. En la Fig. 16.4 se ilustra la característica I-V para una célula ideal (es decir, carente de resistencias internas finitas, serie o paralela) y en su leyenda se definen varios de sus parámetros. La característica I-V ideal se modifica poco si $R_p \neq \infty$, pero empeora sensiblemente al aumentar la resistencia interna serie, razón por la cual ésta debe ser mantenida lo más baja posible; además, para R_s no nula, el empeoramiento es tanto mayor cuánto mayor es la iluminación a la cual está sometida la célula (ver Fig. 16.5). Usualmente, es la región frontal de la célula la que, por ser generalmente delgada, da la mayor contribución a la resistencia interna serie; este efecto suele disminuirse mediante la aplicación de grillas colectoras sobre su superficie, si bien éstas reducen el área activa expuesta a la radiación (Fig. 16.6).

La posición de la juntura n-p está determinada por las características del material constitutivo de la célula. Para los materiales utilizables en la generación fotovoltaica, el coeficiente de absorción para radiación electromagnética α crece desde el umbral λ_{EG} hacia longitudes de onda menores, en ciertos casos abruptamente y en otros, como el del Si, lentamente (Fig. 16.7). La radiación UV, más energética, es absorbida en la región frontal, próxima a la superficie del Si y la roja lo es a mayor profundidad. Debe tenerse presente también que no es suficiente absorber la mayor fracción posible de los fotones incidentes, sino que los portadores minoritarios generados deben poder difundir hasta la juntura. De nada servirá tener regiones n y p gruesas si la longitud de difusión L de los portadores minoritarios en aquellas es tal que los portadores se recombinan antes de alcanzar la zona de transición. De hecho, los portadores originados a distancias aun pocas veces superiores a la L correspondiente, no contribuirán a la corriente fotogenerada. Para Si, dicha longitud varía entre $\sim 50-200 \mu\text{m}$, para resistividades del material entre $0,1-10 \Omega\text{-cm}$. Estos valores superan en órdenes de magnitud a los correspondientes a la mayoría de los materiales de transición directa.

Para obtener el máximo rendimiento de conversión de energía es necesario optimizar la posición de la juntura. Un parámetro indicador a maximizar es el producto $\alpha \cdot L$ (coeficiente de absorción por longitud de difusión de los minoritarios) en cada una de las regiones n y p. Es evidente que L decrece al aumentar la cantidad de centros de recombinación (átomos intersticiales, dislocaciones, impurezas) existentes en el material. Por lo tanto, el espesor de la cara frontal resulta, fundamentalmente, de un apropiado compromiso entre el

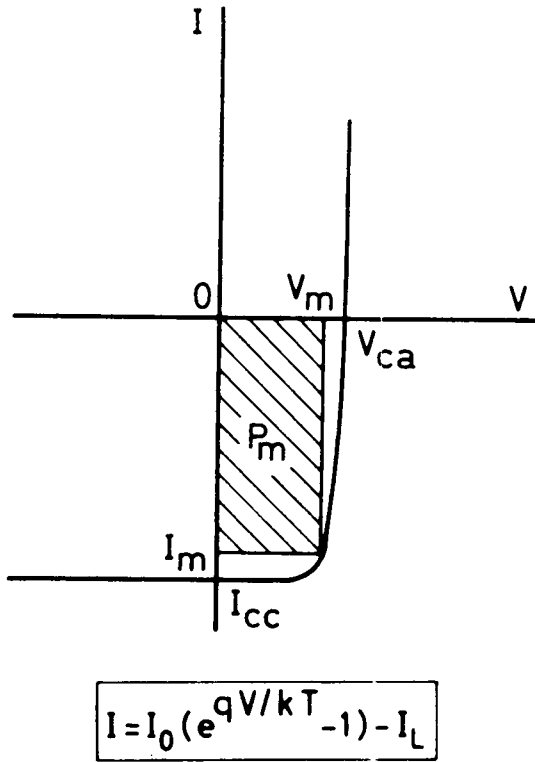


Fig. 16.4

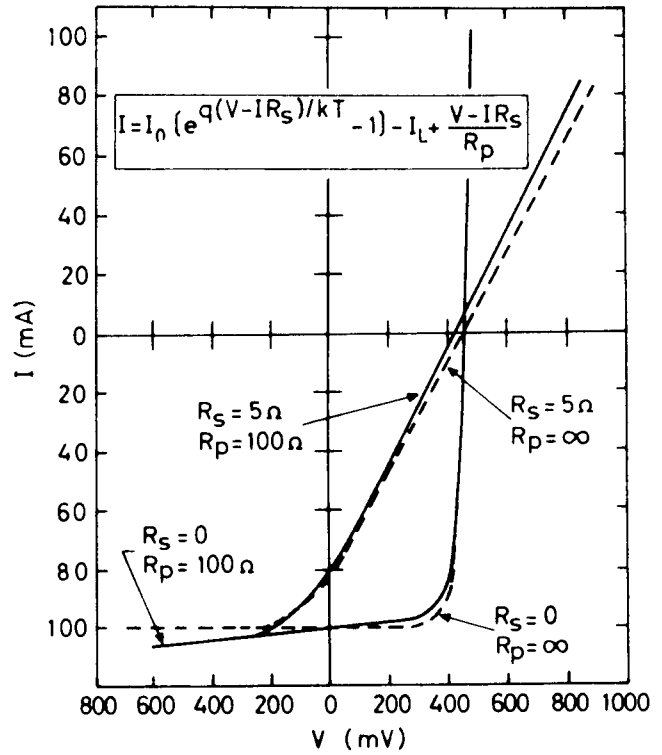


Fig. 16.5

Fig. 16.4: Característica I-V de una célula ideal de Si sometida a radiación solar constante. Se indican la corriente de cortocircuito I_{cc} , la tensión a circuito abierto V_{ca} y la potencia máxima extraíble $P_m = V_m \cdot I_m$. El factor de llenado (o de curva) $F = P_m / (V_{ca} \cdot I_{cc})$ constituye un factor de mérito para determinar la calidad de la célula. Como dato ilustrativo consignamos que V_{ca} alcanza hasta ~ 600 mV ($\sim 0,5 E_g$) y que I_{cc} es del orden de las decenas de mA/cm².

En la ecuación característica inserta en la figura, q es la carga elemental, k la constante de Boltzmann y T la temperatura absoluta. Esta ecuación es igual a la de una célula no iluminada pero desplazada en $-I_L$ hacia el cuarto cuadrante (de acuerdo a las convenciones aceptadas, un dispositivo que entrega potencia tiene su característica I-V en ese cuadrante). Se observa que $I_{cc} = -I_L$.

Fig. 16.5: Características I-V teóricas para una célula de Si ideal y para células con valores finitos de R_s y R_p . El empeoramiento del factor de llenado al crecer R_s es debido a que en la ecuación característica, en vez de V , aparece $V' = (V - IR_s)$. Con la convención de signos utilizada en la Fig. 16.4, esto implica que en la zona de interés fotovoltaico (cuarto cuadrante), a toda I corresponde un valor de V' que es menor que en el caso ideal. La diferencia crece con R_s y también con I , la que aumenta al incrementarse la radiación incidente. De Ref. 16.

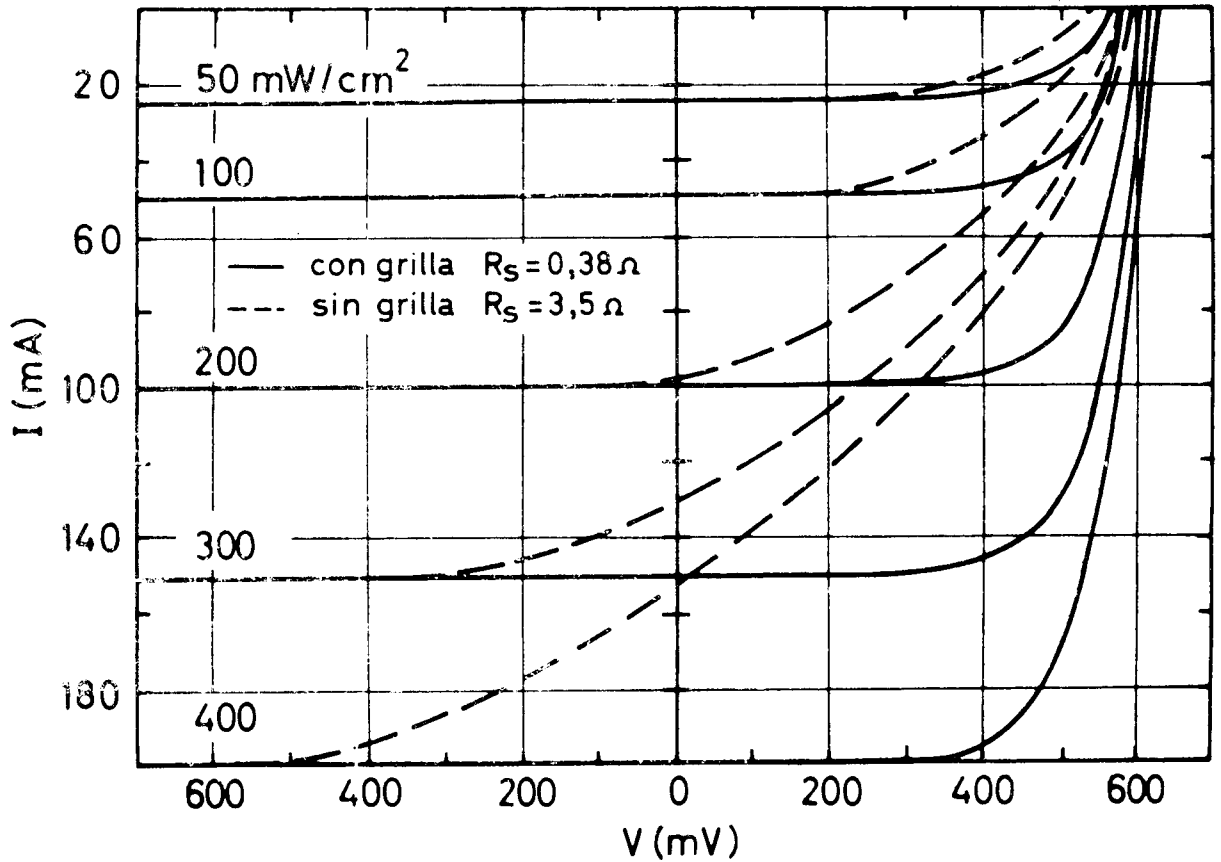


Fig. 16.6: Características I-V experimentales correspondientes a dos células de Si con diferentes R_s , en función de la iluminación. La célula de $R_s = 0,38 \Omega$ está dotada de una grilla, mientras que la otra carece de ella. Se observa que, al aumentar la radiación incidente, el factor de llenado de la célula sin grilla empeora mucho más rápidamente que el de la célula con grilla, debido al producto IR_s en la ecuación característica. También se observa que I_{cc} crece linealmente con la intensidad lumínica incidente, mientras que V_{ca} lo hace logarítmicamente, saturándose en ~ 600 mV. De Ref. 17.

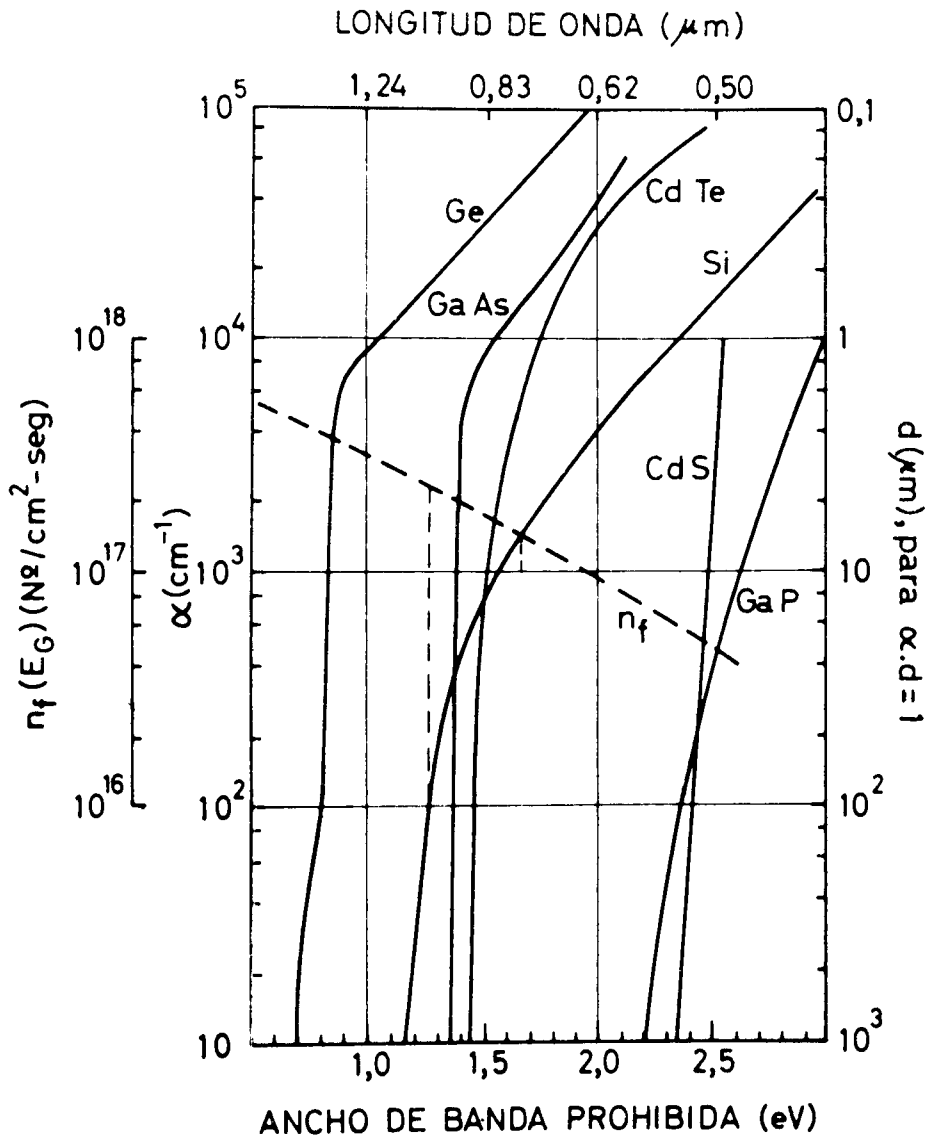


Fig. 16.7: Coeficiente de absorción para radiación electromagnética en función de energía de los fotones en eV. Para los materiales caracterizados por que sus electrones pasan de la banda de valencia a la de conducción mediante una transición directa, α crece abruptamente; en cambio, el crecimiento es más suave para los materiales en los cuales el pasaje a la banda de conducción requiere la intervención de un fonón (transición indirecta). De Ref. 18. Con relación al coeficiente de absorción del Cu_xS , ver pág. IV-13.

A la derecha, hemos agregado los espesores d de material que hacen al producto $\alpha \cdot d \equiv 1$. Además, hemos agregado la distribución de fotones $n_f(E_G)$ correspondiente a Sol en el cenit en ausencia de vapor de agua atmosférico (ver Fig. 16.2). Se observa que, para ese espectro y para los semiconductores de transición directa, reducir el espesor de centenas de μm a pocos μm prácticamente no disminuye la cantidad de fotones con energía suficiente para crear pares en el material. Para Si, en cambio, pasar de un espesor de $100 \mu\text{m}$ a uno de $10 \mu\text{m}$, reduce en $\sim 35\%$ la cantidad de los fotones que pueden crear pares en él.

valor de α para el extremo azul del espectro, la longitud de difusión de los portadores minoritarios en esa región y la necesidad de mantener baja su R_s mediante un dopado elevado (ya que L disminuye al crecer el grado de dopado).

Por supuesto, la respuesta relativa de una célula de Si a los extremos azul y rojo del espectro solar no depende solamente de la profundidad a que se encuentra la juntura sino también de otros factores como, por ejemplo, los depósitos antirreflectantes aplicados a su superficie, seleccionados para optimizar la respuesta en el azul.

CELULAS DE CdS/Cu_xS

Dado que el CdS sólo existe como material tipo n, no es posible formar una juntura n-p con él (la cual, por otra parte, debido al elevado E_g del CdS, daría células de poca eficiencia (Fig. 16.7)). La importancia del CdS en el campo fotovoltaico proviene del hecho de que, yuxtapuesto a un material tipo p, forma heterojunturas con eficiencias de conversión fotovoltaicas muy aceptables. Hasta el presente, el material p más utilizado a estos fines es el Cu_xS, con x próximo a 2 y $E_g \sim 1,2$ eV. Mientras que no existe discrepancia respecto de que el CdS es un material de transición directa con α de crecimiento abrupto (Fig. 16.7), el comportamiento del Cu_xS en este contexto depende del valor de x . Para Cu₂S, se supone que para las zonas umbral $E_g(\text{Cu}_2\text{S}) \sim 1,2$ eV y $E_g(\text{CdS}) = 2,4$ eV, el coeficiente de absorción vale, respectivamente, $\sim 10^4$ cm⁻¹ y $> 10^5$ cm⁻¹ (Refs. 19 y 20). No hay, empero, acuerdo en que la transición a 1,2 eV sea directa o no; a esa energía, las variantes de Cu_xS con x inferiores a 2 tienen coeficiente de absorción mucho menores.

Consideremos ahora que la célula es operada con la luz incidente sobre la capa p de Cu_xS. Dado que el coeficiente de absorción de esta capa es muy elevado para energías superiores al $E_g(\text{CdS})$, a la capa n prácticamente no llegan fotones capaces de generar pares en ella, a menos que la capa de Cu_xS sea muy delgada. Pero, en este último caso, las ventajas no compensan las pérdidas: sólo 20 % de los fotones AM1 tiene energía superior a 2,4 eV y, además, la absorción de los fotones con $1,2 \leq E_f \leq 2,4$ eV sería incompleta. Usualmente, los espesores de Cu_xS utilizados son de 0,2 - 0,5 μm , con lo cual la casi totalidad de los portadores minoritarios que contribuyen a la corriente fotogenerada proviene del Cu_xS.

Si, en cambio, la luz incide sobre la capa n de CdS, los fotones con energía superior a 2,4 eV son absorbidos tan cerca de la superficie que, a menos que la capa sea de sólo ~ 1 μm , los portadores minoritarios generados en ella no podrán alcanzar a difundir hasta la zona de transición. Espesores

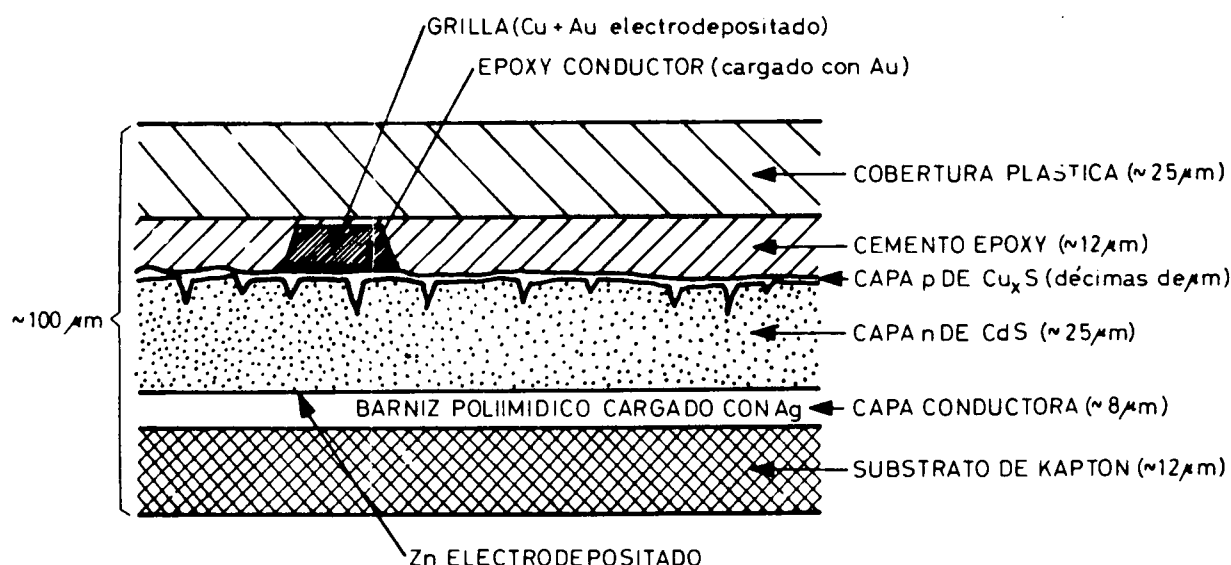


Fig. 16.8: Esquema de una célula solar de CdS/Cu_xS (De Ref. 21). El ánodo está constituido por la grilla y el cátodo por la capa de barniz conductor depositado sobre el sustrato. El Zn electrodepositado actúa como contacto óhmico entre el cátodo y la capa n (es decir, un contacto no rectificante que obedece aproximadamente la ley de Ohm y, además, no inyecta impurezas a la región con la cual hace contacto, lo cual podría suceder si a una región, por ej. n, se le adosa un material p).

Es usual construir estas células con áreas de decenas de cm², lo cual es económicamente ventajoso en cuanto permite cubrir un área dada con menor número de interconexiones. Por otra parte, debido a sus características físicas, distintas de las correspondientes a las células de Si, las células de CdS/Cu_xS poseen flexibilidad mecánica y elevada potencia de salida por unidad de peso, aparte de que son muy poco afectadas por radiaciones ionizantes; todos estos factores son importantes para las aplicaciones espaciales.

tan bajos presentan una cantidad de problemas que dificultan su utilización; hasta el presente, sólo un grupo fabricó células de eficiencia razonable y con capas de CdS muy delgadas ($2\ \mu\text{m}$), no disponiendo nosotros de información actualizada sobre su estabilidad (ver Secc. 16.1.2). De cualquier manera, recordando que en un espectro AM1 la fracción de fotones con energía superior a $2,4\ \text{eV}$ es de $\sim 20\ \%$, también en este modo de operación la casi totalidad de I_L se originará siempre en la capa de Cu_xS . De hecho, se utilizan células de ambos tipos, en cuanto a la capa sobre la cual incide la luz se refiere.

En resumen, por sus elevados coeficientes de absorción, en estas células los espesores activos de CdS no superan $\sim 1\ \mu\text{m}$ y los de Cu_xS son aún menores. Por lo tanto (y a diferencia de lo que sucede en las de Si), las células de CdS/ Cu_xS pueden formarse con capas delgadas de semiconductor y las longitudes de difusión L de los portadores minoritarios no requieren ser grandes. Esto permite una mayor densidad de centros de recombinación, por lo cual las capas semiconductoras pueden ser del tipo policristalino impuro (del orden de 1000 veces más que en el caso de Si). El poco espesor y bajo grado de pureza tienen implicancias económicas (Cap. 18).

Los procesos de fabricación de estas células de capas delgadas difieren sustancialmente de los utilizados para las de Si. El procedimiento hasta ahora más usual consiste en evaporar al vacío CdS sobre una base adecuada y, luego, sumergir la capa policristalina así formada en una solución de cloruro cuproso; con esto se origina una capa de Cu_xS que forma una apropiada juntura n-p con el CdS (Fig. 16.8).

El mecanismo de funcionamiento fotovoltaico de este tipo de células es apreciablemente más complejo que el de una homojuntura, ya que en este caso intervienen los dos anchos de banda prohibida característicos de los materiales que componen la heterojuntura. De hecho, no existe una comprensión cabal del proceso (p. ej. Refs. 22-24). Esto, por otra parte, es parcialmente atribuible a que, a pesar de su gran desarrollo tecnológico, no se estudiaron en profundidad las propiedades físicas del CdS como material en sí ²⁵⁾ y, por otra, a que lo mismo vale ²⁶⁾ para capas delgadas de Cu_2S estequiométrico, que, como vimos, es la fase de interés fotovoltaico. No obstante, está firmemente establecido que en el Cu_xS se origina prácticamente la totalidad de la corriente fotogenerada I_L , mientras que la calidad de la interfase CdS- Cu_xS misma es la que determina la magnitud de V_{ca} .

En cuanto a los conceptos y parámetros generales que introdujimos con relación al funcionamiento de las células de Si, ellos resultan igualmente aplicables a las de CdS/ Cu_xS ; lo mismo vale para los introducidos con

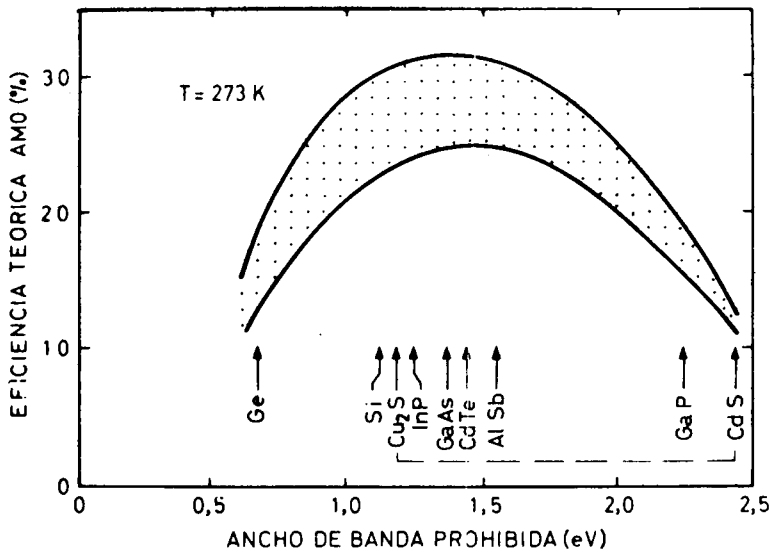


Fig. 16.9

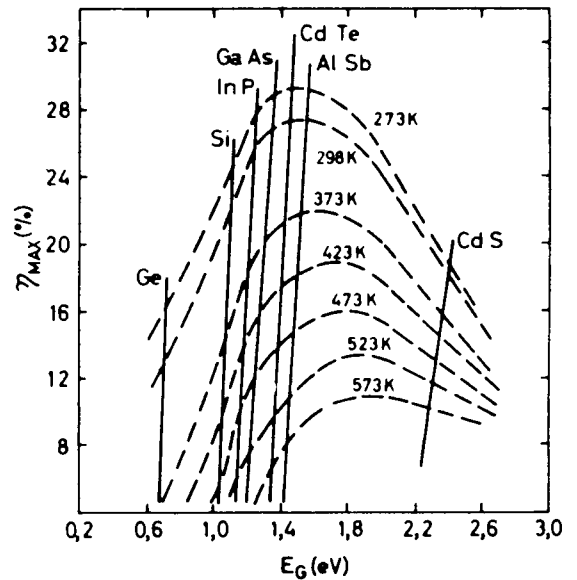


Fig. 16.10

Fig. 16.9: Rango de eficiencias máximas teóricas en función de E_g , para una célula ideal y condiciones AMO (De Ref. 10).

De hecho, no se puede calcular una curva de eficiencia en función de E_g , sino que, para cada material, se calcula la eficiencia teórica dando valores a los parámetros característicos del material; se obtiene así un conjunto discreto de puntos a partir del cual se interpola una expresión continua. La amplitud de la zona grisada corresponde a la amplitud del rango de valores atribuidos por distintos autores a dichos parámetros característicos.

A E_g bajo gran parte de los fotones del espectro solar crea pares, con lo cual la corriente fotogenerada I_L es elevada, pero el correspondiente potencial V_{ca} es bajo. A E_g grande, sucede lo opuesto. El óptimo $P_m = V_m \cdot I_m$ se ubica entre $\sim 1,1$ y $\sim 1,7$ eV.

Fig. 16.10: Eficiencias máximas para células ideales en función de E_g para varias temperaturas. La caída de la eficiencia al crecer T es debida a la disminución de V_{ca} , ya que I_{cc} depende poco de T . De Ref. 32.

Se observa que: (a) el E_g de cada material es función de T ; (b) cuanto mayor es E_g , menor es la disminución de la eficiencia al aumentar la temperatura: la eficiencia del GaAs supera a la del Si en $\sim 25\%$ a temperatura ambiente, en $\sim 70\%$ a 423 K y en un factor ~ 10 a 523 K.

relación a las propiedades materiales y a los detalles constructivos (encapsulamiento, grillas, etc.).

16.1.2. Eficiencia de conversión y estabilidad

Eficiencia de conversión a electricidad

Para facilitar una mejor comprensión de los valores numéricos para células de Si y de CdS/Cu_xS consignados al final de esta sección, comencemos introduciendo algunos conceptos generales sobre las eficiencias de células fotovoltaicas.

La eficiencia de conversión teórica de una célula solar está dada por el cociente entre la potencia máxima extraíble, P_m , y la potencia de origen solar, P_L , incidente sobre ella: $\eta = P_m/P_L$. Para obtener P_L se tiene en cuenta todo el espectro de radiación solar mientras que, como ya dijimos (ver Figs. 16.3 y texto correspondiente), a P_m sólo contribuye una fracción de los fotones incidentes sobre la célula. La expresión analítica general para P_m muestra que ésta depende en forma compleja de los anchos de banda prohibida de los materiales utilizables en la construcción de células, resultando que la eficiencia teórica expresada en función de dichas E_G posee un máximo (Fig. 16.9). Esto es fácilmente comprensible si se tiene en cuenta que cuanto menor es E_G , tanto mayor es la parte del espectro solar capaz de crear pares electrón-agujero en la célula, pero, simultáneamente, tanto mayor es la cantidad de fotones que sólo puede entregar una fracción de su energía al proceso de conversión en electricidad, ya que los pares generados no pueden contribuir con una energía superior a E_G ; el resto se transfiere a la red cristalina en forma de vibraciones, disipándose como calor. Tanto la posición del mencionado máximo cuanto el valor teórico de la eficiencia para un E_G dado dependen fundamentalmente de cuál de las teorías semicuantitativas existentes ²⁷⁾ se aplique para calcular los parámetros característicos del material de la célula que intervienen en la evaluación de P_m (no existen, al presente, determinaciones experimentales adecuadas ²⁷⁾).

Ya en la descripción de la Fig. 16.3 mencionamos varios factores que conducen a que aun en una célula ideal la eficiencia de conversión sea baja: fotones reflejados, no absorbidos o con energía menor que el E_G correspondiente al material de la célula. Debe agregarse la recién mencionada pérdida de energía debida a que todo fotón con energía superior a E_G sólo puede contribuir a la conversión en electricidad con una cantidad igual a E_G . En una célula real, las eficiencias disminuyen aún más, a causa de múltiples efectos limitativos adicionales: colección incompleta de los portadores

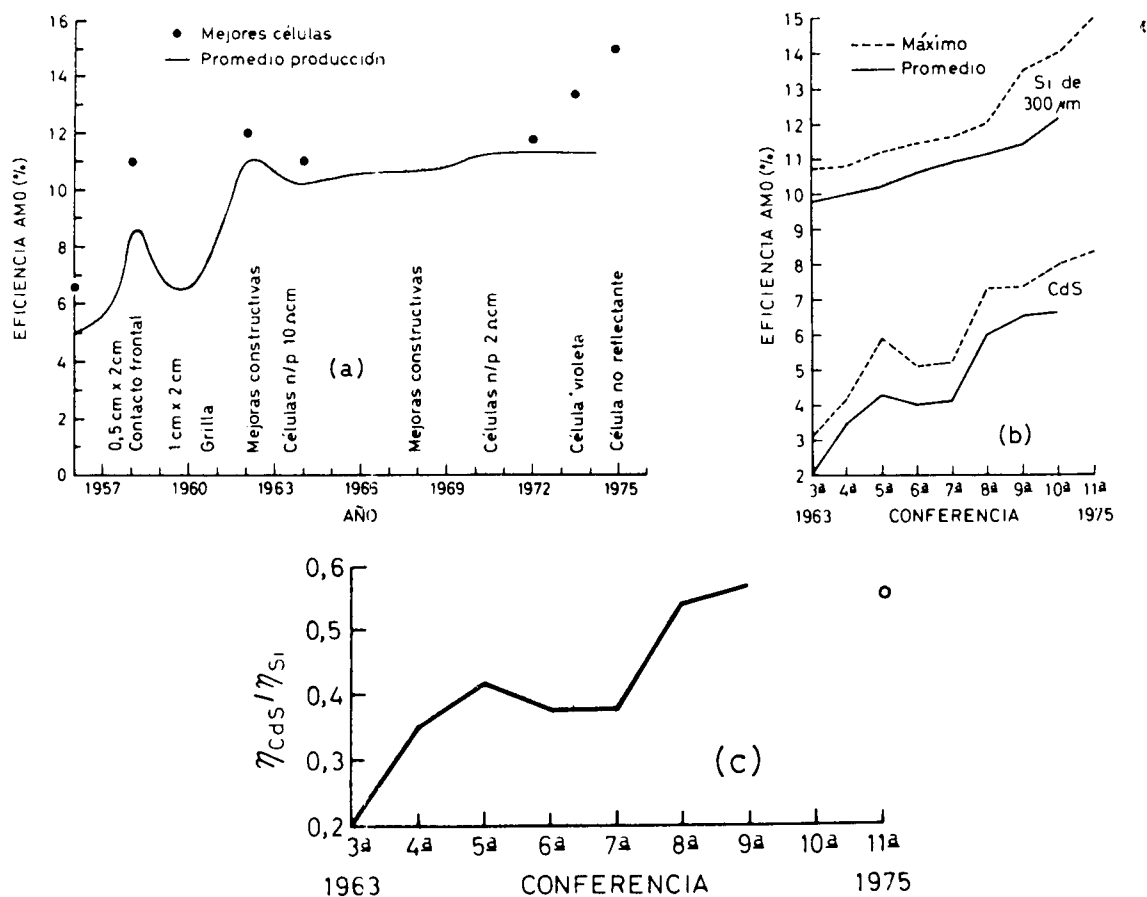


Fig. 16.11: (a) Desarrollo histórico de la eficiencia AMO de células de Si.

El crecimiento inicial de la curva de valores promedios es debido al pasaje de células circulares a rectangulares, que redujo sensiblemente la resistencia serie. La disminución siguiente se origina en la adopción de células de mayor tamaño para facilitar el armado de paneles, lo cual incrementó la resistencia serie. La introducción de la grilla colectora fue un factor importante en el crecimiento ulterior. En 1963 se pasó de células 'p sobre n' a células 'n sobre p' de alta resistividad por la mayor tolerancia a radiaciones que ofrecían estas últimas. Tras esto, la curva se estabilizó significativamente, si bien se observa el escalón provocado por la adopción de material de menor resistividad. Las eficiencias de las mejores células de cada época no cambiaron mucho desde 1958 hasta 1973, fecha en que se introdujo una célula con respuesta sensiblemente aumentada en la zona azul-violeta; luego, en 1974, se presentó otra, 'no-reflectante', de superficie rugosa. De Ref. 1 y, para 1974, Ref. 29.

(b) Evolución histórica de la eficiencia AMO para células de Si del tipo 'n sobre p' y para células de CdS/Cu_xS. En la abscisa figuran las sucesivas Conferencias de Especialistas Fotovoltaicos organizadas por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de los EE. UU. de N.A.. De Ref. 32 y, para la 11ª Conferencia, de Refs. 24 y 34. Para el futuro se estima como máximo practicable, para las de Si, 17-20 % y, para las de CdS/Cu_xS, >15 % (Refs. 24 y 34).

(c) Evolución del cociente η_{CdS}/η_{Si} para los valores promedios de la Fig. (b). De Ref. 33, completada para la 11ª Conferencia usando los respectivos valores máximos.

generados, resistencias internas finitas y otros factores eléctricos que contribuyen a disminuir el factor de llenado.

Las transmisiones de las grillas usualmente son del 80-95 %. Por ello es necesario especificar si las eficiencias se consignan por unidad de área efectiva (o sea la parte no cubierta por la grilla) o por área total. También se debe especificar bajo qué condiciones de potencia solar incidente (irradiancia) se determinó una dada eficiencia; por ejemplo, si fue determinada fuera de la atmósfera (condición AM0) o a nivel del mar con el sol en el cenit y ausencia de nubes (condición AM1). Para las células de Si más recientes ²⁸⁻²⁹⁾, $\eta(\text{AM1})/\eta(\text{AM0}) \sim 1,3$ y para las de CdS/Cu_xS producidas por la compañía francesa Société Anonyme de Télécommunications, esa relación vale $\sim 1,2$ (Refs. 30 y 31).

Se puede extraer mayor potencia de una célula si sobre su cara frontal se concentra la radiación solar que incide sobre una superficie mayor vecina a la célula. Pero el aumento de temperatura resultante provoca una disminución de la eficiencia intrínseca (Fig. 16.10), lo cual obliga a introducir dispositivos refrigerantes. Además, como mostramos en la Fig. 16.6, en toda célula real, la presencia de una resistencia serie no nula provoca una disminución adicional, tanto mayor cuanto mayor sea la concentración de radiación sobre ella.

En la Fig. 16.11 reproducimos un gráfico de Wolf ¹⁾ que muestra la evolución de la eficiencia de células de Si en función del tiempo, con indicación de las principales variaciones tecnológicas producidas; asimismo, reproducimos gráficos de Mytton ³³⁾ para la eficiencia de células de CdS/Cu_xS y para el cociente entre las eficiencias de ambos tipos de células.

Estabilidad

Al considerar este parámetro, debe diferenciarse entre las condiciones ambientales a nivel terrestre y fuera de la atmósfera.

A nivel terrestre, las células de Si no presentan problemas de degradación, aparte de los que puedan originar condiciones climáticas particularmente adversas, como ser vientos con arrastre de arena o intensa radiación ultravioleta. Como ya mencionamos, en el norte de Chile, un panel de células de Si de origen francés está funcionando en condiciones normales desde hace 16 años. La situación era mucho menos favorable para las unidades de CdS/Cu_xS hasta hace unos 3 años, época en que se resolvió la cuestión de su inestabilidad (ver Secc. 16.1.3).

Si bien en este informe no analizamos la operación de células

solares en el espacio (condiciones AM0), consignamos que la radiación de partículas ionizantes a que están sometidas en operación espacial genera daños que constituyen centros de recombinación adicionales para los portadores minoritarios responsables de I_L , disminuyéndola consecuentemente. Evidentemente, el efecto es mucho más significativo para las células cuyo volumen activo está formado por Si monocristalino de alta pureza que para aquellas de capas delgadas de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ policristalino de pureza menor (ver pág. IV-15). Por otra parte, históricamente, el pasaje de células de Si "p sobre n" a células "n sobre p" en los EE.UU. de N.A., se originó en la necesidad de disminuir la degradación debida a daños por radiación: la vida media efectiva de los agujeros es varias veces superior a la de los electrones, razón por la cual conviene que la región frontal sea tipo n. Cabe mencionar que también la intensa radiación UV presente en el espacio degrada a las células.

16.1.3 Estado actual del desarrollo de las tecnologías de fabricación

Como ya mencionamos, los desarrollos técnicos en la fabricación de células solares de Si y de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ están dirigidos a lograr una disminución de su costo (por W-pico producido) de aproximadamente dos órdenes de magnitud, indispensable para posibilitar el uso masivo de la generación fotovoltaica a nivel terrestre.

A continuación consideraremos, para esos dos tipos de células, los principales desarrollos tecnológicos en ejecución, con énfasis en los que pueden llevar a grandes disminuciones de precio por implicar modificaciones profundas en los procesos de fabricación; no obstante, también haremos referencia -sobre todo para las células de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ - a desarrollos menores que, sumados, pueden tener un efecto económico significativo. Calificamos como "desarrollos menores" a la introducción de técnicas constructivas más económicas en los esquemas tradicionales de fabricación, como también a todo lo tendiente a un paulatino mejoramiento de las eficiencias.

Referente a eficiencias, conviene explicitar lo siguiente. Según vimos, las máximas eficiencias AM1 alcanzadas son actualmente de $\sim 20\%$ (Fig. 16.11); por su parte, los máximos teóricos para células con anchos de banda prohibida fijos son de $\sim 30\%$ (Fig. 16.9). Como veremos en la Sección 16.2, se proponen procedimientos para obtener células con eficiencias mayores que ese valor, por ejemplo células con ancho de banda prohibida variable. Sin embargo, aun suponiendo que mediante dispositivos apropiados se lograra una eficiencia intrínseca cercana al 100% sin aumentar el costo actual de las células, la reducción en el

costo del W-pico no alcanzaría un factor 4. Por lo tanto, para bajar los costos dos órdenes de magnitud, es imprescindible introducir nuevos procesos de fabricación, pudiendo esperarse sólo una contribución secundaria de las mayores eficiencias que seguramente se lograrán.

CELULAS DE Si

Las sucesivas mejoras concretadas fueron, en buena parte, impulsadas por el gran significado económico de la eficiencia de estas células en la tecnología espacial. En este contexto, se ha estimado ¹⁰⁾ que la disponibilidad abundante de unidades confiables y con una eficiencia AMO del 20 %, en vez del 12 % actual, podría ahorrar a EE.UU. de N.A. más de 100 millones de dólares entre 1975 y 1980 en concepto de gastos de armado de paneles y de lanzamiento de satélites (lo segundo porque, al aumentar la eficiencia, se requerirá menor peso de células para generar una potencia dada). Por otra parte, el logro de mayor resistencia a las radiaciones ionizantes ya permitió grandes ahorros de capital (satélites y cohetes impulsores, al aumentar la vida útil de los satélites) como también la realización de misiones en condiciones ambientales extremas (sonda solar Helios) o de duración muy extensa (p. ej. Intelsat V).

Más recientemente, los renovados requerimientos de conversión masiva para aplicaciones terrestres llevaron a que grandes recursos y esfuerzos se destinen a abaratar los costos de fabricación en el mencionado factor del orden de 100. La necesidad de lograr esto mediante la incorporación de tecnologías nuevas es aceptada en general, habiéndose señalado ^{35,36)} que obtener el abaratamiento requerido simplemente a través de una producción cada vez mayor de células de la actual generación, implicaría una inversión total de capital prohibitiva, lo mismo que un costo energético excesivamente elevado. Nos limitaremos a considerar los desarrollos en relación con:

- (a) la producción de lingotes cilíndricos de Si monocristalino, por el método de crecimiento de Czochralski y por el de fusión zonal;
- (b) la producción de láminas y cintas de Si monocristalino, de espesor apropiado para la fabricación de células;
- (c) la utilización de capas delgadas de Si policristalino, sobre sustratos apropiados;
- (d) la producción de Si de pureza grado solar terrestre, intermedia entre la de los grados metalúrgico y semiconductor;
- (e) la automatización de distintos procesos de fabricación en uso o propuestos.

Muchos de estos desarrollos no han superado la etapa de laboratorio y otros no pasan de ser propuestas. El listado no agota la multiplicidad de procesos que se han encarado para disminuir fuertemente los costos de producción de células de Si (ver, p. ej., Refs. [d], [e] y [f]).

Segun nuestra información, la mayor actividad en el desarrollo de las nuevas tecnologías se concentra en EE.UU. de N.A.. También Japón tiene un programa múltiple en este campo, el cual recientemente fue resumido por Uehara ³⁷⁾; en general, el grado de desarrollo alcanzado aún no iguala al logrado en los EE.UU. de N.A., pero algunos enfoques son originales. La información a nuestra disposición sobre los desarrollos efectuados en la U.R.S.S. es escasa. La contribución de Alemania Occidental se centra en usos espaciales.

La eventual disminución de costos "efectivos" mediante la operación de células con concentradores es considerada en general en el Capítulo 17.

Crecimiento Czochralski

El método convencional más usual para obtener Si monocristalino para células fotovoltaicas es el del "tirado vertical" o procedimiento de Czochralski. El mérito de métodos alternativos se juzga normalmente por comparación con este procedimiento. En él, una masa de Si de pureza grado semiconductor (99,999 %) se calienta mediante radiofrecuencia en un crisol, a algo más de 1420 C, temperatura de fusión del material. Una "semilla" es puesta en contacto con el Si fundido y luego levantada lentamente (entre décimos y unidades de cm/min) mientras se la rota. El gradiente de temperatura existente en la interfase semilla-líquido hace que éste vaya cristalizando sobre la semilla, con una sección que depende de la velocidad de extracción, de la temperatura en el crisol y del gradiente en la interfase. Todo el proceso, que se efectúa en atmósfera de helio o argón puro, implica una purificación adicional del Si respecto de aquellos elementos cuyo coeficiente de segregación (o de distribución) -definido como la relación de concentraciones en las fases sólida y líquida- sea menor que la unidad. Debido al proceso de segregación, la concentración de impurezas irá aumentando sustancialmente en la masa fundida vecina a la interfase, a menos que se agite el líquido artificialmente (lo cual se hace con la mencionada rotación y con diseño y disposición relativa apropiados del crisol y de la bobina de calentamiento).

Para B, P y As el coeficiente de segregación vale, respectivamente, 0,8; 0,35 y 0,30, siendo órdenes de magnitud más pequeño para los demás donores y aceptores en Si. Por esta razón, lo usual es la obtención de Si tipo p, mediante el agregado de pequeñas cantidades de boro a la masa fundida (para fines fotovoltaicos, las obleas obtenidas del lingote Czochralski son luego

convertidas superficialmente en Si tipo n, difundiendo un donar). Obsérvese que un coeficiente de segregación bajo favorecerá la acumulación del dopante en la vecindad de la interfase, con lo cual el dopado del monocristal crecerá a lo largo de éste. Por otra parte, la solubilidad no nula del cuarzo del crisol en la masa de Si fundido conduce a que el monocristal contenga una cantidad de centros de recombinación de oxígeno relativamente elevada, aparte de los formados por otras impurezas disueltas a partir del crisol.

En 1974, Kran, de la International Business Machines Corp., discutió ³⁸⁾ el potencial de producción de este método en relación con la reducción del costo de obleas de Si apropiadas para la fabricación de células fotovoltaicas. En la Fig. 16.12 se muestran los resultados de sus cálculos, basados sobre cierto número de suposiciones y destinados, primordialmente, a brindar un marco de referencia para evaluaciones comparativas. Las velocidades de tirado reales v_r , se expresan como fracción de la máxima velocidad de tirado compatible con la necesidad de disipar en la interfase el calor latente de fusión liberado al pasar de la fase líquida a la sólida ³⁹⁾. De la figura surge claramente que pasar de la situación "normal" en ese momento, fabricación de lingotes de 6 cm de diámetro con $v_r/v_{m\acute{a}x} \sim 0,3$, a otra en que, por cada tirado, se produzca un volumen significativamente mayor de Si monocristalino, sólo es posible pasando simultáneamente a mayores diámetros y mayores velocidades. Con todo, dentro de los diámetros máximos razonablemente esperables, los factores de incremento de producción resultan de un solo orden de magnitud. También Wolf ⁴⁰⁾ analizó detalladamente el proceso de producción por tecnología Czochralski, llegando a la conclusión que es económicamente incompatible con los objetivos fijados, principalmente por el alto costo de los crisoles a utilizar (Capítulo 18).

Fusión zonal

Un lingote de Si de cualquier origen puede ser purificado por el procedimiento de la fusión zonal, que en una de sus versiones permite evitar la incorporación de impurezas desde el crisol al monocristal. Consiste en que, a lo largo de una barra de Si sostenida verticalmente por sus extremos, se hace avanzar lentamente una bobina de radiofrecuencia cuya extensión en el sentido vertical es apreciablemente menor que la del lingote. La fracción de lingote que, en un momento dado, enfrenta a la bobina, se funde, volviendo a cristalizar al desplazarse aquella. El Si recristalizado a la salida de la zona fundida estará purificado por lo dicho anteriormente en relación con el proceso de segregación entre fase sólida y líquida, caracterizado por el coeficiente de distribución correspondiente. Las dos secciones sólidas se mantienen

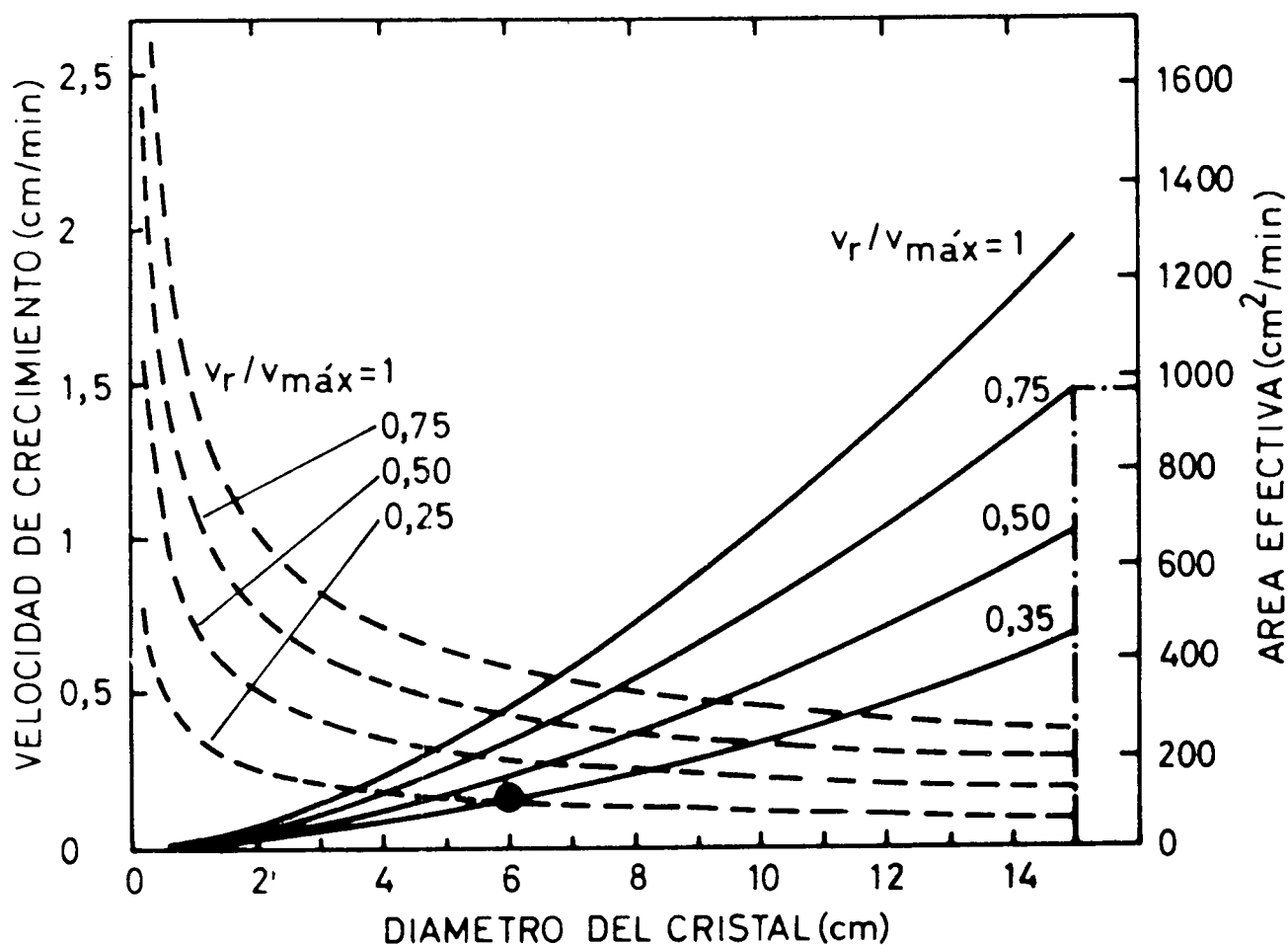


Fig. 16.12: Velocidades de producción de monocristal de Si por crecimiento Czochralski, en función del diámetro del lingote tirado, para cuatro fracciones v_{real} de la velocidad máxima de tirado posible (ver texto). Se dan la velocidad de crecimiento (líneas cortadas, ordenada izquierda) y la producción efectiva de obleas de 250 μ m de espesor por unidad de tiempo, suponiendo un desperdicio del 50 % en la operación de corte (líneas llenas, ordenada derecha). La situación 'normal' en 1974 está representada por el punto •. Se observa que, para cada v_{real} , la velocidad de crecimiento disminuye poco al aumentar el diámetro más allá de ~ 6 cm; por lo tanto, es obvio que conviene pasar a diámetros mayores. Con un diámetro de 15 cm y $v_r/v_{m\acute{a}x} = 0,75$, se gana un orden de magnitud respecto de la producción 'normal 1974'. De Ref. 38.

unidas gracias a la elevada tensión superficial del Si fundido. Debido al menor contenido de impurezas, en principio, las longitudes de difusión de los portadores minoritarios son mayores en este material que en el de tipo Czochralski. Sin embargo, la técnica de fusión zonal tiende a producir una elevada densidad de dislocaciones cristalinas que, sobre todo en operación espacial, pueden anular aquella.

Para producir obleas a partir de lingotes obtenidos por crecimiento Czochralski o por fusión zonal, se los corta con sierra, procedimiento que, para espesores de $\sim 250 \mu\text{m}$, implica una pérdida de material de aproximadamente el mismo espesor. Además, la acción de la sierra produce daños en la superficie de la oblea, los que disminuyen la eficiencia de las células al provocar estructuras cristalinas superficiales defectuosas.

Láminas de Si monocristalino

Consideramos acá la producción de monocristales de Si planos, crecidos con el auxilio de algún tipo de soporte, a diferencia de las cintas que discutimos en la sección siguiente, "tiradas" sin ese auxilio.

En los laboratorios de la compañía Westinghouse, de los EE.UU. de N.A., se retomó ^{41,42)} recientemente la técnica del crecimiento dendrítico de láminas monocristalinas de Si. En la Fig. 16.13.a mostramos los aspectos esenciales de esta técnica. En la primera mitad de la década de 1960 se habían fabricado ^{43,44)}, con dichas láminas, células que tenían eficiencia de conversión igual a la obtenida en células construídas a partir de Si tipo Czochralski (10-14 % AM1). Mediante el método del crecimiento dendrítico se había logrado tirar láminas monocristalinas de $250 - 400 \mu\text{m}$ de espesor a una velocidad de hasta $\sim 5 \text{ cm/min}$; los anchos eran de hasta 3 cm y el largo de hasta $\sim 10 \text{ m}$. Dado que se obtienen placas planas acabadas, ya aptas para ser difundidas con los dopantes deseados para la fabricación de células, se logra suprimir la operación de corte de las obleas y las etapas de pulimento y decapado. Esto implica ahorros de tiempo y de gastos de equipo, operación y mantenimiento, aparte del ahorro de materia prima de elevado grado de pureza. Además, implica avanzar en la dirección apropiada para llegar a la automatización total del proceso de fabricación de la célula.

Dado el escaso espesor de la lámina de Si, el proceso de tirado está sujeto a requerimientos mecánicos estrictos, a fin de evitar que aquella se dañe. Las dendritas mismas concurren a reforzar lateralmente la lámina.

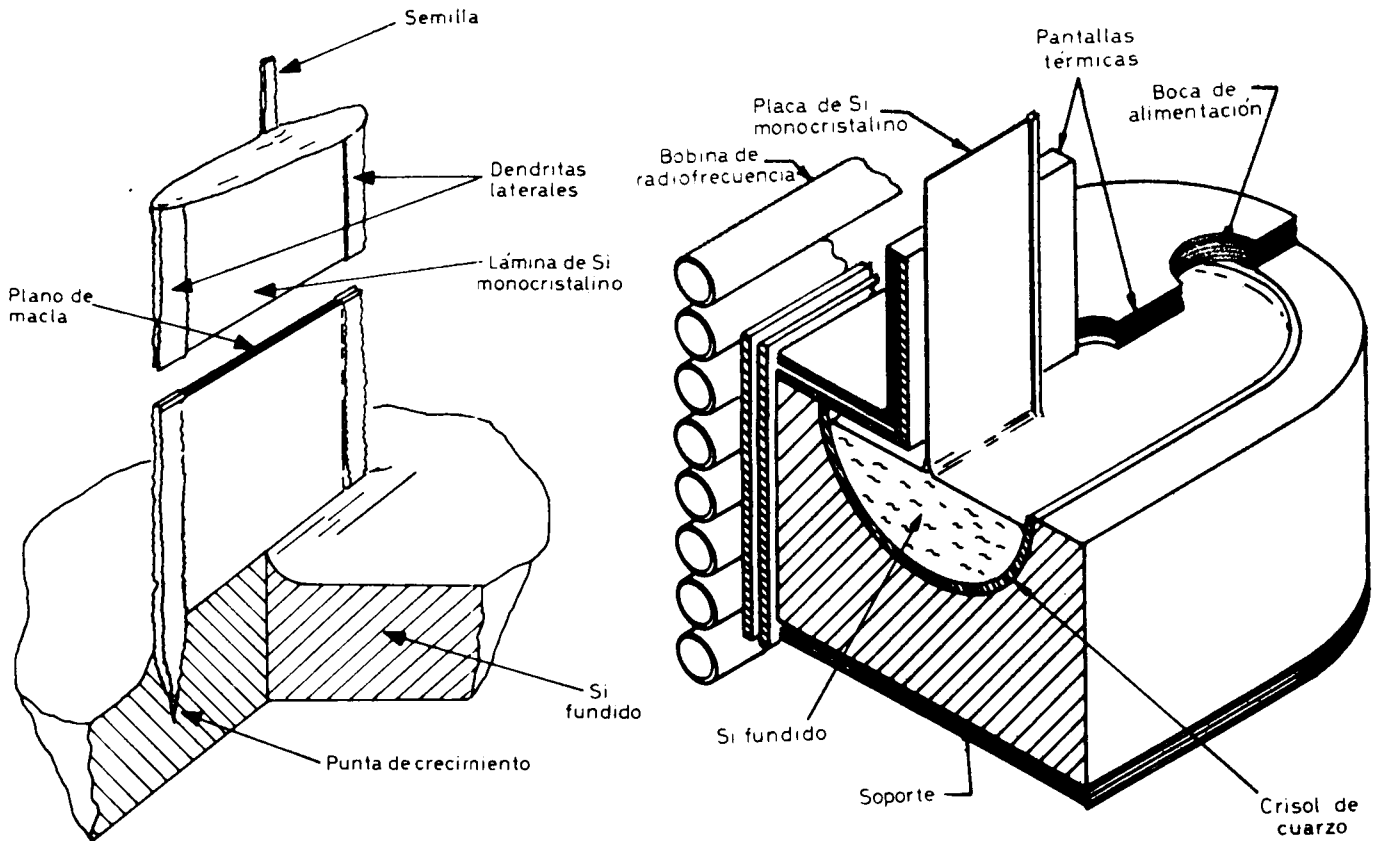


Fig. 16.13: (a) Esquema de crecimiento dendrítico de una lámina de Si monocristalino. El proceso se inicia sumergiendo una semilla en la masa de Si en estado de sobrefusión. La primera fase del crecimiento es lateral dando a la semilla la forma de una T invertida. Luego, al tirar hacia arriba desde la semilla, desde cada uno de los extremos de la T comienza a crecer una dendrita[†] hacia el interior de la masa fundida. Regulando la velocidad de tirado, se pueden extraer las dendritas a la misma velocidad con que crecen, mientras que entre sus partes emergentes se forma una película de Si líquido, mantenida por tensión superficial. Al enfriarse la película, ésta y las dos dendritas coplanares forman una sola lámina monocristalina. Se tiene un proceso continuo si por la abertura de la tapa se agrega la cantidad requerida de Si. La dificultad máxima del proceso consiste, justamente, en lograr rellenar el crisol sin perturbar la estricta estabilidad de los gradientes térmicos en la zona de crecimiento. De Ref. 42.

(b) Esquema del dispositivo de crecimiento propuesto recientemente en la Ref. 42. La placa tiene tendencia a adaptarse a la geometría de los crisoles. Esto, en los crisoles de simetría rotacional antes utilizados⁴³⁾, provocaba un mayor espesor en la parte central, lo cual se evita con la forma alargada ahora propuesta. La pantalla antirradiante superior evita que en la crítica región de formación de la lámina se tenga un gradiente térmico excesivo, el cual dificultaría la correcta cristalización.

[†] En este contexto, cristales de forma arborácea que crecen a partir de la superficie de la masa fundida debido al enfriamiento producido por la presencia de la semilla; los intersticios se llenan a medida que el Si líquido se solidifica entre las ramificaciones.

En la Fig. 16.13.a se han marcado los planos de macla[†] que, de hecho, constituyen anomalías longitudinales que corren paralelamente a la superficie, a lo largo del centro del espesor de la lámina. Según Seidensticker et al.⁴²⁾, estas características estructurales no afectan el comportamiento de células fotovoltaicas construídas con Si dendrítico. Este grupo, de los laboratorios de investigación arriba mencionados, utilizó Si dendrítico fabricado alrededor de 1965 para construir células con las técnicas actuales y comparó su calidad con otras fabricadas a partir de Si Czochralski. Los resultados fueron totalmente equivalentes, en cuanto a V_{ca} , I_{cc} , eficiencia e incluso respuesta espectral y resistencia a las radiaciones. Alentado por esto, el grupo diseñó el dispositivo de la Fig. 16.13.b para incorporarlo a un sistema experimental a nivel de laboratorio, en desarrollo para la fabricación semiautomática y quasi-continua de láminas de 5 cm de ancho y 100 - 200 μ m de espesor. Un análisis económico previo, no publicado por el grupo, mostró que el proceso sería compatible con las cotas establecidas para que el costo de paneles de gran área sea aceptable para la producción terrestre de electricidad (Cap. 18).

Es de suponer que los desarrollos de esta técnica fundamentalmente tenderán a: (a) optimizar la "geometría térmica" en el crisol y, en particular, en la crítica zona de la interfase líquido-sólido; (b) optimizar el sistema de tirado y arrollado de la cinta sobre carretes; (c) estudiar mejor el efecto de los planos de macla en la lámina; (d) automatizar completamente el proceso con sensores infrarrojos apropiadamente situados para actuar rápidamente sobre la temperatura de la masa fundida y el mecanismo de tirado.

Como segunda variante para la obtención de láminas de Si monocristalino, mencionamos la *propuesta* de crecimiento epitaxial^{††} de una lámina delgada de Si sobre una base de Si cubierta por una capa de Si_xGe_{1-x} , que luego es fundida para permitir el retiro de la lámina superior con una cuña apropiada (Fig. 16.14 y Ref. 45).

[†] Conjunto de dos cristales que tienen un plano común, respecto del cual son simétricos; extensión de esta formación a un conjunto mayor de cristales.

^{††} En el presente contexto, depósito sobre una base madre, crecido de manera que las redes cristalinas a ambos lados de la interfase sean paralelas.

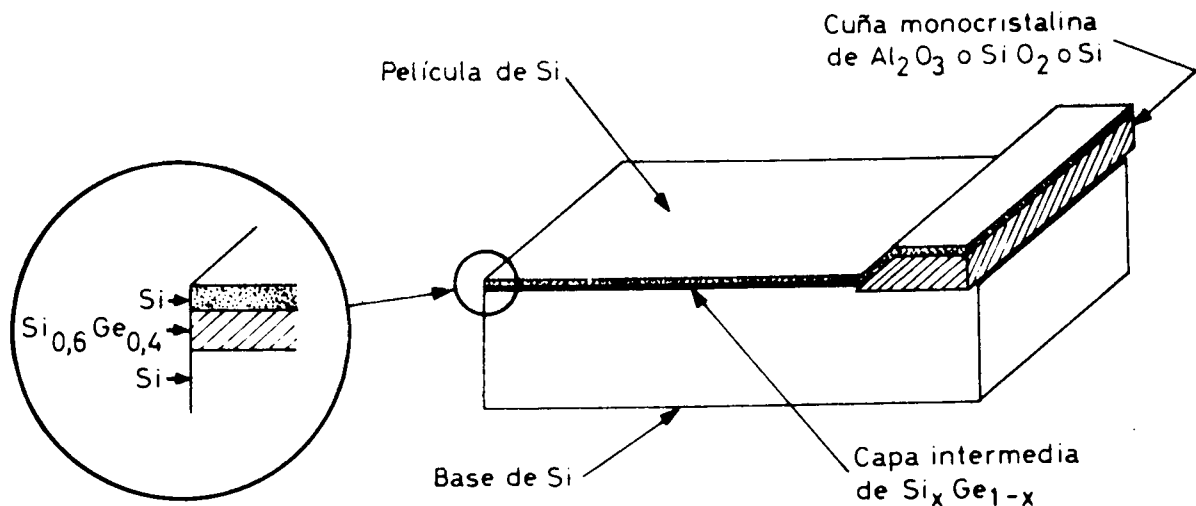


Fig. 16.14: Crecimiento epitaxial de una capa de Si sobre una capa intermedia de $\text{Si}_x \text{Ge}_{1-x}$, depositada epitaxialmente sobre una base de Si monocristalina, en ambos casos por descomposición pirolítica de SiCl_4 (ver sección siguiente). Si $x \sim 0,6$, la constante de la red de la capa Si-Ge coincide dentro del 2 % con la de la base monocristalina, por lo cual también resulta monocristalina. Por la misma razón la capa superior de Si será mono o quasimonocristalina.

Con $x = 0,6$ la capa intermedia funde a 1160 C, mientras que el punto de fusión del Si es de 1420 C. Por lo tanto, es posible fundir dicha capa y separar, mediante la cuña indicada, la capa superior de Si, de 15-20 μm de espesor. Según una propuesta hecha en la Ref. 45.

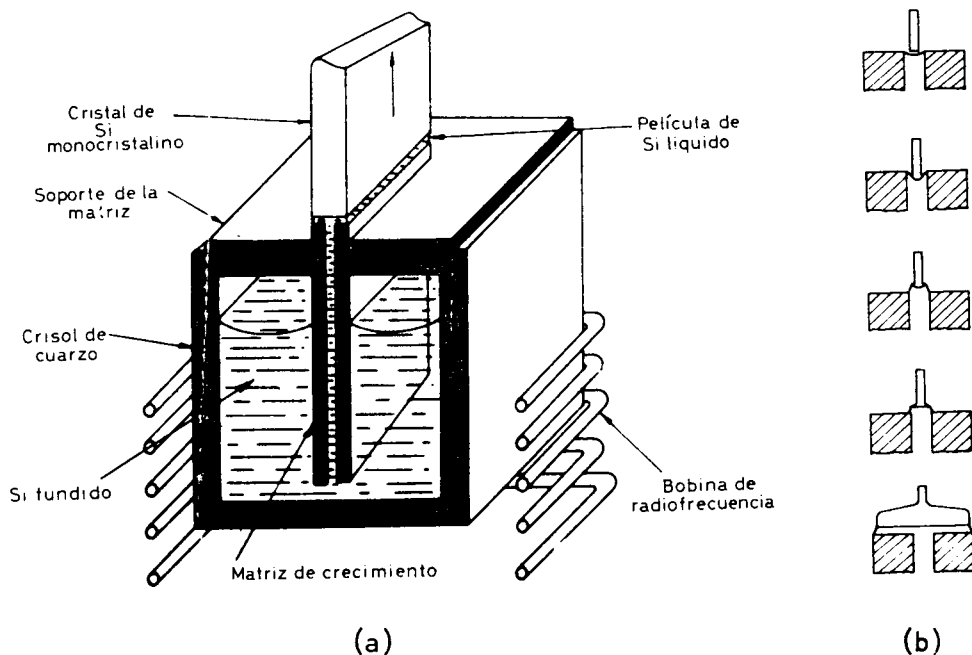


Fig. 16.15: Esquema de dispositivo para la obtención de cintas de Si por la técnica EFG. El Si está contenido en un crisol, montado dentro de un soporte conductor de molibdeno o de grafito. El conjunto se calienta con radiofrecuencia. El Si fundido asciende por capilaridad por la parte central de la matriz de crecimiento hasta la parte superior de ésta. Allí se introduce una semilla que luego se extrae a velocidad apropiada mientras se disminuye la temperatura: la masa fundida se expande hasta el canto exterior de la parte superior del molde (Fig.(b)) y, desde esta película, se crece el monocristal con la forma de dicha parte superior (De Refs. 46 y 48).

También se han usado 51), con ventaja, hornos de calentamiento a resistencia, que permiten un mejor control de los gradientes térmicos verticales.

Cintas de Si monocristalino

Un método alternativo del descrito para la fabricación de Si monocristalino se basa en la técnica del crecimiento desde una película delimitada por los cantos de un molde o matriz (técnica EFG[†]). Introducida en 1971 por LaBelle⁴⁶⁾, de la Mobil Tyco Solar Energy Corporation, fue aplicada un año después al crecimiento de monocristales planos de Si por Ciszek⁴⁷⁾, de la Dow Corning Corporation. A nuestro saber, los esfuerzos dedicados al desarrollo de esta técnica superan notoriamente los volcados al perfeccionamiento del crecimiento dendrítico. Esto es atribuible a que, como veremos más adelante, en el proceso EFG el control de la temperatura durante el rellenado de los crisoles es más simple. Las ventajas y los problemas de esta técnica han sido expuestos reiteradamente⁴⁸⁻⁵²⁾.

En la Fig. 16.15 se reproduce el esquema de un dispositivo de crecimiento utilizado en la Mobil Tyco Corporation. Como la película fundida sobre la matriz es muy delgada, el control de la distribución térmica en esta zona es crítico: las isotermas deben acompañar la geometría plana de la superficie del molde y ser constantes en el tiempo.

La mayoría de las diferencias existentes entre este método y el de crecimiento dendrítico están vinculadas al uso de la matriz de crecimiento. Señalamos primero dos de las debidas al desacople térmico-mecánico que produce la matriz entre la interfase líquido-sólido y el cuerpo de la masa de Si fundido: (a) en principio, se puede crecer desde un mismo crisol una cantidad apreciable de cristales simultáneamente, ya que las respectivas zonas individuales de crecimiento estarán desacopladas entre sí; (b) estando fijada la posición de la interfase respecto de los componentes del dispositivo, la temperatura en la región de crecimiento será menos sensible a variaciones del nivel de la masa fundida y a la perturbación producida por el agregado de Si al crisol. Por otra parte: (c) se pueden crecer monocristales de múltiples formas con sólo variar la matriz; (d) el tirado de la cinta es más crítico, ya que se carece de la acción reforzante de las dendritas laterales.

La mayor dificultad vinculada al proceso reside en encontrar un material apropiado para la matriz de crecimiento: debe ser mojado por el Si fundido sin ser afectado por su fuerte actividad química. Lo usual es utilizar moldes de grafito. La Interacción del C con el Si fundido lleva a la aparición de capas y de partículas de SiC en el interior y en la superficie de la matriz, las

[†] Edge-defined, film-fed growth

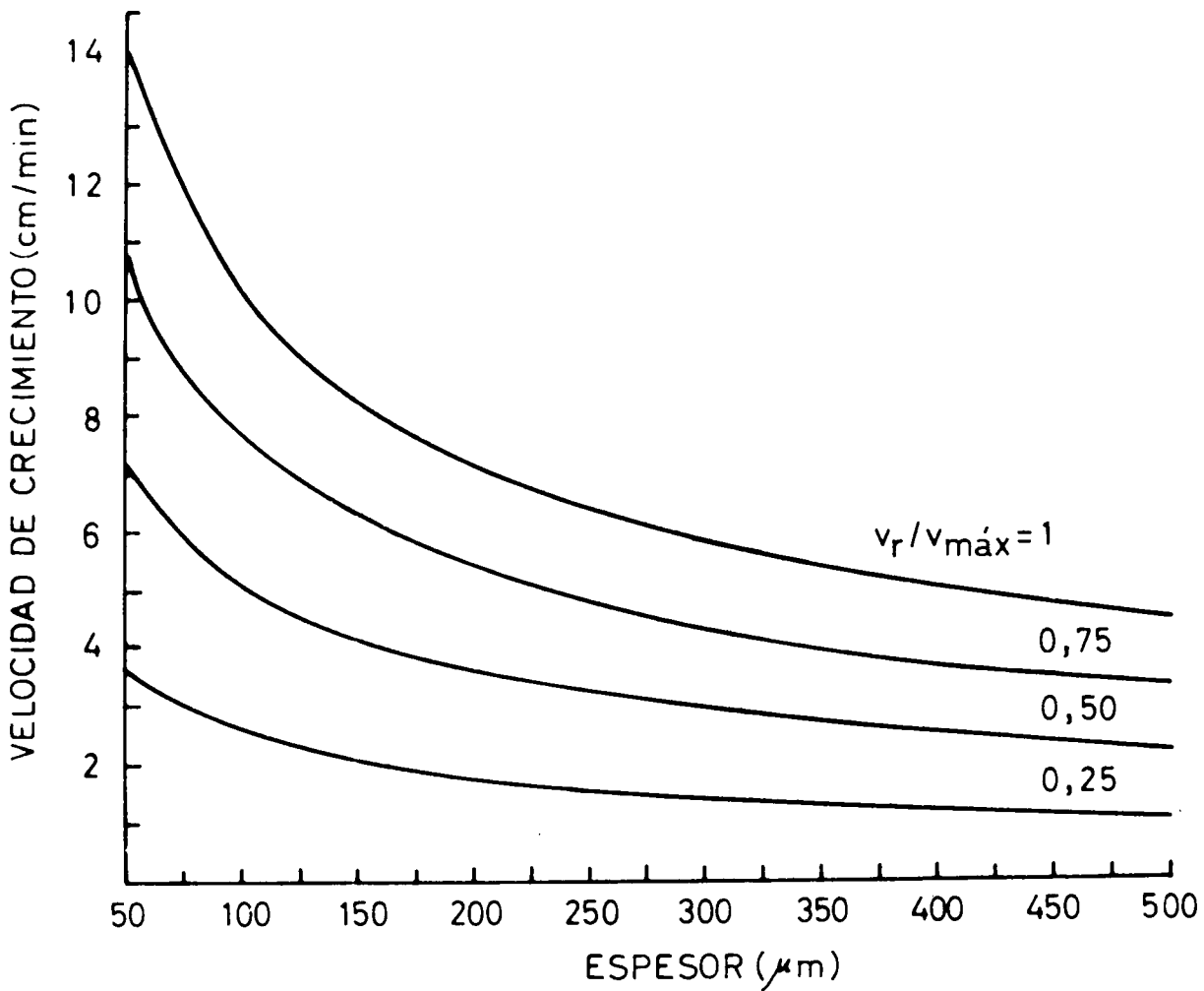


Fig. 16.16: Velocidad de tirado en funci3n del espesor de la cinta producida mediante t3cnica EFG. La velocidad de crecimiento m3xima resulta de una serie de suposiciones, siendo directamente dependiente del calor latente de fusi3n a disipar; v_r fue definido en la p3g. IV-23, en relaci3n con la Fig. 16.12. Las curvas presentadas tienen, b3sicamente, valor indicativo. (De Ref. 38). Su comparaci3n con las de la Fig. 16.12 (Czochralski) muestra que, desde el punto de vista econ3mico, es imprescindible la implantaci3n del crecimiento simult3neo de varias cintas desde un mismo crisol (ver texto).

que crean irregularidades que se transmiten al cristal o provocan la incorporación de granos de SiC al mismo. A partir de estos granos, suelen desarrollarse maclas y dislocaciones. La interacción del Si con las impurezas contenidas en el grafito, obliga a una purificación del molde, previa a su utilización. Se ha progresado ⁵¹⁾ sensiblemente en disminuir la erosión de la matriz durante el crecimiento ⁴⁹⁾, habiéndose llegado a crecer cintas de hasta 20 m, lo cual no es, sin embargo, suficiente para una automatización de todo el proceso. Los daños en la matriz producen imperfecciones superficiales, aunque siempre menores que las provocadas por los cortes necesarios en la técnica Czochralski.

Los resultados "mecánicos" logrados hasta ahora con la técnica EFG se pueden sintetizar en lo siguiente: (a) anchos de hasta 25 mm; (b) espesores delgados de $\sim 100 \mu\text{m}$, no existiendo dificultades en producir espesores de varios centenares de μm ; (c) velocidades de tirado de hasta 4 cm/min y (d) largos de hasta 20 m. Kran ³⁸⁾ da datos calculados de velocidad de crecimiento en función del espesor de la cinta (Fig. 16.16). Es interesante señalar que el método Czochralski en su *estado actual de desarrollo* (punto • de Fig. 16.12), produce ~ 5 veces más Si monocristalino por unidad de tiempo que el obtenible de una cinta EFG de 75 mm de ancho y $250 \mu\text{m}$ de espesor, crecida a 3 cm/min, situación que, en lo que respecta al ancho, aún está lejos de la presente capacidad del método [†]. Esta conclusión es similar a la obtenida por Ciszek y Schwuttke ⁵²⁾.

En cuanto a la calidad cristalográfica del producto obtenido, si bien la cantidad de dislocaciones es menor que en el crecimiento dendrítico, deja aún bastante que desear. Leipold et al. ⁵³⁾, del Jet Propulsion Laboratory de Pasadena, evaluaron las características estructurales y eléctricas de cintas de Si fabricadas durante 1974 por distintos proveedores (en total más de 50 muestras). Asimismo, evaluaron la respuesta espectral, la característica I-V y la eficiencia AMO de células fabricadas en el JPL con ese material. Los resultados se resumen numéricamente así: el 95% de las células producidas durante 1974 lo fueron a partir de cintas con defectos múltiples y tienen eficiencias AMO de $\sim 5\%$; el resto fue producido con cintas conteniendo solamente maclas ($\eta_{\text{AMO}}=6-7\%$) o con cintas monocristalinas ($\eta_{\text{AMO}}=7-9\%$). Resultados muy parecidos fueron comunicados por Serreze et al. ⁵⁴⁾ para un lote de 28 células fabricadas por Mobil Tyco. En la Fig. 16.17 mostramos respuestas espectrales y características I-V para células típicas de los grupos analizados por Leipold et al.. Además, incluimos un ejemplo de célula de buena calidad fabricada por Mobil Tyco.

[†] Los números involucrados son: CZ: $2,8 \text{ cm}^3/\text{min}$ y $110 \text{ cm}^2/\text{min}$; EFG: $0,55 \text{ cm}^3/\text{min}$ y $22 \text{ cm}^2/\text{min}$.

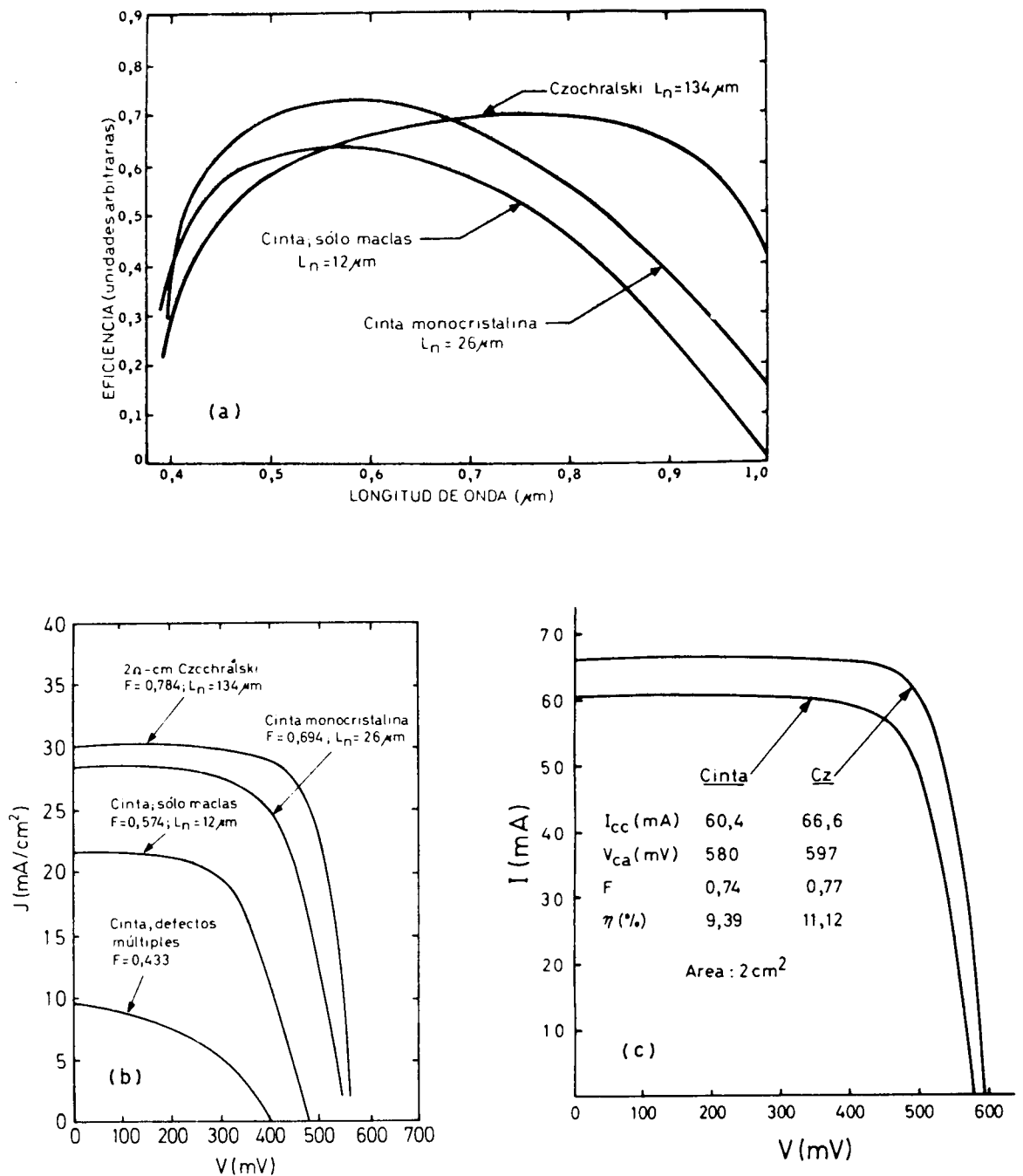


Fig. 16.17: (a) Respuestas espectrales para células fabricadas a partir de materiales Czochralski y EFG monocristalino y con maclas.

Se indican las longitudes de difusión, L_n , de los portadores minoritarios. Las células carecen de tratamiento antirreflectante. La mayor respuesta en el azul de las células fabricadas con material de cinta es vinculada a que el daño superficial y/o la profundidad de la juntura de estas células son menores que en las obtenidas a partir de Si Czochralski. De Ref. 53.

(b) Características I-V a iluminación AM0 simulada, para las mismas células consideradas en (a) y para una célula EFG con defectos múltiples. Se indican los factores de llenado F . De Ref. 53.

(c) Característica I-V de una célula EFG de buena calidad fabricada por Mobil Tyco Corp., comparada con la de otra fabricada bajo las mismas condiciones a partir de material Czochralski, ambas con tratamiento antirreflectante. La radiación incidente era de $\sim 115 \text{ mW}/\text{cm}^2$ y la distribución espectral cercana a la AM0. De Ref. 51.

Una variante de los procesos descritos es el crecimiento horizontal de cintas, en desarrollo ³⁷⁾ en la Toyo Silicon Co., del Japón. El concepto básico es aprovechar la totalidad de la *superficie* de una masa fundida de Si para tirar, a partir de ella, una cinta de su mismo ancho total (Fig. 16.18). Consecuentemente existe una gran área para disipar el calor latente de fusión, lo cual, en principio, permite velocidades de crecimiento elevadas. Ya se lograron velocidades de 3 cm/min, con cintas monocristalinas de 4-5 cm de ancho, pero de sólo 4,5 cm de largo (1,5 min de crecimiento) y sólo 1 mm de espesor. La estructura cristalina resulta similar a la de cristales producidos por procedimientos convencionales (En la Ref. 37 no se comenta la compleja cuestión del rellenado del crisol).

De lo que antecede, es claro que la adopción del método EFG dependerá, básicamente, de que se logre llevarlo a la automatización completa con un volumen de producción por unidad de tiempo por lo menos comparable con el de la técnica Czochralski. Es de importancia algo menor que se logren mejoras sustanciales en el rendimiento de producción de células exentas de defectos estructurales (puesto que ya es posible obtener eficiencias razonables con material afectado por maclas solamente). Es de suponer que los esfuerzos para desarrollar la técnica se centren en: (a) ensayar y perfeccionar el muticrecimiento de algunas decenas de cintas de un mismo crisol; (b) mejorar la calidad cristalina de las cintas, en particular identificando materiales para matrices que permitan crecimientos libres de defectos múltiples a lo largo de muchas horas; (c) crecer monocristales con formas apropiadas para la fabricación de células a utilizar con concentradores de construcción económica; (d) lograr la automatización del proceso, perfeccionando, en particular, el mecanismo de tirado y los controles del campo térmico; (e) evaluar la conveniencia de realizar las cuantiosas inversiones de capital requeridas para perfeccionar el método hasta hacerlo económicamente competitivo.

Utilización de Si policristalino

Como fundamento para la utilización de Si policristalino en la fabricación de células, usualmente se señala que obtener capas con esa estructura es más económico, e implica menor consumo de energía, que fabricar elementos monocristalinos a partir de una etapa de Si fundido bajo estricto control térmico.

El inconveniente principal de las capas policristalinas reside en el efecto pernicioso de las superficies de los granos, que actúan como zonas en que existe elevada recombinación de los portadores minoritarios. Cuanto menor

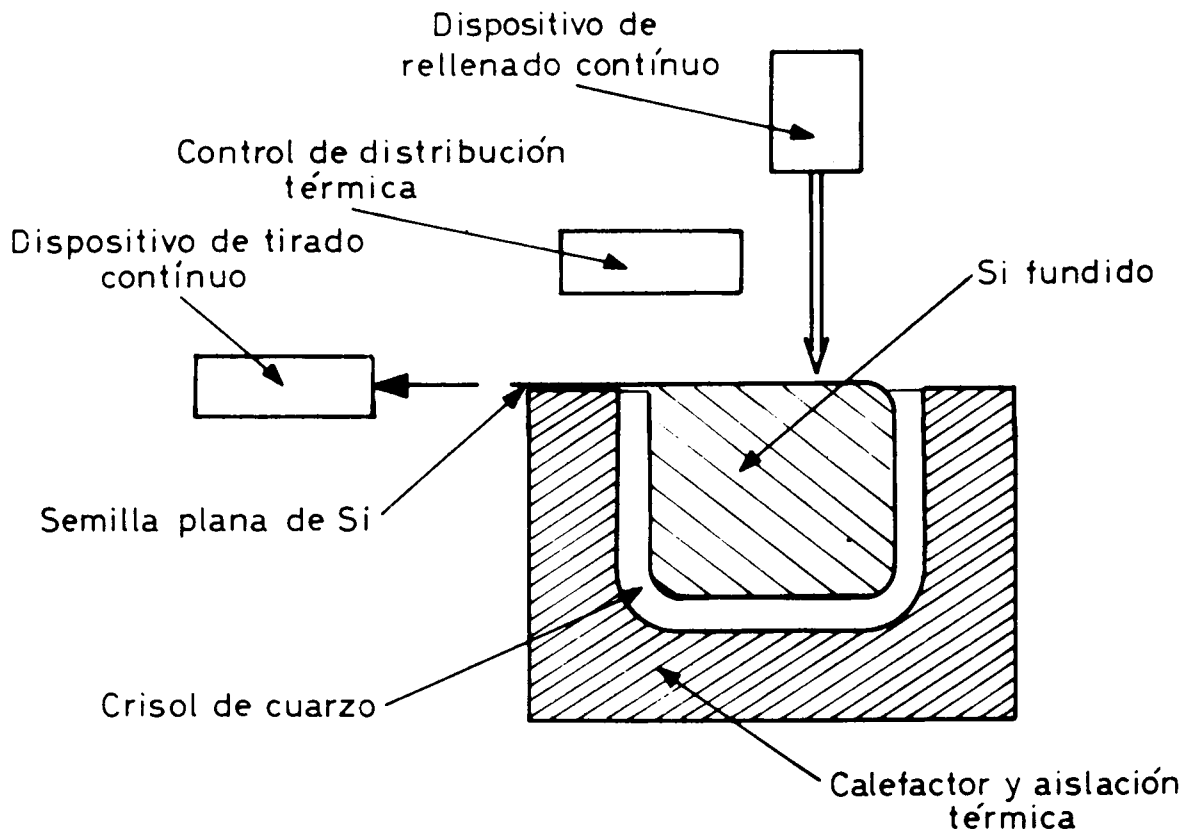


Fig. 16.18: Crecimiento horizontal de cintas de Si monocristalino. El tirado se inicia acercando lateralmente a la superficie una semilla plana. La distribución térmica en la superficie se controla rigurosamente mediante dispositivos situados sobre aquella. En determinadas condiciones, se forma una interfase apropiada para crecimiento continuo a nivel de la superficie inferior de la semilla plana. De Ref. 37.

es el tamaño de grano [†], mayor es el predominio de las características de las superficies de los granos respecto de las correspondientes al "cuerpo" de los mismos: de hecho se observa que, en relación a las propiedades de material monocristalino, por efecto de los bordes de grano disminuyen la corriente fotogenerada y la resistencia paralela, mientras que aumenta la resistencia serie. Por lo tanto, es el tamaño del grano de la capa el que limita su espesor; en principio, es de poco provecho hacerla más gruesa que dicho tamaño, ya que, en ese caso, los portadores minoritarios creados a cierta distancia de la junta tendrían elevada probabilidad de recombinarse en alguna superficie de grano interpuesta en su camino de difusión hacia la junta. (Si en vez de granos se logran "fibras" largas orientadas perpendicularmente a la cara frontal de la capa, sólo las paredes laterales se constituyen en sumideros para los portadores minoritarios y se justifica utilizar espesores similares a los empleados en células de Si monocristalino). Recordando que el Si es un material de transición indirecta (ver Fig. 16.7), resulta que la obtención de una eficiencia elevada, en particular en el rojo, está ligada a que se logren granos de tamaño medio no menor que 100-400 μm , o sea del orden de 2 veces la longitud de difusión L_{mono} en Si monocristalino de diversos niveles de dopado ($\rho=0,1-10 \Omega\text{-cm}$). Efectivamente, si en un policristal de nivel de dopado dado el tamaño del grano es apreciablemente menor que la L_{mono} característica de Si monocristalino del mismo nivel de dopado, la longitud de difusión efectiva del policristal, L_{poli} , resulta apreciablemente menor que L_{mono} . Suposiciones favorables ⁵⁵⁾ dan L_{poli} igual al tamaño del grano y otras ⁵⁶⁾ como 5 veces menor.

De todo lo precedente se concluye que, a menos que se logren tamaños del grano considerablemente mayores que los obtenidos hasta ahora ($\sim 20-30 \mu\text{m}$), se tendrán eficiencias más bajas que en las células de Si monocristalino (si bien se esperan costos de fabricación por unidad de potencia generada sensiblemente menores).

En la práctica, debe tenderse a espesores mayores que el tamaño del grano, pues los bordes intergranulares constituyen pasos desde la cara frontal hasta el electrodo posterior. Esto es particularmente importante si se aplica la técnica de la difusión para dopar la región frontal a fin de convertirla en material distinto del originario de la base (formación de la junta): una base demasiado delgada puede llevar a que parte de los dopantes atraviesen la célula

[†] Valor medio de las dimensiones de los granos de una muestra dada.

a lo largo de dichos bordes y la cortocircuitúen parcial o totalmente [†].

La segunda cuestión en importancia en relación con estas células, es la elección de un sustrato apropiado para el depósito de la capa delgada policristalina. Debe (p. ej., Ref. 57) ser barato y de amplia disponibilidad, tener coeficiente de expansión térmica cercano al del Si, ser químicamente inerte frente a Si a temperaturas elevadas, establecer buen contacto eléctrico con Si y con las conexiones exteriores de la célula. El grupo dirigido por T.L. Chu en la Southern Methodist University de Dallas, EE.UU. de N.A. (uno de los más activos en el desarrollo de células policristalinas), primero probó ⁵⁸⁾ acero como sustrato, el que, si bien es muy conveniente económicamente, presenta incompatibilidades con la deposición de Si sobre él. Más recientemente ^{59,60)}, el grupo optó por la utilización de sustratos de grafito y de Si de pureza grado metalúrgico. El primero tiene coeficiente de expansión térmica bastante similar al del Si y, por otra parte, a la temperatura de deposición no interactúa excesivamente con él. El segundo, obviamente, cumple todas las condiciones técnicas mencionadas a comienzos de este párrafo y, en cuanto a costo, los autores lo dan como muy apropiado (<1 U\$S/kg, en 1975). Un grupo de Boston, EE.UU. de N.A. comunicó ^{61,62)} la utilización de sustratos de acero, Al y Cu.

En lo referente a la deposición de la capa policristalina en sí, el grupo de Boston ensayó ^{61,62)} la evaporación en vacío de Si previamente dopado. Dadas las diferentes tensiones de vapor del Si y el dopante, resultó difícil mantener constante la concentración de impurezas en el Si a evaporar. Evaporando el Si y las impurezas desde crisoles independientes, se plantea un complicado problema de control, ya que la relación entre las masas intervinientes es del orden de 10^6 . Las velocidades de crecimiento obtenidas eran de $\sim 1 \mu\text{m}/\text{min}$. En la Nippon Electric Co. Ltd., del Japón, se desarrolla ³⁷⁾ una variante de este método, incluyendo una etapa de aceleración y enfoque del material evaporado desde su crisol. Como sustratos se utilizan varios metales o vidrio.

El grupo de Dallas, en cambio, aplicó ⁶⁰⁾ la técnica de deposición química en fase vapor de compuestos puros de Si, utilizando los ya mencionados

[†] Nótese que este problema no se presenta en las células policristalinas de heterojuntura, como las de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ descritas en la pág. IV-13, ya que en ellas se obvia la etapa de difusión. Sin embargo, como veremos más adelante (pág. IV-53), uno de los inconvenientes principales de éstas últimas células fue la destrucción de la célula por difusión de Cu desde la capa p hasta el electrodo posterior, a lo largo de los bordes de grano de la capa de CdS.

substratos de grafito y Si metálico. Una mezcla gaseosa de SiHCl_3 e hidrógeno puro se hizo pasar sobre los substratos mantenidos a temperatura elevada. En esas condiciones, el H reduce al compuesto según la reacción $\text{SiHCl}_3 + \text{H}_2 \rightarrow \text{Si} + 3\text{HCl}$, depositándose cristales de $\text{Si}^\dagger$. Con substratos de grafito a 1200 C, obtuvieron tamaños del grano de 20-30 μm , a razón de 0,2 $\mu\text{m}/\text{min}$. Sobre esta capa se depositaron sucesivas capas de Si p y n a partir de la reducción térmica de SiHCl_3 apropiadamente dopado. Las células resultantes tenían $\eta(\text{AMO})=1,3-1,6\%$. Chu et al.⁶⁰⁾ mejoraron estos valores basándose en el hecho de que la solidificación de Si fundido usualmente da granos relativamente grandes. Depositaron una capa de Si de $\geq 200 \mu\text{m}$ por reducción en fase vapor de SiHCl_3 y la recrystallizaron^{††}, con lo cual lograron granos sensiblemente mayores que los de la capa inicial. Sobre ella depositaron las restantes capas de Si, obteniendo células con $\eta(\text{AMO}) \sim 2,5\%$. De los substratos de Si grado metalúrgico, el preparado por técnica Czochralski dio mejores resultados que el obtenido por otros métodos, ya que formaba cristalitas de mayor tamaño. Depositando por reducción térmica las sucesivas capas requeridas, resultaron células con $V_{\text{ca}}=570 \text{ mV}$, $J_{\text{cc}}=16,5 \text{ mA}/\text{cm}^2$ y $\eta(\text{AMO})=4,5\%$. Los rangos de los espesores de las capas p y n se mantuvieron, para los tres casos, dentro de los límites 10-30 μm y 0,2-0,4 μm , respectivamente.

Para el electrodo frontal se han utilizado depósitos de, p. ej., Sn_xO y de Ti-Ag (Refs. 60 y 61). Si el electrodo posterior es metálico, sus elementos constitutivos o las impurezas que contenga pueden difundir hacia el Si, alterando la estructura de la capa depositada. Por ello, entre dicho electrodo y el Si se deposita una "barrera" de, p. ej., Ti o SiO_2 , que impide la difusión.

También un grupo de la Universidad de Eindhoven aplicó⁶³⁾ la técnica de recrystalización a capas policristalinas de Si de 50 a 400 μm de espesor, obtenidas sobre substratos de Si monocristalino mediante reducción de SiH_2Cl_2 con H a 1100 C. Los substratos fueron previamente cubiertos con una película de 1-2 μm de SiO_2 a fin de evitar la influencia de la estructura monocristalina sobre el proceso de recrystalización. Este fue ejecutado en dos fases: la

[†] Entre varios procesos posibles, se seleccionó éste por razones económicas.

^{††} Se trabajó con $\geq 200 \mu\text{m}$, ya que capas de Si fundido de poco espesor tienden a fraccionarse en filamentos discontinuos si están depositadas sobre grafito.

primera, de 30 min a ~ 1200 C, dió granos de ~ 20 μm en promedio, y con la segunda, de ~ 10 h a > 1350 C, se obtuvieron granos de hasta 100 μm (en una capa de 100 μm de espesor sometida a este proceso, más del 50% de los granos no tiene bordes de grano entre ambas caras de la capa). A la fecha de la Ref. 63, aún no se habían fabricado células con este silicio.

Por otra parte, un grupo ruso comunicó ⁶⁴⁾ la construcción de células con Si dos veces recristalizado, granos de ~ 1 mm y eficiencia similar a la de las células monocristalinas.

Wolf - basado sobre un trabajo preliminar de Kolbe del año 1963 propuso recientemente ⁴⁰⁾ investigar la posibilidad de fabricar láminas de Si policristalino sometiendo muestras de Si sucesivamente a extrusión y laminado. Kolbe, partiendo de muestras de 5 cm de diámetro, había logrado producir una lámina de 1 mm de espesor y 65 cm^2 de área, libre de fisuras. Wolf retomó las experiencias partiendo de depósitos policristalinos de SiHCl_3 y, a la fecha de la publicación de la Ref. 40, los estudios estaban en una etapa aún muy preliminar. Están destinados a dilucidar cuestiones básicas como la reducción de espesor lográble en cada paso de laminado, las velocidades máximas de extrusión y laminado utilizables, el grado de cristalización alcanzable, etc.. Estas cuestiones están ligadas a la ductilidad del Si a diferentes temperaturas, sobre lo cual existe poca información. La recristalización de la lámina de Si policristalino se efectuaría enfogando un haz de electrones sobre ella ^{40,65)}.

De todo lo precedente, resulta fácil prever que los desarrollos en la producción de estas células se centrarán en: (a) aplicar la técnica de la recristalización para obtener mayores tamaños de grano en la primera capa depositada sobre el sustrato, si bien esto introduce una costosa etapa de fusión; (b) identificar otros sustratos apropiados; (c) demostrar la factibilidad de nuevos procesos para producir capas policristalinas aptas para la construcción de células solares; (d) efectuar evaluaciones realistas de costos, en particular en relación con el de células policristalinas de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$, que ya ahora se producen con eficiencias de hasta 8%.

Finalmente, señalamos que todo lo precedente se refiere a capas delgadas de Si policristalino producidas por medios no convencionales. A partir de obleas cortadas de lingotes de Si policristalino, ya hace tiempo se obtuvieron células de hasta 6% de eficiencia (Ref. 66). Como este método implica introducir el corte y pulido de obleas, se pierden muchas de las ventajas económicas inherentes a los métodos descritos.

Producción de Si de pureza grado solar terrestre

En todo lo que antecede hemos supuesto el uso de Si de elevada pureza, obtenido mediante el proceso clásico de producción, en una de cuyas etapas se alcanza pureza $> 99,99999\%$. Como variante, desde hace varios años, y siempre con la meta de disminuir costos, se encara la producción de "Si grado solar terrestre", definido como de pureza intermedia entre el grado metalúrgico (99% ; ~ 1 U\\$/kg) y el semiconductor ($> 99,99999\%$; ~ 70 U\\$/kg), pero suficiente como para tener resistividad $\geq 1 \Omega\text{-cm}$ y longitudes de difusión de los portadores minoritarios no menores que $\sim 50 \mu\text{m}$. Una contribución interesante para la correcta caracterización del concepto de Si grado solar fue hecha recientemente ⁶⁷⁾ en la compañía Texas Instruments Inc. y la Southern Methodist University, ambas de Dallas. Se dopó Si de grado semiconductor con una serie de impurezas de probable aparición si los cristales se suponen crecidos a partir de materia prima poco purificada. Con el material dopado se fabricaron diodos planos y células solares. Utilizando, para cada impureza, niveles de dopado variables sobre varios órdenes de magnitud, se estableció que, en general, las concentraciones aceptables *por impureza considerada* son del orden de 10^{15} átomo/ cm^3 para métodos de cristalización que no incluyen una etapa autopurificadora debida a procesos de segregación. En cambio, para la materia prima destinada a ser purificada por un proceso Czochralski o similar, las concentraciones iniciales aceptables pueden aumentar en un factor igual al coeficiente de segregación correspondiente: es decir, según la impureza, pueden alcanzar 10^{15} - 10^{18} átomo/ cm^3 , mientras que para material semiconductor se requiere 10^{14} átomo/ cm^3 .

Para la obtención del Si grado solar terrestre será ⁶⁵⁾ particularmente atractivo cualquier camino que evite la utilización del compuesto intermedio que, en el proceso clásico, se debe formar con el único fin de poder efectuar una purificación del material; con ello se eliminaría el costoso (económica y energéticamente) proceso ulterior de reducción de dicho compuesto intermedio (p. ej.: $\text{SiHCl}_3 + \text{H}_2 \rightarrow \text{Si} + 3\text{HCl}$).

A continuación mencionamos unos pocos de los trabajos últimamente dedicados a este importante tema, cuya expresa finalidad es la purificación de Si metalúrgico y la caracterización del material obtenido.

El grupo dirigido por Hunt en la Dow Corning Corporation, EE.UU. de N.A., en colaboración con Wolf, de la Universidad de Pennsylvania, inició ⁶⁸⁾ recientemente el análisis de todas las reacciones propuestas para la obtención de silicio, con el objeto de dividir las en factibles y no-factibles sobre la

base de consideraciones termodinámicas, económicas y tecnológicas. Como máximo costo aceptable para el silicio de calidad solar se estableció 10 U\$S/kg. Hasta el momento, se estudiaron más de 200 reacciones, limitando el análisis a los aspectos termodinámico y económico solamente. Por razones termodinámicas se eliminaron alrededor de 50 reacciones y por costo de las materias primas intervinientes, todas las restantes, excepto unas 20. Sobre estas últimas se centra ya el análisis detallado de factibilidad tecnológica, como también el esfuerzo de investigación que se está implementando. Todas estas reacciones usan sílice (SiO_2) como materia prima de partida. Cualquier reacción adicional que se proponga para la producción de Si solar puede ser analizada con la misma metodología empleada, a fin de discernir su factibilidad termodinámica-económica. Análisis similares se desarrollan también en el Japón ³⁷⁾.

También la purificación de Si grado metalúrgico para llevarlo a grado solar terrestre fue encarada ⁶⁹⁾ en la Dow Corning Corporation. La base para esto fue que su bajo precio permite someterlo a procesos de purificación relativamente caros, sin que por ello se excedan los costos para células terminadas, establecidos para la conversión fotovoltaica económicamente competitiva. Se hizo un primer crecimiento Czochralski, con lo cual la concentración de numerosas impurezas disminuyó decenas de veces, debido al favorable coeficiente de segregación para la mayoría de ellas (pág. IV-22). La parte más pura era, por supuesto, la vecina a la semilla de crecimiento. Por lo tanto, sometiendo la mitad superior de los lingotes obtenidos a un segundo crecimiento Czochralski, se obtuvieron muestras en las cuales las concentraciones iniciales de los elementos de transición se habían reducido en $\sim 10^4$ y la del aluminio en 10^2 , mientras que el boro, debido a su segregación prácticamente nula, no fue afectado (por lo cual el Si resulta de tipo p). Las resistividades logradas eran todas $< 0,1 \Omega\text{-cm}$ y, en consecuencia, las longitudes de difusión resultaron demasiado bajas. Células fotovoltaicas fabricadas con este Si metalúrgico doblemente purificado dieron eficiencias AM0 de $\sim 2\%$ (sin capa antirreflectante), con factores de llenado de $\sim 0,55$.

Dentro de su amplio programa y como consecuencia del análisis mencionado al comienzo de esta sección, la Dow Corning también inició ⁷⁰⁾ experimentos destinados a la purificación de Si grado metalúrgico con una primera etapa de procesamiento químico, complementada con otra de crecimiento Czochralski. La etapa química consiste en hacer burbujear oxígeno, cloro o una mezcla $\text{O}_2 + \text{Cl}_2$ a través de una masa fundida de Si metalúrgico, con lo cual se disminuye la concentración de muchas de las impurezas que contiene, sin pérdidas signifi-

cativas del volumen inicial de Si (<10 %). El método resultó especialmente efectivo para Al, Mn, Ti, Ni, Cr y Fe. La utilización de la mezcla es la que, tras el tirado de lingotes Czochralski a partir del Si químicamente purificado, da las muestras de mayor resistividad (hasta 0,2 Ω -cm, lo cual es por lo menos dos veces más que lo logrado en el procedimiento de doble purificación Czochralski mencionada en el párrafo anterior).

Es muy grande la multiplicidad de los posibles desarrollos futuros en este campo: (a) definición más precisa de las características que debe tener el Si grado solar terrestre, en particular profundización de los trabajos destinados a identificar los grados de concentración admisibles para las impurezas; (b) nuevos análisis, similares a los efectuados por el grupo de la Dow Corning, para identificar los procesos de síntesis más viables de ser integrados a métodos de fabricación totalmente automatizados; (c) experimentación con los procesos ya identificados como factibles (Ref. 68) pero aún no ensayados.

Automatización de los procesos de fabricación

Sea cual fuese el método de fabricación utilizado, sólo será económicamente viable si está altamente automatizado, y tanto más cuanto mayor sea la velocidad intrínseca de los procesos adoptados, ya que con ella crecerá la producción por equipo y por unidad de tiempo.

Quizá la única excepción a esta necesidad imperiosa de automatización de la producción sean las células capaces de ser operadas con radiación solar significativamente concentrada; en ellas, el elevado costo de fabricación por pequeñas tandas puede, eventualmente, ser compensado por su mayor eficiencia global.

En el proceso convencional de construcción de células de Si, las etapas de formación de la grilla, del electrodo posterior y de la capa antirreflecente se efectúan en condiciones de alto vacío, procesándose sucesivamente tandas de, a lo sumo, decenas de células. Esta metodología, por la necesidad de romper el vacío cada vez que se carga una nueva tanda, implica que el proceso global de fabricación deba ser discontinuo, lo cual conduce a altos costos de producción. Por otra parte, encarar la construcción de líneas de evaporación al vacío de elevada capacidad, continuas y totalmente automatizadas, requiere ingentes inversiones iniciales, cuya amortización es incompatible con costos de producción bajos.

Ante esta situación, Ralph, de la compañía Spectrolab Inc., de California, recientemente comunicó ⁷¹⁾ ensayos exitosos con células fabricadas sin etapas de evaporación al vacío. Se partió de una oblea Czochralski. Primeramente fue atacada con un decapante de NaOH según el procedimiento desarrollado por

Tabla 16.1

Características de células producidas sin etapas
de evaporación al vacío ^{a)}

Contacto posterior

	Ag - Ti ; SIN CAMPO COMPENSATORIO	Al SERIGRAFIADO; CAMPO COMPENSATORIO	Al EVAPORADO; CAMPO COMPENSATORIO
η_{AMO} (%)	10,9	12,0	12,6
V_{ca} (mV)	555	585	600

Cara frontal

RECUBRI- MIENTO ANTIRRE- FLECTANTE	I N C R E M E N T O E N I_{cc} (%)	
	Célula no-encapsulada	Célula encapsulada
-	0	9
Solución de vidrio $TiO_2 - SiO_2$	7	11
SiO	10	11

Parámetros de una célula tipo de $\phi = 5,1$ cm,
espesor = 225 μm y resistividad = 10 Ω -cm

η_{AMO} (%)	J_{cc} (mA/cm ²)	V_{ca} (mV)	P_m (mW/cm ²)	F
10,35	34	590	14	0,7

a) De Ref. 71.

Haynos et al.²⁹⁾, que produce una superficie rugosa de muy baja reflectividad (ver pág. IV-49). Las etapas de evaporación de los contactos posterior y frontal fueron reemplazados por procedimientos serigráficos, lo cual produce elevadas resistencias serie, especialmente en el contacto posterior, si es aplicado a Si de alta resistividad. Se optó por disminuir este efecto formando, con métodos simples, un campo eléctrico compensatorio adyacente a la superficie posterior (ver pág. IV-47). En la Tabla 16.1 se comparan resultados logrados con (a) contactos posteriores convencionales de Ag-Ti evaporados; (b) contactos formados mediante el serigrafiado de una pasta de aluminio y posterior difusión de ésta a 850 C para formar el campo compensatorio y un contacto metálico; (c) contactos formados por evaporación al vacío de Al puro y posterior difusión como en el caso anterior. Se observa que la disminución relativa de la eficiencia al pasar del Al puro evaporado al serigrafiado (casos (c) y (b), respectivamente) es de sólo 5 %. También se observa que se logra 10 % ó 15 % de aumento en la eficiencia si se incorpora un campo compensatorio. La grilla fue serigrafiada mediante una pasta formada por polvo de Ag, polvo de vidrio y un ligante orgánico, y luego sinterizada a 600 C; en la misma forma se trató la cara posterior para formar una superficie soldable. En cuanto a la capa anti-reflectante final, fue formada mediante el depósito no convencional, a presión atmosférica, de una solución de vidrio de Ti, después recocida a 250 C. En la Tabla 16.1 se comparan los resultados logrados con este antirreflectante y el convencional SiO evaporado al vacío. Si las células son encapsuladas, ambos son totalmente equivalentes. En la última parte de la Tabla 16.1 consignamos los parámetros característicos de una célula tipo obtenida con estos procedimientos. Si bien el factor de llenado es relativamente bajo, la calidad general de la célula es muy aceptable.

Wolf, de la Universidad de Pennsylvania, propició reiteradamente el ensayo de técnicas nuevas y automatizables para la producción masiva de células de Si (Refs. 40, 65 y 72 p. ej.), algunas de las cuales están ahora en su fase inicial de experimentación. Un ejemplo es el propuesto recientemente⁴⁰⁾ para unificar la fusión de Si grado metalúrgico y su transporte a través de un sistema de purificación hasta un sustrato sobre el cual se formarán capas policristalinas por deposición química a partir de una fase vapor. A la fecha de nuestra última información, sólo se habían comunicado ensayos preliminares. En la Fig. 16.19.a se muestra un esquema conceptual del proceso y en la Fig. 16.19.b uno del dispositivo utilizado para los primeros ensayos, que no incluyen etapas de purificación del Si grado metalúrgico usado. El SiF_4 actúa como transportador del Si, pasando a SiF_2 en el crisol y regenerándose al descomponerse sobre los sustratos a menor temperatura; por lo tanto, no se producen productos

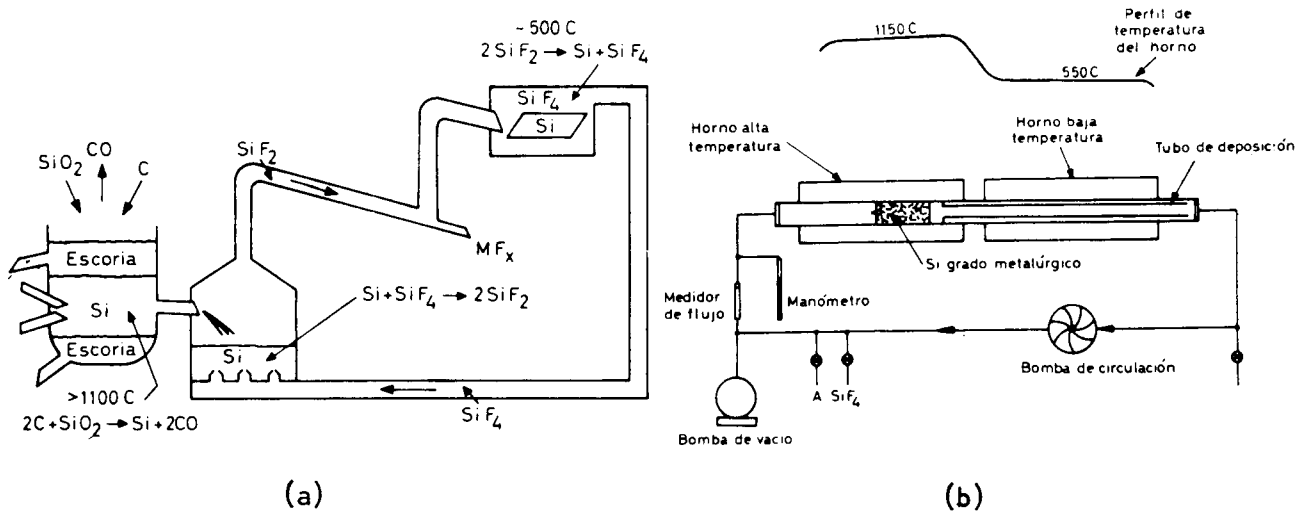


Fig. 16.19: (a) Esquema del sistema de producción de capas policristalinas de Si grado metalúrgico y reciclado de SiF_4 . El Si es transportado bajo la forma de SiF_2 y depositado sobre el sustrato, donde se regenera el SiF_4 que luego volverá a reaccionar con la masa de Si metalúrgico en el recipiente de la izquierda.

(b) Esquema del dispositivo utilizado en los primeros ensayos y distribución de temperaturas a lo largo del horno en una situación típica. En esta primera fase de los experimentos no se alcanzó la temperatura de fusión del Si en el crisol ubicado en la zona de alta temperatura ni se incluyeron etapas de purificación del Si. El flujo máximo admisible en el sistema es de unos 3000 l/h. Mediante pantallas apropiadas se obliga al SiF_4 a circular por la masa de Si y por el interior del tubo de cuarzo en la zona de baja temperatura, sobre cuyas paredes aparece el depósito policristalino. De Ref. 40.

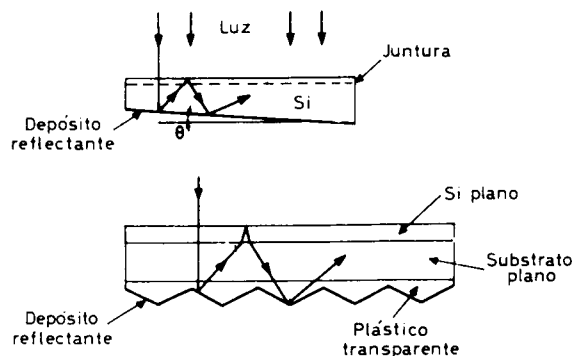


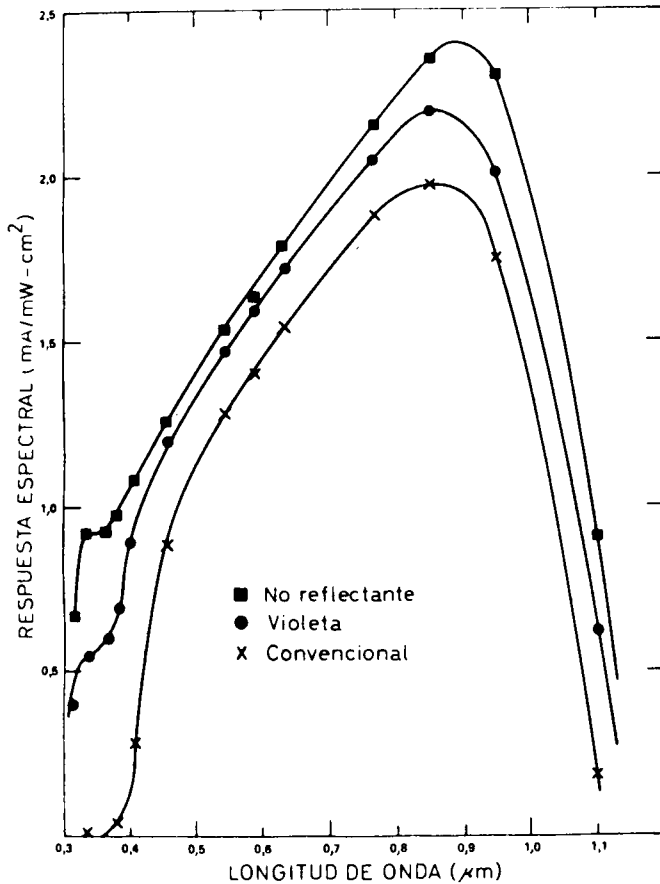
Fig. 16.20: Diseño de célula delgada de Si con paso múltiple de la radiación a través de ella. Arriba: principio de funcionamiento; el ángulo θ debe elegirse de manera que se produzca reflexión total en la cara interior de la superficie frontal. Abajo: variante utilizada por Redfield para la fabricación de sus células. De Ref. 74.

secundarios. Se estableció que, por ahora, con menos de 1200 C en la etapa de alta temperatura, el factor limitativo del proceso es la velocidad de reacción del Si con el SiF_4 en esa etapa. Los depósitos policristalinos se recogieron sobre las paredes del tubo de cuarzo en la región de baja temperatura y sobre obleas de Si, sin que se notaran diferencias de las velocidades de deposición, en condiciones bastante variadas. Cabe acotar que las expectativas ⁶⁵⁾ de que el SiF_4 reaccionara selectivamente con el Si de la masa fundida de Si grado metalúrgico, dejando atrás las impurezas contenidas en dicha masa, no se cumplieron: en los depósitos policristalinos estaban presentes la mayoría de las impurezas contenidas en el Si metalúrgico. Wolf indica que sus pasos siguientes son aumentar la temperatura más allá del punto de fusión del Si y, al mismo tiempo, introducir las imprescindibles etapas de purificación, cuya efectividad será definitoria de la factibilidad del procedimiento.

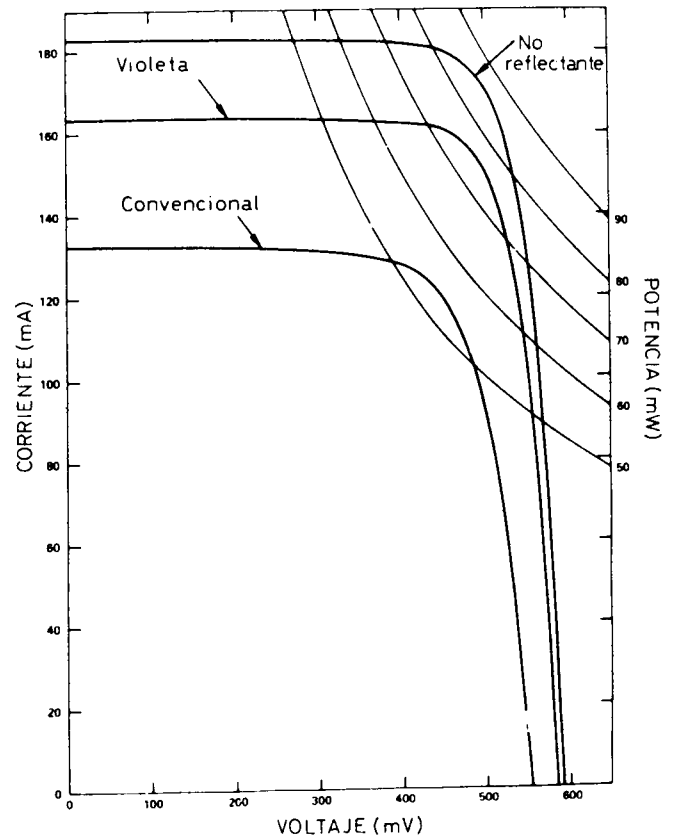
Mencionamos también acá una singular propuesta ⁷³⁾ de M. Kobayashi, de la Nippon Electric Co. Ltd., en la cual se procura eliminar totalmente el uso de electricidad en los procesos necesarios para pasar de sílice a silicio monocristalino Czochralski. En cada uno de los sucesivos pasos, el calor requerido es suministrado por un horno solar o por calefactores solares de agua. Además, muchos de los materiales usados en el proceso de purificación serían reciclados (H_2 , HCl , FeCl_3).

Otras posibilidades de disminución de costos

Aparte de las técnicas discutidas en las secciones precedentes, existe una variedad de proposiciones para abaratar la producción de células de Si (ver, p. ej., Refs. [d], [e] y [f] y las revistas especializadas allí citadas). Mencionamos experimentos de Redfield ⁷⁴⁾, de los RCA Laboratories, de EE.UU. de N.A., para la construcción de células de tan solo 2-3 μm de espesor, dotadas en su parte posterior de un reflector que multiplica el paso de la radiación por el Si. Con esto, no sólo se produce un ahorro de material, sino que también se puede utilizar Si de menor pureza ya que el extremo rojo del espectro reflejado será absorbido en la cercanía de la juntura, por lo cual la longitud de difusión de los portadores minoritarios en la base puede ser baja (pocos μm). Redfield depositó películas epitaxiales de Si de 2,5 μm sobre un sustrato de zafiro y aplicó detrás un reflector plástico (Fig. 16.20). El valor de L fue $< 1 \mu\text{m}$, no obstante lo cual, aun sin optimizar en lo más mínimo la resistencia serie de la célula, obtuvo $V_{ca} \sim 400 \text{ mV}$ y $J_{cc} \sim 6,5 \text{ mA/cm}^2$; 20 % de la potencia de salida fue atribuida al efecto del reflector. La juntura se formó por implantación iónica de los dopantes, un método que permite un control fino de (a) la profundidad de la juntura, (b) la distribución de los dopantes en la región



(a)



(b)

Fig. 16.21: (a) Respuesta espectral para células convencional del año 1970, "violeta" y no-reflectante. Las unidades están dotadas de capa antirreflectante de Ta_2O_5 y encapsulamiento de cuarzo. De Ref. 29.

(b) Características I-V para células del mismo tipo, de 2 cm x 2 cm, en condiciones AM0. Las eficiencias a las respectivas potencias máximas son de aproximadamente 10, 13,5 y 15 %; equivalen a $\eta(\text{AM1})$ de aproximadamente 13,5, 18 y 20 %. De Ref. 29.

frontal de manera de generar un campo eléctrico auxiliar para la difusión de los portadores minoritarios hacia la juntura, (c) la resistencia serie de esta región. Sus inconvenientes son que requiere equipo costoso y, produciendo una cantidad elevada de dislocaciones en el material, exige un proceso de recristalización, también costoso, a pesar del cual suelen lograrse sólo valores bajos de V_{ca} . Ponpon y Seiffert, de la Universidad Louis Pasteur, de Estrasburgo, Francia intentan ⁷⁵⁾ reemplazar la implantación iónica por otro método con iguales ventajas pero sin los inconvenientes económicos y técnicos de ésta o del proceso usual de difusión. Ensayaron preliminarmente el uso de descargas en frío, con un dispositivo que esperan poder aplicar en líneas automatizadas de fabricación de células a base de cintas monocristalinas.

Desarrollos menores

Son numerosos los desarrollos que, con el sentido que en la pág. IV-20 dimos a la expresión, son "menores" para las aplicaciones terrestres (si bien pueden ser muy significativas para las espaciales). En una selección un tanto arbitraria, de la cual excluimos expresamente aquellos desarrollos que sólo representan ventajas para la operación en condiciones AMO, mencionamos entre los más recientes:

CAMPO ADYACENTE A LA SUPERFICIE POSTERIOR (BSF[†]): Mandelkorn y Lamneck ^{76,77)} del NASA-Lewis Research Center, de EE.UU. de N.A., introdujeron una región altamente dopada, p^+ , en la inmediata vecindad del contacto óhmico posterior, con lo cual en ésta disminuye la resistividad por debajo de los usuales 10 Ω -cm. El efecto es que la barrera de potencial que aparece entre las dos partes de la región base mantiene a los portadores minoritarios alejados del sumidero constituido por el mencionado contacto metálico; por lo tanto, crece la respuesta en el rojo. Además, la barrera influye sobre la acción de la juntura n-p frontal, aumentando en $\sim 10\%$ el valor de V_{ca} . Un análisis de las características del BSF es hecho, por ejemplo, en las Refs. 77-79.

CELULA VIOLETA: Fue introducida en 1972 por Lindmayer y Allison ²⁸⁾, de la Communications Sattellite Corp. (COMSAT), de EE.UU. de N.A., quienes disminuyeron la concentración de dopantes en la inmediata vecindad de la superficie de la región frontal, con lo cual decreció la intensa recombinación de portadores minoritarios en ella (que prácticamente la convertía en una "capa muerta"). Además, ubicaron la juntura a muy poca profundidad. La conjunción de ambas innovaciones aumentó la respuesta para el extremo violeta del espectro

[†] Back-Surface Field.

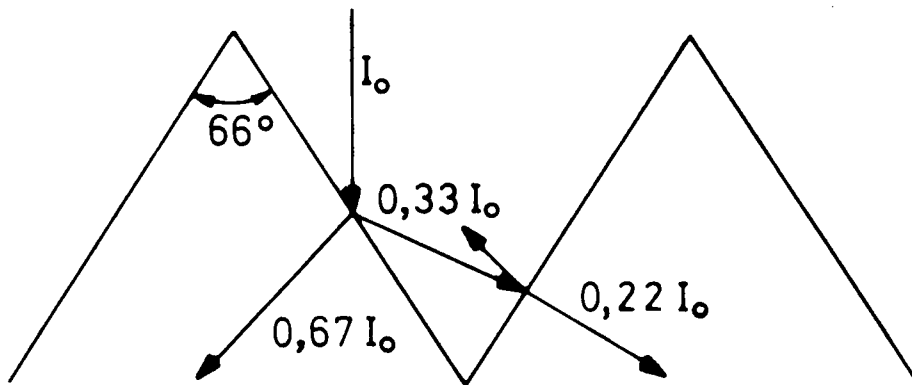


Fig. 16:22: Corte de una superficie ideal de una célula no-reflectante. El decapado produce tetraedros de tamaño variado (en promedio de $3 \mu\text{m}$ en la base e igual altura), distribuidos sobre la superficie con espaciados no uniformes. Se incrementa la interacción del haz luminoso con la célula debido a sus reflexiones múltiples en la superficie, absorbiéndose, en cada una de ellas, el 67 % de la intensidad incidente. La reflectividad es de $\sim 20 \%$, en comparación con $\sim 40 \%$ para superficies lisas de Si, en ambos casos sin depósitos antirreflectantes. Un análisis de las trayectorias ópticas muestra que, en promedio, la generación de portadores ocurre más cerca de la junta que en una célula convencional. Además, si la cara posterior es lisa, ocurre reflexión total en ella, con lo cual aumenta adicionalmente la respuesta en el rojo (ver Fig. 16.21 a). De Ref. 29.

solar (Fig. 16.21.a), pero al precio de incrementar sensiblemente la resistencia serie de la región frontal; esto último fue compensado con grillas de menor malla. Además, se tuvo buena respuesta en el extremo rojo mediante la incorporación del campo compensatorio vecino a la cara posterior, discutido precedentemente. El incremento de eficiencia AM1 respecto de células "convencionales" fue de ~30% (Fig. 16.21.b).

Trabajos similares, aunque con menor aumento total de la eficiencia, fueron efectuados en la Société Anonyme de Télécommunications, de Francia ⁸⁰⁾.

Una consecuencia interesante del uso espacial de la célula violeta es que llevó a la conclusión de que, en el extremo azul-violeta, el espectro solar aparenta ser más intenso de lo previamente supuesto ⁸¹⁾.

CELULA NO REFLECTANTE: Haynos et al. ²⁹⁾, de los mismos laboratorios de COMSAT, presentaron en 1974 esta célula, basada sobre una ingeniosa modificación de la superficie frontal de la célula "violeta" mediante decapado con hidróxido de potasio (Fig. 16.22). Se obtuvieron eficiencias AM1 superiores al 20%, lo cual constituye una mejora de ~14% respecto de la célula violeta (Fig. 16.21.b), originándose la diferencia fundamentalmente en la región ultravioleta; además, la célula no reflectante resultó poseer aún mayor resistencia a las radiaciones ionizantes que la célula violeta. Las investigaciones sobre la célula no reflectante siguen intensamente en COMSAT (varios trabajos en la Ref. [f]) y, sobre algunas de sus variantes, en el NASA-Lewis Research Center ⁸²⁾.

EFICIENCIA EN FUNCION DE RESISTIVIDAD DEL MATERIAL BASE: Es grande la cantidad de trabajos recientes que investigan las propiedades de células de Si con elevado grado de dopado en la base (ver p. ej. Ref. [e], Sesión 1 y Ref. [f], Sesión 1). La conclusión general pareciera ser que conviene trabajar entre los límites 0,1-1 Ω -cm, en combinación con un BSF, grillas de malla delgada y superficies decapadas a fin de disminuir su reflectividad. Para células del tipo "violeta", el óptimo parece estar más cerca de 0,1 Ω -cm que para las convencionales más antiguas.

De lo dicho precedentemente en esta sección, es obvio que el valor de resistividad adoptado en una célula es una solución de compromiso que debe tener en cuenta parámetros como longitud de difusión de los portadores minoritarios y resistencia serie, directamente vinculados a la eficiencia de conversión. Para operación espacial, debe considerarse, además, la degradación por daño por radiación, tanto mayor cuanto menor es la resistividad del material. Una de las células para uso espacial de mayor eficiencia AM0 utiliza Si de 20 Ω -cm ³⁴⁾.

CELULAS DE CdS/Cu_xS

En el desarrollo tecnológico de las células de CdS/Cu_xS durante la presente década se pueden señalar dos etapas. En la primera, los esfuerzos se centraron en resolver la cuestión de la falta de estabilidad que las caracterizaba y que hizo que fueran totalmente descartadas para aplicaciones terrestres y espaciales (lo segundo, a pesar de su flexibilidad mecánica, alta resistencia a radiaciones ionizantes y ventajosa relación potencia/peso[†]), Los progresos efectuados hasta el presente al respecto son muy significativos; no obstante, el problema no está resuelto en forma general y los grupos dedicados a desarrollos en este campo, aun los más avanzados, continúan investigando las características de los procesos de degradación (p. ej., Refs. 83-86).

La segunda etapa se distingue porque los esfuerzos se centran en modificaciones radicales de los procesos "clásicos" de fabricación de células. En estos procesos, el paso más costoso es la evaporación al vacío de la capa de CdS sobre un sustrato apropiado: por una parte, para lograr buena adherencia, requiere alto vacío y, por otra, insume mucho tiempo, ya que debe efectuarse por tandas (igual que en las evaporaciones al vacío ligadas a la fabricación de células de Si). Es, por lo tanto, una etapa que convierte en discontinuo todo el procedimiento. Los mismos inconvenientes se presentan en la formación de la grilla y/o de un eventual contacto óhmico entre sustrato y capa n, si para ello se utiliza también la evaporación al vacío. Consecuentemente, una reducción significativa de costos de fabricación implica modificar esa manera de formar las capas de las células, en particular la de CdS. Uno de los caminos es hacer más eficiente el procedimiento mediante la instalación de líneas de fabricación continuas, automatizadas y de gran capacidad para todas las etapas, incluyendo las de evaporación al vacío. Este enfoque fue propiciado⁸⁷⁾ por el grupo del Instituto de Conversión de Energía de la Universidad de Delaware, EE.UU. de N.A., bajo la dirección de K.W.Böer, como también por algunos otros grupos (p. ej. Refs. 88 y 89). Un camino alternativo estriba en reemplazar por otros métodos tantas etapas de evaporación al vacío como sea posible. Entre éstos, el más avanzado consiste en depositar la capa de CdS sobre el sustrato mediante pulverización de una solución (spray) que contiene Cd y S.

[†] ~100 - 140 W/kg

Por otra parte, dado que la comprensión del mecanismo básico de funcionamiento de las células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ dista de ser completa, se efectúan continuas investigaciones teóricas y experimentales destinadas a aclararlo (ver, p. ej., Refs. |e| y |f|).

Los desarrollos de la tecnología de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ se centran en Francia y EE.UU. de N.A. y, en menor grado, Gran Bretaña, República Federal Alemana, Japón y URSS.

Estabilidad de las células

La discusión con algún detalle de este tema, durante tanto tiempo predominante, ilustra sobre factores y procedimientos constructivos que caracterizan a la tecnología actual y deben ser tenidos en cuenta en todo desarrollo ulterior.

Hacia 1970 se había establecido (p. ej. Palz et al. ⁹⁰⁾ y Bernatowicz y Brandhorst ⁹¹⁾ que las disminuciones de eficiencia se producían tanto a temperaturas y condiciones atmosféricas correspondientes a operación terrestre cuanto a las temperaturas y condiciones de vacío encontrables en operación espacial. Dependiendo de algunos parámetros operativos, se afectaba fundamentalmente a V_{ca} ó a I_{cc} ; además, la degradación era particularmente intensa e irreversible si se superaba cierta tensión de operación crítica, $V_c \sim 350$ mV. Ya entonces, teniendo en cuenta que la región p es la principal fuente de la corriente fotogenerada y que V_{ca} es determinado por la calidad de la juntura misma (pág. IV-15), se atribuyó unánimemente la disminución de I_{cc} a una degradación del Cu_xS y la de V_{ca} al deterioro de la heterounión $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$. Como causas, en cierta manera "macroscópicas", de la falta de estabilidad, se señalaron: (a) la estructura policristalina de las capas constitutivas de las células, que implica una superficie efectiva expuesta a agentes atmosféricos mucho mayor que el área de la célula; (b) la gran movilidad de los iones de Cu; (c) las transformaciones de fase del sulfuro de Cu, dentro del rango de temperaturas de operación de las células. Las investigaciones posteriores confirmaron en detalle estas conclusiones preliminares.

El grupo francés encabezado por la SAT e integrado por varios institutos oficiales y universidades efectuó ^{30, 86, 92, 93)} una serie de estudios paramétricos de las capas n y p, destinados a optimizarlas en todos sus aspectos: espesores, dopado, composición estequiométrica del Cu_xS , disminución de la densidad (cantidad) de bordes de grano y de intersticios intergranulares. También el grupo de la Universidad de Delaware ^{87, 87, 94)} realizó numerosas investigaciones tendientes a la optimización de sus células. Analizamos los resultados separadamente para degradaciones independientes y

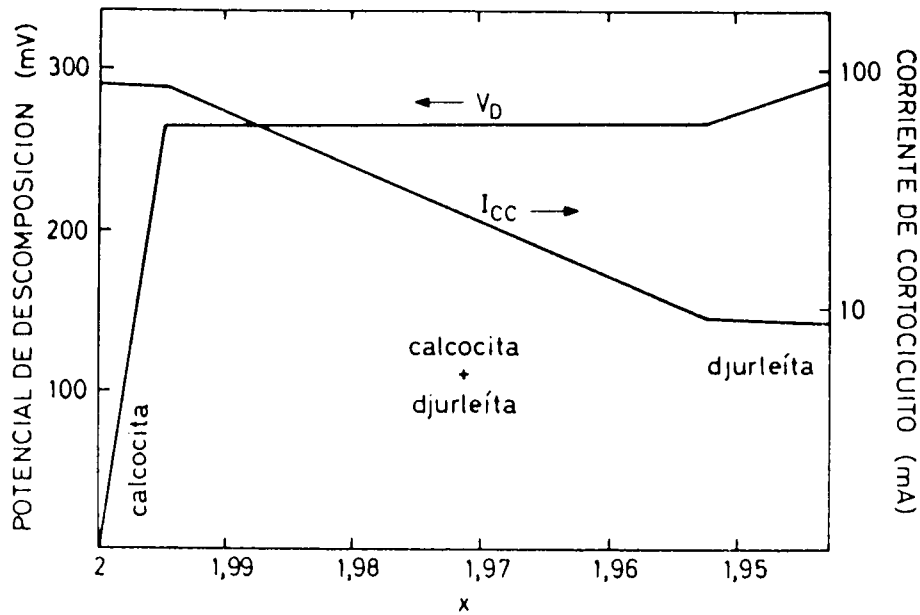


Fig. 16.23: Potencial de descomposición V_D y corriente de cortocircuito I_{cc} en función de x . Para $1,995 \leq x \leq 2$, la corriente de cortocircuito es prácticamente constante, mientras que V_D cae fuertemente para x tendiendo a 2. Por lo tanto, conviene elegir x cercano al límite inferior del rango mencionado. (En la práctica, debido a efectos secundarios, V_D resulta superior a lo indicado en la figura; por ej.: 330 mV para $x = 1,995$). De Ref. 86.

		PROCESO DEGRADACIÓN ELECTROQUÍMICA	
		Primer paso: Difusión activada por campo eléctrico	Segundo paso: Óxido-reducción en cátodo
CELULAS GENERACION ANTERIOR	Corte esquemático		
	Característica I-V		
CELULAS GENERACION ACTUAL	Corte esquemático		No ocurre
	Característica I-V		

Fig. 16.24: Degradación electroquímica de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ debida a la difusión de Cu^+ , activada por el campo eléctrico existente, y a procesos de óxido-reducción. Las células actuales contienen impurezas que bloquean la difusión de Cu^+ a través del CdS y también activadores destinados a promover el crecimiento de cristales, con lo cual se disminuye la densidad de intersticios intergranulares y la mencionada difusión. Además, se cuida la composición estequiométrica inicial y la calidad de las capas depositadas. De Ref. 86.

dependientes de la presencia de aire atmosférico.

DEGRADACION EN AUSENCIA DE AIRE: En un trabajo reciente ⁸⁶⁾, el grupo francés describió las causas de la degradación de las células aun en ausencia de aire, a la vez que indicó la tecnología utilizada por el grupo para evitarlas (para una mejor comprensión de los párrafos que siguen, ver Fig. 16.8):

(a) un proceso en el cual los electrones generados por la radiación solar en la capa de Cu_xS , son capturados en trampas existentes en la juntura; esto crea una carga espacial que altera el valor efectivo de la barrera, produciéndose una disminución de V_{ca} . El efecto sólo aparece en condiciones de iluminación o polarización exterior de la célula, es reversible, y fue eliminado introduciendo impurezas apropiadas en la región n.

(b) la descomposición irreversible de la capa p por un mecanismo de óxido-reducción cuando el potencial sobre la capa supera el potencial de descomposición V_D del Cu_xS . Como se observa en la Fig. 16.23, V_D depende de la estequiometría del Cu_xS , con una fuerte caída en la inmediata vecindad de estequiometría perfecta $x = 2$, región en la cual I_{cc} se mantiene invariablemente alta. El conocimiento correcto de estas dependencias, aconsejó producir la capa p con el valor óptimo de x , que resulta algo menor que 1,995. Cabe señalar aún que, en una célula bien construída, la resistencia de la capa n (CdS) es por lo menos 5 veces superior a la de la capa de Cu_xS ; por lo tanto, un valor de $V_{ca} = 600$ mV es perfectamente tolerable, pues sólo implica 120 mV sobre la capa p.

(c) la difusión de Cu^+ desde la capa p hacia el CdS , activada por el gradiente de concentraciones y el campo eléctrico existentes. Se forma Cu_2S en la capa n que, tras cierto tiempo, difunde hasta la cara posterior del CdS (cátodo) y produce cortocircuitos irreversibles (si bien de resistencia relativamente elevada) desde allí hasta la región p, a través de la juntura (Fig. 16.24).

(d) la descomposición irreversible del Cu_2S depositado sobre el cátodo durante el precedente proceso (c), a causa del mecanismo de descomposición descrito en (b), siempre que el potencial sobre la capa de CdS supere el valor V_D . A consecuencia de esta descomposición y del campo eléctrico existente, rápidamente crecen filamentos de Cu metálico desde el cátodo a la región p, produciéndose la destrucción total del diodo (Fig. 16.24). Obviamente este efecto es minimizado si se logra inhibir el proceso de difusión (c). A este fin, la SAT y sus colaboradores disminuyeron la movilidad de Cu^+ en la capa p mediante un crecimiento controlado de los cristales para disminuir la densidad de

bordes de grano y el control estricto de la estequiometría del sulfuro de Cu, (ya que dicha movilidad, en presencia de campo eléctrico, crece directamente al disminuir x). Asimismo, la disminuyeron también en la capa n, dopándola con compuestos adecuados para dificultar la difusión de los Cu^+ y reduciendo la densidad de bordes de grano e intersticios intergranulares con la incorporación de activadores específicamente destinados a promover el crecimiento de cristales. De este modo, se logró trabajar con tensiones sobre la capa n superiores al potencial de descomposición V_D del Cu_2S , aun con espesores de dicha capa inferiores a los valores usuales al comienzo de la década. Además, V_{ca} puede superar sin inconvenientes la tensión de operación crítica de ~ 350 mV mencionada al comienzo de esta sección.

DEGRADACION EN AIRE ATMOSFERICO: En la Fig. 16.23 se observa la fuerte dependencia de I_{cc} y, por lo tanto, de la eficiencia respecto de la estequiometría del Cu_xS al pasar de la fase de djurleíta a la de calcocita. El grupo francés mostró, además, que, si bien con x razonablemente elevados se obtenían eficiencias aceptables, sólo para x próximo a 2 se evitaba que éstas disminuyesen pronunciadamente al elevarse la temperatura a más de ~ 80 C (Ref. 92).

Esta fuerte dependencia de la calidad de las células respecto de x es de importancia fundamental para operación terrestre, pues, en aire, el proceso de oxidación $\text{Cu}_x\text{S} + \frac{\delta}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{Cu}_{x-\delta}\text{S} + \delta \text{CuO}$ varía rápidamente la estequiometría. La mencionada dependencia de I_{cc} respecto de T se justifica teniendo en cuenta que la movilidad de los iones de Cu^+ desde el cuerpo de la capa p hacia su superficie -donde tiene lugar la oxidación- crece con la temperatura (depende, además, de la fase del sulfuro de cobre en que se realice el transporte). El grupo de Delaware⁸⁵⁾ señala que la disminución de I_{cc} en aire se debe, en primera aproximación, sólo a la oxidación, ya que la cantidad de Cu que difunde hacia el CdS es de segundo orden en lo que se refiere a cambios de estequiometría de la capa p. La degradación se evita con un buen encapsulante, manteniendo la temperatura razonablemente baja y un apropiado valor de x .

SAT encapsuló sus células individualmente en vidrio; armadas en paneles que luego fueron montados en París y en los Pirineos, no mostraron⁸⁶⁾ caída alguna de la eficiencia tras un año de operación continuada. Además, un ensayo de 5000 h en laboratorio, a 95 % de humedad relativa, 40 C y condiciones de operación a máxima potencia extraíble, dio una pérdida de calidad de sólo 1 % y otro de 3000 h en condiciones AMO a 60 C, dio igual resultado.

En cuanto al grupo de Delaware, en 1974 montó conjuntos de 104 células de 55 cm^2 de área activa cada una, cubiertas por plexiglass, dentro de

paneles herméticos barridos por un flujo de N_2 ultrapuro y los instaló sobre el techo de la casa solar allí existente^{85,94)}. La temperatura de las células se mantuvo siempre por debajo de 65 °C mediante refrigeración a aire. Su eficiencia inicial era de unos 3 % y no se observó degradación alguna de su valor a lo largo de los primeros 20 meses del ensayo en ejecución. Experimentos realizados a lo largo de 13 meses en laboratorio, en condiciones artificiales de AM1 y con las células inmersas en atmósferas de N_2 o de Ar puros, dieron resultados equivalentes al recién consignado. En cambio, mostraron pérdidas variables en la eficiencia, de hasta el 95 %, si la atmósfera era de aire.

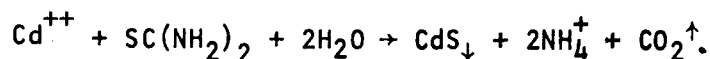
También en la Unión Soviética se optó por utilizar vidrio como encapsulante, ya sea para células individuales cuanto para módulos; en este último caso se los coloca dentro de tubos de vidrio sellados (por ej., Ref. 95).

En resumen, si las células de CdS/Cu_xS se construyen teniendo en cuenta todos los factores considerados al analizar ambos tipos de degradación (básicamente: estequiometría correcta del Cu_xS , dopado adecuado de ambas capas semiconductoras, encapsulado apropiado, $T \lesssim 70$ °C), "no queda duda alguna referente a su capacidad para trabajar exentas de degradación por períodos de más de 10 años en condiciones normales de uso terrestre" (Refs. 24 y 86).

Método de pulverización de soluciones ("spray")

Las investigaciones referentes a este método se iniciaron⁹⁶⁾ a comienzos de la década en la D.H.Baldwin Co., de EE.UU. de N.A., y se incrementaron sustancialmente hacia 1973-74, al iniciar sus trabajos^{30,31,86,97)} varios grupos franceses que consideraban que eran excesivas las inversiones iniciales requeridas para la automatización total de la tecnología basada sobre etapas de evaporación al vacío. También el citado grupo del Instituto de Conversión de Energía de Delaware encaró⁹⁸⁾ recientemente esta línea de fabricación.

En este procedimiento, una solución de tiourea y de una sal de Cd se pulveriza en aire sobre un sustrato metalizado caliente, en cuya superficie reaccionan entre sí, formando una capa policristalina. Por ejemplo³¹⁾:



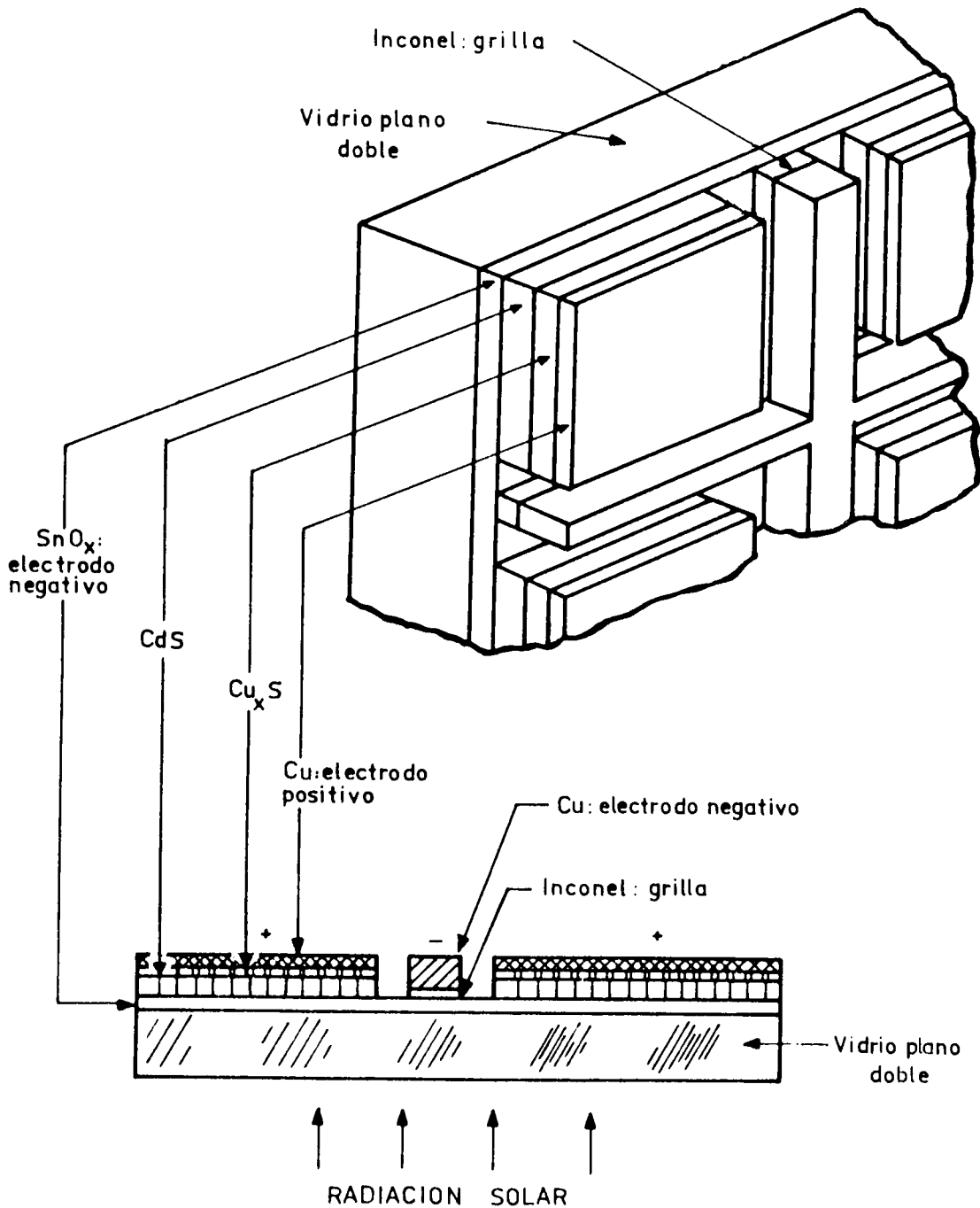


Fig. 16.25 : Esquema y corte de una de las células cuya producción masiva propone la D.H. Baldwin Co. La luz incide a través del vidrio y del electrodo negativo transparente de SnO_x. Tanto la grilla de Inconel-Cu que establece el contacto con este electrodo cuanto el electrodo positivo son evaporados al vacío. Datos adicionales en Tabla 16.2. De Ref. 96.

Se pueden utilizar, por supuesto, otros compuestos y también el sustrato puede variarse. El método permite obtener capas de CdS más densas (con menos intersticios intergranulares) que las logrables por evaporación en vacío, con lo cual (ver pág. IV-54) el espesor es reducible a unos pocos μm , particularmente si el sustrato es suficientemente liso como para evitar que se formen inhomogeneidades⁹⁶⁾; esta reducción tiene importancia desde el punto de vista de la disponibilidad mundial de Cd y del costo total de las unidades. Por otra parte, la estequiometría del depósito, importante para definir la resistencia específica de la capa n y, por lo tanto, la eficiencia, queda automáticamente asegurada por originarse en una reacción química; en el método por evaporación al vacío, en cambio, la estequiometría depende de las presiones relativas del Cd y del S, que no son fácilmente controlables. Efectuar la pulverización en atmósfera inerte presenta ciertas ventajas, pero es económicamente prohibitivo. Existen diversas alternativas para los demás pasos de fabricación: obtención de la región p, de la grilla, del encapsulado, etc..

Aunque ninguno de los grupos arriba referidos pasó de la etapa de laboratorio, los investigadores que los integran confían en lograr células de grandes dimensiones ($\sim 1000 \text{ cm}^2$), buena eficiencia y bajo costo. En este contexto, es de destacar que el grupo francés hoy considera⁸⁶⁾ que "es preferible focalizar todo futuro esfuerzo hacia el desarrollo de la técnica de pulverización", ya que "es la única que ofrece reales posibilidades de obtener el nivel de precios compatible con una producción masiva de energía eléctrica". Por su parte, la Baldwin Co., de continuar la evolución favorable en cuanto a eficiencia y estabilidad de las células que desarrolla, prevé instalar una planta piloto para la producción de unidades de no menos de $30 \times 30 \text{ cm}^2$. A continuación describiremos con algún detalle las tareas encaradas por ambos grupos.

D.H.BALDWIN CO.: Los desarrollos para la fabricación de células se orientan desde 1970^{96,99)}, bajo la dirección de J.F.Jordan, hacia el aprovechamiento pleno de un proceso industrial ya experimentado como lo es la fabricación automática de vidrio plano doble, el cual se eligió como sustrato microscópicamente liso y poco costoso. La solución cuprosa es depositada por pulverización de una solución de acetato de Cu, N-N'-dimetil tiourea y otros ingredientes. La grilla es evaporada al vacío. En la Fig. 16.25 se muestra la estructura de las células, en las que, a diferencia de lo que sucede en las ilustradas por las Figs. 16.8 y 16.27 la luz incide a través de la región n. El electrodo negativo de Sn_xO tiene una transmisión

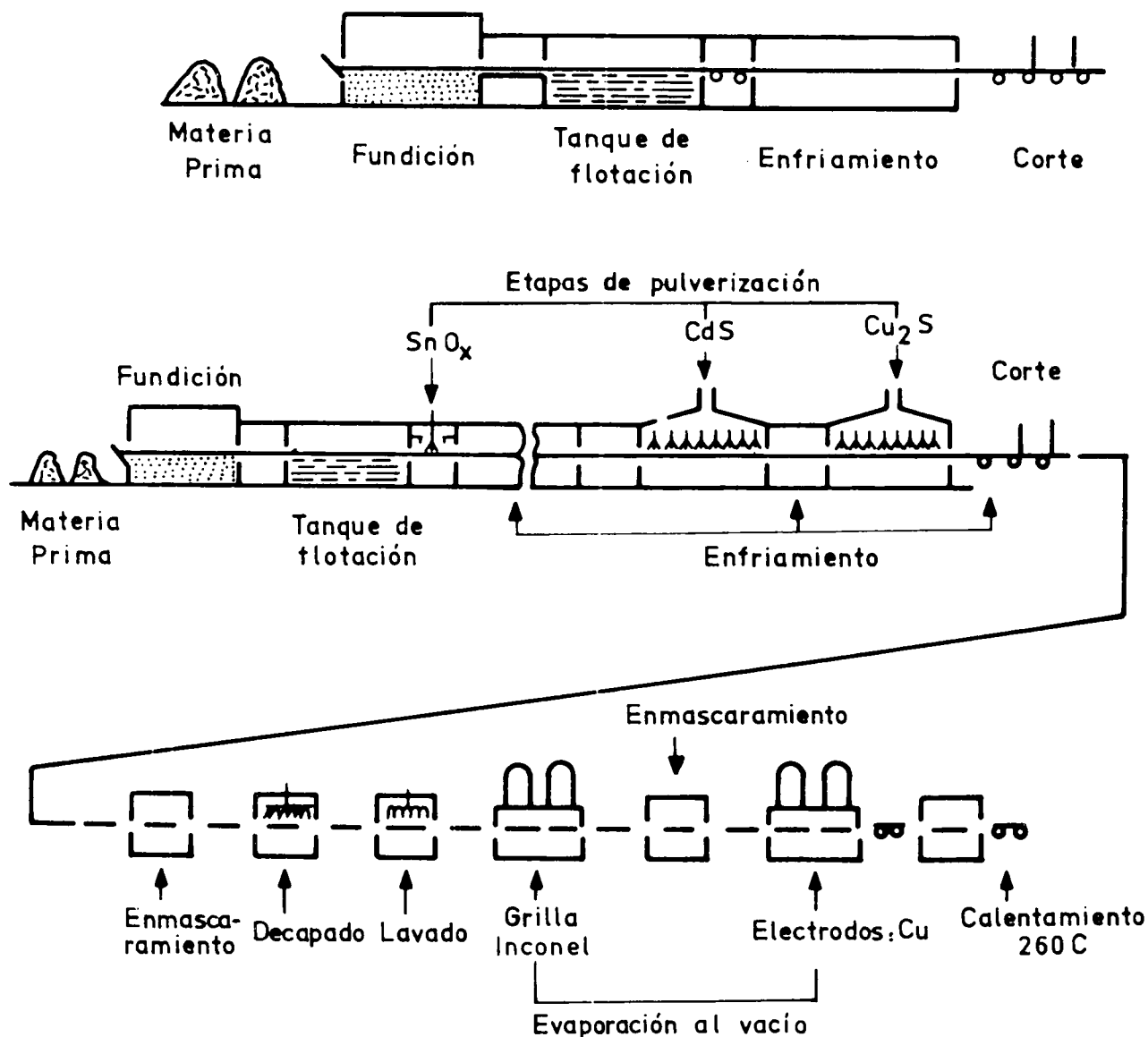


Fig.16.26: Arriba: típico esquema de producción de una planta de fabricación de vidrio plano por flotación. La materia prima alimenta en forma continua un horno de fundición y el líquido resultante se vuelca sobre un baño de estaño fundido, formándose una plancha de vidrio de algunos metros de ancho que luego es llevada a una estufa de enfriamiento y, finalmente, cortada a la medida deseada.

Abajo: esquema de la línea de producción propuesta; tres tanques de flotación con líquido caliente aseguran el calentamiento uniforme requerido para la obtención de depósitos uniformes de SnO_x , CdS y Cu_2S ; cierran la línea las etapas de evaporación de la grilla y del electrodo positivo y la del tratamiento térmico final. De Ref. 96.

que, en la zona más intensa del espectro AM1, es de 80-95 %. La lisura del vidrio permite obtener depósitos de CdS policristalino de sólo 2 μm de espesor, sin que se formen los campos eléctricos concentrados que aparecen con bases más rugosas. La capa p está protegida de la degradación que provocan el vapor de H_2O y el O_2 atmosféricos por el ánodo de 0,7 μm de Cu evaporado y por un depósito adicional de Pb. Según Jordan, se evita que el Cu difunda a través del Cu_xS hasta llegar a cortocircuitar a la juntura, mediante la incorporación controlada de oxígeno al proceso de pulverización de la región p y sometiendo a las unidades terminadas a un tratamiento térmico final, a 260 C. En la Fig. 16.26 se muestra un esquema de producción de una planta de fabricación de vidrio plano por flotación, como también las modificaciones a introducir para la producción de células de CdS/ Cu_xS en gran escala, según el proyecto de la Baldwin Co..

Tras la fabricación no automatizada de varios miles de células *en condiciones de laboratorio*, la eficiencia AM1 promedio obtenida es levemente superior a 4,5 % para células de 5 x 5 cm^2 . En cuanto a la estabilidad, los controles aún son escasos; a la fecha de nuestra última información (Ref. 99), se habían estudiado las primeras células (eficiencias entre 2 y 3,5 %) a lo largo de 9 meses, no encontrándose alteraciones significativas siempre que fuesen mantenidas en ambiente seco. Cabe señalar que en estas células de juntura posterior, no es simple aumentar la estabilidad mediante dopado del CdS con compuestos de Cu (ver página IV-54), pues esto produce una sensible disminución de la transmisión óptica de la capa frontal para la radiación con energía inferior al E_g del CdS.

Se espera ⁹⁹⁾ llegar próximamente a eficiencias de 10 % mediante (a) la incorporación de depósitos antirreflectantes sobre la cara frontal de vidrio y/o entre ésta y el recubrimiento de Sn_xO , (b) el aumento del espesor de la capa de Cu_xS para incrementar la respuesta en el extremo rojo del espectro y (c) un mejor control de otros parámetros de fabricación determinantes de la calidad de las células (p. ej.: estequiometría del Cu_xS , de sólo 1,95 actualmente; resistencia específica de la capa de CdS, por ahora demasiado elevada).

En la AEG-Telefunken de Heilbronn ¹⁰⁰⁾ y en la Universidad de Stuttgart ¹⁰¹⁾, ambas en la República Federal Alemana, se estudió la relación existente entre la eficiencia de células y las características de depósitos de Cu evaporados sobre la región p cuando aquellos son sometidos a un tratamiento térmico final de 180 C. En el más reciente de los trabajos (Ref. 101) se obtuvo máxima eficiencia para depósitos con espesores entre 0,007 y 0,015 μm y se concluyó que depósitos más gruesos, como los de 0,7 μm usados (a)

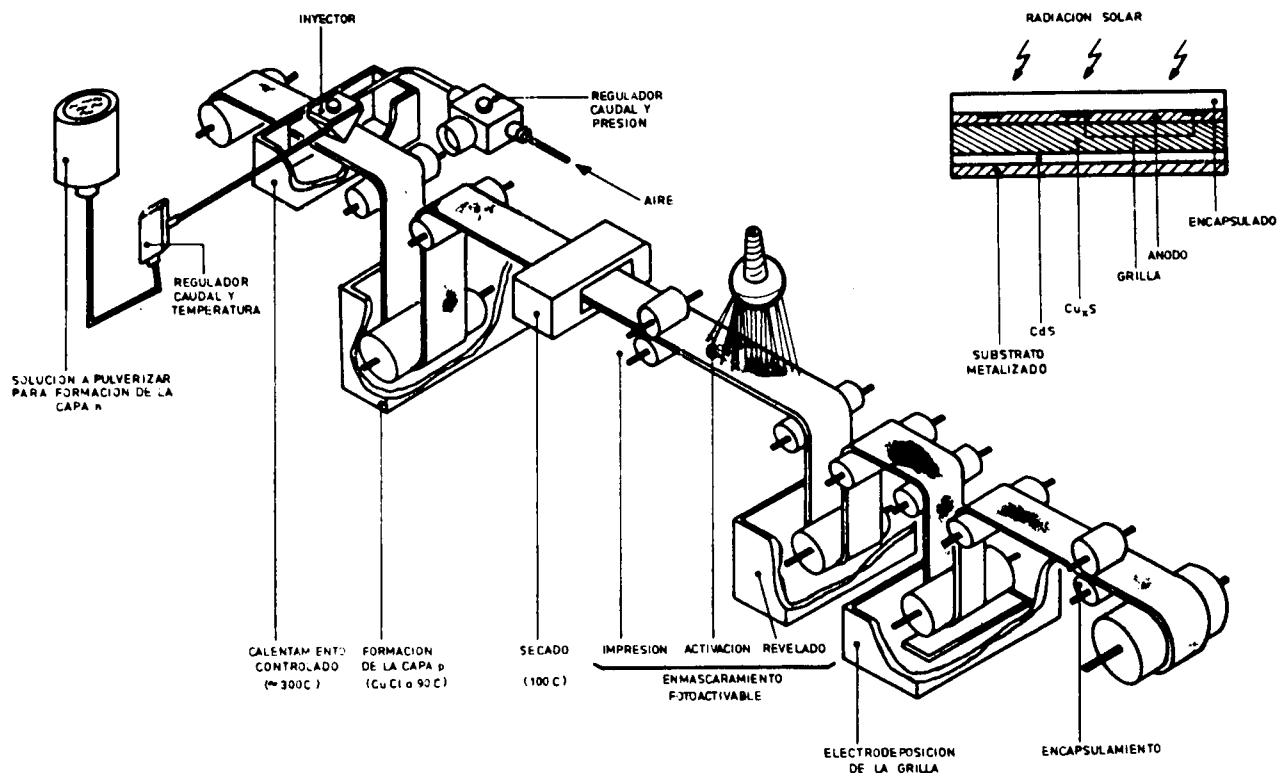


Fig. 16.27: Esquema del proceso de fabricación inicialmente propuesto por la SAT. La etapa de formación de la región de CdS(a la izquierda) estaría precedida por otra en la que el electrodo negativo se depositaría también por pulverización. En el centro se muestran los pasos necesarios para formar la máscara requerida para electrodeposición de la grilla. El sustrato y el encapsulamiento son de Kapton. Se incluye un corte esquematizado de una célula terminada. De Ref.103. Este proceso está en vías de modificación (ver texto).

menos inicialmente ^{96,102)} por la Baldwin Co., no son compatibles con eficiencias elevadas.

COLABORACION FRANCESA: El grupo francés ^{30, 31, 86, 97)} inició sus experiencias en 1973, en la Universidad de París y, en 1974, en la Société Anonyme de Télécommunications. Inicialmente las tareas se orientaron ¹⁰³⁾ hacia un proceso en el cual un plástico flexible sería desplazado en forma continua frente a dispositivos apropiados para las sucesivas etapas de fabricación (Fig. 16.27). Los diferentes pasos fueron probados a escala de laboratorio y se obtuvieron células con eficiencia AM1 de, usualmente, 3 % y con características ópticas y eléctricas idénticas a las de las unidades que SAT fabrica con el procedimiento tradicional de CdS evaporado. En lo concerniente a la región n, fue posible ir disminuyendo su espesor hasta 5 -7 μm , a medida que se eliminaron fallas en el proceso (temperaturas no uniformes del substrato durante la pulverización que, presumiblemente, originaban inhomogeneidades y cristalizaciones incompletas en la capa). Los dopantes del CdS, necesarios para la estabilidad de la célula, se introdujeron directamente en la solución a pulverizar; por otra parte, la estequiometría del CdS fue controlada a fin de obtener valores compatibles con resistencias específicas aceptables. En lo concerniente a la capa de Cu_xS , se la formó de la manera clásica por inmersión en una solución de CuCl . A la fecha de la última publicación del grupo en nuestro poder ⁸⁶⁾, este paso aún no estaba adaptado a las nuevas características de las capas semiconductoras (espesores, estequiometría, etc.), lo cual se consideraba como causa de I_{cc} baja y, por lo tanto, de eficiencias pobres. Si bien no tenemos información explícita sobre la estabilidad de estas células, en la publicación recién citada se señala que para disminuir su degradación, el substrato flexible está siendo reemplazado por uno rígido (vidrio), ya que así se evitan las tensiones mecánicas variables a que están sujetos los depósitos sobre plástico y que favorecen la formación de intersticios intergranulares. Asimismo, se proyecta pulverizar ambas capas semiconductoras y serigrafiar la grilla, con lo cual el proceso tendrá varias similitudes con el de la D.H.Baldwin Co., diferenciándose en que la célula francesa será de juntura frontal.

En la Tabla 16.2 resumimos algunas características de los procesos de fabricación por pulverización y de las células producidas con ellos. En la Fig. 16.28 reproducimos las respuestas espectrales de éstas y la de una célula "convencional" fabricada por la SAT. En la Tabla 16.3, finalmente, consignamos algunas diferencias entre los procesos de evaporación al vacío y de pulverización de soluciones.

Tabla 16.2

Algunas características de procesos de fabricación de células de
CdS/Cu_xS por pulverización de soluciones

		D.H. Baldwin Co. (Refs. 96, 99)	S.A.T. (Refs. 30,86,97)
Substrato		Vidrio plano doble	Kapton ^{a)}
Electrodo negativo		SnO _x pulverizado en solución con dopantes apropiados	Ag pulverizada en solución, sobre la cual se electrodeposita Zn
Capa de CdS pulve- rizada	Espesor (μm)	~ 2	5 - 7
	Temperatura sub- trato durante la pulverización (C)	350 - 430	~ 300
	Resistividad (Ω-cm)	> 100	-
Capa de Cu _x S	Método de pro- ducción	Pulverización de solución de Cu ₂ S sobre base a ~ 150 C	Inmersión en solución de CuCl a ~ 90 C
	Espesor (μm)	0,4	-
	Estequiometría	1,95	-
Grilla		Evaporada al vacío (Inconel + Cu)	Electrodepositada(Au?)
Electrodo positivo		Cu evaporado al vacío	SnO _x
Semiconductor frontal		CdS	Cu _x S
Eficiencia AM1 (%)		4,5	~ 3
V _{ca} (mV)		~ 420	~ 420
I _{cc} (mA)		~ 18	~ 13
Area (cm x cm)		5 x 5	~ 2 x 2

a) Se está en vías de reemplazarlo por vidrio a fin de mejorar la estabilidad (ver texto)

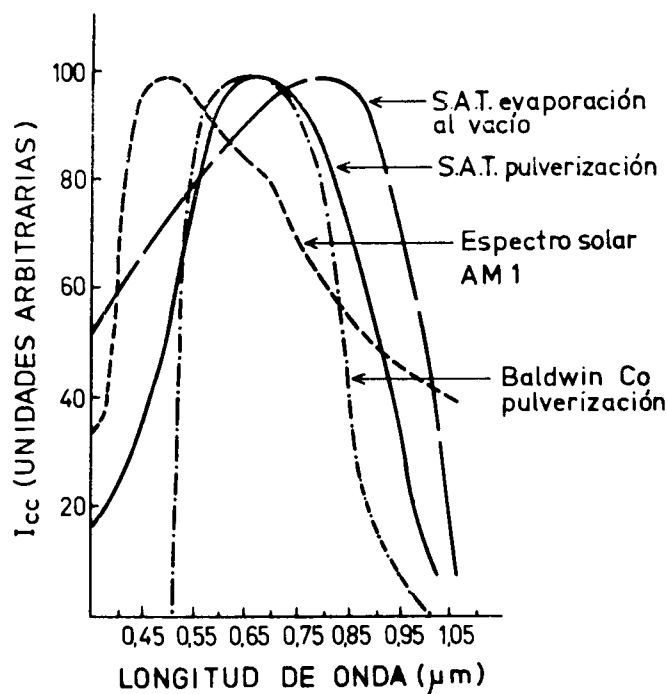


Fig. 16.28: Respuestas espectrales de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ obtenidas por pulverización de la capa n , comparadas con (a) la correspondiente a células en las que dicha capa se obtiene por evaporación al vacío y (b) el espectro solar AM1. Todas las curvas están normalizadas. Las respuestas espectrales de las células obtenidas por pulverización son menos convenientes; de éstas, las células francesas son las que actualmente tienen mejor respuesta. La D.H.Baldwin Co. atribuye la escasa sensibilidad en el rojo al, por ahora, escaso espesor de la capa de Cu_xS ($\sim 0,4 \mu\text{m}$). La SAT, a su vez, espera incrementar la respuesta en el rojo mejorando el proceso de formación de la capa de Cu_xS por inmersión, aún no optimizado para capas pulverizadas de CdS . Las eficiencias son: SAT-evaporación: 7,2 %, SAT-pulverización: ~ 3 %, Baldwin-pulverización: 4,5 %. De Refs. 86 y 99.

Tabla 16.3

Algunas diferencias entre los actuales procesos de fabricación de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ por evaporación al vacío y por pulverización de soluciones

	Evaporación al vacío	Pulverización
Proceso	Discontinuo, con etapas fundamentales de fabricación por evaporación al vacío elevado.	Continuo, sin/con etapas secundarias de fabricación por evaporación al vacío elevado.
Eficiencia media (%)	~ 7	~ 4
<u>Capa de CdS</u>		
Estequiometría	Depende de presiones relativas de Cd y de S	Asegurada automáticamente $\left\{ \begin{array}{l} \text{-menor } R_s \\ \text{-mayor } \eta \end{array} \right.$
Densidad de bordes de grano	Elevada (Espesor: $> 20 \mu\text{m}$)	Menor $\left\{ \begin{array}{l} \text{-Espesor: } 2\text{-}7 \mu\text{m} \\ \text{-Menor costo} \\ \text{-Menor consumo Cd} \end{array} \right.$
Capa de Cu_xS	Altamente optimizada	No optimizada aún

Desarrollos menores

Mientras se buscaba solución a la falta de estabilidad de las células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$, fueron introduciéndose técnicas constructivas nuevas en componentes como sustratos, grillas, encapsulados, capas semiconductoras, etc., tendientes a lograr una paulatina disminución de costos de fabricación y/o aumento de la eficiencia. En lo que sigue, haremos referencia a la parte más significativa de la gran cantidad de información de que disponemos.

SUBSTRATO: Para células espaciales, el más común es la película de resina poliimídica Kapton de $\sim 25 \mu\text{m}$, una de cuyas características es que, teniendo coeficiente de expansión térmica distinto al de la región n, produce células con gran tendencia a enrollarse en todo momento. Esto es ventajoso para células no terrestres (pues facilita el uso de técnicas simples para el despliegue de los paneles), pero dificulta y encarece el manipuleo de las unidades durante la fabricación.

Para usos terrestres, siendo el peso secundario, se está optando por sustratos rígidos, resistentes a la temperatura de deposición del CdS, baratos y, en caso de obtenerse la capa de CdS por evaporación en alto vacío, fácilmente desgasables. Por ejemplo, el grupo francés se inclina ⁸⁶⁾ por el vidrio y la International Research & Development Co. Ltd., de Inglaterra, por tablillas de resina tipo Friedel-Crafts cargadas con fibra de vidrio, mientras investiga otras varias posibilidades ⁸⁸⁾. También -para células de junta frontal - se ensayan sustratos metálicos de diversos elementos (acero inoxidable, Cu, Fe-Ni, Mo, Ag, etc.) y espesores. Para producción masiva a fines de uso terrestre, probablemente se optará por vidrio, que parece ser el sustrato más barato entre los apropiados y que tiene la ventaja de ser usable tanto con células de junta frontal cuanto con las de junta posterior.

ELECTRODO NEGATIVO: Para sustratos plásticos, es usual formarlos por metalización del sustrato o serigrafiando resinas epoxi o poliimídicas cargadas con Ag sobre él; esto conduce a electrodos económicos, de buena adherencia al sustrato y de buena conductividad. El contacto óhmico (ver Fig. 16.8) entre estos electrodos (o directamente sustratos metálicos) y la capa n se establece electrodepositando, p. ej., Zn, Ni, Al o Cu sobre aquellos. Obviamente, para células operadas en modo de junta posterior, no sólo el sustrato de la capa n, sino también el contacto óhmico debe ser transparente, por ej. de CdSnO_4 , Sn_xO ó In_xO .

CAPA DE CdS: A lo ya consignado en secciones precedentes, podemos agregar que también se ensayó la poco costosa impresión por serigrafía

de una pasta de CdS que posteriormente es sinterizada. Tanto las compañías SAT cuanto IRD lo descartaron ^{31,88)} al obtener capas excesivamente porosas y comprobar que el método no es usable con sustratos plásticos, ya que éstos no resisten la temperatura requerida en el proceso. (Obviamente, este último inconveniente desaparecería de elegirse vidrio como sustrato). Resultados similares logró un grupo iraníes ¹⁰⁴⁾ dedicado a perfeccionar este método; por ahora sus mejores células tienen áreas de $1-2 \text{ cm}^2$ con una eficiencia $\leq 1 \%$. También el grupo argentino de CITEFA trabajó en esta técnica y comunicó recientemente ¹⁰⁵⁾ haber logrado capas de CdS serigrafiadas de buenas características estructurales y con resistividades muy apropiadas, tan bajas como $100 \Omega\text{-cm}$.

La International Research and Development Co. Ltd. ensayó ⁸⁸⁾ con resultados prometedores la deposición electrolítica de la capa n, sin avanzar más allá de las primeras etapas del desarrollo.

Por otra parte, los estudios experimentales sobre parámetros característicos del material mismo se efectúan con continuidad. Entre los trabajos recientes se puede mencionar uno efectuado ¹⁰⁶⁾ por el grupo de Delaware, que utilizó un haz de electrones de 20 keV para inyectar portadores minoritarios adicionales a ambos lados de la heterojuntura CdS/Cu_xS y estudió sus longitudes de difusión en las dos capas semiconductoras. (El procedimiento resultó, asimismo, un excelente método para detectar defectos e inhomogeneidades en las células). Por su parte Hadley et al. ¹⁰⁷⁾, del mismo grupo, aplicaron métodos ópticos, de difracción de rayos X y de microscopía electrónica para estudiar la orientación de granos en el depósito de CdS; observaron que los sucesivos tratamientos térmicos a que se someten las células durante su fabricación producen una orientación más uniforme y un mejoramiento de la eficiencia, si bien aún no se pudo establecer una relación causal entre ambos hechos.

CAPA DE Cu_xS: También son constantes las investigaciones tendientes a la determinación precisa de los parámetros de esta capa. Los datos referentes a, por ej., longitudes de difusión de portadores minoritarios ¹⁰⁶⁾ o a la distribución de Cu₂S en la célula, distan de ser coherentes ¹⁰⁷⁾.

Por su parte, Loferski et al. ²⁶⁾ señalaron la dificultad de efectuar estudios detallados de capas delgadas de Cu₂S sobre diversos sustratos, ya que su preparación con las tecnologías disponibles es sumamente ardua, por ser difícil evitar la formación de otras fases de Cu_xS. Como para tener eficiencia elevada se requiere x muy próximo a 2, ese tipo de conocimiento es, sin embargo, imprescindible. Por ello, dichos autores intentaron obtener

Tabla 16.4

Comportamiento de encapsulados plásticos y de vidrio, en relación con el proceso de oxidación de la región p de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ ^{a)}

	Transmisión (ml/m ² -24 h)		Disminución de I_{cc} en aire a 40 °C y 95 % h.r.		
	Oxígeno	Vapor de agua	70 h	500 h	5.000 h
Teflon ^{b)}	12.700	1,3	--	--	--
Aclar ^{b)}	80	< 0,05	2 %	8 %	> 90 %
Vidrio	--	--	--	--	1 %

a) De Ref. 86.

b) Espesor: 50 µm.

capas de Cu_2S mediante un proceso de sulfurización de depósitos de Cu mantenidos a 200-400 C, consistente en someterlos al flujo de una mezcla de H_2S , Ar e H_2 . Ajustando las proporciones de la mezcla y los tiempos de reacción se logran fases controladas y puras, lo cual se verifica mediante varias técnicas, entre ellas luminiscencia catódica. En ésta, sólo aparecen los espectros característicos en caso de ser $x = 2$; para capas preparadas mediante la inmersión en solución cuprosa están ausentes, lo cual indica que Cu_2S no es la fase dominante en ellas. A la fecha de nuestra información (Ref. 26), habían producido células de eficiencias comparables usando los dos métodos; su bajo valor ($< 1\%$) era atribuido por los autores a la ausencia de todo tratamiento adicional tras la inmersión o la sulfurización. Las tareas continúan a fin de hacer el método económicamente atractivo.

GRILLA: Para células de juntura posterior, la capa p es contactable mediante un depósito metálico no transparente convenientemente protegido, p. ej.: Cu cubierto con un depósito de Pb (Ref. 99).

En cambio, para la operación de células de juntura frontal el ánodo debe estar formado por una grilla. Los desarrollos de éstas se efectuaron teniendo en cuenta los siguientes requerimientos básicos: elevada transmisión y óptima adherencia a la capa p, lo cual es esencial para que el uso de la grilla no introduzca una resistencia de contacto significativa en comparación con la de la capa p misma. Para células espaciales se utilizan las excelentes grillas preformadas de Cu bañado en Au, adosadas a la capa p mediante un cemento cargado con Au, proceso económicamente prohibitivo para aplicaciones terrestres. Para este caso se opta por la evaporación al vacío, la electrólisis o la serigrafía de epoxis cargados, siendo las dos últimas más económicas; además, estos procesos dan resistencias de contacto menores que las que se obtienen al fijar grillas preformadas con cementos cargados.

La Société Anonyme de Télécommunications elimin  ³⁰⁾ Ag y Cu como elementos apropiados para electrodepositar porque la solución electrolítica del primero disuelve al Cu_xS y porque el segundo -como ya se dijo- tiende a difundir hacia la juntura; optó por electrodepositar 1 μm de Au y, encima, 7-8 μm de Cu, logrando menor resistencia entre la grilla y la región p que para grillas preformadas y cementadas.

En la International Research and Development Co. se ensayaron⁸⁸⁾ varias tintas impresoras, descartándose la mayoría por diversas razones técnicas; las características de la finalmente adoptada no fueron dadas a conocer, si bien se comunicó que la grilla resultante posee resistencia razonablemente baja. También el grupo argentino de CITEFA produjo¹²⁾ células con grillas serigrafadas usando resina epoxi conductora. Si bien los anchos son

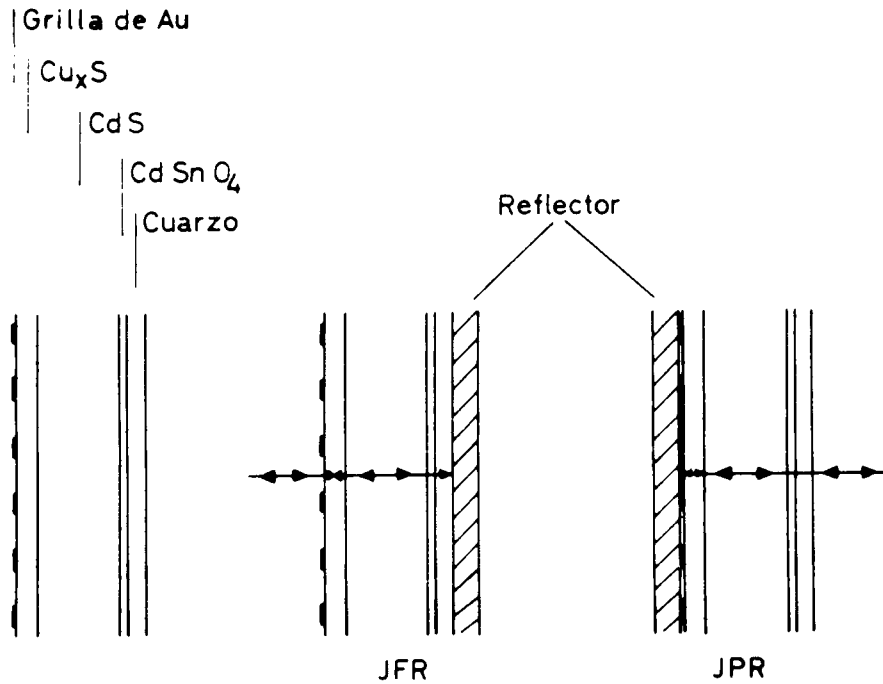


Fig. 16.29: Esquema de la célula utilizada y de dos de los modos de operación ensayados por el grupo de Delaware para un mejor aprovechamiento de la fracción infrarroja del espectro solar, no absorbida por la célula durante el primer pasaje por ella. Se muestran los modos de operación de junta frontal con reflector (JFR) y de junta posterior con reflector (JPR). De Ref. 109.

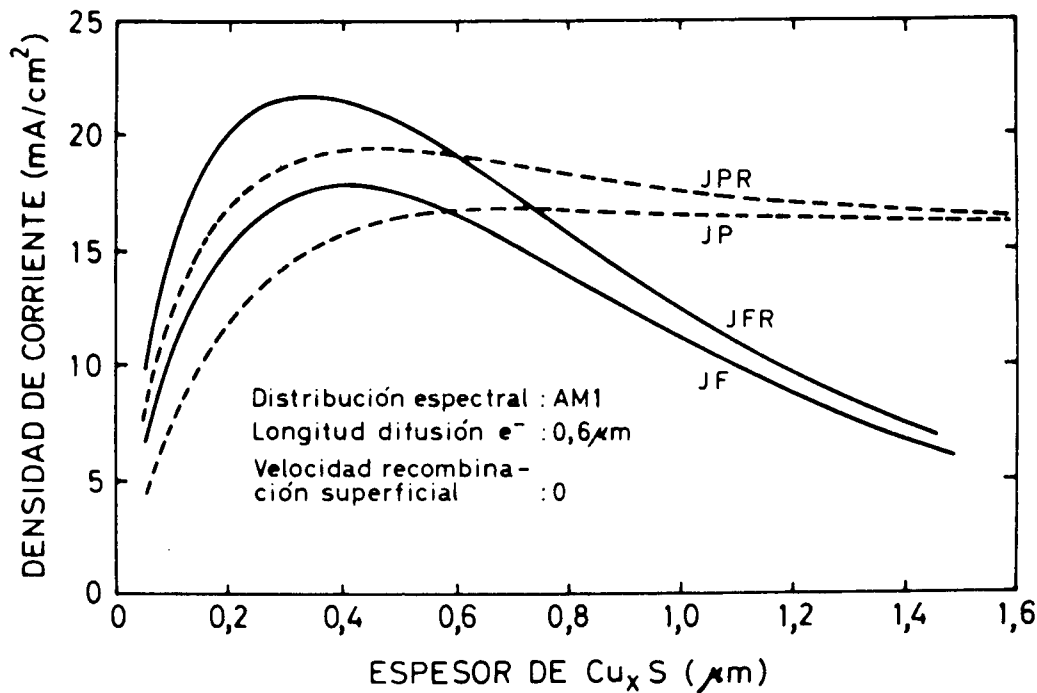


Fig. 16.30: Densidades de corriente calculadas para cuatro modos de operación de células de CdS/Cu_xS, en función del espesor de Cu_xS, para condiciones AM1 (Adaptado de Ref.109). Se observa que para el modo de junta frontal sin reflector (JF), el espesor óptimo resulta menor que para el modo de junta posterior sin reflector (JP) y que este último supera los $0,4\mu m$ usados por la Baldwin Co. (Tabla 16.2); esto está de acuerdo con la modificación a mayores espesores planeada en ese grupo (ver pág. IV-59).

reducibles, el grupo de la IRD Co. por ahora empleó enrejados con conductores de $\sim 0,8$ mm de ancho, lo cual contribuye a disminuir la eficiencia al valor publicado de ~ 2 %. Por su parte, el grupo de CITEFA, cuyas células tienen eficiencia similar a las obtenidas por la IRD, mejoró su grilla serigráfica hasta obtener resultados comparables a los logrados en sus células con grilla convencional de Cu-Au.

ENCAPSULADO: En la Tabla 16.4 damos valores numéricos para algunos materiales usados en aplicaciones terrestres y espaciales. Se observa que la estanqueidad del Teflon frente a oxígeno y vapor de agua es muy inferior a la del Aclar, un termoplástico liviano, flexible, transparente en la zona de buena respuesta espectral de las células y relativamente resistente a radiación UV (Refs. 30 y 108). Sin embargo, para usos terrestres, las ventajas del vidrio resultan obvias. Por otra parte, también es posible armar las células en módulos de varias unidades, y encapsular directamente a aquellos en diversas formas (ver Sección

No tenemos conocimiento de que se hayan efectuado tratamientos antirreflectantes de la superficie frontal de las células.

REFLECTOR: Un trabajo realizado recientemente¹⁰⁹⁾ por el grupo de Delaware estudia teórica y experimentalmente el rendimiento de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ de pocos cm^2 , operadas en el modo de "juntura frontal" y "juntura posterior", con y sin reflector colocado en la cara opuesta a aquella por la cual penetra la luz a la célula (Fig. 16.29). Las mediciones se efectuaron con unidades que tenían un sustrato de cuarzo sobre el cual se efectuó un depósito transparente de CdSnO_4 como contacto óhmico a la capa de CdS. Sobre la capa p se aplicó una grilla de Au, resultando las células, por lo tanto, apropiadas para ser operadas en cualquiera de los cuatro modos antes mencionados. Los autores comunican haber logrado aumentos de hasta 30 % en la eficiencia al emplear un reflector; el efecto decrece al aumentar el espesor de la capa p, lo cual concuerda con sus cálculos previos (Fig. 16.30) y se debe a que la fracción no absorbida en la célula es, esencialmente, infrarroja (la transmisión de esta región espectral disminuye al incrementarse el espesor de Cu_xS).

En la Tabla 16.5 resumimos mucha de la información dada en esta Sección, a la vez que incluimos datos adicionales; en particular, para algunos parámetros característicos de las células, consignamos valores esperables como consecuencia de desarrollos futuros, según conclusiones de una reunión de trabajo sobre células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ efectuada durante 1975 en la Universidad de Delaware²⁴⁾.

Tabla 16.5

Características típicas para células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$ de la actual tecnología

PARAMETROS GENERALES (Para condiciones AM1: 100 mW/cm^2)	
η máxima (%)	~ 8
η promedio (%)	~ 7 [>15]
V_{ca} (mV)	450 - 500 [~ 650]
J_{cc} (mA/cm^2 -activo)	15 - 25 [~ 30]
Factor de llenado	0,7 [$\sim 0,8$]
Reproducibilidad (%) ^{b)}	~ 75 [>95]
Area activa (cm^2)	hasta ~ 50
$\Delta V_{ca}/\Delta T$ (mV/C)	1,5 - 2 (0,3-0,4 %)
SUBSTRATOS	Transparentes-opacos; Flexibles-rígidos Plásticos-vidrio-cuarzo-metálicos
ELECTRODOS NEGATIVOS (substrato no conductor)	Depósitos metálicos: Cu, Ag, etc. Resinas expoxi o poliimídica cargadas con Ag
CONTACTOS OHMICOS	Opacos: Zn, Ni, Al, Cu Transparentes: CdSnO_4 , Sn_xO , In_xO
CAPA n DE CdS	
Espesor evaporada (μm)	20 - 50
Espesor pulverizada (μm)	2 - 7
$T_{\text{substrato}}$ (C)	180 - 250
Evaporación ($\mu\text{m}/\text{min}$)	1 - 3
CAPA p DE Cu_xS	
Espesor (μm)	0,2 - 0,5
$T_{\text{solución CuCl}}$ (C)	75 - 95
Tiempo de inmersión (seg)	3 - 10
Tratamiento térmico final	180 - 250 C, por algunos minutos, en aire
GRILLAS	Cementadas-evaporadas-electrodepositadas, serigrafiadas Diversas combinaciones de Cu y Au; grafito.
Transmisión (%)	80 - 95
ENCAPSULADOS	Plásticos(Aclar, Teflon, etc.)-vidrio

a) Entre corchetes: valores esperables como consecuencia de desarrollos futuros según conclusiones de una reciente reunión de trabajo (Ref. 18).

b) Cociente entre la cantidad de células cuya eficiencia difiere menos de 1% de la eficiencia media de un conjunto fabricado bajo condiciones especificadas, y la cantidad total del conjunto.

16.2. OTROS TIPOS DE CELULAS

A continuación nos ocuparemos de células distintas de las de Si y CdS/Cu_xS. Ninguna de ellas se halla en producción comercial y, para algunas, el desarrollo aún es muy incipiente. Por otra parte, el esfuerzo de investigación conjunto destinado a estos nuevos tipos de células crece significativamente año a año. Esto surge, p. ej., de la cantidad de trabajos comunicados a las Photovoltaic Specialists Conferences de comienzos y mitad de la presente década: 1 (< 2 % del total de trabajos) a la efectuada en 1970 y ~ 16 (20 % del total) a la efectuada en 1975 (Refs. [a] y [f]). Nos limitaremos a dar una descripción breve, introduciendo aquellos conceptos requeridos para la comprensión de su funcionamiento que sean distintos de los utilizados en relación con las células de Si y de CdS/Cu_xS. Tampoco haremos referencia a las teorías descriptivas de los procesos fotovoltaicos involucrados. Agruparemos nuestras consideraciones en cuatro secciones, según las células sean de: (a) homojunturas, (b) heterojunturas de materiales semiconductores, (c) barreras Schottky, incluso estructuras metal/óxido/semiconductor y (d) otros tipos.

La mayoría de los semiconductores usados en estas células tiene coeficiente de absorción de crecimiento abrupto en función de la energía de los fotones, por lo cual sólo se requieren espesores delgados de material para su construcción y se pueden tolerar longitudes de difusión relativamente bajas (es decir, poca cantidad de material semiconductor de una calidad no necesariamente óptima). Por otra parte, la mayoría de los tipos de células a discutir está afectada por problemas de disponibilidad de materia prima, complicada tecnología o baja eficiencia intrínseca, siendo las de barrera Schottky la excepción más evidente. Un buen resumen de varios aspectos concernientes al desarrollo de "otros tipos de células" fue hecho por Loferski¹¹⁰⁾.

16.2.1. Homojunturas

Dentro de este tipo, después de las células de Si ya discutidas, las que les siguen actualmente en grado de desarrollo son las de GaAs. Otras, mucho menos estudiadas son las de CdTe y InP, materiales cuyo ancho de banda prohibida es próximo a los valores que dan máximas eficiencias AM0 teóricas (Fig. 16.9); sin embargo, las eficiencias experimentales están muy por debajo de esos valores: p. ej., para el CdTe en un factor ~ 4 respecto del teórico de > 24 % (ver Refs. 32, 111, 112).

CELULAS DE GaAs

Las diferencias principales entre estas células y las de Si son: (a) la eficiencia de conversión teórica del GaAs, con $E_G \sim 1,4$ eV, está próxima al máximo absoluto de η (Fig. 16.9) y 10-20 % encima de la teórica del Si segun diferentes estimaciones (p.ej., Refs.10, 32); (b) el Si es un material de transición indirecta, mientras que el GaAs lo es de transición directa, por lo cual con el segundo se pueden construir células de poco espesor (Fig. 16.7) y tolerar menores longitudes de difusión de los portadores minoritarios, ya que la totalidad de la radiación incidente se absorbe cerca de la superficie de la célula; (c) al aumentar la temperatura de operación, la eficiencia de las células de Si disminuye mucho más rápidamente que la eficiencia de las fabricadas con GaAs (Fig. 16.10), por lo cual las segundas pueden trabajar con buena eficiencia aun cuando la radiación solar incidente sea altamente concentrada; (d) mientras que el Si es el material semiconductor más abundante, de menor costo y de tecnología más desarrollada, el AsGa es escaso, costoso y , comparativamente, poco investigado; (e) la resistencia a las radiaciones ionizantes espaciales es menor para las células de Si que para las de AsGa.

Por otra parte, a pesar de no disponerse aún de material de buena calidad (longitudes de difusión elevadas), las eficiencias logradas en laboratorio con células de GaAs son similares a las obtenidas con células de Si, tanto en condiciones AM0 cuanto AM1.

El precedente conjunto de propiedades hace que las células de GaAs sean tenidas en cuenta para futuras aplicaciones espaciales, donde el costo por W-pico no es significativo, o para ser operadas en tierra a concentraciones elevadas de radiación (si bien en este contexto es necesario recordar el contenido de As, cuya volatilización accidental debe ser evitada). En cuanto a áreas logradas, durante años los valores se mantuvieron en tan solo 0,2-0,5 cm², pero recientemente se obtuvieron ¹¹³⁾ tamaños del orden de varios cm². Su espesor total es de $\sim 10-20$ μm .

Para la construcción de las células es usual partir de una oblea monocristalina de material tipo n y formar la región p frontal por difusión de Ge o de Zn, hasta una profundidad de pocas décimas de μm . Por ser las temperaturas de difusión menores que en el caso de Si, las dislocaciones provenientes de las tensiones que genera el proceso de dopado también resultan menores, pero los centros superficiales de recombinación resultantes en la región p tienen mayor importancia que en las células de Si. Esto es debido a que en el GaAs el 100 % de la radiación incidente con energía superior al

ancho de la banda prohibida es absorbido en los primeros $\sim 3 \mu\text{m}$ y el $\sim 50 \%$ lo es en los primeros $\sim 0,5 \mu\text{m}$; (por el contrario, la calidad de la superficie posterior, importante en las células de Si, no lo es para las de GaAs). A continuación mencionamos varios métodos para no perder la contribución de la zona azul-violeta del espectro debido a la intensa recombinación superficial en la cara frontal.

(a) Consiste en ubicar la juntura a muy poca profundidad en relación con la longitud de difusión de los portadores minoritarios en la región p. Según sean el dopado y el método de formación de ésta, L_n varía dentro del rango de $2\text{-}10 \mu\text{m}$, que es aproximadamente un orden de magnitud menor que el correspondiente a células de Si. Los valores más usuales son aquellos próximos al límite inferior del rango; por lo tanto, si se desea eficiencia de conversión elevada, es necesario situar la juntura a pocas décimas de μm .

(b) Consiste en el agregado deliberado de un campo eléctrico auxiliar en la región frontal, distinto del que, debido al gradiente de concentración de los dopantes, se genera automáticamente al formar la capa p por difusión. En 1969, Ellis y Moos¹¹⁴⁾ fueron los primeros en proponer que, mediante técnicas de crecimiento epitaxial de la capa p y un estricto control del perfil de concentración del dopante, se formase un campo de intensidad constante para favorecer el desplazamiento de los portadores minoritarios hacia la juntura. Más recientemente, Deby Saha¹¹⁵⁾, de la Jadavpur University, Calcuta, India, ampliaron los cálculos a campos no uniformes, llamando la atención sobre las ventajas de un campo no constante localizado en la inmediata vecindad de la superficie de la región p. Ambos grupos predicen eficiencias AMO superiores a 20% . A nuestro saber, la introducción de campos eléctricos preestablecidos aún no fue realizada experimentalmente.

(c) Consiste en alejar de la juntura las imperfecciones superficiales y los estados superficiales de alta intensidad de recombinación, mediante el depósito epitaxial de un semiconductor con E_g suficientemente elevado como para que resulte transparente a la mayor fracción del espectro solar incidente. El método fue introducido en 1970 por Alferov et al.¹¹⁶⁾, del Instituto Físico-Técnico A.F. Ioffe, de Leningrado, URSS, utilizando depósitos de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$, cuya red cristalina es muy similar a la del GaAs, y desde entonces fue empleado por muchos otros grupos. Si el $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ se dopa fuertemente (p^+), se obtiene, además, un contacto de baja resistividad a la región p de la célula, con lo cual la R_s de ésta queda fundamentalmente determinada por la resistividad del depósito p^+ , eléctricamente en paralelo con la región p; por lo tanto, esta región puede ser menos dopada, con el

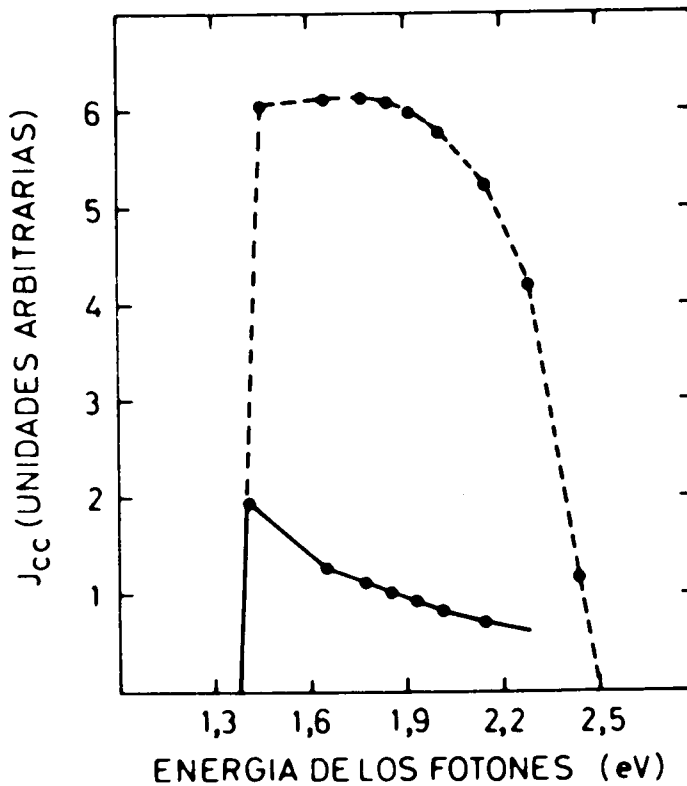
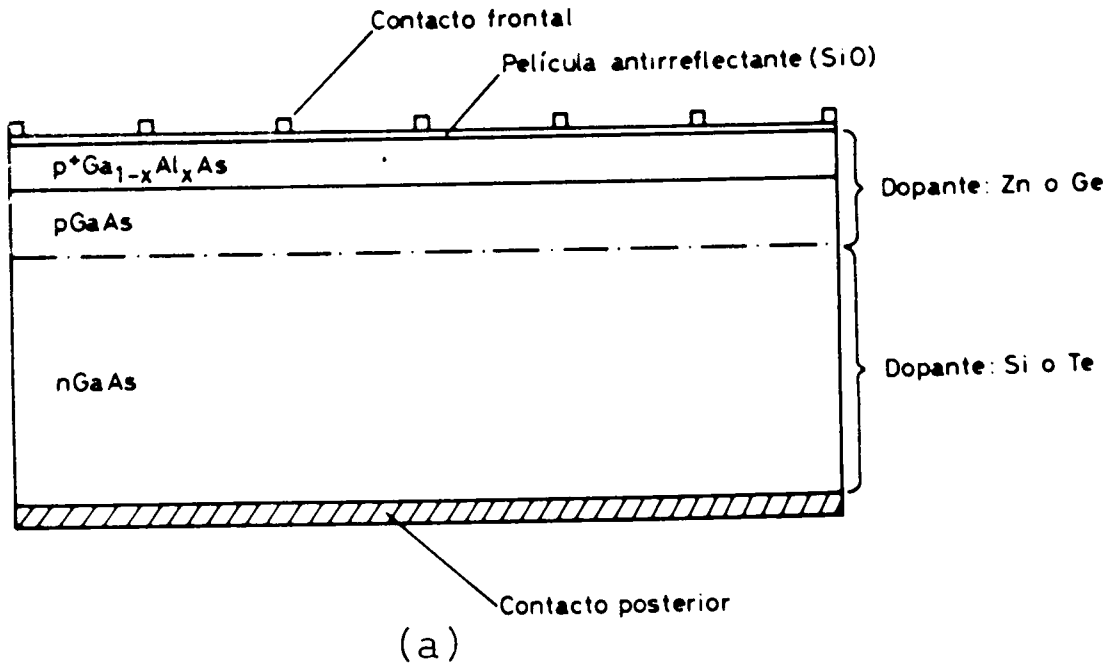


Fig. 16.31: (a) Corte de una célula de GaAs provista de una ventana de $Ga_{1-x}Al_xAs$. Los valores óptimos para las capas p^+ y p son de pocas décimas de μm . El espesor total de la célula suele ser de 10-20 μm . Para la formación de los contactos se utilizan diversos materiales. Se indican los dopantes más usuales.

(b) Respuesta espectral de una homojuntura p-n en GaAs monocristalino antes (---) y después (—) de la remoción de un depósito epitaxial de $Ga_{1-x}Al_xAs$ de 6,5 μm de espesor y con $x = 0,7$. La profundidad de la juntura es de 6,7 μm . De Ref. 117.

consiguiente aumento de L_n (pág. IV-13) (ver Fig. 16.31.a). En la práctica, la intensidad de recombinación en la interfase GaAlAs-GaAs resulta 100 o más veces inferior a la existente usualmente en la superficie expuesta de una célula de GaAs sin depósito adicional. Simultáneamente, la profundidad de la juntura p-n en el GaAs se hace mucho menos crítica: en la Fig. 16.31.b se muestra esto para una juntura colocada a $6,7 \mu\text{m}$, cubierta y no con un depósito de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ relativamente grueso. La transmisión de la "ventana" de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ es función del contenido de Al, pues su E_G crece con x (Fig. 16.32.a) y también de su espesor d (Fig. 16.32.b). En principio, la cota mínima de d es tan sólo pocas centésimas de μm , pues aun en ese caso la diferente afinidad electrónica del GaAlAs y del GaAs genera una barrera que impide que los portadores minoritarios creados en la capa pGaAs atraviesen la ventana de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ hacia la superficie de la célula ¹¹⁸⁾. El mínimo práctico es $0,3\text{-}0,5 \mu\text{m}$, impuesto por la necesidad de mantener un valor bajo de R_s . A espesores bajos del depósito tiene lugar un efecto secundario consistente en que los electrones fotogenerados en él pueden difundir hacia la región p de la célula y, una fracción de ellos, alcanzar la juntura, contribuyendo a aumentar la eficiencia en el extremo UV del espectro. Hovel ¹¹⁹⁾ calculó eficiencias AM0 para células de GaAs provistas de depósito de GaAlAs en función del espesor de éste y suponiendo que la intensidad de recombinación en la interfase $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ -GaAs es 100 veces menor que en la superficie de la célula. De sus resultados se concluye que al aumentar el espesor desde $0,2$ a $2 \mu\text{m}$, la eficiencia calculada disminuye desde casi 20 a 16 %.

De lo precedente se concluye que una célula bien construída debe tener poca profundidad de juntura, un depósito de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ delgado con elevado contenido de Al y, si es posible, un apropiado campo eléctrico auxiliar en la región p.

Las primeras células de GaAs ¹²⁰⁾ ya tenían eficiencias AM0 y AM1 de, respectivamente 9 % y 11 %. Más recientemente, los valores usuales para este tipo de célula, a temperatura ambiente y condiciones AM1 son (p.ej. Ref. 118) $\eta = 15\text{-}16 \%$, $J_{CC} = 18\text{-}21 \text{ mA/cm}^2$, $V_{ca} = 970\text{-}1000 \text{ mV}$ y $F = 0,74\text{-}0,81$, donde los valores, correspondientes a áreas activas, dependen de la composición y el espesor del depósito de GaAlAs y de la profundidad de la juntura (Hovel y Woodall ¹²¹⁾ obtuvieron $\eta(\text{AM1}) = 19 \%$). Las eficiencias AM0 suelen ser un 20 % menores ^{121,122)} y las AM2 alcanzan ¹¹⁷⁾ valores superiores a 20 % (área activa). El efecto de las grillas quita $\sim 1 \%$ a todos estos valores.

De lo dicho en relación con células policristalinas de Si (pág. IV-33) se comprende que, en principio, las células policristalinas de GaAs deben ser menos críticas en cuanto a tamaño de grano grande, ya que las

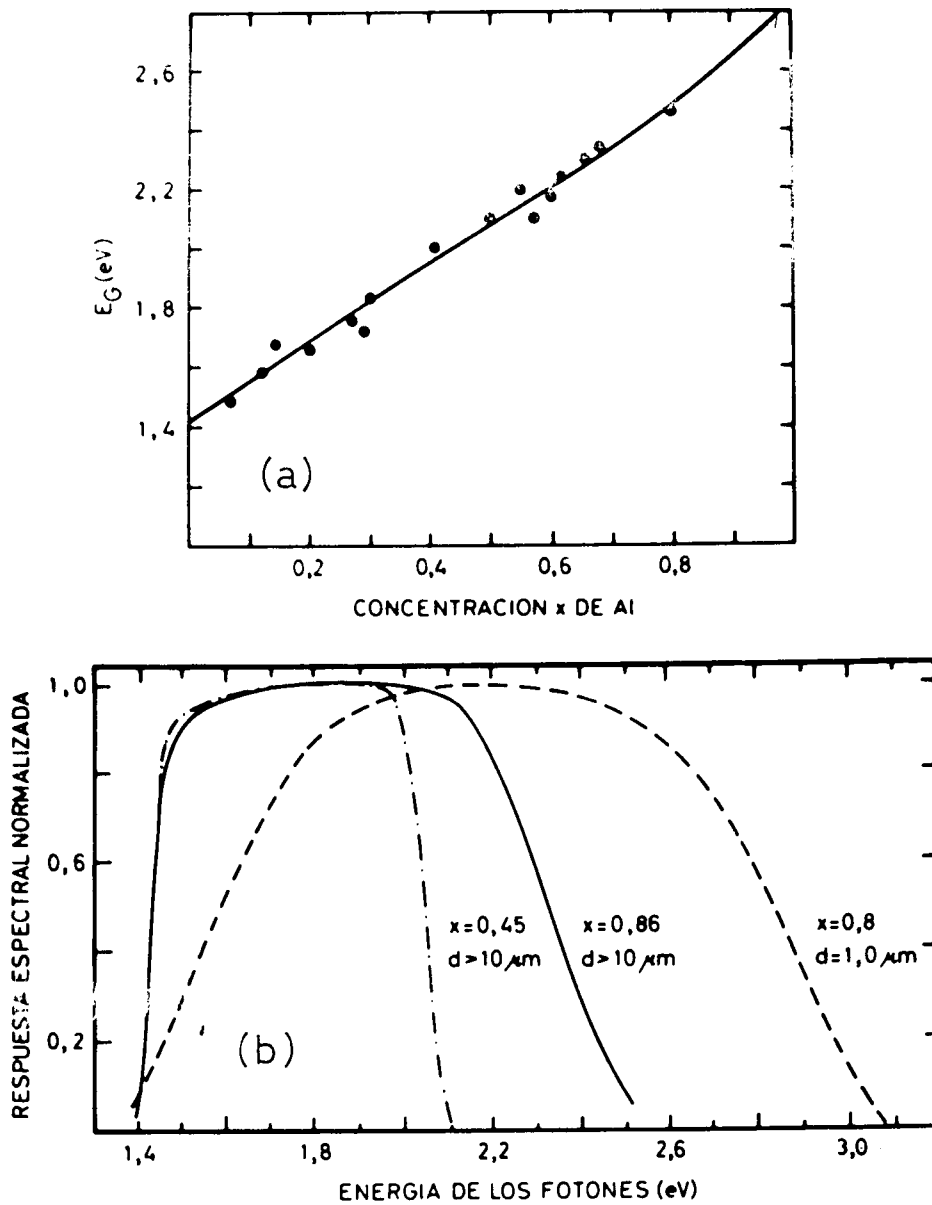


Fig. 16.32: (a) E_G en función del valor de x en $Ga_{1-x}Al_xAs$. Para $x = 0,8$, lo cual es usual, se tiene $E_G = 2,4$ eV. De Ref. 113. Fotones con energías superiores a 2,4 eV crean pares en el depósito adicional, por lo cual la atenuación de la radiación solar en éste será tanto mayor cuanto mayor sea su espesor (Fig. b).

(b) Respuestas espectrales experimentales *normalizadas* para células $p^+Ga_{1-x}Al_xAs/pGaAs/nGaAs$, en función de la energía de la radiación incidente, para dos espesores d y dos composiciones x del depósito de GaAlAs (formado mediante la técnica de epitaxia líquida). En todos los casos, la longitud de difusión L_n de los portadores minoritarios en la capa pGaAs es de $\sim 5\mu m$ y la profundidad de la juntura $< 1\mu m$. Líneas — y ---: células de 0,1-0,2 cm^2 (Ref. 118); línea -·-·: célula de $> 4\text{ cm}^2$ (Ref. 113). Comparando las dos curvas con $x \sim 0,8$, se observa la influencia del espesor del depósito adicional. Comparando las dos curvas con $d > 10\mu m$, se observa la influencia de x y, en particular, que para el x mayor la caída de la respuesta es menos abrupta (lo cual, a esos valores de x , caracteriza al depósito como un material de transición indirecta (ver Fig. 16.7)). La significativa disminución de la eficiencia a longitudes de onda grandes en la curva con $d = 1\mu m$ fue atribuida a la pobre calidad del sustrato (L_p baja).

longitudes de difusión de los portadores minoritarios son mucho menores que en las de Si. Teóricamente se predice que estratos policristalinos "fibrosos" con tamaño de grano de $\sim 1 \mu\text{m}$, o "no-fibrosos" con tamaños de grano de $\sim 0,5 \mu\text{m}$, dan eficiencias elevadas ⁵⁵⁾, si bien cálculos alternativos ⁵⁶⁾ dan valores mucho menores. Hasta ahora, lo realizado experimentalmente es mínimo, ya que los donores a difundir para formar la capa p continúan difundiendo por los bordes de grano hasta la juntura, cortocircuitándola.

Construcción de las células

El GaAs monocristalino requerido para la región base de las células se puede obtener por técnica Czochralski (ver pág. IV-22) a partir de una masa fundida de GaAs (punto de fusión: 1240 C). Un método alternativo de mayor uso lo constituye la denominada técnica horizontal de Bridgman (p. ej., Ref. 123) con la cual se produce material tipo n de mejor calidad. El dispositivo de crecimiento consta de un tubo de cuarzo hermético (a fin de mantener las presiones relativas de los componentes químicos intervinientes) cuyos extremos, conteniendo uno una masa de Ga fundido previamente dopado y el otro As, están colocados en dos hornos a diferente temperatura. Los vapores de As difundidos hasta el Ga originan GaAs. Logrado esto, el tubo de cuarzo es desplazado lentamente (0,85 cm/h en la Ref. 123) hacia el horno menos caliente, a través del gradiente de temperatura estrictamente controlado; se obtiene así un lingote sólido de GaAs monocristalino, tipo n.

El material base de mejor calidad se logra con la técnica de crecimiento epitaxial en fase líquida ^{55,124)}: sobre un sustrato sólido que, preferente pero no necesariamente ⁵⁵⁾, es de GaAs, se coloca una masa fundida de Ga previamente saturada con GaAs y conteniendo el dopante deseado; disminuyendo la temperatura en $\sim 10 \text{ C}$ desde los 900 C iniciales (a razón de $\sim 1 \text{ C/min}$) crece una capa epitaxial de GaAs sobre el sustrato. Todo el proceso se efectúa dentro de un tubo de cuarzo en un horno apropiado; se lo interrumpe, separando la solución del sustrato, una vez logrado el espesor deseado y dejando enfriar a temperatura ambiente, ahora rápidamente. La buena calidad de los depósitos proviene de que la mayoría de las impurezas contenidas en la masa líquida, debido a sus coeficientes de segregación favorables (ver pág. IV-22), son retenidas en ésta, en vez de pasar al monocristal en crecimiento.

También se ensayaron otros métodos, entre ellos la deposición química en fase vapor ^{125,126)}.

La región p se forma usualmente por difusión de Zn, dado su elevado coeficiente de difusión, si bien también se emplea Cd. Asimismo, se utilizó

el dopado mediante implantación iónica (p. ej., Ref. 127).

El depósito de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ se obtiene ^{116-118,122)} por la técnica de epitaxia líquida recién descrita, utilizando una masa fundida de Ga, Al y Zn saturada con GaAs en contacto con una base de GaAs tipo n. La juntura p-n se forma simultáneamente con el crecimiento del depósito de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$, pues el Zn de la mezcla difunde dentro de la base convirtiendo sus capas superiores en pGaAs.

Actual estado de desarrollo

Los parámetros principales que caracterizan la operación de las mejores células $\text{p}^+\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}/\text{pGaAs}/\text{nGaAs}$, ya fueron dados en la pág. IV-75. En el capítulo 17 discutimos sus características operativas a radiación solar concentrada. Según nuestra información, la mayor actividad en el desarrollo de estas células tiene lugar en EE.UU. de N.A., U.R.S.S. y Gran Bretaña.

El grupo soviético del Instituto A.F. Ioffe previamente mencionado (Ref. 116), produjo en 1973 células de 0,8-0,9 cm^2 de área activa ¹²²⁾, valor sensiblemente mayor que los usuales hasta entonces. El material base fue obtenido por técnica Czochralski y el depósito adicional, dopado con Zn, fue crecido epitaxialmente a partir de una fase líquida. Su espesor final de 1-5 μm fue obtenido tras un proceso de decapado. Teniendo en cuenta la reflexión en la superficie de la célula, se tuvo $\eta(\text{AM0}) = 12\%$.

Durante 1975, un grupo de los Hughes Research Laboratories, de los EE.UU. de N.A., avanzó ¹¹³⁾ en esta línea poniendo a punto una técnica de producción de células de hasta más de 4 cm^2 , provistas de depósitos de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ con espesores de hasta menos de 1 μm . El dispositivo de crecimiento epitaxial en fase líquida fue diseñado de manera que su adaptación a producción en gran escala resultase fácil. Como dopantes se utilizaron Ge y Zn.

La cuestión de la escasa calidad del material n usado en la región base de las células, fue considerada recientemente ¹²¹⁾ bajo un nuevo enfoque por el grupo de la compañía IBM. Los valores usuales para L_p en células de GaAs son de 0,5 a 2,5 μm , con $\sim 1 \mu\text{m}$ como valor más común. Esto conduce a que no sólo se tenga una colección poco eficiente de los portadores generados por el extremo rojo del espectro solar, sino que las imperfecciones que llevan a esos valores bajos de L_p también limiten la colección de los portadores generados en la región p, obtenida por difusión en esa base defectuosa. Hovel y Woodall ¹²¹⁾ purificaron primeramente el material base mediante una técnica consistente en mantenerlo en contacto a 900 C con una mezcla de Ga-Al saturada con As. En algunas muestras, L_p aumentó desde 0,4 μm a 0,9 μm , tras 12 h de tratamiento, lo cual resultó una mejora muy inferior a la

esperada. Aumentos del 45 % se lograron con tratamientos de 1 h. El segundo paso fue utilizar junturas profundas ($1-3 \mu\text{m}$), con lo cual la totalidad del espectro se absorbe en la región p, de mejor calidad. Comparando la respuesta espectral y la eficiencia experimentales con las calculadas para varios valores L_p , Hovel y Woodall concluyeron que L_p era superior a $4 \mu\text{m}$ en la región próxima a la junta y posiblemente menor a profundidades más cercanas a la interfase $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As-GaAs}$ (ver Fig. 16.33). Esencialmente, este trabajo demostró la factibilidad de lograr buenas células a partir de material inicial de baja calidad.

Un grupo del Institute of Semiconductor Physics de la Academia de Ciencias de la URSS comunicó recientemente ¹²⁷⁾ la producción de células de GaAs formando la junta p-n por implantación iónica de Zn en material tipo n. El proceso se efectuó a 35 keV e incluye un tratamiento de recocido a 600-800 C. Se obtuvieron unidades de $0,1-0,4 \text{ cm}^2$ que, *sin depósito adicional*, dieron eficiencias de 9,0 %. Unidades implantadas con Cd dieron resultados peores. El método permite un buen control del perfil de concentración de los dopantes y los autores esperan incrementar la eficiencia de sus unidades mediante el agregado de una ventana de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$, el uso de mejor material base de tipo n, el desarrollo de mejores contactos y la optimización del proceso de implantación.

Una propuesta de construcción de cintas de GaAs a partir de material policristalino sometido a un proceso de fusión zonal ¹²⁸⁾, efectuada en 1973, parece no haber prosperado hasta el presente.

Los desarrollos futuros de las células de GaAs previsiblemente estarán dirigidos a lograr: (a) mayores áreas; (b) depósitos de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ de menor espesor ($\sim 0,2 \mu\text{m}$) y elevado x; (c) obtención de GaAs tipo n de mejor calidad; (d) unidades policristalinas de elevada eficiencia sobre substratos económicos; (e) eventualmente, incorporación de campos eléctricos auxiliares en la región pGaAs.

16.2.2 Heterojunturas de materiales semiconductores

Dentro de este tipo, las células más investigadas son las de $\text{nCdS/pCu}_x\text{S}$, discutidas en la Sección 16.1. Le siguen en grado de desarrollo las células en las cuales una de las capas está constituida por GaAs, CdTe o InP, materiales que tienen E_g en la vecindad del correspondiente al máximo de la eficiencia teórica (Fig. 16.9). Además, se están ensayando numerosas combinaciones de diversos materiales semiconductores, siendo abundante la bibliografía publicada al respecto durante los últimos años (p. ej.,

Refs. [d] y [f])[†]. La mayoría de las células a heterojuntura de semiconductores en desarrollo opera en el modo de juntura posterior, es decir, con la radiación incidente sobre el material de mayor E_G ; una de las excepciones es, justamente, la célula de CdS/Cu_xS que, como vimos, muchas veces se utiliza en el modo opuesto, con el Cu_xS enfrentando la radiación incidente. La forma del material puede ser mono o policristalina; en el segundo caso, no surge la dificultad que aparece en las homojunturas policristalinas al efectuar la etapa de difusión, durante la cual los dopantes pueden llegar a difundir por los espacios intersticiales hasta el electrodo posterior, cortocircuitando la célula (págs. IV-35 y IV-53).

Recordando lo mencionado en relación con el depósito adicional de $Ga_{1-x}Al_xAs$ en las células a homojuntura de $GaAs$ (pág. IV-74), se comprende que si en una heterojuntura la "ventana" frontal con $E_{G,1}$ mayor que el de la base tiene, además, un espesor apreciable, la resistencia serie de la célula resultará muy baja, eventualmente como consecuencia de un elevado dopado de esa región. Sin embargo, a mayor espesor corresponderá menor transmisión de la radiación con energía superior a $E_{G,1}$. Los fotones con $h\nu > E_{G,1}$ atraviesan la ventana y se absorben en la base, tanto más cerca de la juntura cuanto mayor sea su energía. La respuesta en el extremo azul-violeta del espectro está gobernada, entonces, por la calidad de la heterojuntura (defectos, dislocaciones) y por el espesor de la ventana: si éste es muy elevado, los portadores minoritarios generados en la ventana por radiación con $h\nu > E_{G,1}$ tendrán menor probabilidad de difundir hasta la juntura cuanto mayor sea la energía de los fotones (por el aumento del coeficiente de absorción con $h\nu$; Fig. 16.7). Como la respuesta al extremo rojo del espectro depende de la longitud de difusión de los portadores minoritarios en la región base, la inclusión de un BSF (pág. IV-47) resulta provechosa.

La calidad y la estabilidad de la interfase dependen, respectivamente, de la mayor o menor semejanza de las redes cristalinas de los materiales intervinientes y de la similitud de los coeficientes de expansión térmica de éstos. Un factor a tener en cuenta a ese respecto en la elección de los componentes de una heterojuntura son las afinidades electrónicas en cada uno de ellos. Una diferencia excesiva en éstas impedirá el flujo de los portadores minoritarios a través de la juntura; como, además, el potencial de juntura depende de esta diferencia, pero en forma distinta según se trate

[†] Si bien la mayor cantidad de las publicaciones proviene de los EE.UU. de N.A., también hay contribuciones significativas de la U.R.S.S. y, en menor grado, de Francia, Japón y México.

de células p/n o n/p, cada caso deberá evaluarse independientemente.

Sobre la base de los diagramas de niveles de energía característicos de las heterojunturas, se señaló repetidamente que de estas células no son esperables eficiencias *teóricas* superiores a las que se obtendrían a partir de homojunturas fabricadas con cada uno de sus materiales constitutivos. Sin embargo, no siempre es posible formar estas homojunturas, pues no todos los materiales de interés fotovoltaico admiten ser convertidos en materiales tipo n y tipo p. Por otra parte, los beneficios del "efecto ventana" (recombinación superficial nula, baja resistencia serie, menor degradación frente a radiación ionizante en el espacio) son de significativa importancia para la construcción de una célula real.

CELULAS CON CAPA DE GaAs

En 1967, Purohit ¹²⁹⁾, produjo células nGaP/pGaAs y pGaP/nGaAs de tipo monocristalino con eficiencias del 7 %. En la misma época Vohl et al. ¹³⁰⁾ construyeron células policristalinas pCu_{1,8}Se/nGaAs con $\eta(AM0)$ ligeramente inferior a 5 %.

En 1970, Alferov et al. ¹¹⁶⁾, del Ioffe Physicotechnical Institute, de Leningrado, fabricaron las primeras células de pGa_{1-x}Al_xAs/nGaAs, que tenían eficiencias $\eta(AM0) = 10-11$ % si eran provistas de una película antirreflectante (siendo las demás características: material monocristalino; área de 0,1-0,2 cm²; x = 0,4-0,5; V_{ca} = 870-950 mV; J_{cc} = 15-20 mA y F = 0,74 - 0,80). La eficiencia mencionada supera apreciablemente los valores máximos logrables *actualmente* con células de CdS/Cu_xS (Fig. 16.11) y, de hecho, las células de pGa_{1-x}Al_xAs/nGaAs están entre las heterojunturas de mayor eficiencia de conversión experimental existentes. Sin embargo, su eficiencia es sistemáticamente inferior en algunos porcentos a la de las estructuras p⁺GaAlAs/pGaAs/nGaAs descritas anteriormente, razón por la cual su desarrollo ulterior ha sido escaso. Recientemente, Hutchby ^{131,132)}, del NASA Langley Research Center, EE.UU. de N.A., evaluó las características de heterojunturas pGa_{1-x}Al_xAs/nGaAs a ancho de banda variable (pág. IV-89), formadas mediante la disminución de la concentración de aluminio desde x = 0,35 en la superficie a x = 0 en la junta (ver Fig. 16.32.a). Obviamente, muchas de las consideraciones fenomenológicas y constructivas formuladas en relación con las células p⁺Ga_{1-x}Al_xAs/nGaAs son aplicables a las basadas sobre la heterojuntura pGa_{1-x}Al_xAs/nGaAs. Una diferencia consiste en que se prefiere ¹²²⁾ usar Ge en vez de Zn como dopante para la formación de la región p, pues,

como vimos (pág. IV-77), el elevado coeficiente de difusión del segundo llevaría a que penetrase la región base tipo n.

CELULAS CON CAPA DE CdTe

La bibliografía sobre heterojunturas que incorporan una capa de CdTe es apreciable. Por ej.: pCdTe/nCdS^{62,133,134,135,136}); pCdTe/nCdTe/nCdS³⁷); nCdTe/pCu₂Te^{95,111,137}); pZnTe/nCdTe¹³⁴⁻¹³⁶); pCdTe/nZnSe¹³⁴⁻¹³⁶); pCdTe/nZnCdS^{135,136}); nCdTe/pCu₂S⁹⁵).

Sin embargo, según nuestra información, hasta mediados de 1975, sólo los tres primeros tipos habían sido producidos experimentalmente, casi siempre afectados de problemas de estabilidad. Fahrenbruch et al., de Universidad de Stanford, EE.UU. de N.A., dan¹³⁵) eficiencias teóricas para las combinaciones con pZnTe (14 %), nCdS (17 %), nZnSe (21 %) y nZnCdS (23 %). Bell et al.¹¹²), de la Mobil Tyco Solar Energy Corp., EE.UU. de N.A., en un trabajo reciente, investigan las causas que hasta ahora limitaron las eficiencias experimentales de estas células a menos de 7 %, muy por debajo de las predicciones teóricas.

OTRAS CELULAS A HETEROJUNTURAS DE MATERIALES SEMICONDUCTORES

Entre éstas se encuentran dos de tipo monocristalino de elevada eficiencia, producidas recientemente en los Bell Laboratories, EE.UU. de N.A., por Shay et al.¹³⁸): pInP/nCdS ($\eta_{AM0} = 9,8$ %; $\eta_{AM2} = 12,5$ %; área = $2,5 \text{ cm}^2$) y pCuInSe₂/nCdS ($\eta_{AM2} = 12$ %; área = $0,8 \text{ mm}^2$). Los mismos autores estiman poder llegar con el primer tipo a eficiencias AM0 y AM2 de, respectivamente, 14 y 17 %; asimismo prevén alcanzar áreas de 1 cm^2 y ensayar material policristalino.

En la Brown University, de Providence, EE.UU. de N.A., Loferski et al.^{26,139}) desarrollan trabajos preliminares sobre células a heterojunturas entre pCu_xS y nSi, nCuInS₂ o CuInSe₂. Lai et al.¹⁴⁰) alcanzaron eficiencias AM1 del 6 % con células de nIn₂O₃/pSi, que es aproximadamente la mitad del máximo teórico esperable. De acuerdo a nuestra información no se comunicaron otros desarrollos significativos, aunque existen numerosas propuestas concretas para el ensayo de distintas heterojunturas, con tendencia a la utilización de materiales policristalinos.

16.2.3 Barreras Schottky

En este tipo de célula, que funciona sobre la misma base que los diodos a barrera Schottky (p. ej., Refs. 141,142) la discontinuidad que genera

al potencial de juntura se establece por el contacto entre una capa metálica y un semiconductor (Fig. 16.34)[†]. Si este es, por ej., de tipo n, los agujeros creados por los fotones absorbidos en él deberán difundir hasta la interfase metal/semiconductor y atravesarla, originando una corriente que circulará por la carga exterior conectada a la célula. Este proceso se ve favorecido por el hecho de que, generalmente, en comparación con homojunturas típicas, el campo interno en la zona de transición es muy intenso. Consecuentemente, los agujeros creados por la radiación del extremo azul-violeta del espectro solar, que se absorbe en esa zona, tienen mayor probabilidad de ser impulsados a través de la juntura que de recombinarse en los defectos propios de toda interfase. Obsérvese que en estas células, igual que en las heterojunturas a materiales semiconductores, se evita el proceso de difusión de dopantes en la base, origen de los numerosos defectos que producen recombinación superficial en homojunturas típicas; la ausencia del proceso de difusión también hace que las células a barrera Schottky construídas con semiconductores policristalinos, comparadas con las homojunturas p-n, presenten las mismas ventajas que las heterojunturas discutidas en la pág. IV-80. Más aún, generalmente se argumenta que la construcción de células metal/semiconductor es potencialmente más simple y económica que la de células a homojuntura (aunque para producir la capa metálica, el contacto óhmico y la película antirreflectante se requiere una etapa de evaporación en alto vacío, proceso que, como señalamos reiteradamente, es difícil de compatibilizar con la generación masiva de electricidad a precios competitivos).

Los materiales semiconductores más comunmente usados son Si (tanto n cuanto p) y GaAs. Dado que el comportamiento fotovoltaico de las regiones base de las células es similar al que se observa en las bases de las homojunturas, sus espesores también son similares; asimismo, la inclusión de un campo adyacente a la cara posterior (pág. IV-47) tiene igual efecto que en células a homojuntura.

La radiación solar absorbida en la capa metálica también crea pares, pero la probabilidad de que los electrones sobrepasen la barrera de potencial para atravesar la juntura es muy baja en comparación con el flujo de agujeros a través de ella: el depósito metálico actúa como atenuante de la radiación, sin contribuir a la corriente generada. A fin de minimizar la atenuación, el depósito debe tener el menor espesor compatible con el mantenimiento de una resistividad superficial aceptable para el óptimo funciona-

[†] La bibliografía sobre el tema en nuestro poder proviene, fundamentalmente, de los EE.UU. de N.A. y, en menor grado, de Francia y la República Federal Alemana.

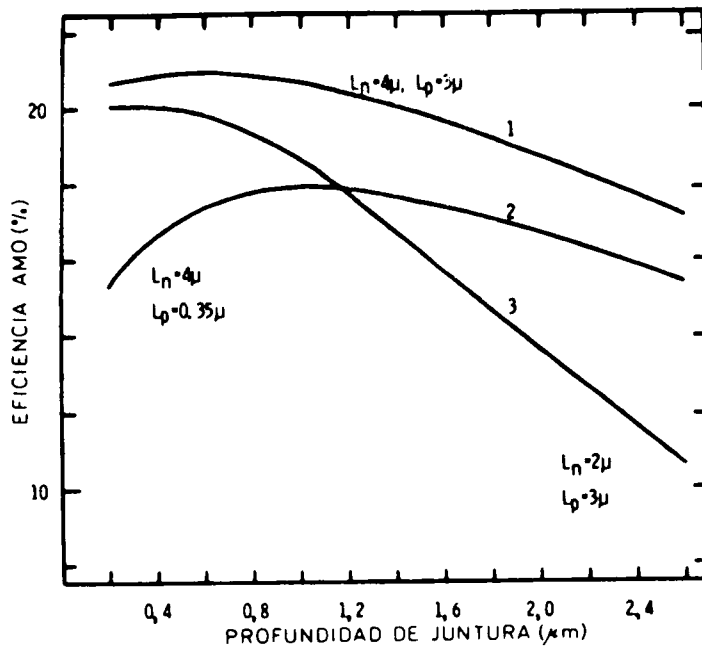


Fig. 16.33: Eficiencias AMO calculadas para células de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}/\text{pGaAs}/\text{nGaAs}$, en función de la profundidad de la juntura y para varias combinaciones L_n - L_p . La curva (1) corresponde a células con material de buena calidad en las regiones n y p; la curva (2), a células con material pobre en la región n pero bueno en la región p y la curva (3) a la situación inversa. Una unidad experimental construida a partir de material base con $L_p = 0,5$ - $0,6 \mu\text{m}$ y sometida a un proceso de purificación, con la juntura ubicada a una profundidad de $3 \mu\text{m}$ y dotada de un depósito adicional de $0,6 \mu\text{m}$ de espesor y $x = 0,85$, dio una eficiencia de 14,7 %. Estos valores indican propiedades cercanas a la curva (2), por lo cual se muestra la efectividad del proceso de purificación en mejorar considerablemente las longitudes de difusión de los portadores minoritarios en la región p. De Ref. 121.

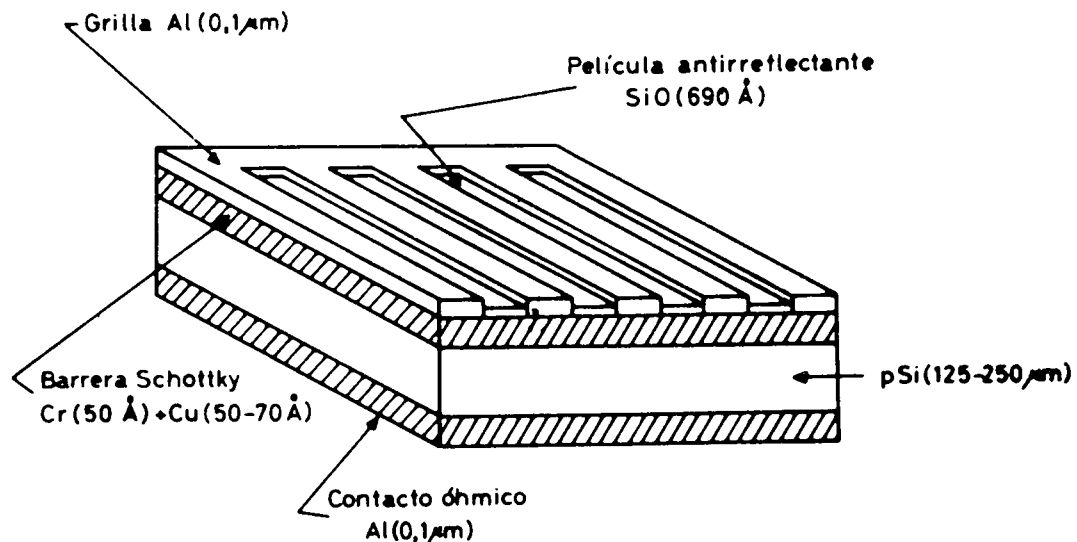


Fig. 16.34: Célula a heterojuntura Cr/pSi, de 1 cm^2 de área. Se indican los materiales usados y sus espesores. En este caso particular, sobre el depósito de Cr se agregó otro de Cu para disminuir la resistencia serie de la célula, sin afectar la altura de la barrera. De Ref. 142.

Es usual preferir Si tipo p al tipo n por la mayor facilidad que presenta el primero para aplicar el contacto óhmico posterior.

miento de la célula (Fig. 16.35). Los metales a usar se seleccionan por una serie de consideraciones: (a) altura de la barrera de potencial en relación con el material base; (b) razones técnicas, como adherencia a la base semiconductor, facilidad de evaporación en alto vacío, etc.; (c) propiedades ópticas logrables en el depósito. Los metales más usuales son Au, Cr y Pt, en espesores de $\sim 0,01 \mu\text{m}$ ($\sim 100 \text{ \AA}$). La aplicación de una capa antirreflectante apropiada es muy importante, ya que suele aumentar la transmisión a través de la región frontal desde $\sim 50 \%$ hasta $> 90 \%$.

Como se mencionó, las corrientes fotogeneradas en estas células son elevadas en comparación con las de células a homojunturas, debido a la disminución de la recombinación superficial y la buena colección de los portadores generados por la radiación de longitud de onda corta. Por el contrario, V_{ca} es menor que en una célula a homojuntura del mismo material semiconductor, dado que no interviene E_g sino la altura de la barrera de potencial en la interfase metal-semiconductor ($\sim 2/3 \cdot E_g$ para semiconductores tipo n y $\sim 1/3 \cdot E_g$ para semiconductores tipo p). Para elevar la altura de la barrera, se ensayó la implantación de aceptores en Si tipo n y de donores en Si tipo p, previa a la formación de la barrera Schottky, con lo cual se produce una modificación de la carga espacial en el semiconductor, en la vecindad de la interfase. Un grupo de la Universidad Louis Pasteur, de Estrasburgo, Francia, llevó ^{75,144)} la barrera de Au/nSi desde 0,80 a 0,99 eV y el grupo de los Mullard Research Laboratories, de Redhill, Inglaterra ¹⁴⁵⁾, la de Ni/pSi de 0,49 a 0,74 eV.

En la práctica, la calidad de las células metal/semiconductor depende de la densidad de centros de recombinación en la interfase, ya que aquella afecta a la altura de la barrera de potencial y, por lo tanto, a la eficiencia de conversión. En este contexto, es necesario evitar la formación de una capa de óxido sobre el material semiconductor antes de depositarse la capa metálica o mantener el espesor de aquella en $< 0,005 \mu\text{m}$ ($50 \text{ \AA}$).

Eficiencias experimentales recientes para células dotadas de película antirreflectante llegan hasta 9 % para condiciones AM0 y 12 % para condiciones AM1 (ver Tabla 16.6). Las mayores áreas alcanzadas son de unos pocos cm^2 (Refs. 142 y 146).

ESTRUCTURAS METAL/OXIDO/SEMI CONDUCTOR (Estructuras MOS)

Durante el desarrollo de diodos ^{141,147)} y células solares ¹⁴⁸⁻¹⁵⁰⁾ a barrera Schottky, se advirtió que la presencia de una capa de óxido interfacial provoca un incremento de la barrera de potencial, no habiéndose llegado

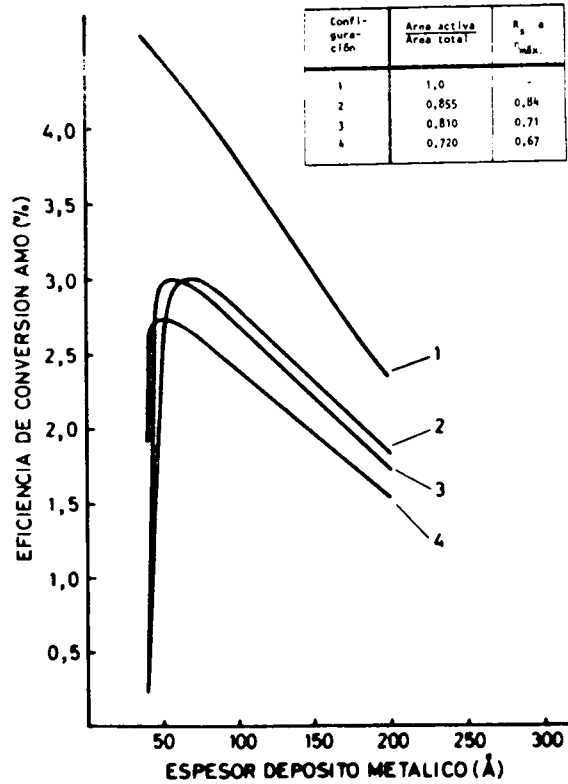


Fig. 16.35: Eficiencias de células a heterojuntura Au/nSi, calculadas en función del espesor del depósito metálico, para varias configuraciones de grilla. En este ejemplo, los espesores óptimos están entre 40-70 Å. De Ref. 143.

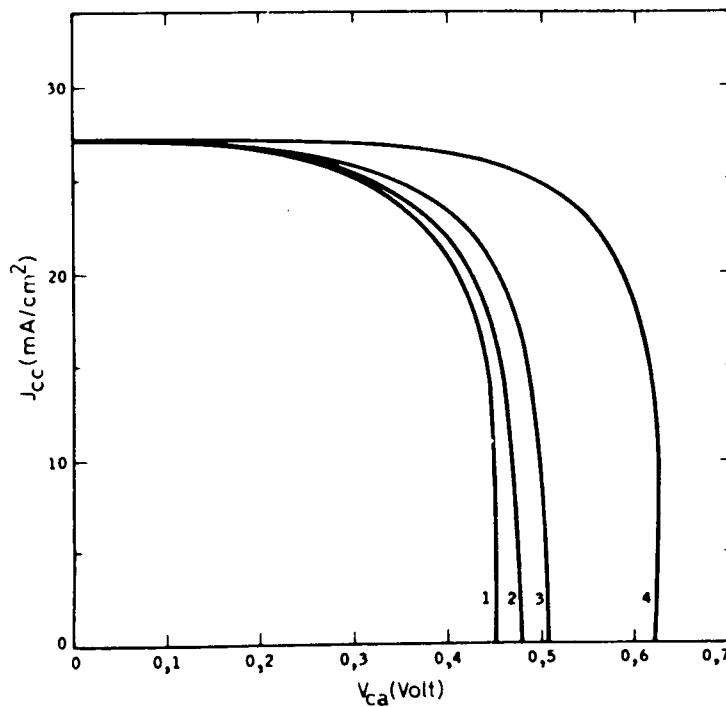


Fig. 16.36: Características I-V de células solares de estructuras metal/semiconductor y metal/óxido/semiconductor, desprovistas de película antirreflectante. La base es de nGaAs y el depósito metálico es de 60 Å de Au. (1) Interfase "limpia"; (2) exposición del GaAs al aire a T_{amb} , durante 4 horas; (3) idem, 95 h; (4) exposición en aire a 105 °C durante 70 h. Se estimó que los espesores de las capas de óxido formadas durante el período de exposición en aire, varían entre 30 y 50 Å. El incremento de V_{ca} entre las curvas (4) y (1) es del 40 %, sin modificación en J_{cc} . De Ref. 151.

aún a una comprensión total del mecanismo ^{150,151)}. Si el espesor de la capa de óxido se mantiene por debajo de $\sim 0,005 \mu\text{m}$ ($50 \text{ \AA}$), la intensidad de la corriente fotogenerada no es afectada en comparación con la de una célula de barrera Schottky "limpia"; por esta razón, es dable esperar mayor eficiencia de conversión de las estructuras MOS que de aquellas (si se respeta la condición de espesor bajo).

El hecho de que J_{CC} no sea afectada por las capas delgadas de óxido se explica ^{14,151)} suponiendo que los portadores minoritarios involucrados la atraviesan por mecanismo túnel (de hecho, se pueden aceptar espesores mayores si la capa de óxido es conductora).

Stirn y Yeh ^{150,151)}, del California Institute of Technology, Pasadena, utilizaron GaAs como material base y, antes de evaporar el depósito metálico, lo dejaron oxidar en aire, a temperatura ambiente y a 100-200 C. El aumento de V_{ca} se observa en la Fig. 16.36. Con células provistas de película antirreflectante de Ta_2O_5 lograron normalmente eficiencias AM1 de 15 % (Tabla 16.6).

En investigaciones preliminares, Olsen y Bohara ¹⁵²⁾, del Joint Center for Graduate Study, de Richland, EE.UU. de N.A., produjeron células de $\text{Cu}/\text{Cu}_2\text{O}$, teniendo en cuenta que el Cu_2O , por su $E_G = 1,95 \text{ eV}$, es un material aceptable para conversión fotovoltaica y que la mencionada juntura Schottky es fácilmente fabricable. Aún no determinaron eficiencias experimentales, pero de mediciones de características eléctricas deducen $\eta(\text{AM1}) \sim 3,5\%$. Un control estricto del espesor de la capa interfacial permitiría llegar a eficiencias AM1 de $\sim 10 \%$, tanto para células de juntura posterior cuanto frontal.

Los desarrollos esperables en células de barrera Schottky son: (a) profundización de los estudios referentes a las estructuras con capa interfacial aislante; (b) aprovechamiento de la ventaja que presenta la ausencia del proceso de difusión para encarar la fabricación de unidades con semiconductores policristalinos; (c) aumentar el área de las células.

16.2.4. Otras células

CELULAS DE JUNTURA VERTICAL MULTIPLE

En 1972, varios grupos ¹⁵⁵⁻¹⁵⁷⁾ propusieron la construcción de células en las cuales la radiación no incidiese perpendicularmente a la juntura, sino paralelamente a ella. Una célula estaría compuesta por una cantidad

Tabla 16.6

Características de algunas células no convencionales
en su actual estado de desarrollo

TIPO ^{a)}	η_{AM1} (%)	η_{AMO} (%)	AREA (cm ²)	REFEREN- CIAS
<u>HOMOJUNTURAS</u>				
$p^+Ga_{1-x}Al_xAs/pGaAs/nGaAs$ ^{b)}	19	14,7	-	121
" " " ^{c)}	-	12	0,9	122
GaAs ^{b)}	9	-	0,4	127
<u>HETEROJUNTURAS MATERIAL SEMICONDUCTOR</u>				
$pGa_{1-x}Al_xAs/nGaAs$ ^{c)}	-	11	0,2	116
nGaP/pGaAs	7		0,04	129
nCdTe/pCu ₂ Te ^{c)}	6	-	6	137
pCdTe/nCdS ^{c)}	7	6	0,1	62,133
pCdTe/nCdTe/nCdS	5,8		-	37
nIn ₂ O ₃ /pSi	6	-	0,05	140
pInP/nCdS ^{c)}	12,5 (AM2)	9,8	0,2	138
pCuInSe ₂ /nCdS ^{c)}	12 (AM2)	-	0,008	138
<u>BARRERA SCHOTTKY</u>				
Au/nGaAs _{0,78P_{0,22}} ^{c)}	12	9	0,17	153
Cr/pSi ^{c)}	9,5	-	1,0	154
<u>MOS</u>				
Au/nGaAs ^{c)}	15	-	0,17	150,151
<u>OTROS TIPOS</u>				
JVM (Si) ^{d)}	-	9,9	4	159
BANDA VARIA- BLE $\left\{ \begin{array}{l} GaAs_{1-x}P_x \\ Cd_{1-x}Hg_xTe \end{array} \right.$ ^{b)}	4,7		-	163
	4	-	0,01	162

a) Las células a heterojunturas de nCdTe/pCu₂Te y de pCdTe/nCdS y la capa n de la célula de nIn₂O₃/pSi son de material policristalino; en todos los demás casos el material es monocristalino.

b) Célula sin película antirreflectante.

c) Célula con película antirreflectante.

d) Célula a ranura abierta no-reflectante (Fig. (16.37.b)).

de junturas conectadas en serie-paralelo, expuestas a la radiación solar en la geometría indicada; en la Fig. 16.37.a se muestra un conjunto conectado en paralelo. Si se opta por la conexión en serie se pueden lograr valores de V_{ca} de decenas de Volt combinados con valores bajos de I_{cc} (del orden de los mA). Las tensiones de salida relativamente elevadas facilitan el armado de paneles para su interconexión con sistemas de potencia; además, especificada una potencia de salida para el conjunto de JVM, la conjunción V_{ca} alto - I_{cc} baja, permite tolerar mayores valores absolutos de R_s . En sí, la geometría de los dispositivos de JVM lleva a una R_s baja, lo que los hace apropiados para ser operados con elevadas concentraciones de la radiación solar (ver Secc. 17.1.). Por otra parte, sometidos a radiaciones ionizantes, se degradan menos que células convencionales. En principio, haciendo las regiones p y n suficientemente delgadas, la respuesta espectral debería ser prácticamente independiente de la longitud de onda. En la práctica, se colocan ¹⁵⁷⁾ unas 2000 junturas por cm; con esta densidad, se logra contrarrestar el efecto negativo de la recombinación superficial, mucho más importante en este tipo de células que en el convencional ^{155,157)}, obteniendo así una buena respuesta en el extremo violeta del espectro.

Para células construídas de esa manera se predicen eficiencias teóricas similares a las de las células convencionales de Si. Aunque los campos de aplicación espacial y de colección concentrada permiten mayores costos unitarios de las células en sí, aun para ellos no es obvio que las de JVM, de construcción compleja, puedan afrontar la competencia de otros tipos.

Recientemente, Lloyd, de la compañía Texas Instruments, de EE.UU. de N.A., describió ¹⁵⁹⁾ el diseño y fabricación de tres tipos de células de JVM, en las cuales, a diferencia de lo indicado en la Fig. 16.37.a., las ranuras no son rellenadas mediante crecimiento epitaxial sino que permanecen abiertas (Fig. 16.37.b.). El efecto adicional logrado es similar al ilustrado en la Fig. 16.22 para la célula no reflectante. Con un diseño más sofisticado que el mostrado en la figura, se obtuvo $\eta(AM0) = 9,9 \%$, con un factor de llenado de sólo 0,53, lo cual fue atribuído a problemas solucionables en la colocación de los contactos. La respuesta en el extremo azul fue equivalente a la de las células violetas (pág. IV-47).

CELULAS DE ANCHO DE BANDA VARIABLE

Según lo ilustrado en la Fig. 16.32.a., el ancho de banda del depósito de $Ga_{1-x}Al_xAs$ allí considerado varía con el valor de x. Lo mismo sucede con otros compuestos de interés fotovoltaico, como $Cd_{1-x}Hg_xTe$ y

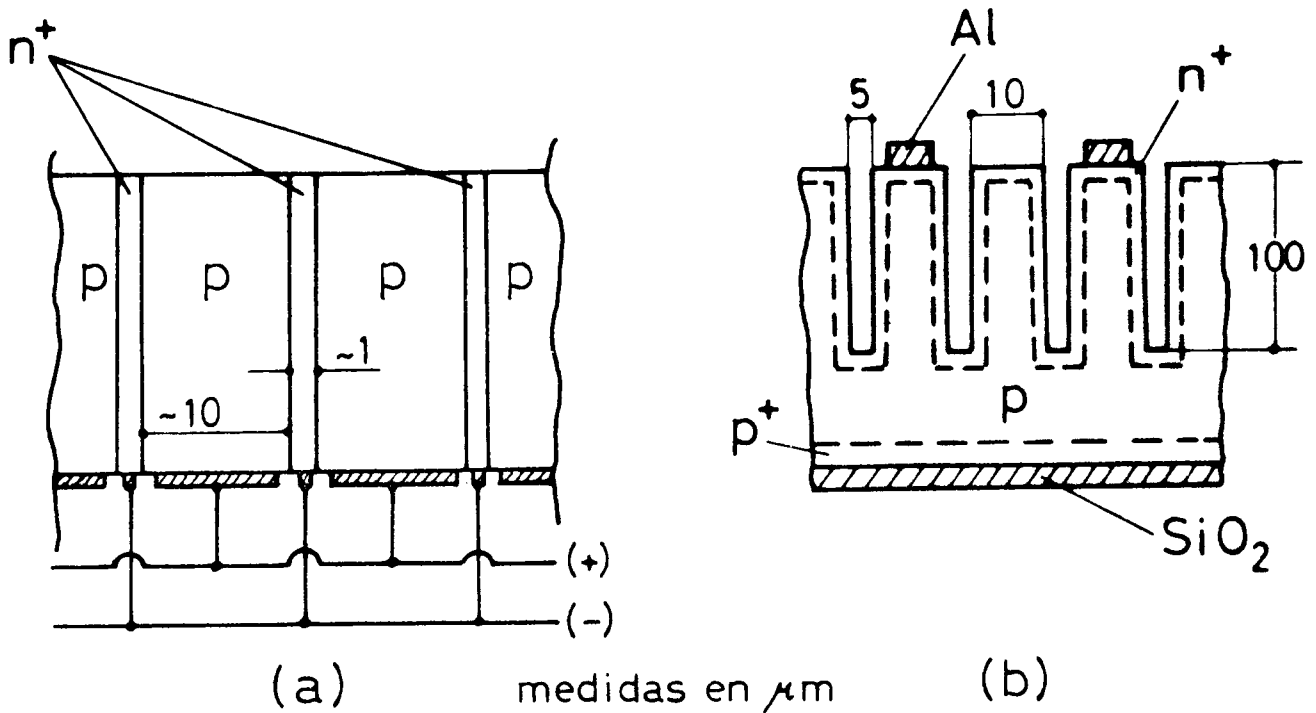


Fig. 16.37: (a) Esquema de célula de homojuntura vertical múltiple conectada en paralelo, fabricada a partir de una base de Si tipo p. De Ref. 158.

(b) Esquema de célula de JVM de Si, de 4 cm², "a ranura abierta", que permite obtener un efecto "no-reflectante" o de cuerpo negro; conectada en paralelo. Las regiones n⁺ y p⁺ se forman por difusión de dopantes apropiados. La eficiencia de 9,9 % dada en el texto corresponde a un diseño en el cual los cantos superiores de las ranuras están redondeados y se disponen 2000 ranuras por cm. De Ref. 159.

$\text{Zn}_{1-x}\text{Hg}_x\text{Te}$. Hace ya casi 20 años que, sobre esta base, se propuso producir dispositivos fotovoltaicos con E_G variable en función de la distancia respecto de su cara frontal, modificando x con dicha distancia (aleaciones o soluciones sólidas de composición gradual); por supuesto, la variación de x también modifica la constante de la red cristalina, la longitud de difusión de los portadores minoritarios y mayoritarios, la afinidad electrónica, etc.. Todos estos efectos han sido tratados en diversos análisis teóricos (p. ej. Refs. 132, 160, 161).

En las células solares, el efecto principal de un E_G variable es la generación de un campo eléctrico interno que disminuye fuertemente la recombinación superficial de los portadores minoritarios (como también la que tiene lugar en el cuerpo de la región frontal), al favorecer su rápida difusión hacia la juntura. Teniendo en cuenta que el coeficiente de absorción de la radiación incidente crece con la energía de los fotones, se la hace incidir sobre la zona de E_G máximo. Uno de los grupos más activos en este campo, integrado por Gohen-Solal y colaboradores, inició sus experimentos en el Centre National de la Recherche Scientifique ¹⁶²⁾ de Meudon-Bellevue, Francia, a fines de la década del 60. En 1972, presentó células de homojuntura de $\text{Cd}_{1-x}\text{Hg}_x\text{Te}$, de 1 mm^2 y eficiencia AM1 de hasta 4 %. Anteriormente, Stone et al. ¹⁶³⁾† produjeron células a banda variable de $\text{GaAs}_{1-x}\text{P}_x$, con una eficiencia promedio de 4,7 %. Estos valores están aún muy alejados de las estimaciones teóricas ^{160,165)} del grupo francés (35 % para $\text{Cd}_{1-x}\text{Hg}_x\text{Te}$) y de las efectuadas por Hutchby ^{131,132)} para células de heterojuntura $\text{pGa}_{1-x}\text{Al}_x\text{As/nGaAs}$ (18 %). También en las Academias de Ciencias de Uzbekistan y Azerbaiján, ambas de la URSS, se realizan ¹⁶⁶⁻¹⁶⁹⁾ trabajos en este campo.

CELULAS PIN

Las estructuras PIN consisten en una región p altamente dopada, una región *intrínseca* y una región n , también altamente dopada. Si la estructura es vertical, conviene que la región frontal tenga E_G mayor que el de la base (efecto ventana). El campo eléctrico existente en la región intrínseca separa a los constituyentes de los pares electrón-agujero creados en ella, llevándolos a las regiones frontal y base, las cuales, debido al dopado elevado, poseen resistencia serie baja; esto constituye una indudable ventaja, junto con el hecho de que la colección de los portadores minoritarios

† Citado en la Ref. 164.

se produce lejos de la superficie de la célula. Chernov ¹⁷⁰⁾, de la Universidad de Colorado, propuso la fabricación de células PIN de CdTe-ZnSe y Lammert et al. ¹⁷¹⁾ de la Purdue University, construyeron células PIN de Ge, de 2 cm², acoplables en serie, para las cuales calculan eficiencia algo menor que 5 % para radiación AM0 10 veces concentrada.

SOLUCIONES ELECTROLITICAS

Investigaciones concernientes a la conversión fotovoltaica en sistemas formados por electrodos semiconductores sumergidos en soluciones electrolíticas acuosas se efectúan, entre otros, en la Universidad de Wisconsin, Milwaukee, EE.UU. de N.A. (Ref. 172) y en la Facultad de Ciencias Ingenieriles de la Universidad de Osaka, Japón (Ref. 173). Las eficiencias logradas hasta el presente son < 0,1 %. Un aumento sustancial de este valor permitiría considerar su aplicación terrestre desde el punto de vista económico (ya que, en principio, son de construcción barata), pero subsistiría el problema de las grandes áreas requeridas por instalaciones de alguna significación si la eficiencia global no supera el 1 %.

MATERIALES ORGANICOS

El efecto fotovoltaico en materiales orgánicos, en particular biológicos ¹⁷⁴⁾, también es materia de estudio. Por ejemplo, para sistemas tipo barrera Schottky metal/polímero, se estimaron ¹⁷⁵⁾ eficiencias de conversión teóricas máximas de ~ 1 %, pero los valores experimentales actuales están aún órdenes de magnitud debajo de ese valor. En cuanto a economicidad y áreas, valen consideraciones similares a las hechas en el párrafo precedente.

17. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS SISTEMAS DE CONVERSION

En la Introducción señalamos que la conversión fotovoltaica se distingue conceptualmente de la conversión fototérmica por su característica de ser una conversión directa, indicando también que esto lleva a diferencias sustanciales en los subsistemas que integran centrales solares basadas sobre cada uno de estos procesos; en el Capítulo 8 resumimos las diferencias generales entre ambos métodos de generación eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos de generación masiva propuestos son del tipo "distribuido" (pág. III-3) aun para el caso de células operadas con radiación concentrada, ya que no han sido analizados sistemas equivalentes al de receptor central (pág. III-5). A diferencia de lo que ocurre en sistemas fototérmicos distribuidos, en los fotovoltaicos no existe problema en el transporte de la energía generada hacia un punto central de utilización o almacenaje.

En los sistemas sin concentración, los paneles de células estarán inclinados en un ángulo próximo a la latitud del lugar, el cual, a lo sumo, será ajustado estacionalmente. Si se utilizan concentradores, deberá incorporarse un sistema de seguimiento del Sol y, generalmente, dispositivos para la disipación de calor en las células; el calor extraído podrá ser aprovechado para fines térmicos ulteriores, en cuyo caso se tendrá uno de los denominados "sistemas de energía total".

Además, todo sistema fotovoltaico puede requerir subsistemas de regulación y de almacenaje de energía y, si está destinado a ser conectado a una red de distribución preexistente, deberá estar dotado de convertidores de corriente continua a alterna.

Si bien existe una serie de aplicaciones terrestres de pequeña envergadura de la conversión fotovoltaica, hasta el presente no está en construcción ningún prototipo de central basado en ese principio. Por una parte, esto es debido al costo aún excesivo de las células y, por otra, a que todavía no existe urgencia en acumular experiencia a través de la construcción de sistemas cada vez mayores, ya que, a diferencia de lo que ocurre con sistemas fototérmicos, en los cuales el turbogenerador está afectado por un fuerte factor de escala, en los subsistemas de centrales fotovoltaicas dicho factor es prácticamente inexistente, apareciendo sólo en el sistema de almacenaje. Este hecho permitirá efectuar un desarrollo paulatino desde los pequeños dispositivos actuales para uso personal o para satisfacer necesidades muy específicas en zonas aisladas, hacia instalaciones de 1-10 kW con muy amplio campo de aplicación en tareas rurales, mineras y forestales en regiones marginales de elevada

insolación. Asimismo, la generación fotovoltaica podrá ser de gran utilidad a los países en desarrollo o subdesarrollados para, por ejemplo, la puesta en marcha de programas educativos masivos televisados. Con estos mercados a la vista, las naciones industrializadas no favorecidas por elevadas tasas de insolación se han lanzado de lleno a desarrollar las técnicas necesarias para penetrarlos.

17.1. OPERACION DE CELULAS CON RADIACION SOLAR CONCENTRADA

Los parámetros que caracterizan el funcionamiento de las células solares varían en función de la temperatura a la cual se operan y de la intensidad de la radiación incidente sobre ellas. Obviamente, temperatura e intensidad cambian al someter a una célula a un flujo de radiación solar concentrada.

En la Fig. 16.10 dimos la variación de la eficiencia teórica al incrementarse T por encima de la temperatura ambiente mientras se mantiene la iluminación constante. La disminución de η con T creciente proviene de una falta de compensación entre la caída de F y de V_{ca} ^{118,176,177)} y el aumento de J_{cc} al subir T , provocado este último por el incremento de la longitud de difusión de los portadores minoritarios^{118,178)} y por la disminución de E_g . Una de las causas de la mejora relativa de las células de GaAs respecto de las de Si mencionada en la leyenda de la figura, reside en que la pendiente de la recta que indica la variación de E_g con T es mayor para GaAs que para Si (lo cual conduce a un mayor aumento de J_{cc} para GaAs). De la misma figura surge que, si se exige $\eta \geq 5\%$, las células de Si no deben ser operadas a más de ~ 200 C, mientras que las de GaAs pueden ser llevadas hasta ~ 280 C, diferencia que es importante. En la práctica, dicha eficiencia se logró ya hace algunos años para células de Si de $2-4 \text{ cm}^2$, manteniendo $T \sim 150$ C (Refs. 176 y 177) y, para células de GaAs de $0,2 \text{ cm}^2$, limitándola a ~ 310 C (Ref. 118). Estos dos materiales son los candidatos primarios para operación comercial de células con radiación concentrada. Las únicas otras células actualmente viables serían las de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$, pero éstas tienen mayores requisitos en el sistema de disipación de calor pues, según vimos (pág. IV-54), presentan problemas de estabilidad a más de ~ 70 C.

En cuanto a las modificaciones de las características de las células al crecer la intensidad incidente sobre ellas, en la Fig. 16.6 se muestra, para una variación pequeña y células de Si, cómo I_{cc} aumenta linealmente, mientras V_{ca} lo hace logarítmicamente[†]. Para el mismo tipo de células, Lewis y

[†] Lo cual resulta de la ecuación incluida en la Fig. 16.4.

Kirkpatrick¹⁷⁷⁾ obtuvieron resultados similares con concentraciones de hasta 25 y Lidorenko y Landsman¹⁷⁹⁾ con concentraciones de hasta 10.000. Davis y Knight¹⁸⁰⁾ tuvieron resultados también similares para células de $\text{Ga}_{0,7}\text{Al}_{0,3}\text{As}/\text{GaAs}$ de $0,16 \text{ mm}^2$, operadas a concentraciones de hasta 1000 (y, ocasionalmente, hasta 5000). Definitivamente aceptada la relación lineal entre concentración y J_{cc} , actualmente se suele determinar la primera sobre la base de una medición de la segunda. En células ideales ($R_s = 0$), además de V_{ca} , también el factor de llenado F crece al aumentar la intensidad incidente. En la práctica, en cambio, al incrementarse la concentración, por una parte empeora el factor de llenado debido a la presencia de resistencias serie finitas (Fig. 16.5) y, por otra, eventualmente se limita el crecimiento de V_{ca} a causa de aumentos en la temperatura de operación (Fig. 17.1). Por lo tanto, para células reales, es esperable que la eficiencia disminuya con concentraciones elevadas.

De lo que antecede, resulta que la operación óptima de células bajo radiación solar concentrada se logra mediante un apropiado balance entre potencia incidente, temperatura de operación y resistencia serie.

Los métodos de refrigeración se suelen dividir en "pasivos", que no consumen fracción alguna de la potencia generada por el conjunto fotovoltaico, y "activos", que sí la consumen (conviene que estos últimos operen a corriente continua para poder alimentarlos directamente desde las células, evitando las pérdidas existentes en todo sistema de almacenaje y conversión de energía). Los principales métodos utilizados son: (a) convección libre en aire con dispositivos para aumentar las pérdidas por radiación; (b) convección por circulación forzada de aire; (c) convección por circulación libre o forzada de agua (Refs. 182-184).

Por su parte, la resistencia serie se mantiene en valores aceptables aumentando la densidad del reticulado de las grillas hasta un límite compatible con su transmisión y costo y, en el caso de las células de GaAs, aplicando el depósito adicional de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ descrito en la Sección 16.2.1. Asimismo, cabe la utilización de células de juntura vertical múltiple (Secc. 16.2.4), caracterizadas por tener R_s particularmente baja. Además, obviamente, todos los parámetros constructivos de las células mismas y de su interconexión deben ser analizados en vista a eventuales modificaciones requeridas si aquellas son operadas a concentraciones altas.

Para concentrar la radiación sobre las células se pueden utilizar distintas geometrías: (a) concentrador que se desplaza al variar la posición del Sol en el firmamento[†], de manera de mantener la radiación enfocada sobre

[†] Para su activación eléctrica valen consideraciones similares a las expuestas en relación con los dispositivos de refrigeración.

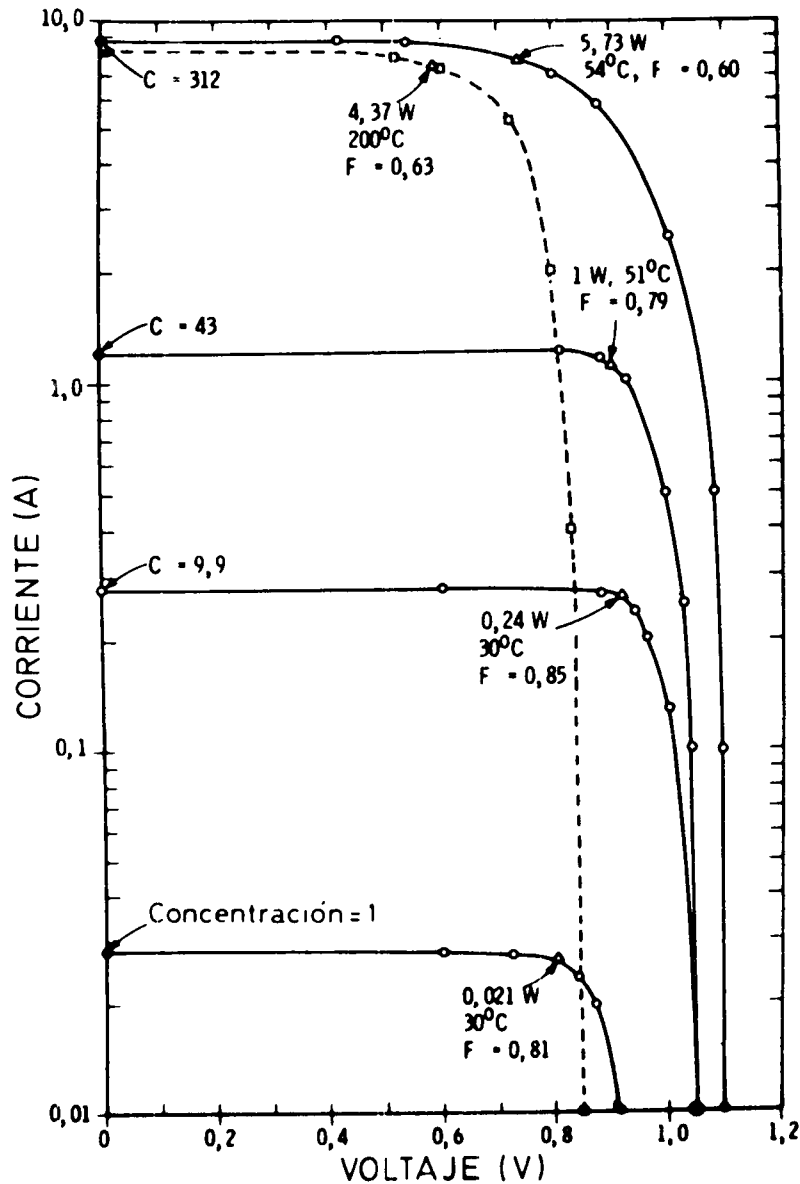


Fig. 17.1: Características I-V de una célula de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}/\text{GaAs}$ de 1.3 cm^2 , sometida a radiación con diferentes grados de concentración. Se observa: (a) I_{cc} crece linealmente con la concentración; (b) a T constante, V_{ca} crece logarítmicamente con la concentración; (c) entre concentraciones 9.9 y 43, V_{ca} no aumenta debido al incremento en la temperatura de operación; para las dos curvas a concentración ~ 310 , la diferencia entre los V_{ca} corresponde a una caída de $\sim 1.7 \text{ mV/C}$; (d) el factor de llenado primero crece con la concentración y luego, por efecto de R_s , disminuye. De Ref. 181.

el panel de células ubicado en su foco; (b) concentrador solidario con el suelo y panel que se desplaza[†] junto con el foco de aquel al variar la posición del Sol; (c) concentrador y panel fijos, haciéndose, a lo sumo, ajustes estacionales. Un grupo soviético empleó reflectores parabólicos móviles^{179,184)} mientras que Backus et al., de la Arizona State University, analizaron el comportamiento de varios sistemas concentradores a lentes de Fresnel y a espejos facetados^{183,185)}. Dentro de los sistemas fijos, la Mobil Tyco Solar Energy Corporation, de los EE.UU. de N.A., patentó recientemente¹⁸⁶⁾ una variante en la cual la célula cilíndrica hueca es colocada en el fondo de un concentrador tipo Winston¹⁸⁷⁾. En general, al aumentar la concentración, deberá mejorar la calidad óptica del sistema concentrador y la mecánica del sistema de rastreo, con lo cual se deberá llegar a un compromiso económico adecuado. En los Capítulos 9 y 14 del presente trabajo se analizaron con cierto detalle varios sistemas de concentración con espejos. Los aspectos vinculados con el factor de utilización del terreno y con la interferencia causada por un concentrador sobre otro, son similares a los discutidos en la pág. III-13, si bien los sistemas fotovoltaicos son mucho más sensibles a sombras que los fototérmicos (Ref. 185).

La eficiencia mínima aceptable para las células a ser operadas con radiación concentrada depende fuertemente de la relación existente entre el costo por unidad de área de la célula misma, por una parte, y del sistema completo formado por la célula, el concentrador y el dispositivo de refrigeración (incluidos sus mantenimientos y operación), por la otra. En este contexto técnico-económico, también cabe recordar que la energía no fotoconvertida es eventualmente utilizable para otros aprovechamientos (incluidos métodos alternativos de generación de electricidad), con lo cual, para estos casos, la eficiencia a considerar sería la total: conversión fotovoltaica más conversión fototérmica; al aumentar la temperatura de operación, disminuirá η_{fv} y crecerá η_{ft} .

En la literatura se sostiene frecuentemente que la operación de células de Si o de GaAs con concentraciones elevadas de la radiación solar es la solución más viable para la generación masiva de potencia eléctrica a nivel terrestre. Para células de otros tipos actualmente en desarrollo, de menor costo y eficiencia, eventualmente se podrían utilizar factores de concentración también menores. Por otra parte, no parece posible basar un sistema de generación masiva de electricidad sobre células de GaAs operadas sin concentración, ya que el Ga es un material de escasa abundancia.

Trabajos recientes

El grupo soviético multiinstitucional centrado en el Instituto de Investigaciones de Fuentes de Electricidad, Moscú, efectuó^{179,184)} hace

[†] Ver llamada pie de pág. IV-95.

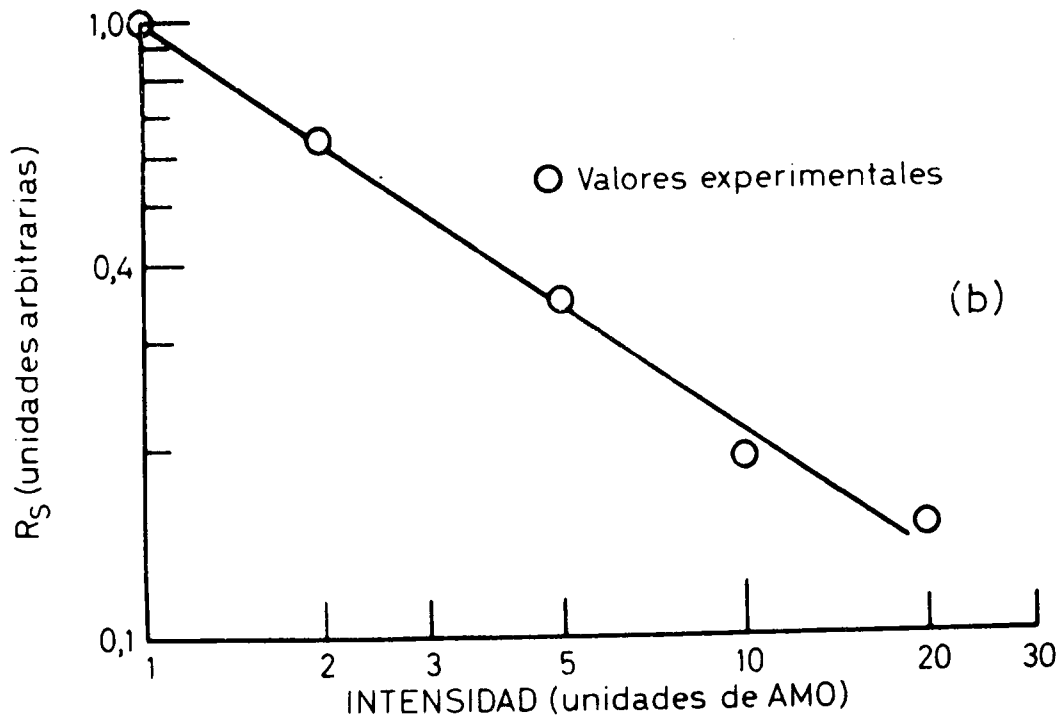
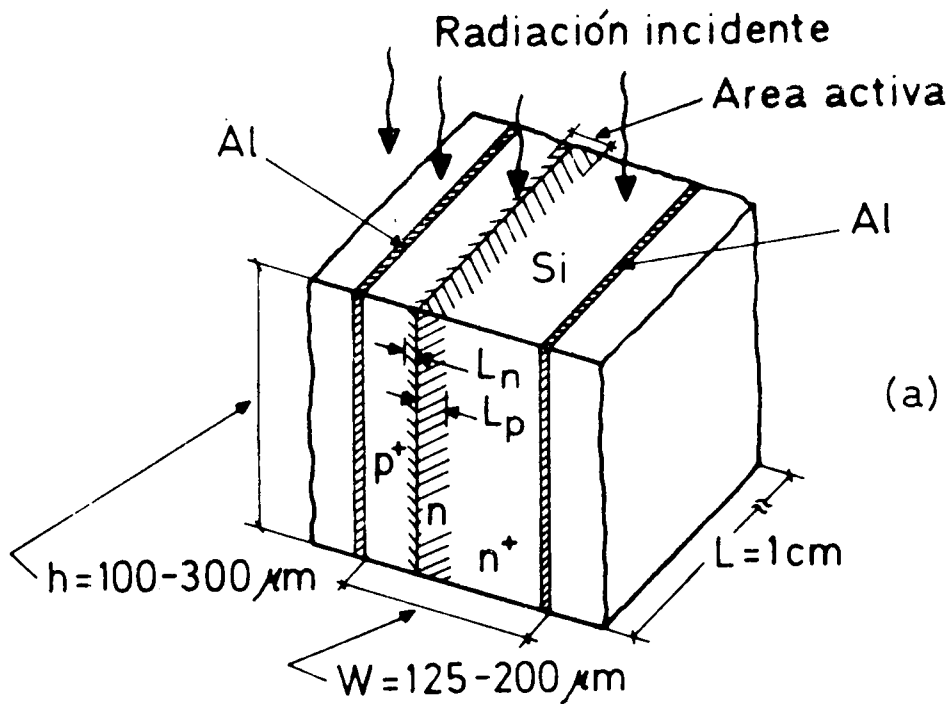


Fig.17.2: (a) Célula unitaria del conjunto de JCM de Si para intensidades altas descrito en la Ref. 188. El diseño aún no está optimizado. Cada conjunto consta de 16 células unitarias o de múltiplos enteros de esta cantidad, de dimensiones cercanas a las indicadas en la figura. Obsérvese que el diseño elimina prácticamente toda la componente de R_s proveniente de la delgada capa "superficial" p^+ , ya que toda su área está en contacto con una lámina de Al.

(b) R_s en función de la concentración para un conjunto de 16 unidades, de $0,77 \text{ cm}^2$ de área total iluminada. La disminución es atribuida al efecto de la cada vez mayor concentración de portadores minoritarios al crecer la iluminación. De Ref. 188.-

algunos años concentraciones del orden de 100 sobre módulos de Si de $\sim 60 \text{ cm}^2$, refrigerándolos con agua corriente. La radiación provenía de un concentrador parabólico de 150 cm de diámetro; incorporando un dispositivo que distribuye a la radiación en forma aproximadamente uniforme sobre el módulo, lograron aumentar la eficiencia en $\sim 60 \%$, llevándola a 6,5 %; la salida total fue de 60 W, a razón de $\sim 1 \text{ W/cm}^2$. La eficiencia global publicada, incluyendo el reflector, fue de 3,5 %. El mismo grupo comunica ¹⁷⁹⁾ haber armado unidades de hasta 30 kW de salida y haber alcanzado densidades de potencia incidente sobre las células de hasta 1000 W/cm^2 . En otra publicación ¹⁷⁸⁾, miembros del grupo efectúan un análisis teórico de sistemas p-n y p^+ -p-n *ideales* ($R_s = 0$), sometidos a distintos grados de iluminación, desde nulo a superintenso; en él se concluye que: (a) aun en estos sistemas ideales se satura η (y V_{ca}) si la intensidad lumínica es tan elevada que la densidad de portadores minoritarios generados es mayor que la de los aceptores en la región base; (b) bajo iluminación muy intensa, el valor de saturación de η es sensiblemente mayor en sistemas p^+ -p-n que en sistemas p-n.

Sater y Goradia, del NASA Lewis Research Center y de la Cleveland State University, fabricaron ¹⁸⁸⁾ células de juntura vertical múltiple de Si (secc. 16.2.4), diseñadas especialmente para uso a intensidades elevadas y analizaron experimentalmente su comportamiento hasta concentraciones de aproximadamente 250 AM1 (Fig. 17.2.a). Como ya mencionamos (pág. IV-89), la resistencia serie de este tipo de células es particularmente baja, mientras que, acopladas en serie, dan conjuntos con V_{ca} elevado y J_{cc} bajo. El V_{ca} elevado permite tolerar mayores valores absolutos de R_s ; para el caso de operación con radiación concentrada, la situación es particularmente favorable, ya que V_{ca} crece con la intensidad o, a lo sumo, se satura, mientras que R_s disminuye linealmente (Fig. 17.2.b). Células no optimizadas operadas a $\sim 120 \text{ AM1}$ y 30°C , mostraron eficiencias de $\sim 8,2 \%$; a $\sim 280 \text{ AM1}$ y 130°C , el valor fue de $\sim 6,1 \%$. Los autores esperan lograr $\eta > 10 \%$ con unidades mejoradas en diversos aspectos constructivos y operadas a 1000 AM1 . El trabajo incluye un análisis de cómo las diversas capas de una célula convencional contribuyen a su R_s , y de las dificultades y los compromisos inherentes a la disminución de ésta.

Uno de los desarrollos más significativos comunicados últimamente es el logrado por James y Moon ¹⁸⁹⁾, de la compañía Varian Associates, EE.UU. de N.A.. Utilizaron células de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}/\text{GaAs}$ con áreas activas entre $1,1$ y $0,13 \text{ cm}^2$, dotadas de capa antirreflectante. No se hizo un estudio de las pérdidas introducidas por el concentrador, sino que, para cada experimento, se estableció la concentración sobre la base de la J_{cc} medida. En la Fig. 17.3 se ilustra sobre los notables resultados obtenidos. La potencia de salida con

las células más pequeñas mencionadas en la figura equivale a 24 MW_e por cada 100 m^2 de área activa de célula, o sea ~ 850.000 células. En el mismo trabajo se compara el comportamiento de células de Si y GaAs, teniendo como parámetros a la concentración y a las características básicas del sistema de refrigeración; se concluye que para tener, a una concentración dada, disminuciones iguales de la eficiencia respecto de $\eta_{T, \text{ambiente}}$, las de Si requieren un sistema de enfriamiento 3 veces más efectivo que las de GaAs.

Un grupo de la Purdue University, EE.UU. de N.A., desarrolló ¹⁷¹⁾ una célula tipo PIN de Ge (Secc. 16.2.4) para aplicaciones termo-fotovoltaicas[†], encontrando que poseían respuesta anormalmente elevada a longitudes de onda cortas (a 2 y 3 veces el E_g del Ge). Además, con fuentes monocromáticas y cromáticas de varias temperaturas (hasta 8000 K), la eficiencia crecía con la intensidad incidente sobre las células, hasta el límite del rango disponible: concentración de 250 veces. Los autores estiman que con concentraciones de ese orden y utilizando capas antirreflectantes apropiadas se podrían lograr eficiencias cercanas a 10 %.

Recientemente, Florschuetz ¹⁹⁰⁾, de la Arizona State University, evaluó teóricamente distintos sistemas de disipación de calor para células operadas con concentraciones de hasta 1000, analizando su comportamiento analíticamente. Sólo consideró la disipación directa del calor de las celdas, sin tener en cuenta intercambiadores de calor secundarios ni la posibilidad de acumular el calor para su eliminación posterior durante horas nocturnas, que presentan gradientes de T más favorables. Concluyó que las técnicas pasivas son apropiadas para ser utilizadas con concentradores que llevan a intensidades de hasta $\sim 3 \text{ W/cm}^2$ (p.ej. del tipo cilíndrico parabólico), siempre que la velocidad del viento no sea inferior a $\sim 2 \text{ m/s}$. Para mayores densidades de potencia (p.ej. las logrables concentrando con paraboloïdes de revolución), se requieren técnicas activas; de éstas, la circulación forzada de aire a temperatura ambiente no es adecuada porque se necesita demasiada potencia para vencer la fricción del fluido en las aletas o puntas de refrigeración. Por su parte, Beam y Hansen ¹⁹¹⁾ experimentaron métodos de eliminación de calor económicos y prácticos, para concentraciones de hasta 100 sobre células de Si tipo "violeta" (pág. IV-47). Como refrigerante usaron agua proveniente de un depósito, desde el cual el calor se disipa en forma diferida de noche; en ningún caso la temperatura excedió a la ambiente en más de 20 C.

[†] Generación fotovoltaica de electricidad con fuentes de radiación térmica; en este caso, a $\sim 1500 \text{ C}$.

17.2. CELULAS, MODULOS, PANELES E INTERCONEXIONES

Especificada la potencia de salida de un sistema fotovoltaico de generación eléctrica, el costo de los componentes directamente vinculados al proceso de conversión (terreno; armado de módulos y paneles; eventualmente, concentradores de radiación y heliostatos; armado, operación y mantenimiento de la central completa) crece al disminuir la eficiencia de las células. En cambio, los costos de acondicionamiento de la energía generada (almacenaje, conversión de corriente continua a alterna, distribución, etc.) son independientes de dicha eficiencia. Generalmente se acepta una eficiencia AM1 del 8-10 % como cota inferior para células destinadas a integrar un sistema de generación masiva de electricidad; según lo discutido en el Capítulo 16, diversos tipos de células superan esta cota a nivel de laboratorio, pero actualmente sólo las de Si lo hacen en producción industrial.

Es comprensible que, desde el punto de vista económico, resulte decisivo efectuar en la misma fábrica de las células el encapsulamiento de varias de éstas en pequeños módulos y el armado de los módulos en paneles mayores. Si, además, varios paneles se reúnen bajo una única protección unitaria, se logra una disminución del esfuerzo de montaje ulterior al reducir drásticamente la cantidad de interconexiones a efectuar. El paso siguiente es disponer de paneles rígidos provistos de conectores también rígidos para la interconexión de aquellos (Fig. 17.4).

Los problemas tecnológicos vinculados a la construcción de módulos y de paneles para uso terrestre y a su interconexión son múltiples. Van desde, por ejemplo, la elección de la geometría más apropiada para las células hasta los materiales a usar para las conexiones. En relación con la primera cuestión, debe tenerse en cuenta tanto la relación existente entre la resistencia de la grilla y la del semiconductor constitutivo de la cara frontal (que puede ser óptima para células rectangulares alargadas), cuanto la optimización del interconexiónado (que generalmente es incompatible con células alargadas). Referente a la segunda cuestión, se usan resinas epoxi, materiales electrodepositados y, frecuentemente, soldadura, presentando cada variante diversas ventajas y desventajas, algunas de ellas particularmente significativas en operación espacial (como ser la degradación de las interconexiones sometidas a ciclos térmicos profundos).

Muchos otros aspectos (substratos, coberturas, encapsulados, problemas de refrigeración y corrosión, degradación en presencia de elevada humedad relativa o de radiación de partículas y UV, etc.) son discutidos en detalle en la abundante bibliografía disponible (p. ej., Refs. [a], [e] y [f]).

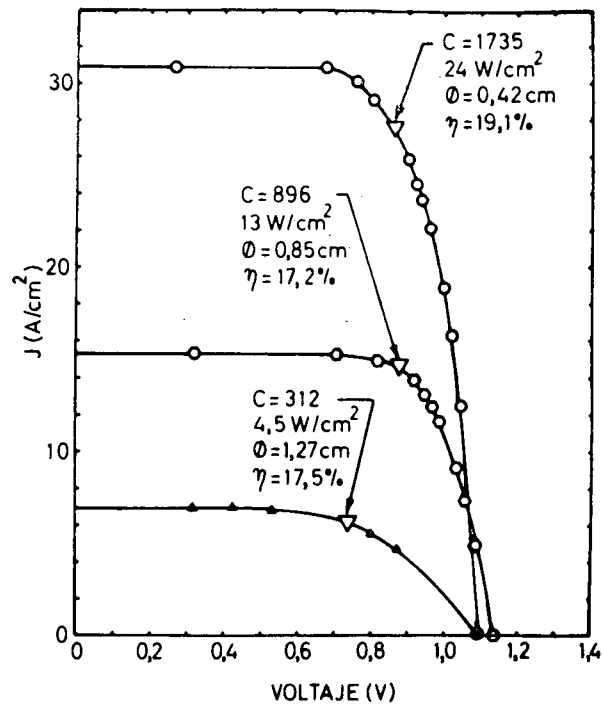


Fig. 17.3: Características J-V de células de $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}/\text{GaAs}$ a diferentes concentraciones. De Ref. 189. La curva inferior corresponde a una célula de una generación anterior. (Ref. 181). A medida que aumenta la intensidad incidente, se opta por células de menor área a fin de compensar la R_s proveniente del contacto frontal. En un trabajo anterior (Ref. 181), el mismo grupo logró eficiencia de hasta 23 % concentrando 10 veces radiación AM1,4.

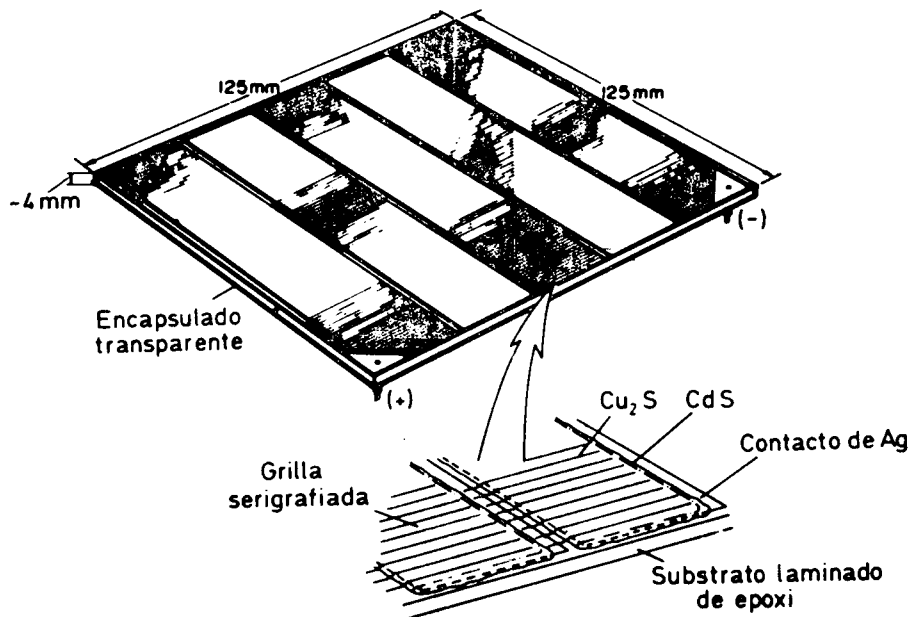


Fig. 17.4: Módulo solar de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_2\text{S}$, de la International Research & Development Co. Ltd., de Inglaterra. El encapsulado es resistente a las inclemencias meteorológicas. Las células, considerando área total, tienen individualmente η (AM1) = 5 % y la eficiencia global del módulo es de 3,8 %, esperándose aumentarla a unos 5 %; su salida en condiciones AM1 es de 0,6 W, a 2 V. De Ref. 33.

17.3. ALMACENAJE, CONVERSION A CORRIENTE ALTERNA Y DISTRIBUCION DE LA ENERGIA GENERADA

Almacenaje

En la pág. III-22, mencionamos las razones para la incorporación de sistemas de almacenaje a centrales eléctricas solares. Asimismo, señalamos allí que, en 1975, la escasa información disponible sobre el tema llevó a la National Science Foundation de los EE.UU. de N.A. a ofrecer subsidios para efectuar investigaciones en ese campo; en el caso particular de la generación fotovoltaica, los subsidios eran otorgados para sistemas a ser empleados con unidades de uso residencial de 10 kW_e-pico y con centrales de 500 MW_e-pico.

De los métodos de acumulación citados en la Secc. 10.4, entre los más frecuentemente mencionados en relación con la conversión fotovoltaica se encuentran los basados sobre procesos electroquímicos o eléctricos puros:

- (a) baterías, siendo las más usuales las de plomo-ácido y suponiéndose, para las de gran capacidad, una vida de ~10 años y una eficiencia de ~ 80 %;
- (b) electrólisis del agua, con vistas al almacenaje de H₂ para su posterior combustión en centrales convencionales o para su recombinación en celdas de combustión; en las Refs. 192-194 se discuten algunos aspectos técnicos y económicos de esta posibilidad, haciendo particular mención de las formas más apropiadas para proceder al efectivo almacenamiento (gas a presión, hidrógeno líquido, hidruros metálicos, etc.) y a la optimización de la interfase eléctrica entre el generador fotovoltaico y el banco de celdas electrolizadoras. La bibliografía sobre producción y acumulación de H₂ es vasta y rápidamente creciente (ver Ref. 195);

- (c) anillos superconductores, capaces de conducir indefinidamente elevadas densidades de corriente (10^3 - 10^4 A/cm²) sin efecto Joule, si mantenidos a ~ 5 K.

Para emplazamientos en regiones con una conjunción meteorológica-oro-gráfica apropiada también se puede considerar el uso de centrales de bombeo que, obviamente, requieren la incorporación de un grupo generador.

La selección final del sistema será dictada por razones económicas y de conservación del ambiente.

Conversión a corriente alterna y distribución

Para conectar una planta de generación fotovoltaica a una red de distribución existente, será necesario convertir su salida y la de su sistema de almacenaje, de corriente continua a corriente alterna. Para ello existen unidades convertoras comerciales a estado sólido, con capacidades de hasta aproximadamente 10 MVA, habiéndoselas construido fuera de serie con hasta GVA ¹⁹⁶.

Para ser usadas con sistemas solares no dotados de dispositivos de almacenaje, deberán trabajar con carga altamente variable manteniendo eficiencia elevada. Los convertidores usuales, tienen eficiencias cercanas al 80 %.

Si se consideran sistemas fotovoltaicos no conectados a redes de distribución, sino directamente al consumidor, eventualmente deberán proveerse dispositivos para el uso alternativo de electricidad convencional de la red de distribución existente.

Finalmente, será posible usar directamente corriente continua para algunos usos específicos y en ámbitos geográficos limitados: ciertas industrias (p. ej.: producción de aluminio, hidrógeno, soda cáustica), alumbrado público, etc..

17.4. EFICIENCIAS, TAMAÑOS Y COMPORTAMIENTO TECNICO DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS

La eficiencia total del sistema solar resulta de multiplicar la eficiencia de conversión en los paneles fotovoltaicos por la del subsistema de conversión de corriente continua a alterna. Si para los paneles se acepta una eficiencia de 8-15 %, la total resulta de $\sim 7-13$ %.

En cuanto a tamaños, en la Tabla 10.2 se consignaron las áreas de colectores de radiación solar requeridos para centrales fototérmicas de 100 MW_e de varios tipos, en función de su modo de operación (base, seguimiento, punta; pura, híbrida). Las eficiencias totales de las centrales allí consideradas varían entre 11 y 19 % y la energía incidente por día (promedio anual) se supuso de 6,2 kWh/m²-día (disponible en, p. ej., zonas de Cuyo y del N.O. del país). Las consideraciones generales hechas en la Secc. 10.2 son directamente aplicables a centrales fotovoltaicas y las áreas cubiertas por las superficies colectoras consignadas en la Tabla 10.2 equivalen a las áreas a cubrir con células en sistemas fotovoltaicos de la misma potencia y eficiencia; para eficiencias distintas, las áreas varían proporcionalmente.

En lo referente a los parámetros indicativos del comportamiento técnico de centrales fotovoltaicas, es directamente aplicable lo consignado en la Secc. 10.5.

17.5. ANALISIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Están en ejecución trabajos ⁹⁾ destinados a identificar las aplicaciones más apropiadas de la conversión fotovoltaica para demandas localizadas (residenciales, comerciales, industriales, de pequeñas comunidades, etc..), centrales de potencia conectadas a redes de distribución y centrales de potencia

afectadas específicamente a la producción de combustibles (p. ej., hidrógeno). Asimismo, existen ^{9,197,198)} análisis de operación simulada por computadora que evalúan las posibilidades energéticas y económicas de los sistemas; como información primaria se utilizan los requerimientos de demanda, los datos de insolación y meteorológicos correspondientes, las características técnicas y económicas de los paneles de células y de los sistemas de concentración, rastreo y refrigeración previstos, y la energía convencional de apoyo requerida.

Igual que en el análisis de sistemas fototérmicos se impone como condición que la confiabilidad del sistema fotovoltaico debe igualar a la del convencional.

Mencionamos, en particular, un conjunto de análisis preliminares ¹⁹⁹⁻²⁰¹⁾ efectuados en los Sandia Laboratories de Albuquerque, EE.UU. de N.A., referentes a sistemas de "energía total", en los cuales la parte eléctrica es obtenida mediante conversión fotovoltaica de radiación solar concentrada y la parte térmica se origina en los dispositivos de refrigeración de las células. Una característica de estos sistemas es que las células trabajan a iluminación y temperaturas elevadas; por otra parte, no se requiere generar un fluido a varios centenares de grados, necesario para operar eficientemente turbogeneradores, sino que bastan aproximadamente 100-150 C, apropiados para aplicaciones térmicas en residencias y comercios. El grupo de Delaware, en su casa solar "Solar One", tiene en ensayo desde hace años ⁹⁴⁾ un sistema combinado a base de células de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$.

17.6. CENTRALES FOTOVOLTAICAS UBICADAS EN EL ESPACIO

El ejemplo más discutido dentro de este enfoque es la propuesta ²⁰²⁾ que, en 1968, hizo P.E.Glaser, de la compañía Arthur D. Little, Inc., de los EE.UU. de N.A.. Consiste en colocar una muy amplia área de células fotovoltaicas de Si como satélite geosincrónico, portador, además de un sistema de conversión de la energía generada en microondas y de una antena adecuada para su transmisión a la Tierra, donde sería reconvertida a energía eléctrica. Las células estarían expuestas prácticamente siempre a la radiación solar (en condiciones similares a las ya muy experimentadas en numerosos satélites: ciclados térmicos profundos sobre rangos muy amplios, intensas radiaciones de partículas cósmicas y UV, exposición a micrometeoritos). La principal desventaja del proyecto es su enorme envergadura (ver más abajo), en particular la gran inversión de capital que cada una de estas centrales implica. La recién mencionada presencia de radiaciones y de fluctuaciones en temperatura también constituye una desventaja, lo mismo que la disminución de la eficiencia de las células

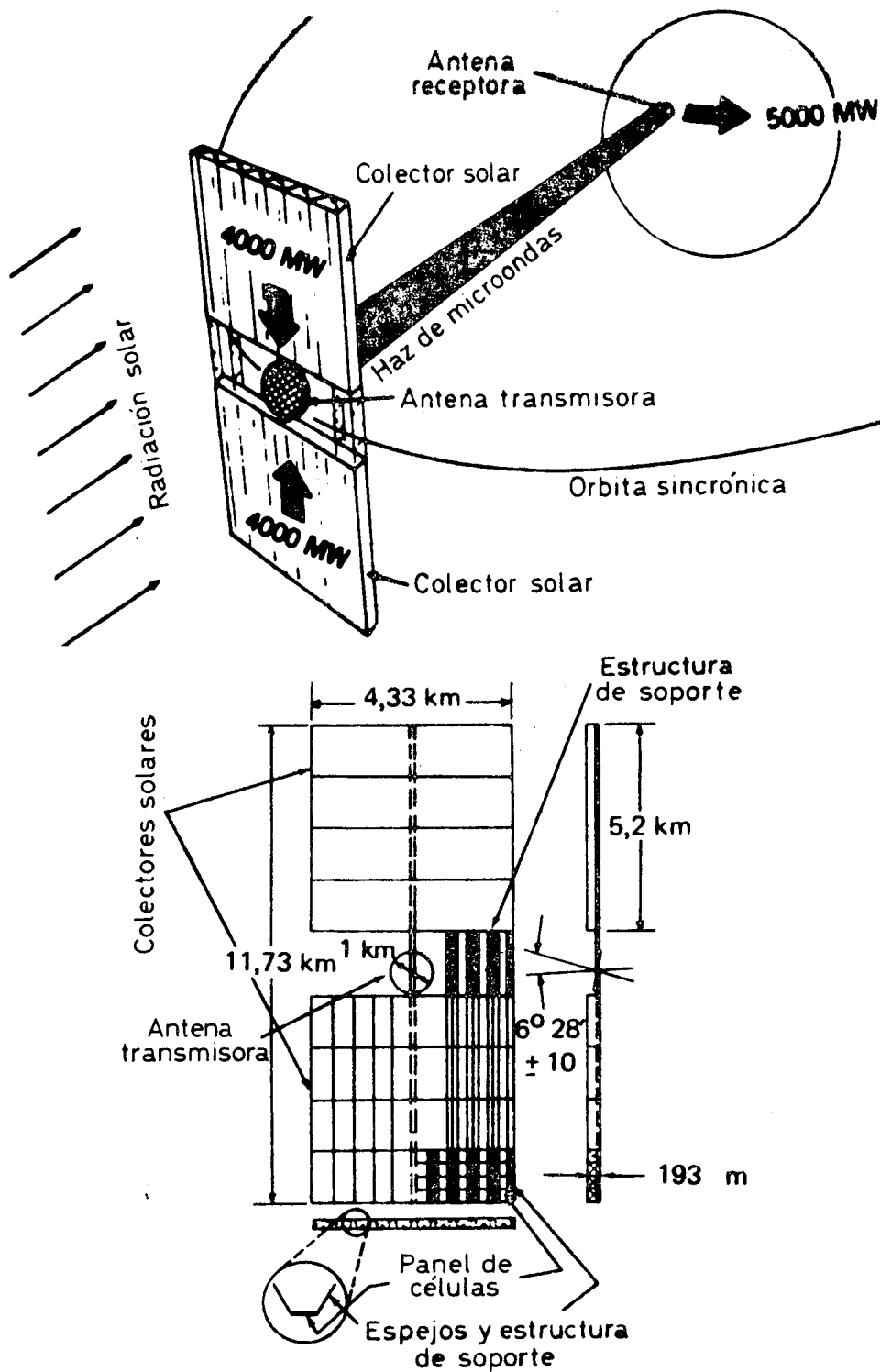


Fig. 17.5: Central Solar Satellite, según Ref. 207. El área total de ambos paneles es de 45 km^2 ; cada uno está constituido por 10 concentradores simples (poder de concentración ~ 2) extendidos a lo largo de los paneles. Las paredes de los concentradores son espejos planos, inclinados a 60 grados respecto del fondo, de 210 m de ancho, sobre el cual se disponen las células. El diámetro de la antena receptora en tierra es de 7 km . Para que el satélite sea estacionario respecto del emplazamiento de dicha antena, se lo posiciona en una órbita ecuatorial sincrónica. Con el eje longitudinal del conjunto perpendicular a la órbita, la antena deberá girar alrededor de él 360 grados por día, mientras que los paneles, para man- tenerse apuntando el Sol, deberán completar un giro de 360 grados en un año; estos últimos deberán, además, variar su inclinación en $\pm 23,5$ grados para compensar el cambio de ángulo del plano de la órbita respecto del plano de la eclíptica.

al pasar de condiciones AM1 a condiciones AM0 (aproximadamente 30 %, pág. IV-19). Como contrapartida, la intensidad nominal de radiación pasa de 100 mW-pico/cm² a nivel terrestre a 135 mW/cm² durante prácticamente todas las horas del año. Se pueden aportar más comparaciones de este tipo, todo lo cual hace que las opiniones referentes a la viabilidad del proyecto estén divididas, por lo menos en cuanto a la oportunidad para iniciar su discusión detallada y posterior construcción. Por una parte, cierto número de científicos y técnicos capaces no ve la ventaja del proyecto frente a emplazamientos terrestres ²⁰³⁾ ni llegan a entender cómo llegó a ser propuesto ¹⁷⁴⁾. Por otra, están los que creen que la Central Solar Satélite es la última instancia de un programa coherente para la generación económica de energía fotovoltaica para uso terrestre (Refs. 72 y 204 y aquellas en las que se analiza específicamente el proyecto: 205-207).

Información detallada sobre el proyecto se encuentra principalmente en el estudio de factibilidad ejecutado por la Arthur D. Little Inc. y compañías asociadas (Refs. 206 y 207). La configuración general se muestra en la Fig. 17.5. Según el estudio, el sistema puede ser diseñado convenientemente para generar en la Tierra entre 2000 y 20.000 MW_e, habiéndose seleccionado para la evaluación un valor de 5.000 MW_e. Para las células se supuso una eficiencia de conversión del 18 % y para el subsistema de conversión de energía eléctrica en microondas, transmisión de éstas por el espacio y posterior reconversión a electricidad en tierra, una global del 70 %. Sobre esta base se llega a las dimensiones indicadas en la figura. Se estima que el conjunto en órbita tendrá un peso de ~ 11.000 toneladas, cuyo montaje, indudablemente, constituye un desafío tecnológico. Asimismo, la carga a enviarse anualmente en concepto de materiales necesarios para mantener al sistema en funcionamiento es de aproximadamente 14 toneladas. Por razones económicas obvias, se dedicó gran esfuerzo a optimizar el diseño en cuanto a lograr un cociente potencia-generada/peso-en-órbita lo más bajo posible.

Las células se conectarán en serie para lograr el voltaje (continuo) necesario para el apropiado funcionamiento del sistema generador de microondas (~ 50 kV, lo cual sugiere el uso de células de junta vertical múltiple, Secc. 16.2.4). Los interconectores entre conjuntos de células transportarán varios centenares de miles de amperes, por lo cual requieren ser diseñados para minimizar las interacciones de los campos magnéticos generados. Una opción que se impone naturalmente es aprovechar el armazón del satélite como conductor eléctrico, si bien plantea requerimientos que pueden entrar en colisión con los puramente mecánicos; en el estudio de factibilidad se propone el uso de una aleación de Al.

Los períodos de eclipse provocados por la interposición de la Tierra entre el Sol y el satélite tienen lugar en los equinoccios, no sobrepasando nunca los 72 min/día. Cuando el satélite pasa de la región de la órbita iluminada a la parte en sombra, el salto de temperatura es desde + 120 C a - 250 C. Dada la configuración abierta de todo el satélite, el gradiente de temperatura a través de su estructura es mínimo pero, por ser aquella muy liviana, los cambios térmicos son muy rápidos (la caída de temperatura es de 100 C en los primeros 50 s). Por lo tanto, uno de los problemas técnicos a resolver es la elección de materiales cuyos coeficientes de expansión térmica sean similares, a fin de evitar torceduras que, dadas las dimensiones del satélite, pueden resultar fatales.

En el mismo trabajo se explicitan los peligros biológicos, las interferencias en las comunicaciones, las posibilidades de diversos tipos de contaminación, etc., debidas a la presencia del intenso haz de microondas. Es obvio que, implícitamente, este tipo de central posee potencialidades bélicas; por otra parte, es destructible por un enemigo poseedor de una tecnología avanzada.

En 1970, W.R.Cherry, del NASA/Goddard Space Flight Center, EE.UU. de N.A., propuso ²⁰⁸⁾ un diseño alternativo que no tuvo desarrollo posterior. Esencialmente, consiste en un colchón llenado con helio, de $\sim 2,5 \text{ km}^2$, flotando a una altura de 15 a 25 km y soportando un conjunto de células capaces de generar unos 250 MW_e, potencia que sería enviada a tierra mediante microondas; la propuesta preve una dotación humana permanente en la central espacial.

Cabe mencionar aún que la Boeing Aerospace Co., de Seattle, EE.UU. de N.A., tiene en estudio una central solar emplazada en un satélite que funcionaría por conversión fototérmica en un sistema a receptor central.

Como cierre de este capítulo, señalamos que del análisis de la bibliografía existente se concluye que el camino hacia las grandes centrales pasará por etapas sucesivas que, aparte del esfuerzo dedicado a las células mismas, incluirán: (a) evaluación comparativa de sistemas con y sin concentración; (b) optimización de módulos y paneles, incluyendo ensayos de durabilidad en condiciones de operación y evaluación real de su costo; (c) identificación de subsistemas de almacenaje apropiados; (d) análisis detallado de sistemas de diverso tipo y tamaño, a fin de evaluar sus posibilidades de aplicación para satisfacer distintos tipos de demanda, incluyendo la alternativa de aprovechar térmicamente la energía incidente no convertida; (e) instalación de conjuntos fotovoltaicos en residencias, centros comerciales y parques industriales; (f) conexión de pequeñas centrales a redes existentes para evaluar su comportamiento en operación real; (g) evaluación adicional de la propuesta para utilizar centrales fotovoltaicas montadas sobre satélites estacionarios.

18. ANALISIS ECONOMICO

El costo final del kWh en las barras de salida de una futura central fotovoltaica o de sistemas para la alimentación de unidades residenciales y otras de envergadura relativamente pequeña, depende de gran cantidad de parámetros. Parte de éstos son idénticos a los que se deben tener en cuenta al analizar los costos de la generación fototérmica de electricidad (insolación y condiciones climatológicas; valor del terreno; características de las redes de distribución, incluso disponibilidad de potencia de apoyo; costo del capital, etc.). Otros son específicos de los sistemas de conversión fotovoltaicos, como aquellos que caracterizan a los paneles de células y a los dispositivos para la conversión de corriente continua a alterna, el almacenaje de la energía generada, el aprovechamiento de la energía térmica disponible como consecuencia de la baja eficiencia de la conversión fotovoltaica, y, en cierta medida, la concentración de la radiación sobre las células.

No tenemos conocimiento de que, a la fecha, se haya publicado un análisis técnico-económico para centrales fotovoltaicas similar al detallado trabajo realizado por el equipo de la Aerospace Corporation para el caso fototérmico.⁸⁾, y que sirvió de base para numerosos análisis hechos en la Parte III. No obstante, existe una cierta cantidad de evaluaciones referentes a costos proyectados de células, módulos y paneles y, en menor grado, también referentes a sistemas fotovoltaicos completos, en particular, centrales fotovoltaicas, que es el campo analizado en este estudio. Cabe recordar que, si bien los sistemas fotovoltaicos son de colección distribuida de la radiación, la conducción de la energía generada hasta las barras de salida de la central no constituye un rubro particularmente oneroso, a diferencia de lo que sucede en los sistemas fototérmicos equivalentes con el transporte de la energía térmica desde los colectores hasta el turbogenerador.

Igual que en la Parte III de este estudio, *la mayoría de los costos presentes y proyectados están dados en U\$S de los años 1972-1974 y, sólo ocasionalmente, en U\$S de años más recientes.*

18.1. COSTO DE COMPONENTES

Dado que las centrales solares fotovoltaicas están basadas sobre las características de un elemento esencial, la célula fotovoltaica, es comprensible que el costo de fabricación de ese elemento constituya el parámetro fundamental al evaluar la viabilidad de la generación masiva de electricidad en sistemas te-

restres; en las centrales fototérmicas, en cambio, no existe elemento alguno tan claramente identificable como esencial. El costo adicional de montar las células en paneles apropiados no es, en manera alguna, despreciable (pág. IV-127), razón por la cual también es usual considerar al panel de células como el constituyente básico de todo sistema fotovoltaico. El costo de los dispositivos de concentración debe ser considerado junto con el de las células a ser operadas con ellos y es la suma de ambos la que, sobre la base del costo del kWh generado, debe ser comparada con la alternativa de células operadas sin concentración (pág. IV-97); en particular, el costo de concentradores es un factor decisivo para la viabilidad económica del uso de células de GaAs. En cuanto al costo de sistemas de almacenaje, dependerá del modo de operación de la central.

18.1.1. Células, módulos y paneles

Hemos comentado varias veces que es necesario disminuir en aproximadamente dos órdenes de magnitud el costo de las células solares para que la generación fotovoltaica resulte competitiva. Esta afirmación se basa sobre el razonamiento siguiente, expuesto, p.ej., por Wolf ⁷²⁾, de la Universidad de Pennsylvania, EE.UU. de N.A.. El costo total de un sistema fotovoltaico se puede expresar como

$$K_{sist} = K_{col} + K_{alm} + K_{transf} + K_{inst}, \quad (1)$$

en que los sumandos correspondientes a la colección de la energía solar, al almacenaje de la energía eléctrica y a su transformación incluyen el costo de los equipos mencionados en la Secc. 17.3. En particular, el subsistema de transformación incluye conversión de corriente continua a alterna, controles y regulación de carga y descarga, y conexiones a la red de energía convencional; su costo es aproximadamente proporcional a la potencia P del sistema. También K_{alm} puede considerarse, en primera aproximación, proporcional a la potencia que es capaz de manejar este subsistema, si bien su capacidad de almacenaje también tiene influencia sobre su costo. K_{col} y la parte del costo de instalación, K_{inst} , vinculada con los paneles colectores son, en muy buena aproximación, proporcionales al área total A de éstos. Simplificando, Wolf supone que $K_{alm} + K_{transf}$ sólo depende de P y $K_{col} + K_{inst}$, únicamente de A :

$$K_{sist} = (k_{alm} + k_{transf})P + (k_{col} + k_{inst})A, \quad (2)$$

en que las k indican costos por unidad de potencia o de área de colector, según el caso. La potencia del sistema fotovoltaico es $P = \eta_p \cdot \overline{P}_L \cdot A$, siendo η_p la efi-

ciencia del panel y $\bar{P}_L$ la potencia de origen solar promedio incidente por unidad de superficie. A su vez $k_{col} = k_{cél} + k_{enc}$, en que $k_{cél}$ representa el costo del conjunto de células ya interconectadas y k_{enc} los costos de la base del panel y de su encapsulado. Por lo tanto, (2) se puede escribir:

$$k_{cél} = \left[(K_{sist}/P) - (k_{alm} + k_{transf}) \right] \eta_p \bar{P}_L - (k_{enc} + k_{inst}). \quad (3)$$

Con esta expresión se puede estimar el máximo $k_{cél}$ permitido para que la generación fotovoltaica resulte competitiva: deben reemplazarse los costos k por estimaciones realistas y K_{sist} por el valor máximo que permita la competitividad económica del sistema con los de energía convencional, en las condiciones del lugar en que se lo instalará. Wolf hace esto [†] para una central de seguimiento ubicada en Arizona, suponiendo $\eta_p = 10\%$ y que el costo de la energía convencional equivalente es de 20 mills/kWh (dólares de 1974). Resulta $k_{cél} = 5,30 \text{ U\$S/m}^2$ valor que es unas 240 veces inferior al precio vigente en ese año para células terrestres y más de 1300 veces inferior al vigente en el mismo año para células espaciales.

Se pueden, por supuesto, hacer suposiciones distintas a las del cálculo precedente o efectuar un análisis más detallado en cuanto a, por ejemplo, las dependencias de los costos respecto del área de colector o de la potencia del sistema; pero, indudablemente, resultará igual orden de magnitud para la reducción requerida en $k_{cél}$. El mismo Wolf publicó ⁴⁰⁾ una evaluación más fina, en particular en lo que respecta a K_{alm} .

De la ec. (3) resulta lo que ya señalamos en la pág. IV-21: es imposible cerrar la brecha de costos aumentando solamente la eficiencia de las células, dado que ésta ya es del orden de 20 %; deben introducirse procesos de fabricación más económicos y/o materiales fotovoltaicos no convencionales. Por otra parte, tampoco es posible utilizar células de eficiencia excesivamente baja pues, a medida que η disminuye, el primer término del segundo miembro de la ec. (3) tiende a igualar al segundo, obligando a que el costo máximo permitido para las células interconectadas tienda a cero antes de anularse su eficiencia. Según la Ref. 40, esto ocurre para $\eta \sim 5\%$.

Indudablemente son las células de Si las que han alcanzado el mayor grado de desarrollo hasta el presente. Por ello, la mayoría de los análisis generales sobre políticas de promoción, investigación y desarrollo a seguir en el campo fotovoltaico para alcanzar la meta económica de, p. ej., 100 U\\$S/kW-p-p ^{††}

[†] Damos los detalles en la Secc. 18.2.

^{††} Abreviamos kW-pico-panel y kW-pico-célula como kW-p-p y kW-p-c, respectivamente.

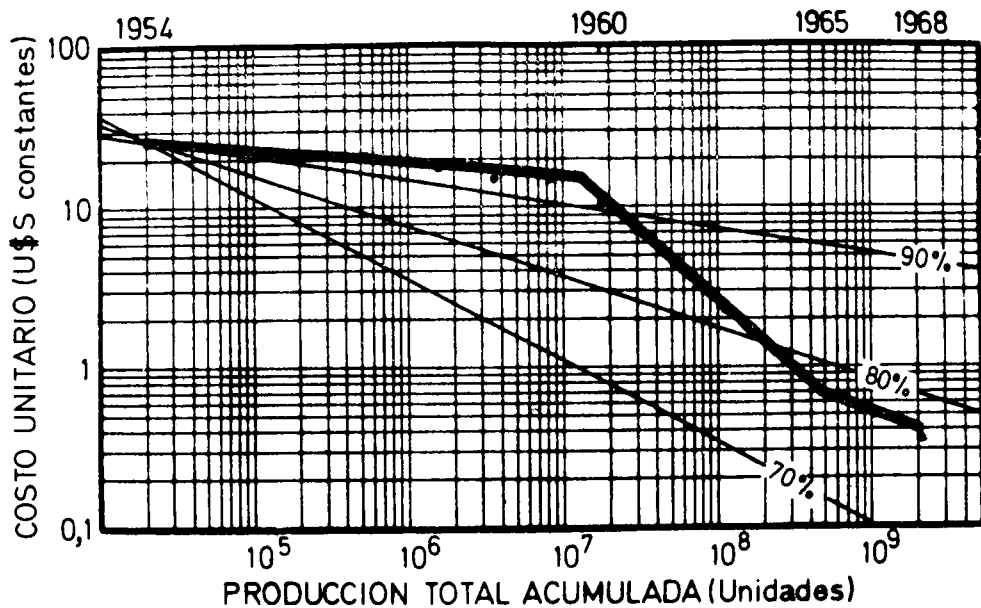


Fig. 18.1 Evolución del costo de transistores de Si en función del volumen de producción acumulado, entre los años 1954 y 1968. Las líneas delgadas son curvas de aprendizaje cuya pendiente (en %) indica a qué fracción del valor inicial cae el costo cada vez que se duplica la producción (pág. III-37). El parámetro determinante de la curva real es la producción anual en función del tiempo; el valor de ésta en un año dado supera lo acumulado hasta pocos años antes. De Ref. 210.

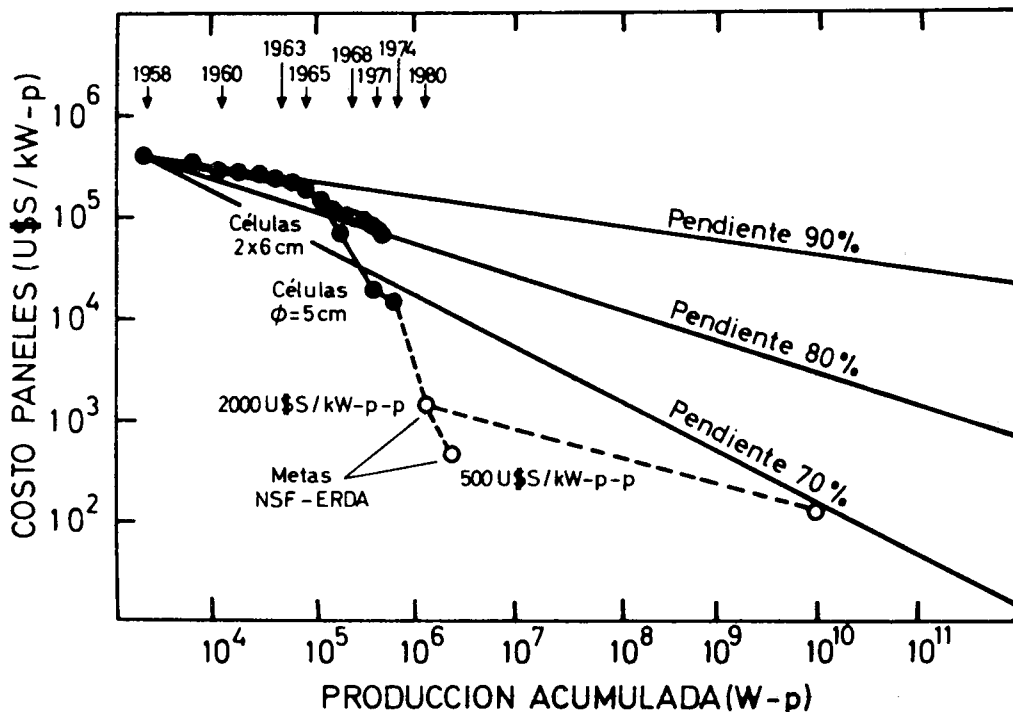


Fig. 18.2 Evolución de costos de paneles de células de Si en función del volumen de producción acumulado en el lapso 1968/74 y estrategia para forzar una reducción rápida de costos. Los puntos llenos representan costos reales para paneles espaciales y terrestres; los círculos, las metas especificadas por NSF²⁰⁹⁾ y ERDA⁶⁾, a ser alcanzadas mediante un programa intenso de investigación y desarrollo. En 1974 el costo era de ~ 20 U\$S/W-p-panel y la producción (en los EE.UU. de N.A.) de ~ 100 kW-pico/año, lo cual equivale a un volumen de ventas en ese país de sólo ~ 2 MU\$S/año. De Ref. 36.

fijada ^{6, 209)} por la Energy Research and Development Administration de los EE.UU. de N.A. para la última década del siglo, está referida a sistemas de Si.

En 1973, Ralph ²¹⁰⁾, de Spectrolab Inc., de los EE.UU. de N.A., comparó la probable evolución de costos de este tipo de células en su país con la evolución sufrida por los costos de transistores de Si a lo largo de un aumento de producción de 5 órdenes de magnitud (Fig. 18.1). Concluyó que se podría reducir el costo vigente en ese año en prácticamente dos órdenes de magnitud siguiendo una curva de aprendizaje de algo menos del 70 %, siempre que a lo largo de los 10 años siguientes: (a) se introdujese al menos una de las alternativas tecnológicas de avanzada factibles de ser empleadas; (b) el Gobierno estableciese una política de incentivación basada sobre compras por parte de entes oficiales tal que llevara la producción acumulada de 0,8 MW a unos 2000 MW (es decir, tres órdenes de magnitud); esta política requeriría una inversión estatal de 325 millones de U\$S. Para crear un mercado real, Ralph propone la construcción de una central solar satélite, lo cual implica que una elevada fracción de la producción serían células que deben satisfacer los requerimientos del uso espacial. Ralph supone que para 1978 se alcanzaría el nivel de ~ 3000 U\$S/kW-p-p, costo que actualmente parece difícil de conseguir en esa fecha.

Maycock y Wakefield, de la Texas Instruments Inc., de los EE.UU. de Norteamérica, efectuaron ³⁶⁾ en 1975 un análisis similar pero con un enfoque que refleja el punto de vista de una gran empresa con amplia experiencia en la producción de dispositivos semiconductores (tipo de empresa que deberá intervenir en el mercado si se desea elevar la producción en varios órdenes de magnitud en un lapso relativamente breve). Para los autores, toda industria que factura del orden de 1000 MU\$S/año considera la inversión en nuevos productos sólo si éstos pueden aumentar las ganancias en 50-100 MU\$S/año. Texas Instruments estima que para que esto ocurra en el mercado fotovoltaico, el costo de los paneles deberá bajar a 1000 U\$S/kW-p, o sea un factor 20 respecto de los costos de 1974-5. Dado que hasta alcanzar ese valor deberán venderse paneles de costo sustancialmente superior, es necesario crear el mercado correspondiente, lo que sólo es posible a través de compras oficiales. Una vez logrado el nivel de 1000 U\$S/kW-p-p, la meta 10 veces inferior fijada ^{6,209)} para fines de siglo, solamente sería obtenible mediante compras masivas adicionales estatales. Suponiendo una curva de aprendizaje del 70 %, similar a la de Ralph, éstas totalizarían la importante suma de ~ 10.000 MU\$S para todo el programa (desde 1974-5 hasta el nivel 100 U\$S/kW-p-p), con una producción acumulada de algo menos de 100 GW (Fig.18.2).

Además, Maycock y Wakefield expresan dudas respecto de la posibilidad de mantener una curva de aprendizaje del 70 % a lo largo de tantos órdenes de magnitud, siendo que prácticamente no existen ejemplos previos para ello; por otra parte, con curvas de 80 % de pendiente los plazos serían inaceptables y la inversión total prohibitiva ($\sim 10^6$ MU\$S). La alternativa propuesta es la de una fuerte inversión estatal en investigación y desarrollo durante un lapso acotado, seguida por una política de compra incentivada a menores costos a lo largo de una curva de pendiente algo mayor que 80 % (líneas cortadas de Fig. 18.2). El costo total de este programa sería sensiblemente menor: ~ 2000 MU\$S, debido a que implica un ritmo de crecimiento del volumen de producción a mediano plazo mucho menor que el correspondiente a la curva de aprendizaje de 70 % (Tabla 18.1).

En lo que sigue nos limitamos a considerar los costos de célula individuales de Si y de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ y de módulos y paneles armados con éstas. No analizamos los costos de las células discutidas en la Secc. 16.2, dado su escaso grado de desarrollo actual, aunque en la Sección 18.1.2, junto con los costos de sistemas de concentración, nos referimos brevemente al de células de GaAs.

CELULAS DE Si

Si tipo Czochralski

En 1972, Currin et al.³⁵⁾ señalaron que, si bien en la década precedente el volumen máximo de los monocristales obtenibles con la técnica Czochralski había aumentado unas 20 veces con una reducción de costos a 1/3, lograr un aumento adicional similar llevaría a cristales cuyo peso, de unos 100 kg, excedería la resistencia mecánica de la semilla utilizada. En 1973, un panel de investigadores e industriales de los EE.UU. de N.A. estimó²¹¹⁾ que aun un gran incremento en la producción anual de células de Si Czochralski no podría reducir el costo de éste en más de un factor 2 (y lo mismo se aplicaría a Si obtenido por fusión zonal); la base para esta conclusión fue que, si bien se podrían crecer lingotes de ~ 12 cm de diámetro, las pérdidas por corte en obleas y los costos de esta operación y del pulido posterior serían demasiado elevados. Más recientemente, Wolf presentó⁴⁰⁾ una muy detallada tabulación de costos presentes y futuros para la producción de Si CZ, abarcando lingotes desde 5-8 cm (presente) a 10-20 cm (futuro), todos de $\sim 1,4$ m de longitud. Los pesos de los lingotes van desde 7,4 hasta 106 kg. Para los casos extrapolados de mayor diámetro se supusieron pérdidas por corte del 38 %. El resultado final es que los lingotes actuales (1975) resultan a ~ 65 U\$S/kg y los proyectados de $\phi = 15-20$ cm (60-106 kg), a ~ 30 U\$S/kg; consecuentemente, el precio de las

oblas resulta respectivamente de ~ 130 y ~ 32 U\\$/m². Suponiendo insolación AMI y $\eta = 10 \%$, la contribución de solamente la oblea al precio total del kW-pico generado sería de 1300 y 320 U\\$. Este valor está por encima de los costos aceptables para que la generación fotovoltaica de electricidad resulte competitiva: 500-100 U\\$/kW-pico-panel, en 1985 y el año 2000, respectivamente. Conclusiones similares se enuncian en las Refs. 35 y 38.

El análisis de Wolf⁴⁰⁾ identifica al precio del crisol como el principal factor económico limitativo para abaratar la producción de Si CZ: p. ej., para los cristales de $\phi = 15$ cm constituye el 50 % de los costos totales de producción, excluido el costo del Si mismo. Wolf señala que la influencia del precio del crisol es conocida desde hace tiempo, sin que hasta ahora se haya logrado reducirlo significativamente. Por lo tanto, si las células han de construirse con Si monocristalino, se requieren^{35,38,40,211)} uno o más cambios en la tecnología de producción: crecimiento en láminas o cintas de espesor adecuado, automatización del proceso de fabricación, utilización de Si policristalino más económico como materia prima, etc..

Láminas de Si monocristalino

Ninguno de los trabajos que hemos citado al discutir el crecimiento dendrítico de láminas monocristalinas de Si provee una detallada evaluación de costos. Riel⁴¹⁾, de los Westinghouse Research Laboratories, y Seidensticker et al.⁴²⁾, de la misma compañía y del NASA-Lewis Research Center, ambos de los EE.UU. de N.A., sólo expresan su confianza en que el precio del Si dendrítico será compatible con un costo final de célula completa de 100 U\\$/kW-pico. Currin²¹²⁾ en cambio, en un trabajo de la Dow Corning Corp., menciona un costo del material menor que 100 U\\$/m², valor próximo al del silicio Czochralski. Por otra parte, el informe del panel ya citado en la sección precedente menciona²¹¹⁾ que una extensión del ancho de las láminas a 10 cm, unido a un aumento de la velocidad de crecimiento, podría llevar a un precio sólo 5 veces por debajo del costo del Si CZ.

La *propuesta* para un proceso alternativo destinado a la fabricación de láminas monocristalinas (pág. IV-27) efectuada por Milnes y Feucht⁴⁵⁾, de la Carnegie-Mellon University, de Pittsburgh, EE.UU. de N.A., contiene un análisis de costos detallado. Los autores concluyen que, a escala de planta piloto, sería posible lograr un costo de 1000 U\\$/kW-pico-célula suponiendo células de 10 % de eficiencia, una ganancia del 10 % y un rendimiento de producción del 80 %; estiman que a mayor escala productiva el costo podría bajar a un valor de 500 U\\$/kW-pico-panel para el año 1985.

Tabla 18.1

Crecimiento del volumen de producción anual de paneles de células de Si para dos alternativas de desarrollo del mercado.

AÑO	PRODUCCION ANUAL ACUMULADA (MW)		
	CURVA APREN- DIZAJE 70 %	FUERTE INVERSION EN I & D	
	Ralph	Maycock y Wakefield	ERDA
	(Ref. 210)	(Ref. 36)	(Ref. 6)
1980	50	1	-
1985	1500	2,5	100

Tabla 18.2

Costo de cintas de Si en función del grado de desarrollo de la tecnología ^{a)}

CINTAS ANCHAS	CINTAS MULTIPLES	Si POLICRISTALINO DE BAJO COSTO	COSTO CINTAS MONOCRISTALINAS	
			(U\$S/m ²)	(U\$S/kW-p) ^{b)}
NO	NO	NO	181,10	1207,30
SI	NO	NO	42,85	285,64
SI	NO	SI	25,55	170,30
SI	SI	NO	21,07	140,46
SI	SI	SI	3,77	25,13

a) De Ref. 38.

b) Contribución del costo de la cinta al costo de la energía generable mediante células EFG de $\eta = 15\%$; para pasar al costo de paneles terminados multiplicar por 3.

Cintas de Si monocristalino

Igual que la técnica de crecimiento dendrítico recién discutida, el procedimiento EFG (pág. IV-29) evita pérdidas por corte del lingote en obleas al proveer directamente cintas de Si monocristalino del espesor requerido. A pesar de los problemas - algunos serios - aún vinculados a esta tecnología (Secc. 16.1.3), constituye el método más promisorio para la producción de Si monocristalino para células solares, ya que se considera que será extensible, sin excesivas complicaciones, al crecimiento simultáneo de una o dos decenas de cintas desde un mismo crisol y a velocidad elevada ($\sim 7 \text{ m}^2/\text{h}$). Consecuentemente, el atractivo económico del método es alto y, a pesar de no estar todavía desarrollado plenamente, varias estimaciones de costos realizadas presuponían haber alcanzado ese estado.

Kran³⁸⁾ y, en menor grado, Ciszek y Schwuttke⁵²⁾, los tres de la IBM Corporation de los EE.UU. de N.A., comparan el volumen de producción por unidad de tiempo de Si CZ y Si en cinta, en los estados actual y futuro de desarrollo: a corto plazo la producción horaria de material CZ supera ampliamente (diez veces) la de cintas EFG, mientras que a mediano plazo las producciones se igualan y a largo plazo la técnica EFG toma ventaja significativa. Si esto es logrado con material EFG de buena calidad cristalográfica implicará, indudablemente, el desplazamiento del Si CZ por razones económicas. En el mismo trabajo de Kran³⁸⁾ se incluye la Tabla 18.2, que muestra que para alcanzar el nivel de 500 U\$S/kW-p-p es necesario realizar dos de los tres logros tecnológicos indicados en la tabla mientras que, para llegar en el año 2000 a la meta de 100 U\$S/kW-p-p, deben haberse realizado los tres (tener en cuenta la llamada b) al pie de la Tabla 18.2).

Los valores consignados en la Tabla 18.3 muestran una gama de suposiciones técnicas y de costos finales, diversidad propia de estimaciones efectuadas en relación con una tecnología aún no establecida (no disponemos de análisis posteriores a 1974). Se observa que los anchos supuestos para las cintas superan significativamente los 2,5 cm consignados en la pág. IV-31, como máximo alcanzado hasta ahora. El cálculo más antiguo de Currin et al.³⁵⁾ es el más conservador en cuanto a anchos, velocidad de tirado y costo del Si policristalino, pero supone una gran producción anual. Kran³⁸⁾ efectuó una extensa tabulación con computadora de costos indicativos, dividiendo, para cada parámetro, el rango razonable de valores en 10 incrementos (no necesariamente iguales), por ejemplo: anchos desde 2 a 15 cm, costo del Si policristalino desde 1,4 a 14 U\$S/m², etc.). En la Tabla 18.3 sólo consignamos el caso correspondiente al máximo desarrollo considerado, que equivale a la última línea de la Tabla 18.2. Kran señala que,

Tabla 18.3

Estimaciones del costo del kW-pico-célula generado con unidades producibles mediante tecnología EFG.

	Currin et al. (Ref. 35)			Mlavsky (Ref. 48)		Rappaport (Ref. 211)		Kran (Ref. 38)
				a)		a)		a)
PRODUCCION (MW/año) (km ² /año)	> 100.000 > 1.000			0,2 0,002	19 0,19	500 2,6	50.000 265	7,1 0,047
η(AM1), (%)	10			10		19 [*]		15 [*]
CINTAS								
N° crecidas simultáneas	1	5	20	1	20	10	} b)	15
Ancho (cm)	15	8	4	2,5	5	7,5		15 [*]
Velocidad (m/h)	1,5	1,5	1,5	-	-	9 [*]		4,5 [*]
Rendimiento producción (%)	80	85	90	70	70	100		75
Area crecida (m ² /h)	0,18	0,51	1,08	-	-	6,8 [*]		7,59 [*]
Espesor (μm)	100	100	100	200	100	-		100
Costo horno (10 ³ U\$S)	25	40	100	-	-	-		100
-Amortización equipos	5,56	3,14	3,70	-	-	-		0,40
-Personal	7,39	5,59	5,55	-	-	-		0,60 [*]
-Si policristalino	8,72	8,32	7,78	-	-	-		1,40 [*]
-(Si policristalino; U\$S/kg)	(37,5)	(35,6)	(33,2)	(66)	(22) [*]	(20-12) [*]		(6)
-Servicios y suministros	1,11	0,63	0,74	-	-	-		0,11
Total costos directos (U\$S/m ²)	22,78	17,68	17,77	-	-	-		2,50
Costos indirectos (U\$S/m ²)	10,38	6,89	7,42	-	-	-		0,93
COSTO CINTA MONOCRIST. (U\$S/m ²)	33,16	24,57	25,19	20,9	12,2	-		3,77
CELULAS								
-Amortización equipos	-	6,07	-	-	-	-		-
-Personal	-	1,09	-	-	-	-		-
-Cinta monocristalina	-	24,57	-	-	-	-		-
-Servicios y suministros	-	1,46	-	-	-	-		-
Total costos directos (U\$S/m ²)	-	33,19	-	-	-	-		-
Costos indirectos (U\$S/m ²)	-	4,49	-	-	-	-		-
COSTO TOTAL CELULAS (U\$S/m ²)	-	37,68	-	-	-	-		-
COSTO POTENCIA (U\$S/kW-p-c)	-	377	386 ^{c)}	-	186 ^{d)}	500	100 ^{e)}	58 ^{f)}

a) Se han marcado con un asterisco los datos técnicos que más difieren respecto de la Ref. 35. Según hemos discutido en el texto, el costo proyectado de Si policristalino grado solar terrestre sería de 5-10 U\$S/kg.

b) Valores para una producción de 2000 MW/año; el autor no consigna datos técnicos para las producciones de 500 y 50.000 MW/año.

c) Usando la misma relación {costo potencia/costo cinta} que en la columna anterior.

d) Para obtener este valor, el autor utiliza la relación {costo potencia/costo cinta} de la Ref. 35. A pesar de que el volumen de producción anual es muchísimo menor que el considerado en la Ref. 35, el costo de la potencia es la mitad. Esta disminución no es debida solamente al menor precio considerado para el Si policristalino pues, tomando los demás costos directos e indirectos iguales que en la Ref. 35, resulta una disminución de sólo 13 % como consecuencia de dicha reducción de costo.

e) Razonando como en la llamada d), el precio de 12 U\$S/kg para el Si policristalino disminuiría en sólo 22 % el costo de la potencia dado en la Ref. 35. Si, además, se admite que se podría lograr η (AM1)=19% sin aumento del costo de la cinta, el costo de la potencia caería desde 377 a 154 U\$S/kW-pico-célula.

f) Para obtener este valor hemos utilizado la relación {costo potencia/costo cinta} de la Ref. 35 (sin tener en cuenta la diferencia en η). Kran señala que el costo de los paneles sería de 75 U\$S/kW-p-p. Como el objetivo establecido para la última década de este siglo es 100 U\$S/kW-p-p, se podría admitir una tecnología algo peor que la ejemplificada en esta columna, la que corresponde a la situación descrita en la última línea de la Tabla 18.2.

para pasar de sus costos de cintas a costos de kW-p-p, aquellos deben ser multiplicados por 3, factor que es coherente con el utilizado por Currin et al. para pasar de cinta a célula. Dado que el valor de 75 U\$/kW-p-p (llamada f) al pie de la tabla) está por debajo del objetivo a largo plazo fijado por la Energy Research and Development Administration, de los EE.UU. de N.A., una tecnología algo peor que la tabulada aún sería aceptable. A corto plazo, Maeda, de la Tokyo Shibaura Electric Co. Ltd., Japón, recientemente se fijó ²¹³⁾ como meta para alcanzar en 1978, un costo de 800 U\$/kW-pico-célula. En todos los estudios prospectivos citados se consideraron plantas totalmente automatizadas.

El costo de una planta capaz de elaborar anualmente células EFG en el rango de los centenares a miles de MW-pico/año es dado en las Refs. 35 y 211 como de ~ 30 MU\$. El panel de especialistas en Si monocristalino ya mencionado anteriormente concluyó ²¹¹⁾ en 1973 que la inversión total para alcanzar los costos indicados en la penúltima columna de la Tabla 18.3, sería de 250 MU\$ hasta 1985 y una suma menor de ahí hasta fin de siglo.

Si grado solar terrestre

En la Tabla 18.4, consignamos información sobre las sucesivas etapas inherentes a la fabricación del Si de pureza grado semiconductor utilizado para la construcción de células convencionales de Si monocristalino, según fuera dada en un extenso análisis de costos de Currin et al. ³⁵⁾ y en trabajos posteriores. En cada etapa, el costo crece en aproximadamente un orden de magnitud. Por otra parte, aun un incremento de 10^5 en la cantidad de Si grado semiconductor requerido por la industria fotovoltaica (a ~ 100 GW/año) no produciría una disminución significativa de los costos tabulados (< 50 %), ya que el volumen total continuaría siendo poco importante frente al consumo global de la industria de dispositivos semiconductores (Refs. 35 y 214).

Indudablemente, es necesario obviar esta situación ya que, a medida que el proceso de fabricación de las células se automatice más, la materia prima Si contribuirá una fracción cada vez mayor al costo final de aquellas; en última instancia, se convertirá en el factor limitativo de la disminución de costos. Maycock y Wakefield, como una de las consecuencias de su citado análisis económico ³⁶⁾, señalan que alcanzar la meta de 100 U\$/kW-pico-panel implica que el costo del silicio policristalino a utilizar (Tabla 18.4) no puede exceder de ~ 5 U\$/kg ó 1,5 U\$/m² (suponiendo células de 100 µm de espesor y $\eta = 10\%$, construidas y controladas en forma totalmente automática). En la Ref. 67, los mismos autores muestran que las curvas de aprendizaje para Si policristalino

Tabla 18.4

Fabricación de obleas de Si grado semiconductor ^{a)}

ETAPA DEL PROCESO DE FABRICACION		PUREZA (%)	USO PRINCIPAL	COSTO AÑO 1972 ^{b)}		DISTRIBUCION COSTOS PRODUCCION MASIVA c) (%)
				(U\$S/kg)	(U\$S/kW-p)	
	Arena	~ 90	Construcción	< 0,005	< 0,01	52
Producción de Si grado metalúrgico por reducción de sílice con carbono en horno de arco a > 1000 C (proceso de elevada eficiencia; materiales baratos). $\text{SiO} + 2 \text{C} \rightarrow \text{Si} + 2 \text{CO}$	Si grado metalúrgico	~ 99	Acero	0,60 ^{d)}	1,40	
Producción de compuesto intermedio (en general, por razones económicas, triclorosilano) por reacción de Si grado metalúrgico pulverizado con HCl en reactor de lecho fluidizado, a ~ 250 C. $\text{Si} + 3 \text{HCl} \rightarrow \text{SiHCl}_3 + \text{H}_2$	Triclorosilano	> 99	Siliconas	6,00	14,00	
Separación del SiHCl_3 de otros clorosilanos por destilación fraccionada y purificación del SiHCl_3 mediante destilación adicional.		> 99,99999	-	-	-	
Producción de Si policristalino de alta pureza por reducción de SiHCl_3 con H de alta pureza, poniendo una mezcla de dichos gases en contacto con una lámina de Si o de grafito a ~ 1000-1200 C (deposición química en fase vapor). $\text{SiHCl}_3 + \text{H}_2 \rightarrow \text{Si} + 3 \text{HCl}$	Si policristalino	> 99,99999	Dispositivos semiconductores	60,00	140,00 ^{e)}	24
Producción de Si monocristalino por método Czochralski a partir de Si fundido.	Si monocristalino	> 99,999	Dispositivos semiconductores	250,00	600,00	24
Producción de obleas por corte y remoción de daños mediante decapado.		> 99,999	Células solares	1300,00	3000,00 ^{f)}	

a) De Refs. 35, 40, 60, 63, 65, 69, 73, 214 y 215.

b) Según Refs. 35 y 214, suponiendo un gasto de 2,3 kg de Si por kW-pico generado mediante células de 100 µm de espesor, operando con insolación AMI a $\eta(\text{AMI}) = 10 \%$.

c) Según estimaciones de Ref. 72.

d) Alrededor de 1,00 en 1974-75 (Refs. 60, 65, 67 y 69).

e) Notablemente 1000-1500 en Ref. 215 (1973), a pesar de considerar el mismo costo de 60 U\$S/kg.

f) Alrededor de 2500 en 1975 (Ref. 216).

grado semiconductor no conducen a dicho costo a un plazo razonable (Fig.18.3) [†], en coincidencia con las conclusiones de Currin et al. ³⁵⁾. Por otra parte, la Fig. 18.4, parcialmente equivalente a la Tabla 18.4 pero con costos del año 1975, muestra que es posible reducir en un orden de magnitud el precio del Si policristalino si se aumenta en cuatro órdenes la tolerancia en el contenido de impurezas. Se encara, por tanto, la producción de Si policristalino de grado solar terrestre, definido en el rango indicado en la figura, con un costo de 5-10 U\$S/kg. También otros grupos llegan a las mismas conclusiones y proponen costos en el mismo entorno (Refs. 37, 68, 211 y 215). En las páginas IV-39 y ss. describimos algunos de los métodos en experimentación para la obtención de Si grado solar terrestre que ya proveyeron material usado para fabricar ⁶⁷⁾ células de buena eficiencia.

Otras alternativas son discutidas por Wolf ⁶⁵⁾ y por Ralph ²¹⁴⁾, quien analiza la posibilidad de utilizar procesos de purificación más económicos en el proceso de obtención de Si grado semiconductor.

Células de Si policristalino

Como ya señalamos (pág. IV-35), la base para encarar la fabricación de células de capas delgadas o de espesor intermedio con Si policristalino, es la convicción de lograr costos de producción por unidad de potencia generada sensiblemente menores que con las células de Si monocristalino (p. ej., Refs. 62, 66 y 217); si bien la eficiencia de conversión presumiblemente será menor en las primeras, los costos y el consumo de energía también lo serían en comparación con los involucrados en el proceso de crecer lingotes o cintas a partir de Si fundido (aunque este punto de vista no goza de aceptación general).

Un grupo de especialistas de los EE.UU. de N.A. estimó ⁶⁶⁾ que a mediados de la próxima década será posible producir $10 \text{ km}^2/\text{año}$ de células policristalinas de $\eta = 10 \%$ a un costo $< 500 \text{ U\$S/kW-pico}$; indica que para ello es necesario disponer de un substrato cuyo precio no exceda de $0,50 \text{ U\$S/m}^2$ y encontrar nuevas formas de producción del Si policristalino a fin de reducir su costo en un orden de magnitud. El costo final de las células no dependería significativamente del espesor de la capa policristalina (de algunas decenas de micrones), ya que el triclorosilano usado como materia prima es barato (Tabla 18.4). Entre los substratos económicamente viables se encuentra el Si grado metalúrgico ^{††}.

[†] Si bien la validez de pronósticos efectuados sobre la base de curvas de aprendizaje está probada para dispositivos semiconductores, no es obvio que sean aplicables en el campo de las materias primas (Ref. 67).

^{††} El proceso de fabricación de células policristalinas de heterojuntura CdS/Cu₂S se efectúa a temperaturas del orden de la mitad de las necesarias para la deposición en fase vapor del Si policristalino, razón por la cual sólo para las primeras se pueden utilizar los baratos substratos vítreos.

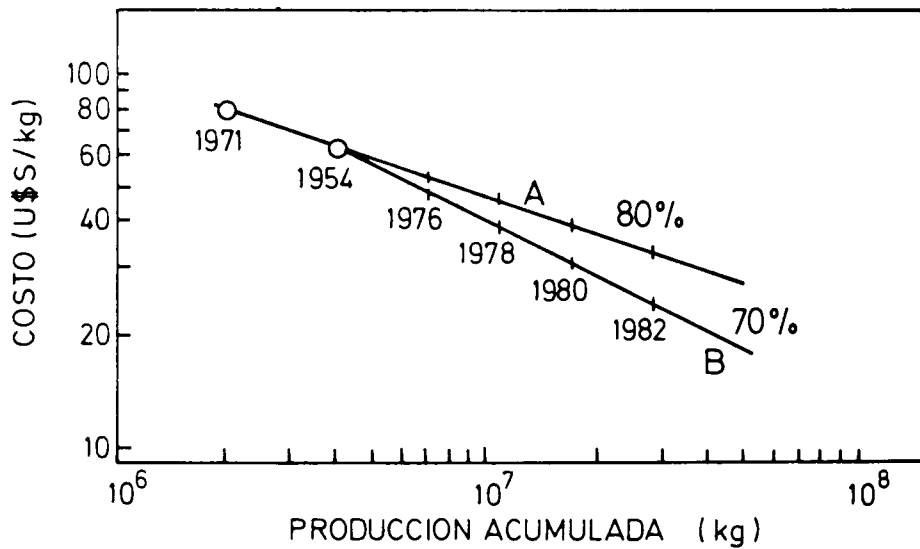


Fig. 18.3: Pronóstico de costo para Si policristalino de grado de pureza semiconductor mediante curvas de aprendizaje con pendientes de 70 y 80 %. Ambas curvas muestran que el costo de 5 U\$S/kg se obtendría demasiado tarde para los requerimientos económicos que plantea la conversión fotovoltaica masiva de la energía solar. (La aplicación de este tipo de pronóstico es dudosa en el área de las materias primas). De Ref. 67.

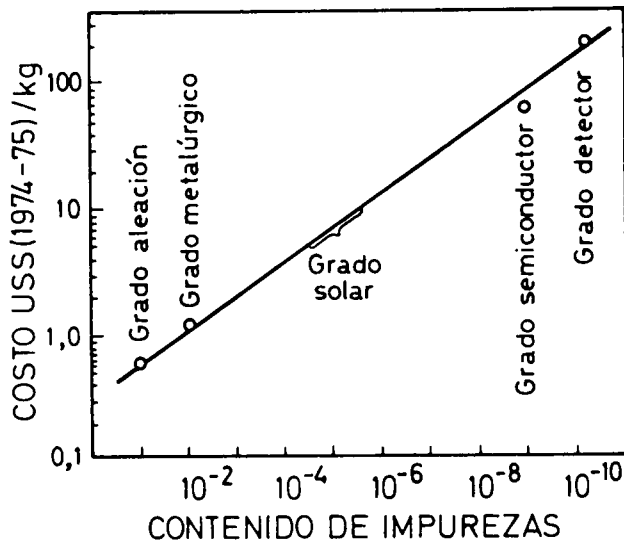


Fig. 18.4: Costo de Si en función del contenido de impurezas por elemento. Para disminuir el precio en un factor 10 debe aumentarse la tolerancia en $\sim 10^4$. De Ref. 67.

En las págs. IV-33 y ss. analizamos los problemas vinculados con la producción de células de Si policristalino, los desarrollos en ejecución y los alentadores resultados obtenidos.

Automatización y otras posibilidades de disminución de costos

Respecto de los diversos desarrollos en estos campos mencionados en las págs. IV-41 y ss., tanto para células mono cuanto policristalinas, sólo se han hecho consideraciones económicas generales, sin especificación cuantitativa alguna.

Un paso muy oneroso en la tecnología convencional de células espaciales lo constituye el que lleva desde la oblea monocristalina hasta la célula (ya sometida a los controles de comportamiento). Por ejemplo, en las Refs. 10 y 218 se dan factores de aumento de costo entre 12 y 25 y un factor adicional de ~ 2 para llegar al precio de paneles; estos valores deben ser comparados con los valores proyectados extraíbles de la Tabla 18.3: $\sim 1,5$ entre cinta y célula e, igual que en los convencionales; un factor adicional ~ 2 entre célula EFG y panel.

CELULAS DE CdS/Cu_xS

De los análisis de futuros costos a nuestra disposición, el más detallado es el de P.J. Mytton, de la International Research & Development Co. Ltd., de Gran Bretaña, y que tomamos como base para nuestras consideraciones. En un trabajo reciente ⁸⁸⁾, estudia los costos vinculados con dos caminos que propone como posibles para reducir los precios actuales.

El primer enfoque — "de escasa automatización" — implica la utilización de un sustrato rígido, fácilmente manejable sin necesidad de mecanismos complejos, sobre el cual se aplican las sucesivas capas usando técnicas manuales rápidas y económicas, con un mínimo de equipo, el cual supone mecanizable con poco costo adicional (serigrafía, electrodeposición, etc.). No se excluye el uso de materiales nuevos. Este camino supone mejorar y abaratar la tecnología actual en cada uno de los pasos de fabricación excluyendo cambios profundos, como serían la automatización total de la evaporación masiva al vacío para la capa de CdS, o su reemplaza por la técnica de pulverización de una solución de iones de Cd y de S. Dentro de este enfoque, Mytton primero efectuó ³³⁾ un análisis bastante detallado de los costos para módulos de 12,5 cm x 12,5 cm, cada uno de los cuales contiene cinco células; el desglose para una producción de $4,5 \cdot 10^4$ W-pico-año y otros datos técnicos y económicos están dados en la Tabla 18.5. Posteriormente realizó ⁸⁸⁾ cálculos equivalentes para módulos algo mayores, fabricados mediante el encapsulamiento conjunto de cuatro de los anteriores, cuyos resultados corresponden al

Tabla 18.5

Costos estimados para células de CdS/Cu_xS
(Tecnología de escasa automatización) ^{a)}

	IRD ^{b)} (Ref. 33)	SAT (Ref. 31)	
Producción capa CdS	Evaporación al vacío		
Producción anual (W-pico/año)	4,5 10 ⁴	10 ⁴	10 ³
Unidad de producción	Módulo 160 cm ²	Célula individual 27 cm ² activos	
Eficiencia de la unidad (%)	5	7,2	
	US\$ (de 1973)/W-pico		
Substrato	0,31		
Tinta de Ag	0,25		
Polvo de CdS	0,78-[38%]	1,71-[33%]	9,96-[48%]
Encapsulante	0,31		
Otros materiales químicos	0,22		
Otros materiales	0,16		
(1) TOTAL MATERIALES	2,03 [37%]	5,12 [14%]	20,59 [15%]
Serigrafiar base de Ag	0,044		
Electro platear Zn	0,044		
Depositar CdS	0,431-[41%]	7,87-[26%]	42,32-[36%]
Formar Cu ₂ S	0,172		
Tratamiento final	0,087		
Serigrafiar grilla	0,044		
Encapsular	0,087		
Control-inspección final	0,131		
(2) TOTAL MANO DE OBRA	1,04	30,61	116,62
(3) Vacaciones y enfermedad (15%)	0,16		
(4) Dirección general y técnica; personal supervisión y auxiliar	0,38		
(5) Gastos generales fijos (100% de (2), (3) y (4))	1,58		
(6) Amortización e intereses inversión inicial (25.000 US\$/año)	0,33		
TOTAL	5,52	c) 35,73	c) 137,21
Aumento por 25% de descarte	1,84		
Ganancia (20%)	1,47	d) 7,15	d) 27,44
PRECIO DE VENTA	8,83	42,88	164,65

a) Las suposiciones referentes a la tecnología empleada se dan en el texto. Los valores fueron consignados con la precisión dada en las Refs. 31 y 33. Se indica la contribución porcentual de los materiales al costo total; asimismo, las contribuciones porcentuales correspondientes a la evaporación de la capa CdS, al costo total de los materiales y al de mano de obra.

b) Cada módulo contiene 5 células. Convertimos los valores originales dados en £(de 1973)/módulo a US\$/W-pico, al cambio de 2,5 US\$/£, indicado en la Ref. 33. Dado que no se incluyen procesos nuevos, los valores están basados sobre experiencia y Mytton los estima correctos al 30%. Se supone un salario de 62,5 US\$/semana.

c) No nos consta que se hayan tenido en cuenta todos los rubros considerados por Mytton. Valores originales en US\$/W-pico.

d) Los aumentos por ganancia fueron agregados por los autores de este Informe.

tramo central de la curva de la Fig. 18.5. Corresponde consignar que la IRD Co. Ltd. construyó efectivamente módulos de este tipo.

Dentro del mismo enfoque, la SAT francesa publicó ³¹⁾ un análisis para células individuales (no módulos) de 7,2 % de eficiencia AMI suponiendo producciones anuales de 10^3 y 10^4 W-pico/año. El desglose es menos detallado que el de Mytton y difiere del de éste, no estando explicado si se consideraron gastos fijos, amortización e intereses correspondientes a la inversión inicial y descartes de producción. Por menciones en otras publicaciones del grupo francés, es muy probable que los costos correspondan al año 1973; los directamente comparables con los de Mytton fueron incluidos en la Tabla 18.5, y los valores finales consignados en la Fig. 18.5. Estas estimaciones de la SAT superan a las de Mytton, lo cual puede deberse a que el grupo francés considera células individuales de CdS evaporado, mientras que Mytton incluye la modificación tecnológica de encapsular conjuntamente una veintena de dichas células.

En el segundo enfoque — "de alta automatización" — se supone la utilización de un sustrato flexible sobre el cual se aplican las sucesivas capas en un proceso continuo de deposición al vacío, altamente automatizado y de gran velocidad de producción; por ejemplo, uno similar a la deposición mediante rodillos sobre película de polipropileno, utilizada en la fabricación de ciertos capacitores. Las evaluaciones de Mytton para este caso están representadas por el tercer tramo de la curva de la Fig. 18.5 y tuvieron en cuenta estimaciones previas efectuadas por el grupo de Delaware ⁸⁷⁾ para células individuales que se suponen producidas por evaporación al vacío de la capa de CdS, a razón de $5 \cdot 10^8$ W-pico/año. Al gráfico de Mytton, hemos agregado ésta y otras dos estimaciones originadas en el mismo grupo de Delaware (Ref. 87 y 94).

Este segundo enfoque de alta automatización también corresponde al proceso de formación de la capa n por pulverización de una solución, en desarrollo en la Baldwin Co. (ver página IV-57). El desglose de costos para células individuales de gran tamaño comunicado por Jordan ⁹⁶⁾, está reproducido en la primera columna de la Tabla 18.6, en la cual también incluimos datos de la estimación más reciente de Delaware. Dado que para esta escala de producción la materia prima contribuye significativamente a los costos, éstos se consignan por m^2 de célula. El costo final de la Baldwin Co., aumentado por nosotros con un 20 % de ganancia y otro tanto por descarte de producción, está representado en la Fig. 18.5.

Finalmente, consignamos una estimación de Martinuzzi, de la Universidad de Provence, Francia, hecha ⁸⁹⁾ para pequeños módulos de 100 cm^2 activos. El autor sólo da el precio por m^2 activo de módulo, sin desglose alguno y para un

Tabla 18.6

Costos estimados para células de $\text{CdS}/\text{Cu}_2\text{S}$
(Tecnología de alta automatización) a)

	Baldwin Co. (Ref. 96)	Univ. de Delaware (Ref. 94)	Univ. de Provence (Ref. 89)
Producción capa CdS	Pulverización de solución	Evaporación al vacío	Evaporación al vacío
Producción anual ($\text{m}^2/\text{año}$) (W-pico/año)	$2 \cdot 10^7$ 10^9	$>3 \cdot 10^6$ $>2,4 \cdot 10^8$	$<10^6$ b) $<5,7 \cdot 10^7$
Unidad de producción	Célula gran tamaño	Célula in- dividual	Módulo 100 c) cm^2 activos
Eficiencia de la unidad (%)	5	8	5
	US\$ (de 1973-74)/ m^2		
Vidrio, incluidos gastos genera- les y administrativos	1,51		
Productos químicos y metales	0,55		
TOTAL MATERIALES	2,06 [73%]	4,00 [40%]	
Energía eléctrica	0,27	0,50	
Costos generales y administrati- vos adicionales a los correspon- dientes a la fabricación del vi- drio.	0,07	2,00	
Mantenimiento	0,11	} 0,50	
Otros gastos operativos	0,02		
TOTAL OPERACION Y MANTENIMIENTO	0,47	3,00	
Amortización capital e intereses	0,28	3,00	
<u>TOTAL</u>	<u>2,81</u>	<u>10,00</u>	
Aumento por 20% de descarte	d) 0,70	2,50	
Ganancia (20%)	d) 0,70	e) 2,50	
<u>PRECIO DE VENTA</u>	<u>4,21</u>	<u>15,00</u>	<u>110,00</u> f)

a) Las suposiciones referentes a la tecnología empleada se dan en el texto.
Se indica la contribución porcentual de los materiales al costo total.

b) Ver texto.

c) 4 células de 6,2 cm x 7,4 cm, producidas por la SAT.

d) Los aumentos por descarte y ganancia fueron agregados por los autores
de este informe.

e) En la Ref. 94 se considera ganancia de 15%, tras el pago de impuestos.

f) Valor dado en Ref. 89 : 600 F de 1973 por m^2 ; convertimos según $\text{US\$}/\text{F} = 5,4$. No se explicita si incluye ganancia, pero se compara con Ref. 94 que la incluye.

total de 10^6 m^2 activos, y no especifica en qué lapso ni con qué tecnología se los producirá. Incluimos los valores correspondientes en la Tabla 18.6 y, suponiendo un plazo de fabricación de un año, en la Fig. 18.5. Con esta suposición, el punto cae sobre la prolongación del segundo tramo de la curva de Mytton.

En cuanto al grupo francés SAT-CNES, a nuestro saber, aún no publicó una detallada evaluación económica del proceso de fabricación con producción de la capa de CdS por pulverización, si bien reiteradamente expresó que lo considera como el único económicamente viable. En la Ref. 31 se consigna el valor de 1000 U\$S/kW-pico como meta deseable para células de gran tamaño, explicando que sólo un 25 % correspondería a materia prima y otro tanto a los procesos de serigrafía y metalización.

Con relación al primer tramo de la curva de la Fig. 18.5, entendemos que corresponde a las células de CdS/Cu_xS ofertadas en el mercado por la IDR Co. Ltd. a que pertenece Mytton.

Por otra parte, en 1973, el grupo de Delaware estimó ⁸⁷⁾ en 243 millones de dólares la inversión inicial para una planta que, formando la capa n por evaporación al vacío, anualmente produjese una cantidad de células capaz de generar $4 \cdot 10^8 \text{ W-pico}$; esta suma se distribuye de la siguiente forma: (a) preparación del electrodo capa n: 2,0 %, (b) evaporación de CdS: 62 %; (c) decapado y formación capa Cu_xS: 3,5 %; (d) formación de la grilla: 31 %; (e) encapsulado: 1,5 %. En el mismo trabajo se estima que la formación de la capa de CdS insume 36 % del total de mano de obra más materiales.

De la información precedente se concluye que para los procesos con evaporación al vacío de la capa de CdS, ésta constituye el rubro unitario de fabricación más costoso, tanto en materia prima cuanto en mano de obra e inversión inicial. Lo primero es en buena parte debido a que el 80-90 % del material se pierde durante la evaporación. El consumo de CdS por Watt-pico es mucho menor para células con capas n producidas por pulverización de solución sobre superficies muy grandes (buena relación área/perímetro); en este proceso, el sustrato de vidrio es el mayor contribuyente al costo.

PANELES

Si bien al discutir costos de células de Si y de CdS/Cu_xS en la mayoría de los casos se trató de módulos o paneles, agregamos aquí algunas consideraciones sobre factores que afectan explícitamente el costo de estos últimos.

Al disminuir el costo de las células en sí, el proceso convencional de armado y encapsulamiento de las mismas en paneles se convertirá en una fracción

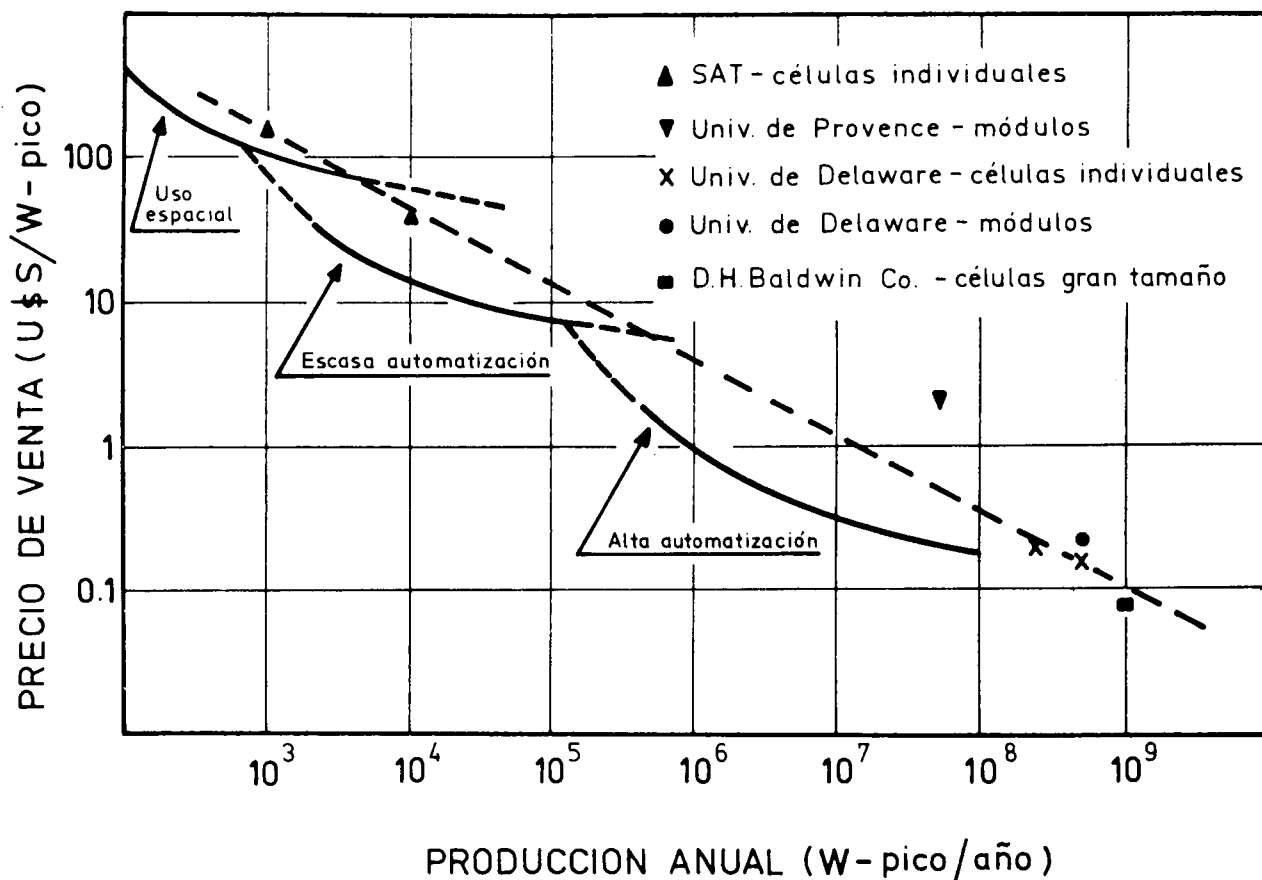


Fig. 18.5: Precios de venta estimados para exclusivamente unidades y pequeños módulos de células de $\text{CdS}/\text{Cu}_x\text{S}$, en función de la producción anual, según Mytton y otros autores. No se incluyen montaje en paneles, instalación y dispositivos de almacenaje de energía eléctrica. Dólares de 1973-74. No nos consta que los datos franceses tengan en cuenta descarte de producción, amortización e intereses; los datos de la SAT para producciones de 10^3 y 10^4 W-pico/año no incluyen ganancia (Ref.31), por lo cual los hemos incrementado en 20%.

La curva corresponde a los cálculos de Mytton (Ref.33 y Tabla 18.5). Para el punto consignado en $5 \cdot 10^7$ W-pico/año (Universidad de Provence), en el trabajo original (Ref. 89 y Tabla 18.6) no se especifica en qué lapso se fabricará la cantidad total de 10^6 m² supuestos (ver texto). Los puntos en $5 \cdot 10^8$ W-pico/año corresponden a estimaciones hechas en la Universidad de Delaware (Ref.87) para (a) células individuales de 6% de eficiencia AMI, producidas con 33% de descarte y (b) módulos sellados de 1000 cm² de esas células, llenados con un gas inerte; en ambos casos se incluye una ganancia del 20%.

Toda la información corresponde a procesos en los que la capa de CdS es evaporada al vacío, excepto el punto en 10^9 W-pico/año, que corresponde a un proceso en el cual dicha capa se obtiene por pulverización (Ref. 96 y Tabla 18.6).

Los puntos correspondientes a células individuales caen sobre una curva de aprendizaje con pendiente del 70% (línea punteada).

muy importante del precio total. Como ya mencionamos (pág. IV-123), actualmente existe una relación ~ 2 entre el costo de un conjunto de células de Si y el de un panel armado con ellas, y la misma se mantiene en estimaciones de costos futuros; esto último supone una disminución muy fuerte en el costo absoluto del armado de paneles. Lograrlo no es tarea fácil dado que en la construcción de paneles se utilizan materiales cuyos costos ya fueron comprimidos en etapas anteriores del desarrollo de su mercado (vidrios, metales, plásticos); por otra parte, los numerosos pasos de su fabricación ofrecen un campo de reducción de costos, y sobre él se centrarán los esfuerzos mediante la unificación de etapas constructivas (p. ej., Ref. 65). Desde otro punto de vista, la construcción de células a partir de cintas o depósitos policristalinos permitirá un mejor aprovechamiento del área total del panel que el logable con células circulares tipo Czochralski.

A los costos propios del panel hay que adicionar los de su montaje, los que dependerán de las condiciones climatológicas regionales: intensidad de vientos, frecuencia de granizadas, etc.

También cabe mencionar que la experiencia sobre la durabilidad de los paneles en condiciones de operación terrestre no es abundante, razón por la cual no es simple estimar el costo de reemplazo de partes durante la vida esperada de las células.

VALIDEZ DE LAS ESTIMACIONES DE COSTOS PROYECTADOS

Respecto de los costos proyectados consignados en esta sección, cabe mencionar lo siguiente. Una vez fijadas las metas económicas a lograr para que la generación terrestre de electricidad por medios fotovoltaicos resulte competitiva, todo grupo que desarrolla una de las líneas de células descriptas lo hace suponiendo que alcanzará dichas metas; lo contrario le llevaría a interrumpir sus tareas. Por lo tanto, para, por ejemplo, poder fijar prioridades en el apoyo oficial al desarrollo de las diversas líneas, es necesario contar con evaluaciones de costos coherentes e independientes, siendo de relativa significación los costos proyectados por los grupos de investigación mismos[†]. Sin embargo, toda evaluación de este tipo forzosamente debe hacerse en el marco de un conjunto de *suposiciones unificadoras* referentes a aspectos económicos, tecnológicos y políticos (costos de materiales en función de la demanda, grado de automatización

[†] En cambio, sí deben considerarse significativas las estimaciones hechas respecto de la distribución actual y futura del costo total de las células en costos parciales (materia prima, crecimiento de monocristal, difusión, etc.). Por ejemplo, Refs. 10, 24, 25, 72, 107, 114, 115 y 218.

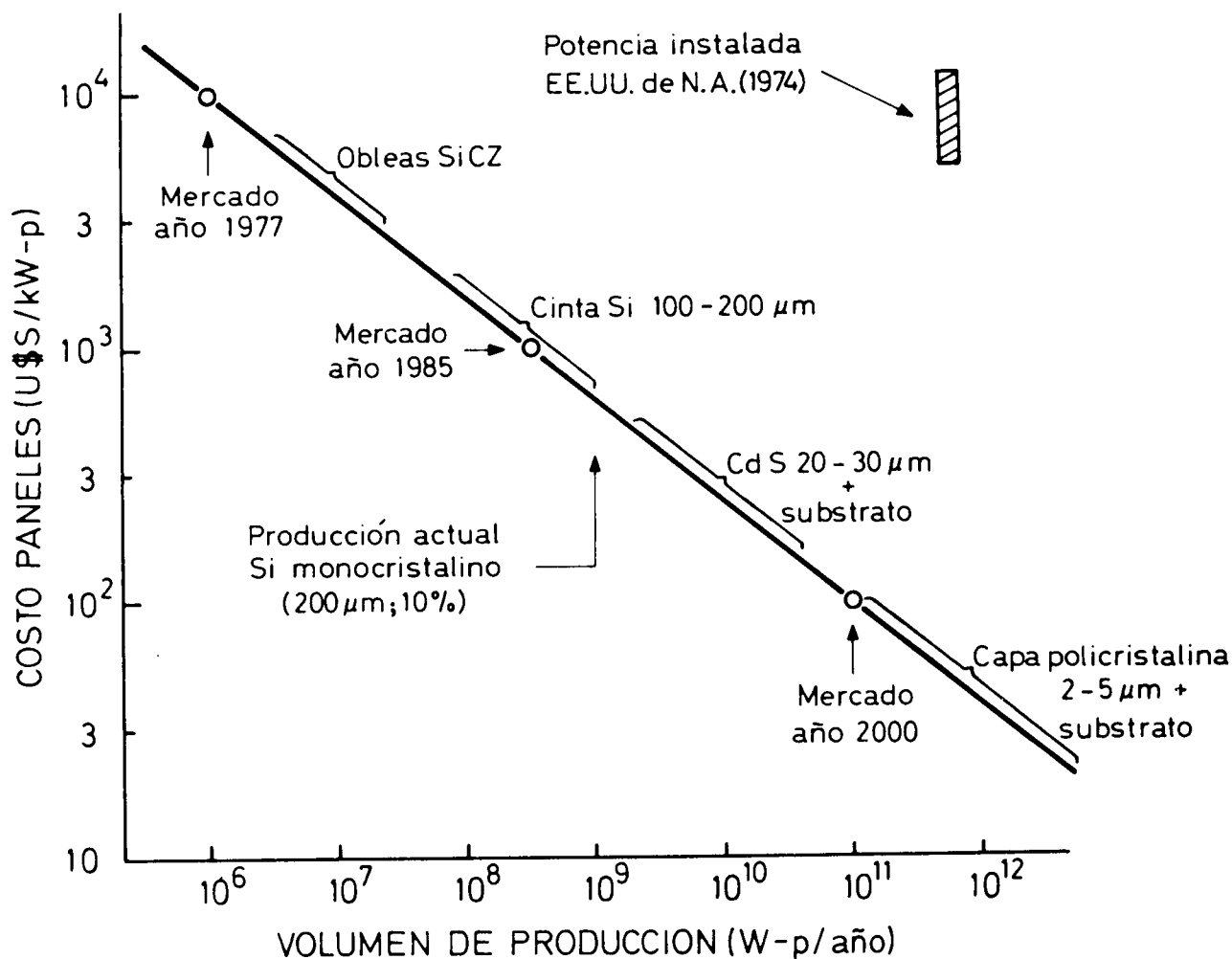


Fig. 18.6: Predicciones alternativas de costos de células solares, en función del volumen de producción anual, según Moore²¹⁹). En la ordenada figura el costo de la energía generada por paneles de células completos, encapsulados y dotados de soporte mecánico. La recta de trazo continuo representa la curva de aprendizaje que constituye la suposición unificadora central del análisis de Moore.

Las llaves representan el rango de costo (en U\$/kW-p) de obleas CZ, cintas de Si, capas de CdS, incluso su substrato, y capas policristalinas muy delgadas, incluso su substrato, respectivamente (no el costo de los paneles de células construídas con estas cuatro tecnologías, el cual es, por lo tanto mayor, aunque no más de un factor ~ 2 si la producción excede los 10^9 W/año). De la ubicación de las llaves sobre la recta Costo/Producción surgen las conclusiones (a), (b) y (c) mencionadas en el texto.

Para las células de Si se fijó $\eta = 10\%$ y para las policristalinas $\eta = 5\%$. Moore también indica el nivel actual de producción de Si monocristalino de alta pureza (en Watt/año equivalentes, para células de $200 \mu\text{m}$) y la potencia eléctrica instalada en centrales, existente en EE.UU. de N.A. durante 1974.

alcanzable, espesor del volumen activo de las células, pérdidas de material, existencia o carencia de una demanda artificialmente incrementada por compras oficiales, etc.); por esta razón también éstas evaluaciones sólo llevarán a un conjunto uniforme de costos posibles, siendo riesgoso adjudicarles la categoría de "probables".

Un intento reciente en este sentido fue hecho por Moore²¹⁹⁾ utilizando como suposición unificadora central la validez de la curva de aprendizaje ilustrada en la Fig. 18.6; la relación (Costo)/(Volumen de producción anual) que la caracteriza no difiere mayormente de la supuesta por Ralph²¹⁰⁾ (pág. IV-113), si bien éste supone una disminución del costo más rápida (1000 U\$/kW-p en 1981, para 10^8 W acumulados). Dada la mencionada suposición unificadora, Moore, consistentemente, no considera el camino alternativo de investigación y desarrollo incentivado explicitado en Fig. 18.2. Los resultados *tentativos* de Moore para las diversas líneas de desarrollo estudiadas están contenidos en la misma Fig. 18.6[†]: (a) el objetivo de 500 U\$/kW-p-panel fijado por la ERDA para 1985 podría ser logrado con células de CdS/Cu_xS producidas con métodos convencionales; (b) el objetivo de 100 U\$/kW-p-p sólo podría ser alcanzado con células de capas policristalinas muy delgadas, fabricadas masivamente, si bien aún por evaporación al vacío (entre los cinco materiales candidatos considerados figuran el Si y el CdS); (c) las tecnologías de crecimiento CZ o por método EFG no podrían satisfacer ninguna de las dos metas fijadas. Posiblemente, la conclusión referente a la técnica EFG sea la más polémica. Su origen reside en que Moore descarta, por no realista, la suposición de un costo de 25 U\$/m² utilizada muchas veces para estimar costos proyectados de cintas de 100 µm de espesor; impone, en cambio, la condición de que debe ser satisfecha la relación Costo/Producción de la Fig. 18.6. Para las células de Si se supuso $\eta = 10\%$ y para las policristalinas $\eta = 5\%$.

COSTO ENERGETICO

Para todo sistema generador de energía interesa conocer el denominado "costo energético", definible como (a) el cociente entre la energía gastada para construir el sistema y la que éste es capaz de entregar en su vida útil o, menos técnicamente, como (b) el cociente entre el tiempo que requiere el sistema para entregar una energía igual a la consumida en su construcción y la vida útil del sistema. Para el caso de la generación fotovoltaica de electricidad, las discusiones sobre este tema se limitan al costo energético de paneles de células. Dado que no existe acuerdo sobre la vida útil esperable para las diversas alter-

[†] Se excluye la consideración de células de GaAs sobre la base del elevado costo del Ga; introducir coherentemente el costo unificado de célula de GaAs más concentrador resultaría engorroso.

nativas de células en desarrollo [†], comúnmente el costo energético en sí se reemplaza por el "tiempo de recuperación de la energía consumida en la construcción del panel".

Wolf ^{65,72)} estimó que en 1974 se requerían ~ 3800 kWh de potencia eléctrica para construir 1 m^2 activo de panel de células de Si del tipo para uso espacial. Suponiendo un emplazamiento terrestre de buena insolación ($0,2 \text{ kW/m}^2$ -día promedio) y $\eta = 10 \%$, esto implica un tiempo de recuperación de ~ 20 años. En una central solar satélite (pág. IV-105) ese tiempo se reduce a ~ 2 años, si se tiene en cuenta que la iluminación es constante y se supone un factor de concentración de ~ 3 y $\eta(3 \text{ AMO}) = 11,5 \%$. Wolf señala que, si se lograra reducir el actual despilfarro de Si de manera que prácticamente todo el que se aporta al iniciar el proceso de fabricación estuviese finalmente contenido en las unidades terminadas, sólo se ahorraría un 30 % de los 3800 kWh/m^2 mencionados. De un análisis más detallado surge que, para células de material Czochralski, lo que se requiere es disminuir el gasto de energía en 1 orden de magnitud en las etapas que van desde la reducción del tricloromonosilano (etapa 4 en la Tabla 18.4) hasta el panel terminado (ya que el Si grado metalúrgico se produce con buena eficiencia energética y las dos etapas siguientes, globalmente, consumen escasa energía). Wolf sostiene que esta disminución debería ser logroable, si bien con esfuerzo, introduciendo métodos de conservación de energía y mejorando la productividad, dado que la energía requerida por los procesos químicos y físicos básicos mencionados en la Tabla 18.4 es menor que el 1 % de la energía actualmente consumida en la fabricación. Lindmayer ²¹⁶⁾, de la Solarex Corporation, de los EE.UU. de N.A., estima tiempos de recuperación mucho menores para células actuales de uso terrestre: 3,5 años, de los cuales tres corresponden a la fabricación de la oblea Czochralski en sí.

En cuanto a estimaciones para procesos de fabricación futuros son, comprensiblemente, aún menos precisas. En la Reunión de Trabajo de Cherry Hill se predijo ⁶⁶⁾ un máximo de seis meses para el de crecimiento múltiple de cintas por método EFG (pág. IV-29).

Para células de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ de tecnología avanzada, Palz ²²⁰⁾ sostiene que un proceso totalmente automatizado podría entregar unidades con $\eta = 5 \%$ cuyo tiempo de recuperación sería, a lo sumo, de un año. Por su parte, Bloss y Hewig ²²¹⁾, de la República Federal Alemana, consignan un gasto de 30 kWh/m^2 exclusivamente para el proceso de fabricación de las células de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$, sin incluir los procesos de obtención de los materiales utilizados: semiconductores,

[†] Las estimaciones optimistas dan una vida útil de 20 años para paneles de células.

substrato, grilla, contacto óhmico, etc.. El método de fabricación supuesto es el clásico de evaporación al vacío y tratamiento térmico final. La eficiencia considerada es de 5 %, de lo cual se deduce que, para las mismas condiciones de insolación consideradas al comienzo de esta sección, el costo energético de las unidades equivale a un tiempo de recuperación de $\sim 0,3$ años.

18.1.2. Sistemas concentradores

Recordemos (pág. IV-97) que para comparar económicamente sistemas de generación fotovoltaica con y sin concentración de la radiación solar, las magnitudes básicas a tener en cuenta son los costos por unidad de superficie de, por una parte, los paneles de células y, por la otra, el subsistema formado por un concentrador completo con sus dispositivos de movimiento para el seguimiento del Sol, sus soportes y su sistema para la refrigeración de las células, y por éstas mismas. Más precisamente, corresponde comparar la contribución al costo total del kWh generado en cada uno de los sistemas de, en un caso, los paneles de células y, en el otro, el sistema completo de concentración incluidas las células; para esto, es necesario tener en cuenta costos de operación y mantenimiento, que pueden diferir sustancialmente de un subsistema al otro. Por otra parte, en los sistemas con concentración, la energía solar no fotoconvertida suele estar disponible a mayor temperatura y sobre una superficie menor, lo cual puede resultar conveniente para algunas aplicaciones.

La comparación de distintos sistemas con concentradores se hace sobre las mismas bases expuestas. Es de destacaraún que el sistema de concentración económicamente más competitivo no tiene necesariamente que ser el mismo para generación fotovoltaica que para generación fototérmica, ya que su costo es una fracción distinta del costo total de cada uno de dichos sistemas de conversión.

Fundamentalmente, las evaluaciones existentes se refieren a sistemas concentradores que operan con células de Si o, en mucho menor grado, de GaAs, y a éstos nos restringiremos. Entre las diferencias significativas de ambas posibilidades indicamos: (a) la gran abundancia del Si como materia prima, y la escasa del Ga; (b) la existencia, desde hace años, de células de Si en el mercado comercial, mientras que las de GaAs sólo existen a nivel de laboratorio (si bien en estas condiciones se las ha logrado producir con eficiencias apreciablemente superiores a las normales para las células de Si comerciales); (c) la más rápida disminución de la eficiencia de las células de Si, al crecer la temperatura, en comparación con lo que sucede en las de GaAs (pág. IV-94).

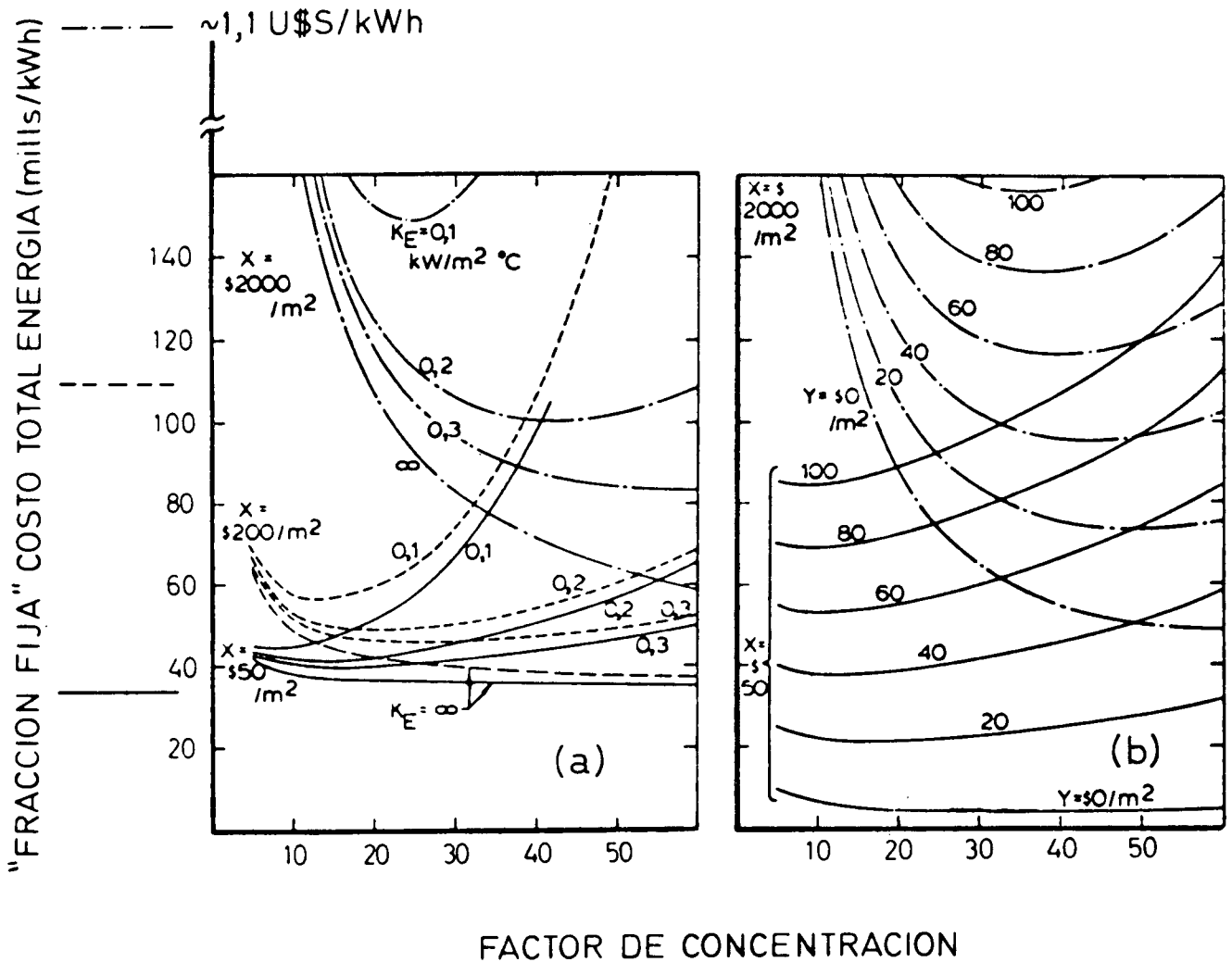


Fig. 18.7: "Fracción fija" (ver texto) del costo total de la energía generada en un sistema fotovoltaico con concentrador a "foco lineal", orientado de este a oeste y con seguimiento N-S de la trayectoria solar, en función del cociente entre las áreas de la abertura del concentrador y de la cubierta por células (según Ref. 198) (en U\$S de 1974). Para el cálculo se fijaron las siguientes características del sistema: insolación media anual de ~ 6 kWh/m²-día; células de Si de $\eta = 15\%$ a 25°C, dispuestas en paneles de manera de cubrir totalmente su área y enfriadas mediante un sistema pasivo; costo del terreno de 1 U\$S/m²; factor de aprovechamiento del terreno = 0,35; reflectividad de los espejos del concentrador = 0,85; cociente entre longitud y distancia focal del concentrador = 15; tasa de gasto fijo = 18%.

(a) Para tres costos seleccionados de paneles de células (X) y cuatro coeficientes efectivos de conducción térmica (K_E), característicos para sistemas de este tipo; como costo del concentrador completo se consideró $Y = 45$ U\$S/(m² de abertura).

A la izquierda de la ordenada hemos indicado con líneas horizontales los costos que se dan en la misma Ref. 198 para la energía generada con paneles planos de los tres tipos de células mencionadas, inclinados en un ángulo igual a la latitud del lugar; los autores suponen un factor de llenado del panel de 85%, un factor de aprovechamiento del terreno de 0,6 y $K_E = 0,03$ kWh/m²-C. El costo de los paneles se tomó como de 15 U\$S/m² y la insolación, el costo del terreno y la tasa de gastos fijos iguales que para el sistema con concentrador.

(b) Efecto del costo del colector (Y) sobre la "fracción fija" del costo de la energía generada, tomando $K_E = 0,2$ kWh/m²-C.

Para sistemas con concentradores a "foco puntual" se obtienen resultados similares pero con las curvas desplazadas $\sim 20\%$ hacia abajo, si se supone $Y = 60$ U\$S/m².

SISTEMAS CON CELULAS DE Si

A nuestro saber, el grupo más activo en este campo es el constituido por la colaboración Arizona State University - Spectrolab Inc., ambas de los EE.UU de N.A.. Su objetivo es ¹⁸²⁾ "mostrar que los sistemas fotovoltaicos pueden alcanzar el rango de costos competitivos de 500-1000 U\$/kW-p-p sin requerir innovaciones tecnológicas trascendentales en la fabricación de células solares", y que esto se logrará con factores de concentración relativamente bajos, del orden de 100.

Uno de sus trabajos ¹⁹⁸⁾ consiste en un análisis *preliminar* de costos comparativos por simulación para tres sistemas: (a) panel plano sin concentrador, inclinado en un ángulo igual a la latitud del lugar, (b) concentrador de "foco lineal", orientado E-W, con seguimiento N-S del Sol y (c) concentrador de "foco puntual" con seguimiento solar en dos dimensiones. Los sistemas y los parámetros considerados son suficientemente generales como para que los resultados, siempre dentro de su carácter preliminar, sean extrapolables a sistemas de características próximas. Para cada conjunto colector-concentrador, el programa de análisis da el costo medio de la energía producida a lo largo de un año en función del emplazamiento del conjunto (insolación y condiciones meteorológicas), del costo X del panel de células y del concentrador completo[†], del costo Z del terreno, de las características de las células del cociente A_r entre el área de abertura del concentrador y el área de las células (factor de concentración) y de la efectividad del sistema de refrigeración (pasivo o activo). Los autores introducen suposiciones simplificadoras: la iluminación de las células se toma como uniforme, la contribución de la radiación difusa como nula para los sistemas con concentrador, la dependencia de η respecto de la temperatura como lineal (fijándola en 15 % a 25 °C), y la transferencia de calor desde las células como uniforme sobre toda el área y proporcional a la diferencia existente entre la temperatura de las células y la ambiente o la de entrada del líquido refrigerante (para enfriamientos pasivo y activo, respectivamente). Por otra parte, tienen en cuenta las sombras proyectadas sobre las células, los efectos de borde (especialmente importantes en los extremos del día para concentradores del tipo foco lineal orientados E-W) y, en la parte estrictamente económica, gastos fijos (como amortización, seguros, costo del capital, impuestos) y costos de operación y mantenimiento. Estos últimos no se computan a los fines comparativos, pues se suponen iguales para todos los sistemas fotovoltaicos, como tampoco se computan costos de almacenaje de energía ni de conversión de corriente continua a alterna.

[†] Incluyendo dispositivos de rastreo y enfriamiento, soportes, transporte, montaje, etc.

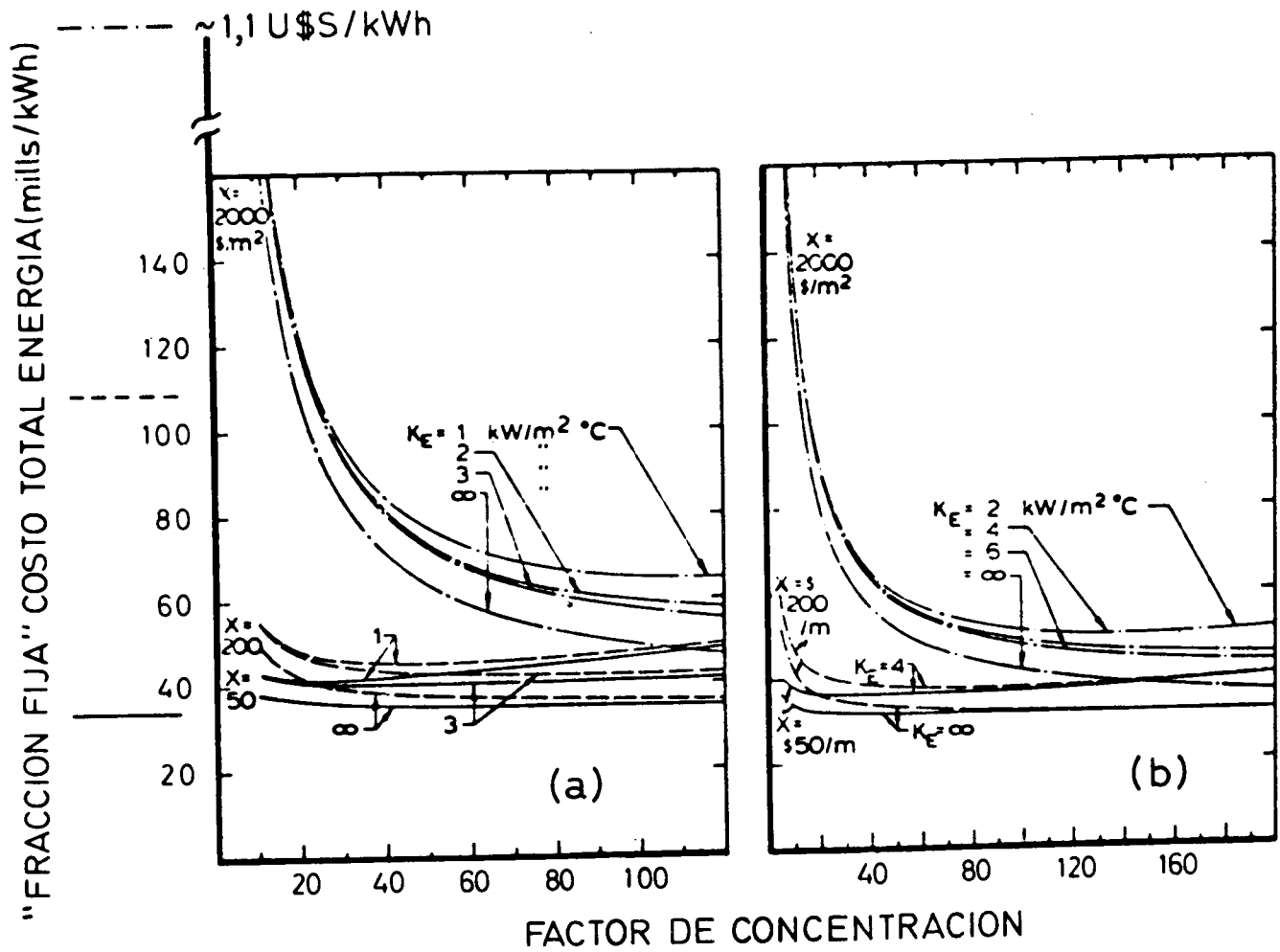


Fig. 18.8: (a) Mismas variables y condiciones que en la Fig. 18.7, pero para enfriamiento activo de las células. De Ref. 198.

(b) Similar a la Figura (a), pero para un sistema a "foco puntual" con dos ejes de rastro para el cual $Y = 60 \text{ U}\$/\text{m}^2$. De Ref. 198.

Teniendo en cuenta estas exclusiones, se obtiene una denominada "fracción fija" del costo de generación *por unidad de área de abertura del concentrador*, dada por: $C = (X/A_r - Y - Z/T_f) (TGF/E)$, donde X, Y, Z son los costos arriba definidos expresados por unidad de superficie de, respectivamente, panel, abertura de concentrador y terreno; A_r fue definido antes y T_f es el factor de aprovechamiento del terreno, TGF la tasa de gastos fijos y E la energía total generada a lo largo de un año por unidad de área de abertura del concentrador. C no es, por lo tanto, el costo total del kWh generado en los bornes de salida, sino sólo una fracción (apreciable) que sirve para la comparación de sistemas.

Los resultados están ilustrados en las Figs. 18.7 y 18.8 para células de Si con costos de 2000, 200 y 50 U\$S/m² que, si se supone una eficiencia nominal de 10 %, corresponden respectivamente a los costos actuales y a los fijados⁶⁾ en EE.UU. de N.A. para 1985 y fines de siglo, expresados en U\$S/kW-p-p. Los mínimos en las curvas de la Fig. 18.7 son debidos a los efectos competitivos de la disminución del capital a invertir en células y de la disminución de la eficiencia de éstas al aumentar el valor de la abscisa (factor de concentración). Este efecto se atenúa substancialmente si se utiliza enfriamiento activo (Fig. 18.8). Del conjunto de figuras se concluye *preliminarmente* que para células de Si con $\eta = 15\%$ cuyo costo haya alcanzado la meta fijada de 50 U\$S/m²[†] no se justifica introducir sistemas de concentración. En cambio, pueden ofrecer apreciables ventajas económicas mientras el costo de las células supere significativamente aquel valor^{††}; en particular (Fig. 18.8.b por ejemplo), con células de costo sólo ligeramente inferior al presente, operadas a ~ 100 AMI en sistemas de concentración con foco puntual, se puede alcanzar la misma "fracción fija" del costo de generación que con células de 50 U\$S/m² montadas en paneles planos; esta conclusión responde al objetivo inicial del grupo de trabajo Arizona State University - Spectrolab Inc.. Otro resultado orientador en el mismo sentido es que la "fracción fija" del costo de la energía obtenida en sistemas concentradores con células de 200 U\$S/m² sólo supera en menos de 10 mills/kWh al de la obtenida con células de 50 U\$S/m². Por otra parte, aun en el caso más favorable considerado (Fig. 18.8.b), los menores "costos fijos" superan los menores costos totales estimados para sistemas fototérmicos (Parte III, Tabla 11.8).

El incremento de la "fracción fija" para concentraciones elevadas que se observa en las figuras, podría ser eliminado mejorando el sistema de refrigeración, eventualmente introduciendo circulación forzada; sin embargo, ésta requeriría energía, con lo cual la salida neta del sistema podría no aumentar en la

[†] 500 U\$S/kW-p-panel, a una eficiencia nominal de 10 %.

^{††} Coincidentemente, en la Ref. 191 se considera un costo de panel de 300 U\$S/m² como el límite por debajo del cual no se justifica usar sistemas concentradores.

Tabla 18.7

Costos estimados para un subsistema de conversión de radiación solar concentrada a 1000 AMI sobre células de JVM especiales^{a)}

EFICIENCIA CELULAS (%)	10	15	20
	U\$(de 1972/74)/kW-pico		
CONCENTRADOR + RASTREO	588	392	294
DISPOSITIVO ENFRIAMIENTO	100	90	80
CELULAS JVM ESPECIALES	250	167	125
TOTAL	938	649	499

- a) Ref. 188. El costo de las células se supuso de $25.000 \text{ U\$}/\text{m}^2$. Nótese que sólo se tabula el costo de aquellos componentes que, en conjunto, equivalen a los de un panel en sistemas sin concentración.

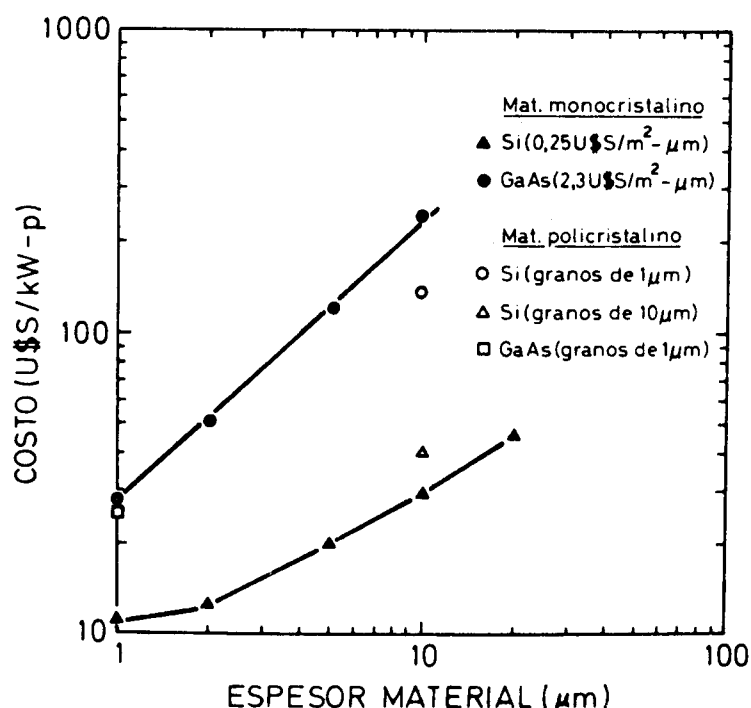


Fig. 18.9: Costos de capas semiconductoras para células solares de Si y de GaAs, en función del espesor de aquellas. Se consideran distintos espesores y tipos de cristalización. Los costos indicados en el texto inserto corresponden a precios de 1974 para materiales grado semiconductor. Células muy delgadas de GaAs policristalino y buena eficiencia pueden competir económicamente con las de Si. De Ref.223.

práctica. En cuanto al costo de los concentradores, las ventajas de su reducción se muestran en la Fig. 18.7b. En relación con este punto, obsérvese en las Figs. 18.7 y 18.8 que, para células relativamente baratas, los costos mínimos de generación corresponden a factores de concentración bajos, lo cual implica que se puede tolerar una calidad óptica de los concentradores (terminación de la superficie, reflectividad, precisión de rastreo) señaladamente menor que en los sistemas fototérmicos.

En trabajos posteriores, este mismo grupo de la Arizona State University - Spectrolab Inc. extendió sus análisis y trabajos experimentales a fin de profundizar al máximo su comprensión de los parámetros que gobiernan la generación económica de energía fotovoltaica con sistemas de concentración (p.ej. Ref. 185).

El grupo del NASA-Lewis Research Center y la State University, ambas de Cleveland, EE.UU. de N.A., analizó ¹⁸⁸⁾ las posibilidades económicas de sus células de junta vertical múltiple, especialmente diseñadas para ser operadas a concentraciones elevadas (pág. IV-99). Supusieron iluminación 1000 AMI y $\eta = 10-20\%$, si bien a la fecha de la Ref. 188 las células sólo habían sido ensayadas a 280 AMI con $\eta \sim 6\%$. Los autores destacan que la contribución del Si en sí al costo total de sus células es proporcionalmente mayor que en las convencionales, mientras que lo contrario sucede con la mano de obra, situación que favorecería a las primeras, dado que esperan una disminución substancial en el costo del Si y un aumento en los costos laborales. Por otra parte, el proceso para la fabricación de sus células se asemeja al de diodos de alta tensión, por lo que serían comparativamente menores las inversiones requeridas para la producción masiva de estas unidades. Para una producción de $\sim 100 \text{ m}^2/\text{año}$ (aproximadamente 10^7 W-p/año si $\eta = 10\%$ y la concentración es a 1000 AMI), los autores estiman para las células especiales un costo de aproximadamente $25.000 \text{ U\$S/m}^2$. A partir de este valor, presentan la Tabla 18.7 con costos del subsistema fotovoltaico (células + concentrador completo) para diversas eficiencias de conversión, evaluados para sistemas residenciales de algunos kW de salida y concentradores de dos ejes de rastreo cuyo costo, incluido el sistema de refrigeración activo, es de $\sim 60 \text{ U\$S/m}^2$, similar al supuesto en la Fig. 18.8.b. Para una comparación con las curvas de esta figura habría que agregar costos allí tenidos en cuenta y extenderla considerablemente en cuanto a los rangos de X , de K_E (que se aproxima a los comunes en diodos de potencia) y de la abscisa. La última columna de la Tabla 18.7 consigna un costo para el subsistema estrictamente de conversión que, si se tiene en cuenta el aprovechamiento de la energía térmica disponible, es compatible con las metas económicas fijadas por la ERDA para fines de siglo (y hacen pertinentes las reflexiones formuladas en la segunda mitad de la pág. IV-123).

Beam y Hansen ¹⁹¹⁾ analizaron los aspectos económicos vinculados con la utilización de concentradores con células de tipo "violeta" (pág. IV-47) de producción 1975. Sin suponer reducciones de costos por fabricación masiva de células y concentradores, concluyen que a 100 AMI se podría llegar a un costo de 13.000 U\$S/kW-p, valor que sería inferior al costo de paneles planos de células del mismo año, por kW-p instalado.

SISTEMAS CON CELULAS DE GaAs

Para estos sistemas sólo existen consideraciones a la vez preliminares y muy generales.

En la Ref. 219 se menciona que el costo por unidad de peso del Ga de alta pureza supera en ~ 30 veces el del Si grado semiconductor (ver Tabla 18.4) y en la Ref. 222 se da, para Ga y As combinados, un costo de aproximadamente la mitad del correspondiente al Ga puro. Sobre esta base, en la misma referencia se concluye que una capa de 5 μm de GaAs, depositada epitaxialmente sobre un substrato, costaría del orden de 10 U\$S/m², sin considerar el costo del substrato que, como vimos en la Secc. 16.2.1, normalmente también es de GaAs monocristalino de elevado costo. Por lo tanto, debe tenderse a espesores de las capas activas de la célula tan bajos como sea compatible con su buen funcionamiento y a la identificación de otros substratos aptos para el depósito de aquellos. En este contexto debe recordarse que, siendo el GaAs un material de transición directa, desde el punto de vista de una eficiente conversión fotovoltaica se pueden aceptar espesores significativamente menores que para Si (Fig. 16.7). Woodall y Hovel, del IBM Watson Research Center, de los EE.UU. de N.A., presentan ²²³⁾ costos comparados de las *capas semiconductoras* de células de Si y de GaAs, en función del espesor de aquellas, basados sobre costos de 1974 para los correspondientes materiales grado semiconductor (Fig. 18.9). Para materiales monocristalinos, la ventaja del Si sobre el GaAs es grande aun para espesores bajos, mientras que capas policristalinas muy delgadas de GaAs competirían favorablemente con las de Si policristalino de 10 μm de espesor. Además, los mismos autores hacen la comparación en función de la eficiencia de conversión en vez del espesor, concluyendo que aun el costo de las capas *monocristalinas* de ambos materiales, necesarias para un correcto funcionamiento de futuras células comerciales, sería aproximadamente el mismo para el rango de $\eta = 7\text{-}10\%$, siendo del orden de 30 U\$S/kW-p (comparar Fig. 18.6).

Como ya mencionamos, estas células pueden ser operadas a intensidades superiores a 1000 AMI sin disminuir apreciablemente su eficiencia. Esta menor dependencia de η respecto de la temperatura, permite utilizar sistemas de concentración con dispositivos de refrigeración menos críticos que los necesarios en

sistemas de concentración para células de Si ¹⁸⁹⁾. Por otra parte, dado el mayor factor de concentración, la calidad óptica de los concentradores para células de GaAs tiene que ser mejor que la de los destinados a células de Si. En este sentido, la situación se aproxima ¹⁸⁹⁾ a la de los sistemas fototérmicos con receptor central, en los cuales el mayor costo reside en el conjunto de espejos concentradores y el menor en el receptor central, equivalente a la célula de GaAs, que resulta entonces una fracción pequeña del costo total.

18.1.3. Sistemas de almacenaje y de conversión

La información consignada a continuación fue extraída exclusivamente de la literatura referente a generación fotovoltaica; por lo tanto, alude sólo a los sistemas discutidos para ese fin. Es de notar que el desarrollo de convertidores de corriente continua a alterna se efectuará, en buena medida, independientemente de la introducción masiva de la conversión fotovoltaica al parque energético mundial y lo mismo vale, en grado menor, para sistemas de almacenaje de energía eléctrica.

Los costos dados para convertidores de corriente continua a alterna van desde 100-200 U\$S/kW para unidades pequeñas en el rango de las decenas de kW (Refs. 196,200,224,225) a ~ 30 U\$S/kW para las grandes en el rango de los MW (Refs. 72,200,224)[†].

En lo concerniente a dispositivos de almacenaje, nos limitamos a considerar brevemente el costo de baterías. El de las unidades a Pb-ácido es función de su capacidad y varía en el rango 15-45 U\$S/kWh, según la vida supuesta para las unidades (entre 3 y 30 años) ^{72,199,200,219)}. Las de diseño avanzado y gran capacidad, cuya disponibilidad se espera ²²⁴⁾ para ~ 1980 con eficiencias de $\sim 80\%$ y vida de ~ 10 años, tienen costo predominantemente dependiente de la potencia nominal: 80 U\$S/kW y un adicional de 2 U\$S/kW por cada hora de almacenaje deseada.

18.2. COSTO COMPARATIVO DEL kWh PRODUCIDO POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

En la parte III (pág. III-41), al discutir el costo del kW_eh generado por una central fototérmica, introdujimos una serie de conceptos que se aplican igualmente a centrales fotovoltaicas. Allí señalamos que para calcular el costo del kW_eh es necesario considerar la inversión de capital efectuada hasta la fecha en que la central en cuestión entra en operación comercial, además

[†]Sólo en las Refs. 225 y 200 se aclara que se trata, respectivamente, de convertidores rotativos y estáticos; presumiblemente en los demás casos se suponen estáticos.

de los costos de operación y mantenimiento. Pero, a diferencia de lo que ocurre con centrales convencionales a carbón, petróleo, gas o uranio, no existe gasto de combustible. En el mismo lugar hicimos referencia a la eventual necesidad de incorporar cierta cantidad de potencia de apoyo en función de la capacidad de reemplazo de potencia del sistema solar de que se trate, como también a la dependencia inversa del costo del kW_eh respecto del factor de utilización de la planta. Asimismo, destacamos que la contribución más importante al costo del kWh en barra de salida es la inversión inicial, a la vez que indicamos dos métodos (anualización y actualización de fondos) para sumar coherentemente esta contribución, expresada en costo por kW, con las otras dos principales (operación y mantenimiento), expresadas en costo por unidad de tiempo (año). Por otra parte, al comienzo de este capítulo, listamos parcialmente los parámetros intervinientes en el cálculo del kW_eh que son comunes a la generación fotovoltaica y a la fototérmica, como también los que son específicos de los sistemas fotovoltaicos.

Sin embargo, de acuerdo con nuestras consideraciones previas sobre la generación fotovoltaica de electricidad, tiene escaso sentido discutir el real valor absoluto del kWh generado en centrales fotovoltaicas sobre la base de los costos actuales o proyectados de células solares. Como vimos (pág. IV-110), el razonamiento es a la inversa: se establece cuál es el máximo costo aceptable para que la energía fotovoltaica resulte económicamente competitiva, de allí se deduce el costo máximo admisible para paneles de células de eficiencia dada (p.ej., metas NSF-ERDA) y luego se seleccionan e implementan las líneas de desarrollo que se supone pueden llevar a ese costo. Cabe recalcar, una vez más, que careciendo los sistemas fototérmicos de un ente esencial cuyo costo actual esté tan desmesuradamente por encima del requerido como lo está el de la célula fotovoltaica, para dichos sistemas es posible realizar cálculos proyectados más o menos realistas referentes al costo del kW_eh generado a mediano plazo (1990). Para los sistemas fotovoltaicos, en cambio, lo único que puede (y debe) hacerse son evaluaciones comparativas en las que, a la manera de Wolf en la Ref. 72, se determinen los costos máximos admisibles para paneles de células en función del tipo de sistema del cual formarán parte. Esto permitirá identificar los sistemas más atractivos (por requerir una menor reducción de costos de los paneles) y determinar sobre qué líneas y qué componentes deben concentrarse los esfuerzos de investigación y desarrollo.

Como ejemplo de las comparaciones de costos en el campo de la generación fotovoltaica masiva, reproducimos parte de la información dada en las relativamente detalladas estimaciones de Wolf ⁷²⁾ para diversos sistemas. De éstos, aquí nos interesan una central de potencia ubicada en Arizona y una central solar satélite. En la Tabla 18.8 consignamos sus características técnicas y eco-

nómicas. Wolf no indica la potencia total de la central terrestre, dando sus características y costos por metro cuadrado de panel; supone la central satélite de 10.000 MW. Por otra parte, indica explícitamente que no tiene en cuenta factores de inflación y que no da crédito especial alguno a los sistemas solares por su carácter no contaminante, a pesar de que los sistemas alternativos ecológicamente perturbadores deberán incrementar sus costos para incorporar dispositivos ad-hoc destinados a quitarles esa condición; además, señala la especial importancia que tiene el costo del capital para viabilizar el uso de sistemas de conversión fotovoltaica.

Supone también que las centrales convencionales tienen salidas de operación imprevistas de $\sim 10\%$ al año, razón por la cual exige que las centrales solares terrestres sean capaces de garantizar la entrega de una cantidad mínima de energía (variable estacionalmente) durante el 90% de los días de un año; su modo de operación está caracterizado por el hecho de que la demanda local fluctúa aproximadamente como la insolación: se tendrá una central de seguimiento para la cual se supone vendible la totalidad de la energía generada. Además, para simplificar los cálculos, Wolf supone que las centrales consideradas carecen totalmente de sistema de almacenaje. Para la central satélite, supone que debe seguir la demanda, por lo cual su factor de planta se reduce al 67 %, a pesar de que, por su naturaleza, es una central de base. Para la central terrestre, la insolación diaria media es disminuida en 10 % para descontar los períodos correspondientes al amanecer y al atardecer, durante los cuales la insolación es demasiado baja para una conversión eficiente en electricidad. En lo concerniente a la eficiencia de las células para uso en tierra, Wolf sólo tabula la información correspondiente a $\eta = 13,5\%$, mientras que para las espaciales supone el 18 %. Para la central satélite se considera una pequeña concentración de 3 y un 30 % de pérdidas de energía en el proceso de su transmisión por microondas. A partir de costos de energía convencional y del capital iguales para ambos sistemas, y teniendo en cuenta los costos de conversión de corriente continua a alterna como también los de preparación del terreno e instalación o de puesta en órbita, Wolf llega a establecer los costos máximos permisibles para el m^2 de panel fotovoltaico en cada sistema. Comparando estos valores con los costos de 1974 se obtiene el factor de reducción requerido (última línea de la Tabla 18.8), el cual constituye una cifra de mérito del sistema respectivo.

Hemos analizado las evaluaciones de Wolf en cuanto a su sensibilidad frente a variaciones en algunos de los parámetros intervinientes. Como ejemplo de sensibilidades elevadas, consideremos modificaciones razonables de los valores utilizados por Wolf para la eficiencia de conversión de las células de uso

terrestre y para el costo de la energía convencional en el modo de seguimiento. Para la primera tomamos el mismo valor que Wolf supone para las unidades espaciales, es decir 18 %, lo cual es perfectamente practicable (ver págs. IV-17 y IV-49), y para el segundo usamos el valor medio del rango adoptado en el estudio para centrales fototérmicas efectuado por la Aerospace Corporation ⁸⁾, es decir, 27 en vez de 20 mills/kWh (costos expresados en dólares de 1974; ver Parte III, Tabla 11.8). Adoptando ambos valores simultáneamente se llega a que el factor de reducción de costos requeridos para células terrestres es de solamente 56, a diferencia de 236 que obtiene Wolf; este resultado es prácticamente igual al valor consignado en la Tabla 18.8 como reducción necesaria en el costo de las células espaciales a instalar en la central satélite, si en ésta se concentra en un factor de 3. Pero si para la central satélite se supone *además*: (a) un costo de instalación por m² más que 3 veces mayor que para la central terrestre (Tabla 18.8), lo cual parece razonable, o (b), que el costo del capital para un proyecto como el de la CSS supere al que rige para una central terrestre, o (c), que el precio de la energía convencional de semibase sea algo inferior a los 20 mills/kWh tabulados, resulta que las conclusiones del análisis de Wolf se invierten a favor de la central terrestre frente a la espacial. Respecto de la suposición (c), deseamos agregar lo siguiente. En su evaluación, Wolf compara los dos tipos de centrales en cuanto a sus características económicas imponiendo a ambas la condición de servir a una demanda fluctuante. A primera vista, esto puede parecer desventajoso para la CSS, ya que su factor de planta se reduce a 67 %. Pero si se supone que la CSS es operada en el modo de base, como corresponde por sus características intrínsecas y desde un punto de vista energético global, a la vez de poder suponer un factor de planta de 90 % es necesario utilizar como referencia el costo de la energía convencional de base. Si para éste tomamos 14 mills/kWh (ver Tabla 11.8), se obtiene como factor de reducción de costos necesario el valor 61, que no difiere significativamente del calculado por Wolf.

Por otra parte, la inversión necesaria hasta concretar la instalación de una CSS de unos 5000 MW es del orden de 10^{10} U\$S (varias decenas de miles de millones de dólares) ^{207,226)}; para ubicar esta cifra dentro del panorama económico de la generación fotovoltaica, nótese que supera a la citada en la pág. IV-114 como necesaria para reducir el costo del kW-pico-panel a 100 U\$S utilizando una estrategia que apele solamente a compras oficiales masivas de células, la cual fue considerada demasiado onerosa y reemplazada por una más accesible.

Aún cabe mencionar que Wolf mismo señala que sus estimaciones constituyen aproximaciones gruesas por no haberse analizado detalladamente la interacción entre insolación, demanda, altura del sol, respuesta espectral y temperatura de operación de las células, característica I-V de las mismas, eficiencias de sis-

Tabla 18.8

Comparación de costos de generación de electricidad en dos tipos de centrales fotovoltaicas ^{a)}

TIPO DE CENTRAL	Terrestre			Espacial
UBICACION	Arizona ^{b)}			Orbita sincrónica
CAPACIDAD DE ALMACENAJE	Nula			Nula
DISPONIBILIDAD	Durante 90 % del año se garantiza un dado suministro mínimo de energía, variable estacionalmente.			Permanente ^{c)}
MODO DE OPERACION	Seguimiento (4-8 h centradas en el mediodía local). Se supone que la demanda absorbe toda la energía generada.			La energía disponible es absorbida según la demanda; factor de planta = 67 %.
INSOLACION (kWh/m ² -día)	Diciembre > 2,3 Junio > 8,5	Durante 90 % de los días.		32
ORIENTACION DE PANELES	Inclinados a 38° (5° más que latitud)			Siempre hacia el Sol.
FACTOR UTILIZACION TERRENO (%)	58			
PROMEDIO ANUAL INSOLACION DIARIA (kWh/m ² terreno-día)	3,34 - 0,34 = 3,00 ^{d)}			32
EFICIENCIA CELULAS (%)	~13,5	(18,0)		18
EFICIENCIA PANEL (%)	~10	(13,5)		11,5
FACTOR DE CONCENTRACION	1			3
PERDIDAS POR TRANSMISION (%)	-			30
ENERGIA ENTREGADA (kWh/m ² terreno-año)	99	(133)		630
COSTO ENERGIA CONVENCIONAL (mills(1974)/kWh)	20		(27) ^{e)}	20
VALOR ANUAL ENERGIA ENTREGADA (US\$(1974)/m ² terreno-año)	1,96	(2,66)	(3,59)	12,60
COSTO DEL CAPITAL (%)	16,5			16,5
COSTO DE CONVERSION C.C.→C.A. (US\$/m ² terreno)	1,56			
COSTO PREPARAC. TERRENO E INSTAL. (US\$/m ² panel)	8,25			25,20
COSTO MAXIMO PERMITIDO PARA PANEL SIN CONCENTRAC. (US\$/m ² panel) ^{g)}	9,43 ^{h)}	(16,70)	(26,34)	51,30
COSTO CELULAS INTERCONECTADAS (US\$/m ² panel) ^{g), i)}	5,30	(12,57)	(22,21)	129,15 ^{j)}
COSTO AÑO 1974 (US\$/m ² panel) ⁱ⁾	1250			7000
FACTOR REDUCCION COSTOS REQUERIDO ^{g)}	236	(99)	(56)	54

a) De Ref. 72.

b) Equivalente a Mendoza en latitud e insolación.

c) Durante ~ 1 mes centrado en los equinoccios, se producen eclipses de no más de 1 hora, alrededor de la medianoche.

d) Promedio anual de insolación diaria por m² de terreno, disminuido en 10 % (ver texto).

e) Sin capa antirreflectante. Para el valor entre paréntesis, ver texto.

f) Para el valor entre llaves, ver texto.

g) El valor entre paréntesis corresponde a $\eta = 18\%$ y el indicado entre llaves se obtiene si, además, se supone un costo de 27 mills/kWh para la energía convencional.

h) Este valor, para $\eta_{\text{panel}} = 10\%$, equivale a ~ 100 US\$/kW-p-panel, que es el objetivo fijado por NSF-ERDA para el año 2000.

i) Conjunto de células ya interconectadas, sin considerar la base del panel ni su encapsulado.

j) Suponiendo un factor de concentración 3.

temas de conversión de corriente continua a alterna, conveniencia de incorporar capacidad de almacenaje, etc.. Consecuentemente, considera que, globalmente, sus costos pueden estar errados en un factor 2-3.

Costogue y Yasui ¹⁹⁴⁾, del Jet Propulsion Laboratory, de EE.UU. de N.A., efectuaron una estimación del costo por kWh para una central de 100 MW, suponiendo condiciones técnicas y económicas sustancialmente distintas de las utilizadas por Wolf. Para el costo del panel de células postularon la meta de la ERDA para 1985, es decir, 500 U\$S/kW-p-p, y de allí llegaron a un costo final de energía de 86 mills/kWh. Se puede lograr una idea sobre la consistencia de ambas evaluaciones reemplazando en los cálculos de Wolf 86 mills/kWh en lugar de los 20 por él usados, y manteniendo invariables todas las demás condiciones técnicas y económicas supuestas por Wolf. Se obtiene entonces $77 \text{ U\$S/m}^2$ como máximo costo admisible para el panel de células completo, equivalente a 770 U\$S/kW-p-p si $\eta_{\text{panel}} = 10 \%$. Este valor está en razonable acuerdo con los 500 U\$S/kW-p-p postulados por Costogue y Yasui, en particular si se recuerda la existencia de diferentes condiciones técnico-económicas.

Con anterioridad a Wolf ⁷²⁾, Spakowski y Shure ¹⁹⁶⁾, del NASA - Lewis Research Centre, discutieron en 1971 las características de una central fotovoltaica terrestre de 250-300 MW, también ubicada en Arizona. La eficiencia de conversión supuesta para las células supera ligeramente a la utilizada por Wolf, el factor de armado de los paneles (área células/área panel) lo hace algo más y el de utilización del terreno es sensiblemente mayor que el empleado por aquél; agregando a esto una insolación media superior, resulta finalmente que la energía entregada por año es de $212 \text{ kWh/m}^2\text{-año}$, aproximadamente el doble de lo obtenido por Wolf. En este trabajo, Spakowski y Shure suponen: (a) almacenaje nulo, (b) vida útil de las células de 10 años y de 30 para el resto de la central, (c) células de tecnología desarrollable a partir de la vigente en 1971 mediante mejoras y refinamientos sucesivos, sin incorporar cambios tecnológicos profundos o introducir conceptos revolucionarios nuevos y, (d) costo del capital del 7 %; además, incluyen el costo de preparación del terreno, de los soportes para los paneles, de los edificios, de los dispositivos de conversión de corriente continua a alterna y de operación y mantenimiento, pero excluyen el costo del terreno, impuestos y ganancia neta. De esta forma llegan a costos de kWh entre 330 y 430 veces superiores al del convencional en el año 1971. Si, en cambio, el costo de la energía convencional se supone de 20 mills/kWh como lo toma Wolf, aquellos factores se reducen a 95 y 125 respectivamente, valores en buen acuerdo con el de 236 obtenido por Wolf si se tiene en cuenta la mayor energía entregada anual-

mente por el sistema analizado por Spakowski y Shure en relación con el de Wolf[†].

En cuanto a la CSS, el grupo de la Arthur D. Little Inc., (Refs. 205 y 207) considera varias posibilidades de costos del mismo orden que las de Wolf; por ejemplo: 68 U\$S/m² si se adoptan los costos proyectados por Currin et al.³⁵⁾ para células a cinta monocristalina (Wolf, sin especificación explícita de tecnología, da 51,3 U\$S/m²).

Finalmente, en cuanto a sistemas fotovoltaicos para utilización in situ de la electricidad generada (residencias particulares, edificios colectivos de vivienda, centros comerciales e industriales, etc.), existe una cantidad de trabajos en los cuales se consideran sus aspectos económicos con mayor o menor profundidad, para sistemas a células de Si y de CdS/Cu_xS (entre otras Refs. 9, 72, 87, 94, 188, 213, 224, 225 y 227). En algunos casos se considera la influencia de desgravaciones impositivas para los particulares que instalen sistemas solares en los techos de sus casas o la de una política fiscal promotora con efectos también sobre los fabricantes. Asimismo, diversos autores examinaron los aspectos económicos de sistemas domiciliarios en los cuales se combina la generación de electricidad con el aprovechamiento de la energía térmica residual del proceso fotovoltaico (p. ej., Refs. 94, 199, 200, 201, 225 y 229).

18.3. Disponibilidad y toxicidad de materiales fotovoltaicos

Las reservas y los recursos de las materias primas requeridas para la fabricación de los distintos tipos de células solares en desarrollo, constituyen un factor decisivo para la viabilidad de la producción masiva de éstas, ya sea a nivel mundial o nacional. Asimismo, la toxicidad de los materiales utilizados pesa económicamente, ya que los costos de fabricación serán mayores si se deben procesar materiales de este tipo.

Disponibilidad

En la tabla 18.9 consignamos datos de abundancia natural y disponibilidad de varios elementos de interés fotovoltaico mencionados en este trabajo los cuales, como la mayoría de los valores en esta área, tienen carácter de indicativos. De hecho, para un elemento dado, desde un punto de vista económico industrial no es la abundancia natural la que interesa sino su real disponibili-

[†]Otras consideraciones sobre la economía de centrales terrestres fueron hechas por Brody y Shirland (227), de los Westinghouse Research Laboratories, por Eldridge (228), de The MITRE Corporation y, en cierto grado, en la Ref. 198, por Evans y Florschuetz, de la Arizona State University, ya analizadas al discutir la economía de sistemas con concentración.

dad que, entre otros factores, depende de la distribución del elemento en el yacimiento (ley), de la ubicación de éste y de la tecnología de extracción disponible. Por ejemplo, la abundancia natural del Ga es ~ 75 veces superior a la del Cd, pero el correspondiente recurso es aproximadamente cuatro veces menor. Por otra parte, la abundancia natural del Si (sólo superada por la del oxígeno) y su fácil obtención, lo eximen de todo problema de disponibilidad; aunque en menor grado, también S, P y Al son elementos de elevada disponibilidad, si bien en aplicaciones fotovoltaicas suelen ser usados con otros de disponibilidad sensiblemente menor: Cd, In y Ga.

Como lo señalan Woodall y Hovel²²³⁾, para un incremento sustancial a corto plazo en la potencia fotovoltaica instalada el factor determinante es la producción anual *actual* de los materiales fotovoltaicos esenciales, ya que el volumen de las explotaciones mineras no es susceptible de ser aumentado abruptamente. La Fig. 18.10, de los autores mencionados, ilustra este concepto para los EE.UU. de N.A.: para lograr un real impacto de la conversión fotovoltaica por medio de células de Si en el mercado de generación eléctrica, será necesario incrementar significativamente la producción de Si semiconductor. Basta la disponibilidad de los correspondientes datos mineros para trazar gráficos equivalentes para las posibilidades mundiales o de cualquier país en particular. En general resultará que - costos aparte - CdS y Si son materiales que permiten concretar a corto plazo una contribución significativa de la conversión fotovoltaica a la generación eléctrica global; el GaAs sólo podría hacerlo con concentraciones del orden de 1000.

Toxicidad

Nos limitamos a considerar los elementos constitutivos de las células más usuales discutidas en este estudio, utilizando información de las Refs. 232 y 233.

El Si es un elemento no tóxico y el Ga tiene toxicidad de muy bajo nivel, si bien la información disponible sobre este último es aún escasa. Para As, la máxima concentración aceptada en aire está entre 0,1 y 0,5 mg/m³, según la fuente. El Cd es un metal tóxico con propiedades similares a las del As y del Hg. La mayoría de sus compuestos lo son en igual medida, excepto el CdS que, debido a su insolubilidad, lo es en grado algo menor; sin embargo, en contacto con vapores ácidos o a temperaturas elevadas, este compuesto puede originar H₂S, que es sumamente tóxico. Las concentraciones máximas permitidas en aire son de 0,1 mg/m³ para Cd y CdS y de 20 ppm para H₂S.

Obviamente, la exposición de grandes superficies de compuestos de Cd y de As a cielo abierto implica una relativamente elevada posibilidad de escape de estos elementos al medio ambiente y de allí a las vías respiratorias y

Tabla 18.9

Abundancia en la corteza terrestre, recursos y reservas mundiales de algunos elementos de interés fotovoltaico.

Elemento	Abundancia relativa ^{a)} en corteza terrestre (ppm)	Recurso potencialmen- ^{b)} te explotable estimado (toneladas)	Reservas ^{c)} (toneladas)
Si	227.200	Inagotable	Inagotable
Al	81.300	$3,5 \times 10^{12}$ d)	$1,2 \times 10^9$
P	1.180	$5,1 \times 10^{10}$ d)	$1,6 \times 10^{10}$
S	520	Vasto e)	Grandes e)
Cr	200	$3,3 \times 10^9$ d)	$7,0 \times 10^8$
Ni	80	$2,6 \times 10^9$ d)	$6,8 \times 10^7$
Zn	65	$3,4 \times 10^9$ d)	$1,1 \times 10^8$
Cu	45	$2,1 \times 10^9$ d)	$2,8 \times 10^8$
Ga	15	$\sim 8 \times 10^5$ f)	-
As	2	$\sim 1 \times 10^7$ g)	-
Cd	0,2	$3,1 \times 10^6$ h)	-
In	0,1	$\sim 2 \times 10^4$ f)	$\sim 3 \times 10^3$ f)
Se	0,09	$2,5 \times 10^6$ d)	$7,2 \times 10^8$
Pt	0,005	$1,2 \times 10^6$ d)	$9,1 \times 10^3$
Au	0,005	$1,5 \times 10^5$ d)	$1,3 \times 10^4$
Te	0,002	$1,5 \times 10^4$ d)	$6,2 \times 10^4$

- a) De Ref. 230. Por "corteza terrestre" se entiende el conjunto de rocas solamente, excluyendo océanos y atmósfera; su espesor varía de lugar en lugar entre ~ 10 y 60 km.
- b) De Ref. 231. Material en depósitos identificados y no identificados, económicamente explotables en las condiciones actuales (a los precios y con la tecnología actuales; para esta tabla, año 1972).
- c) De Ref. 231, Tabla 23. Material en depósitos identificados, económicamente explotables en las condiciones actuales (ídem, llamada b)).
- d) Ref. 231, Tabla 23. Valor obtenido multiplicando la abundancia relativa en la corteza *continental* por $(2,45 \times 10^6) \times 17,3$, en que el primer factor es la relación aceptada para los EE.UU. de N.A. entre dicha abundancia y el recurso potencialmente explotable, y el segundo es el cociente entre el área continental mundial y la de los EE.UU. de N.A..
- e) Ref. 231, pág. 605.
- f) Ref. 231, pág. 245.
- g) Ref. 231, Tabla 9.
- h) Ref. 231, Tabla 22.

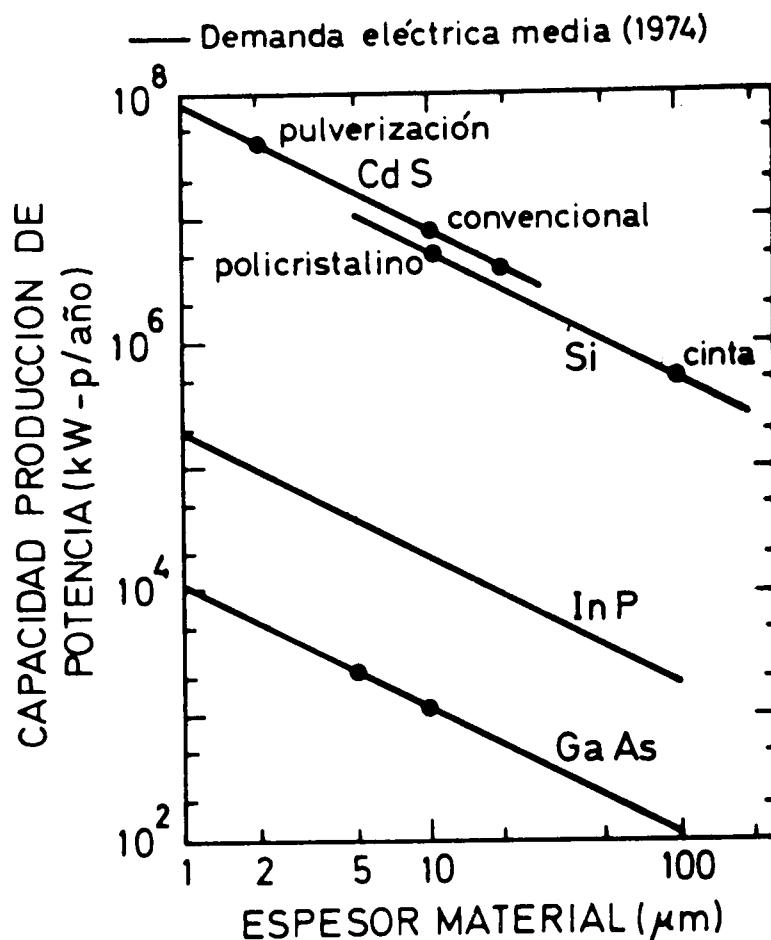


Fig. 18.10: Capacidad anual de producción de conversores fotovoltaicos de varios materiales en los EE.UU. de N.A. (expresada en kW-pico para el año 1974), en función del espesor de los materiales; se supone $\eta = 10\%$ e insolación AM1. Por ejemplo: la producción anual de Si semiconductor sería suficiente para construir células policristalinas de 10 μm de espesor capaces de generar, en conjunto, $5 \cdot 10^6$ kW-pico, o sea $\sim 10^6$ kW promedio; por lo tanto, con la totalidad de la producción anual actual de Si semiconductor, en 10 años, se podría satisfacer alrededor de 3% de la demanda eléctrica media en los EE.UU. de N.A. al año 1974 ($\sim 3 \cdot 10^8$ kW). De Ref. 223.

Cálculos similares se pueden hacer para otros materiales. En la figura hemos marcado algunos puntos indicativos, basados sobre los espesores que posiblemente se adopten para diversos tipos de células en desarrollo.

al aparato digestivo de los humanos; asimismo, el As puede penetrar al cuerpo humano por contacto con la piel. Por lo tanto, es preciso utilizar encapsulantes de muy baja permeabilidad inicial y de elevada resistencia a la corrosión. De cualquier forma, será difícil anular totalmente la posibilidad de que se produzcan contaminaciones debidas a condiciones meteorológicas excepcionalmente desfavorables, fuego, operación errónea, etc.. Desde este último punto de vista, el uso de Cd y de As en capas semiconductoras muy delgadas presenta ventajas frente a otras alternativas para la construcción de células solares.

Por otra parte, las etapas de fabricación de células que impliquen el tratamiento de materiales tóxicos deberán ser sometidas a un riguroso control de salubridad; esto vale en particular para el método de pulverización de soluciones de Cd (Secc. 16).

19. PROGRAMAS NACIONALES DE CONVERSION FOTOVOLTAICA

Al discutir, en los capítulos precedentes, las numerosas líneas de desarrollo dentro del campo de la conversión fotovoltaica para aplicaciones terrestres, mencionamos frecuentemente centros de investigación de diversos países que encaran cada una de esas líneas específicas. En lo que sigue, nos referiremos a algunos programas nacionales considerados en su conjunto.

Estados Unidos de Norteamérica

Resulta obvio de lo expuesto en los capítulos precedentes que en los EE.UU. de N.A. se dedica esfuerzo a muchas líneas distintas de investigación y desarrollo en el área fotovoltaica; su diversidad, la cantidad de instituciones oficiales y empresas privadas involucradas y la magnitud de los fondos asignados (Parte I, Secc. 4.2), superan ampliamente sus equivalentes en otros países. Las tareas se ejecutan ²³⁴⁾ dentro de un Programa Nacional de Energía Solar que involucra los esfuerzos combinados de la industria privada y del Programa Federal de Energía Solar.

Dentro de la diversidad del programa, los voceros de la National Science Foundation (NSF) y de la Energy Research and Development Administration (ERDA) -sucesivamente responsables de aquél- expresaron reiteradamente ^{6,235,236)} que los fondos federales apoyarían fundamentalmente el desarrollo de la tecnología de células de Si, por lo menos hasta la primera mitad de la próxima década.

Por su detalle -que lo hace ilustrativo- reproducimos el desglose del programa fotovoltaico dado en 1974 por Blieden ²³⁵⁾ (Tabla 19.1 y Figura 19.1), a pesar de que posteriormente fue modificado parcialmente ^{6,234)}. El último punto consignado en el año fiscal 76 no fue cumplido, dado que el costo hacia mediados de 1976 era de unos 15 U\$S/W-pico y algunas otras decisiones fundamentales han sido diferidas en 2-3 años. En los datos dados en la Tabla 19.2 se refleja la importancia que los EE.UU. de N.A. asignan a largo plazo a la generación fotovoltaica dentro del total de generación eléctrica a partir de la conversión solar.

Francia

Este país posee ²³⁷⁾ una larga tradición en las aplicaciones terrestres de la conversión fotovoltaica[†] y, sin duda, desempeñó y desempeña un rol conductor en el desarrollo de células de CdS/Cu_xS (sólo compartido, en años más recientes, con el grupo de la Universidad de Delaware, EE.UU. de N.A.). En ninguna otra nación este tipo de células fue investigado con la preeminencia que recibió en Francia bajo los auspicios del Centre National d'Etudes Spatiales

[†] Ver, p.ej., la referencia al módulo de Si instalado en Chile; pág. IV-2.

Tabla 19.1

Programa para el desarrollo de la conversión fotovoltaica de la energía solar con células de Si, en los EE.UU. de N.A. (Año 1974) ^{a)}

AÑO FISCAL ^{b)}	ETAPA
1976	Terminar el análisis preliminar de sistemas. Definir un proceso para la producción en gran escala de Si policristalino de bajo costo. Iniciar controles de comportamiento de células y paneles en condiciones terrestres. Demostrar la posibilidad de crecer láminas de Si monocristalino en forma continua, mediante la técnica EFG o crecimiento dendrítico. Lograr un precio de venta minorista de 5000 U\$S/kW-pico para los paneles fotovoltaicos.
1977	Desarrollar un sistema de encapsulado de bajo costo para paneles. Definir un proceso para la producción automatizada de células y paneles. Completar la construcción de un prototipo de 200 kW_e y comenzar mediciones en él.
1979	Completar las especificaciones de detalle de un sistema. Demostrar la factibilidad tecnológica para la construcción de paneles a 500 U\$S/kW-pico. Demostrar la factibilidad tecnológica para un prototipo de panel con costo de 100 U\$S/kW-pico. Demostrar la posibilidad de crecer en forma continua múltiples cintas de Si monocristalino desde un único crisol. Diseñar una planta para la producción automatizada de células y paneles. Lograr un precio de venta minorista de 2000 U\$S/kW-pico para los paneles fotovoltaicos.
1980	Completar la construcción de un prototipo de 400 kW _e y comenzar mediciones en él.
1982	Instalar plantas piloto para fabricar láminas de Si monocristalino y paneles.
1983	Completar la construcción de un prototipo de 600 kW _e y comenzar mediciones en él.
1984	Instalar una planta para la producción masiva de paneles a menos de 500 U\$S/kW-pico. Demostrar la factibilidad tecnológica para la construcción de paneles a 100 U\$S/kW-pico. Lograr un precio de venta minorista a 500 U\$S/kW-pico para los paneles fotovoltaicos.

a) De Ref. 235. b) El año fiscal n concluye el 30 de Junio del año calendario n.

AÑO FISCAL	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
1. SISTEMAS Y APLICACIONES	Diseño preliminar			Diseño detallado							
a) ANALISIS DE COSTOS Y DISEÑOS			200 kW		400 kW				600 kW		
b) ENSAYOS DE COMPORTAMIENTO											
2. INVESTIGACION Y DESARROLLO TECNOLÓGICO											
a) Si MONOCRISTÁLINO DE BAJO COSTO			5000 U\$S/kW logrado			Factibilidad de 500 U\$S/kW demostrada					
b) TECNOLOGÍA AVANZADA						2000 U\$S/kW logrado				500 U\$S/kW logrado	
3. ENSAYOS Y EVALUACION											
a) Si MONOCRISTÁLINO DE BAJO COSTO											
b) TECNOLOGÍA AVANZADA											
4. DEFINICION Y EVALUACION DE OBJETIVOS											

Fig. 19.1: Hitos en el programa de diez años establecido en 1974 para la conversión fotovoltaica de energía solar en los EE.UU. de N.A.. Los costos indicados corresponden a paneles. De Ref. 235. Véase también Tabla 19.1..

Tabla 19.2

Estimaciones de la energía eléctrica a ser suministrada en los EE.UU. de N.A. a partir de energía solar ^{α)}

FUENTE	POTENCIA INSTALADA (GW _e) ^{β)}		
	1985	2000	2020
Conversión fotovoltaica	0,1	30	80
Conversión fototérmica	0,05	20	70
Energía Eólica	1,0	20	60
Gradiente térmico océanos	0,1	10	40
Total	1,3	80	250

α) De Ref. 6.

β) Las cifras representan potencias nominales equivalentes de plantas convencionales operadas con un factor de planta de 0,6 para 1985 y de 0,7 para las dos columnas siguientes.

(CNES), del Department d'Etudes et de Recherches de Technologies Spatiales (DERTS) y del Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), en combinación con varias universidades. Asimismo, es en Francia donde se dedicó, desde hace años, especial esfuerzo al estudio de células de ancho de banda variable (Secc. 16.2.4).

Las empresas privadas activas en investigación y desarrollo en esta área son esencialmente dos: Société Anonyme de Télécommunications (SAT) y Radiotechnique-Compelec (RTC). La primera trabaja con unidades de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ y de Si, mientras que la segunda lo hace sólo con las de Si. Las células de $\text{CdS/Cu}_x\text{S}$ de la SAT han sido ensayadas en globos cautivos a 18 km de altura ³⁰⁾ y también en condiciones terrestres, siendo ofrecidas comercialmente.

Francia desarrolla una agresiva política de penetración de mercados en el campo de la generación fotovoltaica, sobre la base de los numerosos generadores pequeños que la RTC emplazó en varios países, principalmente africanos. Sin duda esta política se expander   a sistemas de cada vez mayor potencia ²³⁴⁾.

Japón

Los desarrollos japoneses en el campo de la conversión fotovoltaica se desenvuelven en el marco del "Sunshine Project" ^{238, 239)} de ese país en el cual se enuncian, sin excesivo detalle, los objetivos hasta el año 2000. Su ejecución cae bajo la responsabilidad de la Agencia de Ciencia y Tecnología Industrial del Ministerio de Comercio e Industria del Japón y se basa sobre una estrecha colaboración entre un ente estatal (Laboratorio Electrotécnico, Tokio) y seis compañías privadas (Refs. 213 y 37)[†]. El primero efectúa los desarrollos básicos de avanzada y, entre otras líneas, pone a punto métodos de medición y de control de calidad, mientras que en las segundas se realizan los desarrollos tecnológicos para la reducción de costos, aumento de calidad, incremento de vida útil, etc. de componentes y sistemas. En una primera etapa, el programa concentra esfuerzos en los variados aspectos de la tecnología de células de Si, pero, además, se investigan otros materiales y subsistemas requeridos para la implementación de la generación masiva de electricidad por medios fotovoltaicos.

El potencial japonés en esta área es, sin duda, grande, ya que el país ocupa el segundo lugar mundial en cuanto a volumen de su industria de dispositivos semiconductores.

[†] En la Ref. 37 se describe el programa de conversión fotovoltaica con bastante detalle. Las seis compañías privadas son: Toyo Silicon Co., Ltd.; Tokyo Shibaura Electric Co., Ltd.; Nippon Electric Co., Ltd.; Hitachi Ltd.; Masushita Electric Industrial Co., Ltd. y Sharp Corporation.

República Federal Alemana

A comienzos de 1975, el Ministerio de Investigaciones y Tecnología de la RFA puso en marcha un programa trianual consistente en un "Estudio experimental para definir desarrollos de generadores fotovoltaicos terrestres" que involucra a las compañías AEG-Telefunken (que ejerce la coordinación) y Wacker-Chemitronic, y a la Universidad de Stuttgart (Ref. 240). Estas instituciones tienen experiencia previa en el campo de aplicaciones espaciales: fabricación de materia prima, células y paneles y evaluación de unidades (que son las etapas a cumplir en el nuevo programa, adelantado en su ejecución). Lo que se desea, es identificar los procesos que más rápidamente pueden conducir a una disminución significativa de costos, habiéndose obtenido recientemente un logro importante al fabricar células de Si policristalino de 100 cm^2 , con $\eta(\text{AM1}) = 8-10\%$.

Las etapas futuras más inmediatas del programa incluyen estudios sobre tratamientos antirreflectantes especiales, contactos serigrafiados, tecnología de interconexiones y encapsulamiento, automatización de procesos y almacenamiento. Dado que declaraciones anteriores²⁴¹⁾ del Ministerio citado dan a entender que la RFA no empleará masivamente en su territorio la generación fotovoltaica de electricidad, el programa aparenta estar destinado a una ulterior promoción de exportación de tecnología y productos.

UNESCO

Durante 1974, la UNESCO anunció^{234,242)} un muy amplio programa de apoyo a los desarrollos en el campo de las aplicaciones de la energía solar, orientado fundamentalmente a: coordinación de tareas a nivel mundial, publicación de informes sobre el estado de avance en diversas tecnologías, financiación de reuniones internacionales, distribución de información básica, establecimiento de bancos de datos y evaluación de las posibilidades de establecer centros regionales de energía solar. En lo concerniente a conversión fotovoltaica, se anunció la publicación de una revisión y puesta al día para fines de 1976 (Refs. 220, 243).

20. CONCLUSIONES

De los trabajos analizados en este estudio se concluye que: (a) la conversión fotovoltaica de la energía solar en electricidad constituye una alternativa demostrada totalmente en sus aspectos técnicos; (b) al presente sólo es económicamente competitiva para aplicaciones seleccionadas; (c) para su efectiva implementación masiva se requiere disminuir en aproximadamente 2 órdenes de magnitud el costo de fabricación de los paneles de células solares, que son los constituyentes básicos de todo sistema fotovoltaico, y obtener sistemas de acumulación masiva de energía eléctrica a costos razonables; (d) existe opinión generalizada de que antes de finalizar el presente siglo funcionarán centrales fotovoltaicas que producirán el kWh a precios compatibles con los correspondientes a centrales convencionales a carbón o combustible nuclear. A continuación señalaremos algunas conclusiones específicas.

FACTIBILIDAD: A la fecha, todos los componentes y subsistemas requeridos para una central fotovoltaica han sido experimentados positivamente. Desde el punto de vista exclusivamente técnico, para ninguno de los subsistemas existe un factor de escala que implique la necesidad de comprobaciones adicionales de factibilidad antes de pasar de los pequeños sistemas fotovoltaicos actuales a las centrales futuras. Sin embargo, desde el punto de vista económico, será necesario desarrollar subsistemas de almacenaje de energía eléctrica y de transformación de corriente continua a alterna de capacidad elevada, proceso que posiblemente será realizado por la industria de generación eléctrica independientemente de la existencia de centrales fotovoltaicas.

En cuanto a las células solares en sí, la factibilidad de las de Si monocristalino está demostrada desde varios lustros, tanto para las de uso terrestre cuanto espacial, siendo los requerimientos técnicos para estas últimas más severos que para las primeras. Recientemente también se produjeron unidades de Si policristalino de eficiencia razonable. Las células de CdS/Cu_xS policristalino presentaban hasta hace poco grandes problemas de inestabilidad en el tiempo si eran operadas en condiciones terrestres; a la fecha, esta cuestión fue solucionada en buena medida por algunos grupos. Las células de GaAs, particularmente aptas para ser operadas a concentraciones elevadas, han sido experimentadas exitosamente en estas condiciones a nivel de laboratorio. Aparte de estos tres tipos, existe una cantidad de otros en ensayo o a nivel de propuesta de ensayo. La disponibilidad de Si es prácticamente ilimitada, la de S vasta, la de As grande y la de Cd seguramente aceptable si las células de

CdS/Cu_xS a construir masivamente son aquéllas con capas de CdS de sólo pocos μm de espesor; la baja ley con que se encuentra el Ga en la naturaleza hace que la generación masiva de electricidad con unidades de GaAs sólo sea factible operándolas a concentraciones elevadas.

La tecnología implicada no es de excesiva complejidad, especialmente si se la compara con las conectadas a fuentes nucleares (fisión, fusión); más concretamente, está al alcance de países con desarrollo tecnológico medio como la República Argentina. Sin embargo: estando a la fecha poco definido cuál de las vías de desarrollo destinadas a lograr la disminución de costos de fabricación requerida logrará su objetivo, y siendo todas ellas de implementación relativamente costosa, consideramos adecuado un período de espera de algunos años antes de invertir en el país sumas *cuantiosas* para desarrollar experimentalmente una o más de dichas vías; hasta entonces, será valiosa la existencia de grupos que efectúen desarrollos de poco requerimiento de capital y/o tareas de seguimiento de técnicas desarrolladas en el extranjero.

EFICIENCIA: Las eficiencias de los paneles de células solares a ser utilizadas en centrales fotovoltaicas probablemente será de 8-15 %; la utilización de convertidores de corriente continua a alterna podría llevar ese rango a 7-13 %.

EFFECTOS SOBRE EL MEDIO AMBIENTE: Valen consideraciones análogas a las efectuadas en la pág. III-61 para centrales fototérmicas. Sin embargo, la exposición a cielo abierto de grandes superficies de células fabricadas con compuestos de Cd o de As de elevada toxicidad, requeriría que éstas estuviesen encapsuladas en forma particularmente confiable.

COMPETITIVIDAD: En los organismos oficiales y otras instituciones responsables del desarrollo de la conversión fotovoltaica en diversos países y entre la comunidad de tecnólogos y científicos activos en este campo, existe el convencimiento de que aquélla será económicamente competitiva a escala de centrales eléctricas antes de fin de siglo. Al presente, los esfuerzos hacia el logro de dicha competitividad se centran fuertemente en obtener una disminución del costo de las células mismas, considerándose actualmente como los materiales semiconductores a la vez técnica y económicamente más promisorios para lograr esto a los ya mencionados CdS/Cu_xS, Si y GaAs. Las células fabricadas con el primero serían operadas sin concentración o a concentración baja, las construidas con el segundo, sin concentración o a concentraciones de hasta nivel intermedio y las de GaAs solamente a concentraciones elevadas (del orden de 1000).

En los países de avanzado desarrollo industrial, la confianza en lograr la referida disminución de costos en las células de Si y de CdS/Cu_xS está fuertemente basada sobre los resultados esperables de combinar una fuerte inversión a corto plazo en investigación y desarrollo con las previsiones extraíbles de curvas de aprendizaje históricas, correspondientes a otros dispositivos semiconductores. Es de destacar que dicha disminución no es lográble a través de sólo un aumento de la eficiencia de conversión de los paneles de células, siendo imprescindible introducir nuevos procesos de fabricación.

Por otra parte, como mencionamos al comienzo de este capítulo, los sistemas fotovoltaicos ya son económicamente competitivos para aplicaciones seleccionadas a pequeña escala.

Finalmente, la mayoría de las consideraciones generales incluidas en los últimos párrafos del mismo subtítulo para centrales fototérmicas (pág. III-21), son igualmente aplicables a centrales fotovoltaicas.

EVOLUCIONES NECESARIAS Y ESPERABLES: Aparte del desarrollo ulterior de las células ya identificadas como más promisorias, indudablemente habrá una multiplicidad de resultados concretos respecto de aquellas que actualmente se encuentran en la etapa de investigación previa o de propuesta de investigación. En el campo de los subsistemas básicos, es imprescindible concentrar esfuerzos en el estudio y desarrollo de facilidades de almacenaje de energía eléctrica.

En cuanto a cálculos específicos de costos de paneles, los organismos oficiales responsables del desarrollo fotovoltaico en los EE.UU. de N.A., han fijado como metas para 1985 y el año 2000, concretar la construcción de aquéllos a un costo del orden de, respectivamente, 500 y 100 U\$S/kW-pico-panel, como única posibilidad para la implantación masiva de la conversión fotovoltaica; consecuentemente, todos los cálculos de costos proyectados publicados por grupos activos en este campo, dan resultados en dicho rango de costos. Por ello, es deseable que se multipliquen las evaluaciones comparativas de costos probables para las diversas líneas de desarrollo posibles, efectuadas por investigadores independientes. Asimismo, es deseable que se profundicen las evaluaciones de los costos energéticos involucrados en la construcción de sistemas fotovoltaicos.

Por otra parte, es necesario que se realicen estudios técnico-económicos destinados a identificar *en cada país* las aplicaciones más apropiadas para sistemas fotovoltaicos de diversos tamaños.

Finalmente, sería conveniente que se efectuase una evaluación internacional sobre las implicancias de construir centrales solares satélites.

REFERENCIASConvenciones

- [a] "Conferencia Seattle": trabajo presentado en la 8ª Conferencia de Especialistas Fotovoltaicos; Seattle, EE.UU. de N.A. (Agosto 1970).
- [b] "Conferencia Silver Spring": trabajo presentado en la 9ª Conferencia de Especialistas Fotovoltaicos; Silver Spring, EE.UU. de N.A. (Mayo 1972).
- [c] "Congreso París": trabajo presentado en el Congreso Internacional "El Sol al Servicio del Hombre", auspiciado por la UNESCO; París, Francia (Julio 1973).
- [d] "Reunión Cherry Hill": trabajo presentado en la Reunión de Trabajo sobre Conversión Fotovoltaica de la Energía Solar para Aplicaciones Terrestres, organizada por el Jet Propulsion Laboratory del Instituto de Tecnología de California; Cherry Hill, EE.UU. de N.A. (Octubre 1973).
- [e] "Conferencia Hamburgo": trabajo presentado en la Conferencia Internacional sobre Generación de Potencia por Medios Fotovoltaicos, Hamburgo, República Federal Alemana (Septiembre 1974).
- [f] "Conferencia Scottsdale": trabajo presentado en la 11ª Conferencia de Especialistas Fotovoltaicos; Scottsdale, EE.UU. de N.A. (Mayo 1975).
- [g] "Congreso Los Angeles": trabajo presentado en el Congreso Internacional de la Sociedad Internacional de Energía Solar; Los Angeles, EE.UU. de N.A. (Julio 1975).

- 1) M.Wolf, "Historic Development of Photovoltaic Power Generation", Conferencia Hamburgo, 49 (1974).
- 2) D.M.Chapin, C.S.Fuller y G.L.Pearson, Journal Applied Physics 25, 676 (1954).
- 3) D.C.Reynolds, G.Leier, L.L.Antes y R.E.Marburger, Physical Review 96, 533 (1954).
- 4) B.Dalibot, "Generateurs solaires pour applications terrestres", Conferencia Hamburgo, 655 (1974).
- 5) Solar Energy Intelligence Report 1, 90 (1975).
- 6) "National Solar Energy Research, Development and Demonstration Program", Informe ERDA-49 de la Energy Research and Development Administration, Washington, EE.UU. de N.A., (1975).
- 7) Boletín Mensual, Secretaría de Estado de Energía, Buenos Aires, (Diciembre 1975).

- 8) P.B.Bos, W.A.Kammer y E.Blond, "Solar-Thermal Conversion Mission Analysis - Southwestern United States", Informe ATR-74 (7417-16)-2, Vol. I de The Aerospace Corporation, California, EE.UU. de N.A. (1975).
- 9) S.L.Leonard, "Mission Analysis of Photovoltaic Conversion of Solar Energy for Terrestrial Applications", Conferencia Scottsdale, 245 (1975).
- 10) H.Fisher en "Festkörperprobleme/Advances in Solid State Physics" XIV, 153 (1974), editado por H.J.Queisser (Pergamon Press Ltd., Oxford).
- 11) R.Fernández, "Energía Solar en la Argentina (Estado actual de las Investigaciones)" e "Informe sobre la Reunión de Planificación en Energía Solar efectuada en Vaquerías, Córdoba", Informes de la Comisión Nacional de Estudios Geo-heliofísicos, Buenos Aires (1975).
- 12) J.A.Bragagnolo, J.A.Albisu, A.Boselli, C.Cortés y J.Molina, "Elaboración de Baterías Solares de Heterojuntura SCd-SCu₂", presentado en el Primer Congreso Latinoamericano de Energía Solar, San Miguel y Buenos Aires (1975). Publicado en Comunicaciones de la Asociación Física Argentina 1 (1976) 377.
- 12a) A.G.Stanley en "Applied Solid State Science" 5 (1975), editado por R.Wolfe, (Academic Press, Nueva York - Londres).
- 13) A.Rothwarf y K.W.Böer en "Progress in Solid State Chemistry" 10 (1975).
- 14) J.J.Loferski, Journal Applied Physics 27, 777 (1956).
- 15) K.D.Smith, H.K.Gummel, J.D.Bode, D.B.Cuttriss, R.J.Nielsen y W.Rosenzweig, Bell System Technical Journal 42, 1765 (1963).
- 16) M.B.Prince, Journal Applied Physics 26, 534 (1955).
- 17) J.Luis del Valle, trabajo presentado en la Conferencia de San Pablo, 14-20 de Julio, 1974.
- 18) J.J.Loferski, Proceedings of the IEEE 51, 667 (1963).
- 19) B.J.Mulder, Physica Status Solidi (a) 18, 633 (1973).
- 20) P.F.Lindquist y R.H.Bube, Journal Electrochemical Society 119, 936 (1972).
- 21) A.Smith, Journal Engineering for Power, Transactions American Society Mechanical Engineers A91, 1 (1969).
- 22) F.P.Califano, en Actas del "1st Course on Solar Energy Conversion", Procida, Italia (1974), p. 363, editado por A.N.Mancini e I.F.Quercia, del International College on Applied Physics, Italia.
- 23) G.H.Hewig, F.Pfisterer y W.H.Bloss, "Optical Properties and Theoretical Model of the Cu_xS-CdS Heterojunction", Conferencia Scottsdale, 441 (1975).
- 24) K.Böer, "Assesment of the International Workshop on CdS Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 514 (1975).

- 25) F.Guastavino, H.Luquet, J.Bougnot y M.Savelli, "Effective Masses of the Free Holes and Relations between Band Structures of the Different Cuprous Sulphides Cu_xS ", Conferencia Hamburgo, 269 (1974).
- 26) J.Shewchun, J.J.Loferski, A.Wold, R.Arnett, E.A.DeMeo, R.Beaulieu, C.C.Wu y H.L.Hwang, "Preparation and Characterization of Cu_xS and CuInS_2 Films on Various Substrates for Photovoltaic Junctions", Conferencia Scottsdale, 482 (1975).
- 27) M.Wolf, Energy Conversion 11, 63 (1971).
- 28) J.Lindmayer y J.F.Allison, COMSAT Technical Review, 3, 1 (1973).
- 29) J.Haynos, J.Allison, R.Arndt y A.Meulenberg, "The COMSAT Non-reflective Silicon Solar Cell: a Second Generation Improved Cell", Conferencia Hamburgo, 487 (1974).
- 30) A.Gauthier, T.Nguyen Duy, G.Pichard y J.Vedel, "CdS- Cu_2S Cells: an Outlook for Terrestrial Applications", Conferencia Hamburgo, 193 (1974).
- 31) J.Besson, L'Onde Eléctrique 55, 21 (1975).
- 32) P.Rappaport, RCA Review 20, 373 (1959).
- 33) R.J.Mytton, Solar Energy 16, 33 (1974) y Congreso París, 133 (1973).
- 34) D.T.Bernatowicz, "Summary of High Efficiency Silicon Solar Cell Meeting Held at NASA-Lewis, Conferencia Scottsdale, 1 (1975).
- 35) C.G.Currin, K.S.Ling, E.L.Ralph, W.A.Smith y R.J.Stirn, "Feasibility of Low Cost Silicon Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 363 (1975).
- 36) P.D.Maycock y G.F.Wakefield, "Business Analysis of Solar Photovoltaic Energy Conversion", Conferencia Scottsdale, 252 (1975).
- 37) A.Uehara, Technocrat 9, N° 3, 16 (1976).
- 38) A.Kran, "High-speed Silicon Processing for Low Cost Solar Cells - A Comparative Analysis", Conferencia Hamburgo, 177 (1974).
- 39) E.Billig, Proceedings Royal Society 229, 346 (1955).
- 40) M.Wolf, "Progress in New Low Cost Processing Methods", Conferencia Scottsdale, 306 (1975).
- 41) R.K.Riel, "Status of Silicon Web Solar Cells", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 36 (1973).
- 42) R.G.Seidensticker, L.Scudder y H.W.Brandhorst, Jr., "Dendritic Web: A Viable Material for Silicon Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 299 (1975).
- 43) S.O'Hara y A.I.Bennett, Journal Applied Physics 35, 686 (1964).
- 44) S.N.Dermatis y J.W.Faust, Jr., IEEE Transactions Communication Electronics 65, 94 (1963).

- 45) A.G.Milnes y D.L.Feucht, "Peeled Film Technology for Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 338 (1975).
- 46) H.E.La Belle, Jr., Materials Research Bulletin 6, 581 (1971).
- 47) T.F.Ciszek, Materials Research Bulletin 7, 731 (1972).
- 48) A.I.Mlavsky, "The EFG Growth of Silicon Ribbon for Solar Cells", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 22 (1973).
- 49) G.H.Schwuttke, "Some Comments of Ribbon Growth of Silicon", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 31 (1973).
- 50) H.E.Bates, D.N.Jewett y H.B.Serreze, "Silicon Ribbon Solar Cells", Reunión Anual de la Sección de EE.UU. de N.A. de la Soc. Int. de Energía Solar, Fort Collins, Colorado, EE.UU. de N.A. (Agosto 1974).
- 51) K.V.Ravi, H.B.Serreze, H.E.Bates, A.D.Morrison, D.N.Jewett y J.Hog, "EFG Silicon Ribbon Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 280 (1975).
- 52) T.F.Ciszek y G.H.Schwuttke, "Silicon Ribbons - A New Approach to Low Cost Single Crystal Silicon Solar Cells", Congreso Hamburgo, 159 (1974).
- 53) M.Leipold, R.Stirn, J.Zoutendyk y R. De Angelis, "Evaluation of Silicon Ribbon Material for Solar Cell Fabrication", Conferencia Scottsdale, 290 (1975).
- 54) H.B.Serreze, J.C.Swartz, G.Entine y K.V.Ravi, Materials Research Bulletin 9, 1421 (1974).
- 55) M.Ettenberg, Journal Applied Physics 45, 901 (1974).
- 56) S.Soclof y P.A.Iles, Actas de la Reunión de Otoño de la Sociedad de Electroquímica de los EE.UU. de N.A., New York- EE.UU. de N.A., 618 (1974).
- 57) W.B.Berry, "Low Temperature Polysilicon", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 67 (1973).
- 58) T.L.Chu, "Development of Low-cost Thin Film Polycrystalline Silicon Solar Cells for Terrestrial Applications", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 56 (1973).
- 59) T.L.Chu, J.C.Lien, H.C.Mollenkopf, S.C.Chu y K.W.Heizer, Solar Energy 17, 229 (1975).
- 60) T.L.Chu, H.C.Mollenkopf, K.N.Singh, S.S.Chu y I.C.Wu, "Polycrystalline Silicon Solar Cells for Terrestrial Applications", Conferencia Scottsdale, 303 (1975).
- 61) P.H.Fang, "Research on Low-cost Silicon Solar Cells for Large Power Systems", Reunión Cherry Hill, Vol II, 51 (1973).
- 62) P.H.Fang, "Low-Cost Silicon Solar Cells for Terrestrial Applications", Congreso París, 111 (1973).
- 63) C.D.Ouwens y H.Heijligers, Applied Physics Letters 26, 569 (1975).

- 64) P.P.Artyshvskii, V.V.Zadde, A.K.Zaitseva, L.M.Zatulovskii, D.Ya.Kravetskii, V.I.Strel'tsova y P.M.Chaikin, *Izv. Akad. Nauk SSSR* 36, 522 (1972).
- 65) M.Wolf, "Process Development for Low Cost Integrated Solar Arrays", Conferencia Hamburgo, 699 (1974).
- 66) T.L.Chu, "Polycrystalline Silicon", Reunión Cherry Hill, Vol. I, 17 (1973).
- 67) G.F.Wakefield, P.D.Maycock y T.L.Chu, "Influence of Impurities on Silicon Solar Cell Performance", Conferencia Scottsdale, 49 (1975).
- 68) L.P.Hunt, "Feasible Reactions for the Synthesis of Silicon as Determined by a Thermodynamic and Economic Screening Process", Conferencia Scottsdale, 259 (1975).
- 69) J.R.Mc Cormick, L.D.Crossman y A.Raucholz, "Directional Freezing for Upgrading Metallurgical-Grade Silicon for Solar Cell Applications", Conferencia Scottsdale, 270 (1975).
- 70) V.D.Dosaj, L.P.Hunt y L.D.Crossman, "Single Crystal Silicon Ingot Pulled from Chemically Upgraded Metallurgical-Grade Silicon", Conferencia Scottsdale, 275 (1975).
- 71) R.L.Ralph, "Recent Advancements in Low Cost Solar Cell Processing", Conferencia Scottsdale, 315 (1975).
- 72) M.Wolf, *Energy Conversion* 14, 49 (1975).
- 73) M.Kobayashi, "A Proposal for a Consistent Process of Manufacturing Silicon for Solar Cells from Silica by Use of Solar Energy", Congreso Los Angeles (1975).
- 74) D.Redfield, "Enhanced Photovoltaic Performance of Thin Silicon Films by Multiple Light Passes", Conferencia Scottsdale, 431 (1975).
- 75) J.P.Ponpon y P.Siffert, "Silicon Solar Cells Made by Ion Implantation and Glow Discharge", Conferencia Scottsdale, 342 (1975).
- 76) J.Mandelkorn y J.H.Lamneck, Jr., "Simplified Fabrication of Back Surface Electric Field Silicon Cells and Novel Characteristics of such Cells", Conferencia Silver Spring, 66 (1972).
- 77) J.Mandelkorn y J.H.Lamneck, "Advances in the Theory and Application of BSF Cells", Conferencia Scottsdale, 36 (1975).
- 78) H.Fischer y F.Pschunder, "Improvements in Analysis and Technology of Silicon Solar Cells with Increased Efficiency", Conferencia Hamburgo, 69 (1974).
- 79) G.A.Chetverikova, *Applied Solar Energy (Geliotekhnika)* 11, 11 (1975).
- 80) D.Amingual, P.Colardelle y T.Nguyen Duy, "High Efficiency Solar Cells", Conferencia Hamburgo, 85 (1974).
- 81) J.Allison, "The Solar Cell Today: a Report on Recent Improvements", International Technical Scientific Meeting on Space, Roma, Italia (1975).

- 82) C.R.Baraona y H.W.Brandhorst, Jr., "Grooved Silicon Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 44 (1975).
- 83) H.Rickert, C.Wedde, W.Palz, J.Vedel y T.Nguyen Duy, "Note on the Electrochemical Decomposition of Copper Sulphide", Conferencia Scottsdale, 439 (1975).
- 84) H.Luquet, L.Szepessy, J.Bougnot, M.Savelli y F.Guastavino, "Evolution of Dark Current and Capacitance with Doped CdS and Composition of Cuprous Sulphide in Cu_x/CdS Photocells", Conferencia Scottsdale, 445 (1975).
- 85) H.M.Windawi, "Performance and Stability of Cu_2S -CdS Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 464 (1975).
- 86) J.Besson, T.Nguyen Duy, A.Gauthier, W.Palz, C.Martin y J.Vedel, "Evaluation of CdS Solar Cells as Future Contender for Large Scale Electricity Production", Conferencia Scottsdale, 468 (1975).
- 87) K.W.Böer, "Flat Plate Collectors with CdS Solar Cells and First Indications of Feasibility of their Large Scale Use", Congreso París, 643 (1973).
- 88) R.J.Mytton, "Progress in the Development of Cadmium Sulphide Terrestrial Solar Batteries", Conferencia Hamburgo, 205 (1974).
- 89) S.Martinuzzi, "The Terrestrial Use of CdS- Cu_2S Solar Cells in the South-East of France", Congreso París, 183 (1973).
- 90) W.Palz, J.Besson, J.Fremy, T.Nguyen Duy y J.Vedel, "Analysis of the Performance and Stability of CdS Solar Cells", Conferencia Seattle, 16 (1970).
- 91) D.T.Bernatowicz y H.W.Brandhorst, Jr., "The Degradation of Cu_2S -CdS Thin Film Solar Cells Under Simulated Orbital Conditions", Conferencia Seattle, 24 (1970).
- 92) W.Palz, J.Besson, T.Nguyen Duy y J.Vedel, "New Results on CdS Solar Cells", Conferencia Silver Spring, 91 (1972).
- 93) J.Besson, J.Fremy, T.Nguyen Duy, G.Pichard y W.Palz, "New Technology for CdS- Cu_2S Solar Cells of High Reliability", Congreso París, 117 (1973).
- 94) K.W.Böer, "Solar One: The Delaware Solar House and Results Obtained During the First Year of Operation", Conferencia Hamburgo, 627 (1974).
- 95) Y.V.Karpenko y R.N.Tykvenko, "Possibilities of the Thin Solar Battery. Applications for the Terrestrial Use Units", Congreso París, 151 (1973).
- 96) J.F.Jordan, "Development of Very Low Cost Solar Cells for Terrestrial Power Generation", Conferencia Hamburgo, 221 (1974).
- 97) J.Barranger, G.Pichard, A.Gauthier y B.Coutures, "Generateurs Solaires au CdS", presentado en el Congreso de la Cooperación Mediterránea para la Energía Solar, Madrid, España (Septiembre 1974).
- 98) J.A.Albisu, comunicación privada.

- 99) J.F.Jordan, "Low Cost CdS-Cu₂S Solar Cells by the Chemical Spray Method", Conferencia Scottsdale, 508 (1975).
- 100) K.Bogus y S.Mattes, "High Efficiency Cu₂S-CdS Solar Cells with Improved Thermal Stability", Conferencia Silver Spring, 106 (1972).
- 101) F.Pfisterer, G.H.Hewig y W.H.Bloss, "Performance of Cu_xS-CdS Cells After Additional Cu-Treatment", Conferencia Scottsdale, 460 (1975).
- 102) J.F.Jordan, comunicación privada.
- 103) G.Pichard, comunicación privada.
- 104) S.Vojdani, M.Doroudian y A.Parvizi, "Further Progress in the Technology of Silk Screened CdS Solar Cells", Conferencia Hamburgo, 217 (1974).
- 105) J.A.Albisu, C.M.Cortés y S.J.Liberman, "Obtención y Caracterización de Películas de CdS Serigrafiadas", Actas de la Segunda Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energía Solar, Salta, 114 (Julio 1976).
- 106) J.J.Oakes, I.G.Greenfield y L.D.Partain, "An Electron Beam Induced Current Method of Determining Minority Carrier Diffusion Lengths in Thin Film Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 454 (1975).
- 107) H.Hadley, Jr., J.D.Meakin, J.E.Phillips, W.F.Tseng y H.M.Windowi, "Material Aspects of CdS/Cu₂S Cells", Conferencia Scottsdale, 450 (1975).
- 108) E.Anagnostou y A.E.Spakowski, "Effect of Electrons, Protons and Ultraviolet Radiation on Plastic Materials", Conferencia Seattle, 226 (1970).
- 109) A.Rothwarf, L.C.Burton, H.C.Hadley, Jr. y G.M.Storti, "Reflection Mode of Operation of the Cu₂S-CdS Solar Cell", Conferencia Scottsdale, 476 (1975).
- 110) J.J.Loferski, "Other Materials and Devices", Reunión Cherry Hill, Vol. I, 27 (1973).
- 111) F.V.Wald, R.O.Bell y H.B.Serreze, "Thin Film CdTe Solar Cells for Terrestrial Power Applications", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 202 (1973).
- 112) R.O.Bell, H.B.Serreze y F.V.Wald, "A New Look at CdTe Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 497 (1975).
- 113) J.Ewan, S.Kamath y R.C.Knechtli, "Large Area GaAlAs/GaAs Solar Cell Development", Conferencia Scottsdale, 497 (1975).
- 114) B.Ellis y T.S.Moss, Solid State Electronics 13, 1 (1970).
- 115) S.Deb y H.Saha, Energy Conversion 15, 71 (1975).
- 116) Zh.I.Alferov, V.M.Andreev, M.B.Kagan, I.I.Protasov y V.G.Trofim, Soviet Physics - Semiconductors 4, 2047 (1971).
- 117) J.M.Woodall y H.J.Hovel, Applied Physics Letters 21, 379 (1972).
- 118) H.J.Hovel y J.M.Woodall, Journal Electrochemical Society 120, 1246 (1973).

- 119) H.J.Hovel, "Status and Projections for $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ -GaAs Solar Cells", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 236 (1973).
- 120) A.R.Gobat, M.F.Lamorte y G.W.McIver, IRE Transactions Military Electronics 6, 20 (1962).
- 121) H.Hovel y J.Woodall, "Diffusion Length Improvements in GaAs Associated with Zn Diffusion During $\text{Ga}_{1-x}\text{Al}_x\text{As}$ Growth", Conferencia Scottsdale, 433 (1975).
- 122) V.M.Andreev, T.M.Golovner, M.B.Kagan, N.S.Koroleva, T.L.Lyubashevskaya, T.A. Müller y D.N.Tret'yakov, Soviet Physics-Semiconductors 7, 1525 (1974).
- 123) T.S.Plaskett, J.M.Woodall y A.Segmüller, Journal Electrochemical Society 118, 115 (1971).
- 124) H.C.Casey, Jr., B.I.Miller y E.Pinkas, Journal Applied Physics 44, 1281 (1973).
- 125) H.M.Manasevit y W.I.Simpson, Journal Electrochemical Society 116, 1725 (1969).
- 126) V.K.Jain y S.K.Sharman, Solid State Electronics 13, 1145 (1970).
- 127) A.A.Gavrilov, G.A.Kachurin y L.S.Smirnov, Applied Solar Energy (Geliotekhnika) 11, N° 5-6, 87 (1975).
- 128) J.B.Berkowitz, "Growth of GaAs Single Crystals in Ribbon Form", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 232 (1973).
- 129) R.K.Purohit, Physica Status Solidi 24, K57 (1967).
- 130) P.P.Vohl, D.M.Perkins, S.G.Ellis, R.R.Addis, W.Hui y G.Noel, IEEE Transactions Electronic Devices ED-14, 26 (1967).
- 131) J.A.Hutchby, Applied Physics Letters 26, 457 (1975).
- 132) J.A.Hutchby, "High Efficiency Graded Band-Gap $\text{Al}_x\text{Ga}_{1-x}\text{As}$ -GaAs p-on-n Solar Cell", Conferencia Scottsdale, 414 (1975).
- 133) D.Bonnet y H.Rabenhorst, "New Results on the Development of a Thin Film p-CdTe-n CdS Heterojunction Solar Cell", Conferencia Silver Spring, 129 (1972).
- 134) A.Fahrenbruch y R.H.Bube, "Preparation and Evaluation of New II-VI Heterojunction Solar Cells", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 195 (1973).
- 135) A.L.Fahrenbruch, V.Vasilchenko, F.Buch, K.Mitchell y R.H.Bube, Applied Physics Letters 25, 605 (1974).
- 136) A.L.Fahrenbruch, F.Buch, K.Mitchell y R.H.Bube, "II-VI Photovoltaic Heterojunctions for Solar Energy Conversion", Conferencia Scottsdale, 490 (1975).
- 137) J.Lebrun, "A New CdTe Thin Film Solar Cell", Conferencia Seattle, 33 (1970).
- 138) J.L.Shay, S.Wagner, K.Bachmann, E.Buehler y H.M.Kasper, "Preparation and Properties of InP/CdS and CuInSe/CdS Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 503 (1975).

- 139) J.J.Loferski et al., "Investigation of Thin Film Solar Cells Based on Cu_2S and Ternary Compounds of the Type CuInS_2 and CuInSe_2 for Large Scale Terrestrial Solar Energy Generation", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 198 (1973).
- 140) S.W.Lai, S.L.Franz, G.Kent, R.L.Anderson, J.K.Clifton y J.V.Masi, " $\text{In}_2\text{O}_3/\text{Si}$ Heterojunction Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 398 (1975).
- 141) E.H.Rhoderick, Journal Physics D: Applied Physics 3, 1153 (1970).
- 142) W.A.Anderson, A.E.Delahoy y R.A.Milano, Journal Applied Physics 45, 3913 (1974).
- 143) R.F.McQuat y D.L.Pulfrey, "Analysis of Silicon Schottky Barrier Solar Cell", Conferencia Scottsdale, 371 (1975).
- 144) J.P.Ponpon y P.Siffert, "Increase of the Barrier Height of Silicon Solar Cells", Informe CRN/CNPA 75-8 del Centre de Recherches Nucléaires de Strasbourg, Francia (1975).
- 145) J.M.Shannon, Applied Physics Letters 25, 75 (1974).
- 146) H.D.Hecht, E.Justi y G.Schneider, "Schottky Type Silicon-Chromium Solar Cells", presentado en el Congreso de la Cooperación Mediterránea para la Energía Solar, Madrid, España (septiembre 1974).
- 147) H.C.Card y E.H.Rhoderick, Journal Physics D: Applied Physics 4, 1589 (1971).
- 148) M.A.Green, F.D.King y J.Shewchun, Solid State Electronics 17, 551 y 563 (1974).
- 149) S.J.Fonash, "Metal-Thin Film Insulator-Semiconductor Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 376 (1975).
- 150) R.J.Stirn y Y.C.M.Yeh, "The AMOS Cell-An Improved Metal-Semiconductor Solar Cell", Conferencia Scottsdale, 437 (1975).
- 151) R.J.Stirn y Y.C.M.Yeh, Applied Physics Letters 27, 95 (1975).
- 152) L.C.Olsen y R.Bohara, "Experimental and Theoretical Studies of Cu_2O Schottky Barrier Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 381 (1975).
- 153) Y.M.Yeh y R.J.Stirn, "Improved Schottky Barrier Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 391 (1975).
- 154) W.A.Anderson y R.A.Milano, Proceedings IEEE 63, 206 (1975).
- 155) P.Stella y A.Gover, "Vertical Multijunction Solar Cell", Conferencia Silver Spring, 85 (1972).
- 156) T.B.S.Chadda y M.Wolf, "The Effect of Surface Recombination Velocity on the Performance of Vertical Multijunction Solar Cells", Conferencia Silver Spring, 87 (1972).

- 157) W.P.Rahilly, "Vertical Multijunction Solar Cells", Conferencia Silver Spring, 44 (1972).
- 158) W.P.Rahilly, "Vertical Multijunction Solar Cells", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 285 (1973).
- 159) W.W.Lloyd, "Fabrication of an Improved Vertical Multijunction Solar Cell", Conferencia Scottsdale, 349 (1975).
- 160) Y.Marfaing y J.Chevallier, IEEE Transaction Electronic Devices ED-18, 465 (1971).
- 161) G.Cohen-Solal y Y.Marfaing, Solid State Electronics 11, 1131 (1968).
- 162) G.Cohen-Solal, L.Svob y Y.Marfaing, "Advances in Graded Gap Solar Cell Research", Conferencia Silver Spring, 28 (1972).
- 163) L.E.Stone et al., Progress in Astronautics and Rocketry: Energy Conversion for Space Power, Vol. 3, 299 (1960).
- 164) E.J.Pérez, "Dispositivos Semiconductores a Heterounión como Convertidores Fotovoltaicos de Energía Solar", Publicación del Instituto Politécnico Nacional, México (1973).
- 165) M.Rodot, G.Cohen-Solal, "Future Prospects for Solar Cells", Congreso París, 619 (1973).
- 166) V.A.Arifov, N.I.Erzin, A.I.Kulagin, N.V.Makov, Z.M.Dashevskii y B.Tursunov, Applied Solar Energy (Geliotekhnika) 11, N° 1-2, 1 (1975).
- 167) A.Z.Kuliev, K.Sh.Kakhramanov, E.S.Sagatov y I.Tukhtasinov, Applied Solar Energy (Geliotekhnika) 11, N° 3-4, 8 (1975).
- 168) M.S.Saidov, V.P.Chirva, R.S.Umerov, V.V.Morozkin y A.I.Kulagin, Applied Solar Energy (Geliotekhnika) 11, N° 5-6, 6 (1975).
- 169) A.Z.Kuliev, K.Sh.Kakhramanov y E.S.Sagatov, Applied Solar Energy (Geliotekhnika) 12, N° 1, 11 (1976).
- 170) F.Chernow, "PIN Heterojunction Solar Cells", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 266 (1973).
- 171) E.Kittl, M.D.Lammert y R.J.Schwartz, "Performance of Germanium PIN-photo-voltaic Cells at High Incident Radiation Intensity", Conferencia Scottsdale, 424 (1975).
- 172) T.S.Jayadevaiah, Applied Physics Letters 25, 399 (1974).
- 173) H.Tsubomura, "Semiconductor-Solution Solar Cells", Publicación de Faculty of Engineering Science, Osaka University, Japón (1975).
- 174) E.H.Appelman et al., "Solar Energy Evaluation Group Report", Informe ANL-8045* del Argonne National Laboratory, EE.UU. de N.A. (1973).
- 175) P.J.Reucroft, K.Takahashi y H.Ullal, Applied Physics Letters 25, 644 (1974).

- 176) R.K.Yasui y L.W.Schmidt, "Performance Characteristics of Ti-Ag Contact N/P and P/N Silicon Solar Cells", Conferencia Seattle, 110 (1970).
- 177) C.A.Lewis y J.P.Kirkpatrick, "Solar Cell Characteristics at High Solar Intensities and Temperatures", Conferencia Seattle, 123 (1970).
- 178) A.M.Vasil'ev, V.M.Evdokimov, A.P.Landsman y A.F.Milovanov, Applied Solar Energy (Geliotekhnika) 11, N° 1-2, 72 (1975).
- 179) N.S.Lidorenko y A.P.Landsman, "Photoelectric Power Engineering", Congreso París, 477 (1973).
- 180) R.Davis y J.R.Knight, Solar Energy 17, 145 (1975).
- 181) L.W.James y R.L.Moon, Applied Physics Letters 26, 467 (1975).
- 182) C.E.Backus, "Concentration onto Solar Cells", Reunión Cherry Hill, Vol.II, 108 (1973).
- 183) C.E.Backus, en Actas del "1st Course on Solar Energy Conversion", Proci-da, Italia (1974), p. 521, editado por A.N.Mancini e I.F.Quercia, del International College on Applied Physics, Italia.
- 184) V.A.Baum, A.P.Landsman, B.A.Bazarov y A.S.Strebkov, "Study of Solar Energy Facilities Equiped with a Photoelectric Converter "Photovolt" of High Voltage", Congreso París, 519 (1973).
- 185) C.E.Backus, D.L.Evans, D.L.Jacobson y B.D.Wood, "Terrestrial Photovoltaic Power Systems with Sunlight Concentration", Informe ERC-R-76014 del College of Engineering and Applied Sciences, Arizona State University, Arizona, EE.UU. de N.A. (1976).
- 186) "Solar Cell Devices", Patente EE.UU. de N.A., N° 519.920 (1974).
- 187) R.Winston, Solar Energy 16, 89 (1974).
- 188) B.L.Sater y C.Goradia, "The High Intensity Solar Cell-Key to Low Cost Photovoltaic Power", Conferencia Scottsdale, 356 (1975).
- 189) L.W.James y R.L.Moon, "GaAs Concentrator Solar Cells", Conferencia Scottsdale, 402 (1975).
- 190) L.W.Florschuetz, "On Heat Rejection from Terrestrial Solar Cell Arrays with Sunlight Concentration", Conferencia Scottsdale, 318 (1975).
- 191) B.H.Beam y C.F.Hansen, "Experiments on Solar Photovoltaic Power Generation Using Concentrator and Liquid Cooling", Conferencia Scottsdale, 332 (1975).
- 192) E.H.Appelman et al., "Solar Energy Evaluation Group Report", Informe ANL-8045* del Argonne National Laboratory, EE.UU. de N.A. (1973).
- 193) G.M.Haas y S.Bloom, "Mitre Photovoltaic Energy System; Basic System Concepts", Informe MTR-6779 de The Mitre Corporation, McLean, Virginia, EE.UU. de N.A. (1974).
- 194) E.N.Costogue y R.K.Yasui, "Performance Data of a Terrestrial Solar Photovoltaic Water Electrolysis Experiment", Congreso Los Angeles (1975).

- 195) "Hydrogen Fuels. A Bibliography", Informe ERDA-TID-3358 de la Energy Research and Development Administration, Washington, D.C., EE.UU. de N.A. (1976).
- 196) A.E.Spakowski y L.I.Shure, "Large-Scale Terrestrial Solar Cell Power Generation Cost - A Preliminary Assesment", Informe NASA TMX-2520 de la National Aeronautics and Space Administration, Washington, D.C., EE.UU. de N.A. (1972).
- 197) M.Wolf, "Photovoltaic System Model for Terrestrial Applications", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 122(1973).
- 198) D.L.Evans y L.W.Florschuetz, "Cost Studies on Terrestrial Photovoltaic Power Systems with Sunlight Concentration", Congreso Los Angeles (1975).
- 199) F.L.Vook y D.G.Schueler, "Integration of Photovoltaic and Solar-Thermal Energy Conversion Systems", Informe SAND74-0093 de Sandia Laboratories, Albuquerque, New Mexico, EE.UU. de N.A. (1974).
- 200) G.V.Barton, "A Preliminar Analysis of Combined Solar Photovoltaic-Thermal Systems for Terrestrial Applications", Informe SAND74-0398 de Sandia Laboratories, Albuquerque, New Mexico, EE.UU. de N.A. (1975).
- 201) D.G.Schueler, J.G.Fossum, E.L.Burgess y F.L.Vook, "Integration of Photovoltaic and Solar-Thermal Energy Conversion Systems", Conferencia Scottsdale, 327 (1975).
- 202) P.E.Glaser, Science 162, 857 (1968).
- 203) "The Future of Terrestrial Use of Photovoltaic Power: a Round Table Discussion", Congreso París, 663 (1973).
- 204) E.L.Ralph, "A Plan to Utilize Solar Energy as an Electric Power Source", Conferencia Seattle, 326 (1970).
- 205) E.L.Ralph y F.Benning, "The Role of Solar Cell Technology in the Satellite Solar Power Station", Conferencia Silver Spring, 370 (1972).
- 206) H.S.Siegel y P.Henton, "Satellite Solar Power Station (SSPS) Power System Integration", Reunión Cherry Hill, Vol.II, 131 (1973).
- 207) P.E.Glaser, O.E.Maynard, J.Mackovciak, Jr., y E.L.Ralph, "Feasibility Study of a Satellite Solar Power Station", Informe NASA CR-2357 de la National Aeronautics and Space Administration, Washington, D.C., EE.UU. de N.A. (1974).
- 208) W.R.Cherry, "A Concept for Generating Commercial Electrical Power from Sunlight", Conferencia Seattle, 331 (1970).
- 209) H.R.Blieden, "The Status of the National Science Foundation Photovoltaic Program", presentado en la Reunión Anual de la Sección de EE.UU. de N.A. de la Sociedad Internacional de Energía Solar, Fort Collins, Colorado, EE.UU. de N.A. (Agosto 1974).
- 210) E.L.Ralph, "Economic Outlook Summary for Solar Cells", informe de Spectrolab División, de Textron Inc., Sylmar, California, EE.UU. de N.A. (1973).

- 211) P.Rappaport, "Single-Crystal Silicon", Reunión Cherry Hill, Vol. I, 9 (1973).
- 212) C.G.Currin, "Five Years of Silicon Web Crystal Growth", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 11 (1973).
- 213) Hajime Maeda, Technocrat 8, 19 (1975).
- 214) E.L.Ralph, "Material Factors in Manufacturing Solar Cells", informe Spectrolab Division, de Textron Inc., Sylmar, California, EE.UU. de N.A. (1974).
- 215) L.D.Crossman y L.P.Hunt, "Proposal for Low Cost Silicon Processes", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 74 (1973).
- 216) J. Lindmayer, "Recent Developments in Terrestrial Photovoltaics", Conferencia Scottsdale, 317 (1975).
- 217) P.A.Iles, "Polycrystalline Silicon Solar Cells: the Centralab-Dow Corning Program", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 71 (1973).
- 218) P.Goldsmith, "Evaluation of Solar Cell Cost Predictions", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 153 (1973).
- 219) R.M.Moore, Solar Energy 18, 225 (1976).
- 220) W.Palz, "Solar Electricity", presentado en el Simposio sobre Energía Solar organizado por la UNESCO y la Unión Meteorológica Mundial, Ginebra, Suiza (Agosto 1976).
- 221) W.H.Bloss y G.H.Hewig, "CdS-Cu₂S-Dünnschichtsolarzellen für terrestrische Anwendungen", presentado en el Seminario sobre Utilización de la Energía Solar, organizado por la Sociedad de Institutos para la Utilización Técnica de la Energía Solar, Stuttgart, República Federal Alemana (Setiembre 1975).
- 222) B.L.Mattes, "Low Cost GaAs Layers on Oxide Substrates for Solar Cell Applications", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 223 (1973).
- 223) J.M.Woodall y H.J.Hovel, Journal of Vacuum Science and Technology, 12, 1000 (1975).
- 224) C.E.Backus, "Systems", Reunión Cherry Hill, Vol. I, 38 (1973).
- 225) K.W.Böer, "Direct Solar Energy Conversion for Terrestrial Use", Conferencia Silver Spring, 351 (1972).
- 226) K.H.Heffeks, resumen de "Present and Future Trends of Development and Use of Photovoltaic Power Generation - A Round Table Discussion", Conferencia Hamburgo, 719 (1974).
- 227) T.P.Brody y F.A.Shirland, "Electric Power Generation through Thin Film Photovoltaic Cells", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 168 (1973).
- 228) F.R.Eldridge, "Mitre Photovoltaic Energy System Study", Reunión Cherry Hill, Vol. II, 110 (1973).

- 229) M.Wolf, "First Performance Computations for Residential Combination Heating/Photovoltaic Systems!", Congreso Los Angeles (1975).
- 230) B.Manson, "Principles of Geochemistry", 2^{da} edición (1958) (Wiley & Sons Inc., Nueva York).
- 231) "United States Mineral Resources", Geological Survey Professional Paper 820 (1973), editado por D.A.Brobst y W.P.Pratt (United States Government Printing Office, Washington, D.C.).
- 232) N.Irving Sax, "Handbook of Dangerous Materials" (1951) (Reinhold Publishing Co., New York).
- 233) "Handbook of Chemistry and Physics", 55^a edición (1975), editado por R.C.Weast (The Chemical Rubber Co., Cleveland).
- 234) "Description of the Solar Energy R & D Programs in Many Nations", Informe SAN/1122-76/1 (1976), editado por F.de Winter y J.W.de Winter (Altas Corporation, Santa Clara, California).
- 235) H.R.Blieden, "The Status of the National Science Foundation Photovoltaic Program", Reunión Anual de la Sección de EE.UU. de N.A. de la Soc. Int. de Energía Solar, Fort Collins, Colorado, EE.UU. de N.A. (Agosto 1974).
- 236) L.O.Herwig, "Report on Photovoltaics Research and Technology in the United States", Conferencia Hamburgo, 29 (1974).
- 237) J.Phéline, "Main Lines on Research and Development on Solar Energy in France", Conferencia Hamburgo, 25 (1974).
- 238) "Sunshine Project", Informe B13(74-9) del Ministerio de Comercio Internacional e Industria, Tokio, Japón (1974).
- 239) "Sunshine Project, Indicative Plan and Implementation Plan for the First Stage", Informe 49-10-1721 del Ministerio de Comercio Internacional e Industria, Tokio, Japón (1974).
- 240) R.Buhs y H.Gochermann, "German Activities in the Field of Terrestrial Application of Solar Cell Arrays", Informe de la EAG-Telefunken, Space Technology Department, Wedel, Alemania (1976).
- 241) H.Klein, Conferencia Hamburgo, 19 (1974).
- 242) B.Boiko, "UNESCO Activities in the Field of Solar Energy Applications", Conferencia Hamburgo, 9 (1974).
- 243) B.Boiko, comunicación privada.

