



Energía Solar

EDITORES

Miguel A. Laborde & Roberto J. J. Williams

PUBLICADO POR



ANCEFN

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

Energía Solar

EDITORES

Miguel A. Laborde & Roberto J.J. Williams

**PUBLICADO POR**

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales [ANCEFN]

SERIE: PUBLICACIONES CIENTIFICAS N° 10 (2016)

Laborde, Miguel Angel

Energía solar / Miguel Angel Laborde ; Roberto J. J. Williams ; editado por Miguel

Angel Laborde ; Roberto J. J. Williams. - 1a edición especial - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : ANCEFN - Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 2016.

Libro digital, PDF - (Publicaciones científicas ; 10)

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-4111-00-5

1. Energía Solar. I. Williams, Roberto J. J. II. Laborde, Miguel Angel, ed. III. Williams, Roberto J. J., ed. IV. Título.
CDD 333.7923

Esta publicación es propiedad de la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

ISBN 978-987-4111-00-5

Primera edición, Buenos Aires,

Copyright © by Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

Toda la correspondencia referida a esta publicación debe dirigirse a:

All enquires regarding this publication should be addressed to:

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

Av. Alvear 1711, 4º piso, (1014) Buenos Aires.

E-mail: biblio@ancefn.org.ar

Sitio web: www.ancefn.org.ar

Queda hecho el depósito previsto por la Ley 11.723

Todos los derechos reservados. Ninguna parte de esta obra puede ser reproducida o transmitida en cualquier forma o por cualquier medio electrónico o mecánico, incluyendo fotocopiado, grabación o cualquier otro sistema de archivo y recuperación de información, sin el previo permiso por escrito de la Academia.

INDICE

PREFACIO	1
CAPITULO 1	
J. Plá, M. D. Pérez & J.C. Durán: Energía solar fotovoltaica.....	3
CAPITULO 2	
C. Placco & L. Saravia: Generación de energía eléctrica solar térmica	39
CAPITULO 3	
A.L. Hernández & J.E. Quiñonez: Colectores solares calentadores de aire para la calefacción de edificios.....	59
CAPITULO 4	
S. Flores Larsen: Edificios bioclimáticos.....	69
CAPITULO 5	
M.A. Condorí: Secadores solares.....	78
CAPITULO 6	
R.D. Echazú & M.A. Quiroga: Invernaderos y energía solar.....	89
CAPITULO 7	
C. Cadena & L. Saravia: Cocinas solares.....	112
CAPITULO 8	
C. Placco, L. Saravia & C. Cadena: Calefones solares para agua caliente.....	125
CAPITULO 9	
J. Franco: Destiladores solares tipo invernadero.....	143

PREFACIO

La producción de energía a partir de fuentes renovables ha adquirido una importancia extraordinaria a nivel mundial debido al fenómeno de cambio climático producido por el empleo de combustibles fósiles (carbón, gas natural y derivados del petróleo). En la Argentina, a través de las leyes 26190 (2006) y 27191 (2015), el incremento en el uso de energías renovables es considerado como una cuestión de máxima prioridad, habiéndose establecido una meta de empleo de 20 % de estas energías en la generación de energía eléctrica, al 31 de diciembre de 2025. Además, se ha generado un Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), se han establecido beneficios impositivos y mecanismos de compra de la energía eléctrica generada, para asegurar la rentabilidad de las inversiones.

En este contexto, la Sección Ingeniería de la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales (ANCEFN) ha convocado a un conjunto de expertos nacionales para escribir un libro sobre el empleo de la energía solar a un nivel de divulgación. Los enfoques han sido dejados totalmente abiertos de modo que la forma y el contenido de cada capítulo son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

El presente libro trata exclusivamente sobre energía solar, tanto en su empleo para generar electricidad (energía fotovoltaica y energía solar térmica), como en su aprovechamiento como fuente de calor en contextos locales o familiares. Se incluyen capítulos sobre aplicaciones específicas a la calefacción de edificios y a edificios bioclimáticos, al funcionamiento de invernaderos y secadores, al empleo en cocinas y calefones solares y al uso en equipos para destilar agua en zonas rurales.

Se expresa un especial reconocimiento a los autores convocados por su predisposición a colaborar con esta publicación y por la calidad de sus contribuciones.

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

*Juan Plá^a, M. Dolores Perez^a, Julio C. Durán**

Departamento Energía Solar – Comisión Nacional de Energía Atómica

^a Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas

duran@tandar.cnea.gov.ar

Resumen

La energía solar es una fuente de energía renovable, esencialmente no contaminante y prácticamente ilimitada a nivel humano. Su aprovechamiento puede realizarse convirtiendo la radiación electromagnética proveniente del Sol en calor (conversión fototérmica) o directamente en electricidad utilizando el efecto fotovoltaico. El elemento básico de la generación fotovoltaica es el módulo fotovoltaico, que junto con otros componentes mecánicos (estructuras soporte) y eléctricos (inversores de corriente continua a alterna, baterías, reguladores, etc.) constituyen el sistema fotovoltaico. En este capítulo, se presentan distintos aspectos concernientes a la energía solar fotovoltaica, así como su inserción en el marco de las diferentes fuentes de energía utilizadas para la generación de electricidad. Se analizan la evolución del mercado fotovoltaico a nivel global y regional, su competitividad económica y perspectivas de penetración, y su desempeño ambiental durante el ciclo de vida. Asimismo, se presenta la distribución en el mercado de las diferentes tecnologías fotovoltaicas. Finalmente, se hace una breve reseña de la situación de la generación fotovoltaica en la Argentina en lo referido a evolución del mercado, tipos de aplicaciones, legislación y regulación.

Palabras clave: Energía Solar; Conversión Fotovoltaica; Tecnologías Fotovoltaicas; Mercado; Ciclo de Vida; Generación Distribuida

Abstract

Solar energy is a renewable energy source, essentially clean and virtually limitless at a human level. The solar electromagnetic radiation can be converted into heat (photothermal conversion) or directly into electricity using the photovoltaic effect. The basic element of photovoltaic energy generation is the photovoltaic module that together with other mechanical (support structures) and electrical (DC to AC inverters, batteries, regulators, etc.) components constitute the photovoltaic system. In this chapter, several aspects concerning photovoltaics are reviewed, and its insertion within the framework of the different energy sources is presented. The global and regional market evolution, the economic competitiveness and perspectives of market penetration and the environmental performance during the lifecycle are analyzed. Moreover, the market distribution of the different photovoltaic technologies are presented. Finally, a brief overview of the Argentinean photovoltaic energy generation concerning market trends, types of applications, legislation and regulatory framework is laid out.

Keywords: Solar Energy; Photovoltaic Conversion; Photovoltaic Technologies; Market; Lifecycle; Distributed Generation

1. Introducción

La energía solar es una fuente de energía abundante, no contaminante y se encuentra disponible, en mayor o menor medida, en cualquier parte del planeta, pudiendo ser colectada y transformada en energía térmica o eléctrica en el lugar de utilización.

La conversión directa de energía solar en electricidad se obtiene mediante la utilización de dispositivos electrónicos, denominados celdas solares o fotovoltaicas (FV), que hacen uso de un proceso físico denominado efecto fotovoltaico, descubierto por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891) en 1839 [1]. El dispositivo fotovoltaico por excelencia es la celda solar de silicio cristalino (material semiconductor), consistente esencialmente en un diodo que transforma la radiación solar en corriente continua.

Las celdas de silicio cristalino se fabrican a partir de obleas de dicho material siguiendo una serie de pasos que incluyen básicamente la generación de la juntura np por difusión de impurezas (típicamente, fósforo), el depósito de los contactos eléctricos frontal y posterior, y la aplicación de un recubrimiento antirreflectante. Por su parte, las obleas, con un espesor de aproximadamente 200 μm , se obtienen mediante el corte en la dirección transversal de lingotes monocristalinos (sc-Si) o bloques policristalinos o multicristalinos (mc-Si) de silicio de alta pureza dopado con boro.

Las características eléctricas típicas de celdas solares de silicio policristalino, cuadradas de 15 cm de lado, de producción industrial son: 600 mV de tensión de circuito abierto, 8,4 A de corriente de cortocircuito, y 4 W de potencia eléctrica en corriente continua, con una eficiencia de conversión de energía solar en electricidad entre el 16 y el 17%. Estas celdas solares se conectan, a su vez, en serie para dar lugar al componente básico de un sistema fotovoltaico, el módulo fotovoltaico o panel solar, con una potencia pico¹ que puede variar entre unos pocos W_p y 300 W_p . Los paneles solares de mayor potencia están formados por una cadena de 72 celdas solares en serie, trabajando en consecuencia a tensiones de aproximadamente 40 V.

El sistema fotovoltaico se completa con el denominado “Balance del Sistema” (BOS, por sus siglas en inglés *Balance of System*), que incluye, según la aplicación, algunos de los siguientes componentes: inversores de corriente continua a corriente alterna, acumuladores (baterías), transformadores, cables, equipo de monitoreo y componentes estructurales para la instalación de los módulos. Estos pueden montarse sobre el piso (caso típico de las centrales de potencia) o en edificios (en terrazas, tejados, fachadas). Asimismo, las instalaciones pueden ser fijas o contar con un sistema de seguimiento del Sol.

Existen, además, diversas tecnologías fotovoltaicas alternativas con diferente grado de madurez, entre las que cabe mencionar:

- películas delgadas (*Thin Film*, TF), principalmente telururo de cadmio (CdTe), seleniuro de cobre-indio-galio (CIGS) y silicio amorfo (a-Si);
- dispositivos multijuntura basados en semiconductores III-V como el arseniuro de galio (GaAs), de uso habitual en aplicaciones espaciales, pero que han comenzado a utilizarse en los últimos años en usos terrestres en combinación con sistemas ópticos de concentración de la radiación solar (CPV, *Concentrating Photovoltaics*);

¹ Potencia eléctrica generada por el panel solar en condiciones normalizadas de radiación solar (espectro AM1.5 y 1 kW/m²) y a una temperatura de operación de 25 C.

- tecnologías emergentes, tales como celdas solares de perovskitas, sensibilizadas por colorante y de materiales orgánicos.

Desde 1958 y hasta la primera crisis del petróleo en 1973, los sistemas FV tuvieron principalmente aplicación en los campos espacial, de las telecomunicaciones y militar. Las crisis del petróleo durante la década del 70 impulsaron el desarrollo de la tecnología fotovoltaica para usos terrestres. Desde mediados de la década del 90 las actividades en el campo FV recibieron un renovado impulso, esta vez gracias a la creciente presión ecologista de la sociedad. Más recientemente, la fuerte reducción de costos de los paneles solares y de los sistemas fotovoltaicos en su conjunto, ha dado lugar a que en varios países se haya alcanzado un costo de generación con energía solar FV comparable al costo de generación con fuentes convencionales.

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse básicamente en dos categorías: (i) sistemas aislados, típicamente ubicados en áreas rurales sin acceso al servicio eléctrico de red, y (ii) sistemas conectados a la red eléctrica pública, ya sea instalados sobre el suelo (centrales de potencia) o en techos o fachadas de edificios (generación distribuida). A pesar de que los sistemas aislados son competitivos desde hace años en la mayoría de los casos, su tasa de crecimiento anual durante los últimos tiempos en el mundo ha sido sustancialmente menor que la correspondiente a los sistemas FV conectados a la red. Entre estos últimos, se destacan los sistemas integrados a edificios (*Building-Integrated Photovoltaics*, BIPV), que tienen el atractivo de la posibilidad de disminución de costos mediante el reemplazo de partes funcionales del edificio por módulos FV, minimizando además las pérdidas asociadas a la distribución al acercar la generación al punto de consumo.

2. La Energía Solar Fotovoltaica en el Contexto de las Energías Renovables

La demanda global de energía renovable continúa creciendo, habiendo llegado en 2013 a satisfacer aproximadamente el 19% del consumo total de energía, correspondiendo 9% a la biomasa tradicional, 4,1% a tecnologías modernas para la obtención de calor (biomasa, geotermia, solar térmica), 3,9% a energía hidroeléctrica, 1,3% a energía eléctrica provista por fuentes renovables (eólica, solar fotovoltaica, biomasa y geotermia), y finalmente, 0,8% correspondiente a la utilización de biocombustibles en el transporte [2].

Por otra parte, cabe destacar que, por primera vez en cuatro décadas, las emisiones globales de carbono asociadas con el consumo de energía permanecieron estables en 2014 al mismo tiempo que la economía global creció: mientras que las anteriores disminuciones en las emisiones estuvieron relacionadas con la desaceleración económica global, la estabilización en 2014 se relacionó con el aumento de la penetración de las energías renovables y las mejoras en la eficiencia energética [2].

A fin de 2014, la potencia eléctrica total de origen renovable instalada en el mundo alcanzó los 1712 GW, un 8,5% más que en 2013, correspondiendo 1055 GW a la hidroelectricidad, con un crecimiento del 3,6% con respecto a 2013, y 660 GW al resto de las fuentes renovables, con un crecimiento del 18% respecto del mismo año. En este marco, la energía eólica y la solar fotovoltaica aportaron más del 90% de la nueva capacidad de origen renovable no hidráulica instalada en 2014. En términos generales, las energías renovables aportaron alrededor del 59% de la nueva capacidad de generación instalada en 2014, entregando un total del 22,8% de la electricidad a nivel global, de los cuales 16,6% corresponde a hidroelectricidad [2].

Puede verse entonces que, aunque con un aporte todavía pequeño en lo referido a la demanda global de energía, las energías renovables modernas crecen a un ritmo sostenido y se encuentran aún ante un enorme potencial.

A fines comparativos, la Tabla 1 muestra algunos indicadores de interés que dan cuenta del crecimiento de las energías renovables.

Al menos 144 países tenían objetivos a cumplir en el desarrollo de energías renovables en 2013, aunque las políticas estatales en ese sentido han sufrido continuas revisiones debido a la inestabilidad económica global. Cabe destacar, no obstante, que en algunos casos dicha revisión ha sido para promover objetivos más ambiciosos que los precedentes [3,4].

La Tabla 2 muestra los 5 primeros países en una serie de ítems asociados a las energías renovables, que permite observar parcialmente las elecciones estratégicas realizadas en el sector por los distintos países.

Si bien la penetración de la tecnología solar fotovoltaica es aún incipiente como fuente de generación, ha sido la de mayor crecimiento en los últimos años, con tasas notables. La tasa promedio de crecimiento de la capacidad instalada ha sido del 50% en el quinquenio 2009-2014, sensiblemente mayor que la correspondiente al resto de las tecnologías de energías renovables (ver Figura 1). En 2014 la tasa de crecimiento de la energía solar fotovoltaica siguió siendo la más elevada, sólo comparable con la correspondiente a la generación de electricidad a partir de energía térmica obtenida mediante concentradores de radiación solar (CSP, *Concentrating Solar Thermal Power*), aunque cabe remarcar que esta última parte de una potencia total instalada muy baja respecto de la primera (ver Tabla 1).

El crecimiento explosivo de solar FV se debe en parte a una continua reducción de los precios dada por la economía de escala y por los avances en la tecnología de fabricación, así como por la sobreproducción de componentes producto de la crisis económica internacional que comenzó en el año 2008. Este último aspecto influyó en el cambio de estrategia del sector industrial produciendo una tendencia a la reducción de costos, la diversificación de productos y la integración vertical [3].

Tabla I. Algunos indicadores de interés en energías renovables para los años 2010-2014.
Fuente: REN21 [2,3]

		2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad instalada de renovables (total, sin hidroelectricidad)	GW	315	395	480	560	657
Capacidad instalada de renovables (total, con hidroelectricidad)	GW	1250	1355	1470	1578	1712
Capacidad total hidroeléctrica instalada	GW	935	960	990	1018	1055
Generación con biocombustibles	TWh	313	335	350	396	433
Capacidad total de solar FV instalada	GW	40	71	100	138	177
Capacidad total de CSP	GW	1,1	1,6	2,5	3,4	4,4
Capacidad total de eólica instalada	GW	198	238	283	319	370
Capacidad total de calentamiento solar de agua instalada	GWt	195	223	255	373	406
Producción anual de etanol	x10 ⁹ litros	85	84,2	83,1	87,8	94
Producción anual de biodiesel	x10 ⁹ litros	18,5	22,4	22,5	26,3	29,7

Energía Solar

La Figura 2 muestra la participación a nivel global de las distintas tecnologías de generación eléctrica en el año 2014. Aunque la participación de FV en la matriz eléctrica a nivel global es todavía pequeña, en algunos países es significativa, como por ejemplo Italia, donde FV contribuye con 7,9% de la demanda, Grecia, 7,6%, y Alemania, 7% [2]. A medida que los costos de generación por los medios convencionales se elevan y los correspondientes a la tecnología solar FV disminuyen, un número creciente de regiones alcanzan la llamada ‘paridad de red’ (*grid parity*, es decir la equiparación de los costos de generación con FV y con fuentes convencionales), esperándose por lo tanto un aumento sostenido de solar FV en las distintas matrices de generación.

Tabla II. Ranking de países (5 primeros) en diversos renglones asociados con las energías renovables. Fuente: Ren21 [2].

Capacidad/producción agregada en 2014							
	Hidro-eléctrica	Solar FV	Eólica	Solar (agua caliente) (2013)		Biodiesel (producción)	Etanol (producción)
1	China	China	China	China		EEUU	EEUU
2	Brasil	Japón	Alemania	Turquía		Brasil	Brasil
3	Canadá	EEUU	EEUU	Brasil		Alemania	China
4	Turquía	Reino Unido	Brasil	India		Indonesia	Canadá
5	India	Alemania	India	Alemania		Argentina	Tailandia
Capacidad total acumulada al año 2014							
	Renov. (c/hidro)	Renov. (s/hidro)	Renov. (s/hidro) per cápita		Geotérmica	Hidro	CSP
1	China	China	Dinamarca		EEUU	China	España
2	EEUU	EEUU	Alemania		Filipinas	Brasil	EEUU
3	Brasil	Alemania	Suecia		Indonesia	EEUU	India
4	Alemania	España/ Italia	España		México	Canadá	Emiratos Árabes
5	Canadá	Japón/India	Portugal		Nueva Zelanda	Rusia	Argelia
Capacidad total acumulada, per cápita, al año 2014							
	PV	PV per cápita	Eólica	Solar (agua caliente) per cápita (2013)		Geotérmica (calor)	
1	Alemania	Alemania	China	Chipre		China	
2	China	Italia	EEUU	Austria		Turquía	
3	Japón	Bélgica	Alemania	Israel		Japón	
4	Italia	Grecia	España	Barbados		Islandia	
5	EEUU	República Checa	India	Grecia		India	

Nota: Renov. indica energía de origen renovable, hidro, hidroelectricidad, y c/ y s/, con y sin, respectivamente.

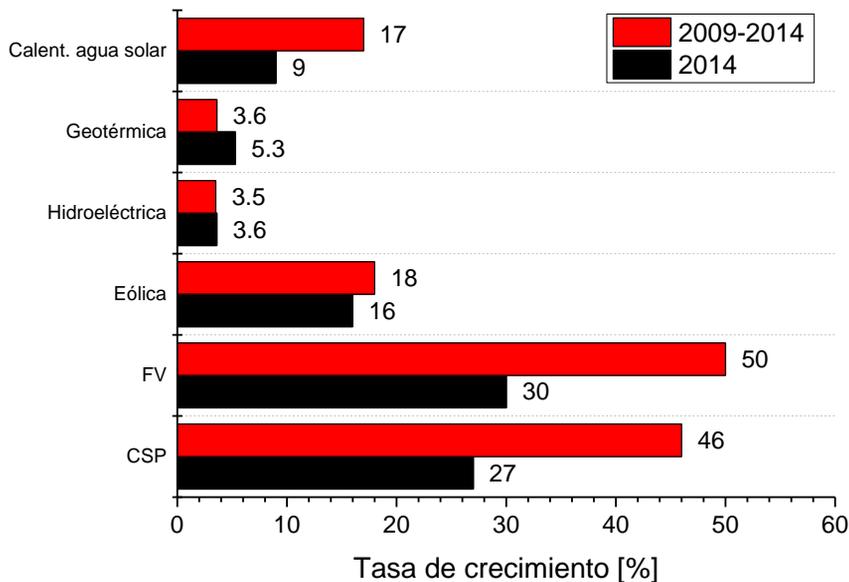


Figura 1. Tasa de crecimiento para distintas tecnologías de energías renovables para el año 2014 y para el promedio entre fines de 2009 y 2014 (5 años). Fuente: Ren21 [2].

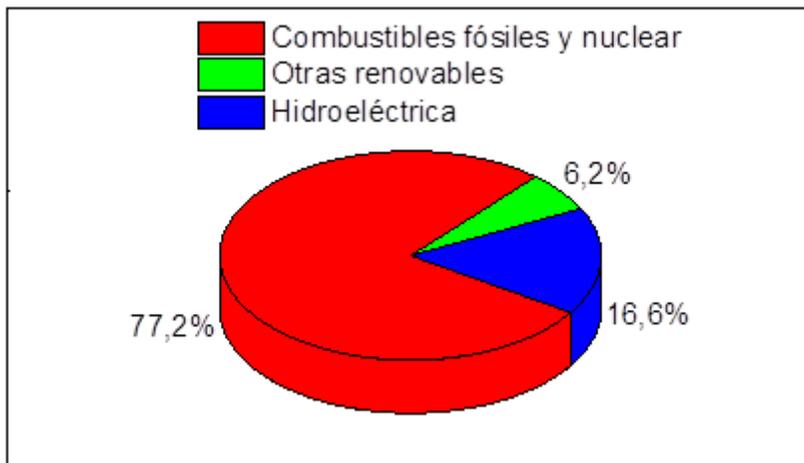


Figura 2. Participación de las distintas tecnologías disponibles en la generación eléctrica a nivel global (2014). Fuente: Ren21 [2].

La Figura 3 da cuenta de la capacidad instalada en renovables (excluyendo hidroeléctrica) al año 2014 según tecnologías, a nivel global, para los bloques político-económicos EU-28 (Unión Europea) y BRICS (Brasil, Rusia, India, China, y Sudáfrica), así como para los primeros 7 países. Puede verse que tanto a nivel global como para la EU-28, la participación de solar FV entre las tecnologías de energías renovables es relevante, así como muy importante en

determinados países como los ya mencionados Italia y Alemania, a los que se suman con una participación en ascenso China, Japón y, un poco más atrás, EEUU. Este hecho se verá con claridad en la próxima sección, donde se mostrará el desplazamiento que se está produciendo en el mercado FV desde Europa hacia Asia y EEUU.

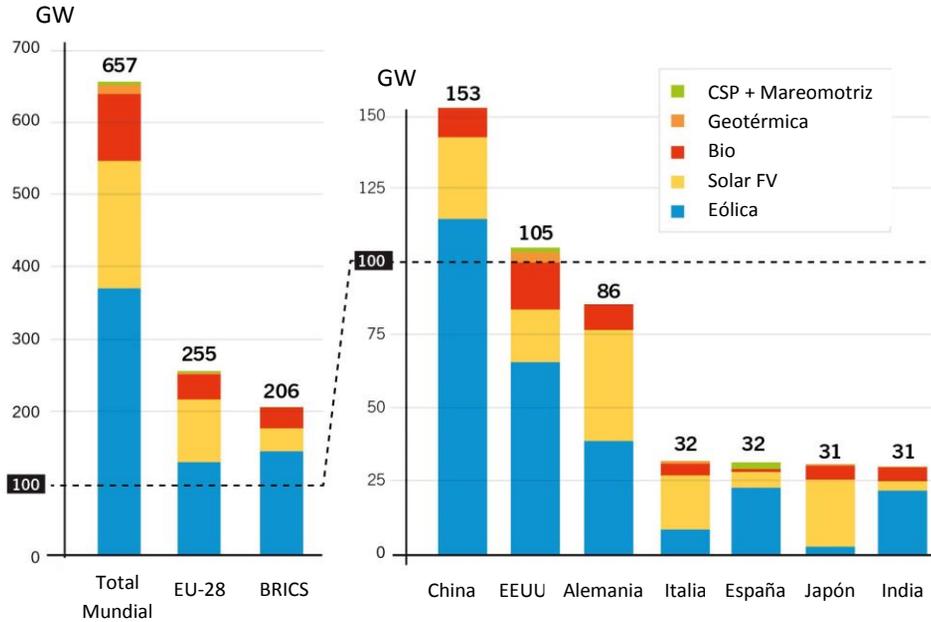


Figura 3. Capacidad instalada de generación por energías renovables (no hidroeléctrica) según tecnología para la EU-28, BRICS, y los 7 primeros países (2014). Fuente: Ren21 [2].

Se observa que China lidera la capacidad de generación instalada de energías renovables no hidroeléctrica, mientras que como bloque regional la EU-28 tiene la mayor capacidad instalada con alrededor del 38,8% del total en este segmento seguida por los BRICS con el 31,3%. Cabe destacar asimismo que en 2014, a nivel global, se estima que las renovables representaron el 59% de la nueva capacidad instalada [2].

3. Mercado Fotovoltaico

El mercado solar fotovoltaico sigue mostrando una gran fortaleza a pesar de un contexto económico no demasiado propicio, habiendo alcanzado un total estimado de capacidad instalada de 177 GW en 2014 [2]. En la Figura 4 se presenta la evolución de la capacidad instalada a nivel global desde 1995 hasta 2014.

En cuanto a la distribución del mercado según países para la capacidad total instalada (Figura 5), Alemania mantuvo su predominio hasta el año 2014, con 38,2 GW de capacidad instalada, mientras que, como indicaba la tendencia de los años recientes, el mercado asiático liderado por China y Japón aparece fortalecido con 28,2 GW y 23,3 GW, respectivamente, relegando a Italia (con 18,5 GW) y al resto de los países europeos [5]. Les sigue EE.UU. con un total de 18,3GW instalados, con un dinamismo menor que los países asiáticos.

Esta tendencia ya se observaba en la evolución del mercado FV de los últimos años. Como puede verse en la Figura 6, el pasado reciente ya da señales del corrimiento del predominio de los países europeos hacia Asia (principalmente China y Japón) y EE.UU., que aparecen como los mercados emergentes y quienes probablemente dominarán el mercado global en los próximos años [6], afirmación basada en estimaciones de la consultora de mercado Mercom Capital Group.

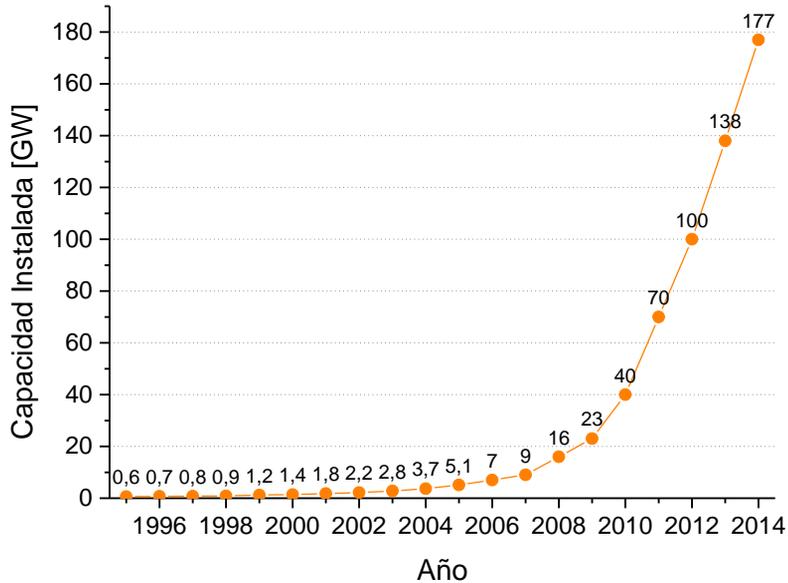


Figura 4. Evolución de la capacidad instalada acumulada de energía solar FV a nivel global (1995-2014).
Fuente: Ren21 [2,3].

La Figura 7 muestra la capacidad instalada anual para los principales países, según la información suministrada en [7]; los años 2013 y 2014 corresponden a estimaciones. La figura permite observar con claridad las tendencias de la evolución del mercado para los últimos años en los países considerados.

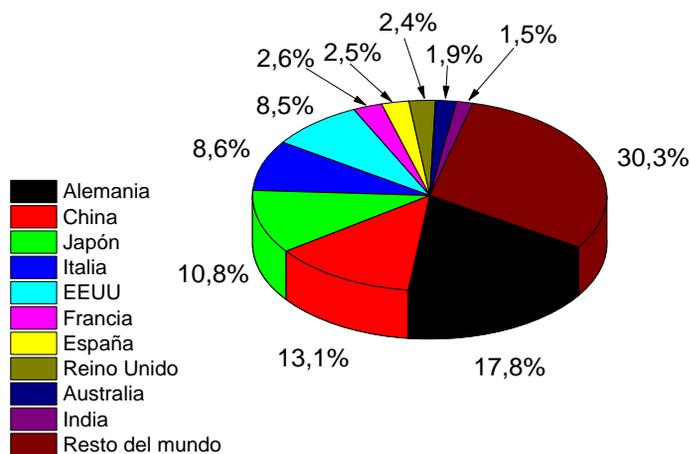


Figura 5. Distribución de la capacidad instalada de solar FV según países al año 2014

Energía Solar

(elaboración propia sobre la base de datos extraídos de [5]).

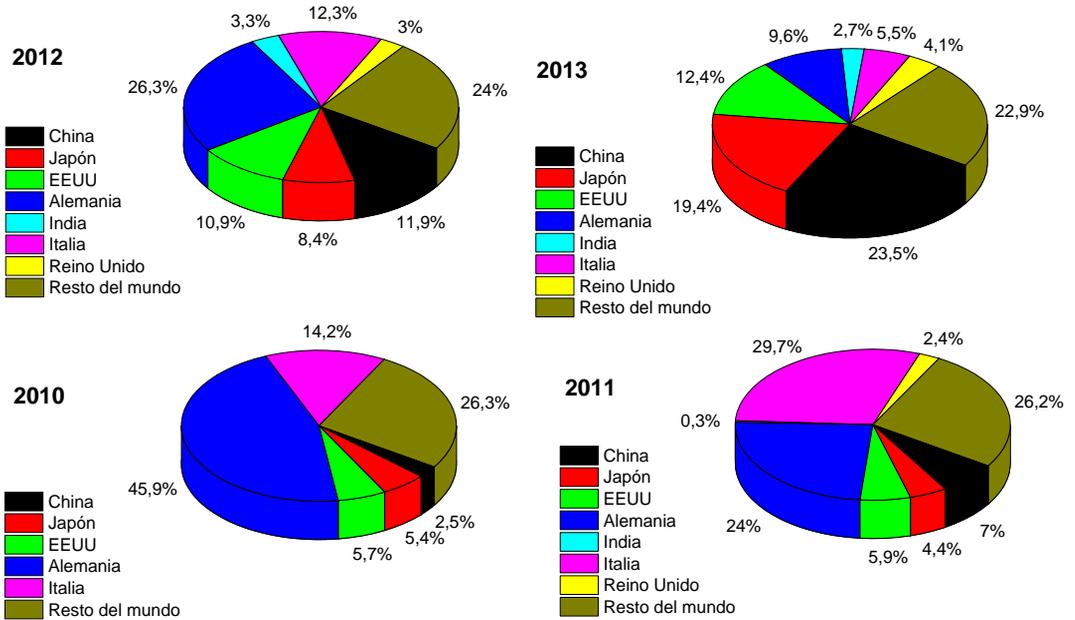


Figura 6. Participación en la capacidad instalada anual de solar PV según los principales países para el período 2010-2013 (elaboración propia según datos extraídos de [3] y [7]).

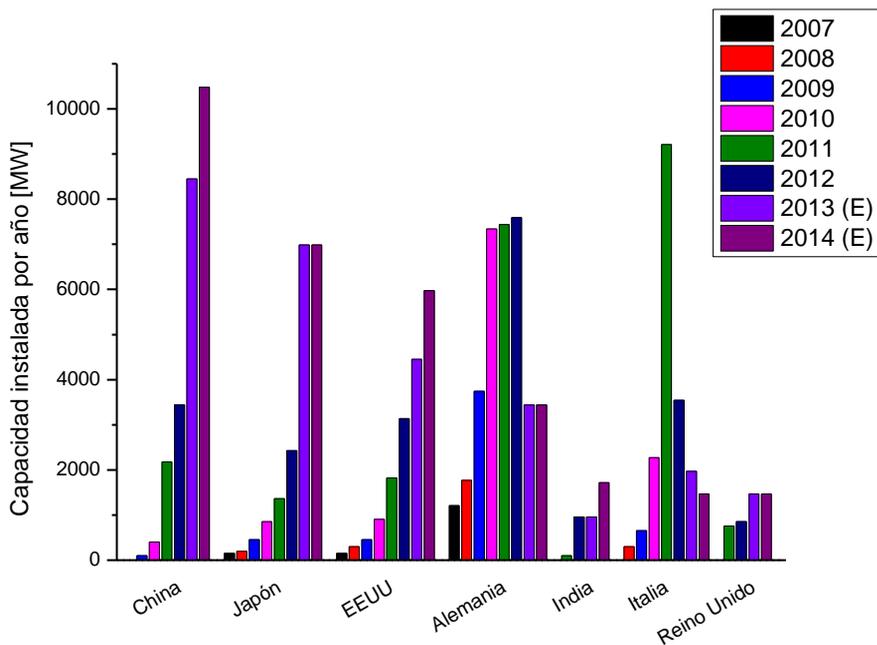


Figura 7. Evolución de la capacidad instalada de solar FV por año para los principales países (2007-2014); los valores correspondientes a 2013 y 2014 son estimaciones. Fuente: Mercom [7].

El panorama se completa en la figura 8, que en términos generales confirma las tendencias comentadas con anterioridad. Las excepciones son el Reino Unido, cuyos valores de capacidad instalada para 2014 habían sido subestimados, y Sudáfrica, que aparece como un nuevo mercado donde empezaron a instalarse cantidades mensurables.

En Latinoamérica, el mercado fotovoltaico está creciendo aceleradamente. En 2015 aparece Chile como emergente, sobre la base de proyectos a gran escala ligados a la industria minera, habiendo instalado en 2014 395 MW [2] y previéndose para 2015 alrededor de 800 MW adicionales [8]. Otros cinco países latinoamericanos instalaron durante 2014 más de 50 MW de potencia fotovoltaica [9]: México (97 MW), Honduras (72 MW), Ecuador (64 MW), Uruguay (59 MW) y Brasil (51 MW).

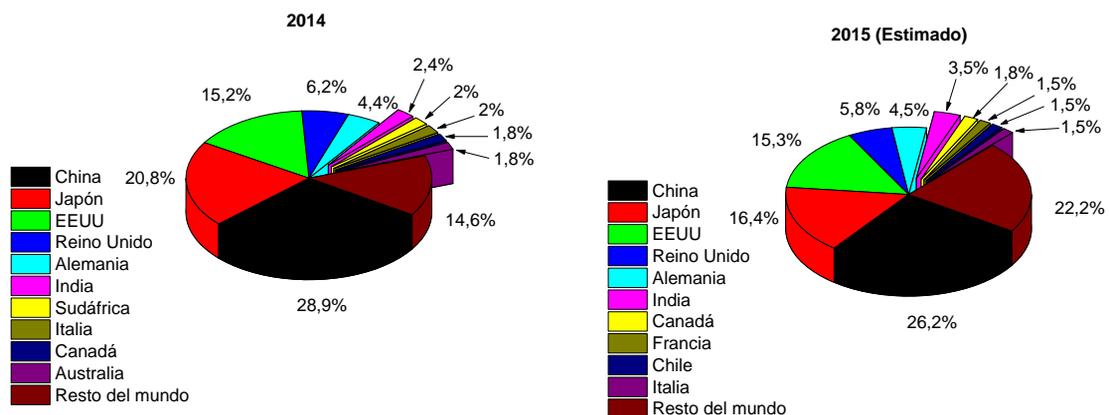


Figura 8. Capacidad anual instalada de solar FV por país en los años 2014 y 2015. Los valores para 2015 corresponden a estimaciones basadas en datos de referencia [8].

3.1. Mercado según Tecnologías

La industria fotovoltaica ha estado dominada desde sus comienzos por la tecnología de silicio cristalino (mono y policristalino), cubriendo en el año 2014 el 92% del mercado FV global. En particular, la tecnología de silicio policristalino representó en ese mismo año alrededor del 56% del mercado.

En 2014, cerca del 9% del mercado FV mundial correspondió a tecnologías de película delgada, con preponderancia de las celdas solares basadas en CdTe (Teluro de Cadmio) y, en menor medida, CIGS (calcopiritas $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$). Otras tecnologías no comerciales o emergentes, se encuentran aún en etapa de investigación, pronosticándose su futura incorporación al mercado FV en algunas aplicaciones específicas. Entre ellas, cabe mencionar las celdas solares sensibilizadas por colorante o celdas de Gratzel (DSSC), de materiales orgánicos (OPV), puntos cuánticos, nanosilicio y perovskitas.

La figura 9 muestra la participación de las diferentes tecnologías fotovoltaicas en la producción anual, entre los años 1980 y 2014, observándose un claro predominio de las tecnologías de silicio cristalino.

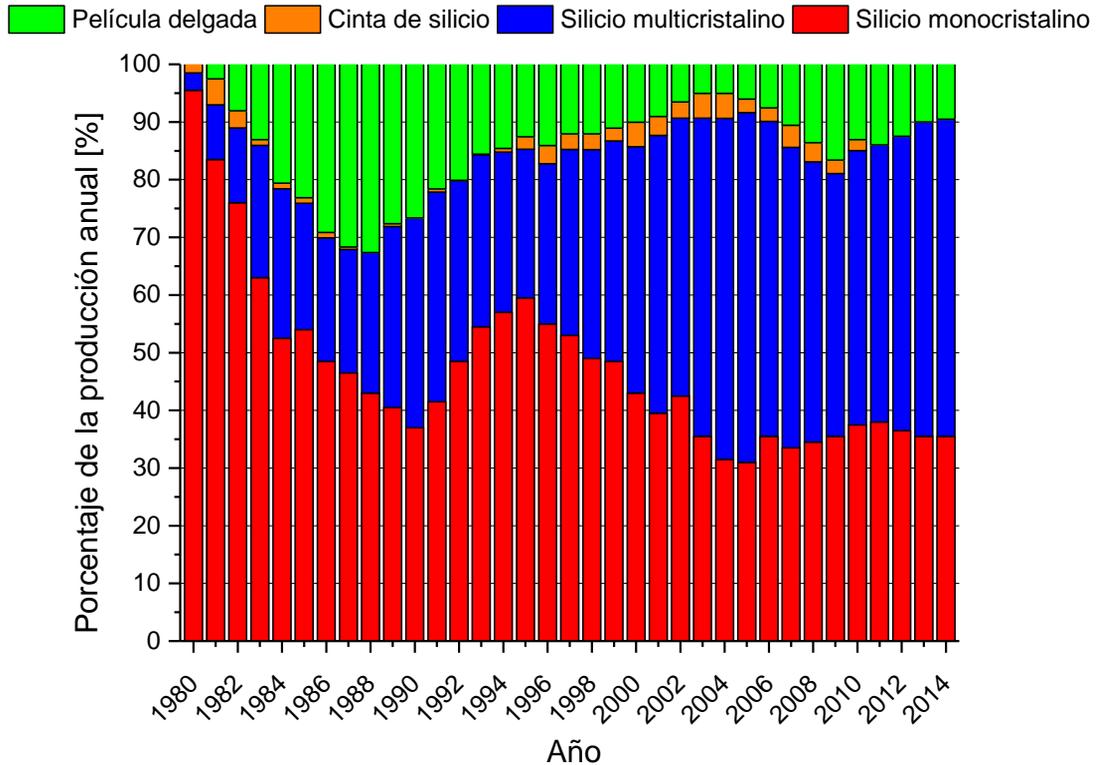


Figura 9: Participación de las distintas tecnologías como porcentaje de la producción anual global.
Fuente: ISE Fraunhofer [10].

Los costos de los módulos fotovoltaicos varían con la tecnología. Las celdas solares multijuntura basadas en semiconductores III-V son, por lejos, las de mayor costo y eficiencia. Se utilizan habitualmente en aplicaciones espaciales que requieren muy alta eficiencia (aproximadamente 30%) o en aplicaciones terrestres en sistemas con concentración de la radiación solar, como se verá en la siguiente sección.

Para aplicaciones terrestres convencionales, sin concentración, los módulos basados en celdas solares de silicio monocristalino son los de mayor costo y también mayor eficiencia, existiendo en el mercado módulos que superan el 18%. Por su parte, los módulos CIGS se están acercando a la eficiencia de los módulos estándar de Si policristalino.

A partir del año 2009, las tecnologías de película delgada han reducido su participación en el mercado, como se observa en la figura 9, debido a que los precios de los módulos FV de silicio cristalino se han reducido drásticamente, alcanzando valores que se esperaban recién para la próxima década. Los desafíos de la industria de película delgada, que cuenta con la ventaja de la simplicidad del ensamblado del panel comparado con el procesamiento de celdas de silicio, se centran entonces en el aumento de la eficiencia de conversión, la fabricación a gran escala y la mejora en la estabilidad de los productos.

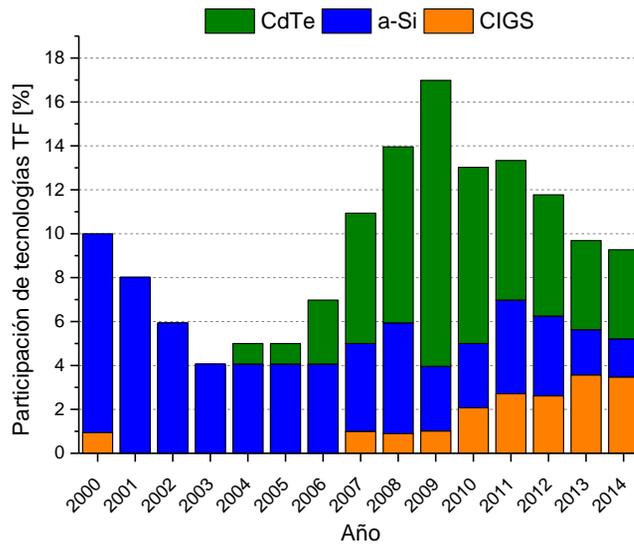


Figura 10: Participación en el mercado de las tecnologías de película delgada. Fuente: Fraunhofer ISE [10].

En cuanto a la producción de módulos de película delgada (figura 10) se observa que la tecnología de CdTe continúa siendo predominante, con la tecnología CIGS aumentando su penetración a expensas de la tecnología de a-Si, que ha sido desplazada casi por completo del mercado, debido principalmente a su relativamente baja eficiencia y problemas de estabilidad. La producción de a-Si ha caído abruptamente con posterioridad al año 2011 (figura 11). A pesar de que la tecnología CIGS ha mostrado un aumento sostenido de su producción, su baja penetración en el mercado no ha podido modificar la tendencia a la baja del conjunto de las tecnologías de película delgada.

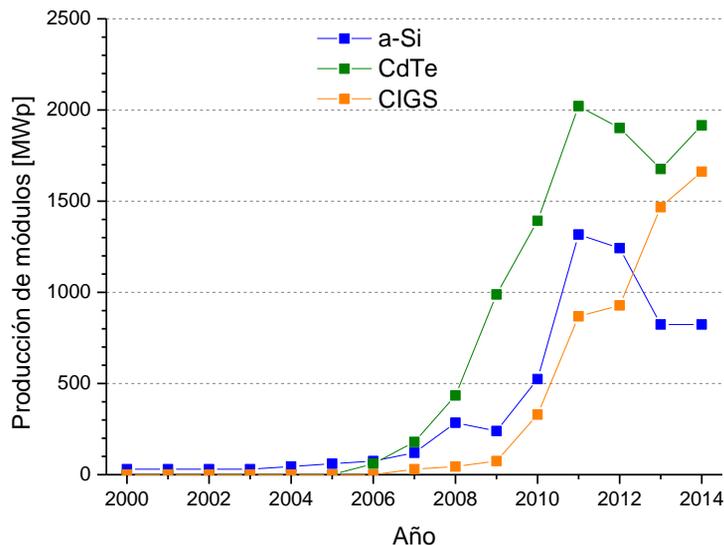


Figura 11: Producción global anual de módulos fotovoltaicos (en MW_p) de película delgada. Fuente: Fraunhofer ISE [10].

La tecnología fotovoltaica que utiliza radiación solar concentrada (CPV, *Concentrating Photovoltaics*) ya cuenta con productos comerciales y será considerada específicamente en la próxima sección.

Por su parte, se estima que la inserción de las tecnologías emergentes en el mercado FV se producirá en el mediano y largo plazo, aunque varias compañías han prometido el lanzamiento de módulos comerciales al mercado durante el año 2016. Estas tecnologías cuentan con un interesante potencial de reducción de costos de fabricación, utilizando al mismo tiempo materias primas esencialmente no contaminantes, abundantes y no tóxicas, y procesos de fabricación sencillos. Si bien las eficiencias alcanzadas son muy bajas, debido esencialmente a que se trata de tecnologías modernas aún no maduras, las mismas han aumentado considerablemente a través de los años con pendientes muy elevadas (mayor a la de la tecnología CPV), estando todavía lejos de alcanzar sus valores máximos. Para que estas tecnologías puedan competir en el mercado FV, resulta necesario que las tareas de investigación y desarrollo en el tema conduzcan a mejorar aspectos tales como eficiencia, estabilidad, escalabilidad y confiabilidad.

3.2. Mercado de tecnología fotovoltaica con concentración

Los sistemas fotovoltaicos con concentración de la radiación solar son los de mayor eficiencia de conversión de energía solar en electricidad desarrollados hasta el momento, pero requieren para ello radiación solar directa ya que no pueden hacer uso de la componente difusa. La alta eficiencia de estos sistemas le otorga un gran potencial de reducción de costos por unidad de energía generada en regiones con alta radiación solar directa, lo que le permitiría poder llegar a competir con la generación FV tradicional sin concentración en determinados nichos de mercado.

Los sistemas que utilizan alta concentración (HCPV, *High Concentration Photovoltaics*) proveen eficiencias de conversión particularmente altas: el récord a nivel laboratorio es superior a 46% para celdas de 4 junturas basadas en semiconductores III-V. Por su parte, la eficiencia de módulos comerciales, basados en celdas solares de triple juntura de estructura InGaP/Ga(In)As/Ge, es de aproximadamente 35% [8], aunque recientemente se alcanzó una eficiencia record de 38,9% en condiciones estándar para concentración por parte de Soitec [11]. Esto abre un interesante margen para el progreso de esta tecnología en el corto y mediano plazo.

Por tratarse de una tecnología aún incipiente, resulta dificultoso obtener financiación para proyectos de CPV, dado que entre los parámetros para decidir financiar un proyecto por parte de una institución financiera están la experiencia previa, la prueba de confiabilidad en la operación y la garantía a largo plazo. La industria dedicada a CPV ha sobrellevado años de investigación y desarrollo, así como pruebas en campo de sistemas para la validación de la tecnología, encontrándose concentrada en instalaciones para la generación del orden de los centenares de MW para así mejorar su competitividad y ganar mercado [8]. A pesar de las dificultades que se presentan para la inserción de esta tecnología en el mercado FV, varias empresas que fabrican celdas multijuntura basadas en semiconductores III-V que pueden ser utilizadas en CPV, están activas y continúan introduciendo mejoras a sus productos [11].

Hasta fines de 2014 la capacidad total instalada era de aproximadamente 330 MW según ref. [2], mientras que IHS estima dicha capacidad en 240 MW [8]. Varias plantas de 20 MW o más estaban en construcción, aunque algunos planes de instalaciones de aún mayor potencia

fueron suspendidos [2]. Según la consultora IHS, esto produjo una demora de unos dos años en el crecimiento esperado de la participación de CPV en el mercado [8]. Sin embargo, en varios países caracterizados por altos precios de la electricidad y alta disponibilidad de radiación solar directa, CPV puede competir favorablemente. Cabe destacar que más del 90% de la capacidad instalada corresponde a aplicaciones con alta concentración (HCPV, 300-1000 soles) con seguimiento en dos ejes y celdas basadas en semiconductores III-V, mientras que el resto corresponde a aplicaciones con baja concentración (LCPV, <100 soles) con seguimiento en un eje y celdas de Si cristalino [11].

En 2015, IHS predijo que China y el Sudeste Asiático se convertirían en los principales mercados para CPV, seguidos por EEUU más América Central y el sur de Europa. En la figura 12 se puede observar la distribución de potencia instalada estimada para 2015.

En un reciente informe elaborado por Fraunhofer ISE y el NREL [11], se da cuenta de la evolución de la capacidad anual instalada. La primera central que excedió el MW fue instalada en 2006, y desde entonces se ha instalado anualmente un número creciente de centrales de estas características (ver Figura 13).

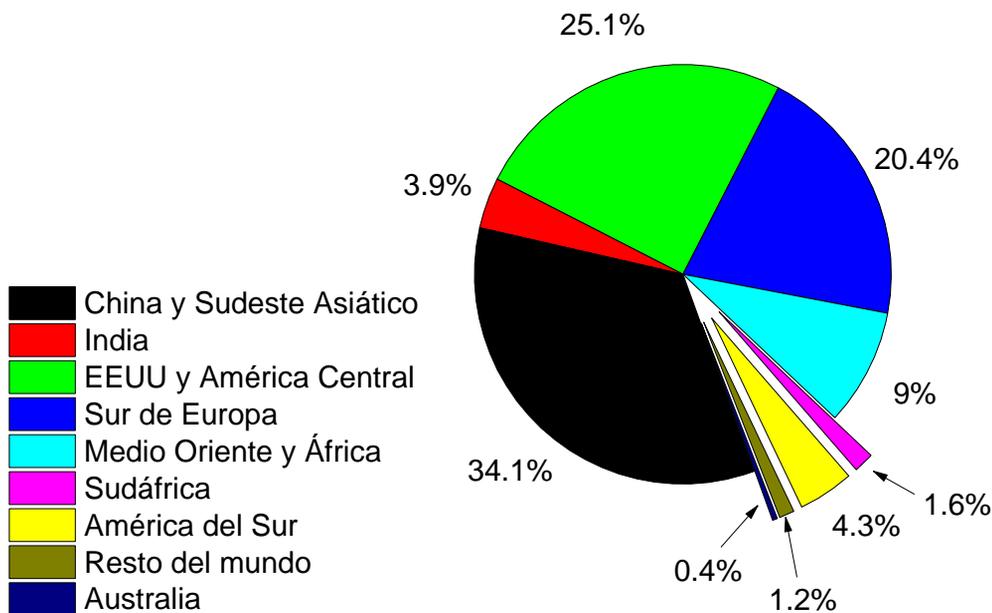


Figura 12. Distribución regional del mercado de CPV estimada para el año 2015. El porcentaje de Medio Oriente y África no incluye Sudáfrica, que se muestra aparte. Elaboración propia según datos extraídos de [8].

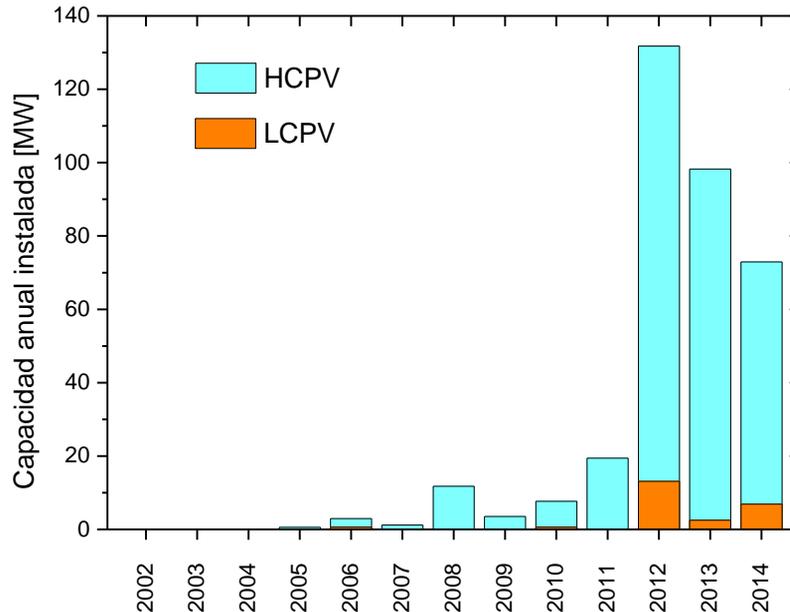


Figura 13. Potencia anual instalada de sistemas CPV, para bajas (LCPV) y altas (HCPV) concentraciones.
Fuente: ISE Fraunhofer [11].

4. Competitividad de la energía solar fotovoltaica

4.1. Análisis de la paridad de red' (Grid Parity)

Como fue visto en la sección anterior, la instalación de potencia eléctrica de origen fotovoltaico ha tenido un crecimiento muy fuerte en los últimos años y, como consecuencia de este crecimiento, los costos de generación asociados han caído sistemáticamente. Asimismo, el costo de la energía a nivel global para los usuarios finales ha tenido una tendencia contraria. La intersección de estas dos tendencias opuestas es lo que se conoce como 'paridad de red', es decir que ante esta situación el costo de la energía producida por una instalación fotovoltaica resultaría similar al de la energía producida mediante fuentes de generación convencionales.

La manera de realizar el análisis de la dinámica de la paridad de red se basa en el cálculo del costo de la electricidad nivelado (LCOE, *Levelized Cost Of Electricity*) acoplado con la llamada curva de aprendizaje (*learning curve*) [12], concepto ligado a la reducción de costos debido a la madurez tecnológica a medida que aumenta la capacidad acumulada.

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica reconoce diversos hitos que condujeron a mercados sustentables. Poco después de la invención de la celda solar de Si en 1954, la tecnología FV se convirtió en la de menor costo y mayor confiabilidad para la provisión de energía eléctrica en aplicaciones espaciales. Con la crisis del petróleo en los años 70', aparece el concepto del módulo FV para aplicaciones terrestres, y con él el desarrollo del mercado *off-grid* (sistemas autónomos no conectados a la red eléctrica) para la electrificación de zonas rurales, donde la tecnología FV resultó también la de menor costo en numerosos casos. La tercera fase de difusión de la tecnología fotovoltaica corresponde a los programas estatales de promoción, a través de

subsidios aplicados a la instalación de sistemas o bien a la tarifa a la que se vende la energía generada. Al año 2016, diversos países han entrado ya en la cuarta fase de diseminación de la tecnología FV y otros lo harán en el futuro cercano. En esta nueva fase, esta tecnología compite económicamente con las convencionales. La figura 14 muestra el desarrollo histórico de las fases mencionadas, medido en términos de producción anual en función del tiempo.

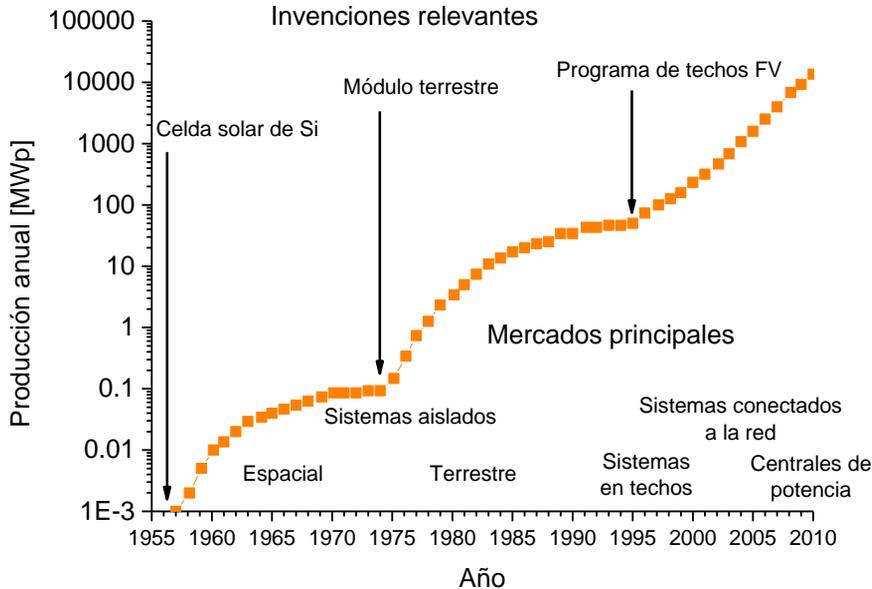


Figura 14. Fases históricas en el desarrollo y diseminación de la tecnología solar FV. Figura extraída de [12].

El cálculo del costo nivelado de la energía eléctrica se detalla en [12], y está relacionado con la energía neta generada, la inversión de capital, el costo de operación y mantenimiento, el costo del capital, el costo del seguro, la vida útil de la instalación, la tasa interna de retorno del capital, y el costo de los débitos. Claramente el LCOE dependerá de factores locales, como la disponibilidad del recurso solar y el comportamiento del mercado financiero.

4.2. Curva de aprendizaje

Por otra parte, la curva de aprendizaje es una ley empírica que se aplica a distintos procesos industriales, y particularmente a las tecnologías de generación de energía, según la cual el costo específico disminuye a una tasa aproximadamente constante (que es la llamada tasa de aprendizaje *LR*, *Learning Rate*) cada vez que se duplica la producción acumulada. Esta curva permite estimar entonces el costo de capital en función del tiempo con carácter predictivo, observando la tendencia histórica que se da en una determinada tecnología. De esta forma, la curva de aprendizaje gobierna el LCOE.

Matemáticamente la curva de aprendizaje se expresa como

$$c_x = c_0 \left(\frac{P_x}{P_0} \right)^{\frac{\log(PR)}{\log 2}}$$

donde c_x y c_0 son los costos de capital correspondientes a una producción acumulada P_x e inicial P_0 , respectivamente, y $PR \equiv 1 - LR$ es la denominada tasa de progreso (*Progress Ratio*)

Cabe destacar que el modelo basado en la curva de aprendizaje tiene algunas limitaciones. Una de ellas es que, dado que las empresas fabricantes no divulgan sus costos de producción, la curva no está basada en los costos de fabricación sino en precios de mercado como representación de los anteriores. Esto implica que la curva de aprendizaje estará sometida a factores intrínsecos del mercado como la dinámica de la oferta y la demanda y el nivel de competencia que exista, generando volatilidad que ha sido históricamente visible en el mercado FV. Por otra parte, dado que los módulos FV pueden considerarse un *commodity*, lo más difundido en la literatura es encontrar la curva de aprendizaje de la tecnología solar FV como el precio promedio de venta de módulos por W_p en función de su producción acumulada medida en MW_p . Como la generación de energía la realiza un sistema FV y no sólo el módulo FV, lo correcto sería utilizar la curva de aprendizaje correspondiente al primero, dado que el BOS (*Balance Of System*) no necesariamente sigue la misma curva que los módulos.

Por otra parte, a nivel sistema aparecen factores locales como el costo asociado a la ingeniería y la mano de obra y a las estructuras de soporte, así como las políticas locales que pueden estimular o no el mercado FV. Por último, hay una hipótesis fuerte en el sentido que se proyectan tendencias históricas que se supone que se mantendrán en el futuro; es decir, se supone que las fuerzas que gobiernan el aprendizaje se mantienen, lo cual no permite ver detalles como el cambio que produciría una innovación tecnológica, los distintos niveles de maduración según los lapsos históricos, y las ya mencionadas fluctuaciones asociadas a los mercados.

El uso de la curva de aprendizaje puede llevar a predicciones muy diferentes según el período histórico que se considere para definir la tasa de aprendizaje. En el artículo de Candelise et al. [13] se muestra un ejemplo en este sentido, en el cual para llegar a un precio de 0,05 €/kWh se requerirían 90 GW instalados si se considera una tasa del 22,5%, mientras que esta capacidad instalada necesaria sería de 190 GW para una tasa moderadamente inferior del 20,2% [13]².

Las figuras 15 y 16 son ejemplos de algunas de las situaciones comentadas en los párrafos anteriores. En la figura 15 se muestra la curva de aprendizaje histórica correspondiente a la tecnología solar FV, con una tasa de aprendizaje del 19,6%. Se observan momentos históricos en los que los precios se ubican arriba de la tendencia promedio, mientras que en los últimos años están visiblemente por debajo. En la figura 16 se observan las tendencias para los años más recientes (2006-2014), discriminadas por tecnología. En el caso de la tecnología del Si cristalino, con un total de 167 GW_p instalados al 2014, la LR es del 26,8%, mientras que para las tecnologías de película delgada, con 21 GW_p instalados al 2014, es del 22,4% [10].

Un estudio particular para el caso de la tecnología CPV se presenta en un reciente artículo de Haysom et al. [14]. En este caso, su ingreso al mercado ha sido relativamente reciente (2006), y por lo tanto los datos disponibles son escasos y con una relativamente alta dispersión de valores. Así, se obtiene para la LR el intervalo (18±4)% con un nivel de confianza del 90% [14]. El citado trabajo, al comparar este resultado con otras tecnologías FV y con CSP, pone particular énfasis en que una curva de aprendizaje basada en el precio del *sistema* FV es una mejor representación de la realidad que aquella usualmente utilizada basada en el precio de los

² El ejemplo a que se hace referencia fue publicado en 2009 y estrictamente no tiene vigencia en la actualidad, dado que durante 2015 se han superado los 200 GW de capacidad instalada. Solo se lo considera a efectos de mostrar la gran sensibilidad de la predicción en función de la tasa de aprendizaje que se tome como válida.

módulos, como los casos mostrados en las figuras 15 y 16, tal como se comentara más arriba en esta misma sección.

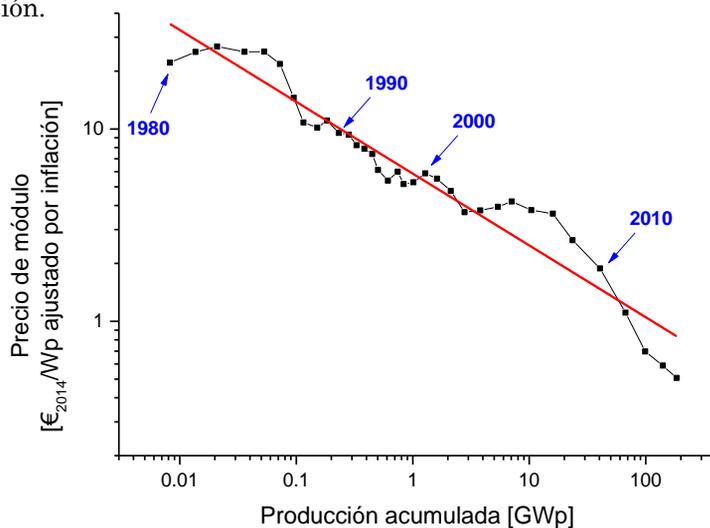


Figura 15. Curva de aprendizaje histórica de la tecnología solar FV, correspondiente a los últimos 34 años. La LR resultante es del 19,6%. Fuente: Fraunhofer ISE [10].

Con esta premisa, CPV posee una mejor tasa de aprendizaje que CSP y que las restantes tecnologías FV, tal como resume el gráfico presentado en la figura 17. Esto implica que, mientras en la situación actual los precios de sistemas CPV son ligeramente superiores a los correspondientes a la tecnología FV convencional (para 2013, 2,3-3,4 US\$/W vs. 1,6-3,3 US\$/W en aplicaciones a gran escala), CPV requeriría volúmenes de producción mucho menores para llegar a precios competitivos. Sin embargo, cabe aclarar que las tasas de aprendizaje son muy dependientes del intervalo de tiempo elegido para calcularlas, y en este sentido la tasa de aprendizaje para FV en general resulta particularmente subvaluada. Una comparación más consistente resultaría de considerar el período histórico completo para la tecnología FV en general, de donde resulta una tasa de aprendizaje comparable (19,6%) a la correspondiente a CPV (18%).

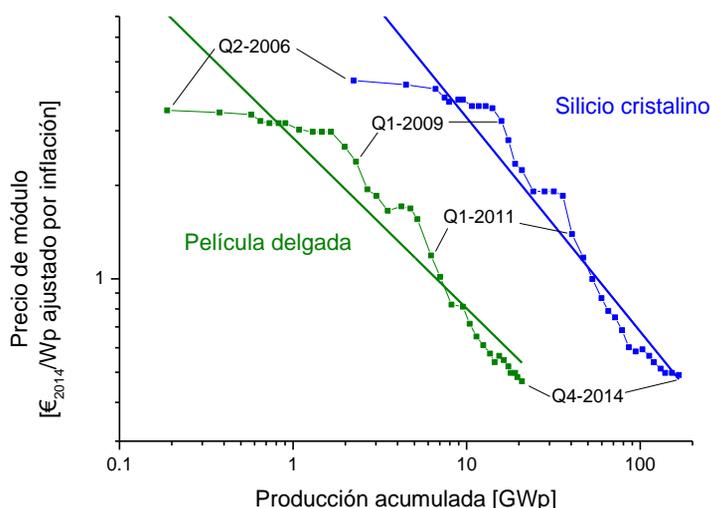


Figura 16. Curva de aprendizaje correspondiente a las tecnologías FV de Si cristalino y de película delgada, para los años 2006-2014. La LR resultante es del 26,8% para el Si cristalino y del 22,4% para la película delgada. Fuente: Fraunhofer ISE [10].

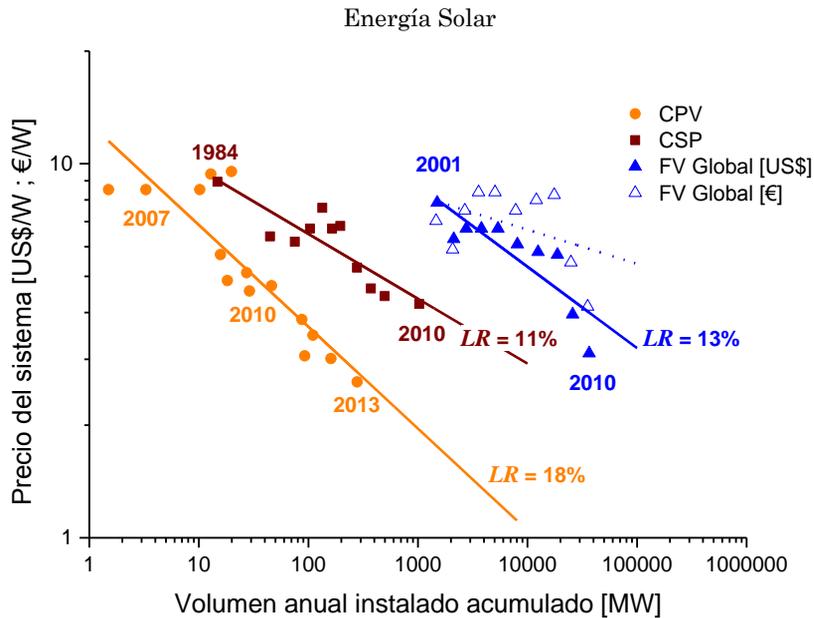


Figura 17. Curva de aprendizaje correspondiente a las tecnologías CPV y FV de Si cristalino basada en el precio de sistemas, donde CPV resulta favorecida. Obsérvese que los valores de LR pueden depender fuertemente de los intervalos de tiempo elegidos para su cálculo (ver texto). Fuente: [14].

4.3. Presente y futuro de la paridad de red

En el artículo de Breyer y Gerlach [12] se presenta un extenso análisis de la dinámica de la paridad de red que incluye a la mayoría de los países del mundo (154 países) utilizando los elementos metodológicos recién descritos (cálculo de LCOE acoplado con LR). Se consideran los segmentos del mercado eléctrico residencial e industrial, con hipótesis de tarifas crecientes del mercado eléctrico, y valores de LR conservadores (20% y 15%).

Las tarifas de la electricidad en los mercados liberalizados de Europa y EEUU han aumentado sistemáticamente en los últimos tiempos. Por otra parte, independientemente de la regulación de los mercados, la tarifa es altamente dependiente del precio del petróleo, ya que el del gas natural suele correlacionarse con el mismo [12]. La hipótesis de precios de la electricidad en alza, que hasta hace poco tiempo resultaba muy razonable dado el continuo aumento del precio del petróleo, debería ser revisada debido a la reciente baja que durante el año 2015 fue del orden del 50% [15]. Sin embargo, si se toma como ejemplo el mercado eléctrico estadounidense, no se prevén bajas sino aumentos de la tarifa [16]. Asimismo, la Unión Europea ha iniciado a mediados de los 2000 la internalización de los costos sociales asociados a la emisión de gases de efecto invernadero por parte de la generación por combustibles fósiles en los costos de generación de energía [12].

Respecto a la influencia del precio del petróleo en las tarifas eléctricas, un reciente informe elaborado por el *Deutsche Bank* (DB) sostiene una hipótesis contraria a la manifestada en [12]: los precios de la electricidad no se ven mayormente afectados por el precio del petróleo y del gas natural [17]. De todas formas, en ambos casos se prevé un sostenido aumento de dichas tarifas.

Volviendo al estudio de Breyer y Gerlach, el mismo prevé una constante difusión de la tecnología FV en todo el mundo. Partiendo del estado de la paridad de red en 2010, el mencionado estudio concluye que para 2020 en el mercado residencial más del 80% de este

segmento en Europa, América, y Asia-Pacífico estará más allá de la paridad de red, mientras que en el caso de África se prevé alcanzar la paridad para un 60% del segmento [12]. El informe del DB, con datos más recientes, va más allá: predice que el 80% del mercado global entrará en la paridad de red en los próximos dos años, con costos actuales de generación en aplicaciones distribuidas entre 0,13 y 0,23 US\$/kWh [18].

La comparación entre el LCOE y el precio del kWh de red revela que ya existen una cantidad de mercados en condiciones de paridad de red o más allá de la misma, tal como puede observarse en la figura 18 [19].

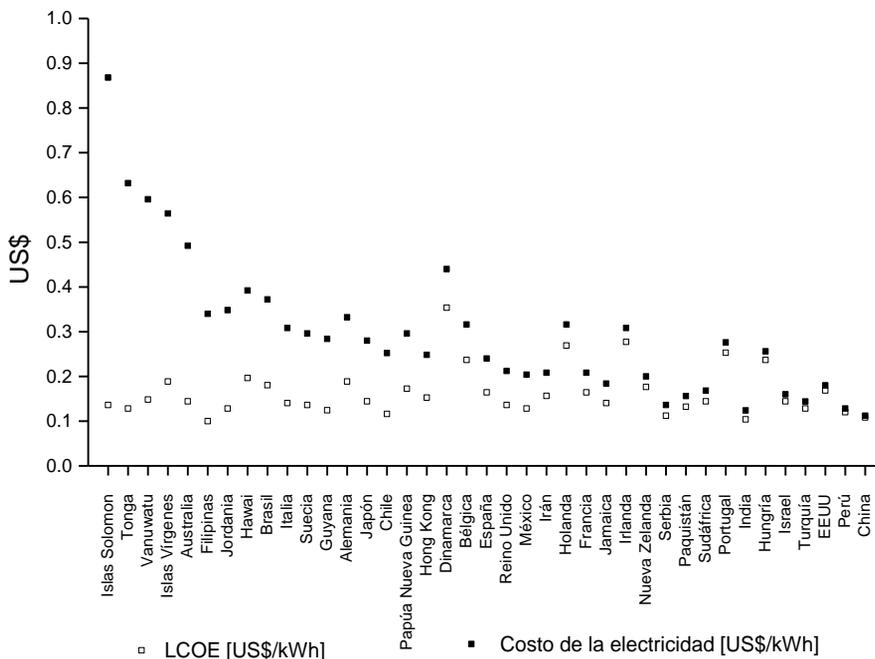


Figura 18. Comparación de costos nivelados de la energía generada por sistemas FV conectados a la red (LCOE) y costos de la electricidad de red en algunos mercados selectos. En todos estos casos la tecnología FV llegó a la paridad de red. Fuente: *Deutsche Bank*.

5. Ciclo de vida de la tecnología fotovoltaica

El análisis del ciclo de vida es una herramienta habitual para la evaluación del rendimiento de una fuente de generación de energía eléctrica desde el punto de vista ambiental, el cual a su vez permite comparar las distintas fuentes.

Habitualmente se calculan estimaciones de dos cantidades fundamentales para realizar dicha evaluación: la amortización de la energía invertida en la fabricación y montaje (EPBT, *Energy Payback Time*), y las emisiones equivalentes de CO₂ durante su vida útil, incluyendo el proceso de fabricación. En el caso de la tecnología fotovoltaica, las emisiones durante la vida útil del sistema son virtualmente inexistentes, de modo que en su amplia mayoría tanto la inversión de energía como la emisión de CO₂ equivalente se producen durante el proceso de fabricación e instalación del mismo.

Los parámetros clave para el análisis del ciclo de vida de un sistema FV son los siguientes: a) la irradiación, medida en kWh/m²/año, es decir la energía solar disponible promedio anual por unidad de superficie; b) la tasa de rendimiento, conocida en la literatura como *performance ratio*, definida como la relación entre la energía que el sistema fotovoltaico inyecta realmente a la red y la que generaría un hipotético sistema ideal libre de pérdidas trabajando en condiciones estándar (1kW/m² AM1.5 y 25 C; ver por ejemplo [20]); c) la energía embebida en los materiales y componentes, es decir la energía utilizada para la fabricación de los distintos componentes y materiales auxiliares que conforman el sistema. Esta última dependerá de los procesos específicos involucrados en la tecnología analizada (e incluso, en este sentido, hasta del modelo del panel a utilizar) y del inventario de materiales utilizados, también dependiente del sistema específico a analizar; d) el tipo particular de tecnología FV a utilizar ya que, por ejemplo, la cantidad de energía generada a lo largo de la vida útil dependerá de la eficiencia de conversión de los paneles.

Queda claro entonces que no existen valores únicos de EPBT y emisiones equivalentes para la tecnología fotovoltaica, sino valores específicos según la tecnología particular utilizada, así como de la ubicación del sistema en cuanto al recurso solar disponible, y aún de la matriz energética utilizada en la fabricación de cada componente, entre otros aspectos particulares a considerar en el análisis.

El análisis de ciclo de vida (LCA, *Life Cycle Analysis*) para sistemas fotovoltaicos es un procedimiento estandarizado según normas ISO 14040, que permite evaluar el impacto ambiental durante todo el ciclo de vida de la instalación [21]. El LCA debe cubrir las siguientes cuestiones [21]:

- Definir los procesos y las hipótesis involucradas, así como el tipo de impacto ambiental
- Análisis del inventario: identificar todos los flujos de materiales involucrados
- Análisis del impacto: convertir todos los tipos de requerimiento de energía en consumo de energía primaria
- Interpretación: identificar, analizar y sugerir recomendaciones teniendo en cuenta las incertezas involucradas y las hipótesis realizadas.

En las secciones siguientes, recurriendo a información presente en la literatura especializada, se considerará el LCA de distintas tecnologías fotovoltaicas y se evaluará su performance ambiental como fuente de generación de energía eléctrica.

5.1. Tecnología fotovoltaica basada en silicio

Como fue visto en la sección 3.1, la tecnología FV basada en el Si cristalino cubre más del 90% del mercado, de modo que el análisis de la misma es de primordial importancia y, de hecho, es la mayoritariamente considerada en la literatura.

Si bien tienen muchos puntos en común, las tecnologías basadas en Si policristalino y monocristalino, tienen algunas diferencias, principalmente en la energía involucrada en el proceso de cristalización, y más marginalmente en la diferencia en la eficiencia de conversión, que implicará diferentes cantidades de energía generada al final de la vida útil del sistema.

En términos generales, el diagrama de flujo correspondiente (sin considerar la minería), es el siguiente (figura 19):

Dado que la energía eléctrica consumida durante la producción proviene al menos parcialmente, según cual sea la matriz energética involucrada, de fuentes no renovables, habrá emisión de gases de efecto invernadero asociada a los sistemas FV. Para las tecnologías basadas en Si cristalino, la demanda de energía eléctrica representa entre el 80% y el 90% del total de energía requerida para la producción del sistema FV [21].

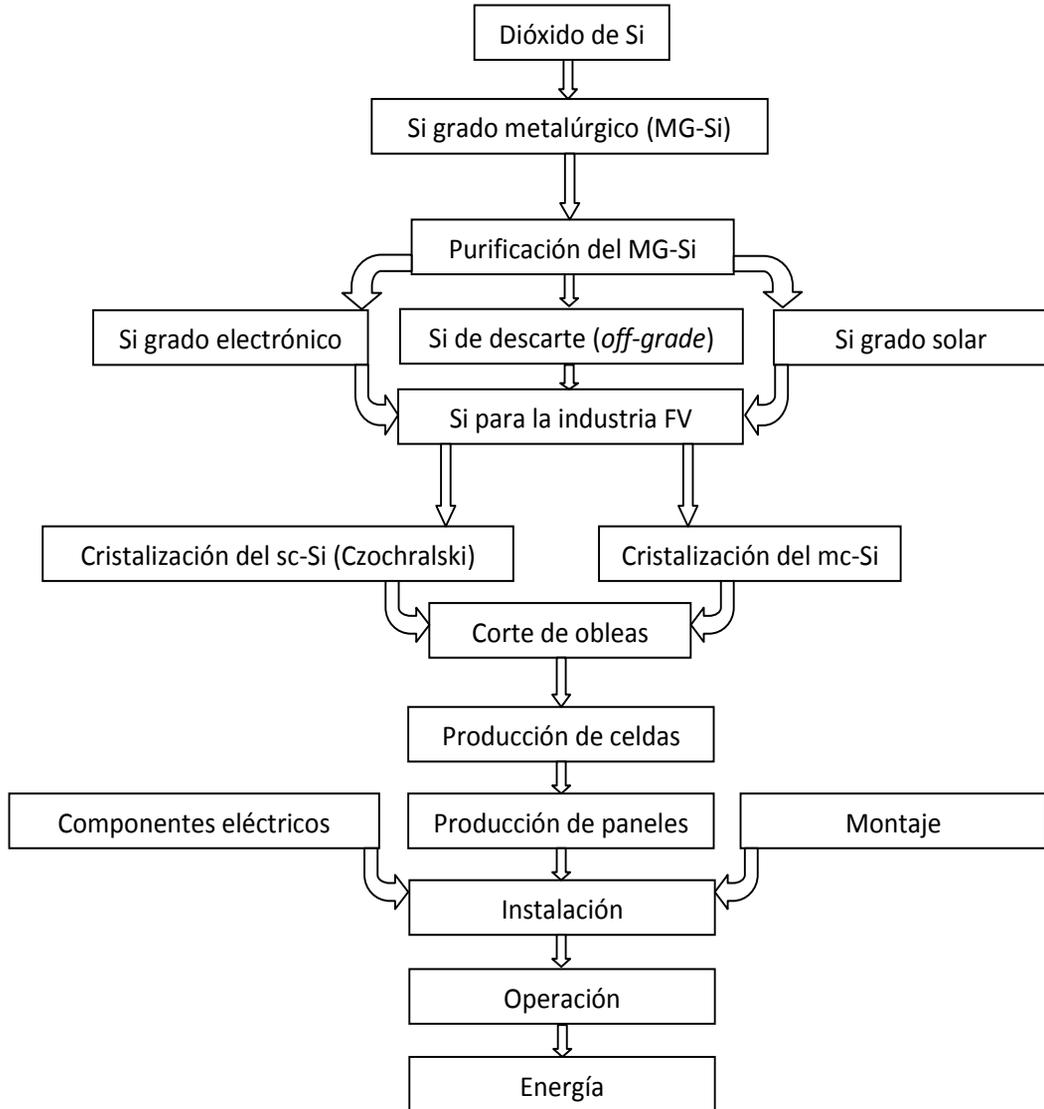


Figura 19. Diagrama de flujo de los procesos involucrados en la tecnología FV del Si cristalino.

La producción de Si grado metalúrgico (MG-Si) implica un proceso térmico de reducción del SiO_2 que utiliza C, el cual requiere una gran cantidad de energía al mismo tiempo que produce CO_2 como parte de la reacción química, el cual es emitido a la atmósfera. El MG-Si (98-99% de pureza), debe ser posteriormente purificado para obtener un material de pureza apropiada para la fabricación de dispositivos, sea grado electrónico (EG-Si, de pureza 9N) o bien

grado solar (SG-Si, de pureza 6N)³. Para dicha purificación el proceso estándar es el denominado proceso Siemens (se realiza a partir de la conversión a triclorosilano en fase líquida, purificación, y reconversión a Si en fase sólida). Este proceso también es identificado como de una gran demanda de energía, así como el de cristalización, ambos de alta temperatura.

En el proceso de cristalización se produce una diferenciación en la demanda de energía entre los sistemas que utilizan sc-Si y los correspondientes a mc-Si. En el caso del sc-Si se requiere el crecimiento de un monocristal de Si a partir de una fundición (proceso denominado Czochralski) a alrededor de 1400 C, resultando un lingote de simetría cilíndrica, que dará lugar a obleas redondas que deberán ser ulteriormente recortadas para ocupar razonablemente bien la superficie del módulo. En cambio, el mc-Si se solidifica en un contenedor con la forma apropiada para dar lugar a obleas cuadradas con las dimensiones finales. Esta diferencia es parcialmente compensada por la mayor eficiencia de conversión del sc-Si, como se verá más adelante.

Un análisis detallado de la demanda de energía y las emisiones equivalentes para las tecnologías de Si cristalino se puede ver en el artículo de Wertz y Borchers [22], donde entre las principales hipótesis se consideraron módulos de 60 celdas y 243 W_p , para mc-Si, y 260 W_p , para sc-Si, una irradiación de 1700 kWh/m²/año, un rendimiento del sistema (*Performance Ratio*) de 0,75, y procesos de fabricación realistas considerando la matriz energética asociada a cada uno según el origen de cada insumo. En el mencionado artículo se calcula que la demanda de energía correspondiente a los procesos de producción de MG-Si y cristalización resulta en un 30% y 23% de la demanda total para sc-Si y mc-Si, respectivamente. Sorprendentemente la demanda de energía más significativa está en los materiales auxiliares asociados al encapsulado del panel (vidrio, aluminio, polímeros), los cuales no pueden ser influenciados directamente por los fabricantes de Si y módulos. Esta demanda se ubica, incluyendo las pérdidas por rotura, en el 38% (sc-Si) y 43% (mc-Si) del total [22]. Las emisiones de CO₂ asociadas a estos procesos y materiales siguen una tendencia similar, aunque se invierten en cierta medida para los casos de sc-Si (33% para MG-Si + cristalización; 37% para materiales auxiliares) y mc-Si (44% para MG-Si + cristalización; 28% para materiales auxiliares) debido a la menor eficiencia de conversión de este último, resultando por lo tanto en una mayor emisión por kW_p producido [22].

La performance ambiental de los sistemas FV ha tenido una evolución muy importante en el tiempo. Los trabajos pioneros de LCA para esta tecnología consignaban valores de EPBT de 11,4 años en 1976 [23] y 11,6 años en 1981 [24], mientras que en [22] se reportan valores del orden de 1 año (1,09 para sc-Si y 0,93 para mc-Si)⁴. En la figura 20 se muestra la evolución del EPBT de acuerdo a la compilación de datos realizada por Wertz y Borchers [22].

En el artículo citado también se presenta un interesante estudio de la sensibilidad del cálculo de las emisiones variando algunos parámetros básicos, como ser la irradiación (1000 kWh/m²/año, representativa del norte de Europa y 1700 kWh/m²/año, representativa del sur de la misma región), 20 y 30 años de vida útil, y tasas de degradación anual de los módulos de 1,0% y 0,5%. Los resultados se muestran en la figura 21.

³ 9N se refiere a una pureza de 99,9999999%, mientras que 6N representa un 99,9999%

⁴ Cabe aclarar que el análisis presentado en [22] se reduce a la fabricación de módulos. El EPBT del BOS es estimado por los autores en 0,25 años, resultando entonces un EPBT de aproximadamente 1,25 años para el sistema FV.

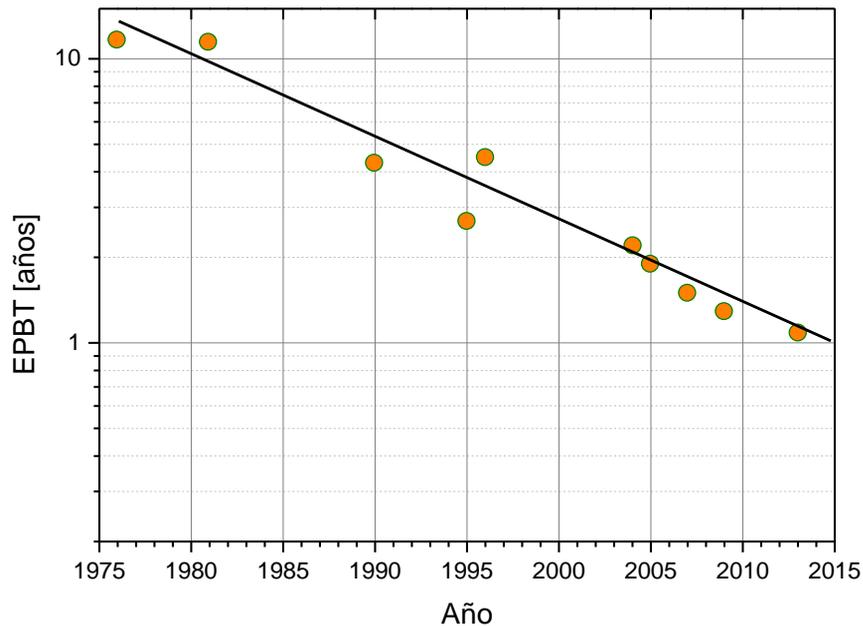


Figura 20. Tiempo de amortización de la energía (EPBT) para la tecnología FV basada en Si cristalino. Fuente: [22].

5.2. Comparación entre tecnologías fotovoltaicas

La Ref. [25] realiza un análisis detallado del ciclo de vida para todas las tecnologías con aplicación comercial en el mercado FV e incluso para algunas tecnologías emergentes. En particular, presenta intervalos para los valores absolutos de los requerimientos de energía durante el ciclo de vida, así como para el EPBT y las emisiones equivalentes de CO₂. Los valores reportados se resumen en la figura 22. Cabe aclarar que dicha publicación es del año 2013 mientras que los resultados presentados en la sección anterior corresponden a trabajos de los años 2015 y 2016. Por tal motivo y como consecuencia del avance tecnológico, la Ref. [25] muestra, en algunos casos, valores ligeramente mayores que los consignados previamente.

Se observa que en términos generales las distintas tecnologías fotovoltaicas son comparables entre sí en cuanto a su performance ambiental, aunque las tecnologías de CdTe, CIS y CPV resultan ligeramente superiores a las de Si cristalino desde este punto de vista. La tecnología CPV se diferencia del resto dado que la mayor parte del impacto ambiental está asociado al sistema de seguimiento del Sol (*tracker*) en lugar de los procesos específicos de fabricación del módulo [25].

La variabilidad que muestran los intervalos consignados está asociada a las distintas hipótesis y condiciones de contorno de cada análisis, así como a los distintos momentos históricos en que han sido realizados.

Para finalizar, en la tabla 3 se muestran valores de emisiones de CO₂ equivalente para distintas fuentes de energía, tanto renovables como no renovables, extraídos de [26]. Como puede verse, nuclear y las fuentes renovables tienen un desempeño muy superior desde el punto de vista ambiental respecto de las fuentes convencionales, con emisiones que son menores aproximadamente en dos órdenes de magnitud.

Energía Solar

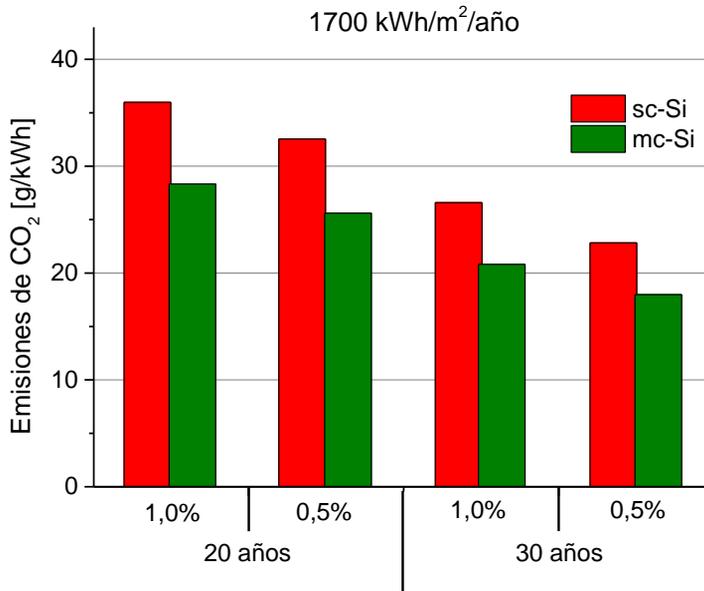
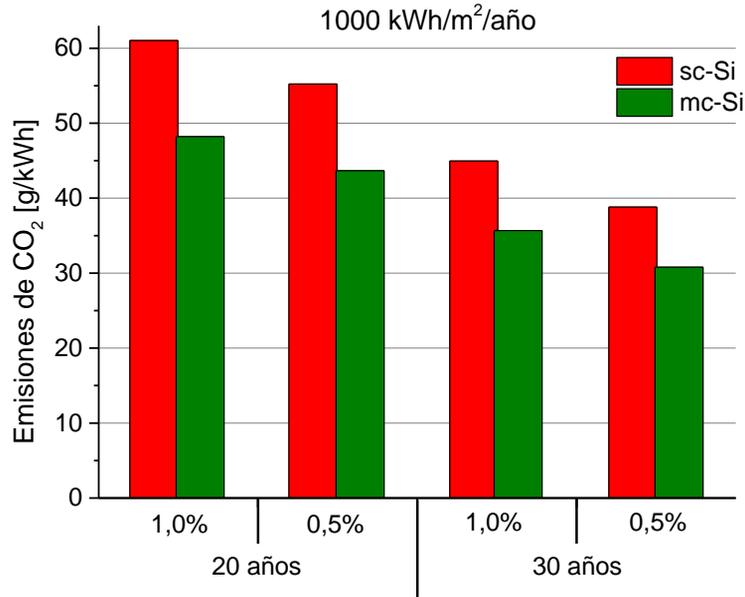
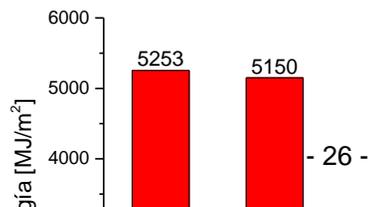


Figura 21. Sensibilidad de las emisiones de CO₂ para la tecnología FV basada en Si cristalino para distintos escenarios (ver texto). Fuente: [22].



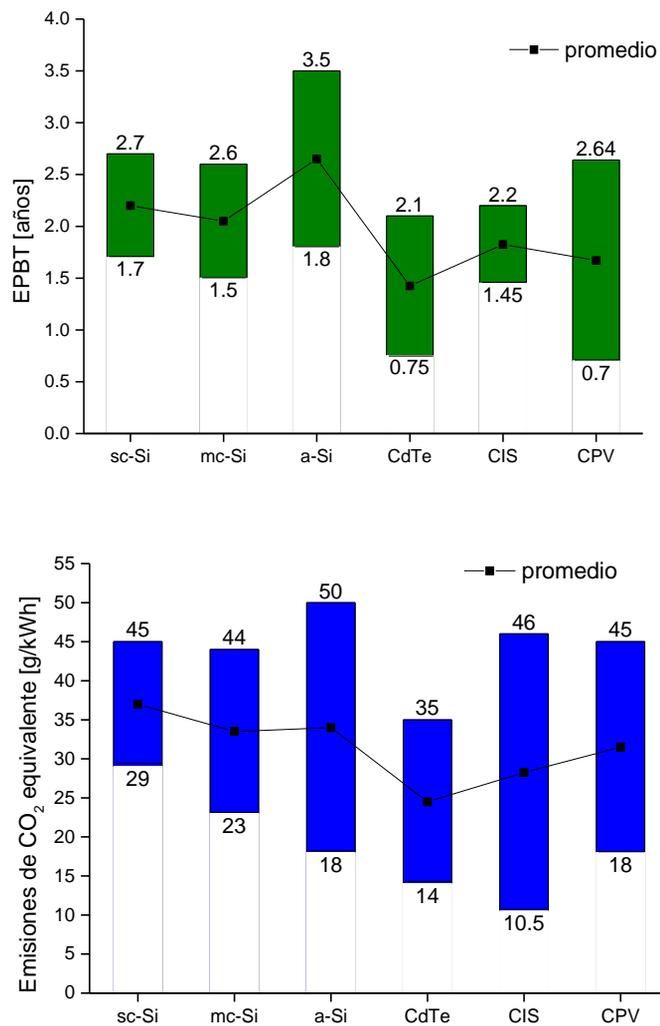


Figura 22. Comparación del LCA para distintas tecnologías FV con aplicación comercial. Fuente: [25].

Tabla III. Comparación del desempeño ambiental de diferentes tecnologías de generación de electricidad. Fuente: Ref. [26].

Energía Solar

Fuente de energía	CO ₂ -eq [g/kWh]
Carbón	660–10500
Lignita	800–1300
Gas Natural	380–1000
Petróleo	530–900
Nuclear	3–35
Biomasa	8,5–130
Hidroeléctrica	2–20
Energía Solar	13–190
Energía Eólica	3–41

Como conclusión, se ha observado una notable evolución en el comportamiento ambiental de la tecnología FV, lo cual ha sido asociado a la mejora del conocimiento y optimización y eficiencia de los procesos industriales involucrados, como consecuencia de la economía de escala y el aprendizaje tecnológico.

6. Energía solar fotovoltaica en la Argentina [27]

Hasta 2009, los sistemas fotovoltaicos instalados en la Argentina estaban mayormente ubicados en áreas rurales alejadas de las redes eléctricas e incluían aplicaciones comerciales e instalaciones de interés social. Estas últimas se realizaron, en su gran mayoría, en el marco del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) que llevó adelante la ex Secretaría de Energía de la Nación (actual Secretaría de Energía Eléctrica) a partir del año 2000.

El PERMER es un proyecto de alto contenido social, cuyos objetivos son atender al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades rurales dispersas, a través del abastecimiento de electricidad a hogares y servicios públicos (escuelas, salas de emergencia médica, destacamentos policiales, etc.) que se encuentran fuera del alcance de los centros de distribución de energía eléctrica. Está financiado con un préstamo del Banco Mundial, una donación del Fondo Mundial para el Medio Ambiente, fondos eléctricos y otros fondos provinciales, aportes de los concesionarios provinciales y de los mismos beneficiarios. Si bien el proyecto no fija la tecnología a utilizar para la provisión de energía eléctrica, en su gran mayoría se trata de sistemas FV. Actualmente, se encuentra en ejecución la segunda etapa del PERMER.

A partir del año 2010, como consecuencia de políticas nacionales y provinciales de promoción que favorecieron fundamentalmente la instalación de centrales de potencia basadas en fuentes renovables, la capacidad fotovoltaica instalada en la Argentina ha crecido sustancialmente.

El primer hito en dicha dirección fue la puesta en operación en el año 2011 de la planta fotovoltaica de 1,2 MW en Ullúm, San Juan, como parte del programa “Solar San Juan” del Estado Provincial [28]. En el marco del programa “Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables” (GENREN) de la Secretaría de Energía de la Nación [29], entre 2012 y 2013, se instalaron 7 MW en Cañada Honda, San Juan (ver figura 23). En 2014, se inauguró una planta

de 1 MW en San Luis [30], financiada por el gobierno provincial, y desde fines de 2015 se encuentra en construcción una central de 1 MW en San Lorenzo, provincia de Santa Fe.

Aun reconociendo los avances en la instalación de centrales fotovoltaicas y, en mayor medida, de parques eólicos, la participación de estas fuentes de energía en la matriz eléctrica argentina sigue siendo muy reducida, como puede verse en la figura 24.



Figura 23. Central fotovoltaica en Cañada Honda, provincia de San Juan.

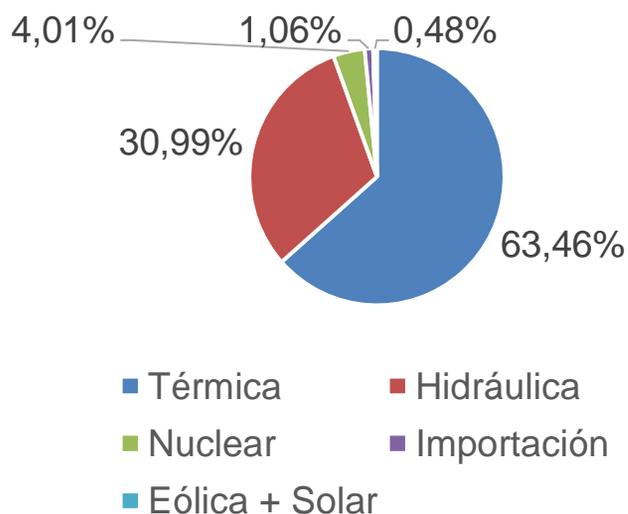


Figura 24. Matriz eléctrica argentina del año 2014. Fuente: CAMMESA [31].

Las centrales fotovoltaicas cuentan desde hace años con un marco regulatorio que habilita su conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y también con políticas de

promoción basadas en el pago de una tarifa subsidiada. Por el contrario, hasta el año 2013 no se disponía de un marco legal que permitiera la instalación de sistemas fotovoltaicos distribuidos conectados a las redes de baja tensión.

Los costos de instalación de sistemas fotovoltaicos en el país dependen fuertemente de la escala y la aplicación. Mientras el precio de las plantas de potencia de más de 10 MW_p, montadas sobre el suelo, están por debajo de 2 U\$S/W_p, el de sistemas de menos de 5 kW_p conectados a la red eléctrica de baja tensión es prácticamente el doble y su costo sólo se reducirá cuando haya un mercado consolidado.

En cuanto a la producción de módulos fotovoltaicos en la Argentina, hasta principios de 2014 existía una única planta de ensamblado de módulos de baja potencia (hasta 100 W_p) a partir de celdas solares importadas, en la provincia de La Rioja. En 2014, se puso en funcionamiento en San Luis la primera fábrica de ensamblado de módulos de potencias típicas para sistemas de conexión a red (240 W_p), existiendo iniciativas similares en otras provincias. Por su parte, la provincia de San Juan tiene en marcha un proyecto de instalación de una planta integrada, que incluye las etapas de fabricación de lingotes de silicio cristalino, celdas solares y módulos fotovoltaicos, con una capacidad de producción anual de 70 MW_p [32]. Las actividades de investigación y desarrollo en el tema son relativamente escasas y están centradas en unos pocos organismos del sistema científico-tecnológico nacional (ver, por ejemplo, [33]).

La Argentina tiene la mayor parte de su consumo eléctrico concentrado en los centros urbanos (el Área Metropolitana Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2014 el 38% de la demanda eléctrica del país [31]), junto con una gran extensión territorial. Dadas estas características, la utilización masiva de generación fotovoltaica distribuida ubicada en áreas urbanas y periurbanas contribuiría al uso eficiente de la energía al reducir las pérdidas por transporte, y a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero por reducción del quemado de combustibles fósiles en centrales térmicas. A tal fin, resulta fundamental implementar políticas de promoción de este tipo de instalaciones. La formulación de un marco regulatorio técnico, comercial, económico, fiscal y administrativo eficiente es clave para optimizar el proceso de adopción tecnológico. Errores en cualquiera de esos aspectos retrasarían innecesariamente el proceso o lo harían insostenible, como sucedió en España (subsidios excesivos en la tarifa), Canadá (procesos de habilitación de instalaciones demasiado complejos), o los Estados Unidos (protecciones redundantes que encarecen innecesariamente el costo de inversión inicial).

Con el objeto de promover en el país la generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos de pequeñas potencias (típicamente, entre 2 kW_p y 50 kW_p), integrados a edificios y conectados a la red eléctrica de baja tensión, el Consorcio Público-Privado IRESUD, conformado por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y 5 empresas privadas, ejecutó, entre los años 2012 y 2015 el proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos" [34]. Este proyecto estuvo parcialmente subsidiado con Fondos Argentinos Sectoriales (FITS Energía Solar N° 0008-2010) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, y contó con el apoyo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, la Secretaría de Energía de la Nación, y otros organismos vinculados al sector energía de diversas provincias. Participaron también numerosas Universidades Nacionales.

Entre otras actividades, el proyecto mencionado impulsó el desarrollo de leyes y normas relacionadas con la generación eléctrica distribuida mediante energías renovables, y dio lugar a la instalación de alrededor de 50 sistemas piloto, con una potencia total cercana a 200 kW_p, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 15 provincias del país. Las figuras 25 y 26 muestran, a modo de ejemplo, la pérgola FV de 5 kW_p montada en el Centro Atómico Constituyentes de la CNEA y el sistema FV de 2 kW_p instalado en la Base Marambio, Antártida Argentina.



Figura 25: Pérgola FV en el Edificio Tandar del Centro Atómico Constituyentes.



Figura 26: Sistema FV en la Base Marambio, Antártida Argentina.

A nivel nacional, la Subsecretaría de Energías Renovables y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) están desarrollando la normativa que habilite la conexión a la red eléctrica pública de sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables. Asimismo, se han presentado en el Congreso Nacional diversos proyectos de ley con el mismo fin y se han fijado pautas técnicas en la Asociación Electrotécnica Argentina para el diseño eléctrico de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión [35].

Varias provincias se encuentran desarrollando la regulación que autorice la generación distribuida mediante energías renovables conectada a la red eléctrica pública. En particular, Santa Fe, Buenos Aires, Salta y Mendoza ya han promulgado leyes o emitido resoluciones que autorizan y reglamentan la conexión a red de este tipo de sistemas.

Un tema a considerar en los casos de alta penetración de la generación fotovoltaica en la matriz eléctrica es su posible impacto sobre la prestación del servicio eléctrico, dada la variabilidad del recurso solar. Al respecto, cabe mencionar que la radiación solar es el recurso variable más previsible de modo que el sistema eléctrico se puede adecuar a las fluctuaciones en base a pronósticos meteorológicos de gran certidumbre. Las fluctuaciones bruscas en la generación, producidas por ejemplo por frentes de tormenta, pueden ser manejadas en base a redes inteligentes en transmisión y distribución, o mediante la capacidad de almacenamiento de todo el sistema eléctrico. Dicho almacenamiento puede estar, en particular, ubicado en el medio urbano asociado a sistemas de generación distribuida, una opción tecnológica que también permite optimizar el autoconsumo y disminuir las inversiones en el sistema de distribución.

Un aspecto importante de la difusión de la generación fotovoltaica distribuida es su incorporación a nuevas viviendas, por ejemplo, en los planes de vivienda social, ya que su integración desde el inicio permite una mejor planificación y la disminución de los costos.

Asimismo, el uso de sistemas fotovoltaicos con acumulación (por ejemplo, baterías de alta densidad) o combinados con la generación solar térmica con almacenamiento, permite extender la inyección de energía a la red por períodos más prolongados que el de la radiación solar. También se ha planteado recientemente la conveniencia de asociar la generación fotovoltaica con represas hidroeléctricas para compensar sus fluctuaciones y caídas en épocas de sequía. En el más largo plazo, la variación de generación estacional podrá ser compensada con el manejo de demanda estacional, como ocurre en el caso del riego y de la obtención de agua potable por desalinización. Inclusive, en países como Alemania, de irradiancia media o baja, se comienzan a aprovechar los excedentes de energía solar fotovoltaica para la producción de H₂ como vector energético o como materia prima para combustibles (por ejemplo, generación asistida de biometano).

7. Aspectos económicos de la generación fotovoltaica distribuida

Los países que han sido pioneros en el desarrollo del mercado de la generación fotovoltaica distribuida conectada a la red eléctrica pública, fundamentalmente Alemania, España e Italia, en Europa, y Japón, adoptaron en su momento un modelo tarifario basado en el pago de una tarifa diferencial para la energía eléctrica de origen renovable, conocido como FIT (*Feed In Tariff*). Este modelo se ha empleado bajo distintas modalidades, pagando por ejemplo tarifas diferentes en función del tamaño o tipología de los sistemas, y decrecientes en función del tiempo, de manera de reflejar la disminución de costos esperables por el crecimiento y madurez del mercado. Asimismo, en diversos países se han dado mayores incentivos a las instalaciones realizadas en edificios o sobre techos. El modelo de FIT ha permitido un crecimiento exponencial

del mercado, aunque en algunos casos (España e Italia, por ejemplo) ha traído aparejados problemas derivados de un crecimiento explosivo y no sostenible que, sumado a la crisis financiera global de los últimos siete años, ha resultado nocivo para las industrias y las empresas de servicios nacionales [36].

El otro modelo utilizado es el de medición neta de energía eléctrica (NM, *Net Metering*), consistente en medir la energía neta consumida de la red eléctrica, definida como la diferencia entre el consumo total de la vivienda, industria o comercio, y la energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red interna del cliente de la empresa distribuidora. Este sistema ha comenzado a ser utilizado en algunos países de Latinoamérica, como Uruguay, Chile, México y República Dominicana.

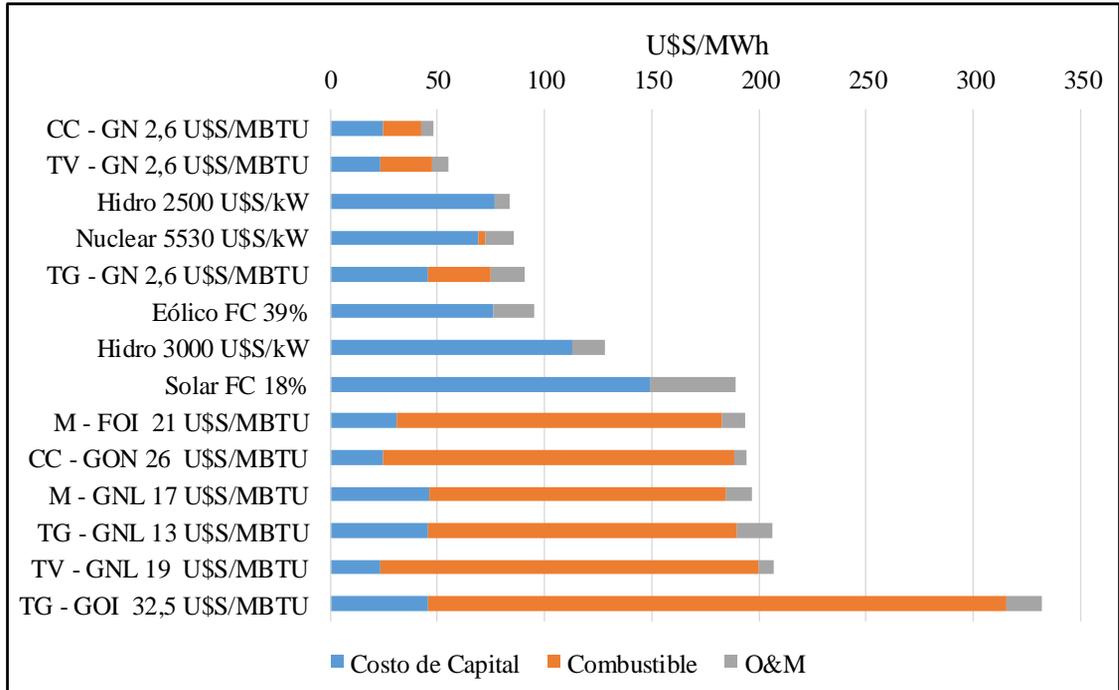
En la Argentina, la implementación del modelo de medición neta, como se está proponiendo en diversas provincias y en proyectos de ley en el Congreso Nacional, no resultaría un incentivo para la instalación de sistemas FV conectados a las redes de baja tensión, dado el contexto actual de tarifas de la energía eléctrica convencional fuertemente subsidiadas. A fin de cuantificar la magnitud de los subsidios involucrados, la figura 27 presenta valores estimados al año 2015 de los costos de generación eléctrica con diferentes fuentes de energía y tecnologías, considerando costos de capital, combustible y operación y mantenimiento [37]. Se observa que tanto los precios del mercado eléctrico mayorista como las tarifas eléctricas de las distribuidoras son sustancialmente menores que los costos de generación con la mayoría de las fuentes de energía y tecnologías. Si bien esto ha comenzado a modificarse desde comienzos de 2016 como consecuencia de una nueva política tarifaria, la generación eléctrica convencional continúa estando subsidiada.

En otras palabras, la utilización de un modelo tarifario de medición neta implicaría hacer competir a la generación fotovoltaica, sin subsidio, con energía eléctrica convencional comercializada por CAMMESA y las Empresas Distribuidoras a precios muy inferiores a su costo de generación, dificultando en consecuencia la adopción directa por parte del sector privado de tecnologías más limpias, sostenibles, previsibles y económicas.

Por tal motivo, una política de tarifa diferencial resultaría mucho más efectiva para el desarrollo del mercado. Si se tiene en cuenta que esta metodología ya fue utilizada para las plantas de generación a partir de fuentes renovables en el marco del programa GENREN y de la resolución N° 108/2011 de la Secretaría de Energía, éste debería ser el camino a transitar para conseguir el objetivo de masificar el uso de los sistemas fotovoltaicos en ambientes urbanos.

Una tarifa diferencial que disminuya progresivamente y que esté calculada en base a no distorsionar el mercado ni crear una expansión descontrolada ha demostrado ser muy útil y eficaz. El caso alemán podría ser un paradigma donde reflejarse, teniendo en cuenta las características locales del mercado y del desarrollo tecnológico. Con las necesarias adecuaciones al medio local se podría desarrollar la generación FV urbana y periurbana con similar trayectoria virtuosa de descenso de costos de instalación y claras ventajas para el sistema eléctrico y para la generación de empleos de calidad.

Energía Solar



TV = Turbina a Vapor	GN= Gas Natural
TG = Turbina a Gas	GNL = Gas Natural Licuado
CC= Ciclo Combinado	GON= Gas Oil Nacional
M = Motor	GOI= Gas Oil Importado
	FOI= Fuel Oil Importado

Figura 27. Costos de generación eléctrica con diferentes alternativas en la Argentina [37]. Se indican el costo del combustible (en U\$/MBTU⁵), el costo de instalación (en U\$/MW) y el factor de capacidad (FC), según corresponda.

8. Conclusiones

El quemado de combustibles de origen fósil (petróleo, gas y carbón) está siendo seriamente cuestionado por sus consecuencias contaminantes, tanto a nivel local (formación de "smog") cuanto regional (producción de lluvia ácida) y global (incremento del efecto invernadero). El reemplazo paulatino de estas fuentes de energía por energías limpias (solar, eólica, etc.), contribuirá a atenuar la contaminación, muy especialmente la asociada a la emisión de gases de efecto invernadero.

⁵ MBTU, o un millón de BTU ("British Thermal Unit"), es una unidad de energía equivalente a 293 kWh.

Estudios recientes sobre el cambio climático confirman las previsiones más extremas sobre el calentamiento y algunos de sus impactos. Desde la publicación del Cuarto Informe del Grupo Intergubernamental sobre Cambio Climático, varios trabajos muestran que resulta imprescindible mantener el sistema climático dentro de límites tolerables (ver, por ejemplo, [38]), realizando para ello el mayor esfuerzo de reducción de las emisiones globales de gases de efecto invernadero en las próximas décadas, de modo tal que la transición a un sistema energético libre de combustibles fósiles se alcance, en lo esencial, antes de la mitad del corriente siglo.

La generación eléctrica en base a fuentes renovables, centralizada o distribuida, interconectada a la red eléctrica pública es, sin dudas, una alternativa con gran potencial para contribuir en el mediano y largo plazo con la transición mencionada en el párrafo precedente. Entre dichas fuentes, la energía solar tendrá ciertamente un papel fundamental.

Países con estructuras económicas y tecnológicas diferentes, como pueden ser Alemania y China, han desarrollado tecnologías de paneles FV que permitieron bajar sensiblemente los costos de fabricación, encontrándose actualmente en el mercado internacional precios de paneles solares por debajo de 0,5 U\$/W_p. La drástica caída en los costos de generación de electricidad mediante energía solar FV ha permitido alcanzar en diversos países costos competitivos con la energía eléctrica convencional, habiendo dado lugar a la firma de contratos de venta de energía con valores que, en algunos casos, han estado por debajo de 50 U\$/MWh.

Alemania, China, Japón, Estados Unidos, Francia, Italia y Gran Bretaña, entre otros, han realizado un significativo esfuerzo para que los usuarios se vuelquen a la utilización de sistemas FV, contribuyendo no sólo a la mitigación de las emisiones, sino también a la creación de empleo, el fortalecimiento de esta industria y el cambio de escala del mercado con la consecuente disminución de costos. Varios países Latinoamericanos han empezado a recorrer también el camino hacia una matriz eléctrica con una participación creciente de las energías renovables.

Las numerosas ventajas de las energías renovables, entre las que cabe destacar el aumento de la seguridad energética, la disminución de costos de generación, el ahorro de divisas, el desarrollo de industria nacional, la generación de empleo y la mitigación del cambio climático, demuestran claramente la necesidad de definir políticas de estado que impulsen el desarrollo y la utilización en la Argentina de este tipo de fuentes. Las condiciones están dadas para dar un salto de calidad en esta dirección, que excede el tema energético por sus implicancias en el cuidado del medio ambiente y en el desarrollo económico y social del país [37].

9. Referencias

1. A.E. Becquerel, "Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires", *Comptes Rendus* 9, 561–567 (1839).
<http://gallica.bnf.fr/ark:/12148/bpt6k2968p/f561.item.zoom>
2. "Renewables 2015 - Global Status Report", informe generado por *REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*.
www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx
3. "Renewables 2013 - Global Status Report", informe generado por *REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*.
4. T.D. Couture, D. Jacobs, W. Rickerson, V. Healey, "The next generation of renewable electricity policy. How rapid change is breaking down conventional policy categories", informe realizado por el NREL, NREL/TP-7A40-63149 (2015).
<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63149.pdf>

5. “Global cumulative solar PV capacity at the end of 2014, by country”.
<http://www.statista.com/statistics/264629/existing-solar-pv-capacity-worldwide/>
6. “IHS issues 2014 predictions for the solar PV energy industry”, M. Osborne, 19/12/2013.
http://www.pv-tech.org/news/ihs_issues_2014_predictions_for_the_solar_pv_energy_industry
7. “Solar PV market 2014 — 7 predictions”, Z. Schaban, 6-01-2014.
<http://www.abb-conversations.com/2014/01/solar-pv-market-2014-7-predictions/>
8. “Top-Solar-Power-Industry-Trends-for-2015”.
https://www.ihs.com/pdf/Top-Solar-Power-Industry-Trends-for-2015_213963110915583632.pdf
9. GTM Research Public Executive Summary, 3Q 2014 Latin America PV Playbook, Quarterly Market Update, October 2014.
10. “Photovoltaic Report”, preparado por el Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), 26/08/2015.
<https://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report-slides.pdf>
11. S.P. Philipps, A.W. Bett, K. Horowitz, S. Kurtz, “Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology”, Version 1.1, September 2015.
<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/current-status-of-concentrator-photovoltaic-cpv-technology>
12. C. Breyer, A. Gerlach, “Global overview on grid parity”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 21, 121-136 (2013).
13. C. Candelise, M. Winkler, R.J.K. Gross, “The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 26, 96-107 (2013).
14. J.E. Haysom, O. Jafarieh, H. Anis, K. Hinzer, D. Wright, “Learning curve analysis of concentrated photovoltaic systems”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications (2014) DOI: 10.1002/pip.2567.
15. “Average prices for OPEC crude oil from 1960 to 2015 (in U.S. dollars per barrel)”.
<http://www.statista.com/statistics/262858/change-in-opec-crude-oil-prices-since-1960/>
16. “Annual growth in U.S. residential electricity prices from 2000 to 2016”.
<http://www.statista.com/statistics/201714/growth-in-us-residential-electricity-prices-since-2000/>
17. “Crossing the Chasm. Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era”, V. Shah, J. Booream-Phelps, 27-02-2015; informe generado por el Deutsche Bank.
<https://www.db.com/cr/en/concrete-deutsche-bank-report-solar-grid-parity-in-a-low-oil-price-era.htm>
18. “Solar at grid parity in most of world by 2017”, G. Parkinson, 12-01-2015.
<http://reneweconomy.com.au/2015/solar-grid-parity-world-2017>
19. “Deutsche Bank’s 2015 solar outlook: accelerating investment and cost competitiveness”, 13-01-2015.
<https://www.db.com/cr/en/concrete-deutsche-banks-2015-solar-outlook.htm>
20. “Predicción y ensayo de la producción de energía fotovoltaica conectada a la red”, E. Lorenzo, F. Martínez, J. Muñoz, L. Narvarte, Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid.
<http://www.fotovoltaica.com/retrato9.pdf>
21. J.H. Wong, M. Royapoor, C.W. Chan, “Review of life cycle analyses and embodied energy requirements of single-crystalline and multicrystalline silicon photovoltaic systems”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 58, 608-618 (2016).
22. T. Wetzel, S. Borchers, “Update of energy payback time and greenhouse gas emission data for crystalline silicon photovoltaic modules”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 23, 1429–1435 (2015).

23. L. Hunt, "Total energy use in the production of silicon solar cells from raw materials to finished product", Proceedings of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Baton Rouge, LA, 347–352 (1976).
24. K. Hay, J.D.L. Harrison, R. Hill, T. Riaz, "Comparison of solar cell production technologies through their economic impact on society", Proceedings of the 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Kissimmee, FL, 267–272 (1981).
25. J. Peng, L. Lu, H. Yang, "Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews 19, 255-274 (2013).
26. R. Turconi, A. Boldrin, T. Astrup, "Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations", Renewable and Sustainable Energy Reviews 28, 555-565 (2013).
27. Reproducción parcial del artículo "Energía solar fotovoltaica", Ciencia Hoy, Volumen 25, Número 147, 45-50 (2016).
28. P.Gambetta y V. Doña, "Planta Solar Fotovoltaica Solar San Juan I: descripción de su diseño y detalles de operación", Actas del Cuarto Congreso Nacional – Tercer Congreso Iberoamericano Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía, HYFUSEN 2011.
http://www.cab.cnea.gov.ar/ieds/images/2011/hyfusen_2011/trabajos/11-258.pdf
29. <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/energiasrenovables/397-genren>
30. "San Luis inaugura su primer Parque Solar Fotovoltaico", Terrazas del Portezuelo, Agencia de Noticias San Luis (2014).
<http://agenciasanluis.com/notas/2014/10/06/san-luis-inaugura-su-primer-parque-solar-fotovoltaico/>
31. Informe Anual 2014, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).
<http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Informes/Informe%20Anual%202014v4.pdf>
32. <http://www.energiaestrategica.com/avanzan-las-operaciones-para-la-construccion-de-la-fabrica-de-paneles-fotovoltaicos-de-san-juan/>
33. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (AVERMA)
<http://www.asades.org.ar>
34. Proyecto IRESUD, <http://iresud.com.ar/>
35. Asociación Electrotécnica Argentina
<http://www.aea.org.ar/>
36. Eyra, R., Durán J., "Proyecto IRESUD: Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía - ELUREE2013, 2013.
37. Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), "La hora de las Energías Renovables en la matriz eléctrica argentina", Reporte Ejecutivo del Sector Eléctrico, 2015.
<http://www.cader.org.ar/informes-y-estudios/reportes-ejecutivos-del-sector-electrico-elaborado-por-cader.htm>
38. "Climate Change 2014 – Synthesis Report", Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)
http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SOLAR TÉRMICA

Cora Placco*, Luis Saravia

INENCO, UNSa –CONICET, Salta
cplacco@gmail.com

Resumen

La tecnología de concentración solar y la generación de energía por vía solar térmica jugarán un rol importante en la producción energética tanto a nivel mundial como nacional. En la Argentina las regiones andinas y sub-andinas tienen altos niveles de radiación por lo que constituyen regiones capaces de generar energía en forma masiva. Centrales de generación de energía eléctrica por vía solar térmica son capaces de producir 1 MW de potencia con una superficie de espejos en el orden de una hectárea.

Palabras clave: concentración solar; energía eléctrica solar térmica; superficie de espejos.

Abstract

The technology of solar concentration and the energy generation from thermal solar energy will play an important role in the production of energy both at a world and at a national level. Regions of west Argentine have high solar radiation and can be used for massive solar energy generation. Power stations in the range of 1 MW can be built with mirrors occupying a 1 hectare surface.

Keywords: solar concentration; thermal-solar electrical energy; area of mirrors.

1. Introducción

La producción de energía solar térmica (o termosolar), es una forma de aprovechamiento de la energía del sol para producir calor con diferentes fines tales como la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico (agua caliente sanitaria, calefacción), la producción de energía mecánica y a partir de ella energía eléctrica, y otras aplicaciones.

Una central solar térmica es una instalación industrial en la que, a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar y su uso en un ciclo termodinámico convencional, produce la potencia necesaria para mover un alternador que genera energía eléctrica como en una central térmica clásica.

Estos sistemas de energía solar utilizan la radiación solar como fuente de energía de alta temperatura para producir electricidad. La radiación solar en la superficie terrestre posee una densidad (kW/m^2) adecuada para la producción de agua caliente con colectores solares planos pero no para un ciclo termodinámico eficiente debido a su baja temperatura. Por tanto resulta necesario concentrar los rayos solares para aumentar la densidad de radiación y alcanzar

temperaturas medias y elevadas (300 ° C hasta 1000 ° C) con lo cual se obtiene un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico. La captación y concentración de los rayos solares se hacen por medio de espejos con orientación automática que apuntan a un absorbedor donde se calienta el fluido. El calor solar recogido durante el día puede almacenarse en medios líquidos, sólidos o que cambian de fase (sales fundidas, cerámicas, cemento, etc.). Por la noche, se extrae este calor para hacer funcionar la turbina.

Existe una gran variedad de alternativas tecnológicas que se han desarrollado para diversos segmentos de mercado y que están en diversos niveles de la madurez. Las tecnologías más avanzadas son las Centrales de Concentradores Cilindro-Parabólicos (CCP), las torres solares, los sistemas de Discos Parabólicos y los concentradores de Fresnel lineales. Estos dispositivos varían según los métodos de concentración y de conversión de energía, y las opciones de acumulación.

Los fluidos y ciclos termodinámicos escogidos en las configuraciones experimentales que se han ensayado, así como los motores que se utilizan, son variados, y van desde el ciclo Rankine (centrales nucleares, térmicas de carbón) hasta el ciclo Brayton (centrales de gas natural) pasando por muchas otras variedades como el motor de Stirling. En algunos casos se utilizan equipos capaces de combinar distintas fuentes de energía, siendo las más utilizadas las que combinan la energía termosolar con el gas natural.

Las plantas de energía solar pueden seguir la demanda más de cerca que en la mayoría de los proyectos convencionales de energía, debido a que las plantas solares se construyen de forma modular.

Los beneficios de la electricidad solar son convincentes: protección medioambiental, crecimiento económico, creación de empleo, diversificación de suministro de combustibles y rápido despliegue, así como el potencial global de transferencia tecnológica e innovación. La ventaja subyacente de la electricidad solar es que el combustible es gratuito, abundante e inagotable. Además la radiación solar concentrada puede tener otros usos como, por ejemplo en reacciones químicas para la producción de combustibles y de productos químicos que acumulen energía.

La cantidad total de energía que es irradiada por el sol y llega a la superficie terrestre es muchísimo mayor que el consumo eléctrico mundial actual. Por lo que la energía solar térmica es una tecnología que a escala global puede satisfacer las necesidades energéticas y de desarrollo del mundo en forma sustentable. La figura 1 muestra la radiación solar media que llega a nivel mundial. Se aprecia que existen unas 8 regiones con niveles de radiación alta donde se pueden colocar centrales solares térmicas con claras ventajas. Una de ellas se encuentra en el noroeste argentino, por lo que se dispone de una región con capacidad para producir energía eléctrica solar para una buena parte del país. Las experiencias realizadas muestran que una hectárea de espejos concentradores pueden generar alrededor de 1 MW eléctrico. En la Argentina, una superficie de 14x14 km² puede producir la energía eléctrica que se consume actualmente en el país.

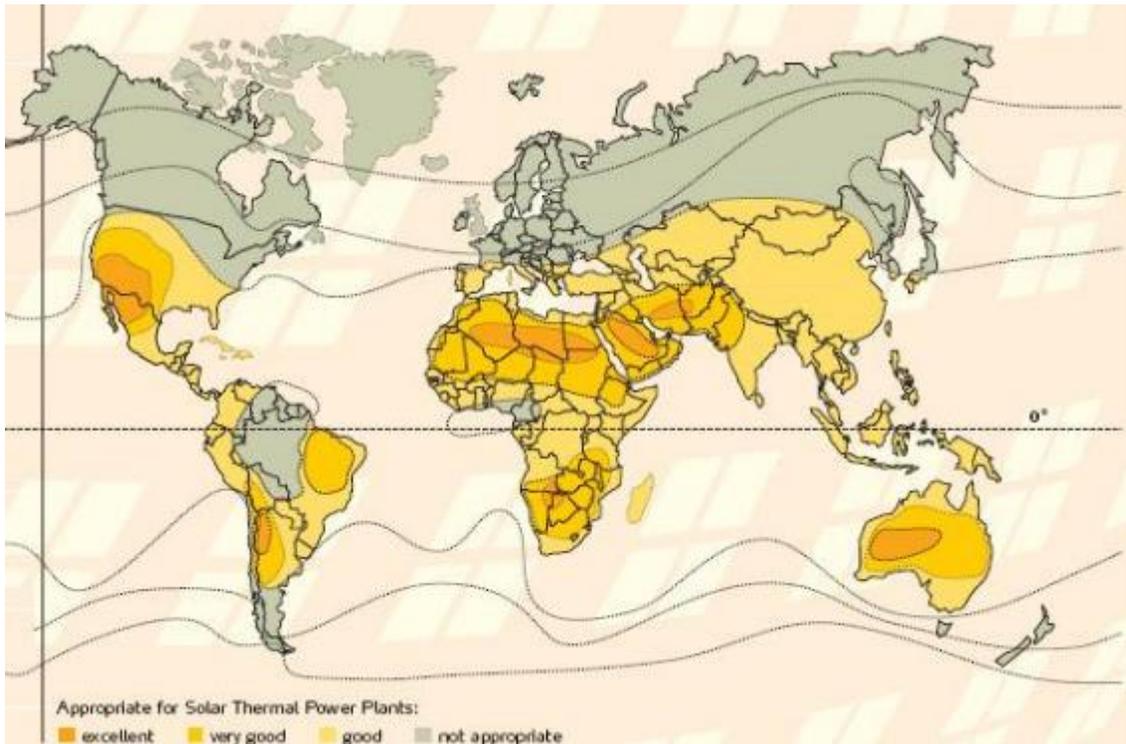


Figura 1. Zonas apropiadas para la instalación de plantas de generación eléctrica por vía solar-térmica.

2. Alternativas tecnológicas

Durante finales de los años 1970 y principios de los años 1980 se construyeron varias centrales eléctricas termosolares en distintos lugares del planeta y con diversas variantes tecnológicas, con objeto de demostrar la viabilidad de la generación de energía eléctrica. En la actualidad ha aumentado el interés en este tipo de equipos y se están instalando varias plantas con distinta capacidad y tecnología con el fin de estudiar su factibilidad económica y poner a punto las distintas tecnologías.

Para producir electricidad se requieren cinco elementos: concentrador, receptor, alguna forma de transporte del calor, almacenamiento y conversión de la energía. Las distintas tecnologías solares térmicas utilizadas hasta el momento se describen a continuación.

2.1. Sistema de receptor central (centrales de torre)

Utilizan una disposición circular de grandes espejos con movimiento propio (helióstatos) que captan y concentran la componente directa de la radiación solar sobre un receptor central montado en lo alto de la torre, como se muestra en la figura 2.

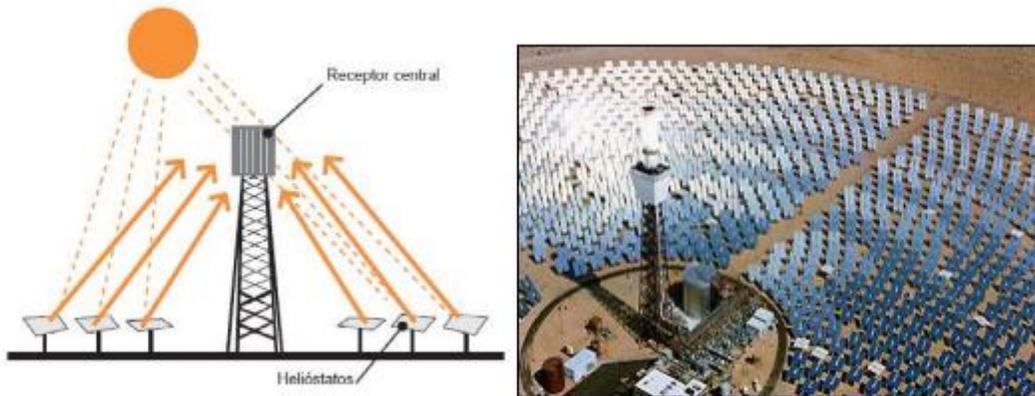


Figura 2. Esquema del sistema torre central y foto del Solar Two en Barstow, California.

El calor para la generación de electricidad es transferido a través de una variedad de medios: aire, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas. En las de vapor de agua, este mueve directamente una turbina. En los otros, el fluido transporta el calor a un generador de vapor de agua, con el que se hace funcionar una turbina que mueve al generador eléctrico.

Este tipo de sistema también es utilizado para otras aplicaciones que requieran altas concentraciones fotónicas como es, por ejemplo, el caso de procesos químicos de reformado de metano o el de tratamiento superficial de materiales.

Aunque se considera que las centrales de torre están más lejos de la comercialización que otros sistemas, poseen buenas perspectivas a largo plazo por su alta eficiencia de conversión. Hay proyectos en varias fases de desarrollo en España, Sudáfrica, y los EEUU.

2.2. Sistema de concentradores cilíndricos parabólicos (CCP)



Figura 3. Esquema y foto de concentradores cilíndricos parabólicos.

En estas centrales se emplean espejos de forma cilindro-parabólica que concentran los rayos solares en un elemento absorbedor de calor, localizado en la línea focal óptica del colector, como se esquematiza en la figura 3. Los colectores solares siguen la trayectoria del sol continuamente. El absorbedor está compuesto por una tubería por la cual circula el fluido a ser calentado, normalmente un aceite térmico. Una vez calentado el fluido, el proceso es el mismo que el de las centrales de torre. Actualmente, el fluido alcanza temperaturas próximas a 400° C.

Energía Solar

La potencia de pico generada por estas plantas oscila entre los 25 y 200 MW de electricidad. Gracias a los sistemas de acumulación, la planta puede trabajar en forma constante. Este tipo de centrales poseen alta performance y bajos costos de producción de electricidad. Representan la tecnología de energía solar térmica más madura, con 354 MW de centrales ya conectados a la red del sur de California, desde los años 80, y más de 2 kilómetros cuadrados de colectores cilíndrico parabólicos. Estas centrales suministran 800 millones de kWh anuales (abastecimiento de 200.000 hogares) a un costo de generación de aproximadamente 12 centavos de U\$S /kWh.

Algunos de los principales organismos de investigación y desarrollo de esta tecnología son: CIEMAT, German Aerospace Center (DLR), Italian National Agency for New Technologies, Energy and Environment (ENEA), International Energy Agency (IEA) en su programa Solar PACES y Sandia Hebs. La figura 4 muestra una planta de 30 MW.



Figura 4. Planta de 30 MW en Kramer Junction, California.

2.3 Sistemas de discos parabólicos

Estos sistemas usan un reflector en forma de disco parabólico para concentrar la radiación solar. El fluido del receptor llega a calentarse hasta unos 750 °C y este se utiliza para generar electricidad en un pequeño motor ubicado en el punto focal del reflector (motor Stirling, microturbina). Su potencial reside sobre todo en el suministro eléctrico descentralizado y remoto, y en su uso en sistemas eléctricos independientes (figura 5).

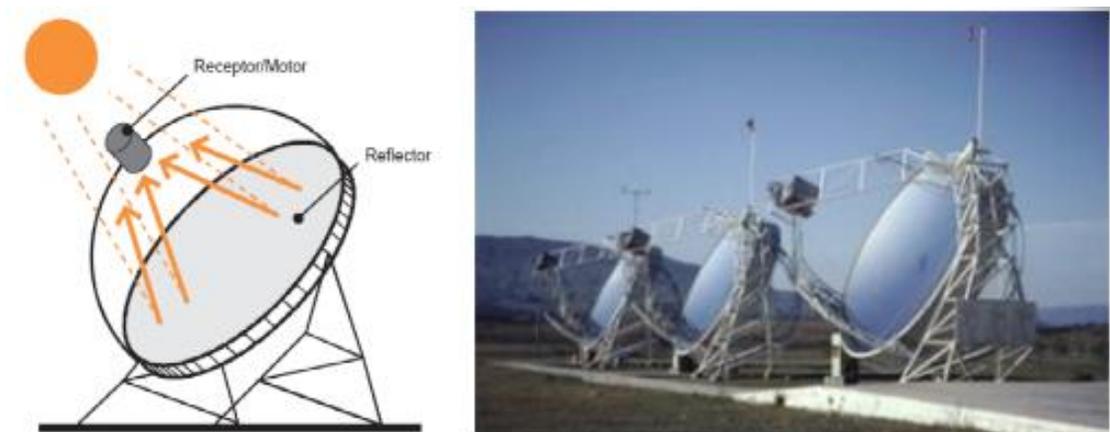


Figura 5. Esquema de un sistema de discos parabólicos y foto del sistema Distal I (Plataforma Solar Almería, España).

2.4. Torre solar (chimenea solar)

Una torre solar consiste en una chimenea muy alta y una gran superficie acristalada en su base (Figura 6). El sol calienta el aire de la superficie acristalada que se eleva por la chimenea a gran velocidad. En su interior están situados una serie de generadores eléctricos similares a los de los aerogeneradores, que producen electricidad limpia sin consumo de agua. La instalación de acumuladores de calor permite la generación nocturna de electricidad.



Figura 6. Torre solar en Manzanares (España).

Para construir este generador es necesario tener una gran superficie de invernadero, pero esto es mucho más barato que un colector solar termoelectrico y muchísimo más barato que un colector solar fotovoltaico.

Una ventaja de este sistema es que el calor acumulado en el suelo puede permitir que el sistema siga funcionando de noche. Un inconveniente importante es que se necesita una gran altura para la chimenea si se quiere obtener un buen rendimiento.

Una sola chimenea con una superficie de colector de 7000 metros de diámetro, construida y explotada en una zona con una radiación anual de 2300 kWh/m², puede producir entre 700 y 800 GWh al año. De esta forma, con un pequeño número de “chimeneas solares” se puede reemplazar una central convencional.

Estos sistemas se caracterizan por su sencillez constructiva y la ausencia de impacto ambiental, y con el apoyo de los relieves naturales de la superficie de la tierra (montañas) podrían alcanzar incluso los 3000 metros de altura, generándose mayores potencias.

2.5. Concentradores solares de tipo Fresnel lineal

Este sistema utiliza una serie de espejos planos ligeramente deformados por una acción mecánica, paralelos entre sí (Reflectores Lineales Fresnel - LFR), que concentran la radiación solar sobre un foco lineal elevado, como lo muestra la figura 7.



Figura 7. Prototipo de concentrador lineal Fresnel – INENCO, U.N.Sa.-CONICET.

La superficie del absorbedor está construida por una serie de tubos por los que circula agua. En estos tubos se vaporiza directamente el agua obteniéndose vapor a alta presión y a una temperatura de hasta 350°C que es utilizado para la generación eléctrica. En comparación con los espejos parabólicos, los colectores lineales de Fresnel son más económicos, requieren menos espacio y resultan más resistentes al viento.

Aprovechando el espacio entre espejos, puede colocarse otro reflector que concentre en otro absorbedor paralelo al anterior. De esta manera se aprovecha casi la totalidad de la superficie. A esta tecnología se la denomina Reflectores Lineales Fresnel Compactos (CLFR).

2.6. Datos comparativos de distintas tecnologías

Las Tablas 1 y 2 muestran algunos datos comparativos de estos sistemas.

Tabla I: Tecnologías de generación de energía solar termoeléctrica.

	Colectores cilindro-parabólicos	Receptores centrales	Discos parabólicos
Tamaño	30-320 MW*	10-200 MW*	5-25 MK*
Temperatura de trabajo (°C)	390	565	750
Eficiencia neta anual	11 (d)-16 %*	7(d)-20 %*	12-25 %* (e)
Grado de desarrollo	Comercial	Demostración a gran escala	Demostración de prototipos
Costo \$/ m2	630-275*	475-200*	3100-320*
Costo \$/ W	4.0-2.7*	4.4-2.5*	12.6-1.3*

FUENTE: Departamento de Energía Americano, DOE

www.eere.energy.gov/troughnet/pdfs/solar_overview.pdf

* Variación entre los años 1997-2030; (d)= valores demostrados; (e)= valores estimados

Tabla II: Comparación de tecnologías de electricidad solar térmica.

	Concentrador CCP	Central de Torre	Disco Parabólico
Aplicaciones	Centrales conectadas a la red, calor de proceso	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura.	Aplicaciones independientes o pequeños sist. Eléctricos aislados.
Unidad mayor construida a la fecha	80 MWe	10 MWe	25 kWe
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ● Comercialmente disponible, más de 10.000 millones de kWh de experiencia operacional; operan a una temperatura potencial de hasta 500 °C (400 °C comercialmente probados) ● Rendimiento anual comercialmente probado del 14% de la producción solar eléctrica a la red. ● Costos de inversión y operación comercialmente probados. ● Modularidad ● Mejor empleo del terreno. ● Demanda de material más baja. ● Concepto híbrido probado. ● Capacidad de Almacenamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Buenas perspectivas a medio plazo de altas eficiencias de conversión con colección solar operando a temperaturas de hasta 1000 °C potenciales. (565 °C probados a 10 MW) ● Almacenamiento a altas T (°C) ● Operación híbrida posible. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Eficiencia de conversión muy alta –máxima de solar a eléctrica de aprox. Un 30%. ● Modularidad. ● Operación híbrida posible. ● Experiencia operacional de los primeros prototipos.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> ● El uso de aceites como medios de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400 °C, lo que origina calidades de vapor moderadas. ● Mucho terreno y agua 	<ul style="list-style-type: none"> ● Valores de rendimiento anual proyectados ● costos de inversión y operación todavía no vistos en operación comercial. 	<ul style="list-style-type: none"> ● La fiabilidad tiene que mejorar. ● Por conseguir los costos proyectados de producción en masa.

Fuente: ESTIA (European Solar Thermal Industry Association). www.solarmillennium.de

3. Estado del arte a nivel internacional

Existen diversas instalaciones en operación de energía eléctrica obtenida por vía solar térmica (Tabla 3).

Hasta el 2006 solo existían en el mundo entero 9 instalaciones solar-térmicas operando comercialmente, las cuales se encontraban en su totalidad en el desierto de Mojave, estado de California, EE.UU., generando una potencia total de 354 MWe. Estas centrales de energía solar de concentradores cilíndricos parabólicos que operan desde hace más de 15 años, produjeron hasta el momento casi 10 TWh a un costo de 0.12/0.14 €/kWh y demuestran el gran potencial de esta tecnología. Las plantas SEGS (Solar Electric Generation System) utilizan el sistema de concentradores cilíndricos parabólicos y usan un 30% de gas natural para cubrir las demandas de horas pico, fundamentalmente en verano.

En abril del 2006 entró en operación la central Arizona Public Services Saguaro (APS Saguaro) con una potencia de 1 MWe. Es una central de tecnología CCP, puramente solar, no posee medios de acumulación por lo que sólo funciona durante las horas de sol. La planta dispone de unos 9500m² de espejos dispuestos en 6 líneas de unos 370 metros de longitud cada una calentando un aceite mineral a 330 C. La generación se realiza con un ciclo Rankine fabricado por Ormat, que utiliza vapor de pentano generado a partir del aceite caliente en un intercambiador. Esta es la primera planta con concentradores CCP construida en EEUU después de la experiencia SEG descrita anteriormente. Su costo estimado es de U\$S 6100 por kW.

Tabla III. Centrales solar-térmicas operando comercialmente

Nombre	Ubicación	Tamaño (Mwe)	Tipo/Fluido de Transferencia de Calor/Medio de Acumulación	Entrada en Servicio	Financiación
Aurelios	Adrano, Sicilia	1	Torre / Vapor de agua	1981	Unión Europea
SSPS/ CRS	Almería, España	0.5	Torre / Sodio	1981	8 países europeos y EE.UU.
SSPS/ DCS	Almería, España	0.5	CC / Aceite	1981	8 países europeos y EE.UU.
Sunshine Nio	Japón	1	Torre / Vapor de agua	1981	Japón
Solar One	California, EE.UU.	10	Torre / Vapor de agua	1982	M.En.& emp. serv. público EE.UU.
Themis	Targassonne, Francia	2.5	Torre / Sal Fundida	1982	Francia
CESA-1	Almería, España	1	Torre / Vapor de agua	1983	España
MSEE	Albuquerque, EE.UU.	0.75	Torre / Sal Fundida	1984	M.En.& emp. serv. público EE.UU.
Vanguard 1	EE.UU.	0.025	Disco / Hidrógeno	1984	Advanco Corp.
MDA	EE.UU.	0.025	Disco / Hidrógeno	1984	McDonnelli-Douglas
C3c-5	Crimea, Rusia	5	Torre / Vapor de agua	1985	Rusia

FUENTE: NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) (www.nrel.gov)

En junio del 2007 se conectó a la red la central Solar One, ubicada en Nevada, California construida por la misma compañía que instaló la central Saguario recién descrita. La planta posee una potencia de 64 MWe, también funciona con CCP y no utilizará combustibles fósiles para su funcionamiento, por lo que será de operación puramente solar. Se usa un generador Ormat que trabaja directamente con vapor de agua. Su costo se estima en U\$S 3900 por kW.

Aunque la tecnología SEGS está totalmente disponible en la actualidad, no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados actuales si no se dispone de algún tipo de incentivo fiscal o ayuda económica externa. No obstante, estos sistemas son de escaso riesgo tecnológico como lo muestra la gran cantidad de horas de operación acumuladas en las plantas existentes.

Se describen a continuación algunas de las situadas en España.

PLATAFORMA SOLAR DE ALMERIA (PSA): Está situada en el Sudeste de España en el Desierto de Tabernas, ofrece a los investigadores características climáticas y de insolación similares a las de los países en vías de desarrollo de la franja ecuatorial (donde radica el mayor potencial de energía solar) pero con todas las ventajas propias de las grandes instalaciones

científicas de los países europeos más avanzados. PSA es un lugar privilegiado para la evaluación, la demostración y la transferencia de las tecnologías solares.

Las principales instalaciones de ensayos disponibles en la PSA son:

- Los sistemas de receptor central CESA-1 y SSPS-CRS de 7 y 2,7 MWt, respectivamente.
- El sistema de colectores cilindro-parabólicos SSPS-DCS de 1,2 MWt, que tiene asociado un sistema de almacenamiento térmico y una planta de desalinación de agua.
- El lazo de ensayos DISS de 1,3 MWt, que constituye un excelente sistema experimental para la investigación del flujo bifásico y la generación directa de vapor para producción de electricidad con CCP.
- El lazo de ensayos HTF, dotado de un completo circuito de aceite que permite la evaluación de nuevos componentes para colectores cilindroparabólicos.
- Una instalación con 6 sistemas disco-Stirling denominada DISTAL.
- Un horno solar de 60 kWt para procesos de tratamiento térmico de materiales.
- Una instalación múltiple para aplicaciones de destoxicación solar, compuesta de un lazo de colectores cilindro-parabólicos con seguimiento en dos ejes y tres lazos de fotorreactores tipo CPC, para la realización de diferentes tipos de ensayos.
- La instalación SOLFIN (Solar Fine Chemicals Synthesis) para la síntesis de productos de química fina.
- El Laboratorio de Ensayo Energético de Componentes de la Edificación (LECE).
- Una estación meteorológica.

Existe además una planta de ensayo que trabaja con un colector Fresnel que tiene un largo de cien metros. Los colectores Fresnel ofrecen una alternativa atractiva con sus bajos costos de adquisición y su modo constructivo. La planta de demostración construida en Almería ha sido planificada por el equipo de Weber conjuntamente con otros grupos de investigadores renombrados, entre ellos científicos del Centro Alemán para Navegación Aeronáutica y Espacial DLR, a pedido del socio industrial MAN Ferrostaal Power Industry GmbH. Conjuntamente con la inauguración se inició un período de ensayos prácticos.

CENTRAL SOLAR TERMICA EN SANLUCAR LA MAYOR, ANDALUCIA (PS10): Central Solar Térmica en Sanlúcar La Mayor, región de Andalucía, sur de España. Inaugurada el 30 de marzo de 2007, es la primera central eléctrica solar térmica del mundo basada en la tecnología torre y campo de helióstatos que generará electricidad de una manera estable y comercial. Está entre las instalaciones solares más grandes que producen electricidad en Europa. La Potencia Eléctrica Nominal de la planta es de 11 MW y produce 23 GWh de electricidad por año. Utiliza como fluido de transferencia de calor vapor de agua saturado (40 bar / 250C) y la generación de energía eléctrica se realiza por medio de una turbina convencional. Cuando la planta se encuentra en total funcionamiento, la energía térmica recibida debido a la concentración de radiación solar es de 55 MW, con picos de 650 kW/m². En estas condiciones, parte del vapor producido es utilizado para cargar el sistema de almacenamiento que utiliza agua caliente y vapor de agua y que posee una capacidad de 20 MWh (operando al 50%), lo que significan 50 minutos de almacenamiento.

En términos comerciales este proyecto se ve beneficiado por una bonificación de 0.18 €/kWh que otorga el Gobierno Español a las instalaciones que producen electricidad por vía solar térmica.

ANDASOL, MARQUESADO DEL ZENETE, ANDALUCIA: Debido a la altitud de la región (900-1100 m.s.n.m.) posee uno de los mejores recursos de radiación solar directa de España.

Es la primera central de ranuras parabólicas de Europa y ha sido desarrollada para reemplazar las centrales de operación fósil y nuclear. Posee una Potencia Eléctrica Nominal de 49.9 MW y acumuladores térmicos. El fluido de transferencia de calor que se utiliza es un aceite sintético similar al que se usa en los motores de los automóviles. Además posee un sistema de almacenamiento térmico de sal fundida, que le confiere una autonomía de 7.5 h cuando no hay radiación solar.

Durante las horas de mayor radiación (mediodía) se genera electricidad y se carga el sistema de acumulación, calentando la sal fundida. La sal caliente y la sal fría se encuentran en tanques separados por lo que se denomina Sistema de Acumulación de Dos Tanques. Durante las horas sin sol, se descarga el sistema de almacenamiento, enfriando la sal.

Mediante este sistema Andasol es capaz de poner a disposición la corriente según la demanda específica. Esta central ayudará a cubrir las puntas de demanda de la red de abastecimiento de corriente de España durante los meses de verano, las cuales se generan sobre todo por el alto consumo energético de las instalaciones de climatización.

La planta posee calentadores de gas auxiliares, para evitar la solidificación del aceite de transferencia de calor y de la sal almacenada, cuando hay largos periodos nublados y se interrumpe la generación de energía eléctrica.

SOLAR TRES, ECIJA, ANDALUCIA: El proyecto tuvo por objeto construir y explotar una planta de demostración a escala comercial de generación eléctrica de 17 MW de potencia nominal a partir de energía solar, mediante la tecnología de campo de helióstatos, torre, y sistema de almacenamiento de energía con sales fundidas, de esta manera podrá entregar electricidad limpia a un costo competitivo. La producción eléctrica se exportará íntegramente a la red (105 GWh/año), acciéndose al Régimen Especial de Generación Eléctrica (RD 436/04).

Objetivos:

- Lograr un costo total de instalación de 2.500 € /kWe.
- Llegar a un costo de electricidad de 0.04 €/kWh, mejorando la eficiencia, aumentando la disponibilidad y reduciendo costos operativos.
- Lograr una producción energética sostenible, sin consecuencias ambientales negativas y contribuir a la reducción de emisiones de gas invernadero.

El proyecto Solar Tres posee varias ventajas debido al avance tecnológico que se ha obtenido en este tipo de centrales (Solar One, Solar Two). Los helióstatos son de gran tamaño (120 m²). Esto reduce el costo de la planta, ya que se necesitan menos mecanismos de seguimiento para la misma área de colección. La planta posee un sistema de receptor cilíndrico de alta eficiencia térmica, capaz de trabajar con alto flujo y pérdidas de calor bajas. De este modo se logra mejorar la confiabilidad y reducir los costos. Un nuevo sistema de acumulación en sales fundidas permite una capacidad de almacenamiento térmico de 15 h.

4. Programas internacionales

PROGRAMA SOLAR PACES (Solar Power and Chemical Energy Systems): Es un programa de colaboración de la Agencia Internacional la Energía. (IEA- International Energy Agency) en el que se desarrollan e intercambian experiencias de proyectos de I+D y demostración de sistemas

de concentración solar para la producción de electricidad, calor industrial y procesos químicos. SolarPACES es un foro en el que participan 13 países (Australia, Brasil, Egipto, Francia, Alemania, Israel, México, Rusia, Sudáfrica, España, Suiza, Reino Unido y EE.UU.), liderados por España, Alemania, EE.UU, Israel y Australia. Cuenta con la participación de la Comisión Europea a través de la DG Investigación y la DG Transporte y Energía.

También la IEA está promoviendo diversas tareas con el fin de aprovechar las experiencias y conocimientos sobre energía solar térmica y aplicarlas a procesos industriales que poseen distintas entidades internacionales (“Solar Heat for Industrial Processes” - SHIP).

SolLab: Se constituyó en el año 2004 mediante una alianza entre organismos científicos de Francia, Alemania, España y Suiza para la investigación conjunta en sistemas de concentración solar. Sus miembros son: PROMES (Processes, Materials and Solar Energy Laboratory) del CNRS (Francia), Solar Research Division del DLR (Alemania), Plataforma Solar de Almería (PSA) del CIEMAT (España) y el Renewable Energy Carriers Laboratory del ETHZ (Suiza).

PROGRAMA DE LA GLOBAL ENVIRONMENTAL FACILITY (GEF): Esta agencia financiera obtuvo la colaboración del Banco Mundial y las Naciones Unidas para publicar varias licitaciones para centrales de energía solar en países subdesarrollados y en vías de desarrollo, otorgándole importancia internacional a la exploración y utilización de la energía solar. Actualmente se están llevando a cabo dos proyectos de centrales de ciclo combinado (ISCCS - Integrated Solar Combined Cycle System). Estas centrales combinan campos de CCP con centrales de gas natural.

Proyecto ISCCS Ain Beni Mathar (Marruecos): posee una potencia de salida de 220 MW con una componente solar de 30 MW.

Proyecto ISCCS Kuraymat (Egipto): entrega una potencia de 140-160 MW con 25 MW de componente solar.

Proyectos futuros de ISCCS en Mathania (India) y Baja California Norte (México).

INICIATIVA CSP-GMI (Concentrating Solar Power – Global Market Initiative): Es una iniciativa internacional, coordinada en el ámbito del Task I de SolarPACES, que involucra al sector público y privado para facilitar y acelerar la construcción de 5000 MWe de CSP (Concentrating Solar Power) en todo el mundo dentro de un periodo de 10 años y reducir costos de inversión de los CSP al 50% para que la energía obtenida se vuelva comercialmente competitiva.

Durante la Conferencia Mundial de Energías Renovables del 2004 (Bonn, Alemania), Italia, Alemania, España, Argelia, Marruecos, Israel, Egipto y el estado de Nevada (USA) adhirieron a esta iniciativa con el objeto de establecer mecanismos para promover la generación de electricidad a partir de energías renovables, especialmente CSP, establecer una base consistente de leyes y regulaciones nacionales para adecuar las tarifas provenientes de CSP, realizar un esquema de bonos verdes para importar electricidad de áreas con alta radiación solar de países o estados vecinos.

PROYECTO THESEUS (Grecia): es llevado a cabo por una sociedad de industriales griegos y europeos bajo la dirección de Solar Millennium A.G. El objetivo del proyecto es la puesta en marcha, en la isla de Creta, de una central eléctrica termo-solar de tecnología cilíndrico-parabólica, con una capacidad 52-MWe. La etapa de diseño del campo solar y la central eléctrica ha concluido y se fundó una compañía local del proyecto, Theseus. Las condiciones de compra de la energía producida por la central termosolar por la empresa de energía privatizada griega está en su etapa de regulación.

PROYECTO ARQUIMIDES (Italia): El Ente para la Nueva Tecnología de la Energía y el Ambiente (ENEA), en su división de Energía Solar Térmica lleva a cabo este proyecto que prevé la construcción de una central termo solar demostrativa, a escala industrial, que se integre a la central termoelectrica ENEL localizada en Priolo Gargallo (Siracusa). De allí que al proyecto se le haya dado el nombre de Arquímedes en honor al famoso inventor siracusano.

La actual Central termoelectrica funciona a gas metano y será remodelada con la introducción de un ciclo combinado. El vapor producido por vía solar contribuirá con un aumento de potencia de 28 MWe. Se proyectó un sistema de acumulación térmica en sal fundida con una capacidad de 500 MWh. La prospectiva al 2015 es de una planta totalmente solar de 100 MWe de potencia con una capacidad de acumulación térmica de 1800 MWh.

SCE (Southern California Edison): en agosto de 2005 firmó un acuerdo para proveer 500 MW de energía producidos por sistemas CSP de disco parabólico/motor, que estarán emplazados en 4500 hectáreas cerca de Victorville, California. Este proyecto posee una opción de expansión a 850 MW.

PROYECTO SES 2 (Stirling Energy Systems of Arizona 2): Esta compañía, en conjunto con el laboratorio Sandia, ha desarrollado motores Stirling de 25 kW calentados con discos parabólicos de 11 metros de diámetro. Se ha firmado un convenio con la compañía eléctrica Edison de California para instalar un sistema de 500 MW constituido por 20.000 unidades de 25 kW cada una. Estos sistemas se caracterizan por tener el rendimiento más alto del mercado actual, con un 31 % de eficiencia en la conversión de energía solar a electricidad. En el 2007 ha realizado una instalación de 1 MW. La instalación, ubicada en el Imperial Valley de California, es la primera usina generadora con discos Stirling a nivel mundial

PROYECTOS DE CHIMENEA SOLAR: Se destaca la construcción de una central de 200 MW en Australia que dispone de un tiro térmico acentuado gracias a una chimenea de 1000 metros de altura y 38 kilómetros cuadrados de techo de vidrio. Esta tecnología fue ensayada previamente España, entre 1982 y 1989, en una planta piloto de 50 kW en Manzanares (Madrid), con una torre de 195 m de altura y 10 m de diámetro y un campo colector de 240 m de diámetro.

El Fondo de Fomento al Desarrollo Científico y Tecnológico (Fondef, Chile), dio a conocer el proyecto denominado "Generación a escala a partir de Energía Solar, Recursos Renovables y no Contaminantes". El mismo consiste en estudiar la factibilidad de generar electricidad a gran escala a partir del uso de una chimenea solar apoyada en la ladera de un cerro, ubicado en la Reserva Ecológica Oasis de La Campana. El proyecto contempla la construcción de una planta prototipo, que contará con una chimenea de 1.070 metros de largo y una altura vertical de 320 metros. El gran invernadero que formará el colector solar estará libre

de heladas y será utilizado para ayudar al crecimiento de palmas chilenas y otras especies nativas. La reducción de costos que se obtiene al “acostar” la chimenea en un cerro hace que el precio del MW instalado sea comparables a los de una planta hidráulica.

AUSRA (www.ausra.com) es una compañía con casa central en California. Promueve la instalación de centrales solares basadas en los concentradores de tipo Fresnel lineales compactos desarrollados en Australia. En el 2004 instaló una central de 1 MW en Australia y actualmente proyecta la instalación de centrales de potencia en el orden de los 250 MW en EEUU promoviendo la instalación de un sistema de este tipo en el estado de Florida. Esta compañía promueve la instalación de acumuladores basados en el uso de agua líquida caliente a alta presión almacenada en cavidades subterráneas.

OTROS PROYECTOS

Hassi -R'mel (Algeria): 150 MW ISCCS con contribución solar de 30 MW.

Yazd (Iran): 400 MW ISCCS con contribución solar de 60 MW.

Desierto de Negev (Israel): 5 plantas tipo SEGS de 100 MW cada una con un 50% de hibridación con combustible fósil.

5. Situación en Argentina

En el año 1985, la División Energía Solar de la CNEA (Comisión Nacional de energía Atómica) construyó un prototipo industrial de Concentrador Cilíndrico-Parabólico. El mismo, está formado por unidades de dos líneas conectadas en serie, de aproximadamente 30 m de largo cada una, con un área de captación de 1.73 m²/m. La ingeniería básica del conjunto se realizó empleando componentes de producción nacional. El fluido de trabajo seleccionado fue un aceite mineral puro, de tipo parafínico, con un rango amplio de temperatura de trabajo (0°C a 310°C). Posteriormente, el trabajo fue discontinuado y no se poseen más resultados.

En el transcurso del presente año en el Instituto de Investigación en Energías No Convencionales (INENCO, U.N.Sa.-CONICET), se construyó un prototipo de concentrador lineal Fresnel de 8 m² para la generación directa de vapor de agua. El sistema está formado por 8 espejos de eje horizontal y un absorbedor con concentrador secundario a 4 m de altura. Actualmente se está construyendo una segunda planta de 24 m². La construcción del prototipo no presentó mayores dificultades. Los materiales usados se adquirieron en el medio con buena disponibilidad. La mano de obra utilizada no requirió una especialización importante. La experiencia adquirida, en un marco de crisis energética y de perspectivas de desarrollo de la generación de potencia mediante energía solar térmica, hacen que se esté en condiciones de trabajar con equipos en escalas superiores.

6. Análisis económico

6.1. Centrales CCP

De acuerdo con la evaluación del Banco Mundial, de centrales eléctricas solares térmicas en EEUU/Europa (“Cost Reduction Study for Thermal Power Plants” – 1999), los costos de instalación de centrales de CCP a corto plazo se estima estén en el rango de 3500-2440 €/kWe para ciclo Rankine, 30-200 MWe (Tipo SEGS) y 1080 €/kWe para centrales híbridas ISCCS de 13 MWe con 30 MWe de capacidad solar equivalente. Los costos totales de la electricidad proyectados

oscilan entre 0.10 y 0.07 €/kWh para centrales tipo SEGS y menos de 0.07 €/kWh para centrales ISCCS.

El prometedor potencial a largo plazo es que las centrales de concentradores de ciclo Rankine, en buenos emplazamientos solares, puedan competir con centrales de ciclo Rankine convencionales de punta (carbón o fuel). En Australia, los costos totales de electricidad de la central CLFR se estiman en 0.045 \$Aus/kWh cuando se usa junto a una central de carbón y 0.07-0.09 \$Aus/kWh como central solar térmica aislada.

La construcción de proyectos puede abarataarse en los países en desarrollo. En un estudio de viabilidad de una central en Brasil, se estimó que el costo de construcción de una central de ciclo Rankine de 100 MW sería un 19% menor que en EEUU, debido al ahorro en mano de obra y materiales. Compañías interesadas en construir proyectos FMAM (Fondo Medio Ambiente Mundial) han indicado que usar mano de obra y fabricantes locales en India, Egipto, Marruecos y México sería la clave para reducir costos.

6.2. Centrales de torre

Los costos de capital de instalación para centrales de receptor central son todavía muy altos y no existen aún costos de generación eléctrica para centrales a escala comercial. Sin embargo, estas centrales tienen un uso potencialmente importante ligado a sistemas de almacenamiento de energía de alta temperatura. Esto aumentaría el rendimiento y el factor de capacidad, pero no necesariamente reduce los costos de producción.

El proyecto PS10 (España) indicó que sus costos de instalación serían de 2700 €/kWe, con turbinas tipo Rankine y un pequeño sistema de almacenamiento de energía. Los costos de electricidad previstos varían entre 0.14 y 0.20 €/kWh.

Los costos previstos de instalación de un campo de helióstatos varían de 180 a 250 €/m² para pruebas de pequeña producción en EE.UU. y Europa. En países en desarrollo puede proyectarse una reducción del 15% sobre estos valores debido a los menores costos de mano de obra. A largo plazo se espera que el costo de los campos de helióstatos baje a menos de 100 €/m² para volúmenes importantes de producción.

De acuerdo con el Banco Mundial, la evolución esperada a mediano plazo, será un costo total de electricidad de 0.07-0.08 €/kWh (central de ciclo Rankine o ISCCS de 100 MWe con almacenamiento). A largo plazo se espera llegar a 0.05 €/kWh (central de ciclo Rankine de 200 MWe con almacenamiento) para plantas emplazadas en lugares con alto nivel de radiación.

6.3 Discos parabólicos

El objetivo del proyecto europeo EuroDisco es llegar a costos de capital de instalación de 7100 €/kWe, para unidades independientes disco/Stirling de 9-10 kWe, con una producción de 100 unidades/año. Estos costos podrían reducirse a 3700 €/kWe (1000 unidades/año), a 2400 €/kWe (3000 unidades/año) e incluso a 1600 €/kWe (10000 unidades/año). Es poco probable que los precios bajen de este nivel, ya que es una tecnología altamente modular.

En términos de costos de electricidad, piensa alcanzarse a corto plazo, un valor menor a 0.15 €/kWh. A mediano y largo plazo se espera que los sistemas avanzados disco/Stirling compitan con generadores diesel de tamaños similares.

Estudios realizados en EE.UU. (1999) sobre potencial de mercado en compañías eléctricas de los sistemas de disco concluyeron que los costos tendrían que bajar a 1200-2000 U\$/kWe para conseguir una posición de mercado significativa.

La Tabla 4 muestra una comparación de costos de las distintas tecnologías.

Tabla IV: Comparación de costos de las distintas tecnologías

	Colectores cilindro-parabólicos	Receptores centrales	Discos parabólicos
Tamaño	30-320 MW*	10-200 MW*	5-25 MK*
Temperatura de trabajo (°C)	390	565	750
Eficiencia neta anual	11 (d)-16 %*	7(d)-20 %*	12-25 %* (e)
Grado de desarrollo	Comercial	Demostración a gran escala	Demostración de prototipos
Costo \$/ m2	630-275*	475-200*	3100-320*
Costo \$/ W	4.0-2.7*	4.4-2.5*	12.6-1.3*

7. Políticas nacionales en varios países

7.1. España

Los Reales Decretos 436/2004 (BOE del 27/03/04) y 2351/2004 (BOE del 24/12/04) han supuesto un impulso importante para la actividad industrial española en relación con las centrales solares termoeléctricas. Se estableció una prima de 0.18 €/kWh para la electricidad producida con plantas solares de concentración en cualquiera de sus tres variantes (cilindro-parabólicos, receptor central o discos parabólicos), junto con la posibilidad de hibridar gas entre un 12 y un 15 %. La seguridad de cobrar esa tarifa durante los 25 primeros años de funcionamiento de la central ha afianzado el interés de los sectores inversor e industrial por las tecnologías de concentración solar. Fruto de este interés es la existencia de más de veinte promociones de plantas solares termoeléctricas en España con sistemas de receptor central y con colectores cilindro-parabólicos, totalizando más de 1000 MW de potencia instalada y una inversión que supera los 4000 M€. No obstante, hasta el momento la actividad se reduce a diversos proyectos de demostración.

Debido al incremento del precio del petróleo, el Decreto Real 661/2007 (25/05/2007), garantiza una tarifa fija de 0.269375 €/kWh por 25 años, para plantas CSP de más de 50 MW. Con este decreto se pretendía que para el año 2010 la cantidad de energía proveniente de CSP sea de 500 MW.

7.2. Portugal

A partir de 2007 se garantiza una tarifa de 0.27 €/kWh para plantas CSP de más de 10 MW y 0.16-0.20 €/kWh para plantas de menos de 10 MW.

7.3. Francia

En 2006 publicó una nueva tarifa para electricidad solar, garantizando 0.30 €/kWh, más un extra de 0.25 €/kWh si se encuentra integrada a construcciones. Esta tarifa está limitada solo a instalaciones solares de menos de 12 MW. Para producción por encima de este límite la tarifa es 0.05 €/kWh.

7.4 Grecia.

La ley 3468/2006 de “Generación de Electricidad Utilizando Fuentes de Energías Renovables y Cogeneración de Electricidad de Alta Eficiencia” garantiza para la explotación de energía solar con otra tecnología diferente a la fotovoltaica, con una capacidad instalada mayor a 5 MW, la tarifa de 0.25 €/kWh en la Isla principal de Grecia y 0.27 €/kWh en las otras islas del país.

7.5 Israel

El Ministerio Nacional de Infraestructura, que es responsable del sector de energía, decidió introducir al mercado eléctrico, en el año 2002, la tecnología CSP con una unidad de potencia de 100 MW. Debido al éxito de la utilización de esta primera unidad se prevé incrementar la contribución de CSP a más de 500 MW en una segunda etapa. En el 2006 el PUA (Public Utilities Authority) Israelí publicó una serie de incentivos para instalación de plantas mayores a 20 MWe que utilicen como máximo 30% de combustible fósil, estableciendo una tarifa de 0.163 U\$/kWh por un periodo de 20 años. Para plantas más chicas (de 100 kW a 20 MW) se estableció una tarifa de 0.204 U\$/kWh para los primeros 20 años de funcionamiento.

7.6 Argelia

En el año 2004 se establece por ley que la prima por kWh se eleva un 200% para electricidad producida por vía solar térmica o por sistemas híbridos solar-gas con una contribución solar mínima del 25%. Para contribuciones de energía solar inferiores va disminuyendo el porcentaje de la prima que se paga por kWh. Además se propone un objetivo de llegar al 2010 con 5% de la producción eléctrica por medio de energías renovables.

8. Tendencias futuras

En relación con la energía solar térmica de alta temperatura para generación eléctrica, no existe todavía un fuerte desarrollo industrial asociado debido a la inexistencia de mercado. Las principales barreras para que la tecnología sea comercialmente viable han sido los elevados costos de fabricación y operación actuales. No obstante, el panorama actual ha cambiado de manera sustancial dada la política que han comenzado a impulsar varios países mediante

distintos tipos de subsidios para promover la instalación de prototipos de escala económica por parte de la actividad privada. La tecnología de centrales solares térmicas comienza a presentar una opción tecnológica importante para la combinación sustentable de las energías del futuro.

La combinación preferida actualmente es el sistema de ciclo combinado integrado solar (ISCCS). Sin embargo, se está prestando atención creciente a sistemas totalmente solares. El mercado para la operación 100% solar se amplía aún más con la utilización de métodos de almacenamiento térmico.

El escenario Greenpeace – ESTIA (Asociación Europea de la Industria Solar) para el 2020, está basado en las mejoradas esperadas en la tecnología termosolar junto con el aumento en el número de países que están apoyando los proyectos CSP para lograr objetivos de cambio climático y de demanda de electricidad.

En el periodo cubierto por el escenario, la tecnología termosolar habrá emergido desde una posición relativamente marginal en la jerarquía de las fuentes de energías renovables hasta lograr un nivel significativo junto con los actuales líderes de mercado como la hidráulica y la eólica. Desde el nivel actual de sólo 354 MW, se espera en el 2015 que la capacidad total instalada de centrales termosolares supere los 5000 MW. Para 2020 casi 4500 MW de capacidad adicional se añadirán cada año.

El escenario asume que los primeros años los costos de inversión de capital en planta serán de 2500 U\$/kW instalado, estos costos de inversión se reducirán gradualmente y el año 2020 llegarán a la mitad.

Si asumimos que 1 MWh de electricidad termosolar generada ahorra 600 kg de CO₂, en el periodo hasta el 2020 se habrá evitado la emisión de 154 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera, que es el equivalente a 20 centrales térmicas de carbón.

En el número de enero del 2008 de la revista Scientific American se ha publicado un interesante artículo llamado “A Solar Grand Plan” en el cual se propone convertir el sistema de producción de energía eléctrica en EEUU de manera que para el 2050 el 69% de la energía eléctrica sería producida por generadores solares fotovoltaicos y térmicos. Los generadores estarían colocados en la zona suroeste del país donde la radiación solar es máxima. Desde allí la energía sería distribuida al resto del país mediante una línea de alta tensión en corriente directa. Se asume que el 10% de la energía sería producida por equipos fotovoltaicos distribuidos. Si además se usaran las fuentes del viento, la biomasa y la geotermia, se podría aportar el 100% de la demanda eléctrica. Se usaría acumulación de energía en forma térmica para cubrir la demanda nocturna. Se prevé que la energía sería vendida al mismo precio que la producida por fuentes convencionales, alrededor de U\$S 0,05 por kWh. Se supone que los paneles fotovoltaicos se han perfeccionado logrando eficiencias del 14 % mientras que la generación solar térmica tendría una eficiencia del 17 %. Para llevar adelante el plan se necesitaría una inversión de 420 billones de dólares, la que se obtendría aplicando una tasa de carbón al consumo de electricidad de 0,5 centavos de dólar por kWh consumido. El plan tiene una primera fase hasta el 2020 en la cual los sistemas solares mejorarían su eficiencia al nivel de producción masiva. En una segunda fase entre el 2020 y el 2050 se produciría la instalación masiva de los colectores desarrollados en la primera fase. El área a cubrir con sistemas fotovoltaicos y térmicos sería del orden de 46000 millas cuadradas o sea un cuadrado de 210 millas de lado. Esto cubriría un 19% de la tierra disponible en el suroeste con este propósito

La política de EE.UU para el despliegue inicial de las industrias de CSP prevé, para el 2010, 2000 MW instalados en proyectos en California, Arizona y Nevada.

En este apartado cabe mencionar los proyectos para producción de hidrógeno, el “combustible” limpio del futuro, con sistemas de concentración solar (Proyecto HIDROSOL – Unión Europea, Programa ENEA- Italia).

9. Conclusiones

Las tecnologías de Concentración Solar y de Generación de Energía por Vía Solar Térmica jugarán un rol importante en la futura producción energética tanto a nivel mundial como nacional. En la Argentina, la figura 1 muestra que las regiones andinas y sub-andinas tienen altos niveles de radiación por lo que constituyen regiones capaces de generar energía en forma masiva. Los sistemas instalados que aquí se describen muestran que estas centrales son capaces de producir 1 MW de potencia con una superficie de espejos en el orden de 1 hectárea. Si la potencia instalada en Argentina se encuentra en unos 18000 MW se precisará un área de 180 km², o sea un cuadrado de solo 13.5 km de lado para su generación. Esto implica que el potencial de generación existente es muy grande.

Las principales ventajas de las centrales térmicas solares son:

- a) Su carácter renovable.
- b) La escasa contaminación ambiental, en especial la no emisión efectiva de gases invernaderos. Su instalación implicará una solución real al problema ocasionado por dichos gases.
- c) La posibilidad de almacenar energía por vía térmica en plazos cortos del orden del día, lo que soluciona el problema de la variabilidad del recurso. Diversas tecnologías como la de aceite, las de sales o las de agua a presión se están poniendo a punto y están demostrando su factibilidad económica.
- d) Su flexibilidad para atender distintas demandas con generación in situ dado su carácter altamente modular. Se pueden instalar tanto grandes centrales del orden de los 1000 MW para satisfacer las necesidades de la red nacional como centrales pequeñas del orden de los 10 MW para satisfacer requerimientos en zonas aisladas. Es así que se podrá dar realidad a la generación distribuida.
- e) La posibilidad de integrar fácilmente las plantas solares con las térmicas convencionales pudiéndose plantear una transición sin problemas de los combustibles tradicionales a los renovables.
- f) Su flexibilidad para atender tanto la generación de energía eléctrica para alimentar las redes nacionales como la generación de energía térmica para satisfacer la industria. La posibilidad de producir hidrógeno para resolver el problema de transporte es otro aspecto de gran interés.

Las centrales de más de 300 MW ya instaladas desde hace más de 15 años en California garantizan que es una tecnología de larga durabilidad. Los adelantos que están teniendo lugar con la nueva generación de centrales en instalación muestran que es posible generar energía en forma competitiva tanto en horas pico como en generación de base. Los costos de instalación podrán bajar de los U\$S 1500 por kW compitiendo económicamente con otras fuentes de energía.

Se está comenzando a comprender que la instalación de estas centrales puede dinamizar la economía de los países a través de la instalación de nuevas industrias y la

generación de nuevos empleos. Incluso los países en desarrollo, muchos de los cuales tienen un recurso solar interesante por estar en el cinturón solar, podrán convertirse en exportadores de energía para los países industrializados, obteniendo la financiación necesaria para la instalación de centrales y dinamizando su economía.

COLECTORES SOLARES CALENTADORES DE AIRE PARA LA CALEFACCIÓN DE EDIFICIOS

Alejandro L. Hernández y José E. Quiñonez*

Instituto de Investigaciones en Energía no Convencional (INENCO)
UNSa – CONICET, Av. Bolivia N° 5150, C.P. 4.400, Salta Capital, Salta
E-mail: alejoher65@gmail.com

Resumen

En este capítulo se describen los modelos más comunes de colectores solares calentadores de aire empleados en la calefacción de edificios y los prototipos desarrollados en el Instituto de Investigaciones en Energía no Convencional (INENCO) de UNSa-CONICET. Finalmente, se presentan tres instalaciones de calentamiento solar de aire transferidas a edificios públicos y privados de la Provincia de Salta.

Palabras clave: colector solar, calefacción de edificios

Abstract

Solar air collectors for heating of buildings. In this chapter, the most common models of solar collectors air heaters used in heating of buildings and the prototypes developed INENCO are presented. Three installations of solar air heating that were transferred to public and private buildings in the province of Salta are also presented .

Keywords: solar collector, heating of buildings

Introducción

Desde mediados del siglo pasado el calentamiento solar del aire ha despertado gran interés entre los investigadores que estudian el aprovechamiento de la energía solar debido a que se trata de una aplicación relativamente sencilla, barata y de bajo mantenimiento. A lo largo de estos años, diversos prototipos tecnológicos fueron diseñados, modelados matemáticamente y ensayados experimentalmente. En la actualidad existen muchas configuraciones de colectores solares calentadores de aire, diferenciadas por la manera en que circula el aire en su interior y en la forma y disposición del elemento de captación solar (placas planas, corrugadas, tubos cilíndricos, caños rectangulares, mallas y matrices porosas, etc.).

El colector solar calentador de aire emplea una placa absorbadora de radiación solar para convertir ésta en calor aprovechable. Básicamente consiste de una caja metálica de soporte aislada térmicamente del exterior en su fondo y costados la cual aloja una placa metálica ennegrecida de cobre, aluminio o hierro galvanizado (placa absorbadora de radiación solar). La caja se cierra en la parte superior con una doble cubierta de vidrio o de policarbonato a fin de evitar que la placa calentada por el sol se enfríe por acción del viento. Entre la cubierta transparente y la aislación del fondo existe un canal por donde circula y se calienta el aire en contacto con la placa absorbadora. En la Fig. 1 se muestra un esquema en corte del colector.

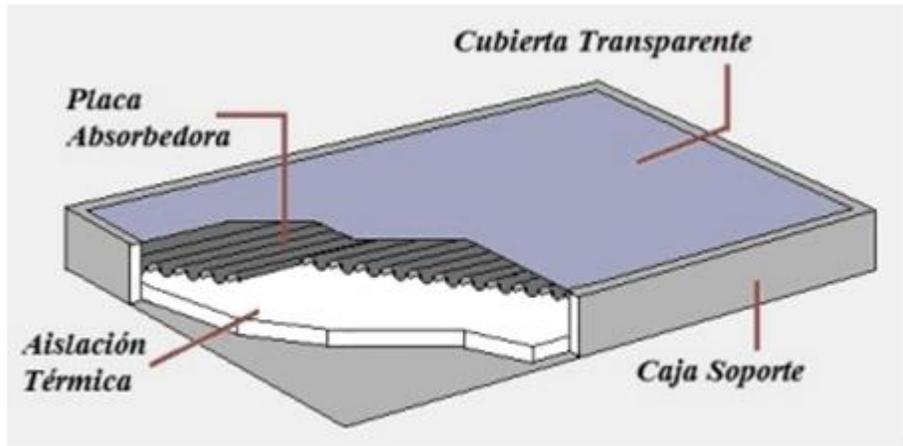


Fig. 1. Esquema en corte de un colector solar calentador de aire.

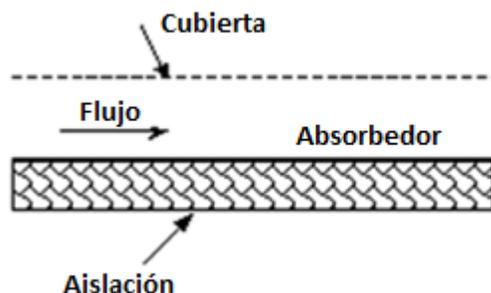
Para maximizar la cantidad de radiación solar colectada, los colectores solares se instalan con una inclinación respecto del plano horizontal igual a la latitud del lugar si han de funcionar durante todo el año. Si han de utilizarse para generar aire caliente fundamentalmente durante la estación fría, se inclinan con una pendiente igual a la latitud + 15° y si se la estación principal de aprovechamiento es la época estival su inclinación será igual a la latitud del lugar – 15°. En todos los casos, y en nuestro hemisferio, los colectores solares se orientan con la placa absorbidora mirando al norte.

El aire ingresa frío al colector y aumenta su temperatura a medida que la placa absorbidora le transfiere parte de la energía colectada. La parte restante se disipa como pérdida de calor hacia el exterior. La temperatura de salida del aire depende de la cantidad de radiación solar absorbida, de la temperatura de entrada del aire, de la temperatura del aire y la velocidad del viento en el exterior del colector, de sus características geométricas y materiales constructivos, de la densidad local del aire y del caudal circulante en su interior.

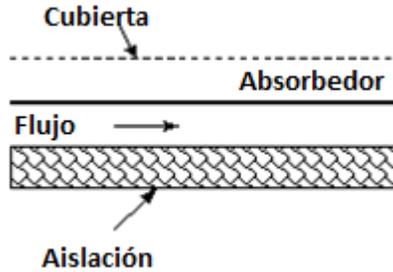
1. Tipologías constructivas básicas

Las tipologías básicas de colectores solares calentadores de aire son cuatro, diferenciadas por el lugar por donde fluye el aire en contacto con la placa colectora de radiación solar:

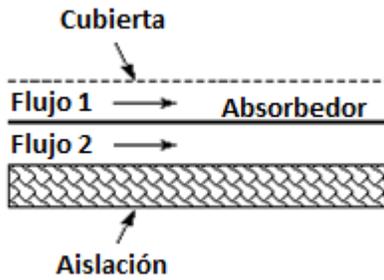
1. Flujo de aire entre la placa colectora (absorbedor) y la cubierta transparente.



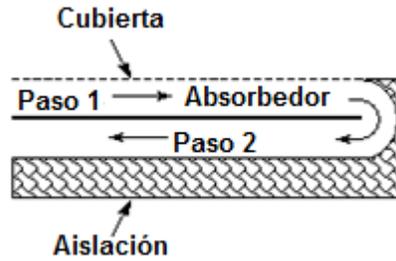
2. Flujo de aire entre la placa colectora y el fondo del colector.



3. Doble flujo: una corriente de aire entre la placa colectora y la cubierta y otra corriente entre la placa colectora y el fondo del colector, en flujo paralelo (a) o en contra-corriente (b).

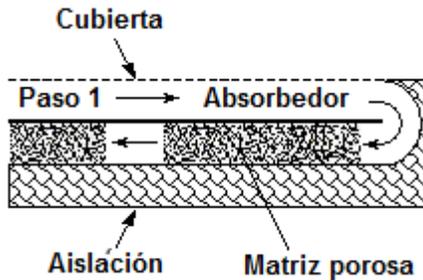


(a)

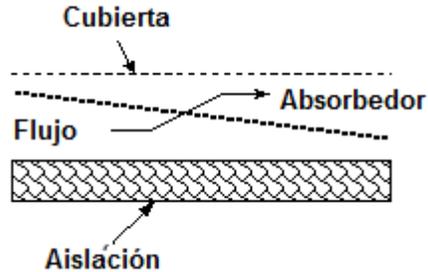


(b)

4. Flujo de aire a través de una matriz porosa (c) o de una placa perforada (d).



(c)



(d)

La placa absorbidora puede ser lisa, corrugada con perfil diente de sierra o bien acanalada con perfil sinusoidal. Estas dos últimas son preferibles a la plana ya que, a igual tamaño de cubierta transparente, poseen mayor área para la transferencia de calor.

Los colectores de doble flujo paralelo y de doble paso en contracorriente se desarrollaron para aumentar el contacto entre la placa absorbidora y el aire circulante. Estos colectores tienen eficiencias instantáneas y diarias superiores a los de paso simple [1- 3].

Otra forma de aumentar el contacto entre la placa absorbidora y el aire a calentar fue implementada por [4]. Incorporando aletas rectangulares adheridas a la placa absorbidora perpendiculares a la dirección del flujo obtuvieron una mejora del 30 % en la eficiencia térmica

respecto a la de un colector sin aletas. Otros autores estudiaron teórica y experimentalmente distintos prototipos con baffles y aletas adosadas al absorbedor [5 - 7].

Los mejores resultados se obtienen en los colectores de doble paso en contracorriente con malla porosa instalada en su canal inferior [8 -10]. Naphon [9] estudió el efecto del medio poroso sobre la eficiencia del colector de doble paso en contra corriente mediante un modelo matemático con el que obtuvo una eficiencia térmica 25,9 % más alta que sin malla porosa.

En [11] desarrollaron un modelo matemático para analizar el funcionamiento de un colector de doble paso en contracorriente cuyo canal superior de flujo es el espacio existente entre las dos cubiertas de vidrio mientras que el segundo canal es el espacio entre la cubierta interior y el fondo del colector en el cual se encuentra una malla de alambre ennegrecida dispuesta en varias capas. La placa absorbidora se ubica debajo de la malla. Compararon resultados con el mismo colector sin malla porosa y concluyeron que la eficiencia es un 25 % mayor con la malla que sin ella.

Un modelo de colector solar calentador de aire sin cubierta ni aislación térmica desarrollado para la calefacción de grandes edificios fue estudiado mediante simulación computacional en [12]. Se denomina “colector de placa transpirada” y consta de una placa absorbidora de color oscuro de grandes dimensiones y con perforaciones de pequeño diámetro a través de las cuales el aire exterior es succionado mediante un ventilador. La placa está separada de la pared del edificio dejando un canal para el flujo del aire que al tomar contacto con ella se calienta e ingresa al edificio por un ducto que atraviesa la pared. En la Fig. 2 se muestra un esquema del funcionamiento de este colector.

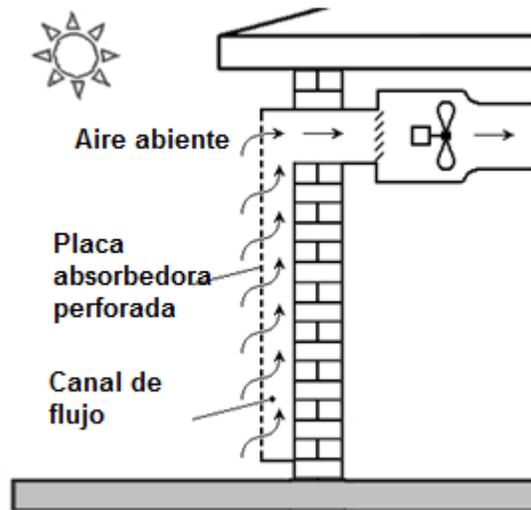


Fig 2. Esquema del funcionamiento de un colector de placa transpirada.

Los resultados de las simulaciones indicaron que el flujo dentro del canal puede ser relativamente uniforme o directamente no uniforme dependiendo de la velocidad de succión establecida por el ventilador. Es uniforme si la velocidad del aire en el canal de flujo es muy baja y resulta no uniforme si la velocidad es alta. Para obtener los mayores valores de eficiencia térmica en este tipo de colectores la velocidad del aire debe ser baja, el espesor del canal relativamente grande y la resistencia hidráulica de las perforaciones de la placa relativamente baja.

Para la calefacción de edificios son apropiados los colectores solares de loop convectivo vertical [13] cuyo esquema se muestra en la Fig. 3.

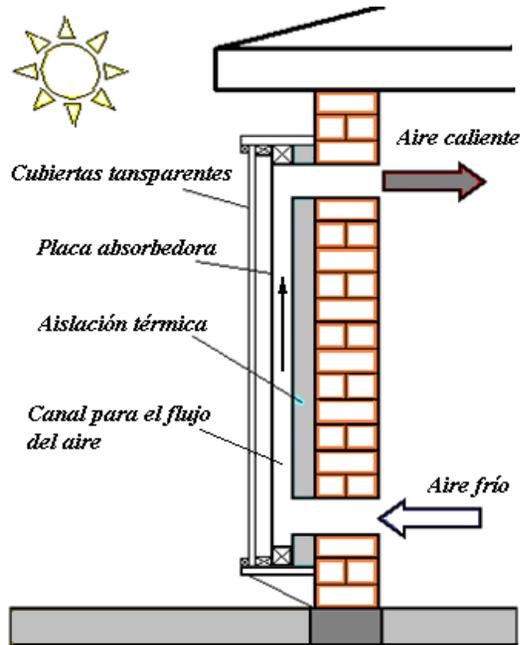


Fig 3. Esquema del funcionamiento de un colector de loop convectivo.

Estos colectores constan de una caja aislada térmicamente en fondo y costados, una cubierta transparente y una placa absorbedora de radiación solar de color oscuro que se adosa verticalmente a la pared norte del edificio a calefaccionar. A diferencia de los colectores transpirados no se utiliza ningún ventilador para forzar la circulación del aire en su interior lo cual evita el consumo de electricidad para su funcionamiento y la sonoridad del motor. Entre la placa absorbedora y el aislante del fondo del colector existe un canal por donde fluye del aire a calentar. La caja soporte posee dos registros o aberturas que comunican el colector con la vivienda, uno en la parte superior y otro en parte la inferior. Una vez que el aire situado en el canal detrás de la placa absorbedora alcanza una temperatura suficientemente elevada, asciende por convección natural y se introduce en la vivienda por el registro superior mientras que el aire frío, situado sobre el piso de la vivienda, es succionado hacia el interior del canal a través del registro inferior. Esto genera una circulación o loop convectivo natural entre el colector y la vivienda la cual se va calentando a medida que transcurre el día.

Tanto los colectores transpirados como los de loop convectivo son apropiados para el calefaccionado de locales de uso diurno ya que aportan calor durante las horas de sol. Por lo tanto son recomendables para:

- Oficinas
- Bibliotecas
- Salas de espera y consultorios de clínicas u hospitales
- Escuelas
- Talleres industriales

Tienen la ventaja de que, al ser verticales, colectan radiación solar fundamentalmente durante el invierno y en el verano se pueden apantallar con aleros convenientemente diseñados o con fundas plásticas.

2. Prototipos desarrollados en el INENCO

En el Instituto de Investigaciones en Energía no Convencional (INENCO), UNSa-CONICET, se han desarrollado distintos prototipos de colectores calentadores de aire para su aplicación específica en calefacción de edificios.

2.1 Colectores calentadores de aire de loop convectivo vertical

Se diseñaron, construyeron y ensayaron 3 prototipos diferenciados por la forma en que el aire circula en su interior:

Modelo 1: Flujo de aire entre la placa colectora y el fondo del colector [14].

Modelo 2: Doble flujo paralelo.

Modelo 3: Flujo a través de una placa perforada, descripto en [15].

La caja soporte está construida con chapa galvanizada. El fondo y los costados de la caja están aislados térmicamente con lana de vidrio. La cubierta transparente es de policarbonato alveolar. En el fondo de la caja se practicaron las dos aberturas para la circulación del aire entre el colector y el edificio. La placa absorbidora es de chapa galvanizada ondulada en los dos primeros modelos y de chapa plana perforada en el modelo 3, todas pintadas de negro.

En la Fig. 4 se muestra una instalación de 2 módulos del tipo esquematizado en la Fig. 3, que corresponde al Modelo 1. Estos colectores fueron transferidos a la Municipalidad de Tolar Grande en la Puna salteña e instalados en un taller de artesanos local.



Fig. 4. Instalación compuesta por 2 colectores calentadores de aire por loop convectivo en el taller de artesanos de la localidad de Tolar Grande, Salta.

En la Tabla 1 se presentan los valores de eficiencia y temperatura de salida del aire máximas para los tres modelos de colectores de loop convectivo vertical desarrollados en el INENCO.

Tabla I Valores de eficiencia y temperatura de salida del aire máximas por modelo.

Modelo	Eficiencia Máxima	Temp. Salida Máxima
1	32%	73 °C
2	48%	60 °C
3	58%	68 °C

De los 3 modelos, el de placa perforada es el más eficiente pero también el más costoso. Si bien el Modelo 1 es el de menor eficiencia, presenta la ventaja de ser el único que evita que la cubierta transparente se ensucie con polvo por el lado interior debido a que el aire nunca toma contacto con ella como sí ocurre en los otros dos. Esta ventaja minimiza el mantenimiento a realizar por el usuario.

2.2 Colectores de doble paso en contracorriente forzados con ventilador

2.2.1. Con placa absorbidora corrugada

Se desarrollaron y ensayaron 2 prototipos, uno sin matriz porosa [1] y otro con matriz porosa en el canal inferior. Sus dimensiones son: longitud 2,40 m, ancho 0,94 m y espesor 0,1 m. La aislación térmica es de fibra de vidrio y la cubierta transparente de policarbonato alveolar. La placa absorbidora es de chapa galvanizada ondulada pintada de negro. El aire ingresa frío al colector proveniente del ambiente a calefaccionar y retorna a él luego de ser calentado.

El colector con matriz porosa tiene las mismas dimensiones y configuración geométrica del otro prototipo pero incluye en su canal inferior una esponja metálica en contacto con la placa absorbidora con una porosidad del 97 %. Los ensayos indicaron que el colector con matriz porosa es un 9 % más eficiente que el colector sin la matriz [16].

2.2.2. Con placa absorbidora plana

Se desarrolló y ensayó un prototipo sin malla porosa en el cual el aire ingresa frío al colector proveniente del ambiente exterior y luego de ser calentado se introduce en el local a calefaccionar [2]. Sus dimensiones son: longitud 2,46 m, ancho 0,9 m y espesor 0,1 m. La aislación térmica es de fibra de vidrio y la cubierta transparente de policarbonato alveolar. La placa absorbidora es de chapa galvanizada plana pintada de negro.

En la Tabla 2 se presentan los valores de eficiencia y temperatura de salida del aire máximas para los modelos de colector calentador de aire de doble paso en contracorriente con placa ondulada sin matriz porosa y con placa plana desarrollados en el INENCO.

Tabla II Valores de eficiencia y temperatura de salida máximas de colectores forzados

Modelo	Eficiencia Máxima	Temp. Salida Máxima
Placa ondulada	51%	63 °C
Placa plana	50%	75 °C

3. Equipos y diseños transferidos por el INENCO en la Provincia de Salta

3.1. Colegio Secundario de Montaña de El Alfarcito



Fig. 5. Colectores solares instalados en el Colegio Secundario Albergue de Montaña de El Alfarcito, Salta.

En la Fig. 5 se aprecian 6 de los 10 colectores de doble paso en contra-corriente sin matriz porosa con placa absorbidora corrugada transferidos en 2010 al Colegio Secundario Albergue de Montaña de El Alfarcito, Dpto. de Rosario de Lerma, Salta. La Localidad de El Alfarcito se encuentra situada a una altitud de 2.800 m sobre el nivel del mar y el clima de la zona es templado con inviernos fríos y secos y buenos niveles de radiación solar. Este colegio, construido con fondos privados y donaciones de particulares, es el primer colegio secundario de montaña de la Provincia de Salta y recibe a alumnos egresados de 18 escuelas primarias localizadas en la región. Debido al tamaño de los locales a calefaccionar, estos colectores se construyeron con una longitud de 4,5 m, manteniendo el ancho y el espesor del prototipo ensayado. Con ellos se calefaccionan la Dirección y Secretaría del Colegio, los dormitorios de docentes y preceptores, la sala de reuniones y los baños de los albergues estudiantiles. Los alumnos residen en el colegio durante gran parte del año lectivo ya que sus hogares se encuentran en parajes muy alejados. Cada colector posee un ventilador de 12 V y 12 W de potencia para la circulación del aire ya que el colegio cuenta con electricidad solar fotovoltaica.

3.2. Salón Municipal de Tolar Grande

En la Fig. 6 se muestra una instalación de 5 colectores calentadores de aire de doble paso en contracorriente con absorbedor corrugado y conectados en paralelo transferidos en 2012 a

la Municipalidad de Tolar Grande para la calefacción del Salón Municipal donde se realizan importantes reuniones comunales. La Localidad de Tolar Grande se encuentra situada a una altitud de 3.520 m sobre el nivel del mar en la Puna salteña. La zona es semidesértica con inviernos muy secos y rigurosos pero con altos valores de radiación solar.



Fig. 6. Instalación de calefacción solar para el Salón Municipal de Tolar Grande, Dpto. Los Andes, Salta.

En esta instalación, de 20 m² de área colectora, el aire es impulsado por un ventilador axial de ¼ HP de potencia trabajando por succión a la salida de los colectores solares. El aire calentado dentro de la instalación solar alcanza los 70 °C al mediodía durante un día de invierno.

3.3. Vivienda bioclimática con techo colector solar en Vaqueros

En el año 2006 se construyó en la Localidad de Vaqueros, a 10 km al norte de la Ciudad de Salta, una vivienda bioclimática solar a través de un emprendimiento privado. Esta vivienda, denominada Samiri, posee como dispositivo principal de calefacción un colector solar calentador de aire de doble paso en contracorriente de 24 m² de área integrando parte del techo. En la Fig. 7 se muestra el colector antes de colocarle la cubierta transparente (izq) y una vez terminado (dcha). El diseño del colector pertenece al Dr. Alejandro Hernández del INENCO y fue construido por el dueño de la vivienda, Sr. Jorge Carracedo, con la colaboración del Sr. Enzo Lisi.



Fig. 7. Techo-colector solar para la calefacción de la vivienda SAMIRI.

La vivienda está ubicada en una zona pedemontana retirada del núcleo central del pueblo de Vaqueros, a una altitud de 1.300 m sobre el nivel del mar. La impulsión del aire se realiza mediante un ventilador de $\frac{1}{4}$ HP de potencia comandado electrónicamente mediante un sistema de control automático.

Los valores de temperatura medidos durante el invierno de 2010 [17] revelaron que el techo-colector solar tiene una eficiencia diaria del orden del 73 % y que la temperatura media de todo el edificio fue de 18,3 °C durante un período en el cual la temperatura media exterior fue de 9,2 °C. Esto indica que Samiri, como edificio bioclimático, se comporta adecuadamente desde el punto de vista termo-energético, empleándose energía convencional para su calefacción sólo durante los días nublados.

Referencias bibliográficas

- [1] J. Quiñonez; A. Hernández & S. Flores Larsen, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. 16, 55 (2012).
- [2] S.M. González; S. Flores Larsen; A. Hernández & G. Lesino, *Energy Procedia*. 57, 2275 (2014).
- [3] A. Hernández & J. Quiñonez, *Renewable Energy* 55, 380 (2013).
- [4] N. Moumami; S. Youcef-Ali; A. Moumami & J.Y. Desmons, *Renewable Energy* 29, 2053 (2004).
- [5] K. Pottler; C.M. Sippel; A. Beck & J. Fricke, *Solar Energy* 67, 1–3, 35 (1999).
- [6] H.D. Ammari, *Renewable Energy* 28, 1597 (2003).
- [7] R. Ben Slama, *Solar Energy* 81, 139 (2007).
- [8] K. Sopian; D. Supranto ; W.R.W. Daud; M.Y. Othman & B. Yatim, *Renewable Energy* 18, 557 (1999).
- [9] P. Naphon, *International Communications in Heat and Mass Transfer* 32, 140 (2005).
- [10] G. Durán & M. Condorí, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* 18, 79 (2014).
- [11] B.M. Ramani; A. Gupta & R. Kumar, *Solar Energy* 84, 1929 (2010).
- [12] L.H. Gunnewiek; E. Brundrett & K.G.T. Hollands, *Solar Energy* 58, 227 (1996).
- [13] B. Anderson & M. Wells, *Guía Fácil de la Energía Solar Pasiva, Calor y Frío Natural*, Ediciones G. Gili, S.A., México, 1984.
- [14] A. Hernández; C. Fernández; N. Salvo & H. Suligoy, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* 11, 75 (2007).
- [15] A. Hernández, N. Salvo, C. Fernández & H. Suligoy, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* 12, 133 (2008).
- [16] A. Hernández; J. Quiñonez & S. M. González, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. 19, 155 (2015).
- [17] A. Hernández, M. Güizzo, J. Carracedo & E. Lisi, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* 14, 79 (2010).

EDIFICIOS BIOCLIMÁTICOS

*Silvana Flores Larsen**

Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO, UNSa – CONICET),
Av. Bolivia 5150, A4400FVY, Salta, Argentina
Email: seflores@unsa.edu.ar

Resumen

Los edificios bioclimáticos son construcciones cuyo diseño se ha adaptado para aprovechar los recursos naturales disponibles de acuerdo al clima del lugar (energía solar, geotermia, eólica, etc.), creando espacios confortables y disminuyendo el consumo de energía convencional utilizado para iluminar, calefaccionar y refrigerar los ambientes. Debido al menor consumo de energía fósil, se puede reducir la emisión de gases de efecto invernadero que impactan negativamente en el medio ambiente. Las estrategias bioclimáticas no solamente se aplican en construcciones destinadas a uso humano sino también en edificios para uso agronómico y en criaderos de animales, adaptándose a los requerimientos ambientales específicos de cada caso. En este artículo se resumen, muy brevemente, algunos conceptos importantes de la arquitectura bioclimática y se muestran algunos ejemplos de edificios solares en el Noroeste argentino desarrollados en los últimos años en el INENCO.

Palabras clave: arquitectura bioclimática, eficiencia energética, edificios

Abstract

Bioclimatic Buildings. In bioclimatic buildings, the architectonic design is adapted to the local climate in order to take advantage of the available natural resources in an efficient way. Thus, solar energy, wind power, geothermal energy and other resources are managed to provide a comfortable indoor environment with natural lighting, heating and cooling of the interior spaces. Therefore, both, the consumption of conventional fossil energy and the emission of greenhouse gases with their negative impact on the environment, are reduced. The bioclimatic strategies are applicable not only in buildings for human beings, but also for animals and plants in breeding farms and greenhouses. In this article, the concepts and techniques of bioclimatic architecture are briefly summarized, and some examples of solar buildings in the Argentinean Northwest are shown. These buildings were developed in the last years by researchers of INENCO.

Keywords: bioclimatic architecture, energy efficiency, buildings

1. Introducción

Los edificios son grandes consumidores de energía. A nivel nacional, el sector construido consume el 34% de la energía total (Secretaría de Energía, 2015).

Los edificios bioclimáticos tienen como objetivo crear espacios interiores confortables desde el punto de vista térmico y lumínico, aprovechando las condiciones climáticas del lugar y minimizando la energía requerida para calefaccionarlos, refrigerarlos e iluminarlos. Esta reducción del consumo energético impacta positivamente en el medio ambiente, debido a que se reduce la emisión de gases de efecto invernadero causantes del calentamiento global. El sol, el viento, la lluvia, la tierra y la vegetación son algunos de los recursos naturales disponibles para ser utilizados en el diseño de los edificios bioclimáticos.

El diseño bioclimático no es un concepto nuevo. Desde tiempos ancestrales los seres humanos han adaptado sus viviendas a las condiciones climáticas específicas, de las cuales tenemos interesantes ejemplos en la arquitectura vernácula. Actualmente, el diseño bioclimático involucra los siguientes aspectos:

- Aislamiento térmico del edificio, para prevenir el pasaje de calor a través de paredes y techo, tanto en invierno como en verano.
- Aprovechamiento de la energía solar, para calefacción (en invierno) y para iluminación (todo el año). Para ello es necesario orientar adecuadamente el edificio.
- Protección del sol en verano, mediante sombreado, uso de colores claros y superficies reflectivas.
- Remoción del calor acumulado en el edificio en verano, mediante técnicas de enfriamiento pasivo como ventilación nocturna o enfriamiento evaporativo.

2. Tecnologías y métodos

2.1. Sistemas solares pasivos de calefacción

Una de las técnicas más utilizadas para calefaccionar los ambientes interiores es captar la energía solar. Esto puede realizarse de manera directa a través de las áreas vidriadas orientadas adecuadamente, o bien de manera indirecta mediante la utilización de muros colectores acumuladores.

La ganancia solar directa es la que se colecta a través de las superficies vidriadas. La cantidad de energía solar captada depende no sólo de los niveles de radiación disponible sino también de la orientación de la superficie vidriada y del tipo de vidrio utilizado. En climas con mucha radiación solar disponible, la superficie de captación debe dimensionarse correctamente para evitar el sobrecalentamiento de los espacios interiores. Las ventanas con doble vidriado hermético permiten el pasaje de la radiación solar y a la vez disminuyen las pérdidas térmicas por conducción a través del vidriado. Actualmente se desarrollan nuevos materiales alternativos, que permiten controlar el ingreso de la radiación solar y de la energía térmica (espejos de calor), o inclusive aprovecharla para cumplir una doble función de ingreso de radiación y de generación de electricidad (como por ejemplo paneles fotovoltaicos integrados al vidriado).

Los muros colectores-acumuladores consisten en un muro masivo, cuya cara exterior se pinta de un color oscuro para absorber la radiación solar, protegida por un vidriado cuyo efecto es disminuir las pérdidas térmicas del muro. La energía solar se acumula en el muro y se transfiere al ambiente interior, calentándolo. De acuerdo al diseño y uso, la cavidad entre el muro y el vidrio puede o no tener circulación de aire, lo cual se logra mediante pequeñas aberturas en la parte inferior y superior del muro, a través de las cuales se establece un flujo natural de aire. El material del muro debe ser un buen conductor de calor, por lo que usualmente se utilizan algunos tipos especiales de rocas.

Energía Solar



Fig. 1. Ganancia solar directa. Sub Estación experimental del INTA en Abra Pampa, a 3500 m snm. Puna Jujeña, Argentina.



Fig. 2. Muros colectores-acumuladores. Colegio Secundario Albergue de Montaña “El Alfarcito”, Quebrada del Toro, Salta, Argentina.

Los invernaderos adosados consisten en espacios cuya envolvente es en su mayor parte vidriada. La ganancia solar que ingresa a través de los vidrios se absorbe en pisos y paredes y se reemite en forma de calor, el cual queda atrapado dentro del espacio debido al efecto invernadero producido por el vidriado.



Fig. 3. Invernadero adosado. Sub Estación experimental del INTA en Abra Pampa, a 3500 m snm. Puna Jujena, Argentina.

2.2. Sistemas y técnicas pasivas de enfriamiento

La ventilación nocturna consiste en aprovechar el potencial del viento para refrescar el interior de la vivienda durante la noche, cuando la temperatura exterior del aire es más fresca. Para ello se requiere de un buen diseño de las aberturas que permita el movimiento de aire en el interior mediante ventilación cruzada.

Los sistemas basados en conductos enterrados aprovechan la energía del suelo para precalentar (en invierno) o enfriar (en verano) el aire que circula por conductos que se entierran a una profundidad del orden de los 2 metros o más. El aire exterior es ingresado por una toma, circula por los conductos y es entregado al ambiente interior. Los conductos intercambian calor con el suelo, el cual a cierta profundidad tiene una temperatura constante a lo largo del año que es más caliente que la temperatura exterior en invierno, y más fría que el exterior en verano. Si bien el flujo de aire puede ser natural, lo más usual es utilizar ventiladores para forzar la circulación de aire.



Fig. 4. Conductos enterrados. Vista de la toma exterior y boca de salida del aire. Diseño arquitectónico: Dra. Arq. Celina Filippín.

El enfriamiento evaporativo aprovecha el potencial del agua para absorber calor. Para ello, se pone en contacto el aire caliente con una superficie de agua. Al entrar en contacto con ella, el aire se enfría y humidifica, refrescando el ambiente interior. Es aplicable en climas secos, que favorecen el efecto de evaporación. El enfriamiento evaporativo es conocido desde hace cientos de años en climas desérticos como la Península Arábiga, en donde la utilización de agua en fuentes e inclusive la utilización de telas mojadas en las ventanas favorece el refrescamiento del aire. Actualmente existen sistemas comerciales que utilizan el enfriamiento evaporativo para refrescar el aire y reducir el consumo de energía convencional de viviendas y de edificios con usos agronómicos.

2.3. Sistemas y técnicas de iluminación natural

Consiste en aprovechar la radiación solar para iluminar los ambientes interiores, utilizando aberturas y materiales reflectantes para conducir la luz natural. El objetivo es maximizar el confort visual y disminuir el consumo eléctrico. Existen diferentes tecnologías y sistemas de iluminación natural, como por ejemplo los estantes de luz, lumiductos, vidrios prismáticos, o sistemas con hologramas.

Las fachadas y techos verdes utilizan plantas para la protección de muros y techos. Esta técnica está creciendo en interés debido a la reducción de la temperatura interior de los ambientes en verano y a los efectos positivos sobre el medio ambiente. Algunos de los efectos de las plantas sobre los edificios son: el sombreado de los muros y techos, la disminución de la velocidad de viento en la envolvente edilicia (con lo que se disminuyen las pérdidas de calor), la mejora del aislamiento térmico y acústico, y la protección de la envolvente contra el sol y la lluvia (lo cual permite disminuir su deterioro con el paso de los años). Sobre el medio ambiente, los efectos más importantes son: la disminución del efecto de isla de calor urbana, la purificación del aire a través de la absorción de CO₂ y otros contaminantes, la producción de oxígeno, la humidificación del ambiente en los climas secos, y los efectos estéticos y psicológicos asociados.



Fig. 5. Iluminación natural. Escuela de EGB III de Catriló, La Pampa. Diseño arquitectónico: Dra. Arq. Celina Filippín.



Fig. 6. Techo verde de la Escuela de Arte, Diseño y Medios, Universidad Tecnológica de Nanyang, Singapur, 2006.

2.4. Monitoreo y simulación computacional

El diseño bioclimático requiere de dos herramientas fundamentales: el monitoreo experimental, que permite validar las decisiones de diseño y adquirir experiencia en la eficiencia de las tecnologías, y la simulación computacional, que permite contar con una herramienta para predecir el comportamiento futuro del edificio y corregir posibles errores de diseño antes de que sea construido.

En particular, es muy importante contar con datos experimentales para construcciones realizadas en nuestro país, con los materiales y técnicas específicas de nuestras zonas. Esto permite estudiar los niveles de confort térmico y lumínico de nuestras construcciones y realizar un seguimiento del edificio a lo largo del tiempo. La metodología consiste en el registro, durante un periodo de tiempo determinado, de la evolución de las temperaturas interiores, condiciones climáticas, consumo de energía, etc. Una técnica complementaria de gran valor es la termografía infrarroja, que permite detectar diferentes patologías en construcciones (humedad, puentes térmicos, mala instalación de las aislaciones).



Fig. 7. Imagen termográfica del Nuevo Hospital de Niños, Salta. Se observan las pérdidas de calor a través de la estructura de hormigón.

Por otra parte, la simulación computacional permite predecir cómo se comportaría el edificio si se modifican su diseño, materiales o condiciones climáticas, y seleccionar, antes de la construcción, las estrategias a aplicar. Existen muchos programas a nivel internacional que permiten realizar estos cálculos (TRNSYS, EnergyPlus, SOLENE). En Argentina, el INENCO ha desarrollado software de relevancia para su uso en diseño térmico de edificios (PRELISE y SIMEDIF, ambos de libre disponibilidad en Internet), los cuales son utilizados por investigadores del país y del exterior.

3. Algunos desarrollos del INENCO

El INENCO trabaja desde hace más de 30 años en el tema de edificios bioclimáticos y eficiencia energética. Entre las primeras experiencias se encuentran un barrio solar de 15

viviendas en Cachi (Salta, 1981) y la estación experimental del INTA en Abra Pampa (Jujuy, 1982). Más recientemente, se el INENCO participó en el diseño del Hospital de Susques (Jujuy, 2008), el primer hospital bioclimático del país, del Colegio Secundario de Montaña de Alfarcito (Salta, 2008), y del primer edificio con fachada vidriada y fachada verde de la ciudad (Edificio Palermo, Salta, 2012), entre otros. También se trabajó en construcciones agroindustriales en Catamarca para la producción de plantas en colaboración con el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA Catamarca, Argentina).



Fig. 8. Hospital Bioclimático de Susques (Jujuy). Vista de los muros colectores-acumuladores



Fig. 9. Colegio Secundario de Montaña "El Alfarcito" (Salta). Vista de los colectores solares de aire para calefacción en los dormitorios de los docentes.

4. Reflexiones finales

El sector de la construcción consume aproximadamente un tercio de la energía total en nuestro país. Para reducir esta cantidad, se debe trabajar activamente en la incorporación de estrategias bioclimáticas y nuevas tecnologías, tanto para edificios nuevos como para reciclados, y en la legislación correspondiente. Es la sociedad en su conjunto la que debe concientizarse y actuar: los arquitectos, ingenieros e investigadores son los responsables de estudiar y aplicar estas estrategias, los legisladores deben promover la eficiencia energética a través de leyes específicas, y los usuarios deben concientizarse y modificar sus hábitos para disminuir el impacto de sus acciones en el medio ambiente.

Referencias bibliográficas

- [1] J.D.Balcomb, Passive solar buildings, MIT Press, 2008.
- [2] M. Santamouris & D. Asimakopoulos, Passive cooling of buildings, Ed. Earthscan, 1996.
- [3] Secretaría de Energía, 2015. Balance Energético Nacional 2014. Disponible en: www.energia.gov.ar.
- [4] Asociación Española de Cubiertas Verdes, ASESCUVE, 2015. Disponible en: <http://www.asescuve.org/fachadas-vegetales/>
- [5] Boletín Arquitectura Sustentable, 2014. Disponible en: http://arqsustentable.net/ejemplos_gral.htm

SECADORES SOLARES

*Miguel Angel Condori**

Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO, UNSa – CONICET),
Av. Bolivia 5150, A4400FVY, Salta, Argentina
Email: condori@unsa.edu.ar

Resumen

La tecnología del secado solar permite reemplazar el secado al sol tradicional utilizando el mismo recurso energético, pero mejorando notablemente la eficiencia y la calidad del producto seco final. Esta tecnología se encuentra madura para desarrollar secadores solares de diferentes capacidades de carga, ya sea para uso doméstico o para aplicaciones industriales. La inversión requerida, relativamente baja frente a los equipos convencionales, y la calidad del producto final que se puede obtener hacen que estos equipos sean de interés para pequeños y medianos productores para brindar valor agregado a sus cultivos. Es conveniente para el uso eficiente de los recursos que estos equipos estén diseñados y adaptados a las condiciones meteorológicas de cada zona y a las necesidades particulares de cada producto a secar.

Palabras clave: secado solar, calentador solar, post-cosecha

Abstract

Solar dryers. Solar drying technology can replace traditional sun-drying applications using the same energy source, but significantly improving the efficiency and quality of the final product. This technology is mature to develop solar dryers of different load capacities, either for domestic use or for industrial applications. It improves the quality of the final product and the required investment is relatively low. Therefore, solar drying technology has become of interest for small and medium producers to provide added value to their crop. Their efficient use requires that these dryers are designed and adapted to the weather conditions of each region and the particular needs of each product to be dried.

Keywords: solar drying, solar heating, post-harvest

Introducción

El secado solar es una práctica ancestral para la conservación de los alimentos. En la antigüedad los pueblos utilizaban este método para la conservación de carnes, cereales y legumbres. Con el tiempo estas prácticas se extendieron a otros tipos de alimentos [1].

El proceso de secado lleva a la deshidratación de los alimentos, evitando la aparición de condiciones favorables para el desarrollo de mohos, levaduras, bacterias y enzimas, evitando de esa manera su descomposición [2].

El secado tradicional al sol consiste en cosechar el producto y esparcirlo en el terreno de las fincas. Ésta todavía es una práctica difundida en muchos países en vías de desarrollo. En Argentina se practica sobre todo en el norte del país. En la Fig. 1 se muestra el secado tradicional de pimiento para pimentón en el Valle Calchaquí, Salta.



Fig.1. Secado de pimiento para pimentón en canchas.

Es de esperar que este tipo de secado tradicional disminuya en el tiempo a medida que se incrementen los controles de comercialización y consumo de alimentos. Actualmente, existe una tendencia creciente a reemplazar el secado tradicional por secadores solares, que tienen las siguientes ventajas:

- Mejoran la rapidez del proceso de secado.
- Mejoran la homogeneidad del producto seco obtenido.
- Disminuyen la contaminación debido al polvos, rocío y por el contacto con insectos, aves y mamíferos durante el período de secado.
- Disminuyen las pérdidas por podredumbre o enmohecimiento al no quedar expuesto al rocío y a la lluvia.
- Mejora la conservación de valores nutritivos y del color, que se suele perder con el secado tradicional debido a la exposición directa de la radiación solar y en particular a la acción de la radiación ultravioleta.

Asimismo, el uso de secadores solares tiene un impacto económico y social beneficioso. Es un elemento importante en materia de ahorro energético y conservación medioambiental. Es apto para pequeños y medianos productores y genera fuentes de trabajo para su construcción y las tareas de lavado, carga y descarga en el secador, almacenamiento adecuado y preparación final para su venta. Es una tecnología que puede incrementar el valor agregado de las producciones regionales en el lugar de origen.

Además, tiene ventajas similares a otros sistemas de aprovechamiento de energía solar, entre las que se puede destacar la reducción de emisión de CO₂ y al hecho que la tecnología necesaria para su fabricación y mantenimiento es sencilla y muy accesible.

Las desventajas principales son:

- La mayor inversión inicial respecto al secado tradicional. En cambio, su costo de operación es bajo; en el caso de los sistemas pasivos no utiliza ningún tipo de combustible auxiliar y para sistemas activos se necesita contemplar el funcionamiento de ventiladores eléctricos.

- La dependencia de las condiciones y la variabilidad del recurso solar en el tiempo. Si la aplicación es industrial conviene la utilización de un sistema mixto solar convencional o la incorporación de un sistema de acumulación de calor.

1. El proceso de secado solar

El peso inicial del producto suele ser de tres a ocho veces más que cuando está totalmente seco. El contenido final de agua se alcanza como resultado del equilibrio en la superficie del producto, entre la presión del agua interna y la presión de vapor del aire exterior.

Si el producto está rodeado de una atmósfera de baja humedad relativa, el agua contenida sale a la superficie desde donde es removida por una corriente de aire ya sea en forma natural o forzada. El aire húmedo debe ser removido continuamente para permitir que el proceso produzca el deshidratado del producto.

Un equipo de secado convencional se caracteriza por mantener las condiciones de trabajo constantes en el periodo que se requiera. En el secado solar el proceso es más complejo debido a la variabilidad de las condiciones meteorológicas. Por ejemplo, la radiación solar tiene distinta intensidad durante el día, no aporta durante la noche, y aún puede ser distinta para los días subsiguientes ya sea por la nubosidad o por la época del año.

El secador de la Fig. 2 recibe radiación solar directa a través de la cubierta transparente. El aire ambiente que ingresa a la cámara eleva su temperatura y baja su humedad relativa. En la cámara el aire caliente cede la energía necesaria para que se produzca la evaporación del contenido de humedad en el producto y disminuye su temperatura. La radiación solar que incide sobre el producto eleva su temperatura y mejora así la tasa de evaporación. El aire que sale de la cámara tiene mayor humedad absoluta al incorporar el agua evaporada.

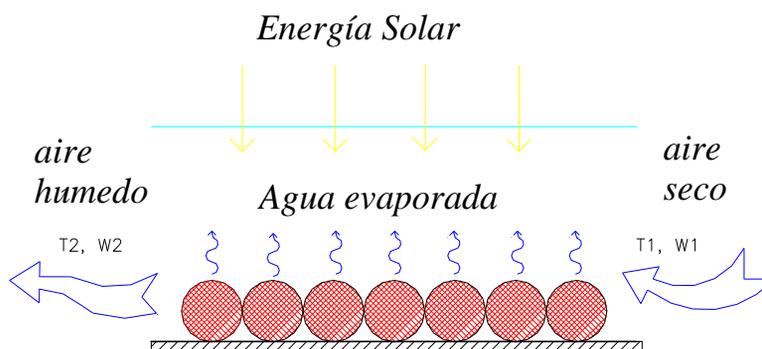


Fig. 2. Esquema del proceso de secado solar directo

Si el producto tiene alto contenido de humedad, la evaporación y la velocidad de secado están afectadas por la transferencia de calor y masa al nivel de la superficie. El líquido se desplaza tan rápidamente desde el interior del producto que el secado se efectúa como si se tratase de evaporación de agua libre. En estas condiciones la velocidad de secado es constante.

Cuando el contenido de humedad disminuye, la velocidad de secado es afectada por los fenómenos de migración desde el interior, es decir por difusión del vapor y desplazamiento por

capilaridad. Es decir, la resistencia del secado se incrementa a medida que disminuye el contenido de agua.

2. Clasificación de secadores solares

En algunas publicaciones, se propone una clasificación simple de secadores solares basada el modo de utilización de la energía solar [3-6].

Otro criterio de clasificación es según la fuente de energía que los activa. Se dice que un secador es híbrido cuando puede ser activado por más de una fuente de energía [2]. Otra clasificación está referida a la escala productiva.

De acuerdo a la capacidad de carga:

- *Familiar*, son de uso domestico
- *Mediano*, para uso de pequeños productores
- *Industrial*, requieren de mayores cargas y eficiencias optimizadas

De acuerdo al modo que se produce la circulación del aire:

- *Pasivos*, no requieren suministro de energía convencional, utilizan circulación natural aprovechando la diferencia de densidad del aire
- *Activos*, utilizan circulación forzada con ventiladores.

De acuerdo a la incidencia de la radiación solar sobre el producto a secar:

- *Directos*, permite que el producto reciba radiación solar
- *Indirectos*, el producto no recibe radiación solar
- *Mixtos*, recibe radiación y además calentamiento por convección.

De acuerdo a la fuente de energía principal:

- *Solares*, solo utilizan energía solar
- *Híbridos*, puede ser activado por más de una fuente de energía.

De acuerdo al tipo de cámara de secado:

- *Caja*, el producto recibe radiación solar, tiene un solo nivel de producto y por lo general funciona con convección natural.
- *Gabinete*, el producto puede o no recibir radiación, posee varios niveles de bandejas y generalmente tiene un calentador solar de aire.
- *Túnel*, el producto se coloca en varias niveles de bandejas, generalmente en carros, el túnel no recibe radiación y además tiene un banco de colectores solares para el calentamiento por convección forzada.
- *Invernadero*, el producto recibe la radiación solar aprovechando la estructura de un invernadero, el producto se coloca en varios niveles de bandejas, el secado generalmente es en tandas.

Los lugares que cuentan con buenos niveles de radiación solar, alto porcentaje de días claros y baja humedad relativa ambiente durante post-cosecha son los más aptos para las tecnologías de secado solar. Sin embargo, aún en sitios donde las condiciones climáticas no son tan favorables, la actual crisis energética y una mayor conciencia sobre la preservación del medio ambiente están llevando al uso de la energía solar en forma complementaria a la convencional de manera de producir ahorro energético.

3. Secadores desarrollados por el INENCO

3.1 Secador solar tipo caja con chimenea

Un secador solar puede trabajar con convección natural mediante el uso de una chimenea, aprovechando la diferencia de temperatura del aire a la salida de la chimenea y el ambiente. El funcionamiento del secador se auto regula con la radiación solar y es independiente de las fuentes externas de energía.

El aire ambiente ingresa a la cámara donde eleva su temperatura y luego circula tanto por arriba como por debajo de la bandeja con producto, donde se carga de humedad; finalmente el aire húmedo se retira a través de la chimenea solar.

Se puede mejorar el tiraje de la chimenea incrementando la temperatura de salida para disminuir la densidad del aire. Una forma sencilla de hacerlo es convertir la chimenea en un calentador solar, formando una cámara cerrada con una cubierta transparente, mientras que por el interior del caño circula el flujo de aire a ser calentado. También se puede colocar a la salida de la chimenea un extractor eólico tipo turbina para aprovechar la velocidad del viento. De esta forma, en climas áridos y secos, se puede tener un secador con extractor híbrido solar-eólico donde generalmente los mejores vientos se producen durante las noches, mientras que los días presentan alta heliofanía e intensidad de radiación solar.

En la Fig.3 se muestra un secador doméstico de carne con capacidad de 8 kg de carga. A la izquierda de la foto se observa una versión pasiva con chimenea solar complementada con extractor eólico y a la derecha el mismo secador con circulación activa de aire mediante un pequeño extractor eléctrico.



Fig. 3. Ejemplo de secaderos domésticos de carne.

3.2 Secador solar tipo gabinete

En la Fig. 4 se muestra un secador solar tipo gabinete de 50 kg de capacidad de carga, colocado en 6 niveles de bandejas. El secador se transfirió a una cooperativa de la localidad de Bárcena, provincia de Jujuy y es destinado al secado de yacón cortado en rodajas.

El secador tiene un colector solar precalentador del aire ambiente y utiliza un pequeño ventilador eléctrico para forzar la circulación del aire desde el calentador solar y a través del producto en la cámara. La cámara de secado está recubierta de policarbonato y permite la incidencia directa de la radiación solar.



Fig. 4. Secador híbrido solar-eléctrico, directo, tipo gabinete

3.3 Secador solar tipo gabinete y colector con matriz porosa

En la Fig. 5 se muestra otro secador solar tipo gabinete de 6 kg de capacidad de carga, colocado en 4 niveles de bandejas. El secador se transfirió a una pequeña empresa de la localidad de La Caldera, provincia de Salta y es destinado al secado de hongos Girgolas.

La cámara de secado es de chapa negra, no permite la incidencia directa de la radiación solar en el producto, pero está recubierta por policarbonato transparente de forma de convertirlo en otro calentador solar y recuperar el calor que pierde la cámara. Además, tiene un precalentador de aire, un colector solar de doble paso donde el canal inferior tiene una matriz porosa conformada por metal desplegable liviano. Este tipo de colectores son de más alta eficiencia que los de simple paso.

Además el secador tiene un sistema de calentamiento híbrido ya que al sistema de calentamiento solar se le agrega un sistema de calentamiento eléctrico controlado por un termostato. Se utiliza un ventilador eléctrico como extractor del aire, que se encarga de forzar la circulación en el colector y en la cámara.



Fig. 5. Secador hibrido solar-eléctrico, indirecto tipo gabinete

3.4 Secador solar tipo invernadero

Este es un secador para aplicaciones industriales, donde se utiliza la estructura de un invernadero de cultivo, con la idea de prolongar su uso cuando no se utiliza con cultivos. La circulación de aire es forzada por medio de un ventilador axial eléctrico.

En la parte central del invernadero se construye un túnel de secado colocando plástico transparente del mismo tipo que el del invernadero. El resto del invernadero, los laterales, hace las veces de colector solar que precalienta el aire ambiente. Todo el sistema trabaja en depresión colocando ventiladores en la zona de ingreso del producto fresco.



Fig. 6. Secador solar tipo Invernadero

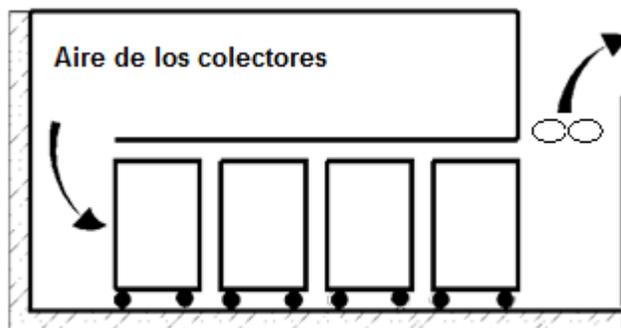


Fig. 7. Esquema de funcionamiento del secador tipo invernadero.

El ventilador que se encuentra a la entrada del túnel toma el aire caliente de los laterales del invernadero ingresándolo por el otro extremo y lo obliga a circular a lo largo del túnel donde se carga de humedad. El sistema de doble cubierta plástica, la del invernadero y la del túnel, disminuye las pérdidas térmicas del secadero. Esto, sumado al flujo contracorriente y a la ganancia directa de radiación, mejora la tasa de evaporación final. El producto se coloca en bandejas y desplaza en el interior del túnel por medio de carritos, lo que facilita el manejo del mismo.

En este diseño la estructura puede ser utilizada en verano como secadero y en invierno como invernadero de cultivo, lo cual mejora la amortización de los costos iniciales.

3.5 Secador solar forzado con cámara indirecta y banco de colectores

Este es un secador de escala industrial, donde la radiación solar no incide directamente sobre el producto, sino que el calentamiento se realiza en forma indirecta por medio de un banco de colectores solares de aire [6]. El producto a secar se coloca en una cámara de secado aislada térmicamente. Colectores solares externos conectados en paralelo calientan el aire, el que es impulsado mediante un ventilador mediano, 1 ½ HP, pasando primero por los colectores y luego por la cámara.

La cámara de secado es del tipo túnel en contracorriente. Consta de un túnel por el que circula el aire caliente en un sentido, mientras que los carros con productos lo hacen contra corriente a la circulación del aire. Una ventaja importante es que la producción es continua en el sentido de que se puede sacar producto seco y cargar producto fresco cada día.

Este tipo de secadero permite el secado de grandes cantidades de producto, existen ejemplos de hasta 6 toneladas de cargas con una cámara de 20 m de longitud. El secado es indirecto debido a que la radiación solar no incide directamente sobre el producto y puede ser usado con productos cuya calidad y color es alterado por la exposición directa al sol.

En la Fig.8 se muestran dos secadores indirectos idénticos con banco de calentadores de aire con posición fija a una altura solar. Se observa un banco de 10 colectores que proporciona la energía necesaria para una cámara de 500 kg de carga de producto fresco. Este secador fue construido en la localidad de Huacalera, en la quebrada de Humahuaca en la provincia de Jujuy y está destinado al secado de distintas hortalizas.



Fig. 8. Secador solar de hortalizas. Capacidad de carga 500 kg

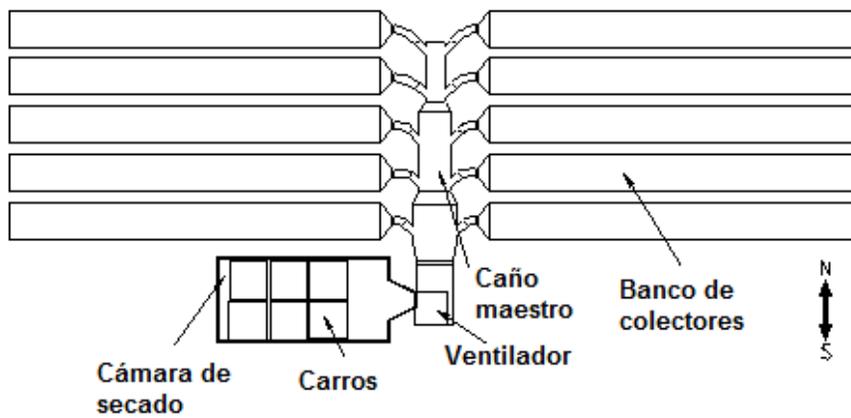


Fig. 9. Esquema de planta del secador donde se destacan sus partes principales



Fig. 10. Puerta de ingreso y carros en el interior de la cámara de secado

En la Fig. 9 se presenta un esquema de planta del secador de 500 kg de carga, donde se destacan sus partes principales. En la Fig. 10 se muestra la puerta de ingreso y carros en el interior de la cámara de secado.

3.6 Secador solar híbrido con banco de colectores

En la Fig. 11 se muestra un secador híbrido solar-biomasa con un banco de 28 colectores solares de 7,5 m de largo cada uno. La capacidad de carga original del túnel fue de 3 toneladas, pero luego fue extendida a una capacidad 6 toneladas conservando el mismo banco de colectores. El producto alimenticio principal que se procesa es el pimiento para pimentón. El secador está localizado en una finca del departamento de San Carlos, Valles Calchaquíes en la provincia de Salta [7].

El quemador de leña está conectado en serie con el banco de colectores. Tiene un intercambiador de calor del tipo banco de tubos, por el interior de los cuales circula el aire de los colectores mientras que por el exterior pasa el humo de la combustión.

En su forma de trabajo habitual, el secador utiliza el calentamiento auxiliar solo un par de horas a la mañana y a la tarde, antes y después de la salida y puesta del sol. Durante el día utiliza sólo la energía solar y el resto de la noche se apaga el ventilador. Así se requieren 3 días de secado para secar la carga completa, sin embargo la producción es continua en el sentido que todos los días se extraen carros con producto secos.



Fig. 11. Secador híbrido solar-biomasa, indirecto, tipo túnel

Referencias bibliográficas

- [1] M.V. Murthy Ramana, *A review of new technologies, models and experimental investigations of solar dryers*. Department of Mechanical Engineering, Osmania University College of Engineering, Osmania University, India, Energy Review 13, 835-844 (2009).
- [2] L. Saravia & R. Espinoza, *Secado Solar de Productos Agroalimentarios en Iberoamérica*. Red Iberoamericana de secado solar de producto agroalimentarios. CYTED. Cooperación Iberoamericana (2010).
- [3] P. Schirmer, S. Janja, A. Esper, R. Smitabhindu & W. Muhlbauer, *Experimental investigation of the performance of the solar tunnel dryer for drying bananas*. Renewable Energy, 7 (2), 119-129 (1996).

- [4] M. Leon & K.S. Bhattacharya, *A comprehensive procedure for performance evaluation of solar food dryers*, Renewable and Sustainable Energy Review, 6, 379-393 (2002).
- [5] A. Fudholi, M. Sopian, M. Ruslan, M. Alghoul & M. Sulaiman, *Review of solar dryers for agricultural and marine products*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 1-30 (2010).
- [6] M. Condori, R. Echazú & L. Saravia, *Secador solar indirecto con flujo de aire forzado para Huacalera, quebrada de Humahuaca*, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 10,. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184 2-47, 2-54 (2006).
- [7] M. Condorí, R. Echazú, G. Duran & L. Saravia. *Secador solar híbrido. Diseño y construcción*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 12. Impreso en la Argentina. ISSN 0329- 5184 PP. 2-37, 2-43 (2008).

INVERNADEROS Y ENERGÍA SOLAR

Ricardo Daniel Echazú y Mirta Adriana Quiroga*

INENCO - Universidad Nacional de Salta-CONICET
ricardo.echazu@gmail.com

Resumen

El cultivo bajo invernadero es una de las formas de aprovechamiento de energía solar con fines productivos de mayor difusión en el Noroeste Argentino. Este capítulo trata sobre invernaderos, desde el punto de vista de la energía solar y considerando también aspectos agrícolas y sociales. INENCO, ha participado en el diseño, la experimentación y la transferencia de invernaderos apropiados para la región, como así también en el estudio de sistemas de acondicionamiento térmico, desde el inicio de los '80 al presente.

Palabras clave: invernadero; acondicionamiento térmico

Abstract

Cultivating in greenhouses using solar heating is extensively carried out in the Argentine northwest region. This chapter deals with greenhouses taking into account solar energy, agricultural practices and social aspects. INENCO has participated in the design and thermal conditioning of greenhouse installations in the region since the early 80's.

Keywords: greenhouse; thermal conditioning

Introducción

La difusión de invernaderos en el Noroeste Argentino, sobre una base productiva común, ha respondido a realidades y necesidades diferentes, según el contexto.

De esta manera, la mayor superficie de invernaderos se desarrolló para producción comercial, pero paralelamente hubo una difusión silenciosa, a una escala menor, respondiendo a necesidades locales y condiciones ambientales muy particulares y con una importancia que, en muchos casos trasciende lo productivo e impacta particularmente en la calidad de vida. Este es el caso de una larga serie de invernaderos destinados a producir alimentos de calidad en lugares aislados y de difícil acceso, tales como escuelas y asociaciones comunitarias de regiones de puna y pre-puna.

En cuanto a la producción comercial a gran escala, el desarrollo comercial de la producción de hortalizas en invernaderos comenzó a inicios de la década del '80 en la Provincia de Salta y, a partir de entonces, se ha difundido a otras regiones (Tucumán, Corrientes, Santa Fe, Entre Ríos, Buenos Aires y Río Negro). Los principales objetivos fueron disminuir los riesgos de producción, obtener productos de mejor calidad y mayores rendimientos.

Las superficies pueden ser pequeñas (0,1 a 1 ha) o grandes (20 a 30 ha). En todo el país la superficie cubierta es de 3000-3500 hectáreas de las cuales, entre las provincias de Salta y

Jujuy totalizan 450 ha [1]. Los invernaderos son construcciones cerradas con una cubierta que permite el paso de la radiación solar, para un mayor control de las condiciones ambientales, reduciendo el riesgo de contingencias climáticas sobre el cultivo.

El conocido “efecto invernadero” se basa en una propiedad característica del vidrio: transmite la luz solar, particularmente en el espectro visible, al tiempo que es opaco a la radiación infrarroja. De este modo, un ambiente cubierto con vidrio recibe gran parte de la radiación solar, lo que permite la actividad fisiológica óptima en las plantas, a la vez que se absorbe en el suelo y en superficies opacas, para luego irradiarse como energía térmica de longitudes de onda más largas que no pueden atravesar la cubierta [2]. Esto hace que la temperatura en el interior del invernadero sea mayor que la externa.

Debido al alto costo del vidrio y a que por su peso y fragilidad requieren estructuras muy resistentes, los invernaderos de vidrio han sido siempre de dimensiones reducidas y su uso estuvo limitado al cultivo de especies ornamentales de alto precio.

El aumento de la superficie cubierta a partir de la década del 80, se debe en gran parte a que aparecen en el mercado materiales plásticos con propiedades similares a las del vidrio, aunque livianos y de costo considerablemente menor y larga duración, como el polietileno y el poli(cloruro de vinilo). Esto cambia radicalmente la estructura de costos de construcción debido al menor costo del plástico respecto al vidrio y al requerimiento de estructuras menos robustas. En ese momento se empiezan a construir invernaderos de mayor tamaño dedicados especialmente al cultivo de hortalizas [3,4].

Los primeros invernaderos de plástico que se instalan en las Provincias de Salta y Jujuy se copian de los construidos en Almería, al sur de España, con una estructura similar a la usada para la producción vitivinícola, con postes de madera y alambres, de grandes dimensiones (50 x 50 m) y techo plano. Este diseño resultó inadecuado al clima subtropical de la región, debido a que el ancho excesivo no permitió una adecuada ventilación, por lo que se alcanzaban temperaturas muy altas y proliferaban hongos en el interior del invernadero. Por otra parte, la estacionalidad de las lluvias, provocaba embolsado de agua, con la consiguiente ruptura de plásticos. De la adaptación del “parral de Almería” se difunde el modelo “Almería modificado”, con cubiertas de mayor pendiente, mas angostas y combinando en muchas construcciones ventilaciones cenitales, con lo que se logra un mejor control ambiental.

En la misma época se popularizaron, especialmente en el Litoral, los invernaderos tipo “Correntino” con techo curvo y postes de madera, y en la región central de Chile, el “modelo chileno”, con estructura de madera y techo a dos aguas, adaptado especialmente a ambientes costeros marítimos con climas suaves. Luego aparecen los primeros de tipo “túnel” y, posteriormente, las estructuras metálicas prefabricadas para invernaderos con cubiertas a dos aguas, curvas, “góticas”, etc.

La difusión de “invernaderos especiales” dedicados a producción local para autoconsumo, en lugares aislados y ambientes muy fríos, secos y con fuertes vientos, como son los de la puna, pre-puna y los valles de altura, comienza a fines de los 80' con construcciones aisladas, generalmente promovidas por ONG y organizaciones comunitarias. Inicialmente se basan en la copia de un tipo de construcción de origen boliviano. Eran invernaderos pequeños, con techo curvo, paredes de adobe, bajos en altura y con escasa ventilación, que aún hoy pueden encontrarse en funcionamiento.

Este modelo boliviano fue luego reemplazado, por una adaptación local llamada “modelo andino boliviano”, con techo a un agua, que incorpora una “cámara oscura” al sur, que intercambia aire con el recinto de cultivo. Esto reduce la temperatura en horas de mayor radiación, la necesidad de ventilación y el riesgo de voladura de techo, muy frecuente en la zona. Este modelo incorpora también el sombreado en el área de cultivo, usando columnas de madera y cubierta de barro y paja, a modo de franjas oscuras, que alternan con franjas de plástico que somborean parcialmente las plantas.

El modelo andino boliviano se adaptó mejor a las condiciones climáticamente más drásticas de la puna y pre-puna argentinas, regulando mejor la temperatura. Sin embargo, se requería una mayor dificultad constructiva y muchas veces los espacios sombreados excesivos producían condiciones ambientales propicias para la aparición de enfermedades en las plantas por escasa ventilación [5-7].

1. Balance térmico

En el balance térmico de un invernadero, para conocer la evolución de temperatura en el interior se consideran los flujos de energía que ingresan y egresan del mismo en función del tiempo, a partir de un estado inicial conocido [2, 8].

La ganancia de energía proviene del ingreso de radiación solar a través del plástico, de la cual una fracción se absorbe en el suelo, las plantas y en la misma estructura del invernadero. De la energía absorbida por el suelo, una parte se entrega al ambiente en forma de radiación calórica de onda larga y otra parte se conduce hacia capas más profundas del suelo.

Las pérdidas de energía se producen principalmente por intercambio de aire con el ambiente, por radiación de la cubierta hacia el cielo y por la fracción que se conduce a capas profundas del suelo. En balances más detallados, se considera también la absorción de luz en las plantas para la fotosíntesis y la carga térmica del agua que se ingresa para riego.

Es claro que durante el día, el ingreso de energía es mayor que las pérdidas y por lo tanto la temperatura interna es mayor que la del ambiente. De noche sucede lo contrario: al no haber ingreso de energía, la temperatura desciende. Este efecto es mayor en climas de alta amplitud térmica como el de Salta, donde la temperatura ambiente en invierno desciende hasta -8°C , (valor extremo) mientras que la diurna en la misma época puede superar los 25°C . Puesto que en el interior de los invernaderos es necesario mantener la temperatura dentro de un rango de temperaturas que es diferente para cada especie, pero siempre por arriba de 0°C , el problema principal consiste en elevar la temperatura nocturna y como durante el día hay exceso de energía, la estrategia más natural es conservar una parte de ésta para la noche. Esta es la base de los sistemas de acumulación térmica que se tratarán en las próximas secciones.

Para el estudio térmico experimental de los invernaderos, se construyen prototipos, generalmente de unos 100 a 150 m^2 y se los ensaya con algún cultivo, mientras se miden las variables ambientales: temperatura ambiente, temperatura interior en diferentes puntos del invernadero y del suelo, a diferentes profundidades. Se mide también la radiación solar y en los casos en que se empleó un sistema de acondicionamiento térmico de tipo activo, los flujos y temperaturas característicos del fluido implicado. Estas medidas se realizan en períodos de varios días, con frecuencia de 5 o 10 minutos, con equipos automáticos de toma de datos.

Simultáneamente se realiza un cultivo igual, a cielo abierto como testigo. La comparación de los rendimientos agrícolas es un indicador del resultado de la experiencia.

A partir de los datos medidos, se plantea el balance térmico considerando los flujos de entrada y salida de energía correspondientes al sistema de acondicionamiento estudiado y se calculan las temperaturas mediante un modelo, hasta que coinciden con las obtenidas experimentalmente. Se obtienen de este modo los valores de los coeficientes para el diseño de invernaderos a escala productiva.

Como se dijo, si hay excedente de energía durante el día mientras que se requiere un aporte a la noche, surge que lo más adecuado es un sistema que acumule energía.

Para la acumulación térmica por calor sensible, que es el modo más sencillo, se destaca el agua, por su alta capacidad térmica y bajo costo.

Existen sistemas que se utilizan en invernaderos, basados en la instalación de recipientes cerrados, como tanques o botellas, intercalados entre las plantas. Esto es un sistema pasivo y si bien puede dar buenos resultados, tiene el inconveniente de que los recipientes ocupan mucho espacio, compitiendo con el disponible para el cultivo y para su atención.

En un sistema más eficiente, aunque con alguna complejidad, el agua circula por cañerías entre un depósito ubicado en el exterior del invernadero y aislado térmicamente del ambiente, con intercambiadores térmicos instalados junto al cultivo. El agua es impulsada por una bomba en ciclos diarios para acumulación del calor y nocturnos para acondicionamiento del invernadero.

En INENCO se estudiaron algunas variantes de estos sistemas, como se verá en las próximas secciones.

2. Materiales de cubierta

Puesto que la cubierta debe permitir el ingreso de radiación solar al interior del invernadero, el material debe ser translúcido. La relación entre la cantidad de radiación que atraviesa el material y la que recibe se define como la transmitancia del mismo. Los valores típicos para los materiales empleados en invernaderos son de 0,7 a 0,9 [9].

La fracción de radiación ultravioleta del espectro solar, tiene la propiedad de degradar los materiales plásticos. Por ejemplo, el polietileno no modificado, expuesto al sol con los niveles de radiación de Salta, dura solo dos meses o menos. En consecuencia, los plásticos para invernaderos, se fabrican con agregados para filtrar la radiación UV y se conocen como de “larga duración” [10].

Una particularidad del polietileno es su transparencia a la radiación infrarroja que provoca el enfriamiento nocturno en los invernaderos. Este efecto no deseado, se evita parcialmente con aditivos que hacen el material opaco a la radiación IR.

Los plásticos fabricados con los dos filtros, UV e IR se conocen comercialmente como LDT (larga duración-térmico) y los formulados solo con filtro UV, como LD (larga duración).

El INENCO cuenta con instrumental para la determinación de estas propiedades ópticas de los materiales, las que realiza para todos los estudios experimentales, aplicando los datos en los balances térmicos de los equipos. Se miden en laboratorio los espectros de absorción UV, visible e infrarrojo cercano [10-12].

3. El túnel tipo INENCO

Se diseñó un modelo de invernadero tipo túnel, con estructura de caños de acero, adecuado para las condiciones climáticas del Noroeste Argentino. La estructura es totalmente desarmable y las dimensiones permiten el aprovechamiento óptimo de los materiales. En la figura 1 se aprecian las dimensiones y detalles constructivos del invernadero “Túnel INENCO”: La estructura está formada por arcos de doble caño de acero de 25 mm unidos a columnas de caño de 50 mm y vinculados en sentido longitudinal por caños de 50 mm. La distancia entre arcos es 2 m.

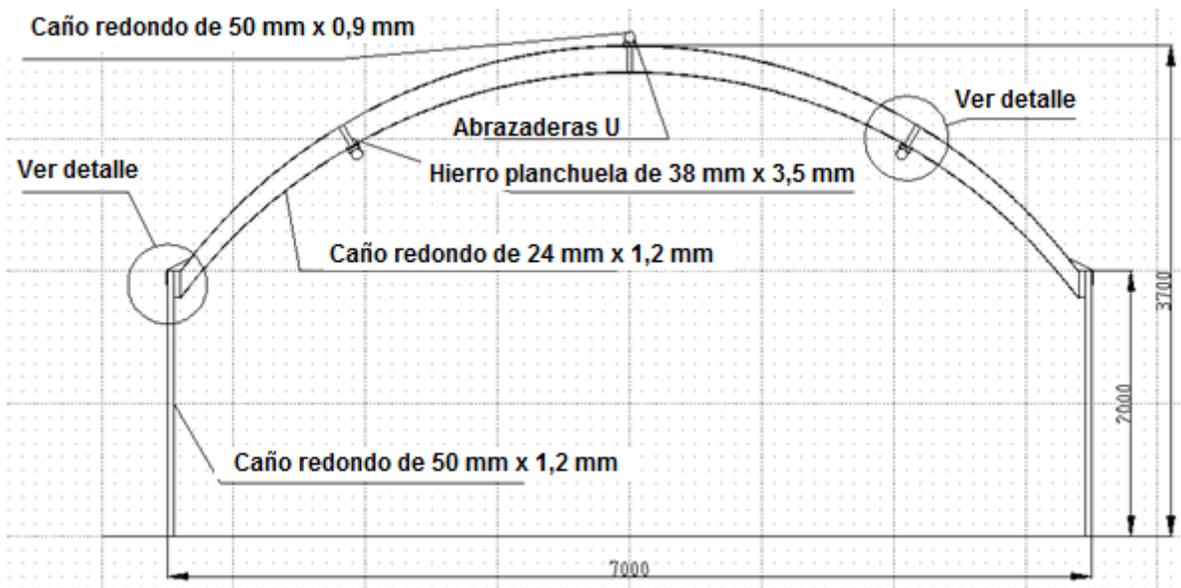


Figura 1. Arco de caño estructural del invernadero tipo túnel INENCO.

Los vínculos entre las piezas, se ejecutaron con abrazaderas de tipo “U” roscadas, del tipo “caño de escape” como se indica en la figura. El plástico tipo LDT para invernaderos, se fabrica en Argentina con un ancho máximo de 9 m. En consecuencia se fijó un ancho de 7 metros para las naves, de modo que el desarrollo del arco es 8 m, con lo cual la cubierta se superpone sobre las cortinas laterales. Para la cubierta se emplea polietileno tipo LDT de 150 micrones de espesor y para las cortinas laterales y los frentes, polietileno LD de 100 micrones [13, 14].

Las cortinas laterales se fijan a la estructura en la parte superior y pueden plegarse o enrollarse hacia arriba, para permitir la ventilación. En una variante de este diseño, de 5,5 m de ancho, se emplea plástico de 7,20 m con arcos de 6 m de desarrollo. En este caso, la separación entre arcos es de 2,5 m.

El primer invernadero de este tipo, de 8 m de largo, se instaló en el INENCO, en el predio de la Universidad Nacional de Salta y poco tiempo después, el segundo de 50 m de largo,

en la Estación Experimental de INTA en Cerrillos, Salta (figura 2). En estos dos invernaderos se realizaron la mayor parte de los estudios experimentales que se describirán en otra sección. Asimismo, algunos invernaderos se utilizan alternativamente como equipos de secado solar [8, 15], como se muestra en el capítulo correspondiente.



Figura 2. Invernadero tipo túnel INENCO en Cerrillos, Salta

Otros invernaderos, con el mismo diseño o con algunas variantes, se instalaron para productores del valle de Lerma en Salta, en la Facultad de Ciencias Naturales de la UNSa, en Catamarca y hasta uno en Tierra del Fuego. En algunos casos, con participación del INENCO y en otros, simplemente como consecuencia de la difusión que habitualmente se da a las actividades del Instituto. En este caso, se publicó en 1989 un manual constructivo.

4. Sistemas activos de acumulación térmica

Se estudiaron sistema activos basados en el aprovechamiento de la capacidad térmica de piedras, las que se utilizan como acumuladores de calor sensible. Se aplicaron distintos diseños, que incluyeron colectores solares de aire exteriores al invernadero, que calientan el aire, para luego hacerlo circular activamente por acumuladores de bloques de cemento dentro del invernadero, para uso de doble propósito como invernaderos – secaderos.

También, usando el mismo invernadero como colector, se tomó el aire más caliente de la cumbre, para calentar un acumulador de piedras aislado ubicado en el exterior del invernadero. Este sistema aprovecha durante la noche el calor acumulado en la piedra haciendo circular aire hacia el invernadero y durante el día, el aire del acumulador enfriado a menor temperatura que el ambiente, para hacerlo ingresar en el invernadero reduciendo la temperatura [8, 13, 14, 16].

El agua, con mayor capacidad calorífica que la piedra, se puede usar también como fluido de intercambio entre acumulador y ambiente, por lo que su uso resulta muy conveniente. Se estudiaron diferentes sistemas basados en este principio: el primero mediante colectores-intercambiadores en red, otro con depósitos de botellas plásticas en el interior del invernadero y el tercero con solución hidropónica que se utiliza además como fluido acumulador e intercambiador [17-20].

5. Colectores - Intercambiadores

Los sistemas de este tipo emplean un tipo de colector-intercambiador diseñado en el INENCO como se muestra en la figura 3. Estos colectores, se fabrican con polietileno de tipo LD de 100 micrones, con soldaduras que definen un circuito para el agua que circula por su interior en forma descendente [14, 18, 19, 21].

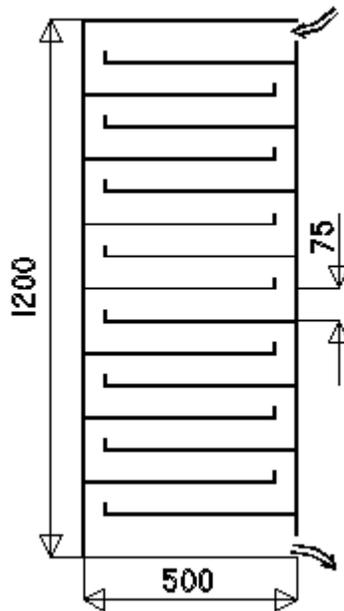


Figura 3. Diseño de un colector-intercambiador solar

Un aspecto importante de este diseño es que al estar por arriba del cultivo, los colectores no compiten por espacio con éste. Como el plástico es muy transparente, absorbe muy poca radiación visible mientras que el agua absorbe la fracción infrarroja de la radiación solar, pero muy poco la visible. Por lo tanto el efecto de competencia con las plantas, que necesitan luz para la fotosíntesis, es muy bajo.

La fracción de energía infrarroja del espectro solar es de aproximadamente 40 % por lo que el sistema, por diseño, reparte la energía solar recibida en una fracción para el funcionamiento diurno y otra para acumulación. El ciclo se inicia en el acumulador, donde una bomba impulsa el agua a un circuito cerrado con la red de colectores. Los colectores están distribuidos dentro del invernadero conectados a una red de distribución en la parte superior. El agua desciende por el interior de los colectores y es recogida por una red de canaletas, construidas también de polietileno, por la que retorna al acumulador por gravedad.

La operación de la bomba es controlada por un sistema automático que tiene en cuenta las temperaturas y radiación solar durante el día, para determinar el tiempo de operación captando energía. Esto es el ciclo de carga.

Durante la noche, cuando la temperatura del invernadero desciende hasta alcanzar un valor prefijado, el sistema actúa enviando agua a caliente al circuito, que opera como intercambiador de calor.

El primer sistema de este tipo, se ensayó con cultivo en un invernadero de 200 m² en invierno, alcanzando en el invernadero temperaturas por arriba de los 0°C mientras la exterior descendía a -8°C [17, 18].

Con el mismo tipo de colectores, pero de polietileno negro, se acondicionó un invernadero con cultivo hidropónico. En este caso, que se describirá en la siguiente sección, los colectores se ubicaron al sur del invernadero para que no impidan la llegada de radiación solar al cultivo. El plástico negro es necesario pues la solución hidropónica se contamina con algas al recibir luz solar [19, 22, 23].

6. Sistema hidropónico

La hidroponía es una técnica conocida de cultivo sin suelo en la cual se proporcionan a la planta todos los nutrientes necesarios para su crecimiento a través de soluciones nutritivas, permitiendo el desarrollo de cultivos de alta calidad y el aumento de productividad de los invernaderos [24].

En climas como los del noroeste argentino que combinan períodos de heladas invernales (hasta -9° C), con alta radiación y temperatura en verano, se requiere acondicionamiento térmico en ambos períodos, particularmente si se pretende lograr un mayor rendimiento en los cultivos. Los sistemas combinados de cultivo hidropónico bajo invernadero con acondicionamiento térmico solar, combinan diferentes estrategias de acumulación térmica, ventilación, aislación, regulación de la ganancia de radiación para lograr reducir la amplitud térmica diaria y estacional, atenuando las altas temperaturas y evitando mínimas por debajo de las aceptables para el normal desarrollo de los cultivos.

Para el estudio experimental de estos sistemas, se construyó un prototipo de invernadero tipo túnel INENCO de 40 m² con piletas para cultivo hidropónico y tres sistemas independientes de acondicionamiento térmico para control de la temperatura de la solución nutritiva, la del aire y la radiación solar incidente dentro del invernadero.

6.1. Sistema de cultivo

Consiste en bateas o piletas de cultivo de 1 x 5 m con marcos de madera dispuestos sobre el terreno nivelado y sobre un lecho de arena, cubiertas con polietileno negro de 200 μ , conteniendo una lámina de 15 cm de solución nutritiva para cultivo hidropónico. Flotando sobre la solución se disponen placas de poliestireno expandido de 20 mm de espesor con perforaciones de 20 mm de diámetro donde se sujetan las plantas mediante esponjas de poliuretano expandido. Una bomba recircula la solución homogeneizando su composición y temperatura. La figura 4 muestra una planta del invernadero con las piletas y el sistema de acondicionamiento [22, 24-26].

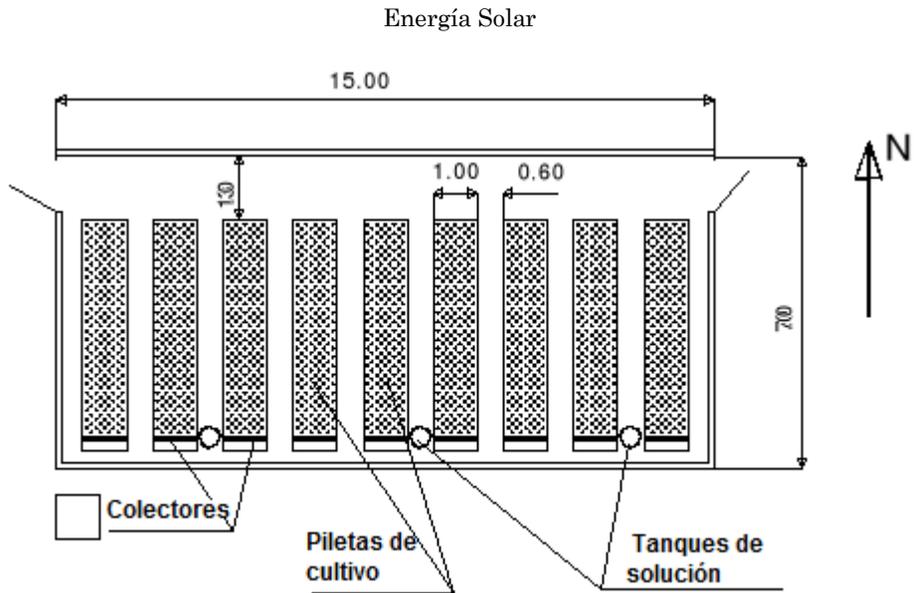


Figura 4. Invernadero hidropónico con acondicionamiento térmico solar

6.2. Acondicionamiento térmico de la solución nutritiva

Para el acondicionamiento térmico de la solución nutritiva se dispuso un sistema de colectores solares verticales de plástico, al sur, en el interior y exterior del invernadero. Los colectores consisten en tubos de polietileno, donde se efectúan costuras pegadas, que permiten un recorrido en zig – zag de la solución nutritiva que es elevada por la bomba y cae por gravedad a través de los colectores para retornar a las bateas. El colector interno cubre la pared sur del invernadero, capturando radiación y elevando la temperatura de la solución en su paso por el mismo. El colector externo ubicado detrás de la pared sur, es similar y permite reducir la temperatura de la solución en su paso por el mismo por intercambio con la temperatura ambiente durante el período de enfriamiento nocturno. Dos llaves automatizadas conectan la bomba para la circulación de la solución por el calentador o enfriador respectivamente según las necesidades.

La solución salina en alto volumen actúa a la vez como acumulador térmico. En período invernal la circulación de la solución es predominantemente por el calentador de plástico negro, para aumentar la temperatura de la solución por efecto de la radiación incidente durante el día, y durante la noche se detiene la circulación, y el calor acumulado en la solución, entrega calor directamente a las raíces de las plantas y al ambiente del invernadero enfriándose naturalmente [25, 27].

Durante el verano, la solución dentro de las bateas se calienta durante el día y cuando baja la temperatura externa, al anochecer, la bomba automáticamente hace circular la solución a través de las bolsas donde se enfría [28, 29].

6.3. Acondicionamiento térmico del aire del invernadero

El acondicionamiento térmico integral se completa con un sistema activo donde el invernadero actúa como colector, captando la radiación incidente durante el día, calentando el aire. El aire caliente se hace circular hacia un acumulador donde entrega el calor a una masa de

piedra. Durante la noche, el aire circula en sentido inverso, calentándose en su paso a través de las piedras, ingresando luego al invernadero para elevar la temperatura.

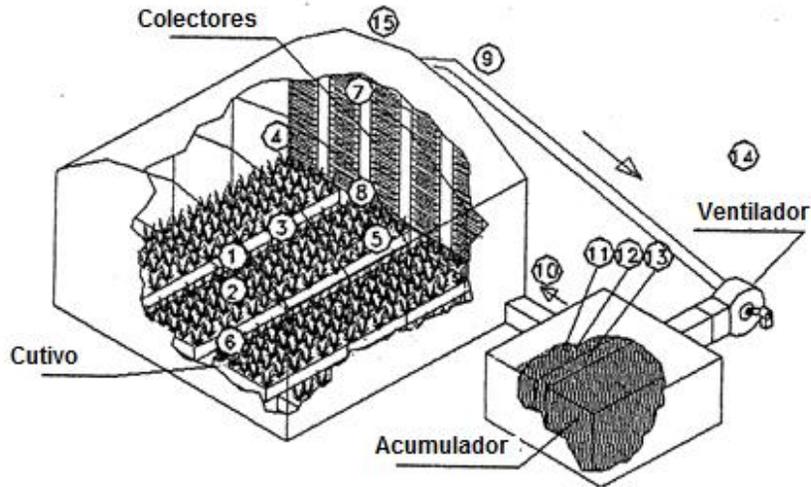


Figura 5. Corte esquemático de invernadero hidropónico y acumulador de piedras

El acumulador se construyó a un lado del invernadero (figura 5). Consta de dos lechos de piedra de 3 m³ cada uno, apoyados sobre el terreno y soportados por paredes de postes y alambre, con aislación de poliestireno expandido de 40 mm y cubiertos con polietileno negro para evitar pérdidas de aire. Los dos lechos de piedra están separados por un ducto central de 30 cm, que permite la circulación horizontal del aire. El sistema se completa con un ventilador que impulsa la circulación del aire a través de tubos de polietileno con estructura de malla de alambre, y un juego de registros que regula el paso de aire desde y hacia el invernadero o la mezcla parcial del mismo con aire del ambiente. El acumulador se carga durante el día, por la circulación de aire caliente tomado por una tubería desde la cumbre del invernadero. Por la noche, cuando la temperatura del interior del invernadero desciende, el aire calentado por la piedra, es conducido por un tubo hasta el invernadero, descargando la energía.

Durante el funcionamiento del sistema de acumulación, la masa de piedra en el período de carga aumentó 10,8 C, acumulando una energía calculada de 68 MJ.

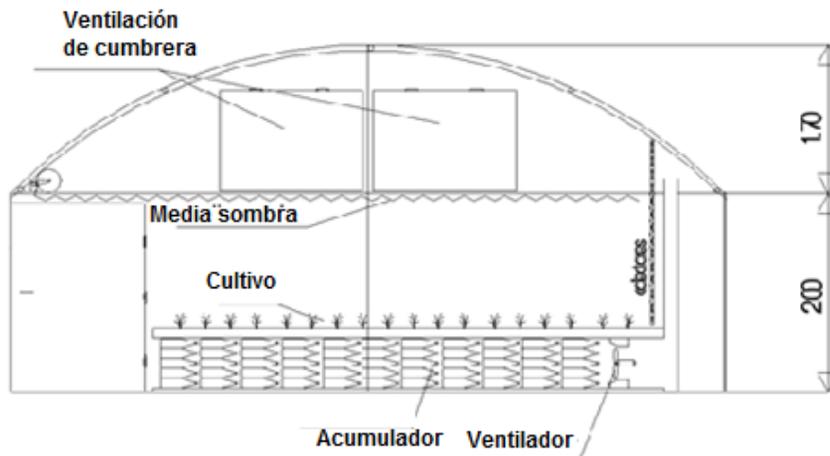


Figura 6. Vista en corte del invernadero, piletas hidropónicas y acumulador de agua

Para el acondicionamiento del aire se dispuso también de una cortina aluminizada que deja pasar el 40 % de la radiación incidente. La cortina puede extenderse cubriendo el cultivo y cumple la función de evitar el recalentamiento del invernadero, reflejando al exterior parte de la radiación incidente si es necesario, particularmente en horas del mediodía de verano. Por otra parte durante noches frías de invierno, permite reducir la convección de aire formando un compartimento entre el techo y la cortina, y colabora con el plástico térmico reduciendo las pérdidas radiativas hacia el exterior [27, 30].

El sistema hidropónico, consta de 9 piletas de cultivo de 1 m de ancho por 5 m de largo y 0.2 m de altura que se ubicaron a un metro sobre el nivel del terreno, aprovechándose el espacio inferior para ubicar los acumuladores. Se instaló una malla de media sombra aluminizada, de 40 % de absorción, a dos metros de altura, en el interior del invernadero (figura 6). Los acumuladores son lechos empacados de botellas de PET llenas de agua, ubicados debajo de las piletas, por los que circula el aire impulsado por ventiladores axiales ubicados en los extremos (figura 7) [27, 29, 31].

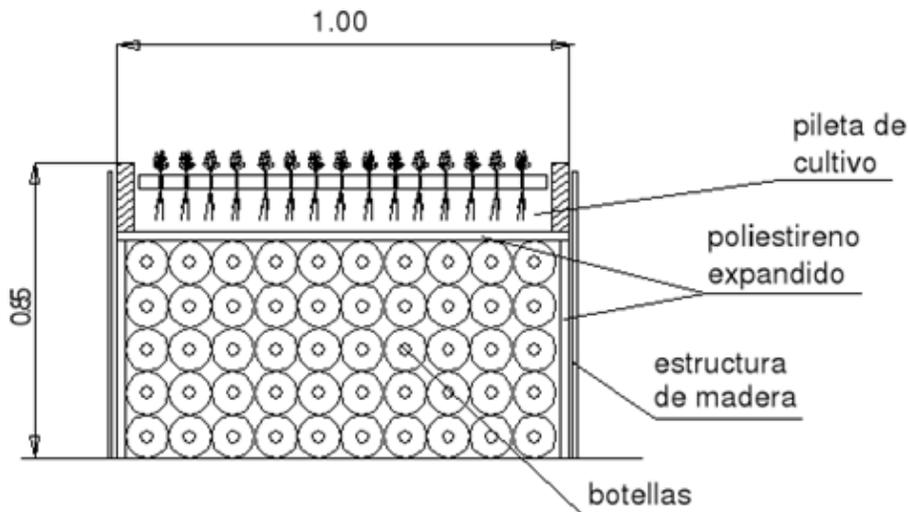


Figura 7. Vista en corte de acumulador con botellas de agua y piletas de cultivo hidropónico

En invierno, durante el día la malla de media sombra actúa como colector solar aumentando la temperatura del aire en contacto con ella. El aire caliente desciende por un conducto vertical y el ventilador lo impulsa a lo largo del acumulador. En el recorrido por el lecho de botellas de agua, el aire transfiere energía a la masa de agua, por lo que desciende su temperatura, a medida que asciende la del acumulador. El aire que sale del acumulador reingresa a la zona inferior del invernadero y se eleva, atravesando la malla de media sombra, para cerrar el circuito. Esta operación de carga del acumulador, se realiza durante algunas horas cerca del mediodía, cuando el nivel de radiación solar es más alto. De noche, cuando la temperatura ambiente desciende por debajo de un nivel preestablecido, el acumulador entrega energía al ambiente de cultivo.

En esta etapa de descarga, la circulación del aire es igual que en la etapa diurna, pero el aire sale del acumulador a una temperatura más alta que la del aire de invernadero. En verano, el sistema se utiliza para refrescar el invernadero durante las horas del día de mayor temperatura ambiente. El sistema de circulación comprende una etapa nocturna de "carga de frío", en la que el aire del exterior ingresa al acumulador, lo enfría y luego de mezclarse en la zona de cultivo, asciende, atraviesa la malla de media sombra y sale al exterior por las aberturas

superiores. Durante el día, el aire circula del mismo modo, refrescando el ambiente del invernadero [32-34].

Para el dimensionamiento de los acumuladores, se realizó un ensayo previo en un prototipo de 1.90 m de largo y 0.60 x 0.68 m de sección transversal, con 240 botellas llenas de agua [35].

El factor de huecos del acumulador de botellas es similar al de piedras, pero la pérdida de carga es menor porque las botellas tienen un perfil más aerodinámico y el plástico tiene un factor de fricción menor que las piedras. Además, como las botellas son más homogéneas, se forman canales de circulación de aire.

Con los resultados del ensayo, se diseñó y construyó un conjunto de 9 acumuladores para el invernadero de 100 m², con un total de 11000 Kg de agua. Cada acumulador, ubicado por debajo de las piletas de cultivo, tiene un largo de 5 m, un ancho de 1 m y una altura de 0.60 m. En su interior se ubicaron 550 botellas de 2.25 litros.

El aire es impulsado a lo largo de los acumuladores por medio de ventiladores axiales. Para las medidas de temperatura, se instaló un sistema automático de toma de datos con 16 canales conectado a una PC. Se tomaron los datos con una frecuencia de 15 minutos.

Con la misma frecuencia se midió la radiación solar global sobre plano horizontal a nivel del techo del invernadero y en el interior de éste. El caudal de aire en los acumuladores se midió con un anemómetro de hilo caliente y la caída de presión con un manómetro de agua de columna inclinada.

El funcionamiento de los ventiladores puede controlarse desde la misma computadora, mediante una interfaz que acciona sobre el tablero de potencia o por medio de un temporizador. En las experiencias que aquí se presentan, se empleó este último [31, 34].

6.4. Rendimiento del sistema hidropónico

Se estimó el rendimiento anual para cultivo de lechuga, a partir de resultados obtenidos en ensayos de verano y de invierno. Entre otras razones, se estudió el sistema con lechuga, por su rápido crecimiento y por ser éste un cultivo sensible a las condiciones ambientales.

El cultivo se realizó en bandejas de poliestireno expandido que flotan sobre la solución hidropónica. Cada bandeja, de 1 m² para el caso de la lechuga, soporta 45 plantas.

En el cultivo hidropónico, las plantas no tienen limitación para la absorción de nutrientes, por lo que se desarrollan más rápido. Para las lechugas Grand Rapids, el tiempo total de cultivo fue en promedio de 45 días.

A partir de los resultados de los sistemas de acondicionamiento térmico ensayados en invierno y verano, se concluyó que podrían alcanzarse 8 ciclos al año, por lo que la producción total sería de $8 \times 45 = 360$ plantas por metro cuadrado.

Para la comparación, se menciona que en el clima de Salta, con cultivo al aire libre, pueden completarse 5 cultivos al año, con una densidad de 6 plantas/m² obteniéndose 30 plantas por metro cuadrado.

7. Invernaderos andinos

Los primeros invernaderos de altura de la región aparecieron en Bolivia, en las cercanías de La Paz y poco después en la serranía de Perú, en el norte de Chile y en el Noroeste de Argentina.

Estos invernaderos, exitosos en su lugar de origen, no lo fueron tanto en la Puna Argentina, principalmente debido a la mayor rigurosidad del clima. A igual altura, en Bolivia y Perú las temperaturas son mayores, el clima es más húmedo y menos ventoso que en Argentina, reconociendo que por la orografía, existen infinidad de microclimas particulares. Diseños posteriores incorporaron paredes de plástico al norte, sombreado parcial y una cámara oscura al sur, comunicada con el invernadero. Parte de estas modificaciones se hicieron en Argentina y Perú.

En las secciones siguientes se describen las realizadas en Argentina con participación de INENCO.

7.1. Nazareno

El Programa Social Agropecuario (PSA), dependiente de la Subsecretaría de Agricultura, subsidió la construcción de invernaderos para agricultura familiar en Nazareno, Salta a 3500 m.s.n.m. El programa entregaba los materiales a los productores y ellos mismos se ocupaban de la construcción mediante trabajo comunitario. La coordinación y el asesoramiento técnico estuvieron a cargo de extensionistas del PSA con apoyo del INENCO. Entre el 2000 y 2004 se construyeron más de 90 invernaderos y al presente los mismos productores renovaron la mayor parte de los plásticos por sus propios medios [5, 36].

La figuras 8 muestra un invernadero en Nazareno.



Figura 8. Interior de invernadero en Nazareno

7.2. Abra Pampa

La localidad de Abra Pampa se encuentra en la Puna Jujeña, con una altura sobre el nivel del mar de 3.484 m (Latitud: 22° 40' sur). Con temperaturas máximas de 20° C y mínimas de -22° C en invierno, la agricultura a cielo abierto es casi imposible, restringida a un breve período del año y a especies muy tolerantes a bajas temperaturas.

En Valles y Quebradas de altura (Puna y Pre-puna) de Salta y Jujuy, la ONG Obra Claretiana para el Desarrollo (OCLADE) promovió el uso de invernaderos. En el año 1998 INENCO y OCLADE realizaron actividades en un invernadero de la localidad de Abra Pampa – Jujuy, destinado al cultivo de flores en pequeña escala, actividad inédita hasta ese momento en la región. Constituyó una experiencia piloto, que incluyó el estudio y la mejora del invernadero, la capacitación de un grupo de mujeres, como base para que las mismas mujeres pudieran luego replicar y reproducir la actividad.

El invernadero original, responde al citado como Andino Boliviano con techo a un agua, paredes de adobe y dividido en dos recintos, uno destinado al cultivo y una cámara oscura hacia el sur que funciona como acumulador y aislante. Los dos recintos se comunican mediante una serie de ventanillas a diferentes alturas, que posibilitan una corriente convectiva que atenúa la amplitud térmica. En el recinto de cultivo, franjas de barro y paja cubren el 54% de la superficie. En estas condiciones, las temperaturas máximas no superaron los 20 C y las mínimas no alcanzaban la diferencia de temperatura con el exterior necesaria para mantener el cultivo por encima de 0 C. Se observó que la ventilación resultaba escasa y el crecimiento de hongos. Las plantas presentaban síntomas de falta de luz y escaso desarrollo.

De este análisis surgieron algunas de las modificaciones que se incorporaron al invernadero. La superficie de sombreado se redujo a la mitad, se agregaron 5 ventanillas para ventilación y se colocó doble techo en las áreas transparentes para disminuir las pérdidas térmicas en invierno. De esta manera se logró mantener el interior del invernadero en 2 C con mínimas exteriores de - 16 C en invierno, sin que las máximas en verano superen los 32 C. Se redujeron los problemas de crecimiento en las plantas, manteniéndose la floración durante el período invernal. La figura 9 muestra un esquema del invernadero.

Los invernaderos modelo “Andino boliviano” presentan un comportamiento destacable y adecuado para la región de puna. En ellos es posible realizar cultivo de flores, aún en invierno [6, 7].

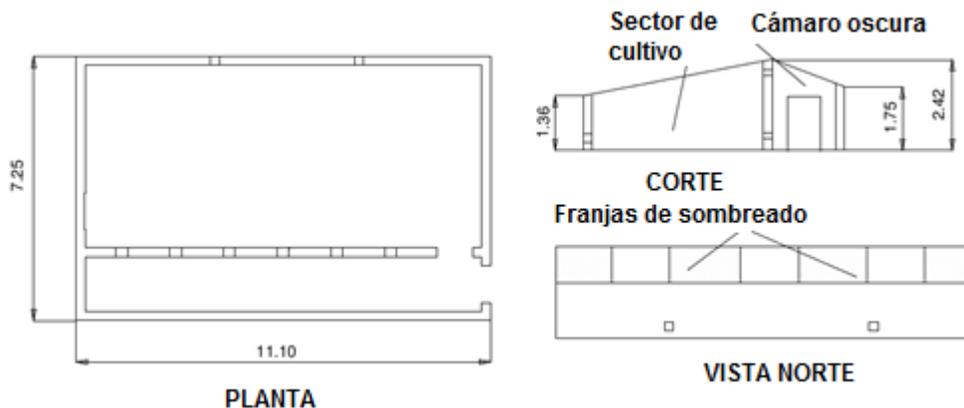


Figura 9. Esquema de invernadero de Abra Pampa (Jujuy)

7.3. El Rosal

Combinando el diseño de los invernaderos andino y andino mejorado con el uso de una estructura de acero prefabricada, el INENCO desarrolló un modelo para la puna salteña que llamaremos tipo Rosal, ya que el primero de este tipo se instaló en la escuela de El Rosal, en la provincia de Salta a 3300 m.s.n.m. en 2004. Este prototipo tiene la doble finalidad de estudiar el comportamiento térmico del modelo y la de producir verdura fresca para el comedor de la escuela. El invernadero ocupa 90 m² y en su construcción se combinó el uso de adobe y hormigón armado, una técnica constructiva habitual para viviendas en la región, con una estructura metálica para la cubierta, similar a las empleadas en los invernaderos del Valle de Lerma, que se describieron en la sección anterior. La forma elíptica, aprovecha bien el espacio y los materiales y es resistente al viento [37].

El prototipo se construyó con paredes de adobe de 0,28 cm de espesor y cubierta transparente de polietileno LDT 150 micrones, de corte elíptico para lograr mayor resistencia al viento. El área posterior lleva cubierta de chapa galvanizada con aislación térmica de poliestireno expandido de 30 mm.

Se dividió el invernadero en dos sectores, uno de 60 m² destinado al cultivo y una cámara oscura de 16 m². Las paredes de 0,30 m de espesor, se construyeron con adobe cortado de suelo del lugar, en bloques de 0,40 x 0,28 x 0,12 m con las juntas tomadas con barro. La estructura está formada por cimientos y encadenados de hormigón armado y columnas y vigas en celosía de hierro. El techo de la cámara oscura es de chapa galvanizada con cielorraso de poliestireno expandido. La figura 10 muestra un corte del invernadero y la figura 11 corresponde a una vista desde el noreste.

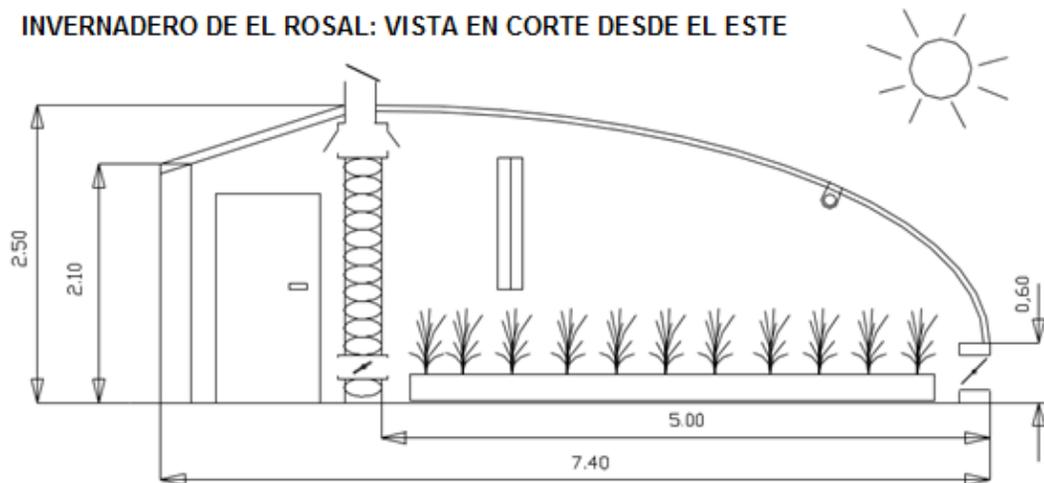


Figura 10. Corte del invernadero en El Rosal, Salta

Los invernaderos andinos tradicionales por las condiciones climáticas y hábitos culturales de sus usuarios, normalmente carecen de ventilación o bien las mismas son muy escasas o precarias, lo que lleva aparejados problemas fitosanitarios principalmente causados por hongos y bacterias. Esto es debido a la condensación de humedad en los plásticos y el goteo sobre el cultivo que crea, a nivel de las plantas, un microambiente propicio para la proliferación de estos patógenos.

Por otra parte la alta radiación y escasa ventilación provoca temperaturas excesivas, causando en las plantas estrés y problemas de quemaduras o escaldaduras locales. Es muy conocido en la región que las plantas producidas en estas condiciones se marchitan rápidamente al ser cosechadas, lo que baja su calidad. Entre los pobladores se considera éste se considera como un problema inevitable vinculado a los invernaderos.



Figura 11. Vista NE del invernadero en El Rosal

Por todo ello el sistema de ventanas y ventilaciones fue muy cuidadoso en este modelo. El aire ingresa por ventanucos bajos en la pared norte del invernadero, a un nivel cercano al suelo, donde la velocidad del viento es menor y se evacua por un sistema de chimenea con registros para regular el intercambio de aire, ubicado en la cumbre del invernadero.

Con este sistema se extrae el aire que se encuentra a mayor temperatura. El movimiento convectivo contribuye a lograr el intercambio y la evacuación rápida de la humedad del recinto, sin hacer peligrar el sistema por el viento. El ingreso de aire por los ventanucos bajos incide directamente sobre las plantas, creando una circulación de aire entre ellas que remueve la humedad y resta condiciones propicias a los patógenos. La importancia de las ventilaciones en el manejo de cultivo de invernadero ha sido uno de los aspectos más trabajados a través de las capacitaciones. Usando un termómetro y una regla muy simple, los niños de mayor edad y los docentes de la escuela deciden el momento de apertura y cierre del recinto.

El invernadero se abre en la mañana cuando la temperatura alcanza los 27 C y se cierra por la tarde cuando la temperatura desciende hasta este valor, o bien si se produce mucho viento. El sistema de ventilación ha sido uno de los aspectos mejor logrados en el actual diseño. La ventilación del invernadero y la eliminación de humedad son muy rápidas lo que ha contribuido ampliamente a lograr la sanidad de las plantas. En conjunto con la forma del diseño del invernadero, se ha logrado estabilidad frente a vientos de gran velocidad [37, 38]. Luego de once años, el invernadero sigue en funcionamiento. En la misma escuela, se construyó otro similar de mayores dimensiones y también una variante en el colegio de Alfarcito, una localidad cercana a El Rosal.

7.4. Ccotohuincho, Perú

Por iniciativa de la ONG ADEVAS de origen español, financiada por el Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED) y coordinada a través de su Subprograma VI “Solcyted”, se realizó una experiencia piloto en la localidad de Ccotohuincho – Urubamba – Perú basada en la aplicación directa de tecnologías o estrategias para la solución de problemas específicos de la población. En la ejecución de tareas participaron INENCO – Salta, Universidad de Lima – Perú, y Universidad de San Antonio Abad del Cuzco. ADEVAS participó como organización local con un rol fundamental en la organización e interacción entre los técnicos y la comunidad.

Ccotohuincho es un asentamiento poblacional de 2500 personas proveniente de lugares muy diferentes del Perú, de habla quechua en su mayoría, ubicado a 3 km en la periferia de la ciudad de Urubamba, en el Valle Sagrado de los Incas en Cuzco – Perú. El lugar tiene suelos calcáreos, no aptos para cultivo y gran contaminación de los vegetales cultivados, por falta de instalaciones sanitarias y uso de agua de río contaminada con agua servida.



Figura 12. Invernadero para cultivo hidropónico en Ccotohuincho, Perú

Se construyó un invernadero de 160 m² (20 x 8 m), siguiendo el modelo constructivo difundido en la zona por la Universidad San Antonio Abad del Cuzco, con techo a dos aguas, postes centrales de Eucalyptus de 4 metros de altura dispuestos cada 4 metros, y laterales de 2 metros de altura con postes a 2,8 metros de distancia. La cubierta del techo se hizo en plástico LDT de 150 micrones, ubicado por encima de una malla de alambre de 300 x 300 mm y sujetado en los laterales con varillas de madera clavadas en los postes. El invernadero dispone de 11 ventanas giratorias de madera y plástico, una puerta de ingreso y una malla de 40 % de sombreado para reducir el ingreso de radiación (figura 12).

Se implementaron dos sistemas de cultivo en hidroponía, uno sobre el suelo, usando como sustrato arena lavada y el otro en bateas o camas de cultivo elevadas, sobre medio líquido. Una vista de ambos sistemas puede verse en figura 12. En el sistema sobre el suelo se excavaron 10 camas de siembra de 3 x 1 m, que se recubrieron con doble plástico negro y se rellenaron con arena lavada con una profundidad de 450 mm. El sistema consta de un tanque para la preparación de la solución, una bomba y un sistema de riego por goteo que distribuye la solución nutritiva sobre el suelo.



Figura 13. Ccotohuincho: montaje de los sistemas hidropónicos

El sistema de cultivo hidropónico del tipo de bandejas flotantes ([22], [25], [27]), consta de 8 piletas o bateas de cultivo de 3 x 1 m y 0,3 m de profundidad, con paredes laterales de madera recubiertas de plástico negro de 200 micrones. Cada grupo de 4 bateas tiene un sistema de mezclado por recirculación, impulsado por una pequeña electrobomba de 100 W, que hace circular la solución de cada grupo de 4 bateas, hacia un tambor de mezclado. Desde allí la redirige nuevamente a las bateas, permitiendo uniformar la temperatura y la concentración de sales en la solución, aportando el oxígeno necesario para las raíces [39]. Sobre cada batea flotan bandejas de poliestireno expandido donde se colocan las plantas, como pueden observarse en la figura 13. Se usó una solución nutritiva de Sonneveldt modificada por INENCO [26].

Se dictaron capacitaciones intensivas sobre invernadero, manejo del ambiente, del cultivo y preparación de solución hidropónica. Se diseñaron cartillas de capacitación adaptadas a los participantes. Se efectuaron cultivos de escarola, lechuga, y pepino, destinados especialmente a ventas de los pobladores para consumo en locales turísticos.

7.5. El Alisal

Los Proyectos de Voluntariado Universitario comenzaron a implementarse a partir de marzo de 2006 dentro del Programa Nacional de Voluntariado del Ministerio de Educación de la Nación, con el propósito de profundizar la vinculación de las universidades públicas con la comunidad e incentivar el compromiso social de los estudiantes. En este contexto se desarrolló el Proyecto “Alternativas para el desarrollo Sociocultural y Agropecuario de El Alisal – Quebrada del Toro – Salta” donde participaron miembros de la asociación comunitaria aborigen Wasa Pukyu de El Alisal, del INENCO, y docentes y alumnos de las carreras de Ciencias de la Educación, Antropología, Agronomía, Ingeniería en Recursos Naturales y Licenciatura en Energías Renovables (UNSa).

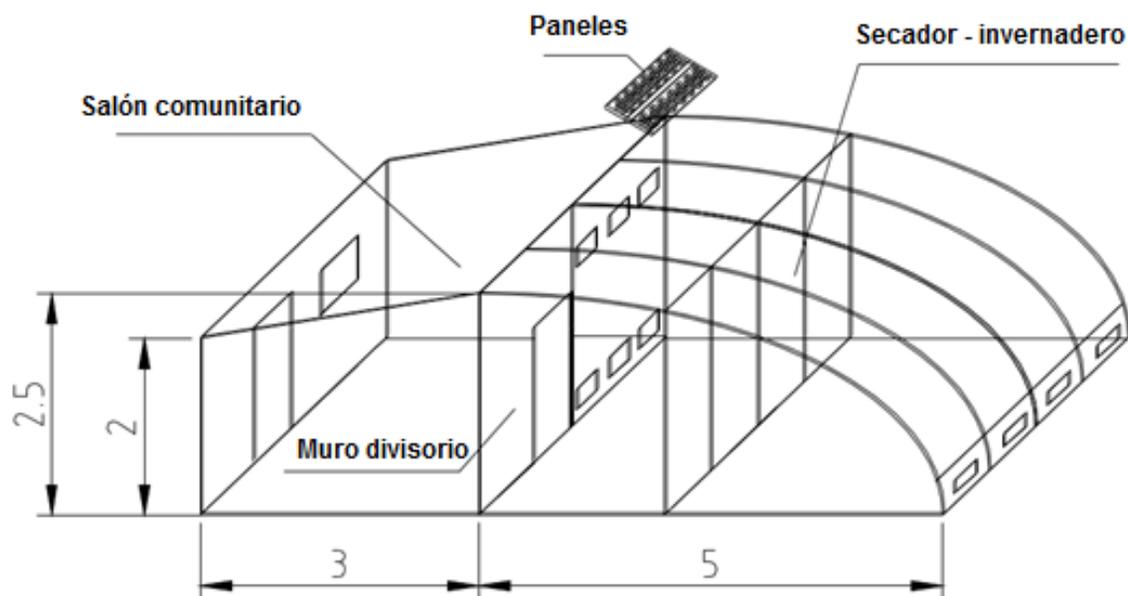


Figura 14. Esquema del invernadero-secadero en El Alisal, Salta

El Alisal es una localidad ubicada a 42 Km de la ciudad de Salta en las estribaciones de la cordillera de los Andes, a 1800 msnm. Se construyó un invernadero – secadero con doble propósito, de 6 x 5 m, de corte elíptico como muestra la figura 14. Se siguió el diseño del invernadero andino de INENCO [37], en el que la cámara oscura emplazada al sur en el diseño original, fue reemplazada por un recinto de 6 x 3 m, destinado a salón comunitario de actividades múltiples, que se comunica con el invernadero mediante una puerta y pequeñas ventanas dispuestas a dos alturas en el muro divisorio.

De esta manera, ambos recintos se complementan térmicamente, ya que entre ellos se establece una circulación convectiva, reduciendo los picos de alta temperatura del invernadero y elevando la temperatura en el salón. El salón actúa a modo de un compartimiento estanco con gran volumen de aire aislante hacia el sur (área de mayor pérdida de temperatura), evitando el excesivo enfriamiento. El muro divisorio entre ambos actúa como acumulador y entrega calor a ambos lados durante la noche. Durante el día el salón recibe parte de la energía proveniente del invernadero a través del aire caliente que circula por convección.

Si bien el uso de un invernadero unido a un ambiente de una vivienda es algo ya conocido en arquitectura solar, hay muy pocos antecedentes de aplicación en invernaderos andinos.

El salón de usos múltiples se construyó con paredes de adobe y techo de chapa con aislación térmica. El invernadero se construyó con caño estructural curvado a mano. Pobladores y estudiantes trabajaron conjuntamente en la construcción del sistema. El salón inicialmente se destinó al funcionamiento de una biblioteca, y se instaló una computadora para uso de los pobladores. Como la localidad carece de luz eléctrica, en el marco del proyecto se adquirió e

instaló un equipo fotovoltaico destinado a la iluminación del salón de lectura. Se realizaron seminarios internos de capacitación y de funcionamiento del equipo entre los propios alumnos de las distintas carreras, hacia adentro del grupo y hacia la comunidad. Se elaboraron y distribuyeron cartillas con principios básicos sobre el mantenimiento y uso del invernadero-secadero [40].

8. Instrumentación y control de los invernaderos estudiados

Para el estudio experimental de los invernaderos se emplearon instrumentos manuales y de registro automático, en algunos casos adaptados o desarrollados en el INENCO.

8.1. Equipos de adquisición de datos y control

Para el balance térmico de un invernadero, es necesario medir durante varios días, con frecuencia de algunos minutos, todas las variables del sistema. Esto incluye la temperatura del aire en varios puntos del invernadero, en el exterior y en el suelo. En los sistemas activos es necesario medir también la temperatura del fluido portador de la energía. Además, se mide la radiación solar, la humedad del aire y la velocidad del viento. En algunos casos, se realizan medidas de espectro luminoso y radiación fotosintéticamente activa (PAR), caudal de agua de riego, etc. Los datos pueden ser enviados a terminales remotas por medio de enlaces de radiofrecuencia. Asimismo, para el accionamiento de los elementos móviles (bombas, válvulas, ventiladores, etc.), se emplean interfaces de control entre el equipo de medida y estos dispositivos [41-43].

Habitualmente, los equipos comerciales de toma de datos no cubren todos los requerimientos, por lo que es necesario adaptar sensores, instalar multiplexores de señal y modificar o desarrollar software específico.

8.2. Cámara de cultivo

Se desarrolló una cámara de cultivo a escala laboratorio, con condiciones controladas tanto para el estudio del efecto de las condiciones de temperatura humedad e iluminación sobre el crecimiento de diferentes especies, como para evaluar distintos materiales empleados como cubierta de invernaderos.

Este equipo, instalado en un gabinete de madera con una cara vidriada, cuenta con un circuito termostático para el control de la temperatura y un conjunto de 12 tubos fluorescentes, en grupos de 3, para la iluminación. Un equipo de toma de datos de 8 canales, mide las temperaturas del laboratorio y de distintos puntos del interior de la cámara, mientras que la iluminación global se mide con un luxómetro. Se mide también el espectro de la luz que incide sobre las plantas, con un espectrorradiómetro LI-Cor 1800, [11-12].

8.3. Lisímetro gravimétrico

Un lisímetro es un equipo para determinar la evapotranspiración instantánea en cultivos, midiendo la cantidad de agua que ingresa al sistema y descontando la que fluye hacia un

drenaje. Los de tipo gravimétrico tienen un depósito con suelo, plantas y sistema de riego, instalados sobre una báscula conectada a un sistema automático de toma de datos.

Se diseñó y construyó un equipo de este tipo, para la determinación experimental de la evapotranspiración de un cultivo en invernadero. El mismo se instaló en el invernadero de 350 m² de Cerrillos. Operando durante un ciclo completo de cultivo, se determinó el término correspondiente a la renovación de aire en el balance térmico, a partir de la relación entre las humedades del aire en el interior y el exterior del invernadero [44-46].

8.4. Otros instrumentos

Para las mediciones en los invernaderos, se diseñaron y construyeron algunos instrumentos de bajo costo, como anemómetros [47], psicrómetros y un detector de filtros UV para plásticos. También algunos elementos de control, como un secuenciador hidráulico para el encendido intermitente de las bombas en los sistemas hidropónicos, electroválvulas, etc.

9. Proyectos en curso

Se adaptó el diseño del invernadero tipo túnel INENCO, para el cultivo en vivero, de plantines destinados a la reforestación con especies nativas en una reserva provincial de la zona de yungas, en el norte de la Provincia de Salta. Para este uso se aumentó la altura y se adaptó una cubierta con media sombra para las condiciones climáticas del lugar. Asimismo, debido a lo dificultoso del acceso, se modificó el despiece de la estructura metálica para facilitar el traslado con un vehículo todo terreno.

Se desarrolló un sistema de acondicionamiento térmico para cultivo en microtúneles, que integra el sistema de riego por goteo con el de intercambio térmico para acumulación de calor. El sistema, que se proyectó para productores de hortalizas de la provincia de San Juan, está monitoreado mediante una microcomputadora de placa reducida que, además de la captura de datos, controla el sistema a distancia por medio de una conexión de internet.

Referencias bibliográficas

- [1] J. Fernández Lozano, *La Producción de Hortalizas en Argentina*, www.mercadocentral.gob.ar/zip tecnicas/la_produccion_de_hortalizas_en_Argentina.pdf
- [2] A. Matallana Gonzalez & J.I. Montero Camacho, *Invernaderos*, Mundi - Prensa, Madrid, 1995.
- [3] N. Castilla, *Invernaderos de Plástico: Tecnología y Manejo* (2ª Ed.), Mundi- Prensa, Madrid, 2007.
- [4] A. Moreno Vega, *Mantenimiento y Manejo de Invernaderos*, Paraninfo, Madrid, 2014.
- [5] M. Quiroga, L. Saravia & R. Echazú, *Invernadero Andino en Nazareno, Provincia de Salta*, AVERMA Vol. 2, Salta, 1998.
- [6] M. Quiroga, R. Rojas Villena & R. Echazú, *Invernadero de Altura para Cultivo de Flores en la Puna Jujeña*, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 3, No. 1, Tucumán, 1999.
- [7] M. Quiroga, R. Rojas & R. Echazú, *Cultivo de Flores en Invernadero Andino en Abra Pampa, Jujuy (3484 msnm)*, XXII Congreso de ASAGO, Tucumán, 1999.

- [8] L. Saravia, V. Passamai & R. Echazú, *Sistema de Invernáculo y Secadero Solar*, Actas de la 12a. Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES), Buenos Aires, 1987.
- [9] J.A. Duffie & W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2a edición, Wiley Interscience, New York, 1991.
- [10] L. Saravia, R. Echazú & L. Zunino, *Características Ópticas de Materiales de Cubierta de Invernaderos*, Actas de la 14a. Reunión de Trabajo de ASADES, Mendoza, 1990.
- [11] H. Bárcena, P. Robredo, M. Quiroga & R. Echazú, *Cámara de Cultivo para Ensayo de Materiales de Cubierta de Invernaderos*, AVERMA, Vol. 3, Tucumán, 1999.
- [12] S. Bistoni, A. Iriarte, S. Killian, M. Saracho, L. Saravia & R. Echazú, *Materiales Coloreados para Calentamiento de Invernaderos e Influencia de los Mismos en el Crecimiento de las Plantas*, Actas de la XIX Reunión Nacional de Energía Solar, Asociación Mexicana de Energía Solar, México, 1995.
- [13] L. Saravia, R. Echazú, L. Zunino & M. Quiroga, *Sistema Solar para Uso como Invernadero o Secadero: Nuevo Diseño*, Actas de la 13a. Reunión de Trabajo de ASADES, Salta, 1988.
- [14] L. Saravia, R. Echazú, L. Zunino, M. Quiroga & P. Robredo, *Sistema Solar para uso como Invernadero o Secadero: Experimentación y Análisis Económico*, Actas de la 13a. Reunión de Trabajo de ASADES, Salta, 1988.
- [15] L. Saravia, R. Echazú, C. Cadena & M. Quiroga, *Diseño y Construcción de un Sistema Integrado Invernadero - Secador con Calentamiento Combinado Solar-Biomasa*, ASADES, La Plata, 1993.
- [16] L. Saravia, L. Zunino & R. Echazú, *Performance y Diseño de Secaderos - Invernaderos de Convección Forzada*, IV Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Madrid, 1990.
- [17] L. Saravia, R. Echazú, C. Cadena, C. Cabanillas & A. Arias, *Calentamiento Solar de Invernaderos*, Actas de la 15a. Reunión de ASADES, Catamarca, 1992.
- [18] L. Saravia, R. Echazú, C. Cadena & C. Cabanillas, *Greenhouse Solar Heating in the Province of Salta*, Proceedings of the 18th National Passive Solar Conference, Vol. 18, American Solar Energy Society, Washington, D.C., 1993.
- [19] R. Echazú, L. Saravia, M. Quiroga & C. Cadena, *Estudio de Colectores Solares de Bajo Costo para Uso Agrícola*, Actas del 7º Congreso Latinoamericano de Transferencia de Calor y Materia, Salta, 1998.
- [20] L. Saravia, R. Echazú, M. Quiroga, M. Condorí & C. Cabanillas, *Sistema Solar Activo para Calentamiento de Invernaderos*, Actas de la XIX Reunión Nacional de Energía Solar, Asociación Mexicana de Energía Solar, México, 1995.
- [21] L. Saravia, R. Echazú, C. Cadena, M. Condorí, C. Cabanillas, A. Iriarte & S. Bistoni, *Greenhouse Solar Heating in the Argentinian Northwest*, Renewable Energy, Vol. 11, No. 1, 1997.
- [22] M. Quiroga, P. Robredo, L. Saravia, C. Cadena, R. Echazú & L. Oliva, *Huerta Hidropónica Experimental*, AVERMA, Vol. 2, Salta, 1998.
- [23] L. Saravia, R. Echazú, M. Quiroga, C. Cadena, R. P. Robredo & S. Flores, *Medidas Térmicas en Invernadero Hidropónico*, AVERMA Vol. 2, Salta, 1998.
- [24] L. Saravia, M. Quiroga, R. Echazú & C. Cadena, *Acondicionamiento por Vía Solar de un Sistema de Cultivo Hidropónico bajo Invernadero. Diseño y Construcción*, ASADES, Mar del Plata, 1996.
- [25] L. Saravia, M. Quiroga, R. Echazú, P. Robredo & C. Cadena, *Cultivo Hidropónico de Lechuga en un Invernadero con Acondicionamiento Solar*, AVERMA, Vol. 1, Río Cuarto, 1997.
- [26] P. Robredo, M. Quiroga & R. Echazú, *Análisis Comparativo de Soluciones Nutritivas en Cultivos Hidropónicos en Invernadero*, AVERMA, Vol. 4, Resistencia, Chaco, 2000.

- [27] L. Saravia, R. Echazú, M. Quiroga, C. Cadena, P. Robredo & S. Flores, *Cultivo Hidropónico en Invernadero: Uso de Acumulador de Piedras y Malla Aluminizada para Control Térmico*, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (AVERMA), Vol. 1, ISSN 0329-5184, Río Cuarto, 1997.
- [28] R. Echazú, L. Saravia, M. Quiroga, P. Robredo & C. Cadena, *Acondicionamiento Térmico de Verano en Invernadero*, AVERMA, Vol. 3, Tucumán, 1999.
- [29] M. Quiroga, L. Saravia, R. Echazú, P. Robredo & C. Cadena, *Cultivo Hidropónico en Invernadero con Acondicionamiento Térmico Solar*, XXII Congreso de la Asociación Argentina de Horticultura (ASAHO), ISBN No 987-97812-0-1, Tucumán, 1999.
- [30] M. Condorí, R. Echazú & L. Saravia, *Simulación del Comportamiento Térmico de un Invernadero Acondicionado con Absorbedor Solar y Acumulador de Lechos de Piedras*, AVERMA, Vol. 3, Tucumán, 1999.
- [31] R. Echazú, L. Saravia, M. Quiroga, P. Robredo & C. Cadena, *Sistema Activo de Acumulación de Energía con Botellas de PET Recicladas*, Actas do XI Congresso Ibérico e VI Iberoamericano de Energía Solar, ISBN 072 86854-6-8, Lisboa, 2002.
- [32] P. Robredo, R. Echazú, M. Quiroga & L. Saravia, *Comparación de dos Sistemas de Refrescamiento de Invernadero Hidropónico Mediante Torres de Evaporación*, AVERMA, Vol. 4, Resistencia, Chaco, 2000.
- [33] P. Robredo, R. Echazú, M. Quiroga & L. Saravia, *Diseño de un Sistema de Refrescamiento de Invernadero Hidropónico Mediante Torres de Evaporación*, AVERMA, Vol. 5, Mendoza, 2001.
- [34] R. Echazú, M. Quiroga, L. Saravia, C. Cadena & P. Robredo, *Ensayos de Verano del Sistema de Acumulación Térmica con Botellas de PET*, AVERMA, Vol. 6, Buenos Aires, 2002.
- [35] L. Saravia, R. Echazú, M. Quiroga & P. Robredo, *Acumulador de Agua para Climatización de Invernaderos armado con Botellas de PET*, AVERMA, Vol. 4, Resistencia, Chaco, 2000.
- [36] E. Abdo, A. Szanto, M. Quiroga & R. Echazú, *La Difusión de Invernaderos de Altura con Diseño Mejorado en Nazareno, Salta*, AVERMA, Vol. 9, San Martín de los Andes, 2005.
- [37] R. Echazú, M. Quiroga, L. Saravia, C. Astudillo & A. Palacios, *Diseño, Construcción y Primeros Ensayos de Invernadero en El Rosal, Provincia de Salta*, AVERMA, Vol. 8, La Plata, 2004.
- [38] M. Quiroga, R. Echazú, L. Saravia & A. Palacios, *Simulación con Simusol-Linux de Invernadero Andino de El Rosal, Salta*, AVERMA, Vol. 9, San Martín de los Andes, 2005.
- [39] M. Quiroga, L. Saravia, P. Robredo & R. Echazú, *Transferencia de Tecnología en Cultivo Hidropónico en Invernadero. Caso de Ccotohuincho, Urubamba, Perú*, Actas do XI Congresso Ibérico e VI Iberoamericano de Energía Solar, ISBN 072 86854-6-8, Lisboa, 2002.
- [40] M.A. Quiroga, A. De Anquín & D. Hoyos, *Una Experiencia Interdisciplinaria de Educación, Extensión y Transferencia en el Alisal, Salta*, AVERMA, Vol. 12, 2008.
- [41] L. Saravia, C. Cadena & R. Echazú, *Sistema Autónomo de Adquisición de Datos*, Actas de la 76a. Reunión de la Asociación Física Argentina, Tucumán, 3 al 7 de octubre de 1991.
- [42] D. Hoyos, M. Condorí & R. Echazú, *Adquisición y Transmisión de Datos desde Terminales Remotas. Aplicación a un Invernadero-Secadero*, ASADES, La Plata, 1993.
- [43] C. Cadena, D. Hoyos, L. Saravia & R. Echazú, *Equipo de Medición y Control para Invernaderos*, Actas del 7º Congreso Latinoamericano de Transferencia de Calor y Materia, Salta, 1998.
- [44] M. Quiroga, L. Saravia & R. Echazú, *Diseño y Primeros Ensayos de Lisímetro Gravimétrico para Medidas de Evapotranspiración en Invernadero*, ASADES, La Plata, 1993.
- [45] M. Quiroga, L. Saravia & R. Echazú, *Uso del Lisímetro para Determinar el Balance Energético y Evapotranspiración en un Invernáculo con Acondicionamiento Térmico Solar*, Actas de la XIX Reunión Nacional de Energía Solar, Asociación Mexicana de Energía Solar, México, 1995.

- [46] M. Quiroga, L. Saravia & R. Echazú, *Empleo de Lisimetría para Determinar la Evapotranspiración en el Balance Energético de un Invernadero con Acondicionamiento Solar*, Actas de la XIX Reunión Nacional de Energía Solar, Asociación Mexicana de Energía Solar, México, 1995.
- [47] C. Cadena, R. Echazú, D. Hoyos & L. Saravia, *Anemómetro de Costo Moderado para Invernaderos*, AVERMA, Vol. 3, Tucumán, 1999.

COCINAS SOLARES

Carlos Cadena, Luis Saravia*

INENCO - Universidad Nacional de Salta-CONICET
Av. Bolivia 5150, 4400 Salta
inenco@unsa.edu.ar

Resumen

Se analizan diferentes tipos de cocinas solares, incluyendo aspectos técnicos y de mantenimiento, eficiencia térmica, tamaño del grupo a alimentar y necesidades y hábitos comunitarios. Se describe la experiencia de INENCO en este campo.

Palabras clave: cocinas solares; eficiencia térmica; cocinas solares comunitarias

Abstract

Different types of solar cookers are analyzed including technical aspects, maintenance, thermal performance, size of the group to be fed and community needs and habits. The experience of INENCO in this field is described.

Keywords: solar cookers; thermal efficiency; community solar cookers

1. Medio ambiente y nutrición como política de estado

Se plantean en esta introducción aspectos generales propios de la alimentación en las zonas rurales, relacionadas con sus dificultades.

Algunas culturas subsisten hoy, en pleno siglo veintiuno, alimentándose a través de la caza y pesca, o bien de la recolección en los bosques que les proporcionan frutos, semillas carnosas, hojas, resinas, etcétera. En este sentido, el hombre siempre estuvo en desventaja frente a los animales, debido a que estos pueden conseguir sus alimentos mucho más fácilmente por sus características propias de fuerza y velocidad. Quizás la única ventaja comparativa del ser humano es la capacidad para hacer fuegos: el método más primitivo para cocinar alimentos.

En el mismo sentido, la degradación ambiental derivada de prácticas inadecuadas de utilización de la tierra es una de las causas principales de las situaciones de emergencia alimentaria, y pone en peligro la integridad a largo plazo de los suministros de alimentos, ya sea por prácticas de extensión agrícola no planificada, pastoreo excesivo, o uso abusivo de madera como fuente principal de energía. El porcentaje de bosques disminuyó en ochenta y cuatro países en los últimos veinte años, fundamentalmente en las zonas tropicales, estacionalmente secas [1].

Si bien estos datos no pueden extrapolarse a todas las zonas de nuestro país, en ciertas regiones el concepto cabe marcadamente.

La explotación desmedida de un producto forestal y la desmesurada explotación de la madera como combustible, degrada los suelos y perturba el ciclo natural de vida natural (agua, sistemas de producción de alimentos, capacidad de retención de líquidos, cultivos aguas abajo).

Si bien algunos datos revelan una disminución del consumo de leña “per cápita”, las razones están vinculadas al hecho que la población crece más rápidamente que el consumo de leña. Conviene resaltar que si la sustitución se produce por la utilización de boñigas u otros excrementos, se pierde el efecto fertilizante y el daño será similar. La degradación ambiental también puede estar derivada de otras prácticas inadecuadas de utilización de la tierra, como la expansión agrícola no planificada, períodos reducidos de barbecho, o pastoreo excesivo. También puede estar producida en forma indirecta por la erosión y compactación del suelo o bien por la variación del nivel hidrostático y de los cursos de agua. El consumo de leña produce una contaminación de consecuencias mundiales: la emisión de CO₂. En el año 1980 más de 1200 millones de personas en países en desarrollo usaban la leña recogida en sus alrededores de forma continuada, pero además insostenible. Hay estimaciones que pronostican que para el año 2015 más de 2600 millones de personas padecerán la crisis de la leña. Desde el punto de vista de la transmisión del conocimiento, al menos se debiera enseñar sobre la necesidad de ahorrar leña, favoreciendo la difusión de hornos más efectivos que los fuegos a tres piedras, y la necesidad de hacerlo de forma inmediata.

El impacto en el ambiente, está directamente ligado a las reducciones en la emisión de CO₂. El ahorro de CO₂, por no continuarse incinerando una tonelada de madera, es cercano a 1,8 toneladas (aproximadamente la mitad del peso de la madera es carbón; la relación entre los pesos moleculares de CO₂ y C es 44/12) [2].

2. Uso de la biomasa en las zonas rurales del NOA

La energía para la cocción de alimentos en las poco pobladas y áridas zonas andinas y sub-andinas de la Argentina constituye un problema de magnitud tal que, como se puede suponer, no escapa de la problemática mundial. Tiene que ver tanto con la mejora del nivel de vida de los habitantes, como en el mantenimiento del medio ambiente. Estas regiones disponen de muy pocos recursos bioenergéticos y su explotación produce serios problemas de desertificación, como ocurre, por ejemplo en la Puna. Su utilización extensiva está provocando las consecuencias citadas, sumándose en la actualidad otras, como el desborde de los cauces de agua.

3. Alimentación de grupos con cocinas solares: un tema con relevancia social

Se podría describir prolongadamente las ventajas del uso de las cocinas solares, pero no es aquí el objetivo hacerlo, aunque se debe reconocer que en la bibliografía existe abundante información referida a las bondades de la utilización de la energía solar para la cocción de alimentos, fundamentalmente referida a cocinas familiares. En general, es de mencionar que la “cocción solar de alimentos” es conceptualmente diferente de la cocción tradicional.

Las cocinas solares deben ser evaluadas en su funcionamiento. Pero esta evaluación puede llevarse a cabo mediante parámetros convencionales solo en algunas áreas geográficas. En ese sentido, aspectos tales como la localización geográfica, tanto en latitud como en altitud, y otras particularidades del medio ambiente, como cantidad de horas de sol, radiación directa o velocidad del viento tienen una influencia decisiva. También la tienen otras variables significativamente diferentes como el grado de satisfacción del proceso de cocción por métodos corrientes, hábitos vinculados a los mismos y tipos de dispositivos empleados para la preparación de alimentos. Indudablemente, la adopción de esta tecnología se ve facilitada cuando se presentan condiciones favorables.

Una clasificación posible de cocinas solares es encuadrarlas en las denominadas cajas o en las que emplean concentradores de la radiación solar. Ambas serán descritas en las próximas secciones. En principio, las primeras son del tipo familiar y las segundas son apropiadas para grupos más numerosos de personas.

Las cocinas del tipo caja son unifamiliares para la mayoría de las aplicaciones. Esto es así, debido a que el volumen máximo que se puede preparar en ellas generalmente es menor de tres o cuatro litros. Este valor es considerado como el óptimo para las cocinas caja y no es un tamaño que se pueda escalar de acuerdo a las necesidades. Esta teoría fue corroborada con la práctica de cocción, ya que las cocinas con áreas de captación mayor no funcionaron con volúmenes mayores de alimentos [3].

La posibilidad de escalar las cocinas de tipo caja tiene algunos problemas potenciales. Si la relación entre el volumen de la olla grande y el de una olla para una cocina familiar es p , el área de colección de la energía solar debe aumentar en la misma relación ya que la energía necesaria crece linealmente con el volumen. En cambio, el área de la olla variará con $p^{2/3}$, lo que dificultará la transferencia de la energía desde la caja a la comida ya que la misma se efectúa a través de dicha superficie. Por ejemplo, para un valor de $p = 5$, que es el caso de una olla de 20 litros, el área de la olla sólo se incrementará en un factor 2.9, lo que implica una reducción del 42%. El proceso de calentamiento se vuelve más lento y aumentan las pérdidas hacia el exterior.

Una solución es colocar varias cocinas cajas cuando la cantidad de comensales supera un cierto número, con la dificultad de atender simultáneamente el proceso de cocción en todas las cajas. Otra posibilidad es encarar el problema con una óptica diferente mediante un sistema que integre partes y funciones. Esto fue en principio, una excelente motivación para pensar en un “sistema de cocción”, donde la captación de energía esté separada de la cocción propiamente dicha [4]. Una muy buena alternativa es el planteo del uso de una cocina solar formada por dos unidades separadas: el concentrador (puede ser más de uno) por un lado y una caja aislada que contiene la olla de cocción, por el otro. El acumulador de calor constituido por placas o barras de aluminio es calentado en el concentrador y llevado manualmente hasta la caja para calentar la olla, aunque en versiones actualizadas del sistema, caben otras posibilidades que se discutirán. La idea esencial es utilizar concentradores que alcancen en el foco una temperatura de 300°C para acumular calor en un sólido transportable (tamaño del orden de 1.7 m de diámetro), y de manejo aceptable. La temperatura elegida (300°C), parece ser la más apropiada para la transmisión de calor entre el absorbedor sólido y la comida, en un tiempo aceptable. Utensilios diversos para cocción, transporte del material absorbedor, soportes, esqueletos para apoyar la

comida en el horno y aislaciones diversas, son partes complementarias. El sistema puede completarse con cocinas solares tipo caja de 0.25 o 0.30 m², para emplear en forma independiente o combinada con los equipos anteriores [5].

4. Cocinas caja

4.1. Generalidades

Corrientemente, estas cocinas se componen de una caja de madera de buena calidad y resistente a la humedad por fuera, una chapa de aluminio o galvanizada en su interior y, entre medio, algún material usado como aislante térmico. Poseen un reflector exterior construido con los mismos materiales, y una cubierta vidriada (doble vidrio estanco) en la parte superior. Los alimentos se introducen por una puerta que se encuentra en la parte posterior. También poseen un soporte móvil que permite un mejor acomodamiento de la misma. Un esquema y una fotografía de cocinas de este tipo se muestran en las figuras 1 y 2.

4.2. Construcción y disposición

Si se quisiera construir cuatro cocinas caja, se puede optimizar el material con una placa de fibrofácil de 1,83 x 2,60 metros y 25 mm de espesor y rectángulos de vidrio de tres milímetros, tornillos autorroscantes de dos pulgadas y media, ocho bisagras medianas, papel de aluminio y placas de chapa galvanizada de un milímetro de espesor.

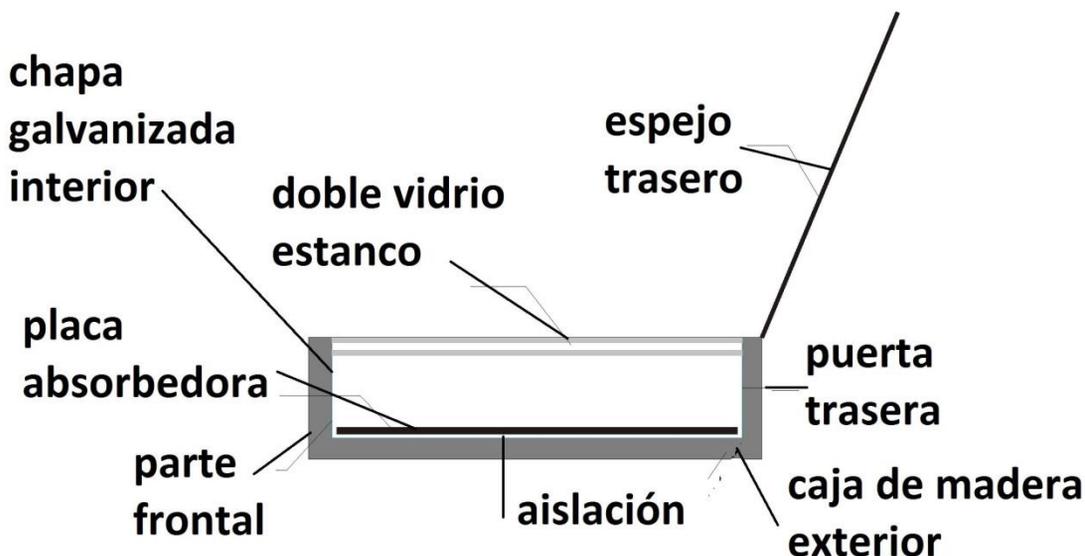


Figura 1. Esquema de una cocina solar tipo caja



Figura 2. Cocina caja fabricada en madera de álamo, construida en la Provincia de Mendoza

Para un correcto funcionamiento, este equipo se debe apoyar sobre una superficie horizontal firme de modo que la parte superior quede al menos a unos ochenta centímetros del suelo, para facilitar el control durante la cocción. De todos modos, una de las ventajas potenciales de este tipo de cocción es, que más allá del ingreso de los ingredientes, el proceso de cocción requiere muy poca atención debido a la lentitud del mismo.

Como todos los equipos solares que se desempeñan en el hemisferio sur (en el norte es justamente al revés) se debe tener la precaución que su parte frontal esté “apuntando al sol” y siempre orientado hacia el norte. En el mismo sentido, el reflector deberá producir una imagen en el interior de la cocina. El funcionamiento es tal, que los rayos solares calientan la placa absorbidora, la olla que se coloca adentro y todo el interior de la cocina.



Figura 3. Cocinas solares fabricadas en INENCO (unas-CONICET)

Es importante que, salvo que el equipo se utilice en una región próxima al ecuador, la cara vidriada de la cocina tenga una cierta inclinación y no sea totalmente horizontal. En la figura 3 se muestra un conjunto de cocinas solares fabricadas en INENCO usando tambores de 200 litros desechados. Se puede observar la inclinación de la cara vidriada. El ángulo de inclinación (β) óptimo es aquel que permite tener la ventana de la cocina acercándose a una perpendicular al Sol “en todo momento”. Aunque esto es técnicamente imposible, se puede aceptar cierta desadaptación de β al valor deseado. Si la cocina solo trabaja en una única posición (como la de la figura 2), el ángulo de inclinación que debería tener es aproximadamente igual a la latitud del lugar. Es recomendable que sea algo menor en primavera y verano, cuando el Sol está más elevado. Una opción aceptable es la de un horno inclinable con una pata extensible detrás. Este sistema requiere de una bandeja colgante, como si se tratase de una hamaca, para que el suelo del interior del horno esté horizontal y no se salga el líquido de la olla o se amontone la comida en un borde. Pese a que esto complica un poco la construcción asegura un mejor funcionamiento.

Es importante destacar que una variación de unos grados apenas tendrá efecto notable, así que no preciso esmerarse demasiado en el posicionamiento angular de la cocina puesto que probablemente no se consiga obtener mucho más rendimiento.

4.3. Recipiente para cocinar



Figura 4. Cocina tipo caja con olla en su interior

El recipiente que se utilice para cocinar preferiblemente será oscuro y opaco ya que está demostrado experimentalmente también que con estas propiedades el sistema funciona mucho mejor (en lo posible pintado negro mate). Pueden emplearse ollas, placas, jarras o incluso platos. Se debe procurar mantener el horno siempre cerrado durante la cocción para evitar la pérdida de calor al abrir la puerta. Si se emplean recipientes con tapa transparente se puede ver el estado de los alimentos sin necesidad de abrir la cocina. En la figura 4 se muestra una cocina tipo caja con una olla en su interior en pleno proceso de cocción.

El calor en el interior de esta “caja” no puede escapar, en parte debido a la aislación térmica que abarca la zona inferior y también por el doble vidrio de la parte superior. Dependiendo de las condiciones climáticas, una cacerola con un litro y medio de agua estará próxima al hervor en aproximadamente una hora y media.

Tabla I. Tiempos de cocción de algunos alimentos de referencia

Alimentos	Tiempo de cocción (min)
Huevos duros o fritos	15 – 18
Carne frita (Bife)	14 – 16
Pollo asado	50 – 70
Panes o galletas	70 – 80
Maní tostado	35 – 40
Chicharrón o carne	140 – 150
Maíz tostado	70 – 80
Papa cocida con agua	70 – 80
Papa cocida sin agua	55 – 65
Sopa de chuño	110 – 120
Sopa de trigo	100 – 115
Arroz	80 – 90

A modo de ejemplo, en la Tabla 1 se muestran tiempos típicos de cocción de alimentos, que varían con las condiciones climáticas.

5. Cocinas con concentración de radiación solar [6]

5.1. Antecedentes de cocinas comunales

La cocción en el ámbito comunal, tanto en comedores escolares, centros comunales o cualquier otro tipo de agrupamientos humanos, tiene requerimientos distintos de volumen que los del ámbito familiar, en función del número de personas a alimentar (usualmente 20 o más). En la zona de Puna, las comidas diarias más habituales suelen ser guisos y la cantidad habitual es a razón de unos 400 g por persona y comida, junto con hogazas de pan a razón de 200 g por día. Es común observar la preparación de los mismos en ollas grandes no menores a los 20 litros, llegando en algunos casos a los 40 litros. La figura 5 esquematiza el procedimiento.

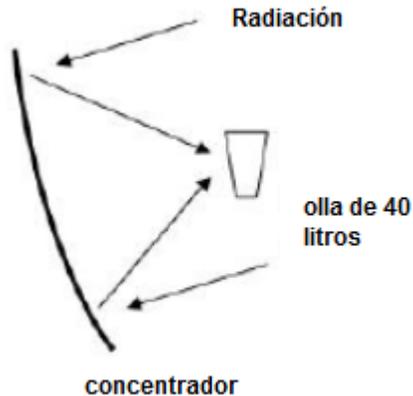


Figura 5. Esquema de cocina con concentración de la radiación solar

La tecnología de cocinas solares para estos volúmenes se encuentra relativamente poco desarrollada y constituye un desafío de interés por diversas razones. A diferencia de la cocinas del tipo caja estos equipos poseen un concentrador solar [7]. Este tipo de dispositivos permite incrementar notoriamente la temperatura en el sistema pudiéndose alcanzar sin problemas las temperaturas de un horno convencional. La figura 6 muestra un concentrador de casi 2 m².



Figura 6. Concentrador para cocinas solares

5.2. Tipos de estrategias empleadas para cocinar empleando un concentrador solar

5.2.1. Calentamiento y transporte de barras metálicas

En esta estrategia se aprovecha la concentración de la radiación solar para calentar barras de aluminio ennegrecidas hasta temperaturas superiores a los 350°C. Estas son luego llevadas a una caja hermética para preparar diferentes productos de cocción del tipo “seca” como pan o pasteles, a un ritmo de producción de cuatro kilogramos cada dos horas y media, si se

emplea un absorbedor de aluminio de unos 6,5Kg. Se transporta aproximadamente 1 MJ cada cuarenta minutos desde el concentrador a la caja [8].

5.2.2. Colocación de la olla en el foco del concentrador

La opción de colocar una olla en el foco del concentrador no había sido muy ensayada en la región por diversas razones, entre ellas debido al tamaño de olla que se puede utilizar. Sin embargo, puede emplearse como una opción para la preparación de cierto tipo de alimentos con muy buenos resultados. Dado que el concentrador gira alrededor de un eje inclinado, se coloca un sistema “tipo cardánico” para sostener la olla (figura 7).

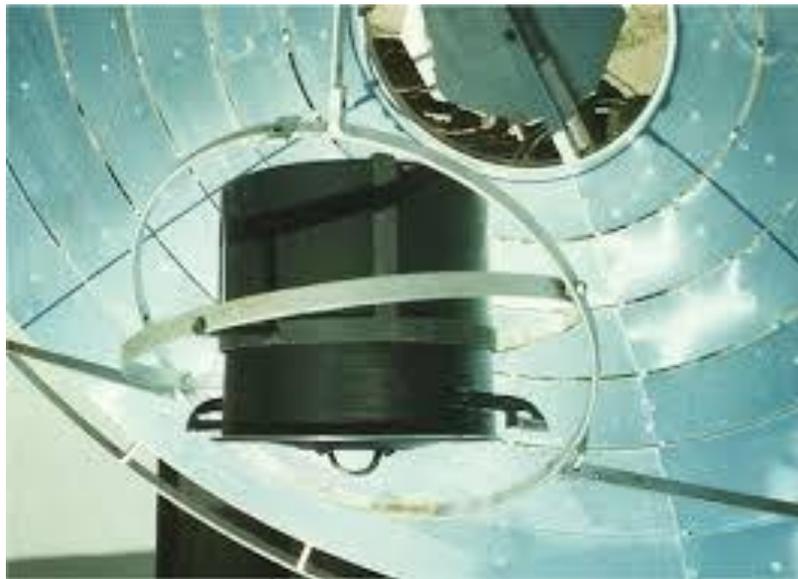


Figura 7. Cocción con la olla en el concentrador con sistema “tipo cardánico”

Las ollas seleccionadas pueden ser de hasta 10 litros de capacidad, usándose habitualmente volúmenes de entre 6 y 8 litros [9]. El peso correspondiente permite retirar o poner la olla con comodidad. Esta opción también es muy útil en el caso de cocinas para familias numerosas (unas 12 personas), si se consideran las raciones habituales de 400 o 500 gramos por persona. Es de destacar que esta cocina es térmicamente muy ágil, ya que dispone de algo más de 1 kW de potencia en el foco, por lo que puede ser empleada si se necesita tener una respuesta rápida [10].

5.2.3. Horno en el foco del concentrador



Figura 8. Concentrador con un horno produciendo pan

Esta fue la alternativa más empleada dado que, dependiendo de la cantidad de comensales, cubre casi todas las alternativas existentes para cocinar. El sistema puede funcionar como un horno y en consecuencia preparar todo tipo de alimentos (figura 8).

El conjunto de posibilidades permite atender eficientemente las necesidades alimenticias de pan en comunas o escuelas, como por ejemplo hasta treinta niños por cada concentrador instalado. La experiencia acumulada en diversos ensayos de campo realizados en estas regiones del noroeste argentino, ha permitido introducir continuamente modificaciones, generando nuevas versiones de cocinas. En las mismas se han tenido en cuenta fundamentalmente dos aspectos:

- a) mejoras técnicas surgidas del trabajo en condiciones reales de funcionamiento donde se observan detalles que en el laboratorio o taller no es factible;
- b) la operación del sistema de cocción para distintos tipos de comida, teniendo en cuenta las necesidades expuestas por los grupos con los que se ha colaborado.

Una simulación muestra que el rendimiento global de colección de energía solar se sitúa en este caso en el orden del 21%. Este valor es bastante más bajo que el de los otros casos, ya que las temperaturas en el absorbedor son altas, produciéndose en general más pérdidas térmicas.

5.3. Cocinas de mayor porte con fines productivos

La prestación de estos dispositivos de mayor capacidad no termina en su implementación como “cocinas comunales”. Las mismas, basadas en la idea de un desarrollo

sustentable, pueden ser utilizadas con fines productivos, buscando actividades rentables que permitan mejorar los ingresos de comunidades. En ese sentido, se puede encarar también la producción de alimentos para su posterior comercialización, como dulces, pan o conservas, utilizando energía solar. Probablemente el caso de una pequeña panadería sea el más sencillo y útil de encarar, ya que el pan es uno de los alimentos básicos de consumo, su producción puede ser muy bien sistematizada y, por otra parte, el consumo de leña para su fabricación en zonas rurales es elevado.

5.4. Cocinas híbridas

Las cocinas híbridas combinan la cocción solar con la eléctrica o con el empleo de biomasa. Hay desarrollo de productos comerciales con este tipo de cocinas. Como un ejemplo simple se puede plantear a una cocina solar del tipo caja, el añadido de una resistencia eléctrica por debajo de la placa absorbadora.

5.5. Propuesta de nuevas tecnologías [11]

Una nueva tecnología que corresponde analizar es la separación de la función de colección de la energía solar y la de la de cocción propiamente dicha. El transporte de energía puede ser llevado a cabo en forma de calor sensible en bloques sólidos que alcanzan temperaturas de hasta de 400°C. La colección de la energía solar se realiza mediante dispositivos en cuyos focos se coloca el material absorbador a calentar. Se trata de un conjunto de equipos modulares, que funcionan acoplados y que pueden combinarse de varias maneras para obtener los mejores resultados.

Con estos equipos será posible resolver un conjunto importante de problemas, entre los que se puede mencionar:

- minimizar la degradación ambiental derivada de prácticas inadecuadas de utilización de la tierra que es una de las causas principales de las situaciones de emergencia alimentaria;
- disminuir los peligros, tanto para la salud, como para el estado nutricional que presentan los alimentos poco cocidos y que son patentes en el caso de algunos alimentos básicos, como por ejemplo la yuca y hasta la misma carne;
- romper el “círculo vicioso energético” que involucra a madres y niños, agravando problemas, dado que se aumenta la demanda de alimentos en los grupos más vulnerables.

El desarrollo de la propuesta implica resolver un conjunto de problemas que se indican a continuación:

1. Desarrollo de un concentrador capaz de generar temperaturas de más de 350°C con una eficiencia razonable.
2. Desarrollo de una “caja caliente” de uso múltiple para llevar a cabo los distintos procesos de cocción.
3. Desarrollo de absorbedores sólidos, capaces de acumular calor hasta temperaturas de 350°C y con capacidad de ser transportados hasta la “caja caliente”.
4. Implementación de un sistema que permita generar vapor, para que con el esquema “*concentrador – vapor*”, puedan completarse procesos de cocción, burbujeando a 100°C e hirviendo cierto tipo de preparaciones.
5. Con ciertos cambios en los sistemas anteriores y con un esquema “*concentrador – olla de menor porte*”, o bien “*concentrador – horno*”, permita resolver satisfactoriamente procesos de cocción.

El desarrollo de este concepto se realiza a través de ensayos de laboratorio o campo, de partes o materiales, utilizando métodos experimentales y simulaciones numéricas. También se estudia la aceptabilidad de las preparaciones (encuestas, talleres de difusión, etc.) que permitan su transferencia, junto con otros aspectos relacionados con la preparación de las comidas (evaluación nutricional, recetas, etc.).

Referencias bibliográficas

- [1] B.H. Stuedal, en *Los bosques y los árboles*, PNUMA, Malta, 2013.
- [2] BMU: Umweltpolitik - Gemeinsam umgesetzte Aktivitäten zur globalen Klimavorsorge. Federal Ministry for the Environment, Nature Protection and Nuclear Safety, D-53048 Bonn, (1996).
- [3] S.S. Nandwani, *La cocina/horno solar: construcción, funcionamiento y usos*, worldpress, 2013.
- [4] W. Scheffler & C. Sutter, *Evaluation of solar community kitchens in Gujarat*, Proceedings of the Third International Conference on Solar Cookers- Use and Technology, Coimbatore, Tamil, Nadu, India, 42-63 (1997).
- [5] S.K. Philip, T.K. Chaudhuri & H.N. Mistry, *Testing of solar box cookers*, Proceedings of the Third International Conference on Solar Cookers- Use and Technology, Coimbatore, Tamil, Nadu, India (1997).
- [6] C. Cadena, *Cocinas solares comunales : aportes sobre su aplicación comunal y productiva*, Editorial INENCO, en prensa, ISBN en trámite, 2015.
- [7] R.P. Devadas et al., Editors, *Proceedings of the Third International Conference on Solar Cookers*, Solar Cooker International (USA), Saradayala Press, India, 1998.

- [8] K. Schwazer et al., *A new kind of efficient solar cookers with and without temporary storage*, 1st World Conference on Solar Cooking, Stockton, California, USA, 1992.
- [9] G. Jobst, F. Braun & D. Seifert, *Solar cookers for saving emissions of CO₂*, Proceedings of the International AIJ Workshop, Ed. A. Pelchen (UMB) Leipzig, 158-164 (1997).
- [10] L.R. Saravia, C. Cadena, R. Caso & C. Fernández, *Cocinas solares comunales de uso múltiple*. Energías Renovables y Medio Ambiente, ASADES, Vol. 10 (2002).
- [11] L.R. Saravia, C. Cadena, R. Caso & C. Fernández, *El uso de un acumulador sólido y móvil en una cocina solar con concentrador*. Energías Renovables y Medio Ambiente, ASADES, Vol. 1 (1997).

CALEFONES SOLARES PARA AGUA CALIENTE

Cora Placco, Luis Saravia, Carlos Cadena*

INENCO - Universidad Nacional de Salta-CONICET
cplacco@gmail.com

Resumen

Se analizan distintos tipos de calefones solares usados para calentar agua. Se describen colectores de placas con y sin cubierta, y colectores con tubos de vacío de distinto tipo. Se compara la eficiencia de los diferentes colectores en función del salto térmico requerido. Se discuten problemas relacionados con su instalación, operación y mantenimiento.

Palabras clave: calefones solares; colectores solares; tubos de vacío

Abstract

Different types of devices employed to produce hot water using solar energy are analyzed. Collectors with covered or uncovered plates or with different types of vacuum tubes are described, comparing their efficiency as a function of the required temperature increase. Problems related to their installation, operation and maintenance are discussed.

Keywords: solar heaters; solar collectors; vacuum tubes

Introducción

El agua caliente es un insumo muy importante en viviendas, escuelas y edificios de servicio público teniendo en cuenta diversos usos como la higiene personal, la limpieza, el lavado y otras necesidades básicas que impactan sobre la calidad de vida. En general, a nivel mundial, se ha convertido en el segundo uso energético doméstico en importancia después de la calefacción y la refrigeración. Por esta razón el calentamiento de agua mediante energía solar, más allá de ser una alternativa ecológica, se ha convertido en una tecnología económicamente atractiva y competitiva en muchos países.

En los últimos años se está produciendo un aumento notable de instalaciones de energía solar térmica en algunos países que han comprendido la relevancia de esta nueva fuente de energía. Los avances tecnológicos han permitido la fabricación de sistemas de mejor calidad y a menor costo.

Los colectores solares planos usan una superficie de captación solar plana, conocida como “el absorbedor” colocada debajo de una lámina plana de vidrio u otros materiales transparentes. En el mismo se transfiere la energía solar captada para calentar fluidos tales como el agua, el aire y otros. Como ejemplos típicos de su uso se pueden mencionar el calentamiento de agua, los sistemas de calefacción de edificios y la climatización de piscinas. Las temperaturas alcanzadas están habitualmente en el orden de los 40 a 80 C.

Algunos colectores usan varios absorbedores cilíndricos colocados en una superficie plana bajo el vidrio, por lo cual también se los conoce como colectores planos

Países como China, EEUU y los europeos han alcanzado un uso masivo de colectores solares planos [1]. En cambio, en Argentina el uso de colectores solares con este fin es muy bajo.

La China es el país que ha logrado colocar mayor cantidad de colectores solares planos alcanzando el 67% del total mundial en el 2012 [1], habiendo logrado construir equipos de costo relativamente bajo. Esta cantidad se comprende teniendo en cuenta la gran población existente en dicho país. No obstante, cabe indicar que otros países han llegado a instalar una mayor cantidad de colectores por cada 1000 habitantes. Por ej., la isla de Chipre es la que dispone en la actualidad de la mayor proporción, cerca de los 0.8 m² por habitante, cifra considerada aproximadamente como la necesaria para satisfacer las necesidades totales de agua caliente por persona. A Chipre le siguen otros países como Austria, Israel, Barbados, Grecia y Grecia mientras que China se encuentra en noveno lugar en esta comparación [1].

Un colector necesita ser seleccionado cuidadosamente de acuerdo a la temperatura del fluido que debe proporcionar para la aplicación prevista y de acuerdo al clima del lugar en el cual va a estar emplazado.

Todos los colectores de agua para uso sanitario llevan un tanque de acumulación conocido como “termotanque” o “acumulador”, donde se acumula el agua que se va calentando durante el día para su uso en diferentes horas, en especial durante la noche cuando no hay radiación solar o en días nublados. El volumen del acumulador está ligado al área de colección. No se puede aprovechar el agua “on line” directamente desde el colector, como es el caso si se emplea un calefón a gas. El agua a usar se tomará directamente del tanque de acumulación.

La circulación de agua entre el colector y el termotanque se produce habitualmente por termosifón, para lo cual el termotanque debe estar colocado por encima del colector. Sin embargo en zonas urbanas puede agregarse una diminuta bomba eléctrica en cuyo caso el tanque puede estar por debajo del colector simplificando la instalación.

El conjunto colector-acumulador suele conocerse como “calefón solar”.

1. Colectores de placa plana con cubierta

Los colectores de placa plana son los más usados para calentar agua en los hogares y servicios públicos y para los sistemas de calefacción. Se componen básicamente de una caja aislada, con una cubierta transparente de vidrio o de plástico y una placa absorbidora de color oscuro como se aprecia en el esquema de la figura 1.

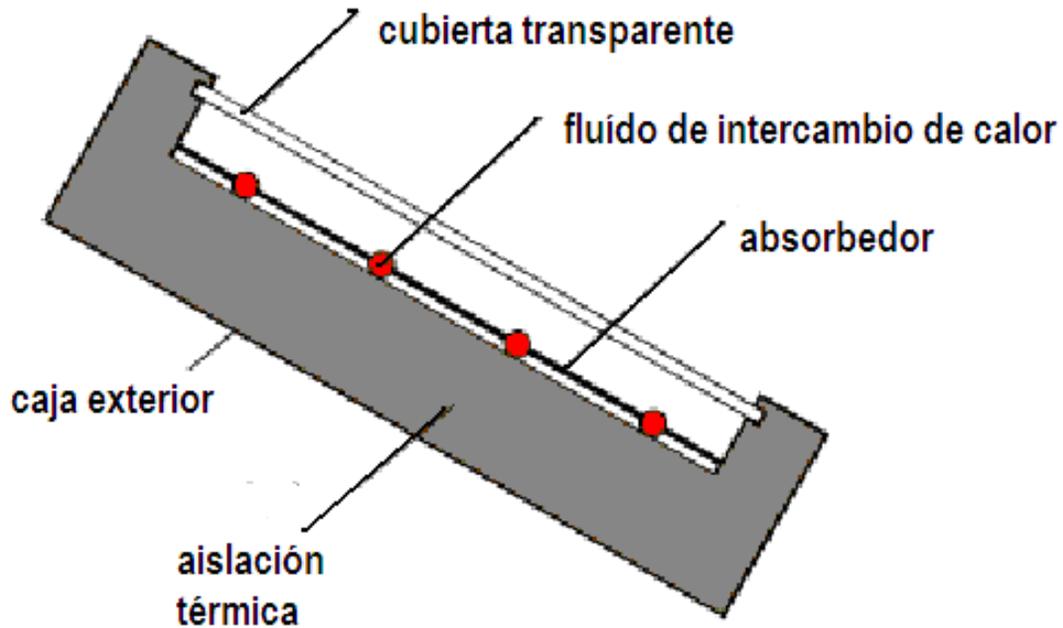


Figura 1. Corte esquemático de un colector solar plano

La radiación solar es absorbida por la placa, construida por un material que transfiere rápidamente el calor a un fluido que circula a través de tubos en el colector. Este tipo de colector calienta el fluido que circula a una temperatura considerablemente inferior a la del punto de ebullición del agua y son los más adecuados para aplicaciones donde la demanda de temperatura es de 30 a 80 °C. Son los más utilizados para calentar agua en sistemas domésticos o comerciales y en piscinas cubiertas.

La cubierta transparente transmite una gran cantidad de la luz de longitud de onda corta del espectro solar, y al mismo tiempo sólo deja pasar muy poca radiación de longitud de onda larga (calor emitido por el absorbedor), produciendo un efecto invernadero. Además, la cubierta transparente evita que el viento y las brisas se lleven parte del calor colectado (convección). Junto con la caja, la cubierta protege el absorbedor de las condiciones meteorológicas adversas. Típicamente la caja está fabricada por materiales tales como aluminio, acero galvanizado o plástico reforzado con fibra de vidrio. La aislación en la parte posterior del absorbedor y en las paredes laterales reduce las pérdidas de calor por conducción. Esta es por lo general de espuma de poliuretano, lana mineral o fibra de lana de vidrio. Estos colectores demostraron poseer una buena relación precio/calidad y tienen una amplia gama de posibilidades para su montaje.

Existen diversos diseños del absorbedor. En el esquema de la figura 1 se muestra un absorbedor formado por caños dispuestos en paralelo por los que pasa el fluido a calentar. A los tubos se sueldan aletas pintadas de negro que absorben la radiación solar y la transmiten hasta el tubo. Otro diseño está constituido por dos chapas metálicas con el tamaño total del absorbedor,

que se sueldan en los bordes formando una bolsa de pequeño espesor por la cual pasa el fluido mojando toda la chapa metálica en forma uniforme. Las dos chapas se sueldan entre sí en una red de puntos para evitar que la bolsa se abra bajo la presión que ejerce el fluido.



Figura 2. Colector y acumulador

En la figura 2 se muestra el acumulador colocado por encima del colector conectándose con dos caños que permiten la entrada y salida de agua entre las dos partes. El acumulador se aísla adecuadamente para reducir al mínimo posible las pérdidas de calor al exterior. Este colector suele ser usado para alimentar cantidades reducidas de agua para una vivienda. Típicamente, un acumulador contiene unos 100 litros de agua por cada 2 metros cuadrados de colector. El acumulador situado por encima del colector permite la convección natural del fluido y no se necesita alimentación eléctrica.

2. Colectores de placa plana sin cubierta

Este tipo de colectores, sencillos y baratos, consisten en un absorbedor sin la cubierta transparente. No incluyen ningún aislamiento adicional de manera que la ganancia de temperatura queda limitada a unos 10 °C sobre la del aire del ambiente. Son los más adecuados para aplicaciones de baja temperatura. Están formados por tubos pequeños colocados uno al lado de otro que hacen las veces de absorbedores, calentando el agua que pasa por los mismos.



Figura 3. Colector sin cubierta de 640 m² de área para el calentamiento del agua de una piscina

Actualmente estos colectores se fabrican directamente por extrusión de manera que los tubos que llevan el agua quedan incorporados a la masa de material. Son utilizados para la calefacción de piscinas al aire libre, pero existen otros mercados, incluidos los de calefacción de temporada en las piscinas cubiertas, calentamiento de agua para lavar coches y calefacción del agua utilizada en piscicultura. También existe un mercado potencial de estos colectores para calentamiento de agua en lugares remotos, como campamentos de verano. La figura 3 muestra una vista de un colector usado en una pileta grande colocado sobre un techo vecino a la pileta. Está formado por tiras de varios tubos pegados entre sí que se conectan en los extremos con los tubos que alimentan y retiran el agua tibia.

Los absorbedores de estos colectores son generalmente fabricados mediante materiales de tipo elastomérico. El más común es el EPDM que es un ter-polímero de etileno y propileno y un dieno (agregado en baja proporción). Las insaturaciones remanentes del dieno permiten su vulcanización con azufre, lo que mejora su resistencia térmica que puede llegar a 160 C. Soporta muy bien la acción de la radiación UV y tiene muy buena flexibilidad. Además, tiene múltiples usos como juntas para autos y puertas.

Dado que estos colectores no tienen cubierta, una gran parte de la energía solar absorbida se pierde principalmente por convección por lo que se llegan a obtener saltos de temperaturas de hasta 10 C. Esto es suficiente para su uso en piletas y en otras funciones ya nombradas.

3. Colectores de tubos de vacío

Desde hace unos pocos años se ha popularizado este tipo de colector formado dos tubos concéntricos de unos 2 m de largo y uno 6.8 cm de diámetro externo que están contruidos con vidrio boro-silicato soldados en los extremos de manera que es posible obtener un vacío alto entre ellos. Por dentro se coloca una lámina cubierta por una capa selectiva capaz de absorber con alta eficiencia la radiación solar. La pérdida hacia el exterior de estos tubos es muy baja gracias al vacío utilizado. Cuando estos tubos se disponen sobre una superficie plana forman un colector solar plano de muy bajas pérdidas térmicas hacia el exterior. En el interior de los tubos se coloca un “getter”, sustancia que es capaz de absorber cualquier desprendimiento de gas manteniendo el vacío por muchos años. Según la forma en que el calor es retirado del tubo existen dos tipos de tubos de vacío:

a) tubos de vacío de flujo directo

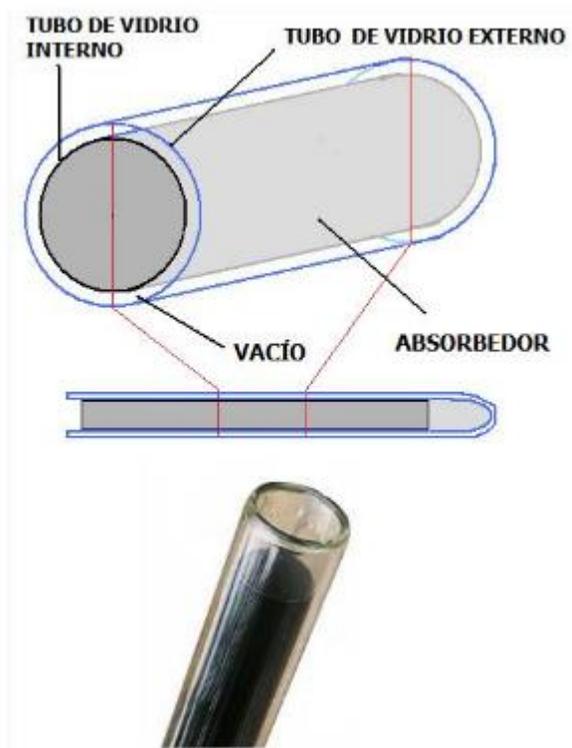


Figura 4. Tubo de vacío de flujo directo

En este caso, la parte superior del tubo queda abierta para que el agua del acumulador pueda entrar en el tubo, como muestra la figura 4 (foto inferior). Se observa el tubo de vacío cerrado en un extremo y abierto en el otro. También se ve el doble tubo con el tubo interno recubierto con la sustancia absorbente. Este tipo de tubo se conecta directamente al acumulador. El agua del acumulador entra al tubo, se calienta y produce una circulación

convectiva en la que el agua más caliente se desplaza hacia arriba por las paredes y el agua más fría entra por el centro.

Estos tubos son los más baratos y los más efectivos en cuanto a la extracción del calor desde el tubo. Su inconveniente es que se pueden romper si no se los hace funcionar en forma correcta.



Figura 5. Colector solar de tubos de vacío de tipo directo con acumulador de 100 litros

La figura 5 muestra un colector de tubos de vacío de tipo directo que se encuentra funcionando en Salta. El colector dispone de 10 tubos de vacío que se conectan en la parte inferior del acumulador de 100 litros. En la parte superior derecha del tanque que se encuentra aislado, se aprecia la salida del agua caliente. A la izquierda se aprecia un depósito donde llega el agua fría de alimentación. Este dispone de un llave con flotador que corta la alimentación cuando el nivel de agua alcanza la parte superior del acumulador, garantizando la disponibilidad de agua caliente por encima de su nivel de salida. El funcionamiento del equipo ha sido correcto y se ha comprobado que es capaz de entregar agua caliente aunque exista un cielo semi-nublado.

b) Tubo de calor

El tubo de calor se muestra en la figura 6. Consta de un tubo cerrado en los dos extremos, en el cual se hace vacío y se coloca un fluido en su interior. Un extremo se agranda y se coloca fuera del tubo de vacío. Mediante una superficie metálica que rodea al tubo se transmite el calor recibido, evaporando el fluido interno. Los vapores transportan el calor hacia la punta externa.



Figura 6. Tubo de calor

El Tubo de vacío es capaz de transmitir el calor con suma eficiencia, muy superior a otros métodos de conducción. De esa forma el calor recogido se extrae de manera efectiva y está disponible en la punta externa. Esta punta se pone en contacto con el fluido que se quiere calentar. Se recomienda que el extremo de salida del calor se encuentre al menos con una inclinación de 15 grados por encima de su otro extremo, con el fin de que el movimiento de fluido se produzca en forma correcta.

El costo es algo mayor que el del tubo de vacío y la velocidad de extracción del calor es algo más lenta. Tiene la gran ventaja de que los problemas de rotura son menores al evitar el contacto directo del flujo con el vidrio.

Otra propiedad importante de estos tubos se refiere a la forma en que recogen la radiación solar. Los rayos solares que llegan en un momento dado solo iluminan la mitad del absorbedor circular que tiene unos 0.057 m de diámetro. La otra mitad queda oculta detrás del propio absorbedor. Los rayos que llegan al tubo cubrirán un área normal a ellos de 0.057 m de ancho y 2 m de largo, que corresponde a 0.114 m². Cuando el sol gira, el área iluminada también gira, pero seguirá siendo el mismo valor. Esto significa que la cantidad de energía solar recogida seguirá siendo la misma, en contraste con los colectores solares de absorbedor plano en los que la energía máxima colectada se obtiene en el mediodía solar. Esto constituye una ventaja importante ya que los tubos de vacío entregarán la misma potencia durante casi todo el día. Solo al principio y al final bajará un poco porque la radiación solar absorbida por la atmósfera será mayor. Se puede argumentar que la otra mitad del absorbedor, que no recibe radiación, perderá calor al exterior. Pero se debe tener en cuenta que estos tubos tienen una pérdida muy pequeña. Si se quiere comparar un colector de tubos de vacío con un colector plano de 1 m², se debe tener en cuenta que se necesitan 9 tubos para cubrir 1 m² (0.114 x 9 m²).

Estos dispositivos tienen una limitación. Cuando se colocan los tubos muy cerca, uno al lado del otro, se hacen sombra entre ellos. Para evitar esto se deben colocar con una separación conveniente. Si la separación es de 3 cm, un tubo no hará sombra al vecino en un ángulo de giro del sol de 103 grados, o sea durante 6.9 horas. Durante todo ese tiempo el tubo dará una potencia calórica constante. Durante las 2.5 horas restantes, a la mañana y al atardecer, la radiación que llega es bastante menor debido a la absorción de la atmósfera, por lo que son las horas de menor importancia. Producto de su separación, los tubos cubrirán un área total mayor, igual a $(9 \times 0.068 + 8 \times 0.03) \times 2 = 1.74 \text{ m}^2$. Esta área tiene 2 m de largo y un ancho de 0.87 m.

El área desperdiciada puede ser aprovechada totalmente si detrás de cada tubo se coloca un espejo curvo para desviar los rayos que pasan entre los 3 cm de separación, enviándolos a la parte trasera del absorbedor.

4. Eficiencia de los colectores solares planos

La eficiencia de un colector solar plano se define como la relación entre la energía entregada al agua para su calentamiento y la energía solar que llega al área de colección. La misma dependerá de la diferencia entre la temperatura de salida del agua y la temperatura ambiente, así como de la radiación solar incidente sobre la superficie del colector y el flujo de agua que pasa por el colector. Valores típicos de la eficiencia de los colectores descritos, expresada como un porcentaje, se muestran en la figura 7 en función del salto de temperatura, para una energía incidente de 800 W/m^2 y un flujo de agua de 1.2 kg/min/m^2 .

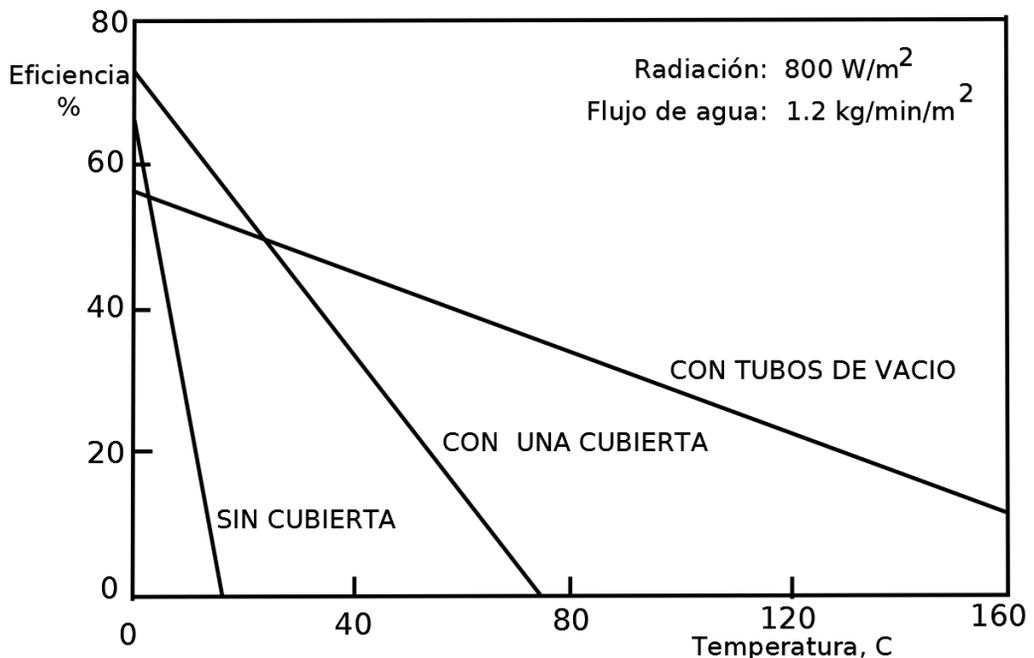


Figura 7. Eficiencia de 3 tipos de colectores planos como función del salto térmico

En el caso de colectores sin cubierta la eficiencia a salto de temperatura nulo es alta, pero cae rápidamente. Es el tipo de colector usado en piletas. Al colocar la cubierta la eficiencia cae más lentamente con el salto térmico. Los tubos de vacío tienen una eficiencia más baja a bajos saltos térmicos pero la misma cae muy lentamente por la disminución de las pérdidas energéticas por el uso de vacío.

5. Colectores planos de alta temperatura

Los colectores solares planos descriptos logran, en el mejor de los casos, temperaturas del orden de los 90 C. Es posible diseñar colectores planos que alcancen temperaturas en el orden de los 120 C si se incorporan en su interior espejos concentradores. A modo de ejemplo analizaremos uno de ellos que usa espejos de diseño especial que concentran los rayos solares en los caños de cobre de una parrilla, similar a las usadas en colectores planos comunes. El mismo es fabricado por la empresa portuguesa Aosol (figura 8).



Figura 8. Colector solar con concentradores internos construido por Aosol

El colector usa una parrilla de caños de cobre con dos aletas pequeñas. Por debajo se sitúa un espejo diseñado por una forma tal que todo rayo solar que entra por su boca con distintos ángulos de entrada es reflejado incidiendo en el tubo y sus aletas. El absorbedor, constituido por las aletas, tiene un área total inferior a la mitad del área total del colector. Por lo tanto, las aletas calientes tendrán una pérdida hacia el exterior mucho menor que las de un absorbedor de un colector común, cuya área es igual a la de todo el colector. Esto permite que la temperatura llegue

a valores superiores, del orden de los 120 C. El espejo se diseña utilizando la técnica de “espejos sin formación de imágenes”, que fue desarrollada por Roland Winston en 1974 [2].

Además de los equipos descritos, existe una amplia variedad de colectores de fabricación artesanal entre los que se cuentan algunos desarrollados por INENCO. Estos fueron diseñados para su empleo en zonas andinas y pre-andinas de Salta por familias de bajos recursos. En estas regiones muy frías el agua caliente es una necesidad muy apreciada. En encuestas realizadas en la región las familias han manifestado que el disponer de agua caliente es la primera prioridad.

6. Nuevas tendencias en el desarrollo de colectores

Si bien los colectores solares planos se están desarrollando desde hace muchos años, el aumento de su uso ha llevado en los últimos años a la introducción de nuevos avances tecnológicos por parte de muchas empresas y centros de desarrollo.

Los avances se dan en varios campos:

- 1.- El diseño del colector solar
- 2.- Nuevas técnicas constructivas
- 3.- Nuevos materiales
- 4.- Nuevos tipos de servicios y opciones de venta

A continuación se muestran algunos ejemplos.

a) Colectores de plástico

Se ha comenzado a advertir que en caso de generalizarse el uso de colectores planos para calentamiento de agua a nivel mundial podría producirse un problema de falta de materiales para su construcción. Este problema se daría con los componentes metálicos, especialmente con el cobre. Por tal razón, se ha comenzado a trabajar en el desarrollo de colectores que usen plásticos en vez de metales. Instituciones como el DOE y el Fraunhofer Institute se encuentran trabajando en el tema principalmente en el uso de materiales poliméricos. El material debe soportar:

- 1) las temperaturas que se producen en el absorbedor
- 2) las tensiones mecánicas
- 3) las presiones provocadas por la columna de agua
- 4) la degradación producida por la radiación UV

b) Colectores de vidrio

Las láminas de vidrio son usadas en el frente de los colectores para cubrir el absorbedor y dejar pasar la radiación. Actualmente en los colectores de calidad se utiliza un vidrio

con bajo contenido de hierro, obteniéndose un coeficiente de transmisión del 91%. El vidrio suele ser del tipo “float glass” templado para obtener una mayor fortaleza.

Actualmente se está proponiendo usar las láminas de vidrio a ambos lados del colector, lo que evita el desgaste de los materiales usados en los colectores comunes ya sea térmicos o fotovoltaicos, obteniéndose una larga duración. Se está trabajando en la mejora de estos colectores. Un primer problema es el peso del colector debido a la densidad del vidrio. Con ese fin se trabaja en la producción de vidrios de espesor menor a los 2 mm. Teniendo en cuenta el espesor del absorbedor y aislación, el nuevo colector tendría un espesor de 50 mm. Dado que el colector usa vidrio por delante y por atrás, en el perímetro del mismo queda una separación de 50 mm que se debe cerrar con algún otro material. Con ese fin se propone rellenar el espacio entre los vidrios con un plástico que adhiera bien a los vidrios. Este material se pega a uno de los vidrios colocado en posición horizontal y luego se baja el segundo vidrio sobre el primero, manteniendo la presión hasta que el adhesivo endurezca. También se ha patentado una lámina de vidrio especial de poco espesor y gran resistencia.

c) Nuevas superficies selectivas

Desde hace tiempo las llamadas superficies selectivas se han aplicado a la superficie de los absorbedores para lograr que la misma absorba la radiación solar incidente pero emita poca radiación en la región infrarroja del espectro. Esto disminuye las pérdidas térmicas del absorbedor. Uno de los tratamientos más sencillos y de buenos resultados es el depósito de negro de cromo, denominado así por el color que da a la superficie. Recientemente se está usando una alternativa conocida como tecnología PVD (Physical Vapor Deposition), en la cual un compuesto especial es evaporado y ese vapor es depositado sobre el absorbedor. Este tratamiento es muy efectivo y se caracteriza por su dureza y su buen funcionamiento a temperaturas altas. Su color es azulado, por lo que es habitual hablar del “recubrimiento azul” del absorbedor. Los materiales que se depositan pueden ser diferentes en distintas empresas. Hoy día este depósito se puede hacer tanto en una superficie de cobre, que es la más común, como en aluminio o en acero.

7. Normas y ensayos de colectores planos

7.1. Normas

La compra por el usuario de colectores solares planos que tengan buen funcionamiento y duración es una de las preocupaciones principales que ha llevado a la preparación de normas en diversos países. Su cumplimiento da seguridad al usuario de que está adquiriendo un producto de buena calidad.

A nivel internacional existe un conjunto de normas relacionadas con colectores solares. Entre ellas se encuentran las ISO 9806-1, 9806-2 y 9806-3, las EN 12975, 12976 y 12977 y la ASTM 93-77. En Argentina el IRAM ha preparado un conjunto de normas específicas basándose en algunas de las citadas e introduciendo algunos cambios propios de las condiciones particulares del país.

7.2. Ensayos

En diversos países también existen Instituciones encargadas del ensayo de colectores planos, con el fin de asegurar al usuario el cumplimiento de las normas aceptadas. A modo de ejemplo, se presentan los ensayos más comunes que se realizan en Portugal.



Figura 9. Ensayo de un colector plano en funcionamiento

La figura 9 muestra el equipo utilizado para ensayar un colector plano recibiendo radiación solar. El colector está colocado sobre una torreta que permite su desplazamiento tanto en sentido horizontal como en el ángulo respecto al piso. Por debajo se aprecia una boca que sopla aire para determinar el cambio de comportamiento cuando varía la velocidad del aire sobre el plano del colector. Se aprecia el solarímetro que mide la radiación recibida y un panel fotovoltaico para automatizar el seguimiento del sol buscando el máximo de generación por parte del panel. Diversos instrumentos ubicados en un edificio lindero permiten regular el caudal y la temperatura del agua entrante y medir las diferentes variables térmicas del equipo.

Se estudia además el efecto de la exposición estacionaria externa del equipo por un tiempo de varios meses para comprobar su resistencia a los distintos agentes climáticos. Luego se realiza un examen visual cuidadoso para constatar el efecto de la exposición prolongada.

Otro tipo de ensayo hace uso de una cabina donde se coloca al colector y se expone a los efectos de la corrosión húmeda y salina así como a una fuerte vibración.

8. Instalación y mantenimiento de colectores planos

La instalación requiere personal especializado y no es sencillo que el comprador lo pueda hacer correctamente. Esto se hace muy difícil en la zona rural. Conviene incluir la instalación como parte de la compra.

A continuación se detallan algunos aspectos que el usuario debe supervisar para que se realicen en forma correcta.

8.1. Provisión de agua

Los edificios públicos y las viviendas en zonas rurales pueden acceder al agua mediante:

- a) Un manantial natural elevado y tuberías hasta un tanque de reserva
- b) Un pozo y una bomba de extracción
- c) Un pozo tipo aljibe y transporte manual del agua hasta el tanque de reserva

Si el tanque de reserva está muy alto se debe poner un tanque intermedio con flotador cerca del calefón para que no haya excesiva presión de agua en el calefón.

8.2. Emplazamiento y orientación del colector solar

El calefón debe estar orientado aproximadamente al norte y evitar las sombras de árboles o edificación sobre el mismo. Se debe inclinar un ángulo del orden de la latitud del lugar más 10° para asegurar que se obtiene en promedio la mayor radiación posible. Si el colector no se usa en el verano (por ejemplo en escuelas) la inclinación puede ser un poco mayor para tener más radiación en el invierno.

8.3 Detalles de la instalación

La figura 10 muestra algunos detalles de la instalación del colector y de los tanques de alimentación y de agua caliente en una vivienda.

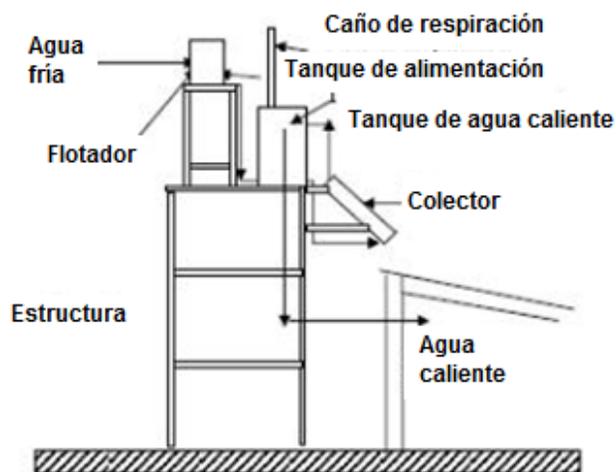


Figura 10. Detalle de la instalación de tanques y colector en una vivienda

Debido al peso de los dispositivos se ha indicado la instalación en una estructura separada de la vivienda.

El acumulador debe tener un caño de respiración para que no se junte aire o vapor que levante la presión en el tanque. La altura del caño debe superar la del tanque de agua fría (o de un tanque intermedio si es necesaria su colocación). La salida de agua caliente desde el acumulador a la vivienda se realiza desde un punto intermedio del acumulador ya que en la zona superior la temperatura es más alta.

8.4. Mantenimiento

El colector va bajando su rendimiento con el uso debido a la acción del medio ambiente y de posibles depósitos producidos por el agua que utiliza. Por lo tanto, es necesario realizarle un mantenimiento periódico de acuerdo con los siguientes conceptos:

1. El polvo depositado baja el rendimiento. Conviene eliminarlo usando agua y un cepillo blando o una tela.

2. Las aguas duras son un problema ya que dejan depósitos en los caños, exigiendo una limpieza periódica, por ejemplo con una solución de ácido clorhídrico. Hay colectores más apropiados para operar con aguas duras.

3. Las uniones externas son las que dan más problemas de pérdidas. Deben aislarse térmicamente por las bajas temperaturas y recubrirlas contra la acción de la radiación UV. También deben recubrirse los caños externos de conexión deberán estar debidamente cubiertos para evitar la acción de la radiación UV.

4. Problemas de congelamiento. Si el colector es colocado en un lugar con bajas temperaturas, sobre todo nocturnas, existe posibilidad de congelamiento del agua en los caños del colector. Esto produce su dilatación (el hielo es menos denso que el agua y ocupa un volumen mayor) que puede conducir a la rotura de los caños. Los caños externos pueden aislarse térmicamente pero es necesario evitar el congelamiento dentro del colector. Posibles soluciones:

a) Algunos colectores poseen un absorbedor que tiene un cierto grado de flexibilidad que le permite aumentar su volumen en caso de congelamiento del agua. Este es el caso de colectores cuyo absorbedor está hecho con dos placas de acero inoxidable soldadas entre sí en sus bordes y en algunos puntos de su superficie. Se debe usar una soldadura de plasma que evite la oxidación debido a las altas temperaturas que soportan las placas al soldarse. En este caso el fabricante debe garantizar que el colector es capaz de soportar el congelamiento.

b) Se puede colocar un serpentín en el tanque acumulador de manera que entre el colector y el serpentín pueda fluir una solución que no se congele a bajas temperaturas. El aditivo más habitual es el glicol que se utiliza habitualmente en motores de auto para evitar este mismo problema (debe prestarse especial cuidado a los problemas de salud que causa su ingestión). La

proporción que se agrega al agua depende de la mínima temperatura que se alcanza. Se suele realizar una doble capa de metal entre el serpentín y el agua u otros tipos de conexiones.

c) Se puede extraer el agua de los caños del colector durante la noche con una válvula extra (no olvidar luego su reposición).

d) Se puede usar el método “drain-back” que se ilustra en la figura 11.

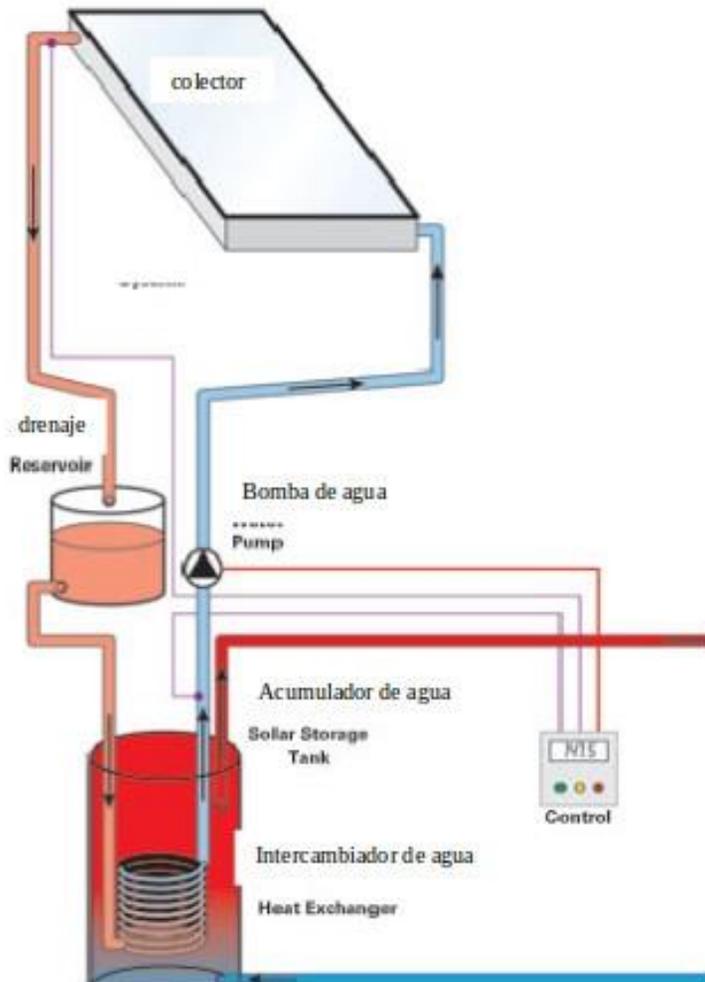


Figura 11. Sistema de drenaje nocturno automático

En este dispositivo el tanque se pone por debajo del colector y se debe usar una bomba para circular el agua. Se coloca un tanque pequeño y un control electrónico que para la bomba cuando la temperatura en el colector baja respecto a la temperatura en el tanque. El agua cae por gravedad y llena el tanque extra. No quedará agua que se pueda congelar en el colector. Este método es bueno pero es caro y se suele usar en instalaciones grandes. Tiene la ventaja adicional de que el tanque se pone en el suelo y no por encima del colector.

9. Rotura de los tubos de vacío

Existen quejas a nivel internacional sobre la rotura de los tubos de vacío en circunstancias especiales. El empleo de colectores de tubos de vacío de flujo directo en las zonas altas de la Argentina ha mostrado este problema. Si el calefón se queda sin agua y no está protegido puede alcanzar temperaturas bajas durante la noche o altas durante el día. Si se lo quiere poner en funcionamiento y se introduce agua de golpe, el salto de temperatura brusco quiebra el vidrio del tubo. Esto se ha dado especialmente en equipos instalados en escuelas que se cierran en verano y quedan sin atención. Esto no sucede en los colectores con tubo de calor ya que el agua no toma contacto directo con el tubo de vacío. Estos son más aconsejables para evitar este problema. Por otra parte se aconseja la colocación de una cubierta cuando el calefón se deja de usar por un tiempo prolongado.

10. Elección del calefón solar

Se ha visto que se dispone de varios tipos de calefones con características diferentes y es necesario tomar una decisión en la elección, que puede variar mucho de acuerdo a las condiciones de trabajo.

El rango de temperaturas de operación puede ser en muchos casos el factor que determina la elección. Para calentamientos moderados como el requerido para piscinas (del orden de 10 C), la elección obvia es el uso de calefones solares sin cubierta que tienen un costo moderado. Si el aumento de temperatura es un poco más alto pero aún moderado, pueden seleccionarse colectores de placa, más económicos y con una eficiencia mayor que la de los colectores de tubos. No obstante, los calefones solares de tubos van disminuyendo sus costos y podrían comenzar a competir a corto plazo. Para grandes saltos térmicos, los calefones solares de tubo de vacío son la elección conveniente por su mayor eficiencia frente a los calefones solares de placa.

11. Ventajas y desventajas de los calefones solares

11.1. Ventajas potenciales

a) Los calefones solares son dispositivos altamente ecológicos. Evitan el uso de madera o arbustos en zonas áridas que conduce a serios problemas de deforestación y posterior desertificación. Se evita la emisión de CO₂ producido por el uso de combustibles fósiles, mitigando problemas asociados al cambio climático.

b) Se ahorra tiempo del usuario. Se evita la necesidad de buscar madera, especialmente en zonas áridas o la de tener que comprar y transportar combustibles, especialmente en zonas rurales alejadas de los centros de distribución.

c) La tecnología y conocimientos necesarios para su fabricación y mantenimiento son sencillos y muy accesibles. Es posible encarar la formación de personal para su mantenimiento si su uso se difunde. Por otra parte la fabricación local es muy factible.

d) Los materiales para su fabricación son de alta disponibilidad.

11.2. Desventajas potenciales

a) Su precio inicial es mayor que el de los calefones convencionales.

b) Se requieren mayores tiempos para la recarga de los depósitos de agua caliente. Este es un problema que afecta principalmente al uso urbano donde el trabajo de las personas está asociado a horarios muy estrictos. En el caso de usos en zonas no urbanizadas este problema es menos importante.

c) Los colectores tipo placa se arruinan cuando se quedan sin agua si esta contingencia no ha sido prevista en su diseño. La gran mayoría no resiste al congelamiento, a menos que trabajen con un fluido de intercambio o estén diseñados con materiales y soldaduras especiales.

d) Problemas de rotura ya mencionados en los colectores de tubos de vacío con flujo directo.

Referencias bibliográficas

- [1] Solar-Heat-Worldwide-2014.pdf, International Energy Agency, 2014.
- [2] J. Chaves, *Introduction to Nonimaging Optics, Second Edition*, CRC Press, 2015.

DESTILADORES SOLARES TIPO INVERNADERO

Judith Franco

INENCO - Universidad Nacional de Salta-CONICET
francojudita@hotmail.com.ar

Resumen

En este capítulo se describen los destiladores solares de tipo invernadero, los principios de funcionamiento y aspectos prácticos de su instalación y operación. Se describen resultados de experiencias de aplicación en zonas rurales de la Provincia de Salta.

Palabras clave: destiladores solares; invernadero; desalinización de agua

Abstract

This chapter describes the solar-powered distillation of water using greenhouse-type devices. Working principles and practical aspects of installation and operation are described. Actual applications in rural regions of Salta Province are discussed.

Keywords: solar distillation devices; greenhouse; water desalination

1. Métodos para separar agua pura de la salmuera

El agua y la sal se pueden separar por distintos tipos de procesos físicos, de los cuales, los que han tenido éxito en la aplicación en sistemas de desalinización son los que se describen a continuación.

1.1 Evaporación

En este proceso se establecen dos fases, líquido y vapor. La elevación de la temperatura de la solución genera un potencial que depende de la presión de vapor de saturación y provoca que el agua se transporte a la fase vapor, mientras que la sal queda en la solución. La presión de vapor es una función exponencial con la temperatura, por ello cuanto más alta sea, más rápido se evaporará la solución. Sin embargo las sales provocan depósitos en los materiales limitando la operación a temperaturas en el orden de los 120 °C. La fase vapor puede trabajar a baja presión, eliminando el aire, o a presión atmosférica, en cuyo caso es una mezcla de vapor de agua y aire.

1.2 Congelamiento

Al congelarse una solución salina, se forman cristales de agua y la sal migra hacia la parte exterior de los mismos. Se usan distintos procedimientos para lograr a posteriori la separación de los cristales y la sal en la interfase.

1.3 Ósmosis inversa

Es un proceso en el cual se utiliza como interfase una membrana semipermeable, que permite el paso del agua a través de la membrana quedando la solución salina más concentrada. La diferencia de presiones entre un lado y otro de la membrana, es la que provoca que las moléculas de agua atraviesen la membrana.

1.4 Electrodiálisis

Es otro proceso que también utiliza una membrana, pero difiere del de ósmosis inversa en el hecho que es la sal quien atraviesa la membrana y es el potencial eléctrico el que provoca el transporte de los iones.

1.5 Membranas permeables al vapor de agua

Se utilizan membranas que permiten el paso del vapor de agua, reteniendo la solución. En este caso, es la diferencia de temperatura quien establece un salto de presión de vapor que permite el paso de éste a través de la membrana.

La energía proveniente del sol nos brinda la posibilidad de utilizarla para desalinización, por ejemplo, para calentar el agua en un proceso de evaporación.

2. Referencia histórica

El primer equipo de destiladores solares instalado del que se tiene constancia, data de 1872. Operaba en "Las Salinas", en el norte de Chile y se usaba para proveer de agua para beber a hombres y animales encargados del transporte de nitrato desde las minas del desierto. Estos estaban contruidos en madera y vidrio, con una superficie de colección de alrededor de 5000 m² y su producción era de alrededor de 19 m³/día. Se cree que este destilador estuvo en funcionamiento durante 30 años hasta que se construyó el acueducto que lleva agua desde los Andes a la ciudad de Antofagasta [1].

3. Producción de los destiladores solares

Los equipos destiladores solares tienen una producción del orden de 4 l/m² día. El consumo mínimo de agua potable para una persona se estima en 2 l/día (para beber y cocinar), lo que obliga a utilizar varios m² para satisfacer las necesidades de pequeñas unidades habitacionales (escuelas, puestos sanitarios, asentamientos poblacionales, etc.) en las zonas con problemas de agua [2].

Para el uso de estos equipos en una región particular es necesario realizar un trabajo de desarrollo destinado a adaptar el sistema a las condiciones locales. Para la instalación de destiladores en áreas alejadas de los centros urbanos existen dos opciones. Una es la construcción

“in situ” del destilador con los materiales que se encuentren en la zona y la otra es armar el destilador en la ciudad e instalarlo armado.

La primera opción presenta desventajas económicas en el caso de ciudades pequeñas ya que los gastos de traslado y estadía del personal que permanece en el lugar para la construcción o el adiestramiento de personal local, representan un costo mayor que el de la instalación rápida de un modelo portátil. Si existiera personal adiestrado para la instalación, estos costos se reducirían bastante.

La segunda opción implica obtener un modelo que sea modular, transportable y de fácil colocación.

Este tipo de equipos debe tener una buena duración y un mantenimiento sencillo a un precio razonable, lo que implica fundamentalmente una adecuada selección de materiales disponibles y técnicas constructivas.

La productividad de un destilador se expresa generalmente por la cantidad de agua producida por unidad de área de bandeja por día. Esta cantidad varía según el diseño del destilador, la intensidad de la radiación solar y las condiciones atmosféricas en los alrededores. Una expresión más representativa es la eficiencia del destilador que se define como la productividad, dividida por la radiación total diaria que llega al destilador por m^2 de superficie horizontal. Esta eficiencia varía entre el 35 y 60 % dependiendo del modelo utilizado [3].

4. Destilador tipo invernadero: materiales y aspectos constructivos

La figura 1 muestra un corte de un destilador de tipo invernadero.

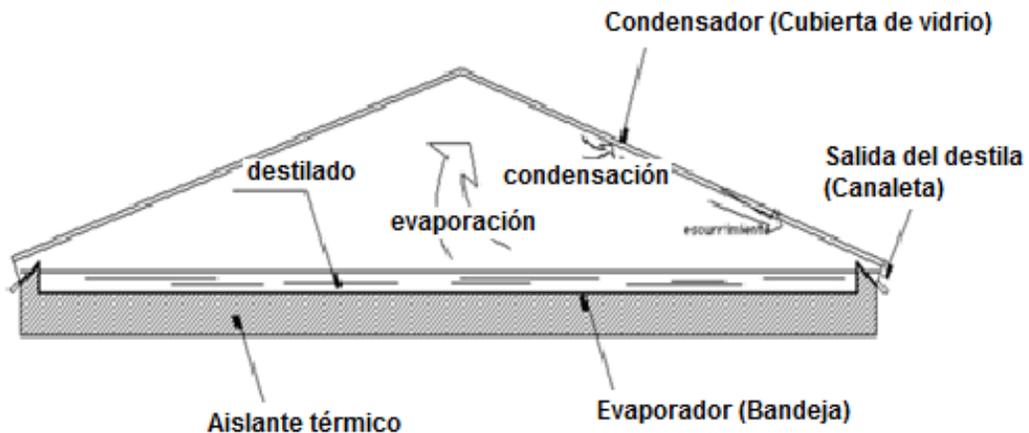


Figura 1. Corte de un destilador de tipo invernadero

Para poder diseñar un destilador solar, hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

4.1 Bandeja

La bandeja debe tener dimensiones adecuadas a la necesidad de abastecimiento y al manejo práctico del equipo, ya sea para la construcción como así también para el mantenimiento. La cantidad de agua que debe contener, no tiene que superar los 10 cm de altura, ya que si fuera mayor cantidad, el agua no alcanzaría la temperatura adecuada. Profundidades menores de 2 cm no son aconsejables debido a que hay que nivelar muy bien la superficie, cualquier deformación que se produzca en la bandeja, puede provocar que queden áreas secas, disminuyendo la superficie de evaporación. En el caso de ser necesario una gran producción de agua, se pueden utilizar varios módulos pequeños.

4.2 Estructura

El soporte de la bandeja puede ser de distintos materiales como madera, cemento, fibra de vidrio, chapa metálica, etc. Puede estar recubierta con un plástico negro (polietileno o PVC), o algún impermeabilizante plástico para aplicar con pincel o máquina. El polietileno negro, si bien es muy económico y conveniente para grandes superficies, tiene muy poca duración, ya que al estar expuesto al sol se degrada. La pintura negra tiene que ser especial para altas temperaturas, de lo contrario, con el tiempo se despegas. Si se pinta con pintura asfáltica esta tiene que ser de alta calidad para no contaminar el agua destilada. En todos los casos se debe tener especial cuidado que no existan filtraciones de agua al exterior.

4.3 Cubierta

La cubierta tiene la doble función de dejar pasar la radiación solar y servir como superficie de condensación. Puede usarse vidrio o plástico transparente, y debe tener una cierta pendiente de entre 5° y 25°. Pendientes menores a 5° no son recomendables debido a que puede "gotear" y no deslizar. En el caso del plástico, se recomienda mayor pendiente debido a que el material es por lo general de bajo espesor y tiende a aflojarse. El plástico tiene que estar muy bien tensado y permitir el deslizamiento del agua destilada hacia las canaletas. El vidrio presenta las ventajas de tener una alta transmisividad para la radiación solar y baja en la radiación de baja temperatura, produciendo el efecto invernadero.

La cubierta debe poseer gran capacidad de mojado, permitiendo un buen deslizamiento del agua. La superficie interior tiene que estar limpia y libre de sustancias grasas. Su limpieza puede realizarse con una solución de amoníaco. La cubierta debe estar sellada para evitar pérdidas de vapor, para lo que se utilizan selladores basados en siliconas.

Los paños del vidrio no deben tener grandes dimensiones para evitar roturas. Un tamaño adecuado es 0,5 m².

4.4 Canaletas

Las canaletas reciben el agua destilada y la transportan al exterior, por lo tanto tienen que tener una cierta pendiente, para que el destilado pueda llegar al depósito. Se pueden fabricar con caños de PVC cortados por la mitad o de acero inoxidable. En el caso de hacer la batea de hormigón, ésta puede tener la canaleta incorporada a la estructura, dándole la pendiente adecuada. Se recomienda una pendiente de 0,5 cm por metro.

4.5 La aislación térmica

La bandeja debe estar aislada en su parte exterior para evitar las pérdidas de calor. El aislante puede ser poliestireno expandido, lana de vidrio o capas de aire y papel de aluminio. El poliestireno expandido no debe tener contacto directo con la batea porque se deforma por el calentamiento de la batea.

4.6 Sistemas de alimentación

En los sitios donde hay necesidad de agua desalinizada, el agua salina por lo general es de pozo, y no existen sistemas de agua corriente, por lo que se debe colocar un tanque de suministro de agua para los destiladores. Por lo general se utilizan tanques de fibrocemento. Si la superficie de destilación es grande, es conveniente utilizar un sistema de cañerías de alimentación y válvulas manuales en cada una de ellas. Con esto se mantiene el nivel del destilador cargando agua cada dos días. El llenado de agua debe hacerse por la mañana temprano, ya que es el momento en que está más fría el agua de la batea y por lo tanto no está produciendo vapor. A lo largo del día, el agua comienza a calentarse y el agregado de agua fría hace que todo el sistema se enfríe y deje de producir.

4.7 Recolección del agua pura

El agua que sale de un destilador solar es químicamente pura y libre de microorganismos, por lo tanto si se tiene la precaución de no ensuciar el recipiente o mezclar con el agua de llenado, ésta no tiene contaminación. Otra precaución que hay que tener, es de no dejar descubierto el recipiente de recolección, debido a que los microorganismos que transporta el aire pueden contaminar el agua.

4.8 Mantenimiento

El mantenimiento de los destiladores se realiza practicando una limpieza periódica de las sales que se depositan en el fondo de la bandeja. Para ello es conveniente dejar una puerta en alguno de los laterales del equipo, de manera tal de poder introducir un cepillo. Esta puerta tiene

que tener un cierre hermético para evitar las pérdidas de vapor. También el destilador tiene que tener una salida para el desagote.

5. Destiladores con cúpula rebatible

Los destiladores se pueden construir con la cúpula transparente rebatible o con la cúpula fija. Se describen dos tipos de construcción de bateas para cúpula rebatible, una de ladrillo que queda fija en el lugar donde se utilizará y otra de madera que se puede trasladar.

5.1 Estructura de ladrillo

Se debe construir un nicho o pileta baja de ladrillo o adobe con las siguientes dimensiones internas: 2 m de largo por 1 m de ancho, con una altura de 40 cm como mínimo, como muestra la figura. En uno de los lados más angostos se debe dejar una abertura para el desagote del equipo.

Una vez terminada la pileta se rellena hasta 15 cm del borde superior con cualquier material teniendo en cuenta que la última capa sea de un material aislante como carbonilla o vermiculita. Esta capa debe nivelarse con arena porque en ella va asentado el manto impermeable de color negro que hará de soporte para el agua. Este puede ser polietileno negro de 200/300 micrones, PVC, lona impermeabilizada o algún tipo de goma. El manto debe cubrir los bordes de la pileta. Para el desagote se coloca un niple con bridas en el manto donde se conecta un caño. El niple debe pegarse con pegamento siliconado para evitar las pérdidas. De esta manera queda construida la batea que contendrá el agua salinizada [4].

5.2 Estructura de madera

Se construye una caja de madera semidura de dimensiones internas 2 m x 1 m x 10 cm de profundidad. La base se recubre con un manto negro con fijación y características similares al descrito en la sección anterior. En la parte inferior se debe dejar un espacio de 3 o 4 cm para colocar la aislación. Se deben construir soportes adecuados para mantener la caja elevada.

5.3 Cúpula de vidrio

La cúpula de vidrio se construye por separado la misma está compuesta por las canaletas y laterales de la misma, contruidos en acero inoxidable, y los vidrios. Las canaletas son más largas que el destilador para poder tener la descarga al exterior. Se utilizan cuatro vidrios de 57 cm x 100 cm y 4 mm de espesor.

5.4 Armado de la cúpula

Se unen los ángulos con las canaletas a través de las aletas utilizando remaches de aluminio o un material inoxidable. Las tapas se pegan con pegamento siliconado y se remachan. Sobre esta estructura se colocan los vidrios con pegamento. Primero dos enfrentados con un sostén provisorio en el centro del bastidor y luego los otros dos. Se sellan con pegamento siliconado todos los bordes. Se deja secar 24 h quedando terminada la cúpula lista para ser colocada sobre la batea. Es más sencillo pegar los vidrios utilizando la batea como sostén del bastidor

Conviene redondear los bordes filosos inferiores del bastidor para evitar que se corte el manto impermeable.

6. Equipos instalados en la Provincia de Salta



Figura 2. Destiladores solares en la localidad "Pozo la China".
Abastecen de agua a una escuela de 40 alumnos

En la Provincia de Salta se realizaron distintas instalaciones para desalinizar el agua de los pozos en la región del chaco salteño, donde el agua subterránea tiene un alto contenido de sales. En algunas regiones el contenido de arsénico en el agua supera ampliamente el máximo recomendado para beber. Las instalaciones se realizaron con módulos de destiladores de 1 m de ancho x 2 m de largo; el número de módulos instalados depende de la demanda de agua pura. Las figuras 2 y 3 muestran algunos de las instalaciones existentes. Se observa, además de los destiladores, el tanque de alimentación y de recolección.



Figura 3. Destiladores solares en la localidad "El Quemado". Abastece de agua a dos familias

7. Potabilización de agua

7.1 Provisión de agua

Las escuelas rurales tienen diversos sistemas de provisión de agua, lo que incide de manera importante en el funcionamiento correcto de los destiladores.

Las alternativas usuales son:

a) Se dispone de un pozo y una bomba para extracción y distribución del agua en las instalaciones de la escuela. La bomba puede funcionar con energía eléctrica o con un motor que utiliza un combustible convencional.

b) Se dispone de un manantial natural a mayor altura que la de las instalaciones, y de las tuberías necesarias para hacer llegar el agua a un tanque de reserva en la escuela. Si la provisión desde el manantial usa una acequia puede ser necesario recurrir a una bomba para alimentar el tanque.

c) Se dispone de un pozo de poca profundidad o de un manantial pero el agua se lleva en forma manual hasta un tanque de reserva.

Será necesario disponer de esta información con detalle para decidir el tipo de instalación a utilizar.

Para alimentar de agua a los desalinizadores es preferible almacenar el agua a tratar en un tanque elevado a una altura por encima del nivel de los destiladores, para así poder distribuir el agua por gravedad cada vez que sea necesario recargar los mismos.

7.2 El emplazamiento del destilador

Los destiladores deben ubicarse en un lugar cercano a la escuela, para ello debe seleccionarse un lugar soleado durante la mayor parte del día y del año. Las sombras al amanecer o al atardecer no afectan significativamente el funcionamiento del equipo.

7.3 Otros aspectos de la ubicación del destilador

El sistema de desalinización está compuesto por los módulos de desalinización, el tanque de alimentación y el tanque de recolección. La superficie destinada debe ser aproximadamente el doble de la superficie de los destiladores. La distribución de agua se realiza por gravedad por lo que el terreno debe estar nivelado. El número de destiladores varía según la demanda de agua pura.

Es conveniente cercar el predio donde se encuentran los destiladores, con un alambrado olímpico, para evitar el ingreso de animales, que podrían romper los vidrios.

7.4 Colocación del equipo de destiladores

Se nivela el terreno, se colocan las bases de los destiladores con sus patas, se instala el tanque de alimentación de manera que la salida de agua quede por encima del nivel de los destiladores, se colocan las cañerías o mangueras de alimentación y se nivelan las cañerías de recolección de agua pura, que la llevan al tanque de almacenamiento. Se debe tener especial cuidado que el sistema de recolección no quede abierto al ambiente, porque esto podría ser una fuente de contaminación.

7.5 El granizo

En lugares con granizo las cubiertas de vidrio pueden sufrir graves daños. En ese caso se debe prever una protección antigranizo.

7.6 Operación

En condiciones normales la operación es muy sencilla. Se cargan las bateas de los destiladores hasta una profundidad de aproximadamente 10 cm de profundidad.

La primera vez que se opera el desalinizador, se debe desechar el agua producida ya que puede tener mal sabor debido a los sub-productos que producen los pegamentos apenas se los instala. Después, lo único que se debe tener en cuenta es llenarlos periódicamente para mantener el nivel de agua del destilador.

7.7 Mantenimiento

Es necesario realizar un mantenimiento periódico en los siguientes aspectos.

El polvo que se deposita en la superficie transparente disminuye la cantidad de radiación que llega a la batea. Periódicamente será necesario limpiar la cubierta del equipo. Los intervalos a los que esto debe hacerse dependen mucho de las condiciones locales, ya que algunos lugares tienen una mayor cantidad de polvo en el ambiente que otros. La limpieza debe hacerse con agua y un paño o cepillo suave que mantenga en buenas condiciones la cubierta, especialmente si la misma es de plástico.

El uso de agua cruda con un gran contenido de sales exige una limpieza periódica del destilador, ya que las sales se depositan en el fondo y el color del mismo se modifica perdiendo eficiencia.

Para acceder a la batea, donde se acumulan las sales, se desconecta la cañería de recolección del destilado y luego se retira la cúpula hacia arriba, quedando la batea libre para su limpieza o reemplazo. La limpieza se realiza con un cepillo. A continuación se abre la llave de desagüe del destilador y se evacua el agua salada. Luego se enjuaga con agua cruda, cerrando finalmente la llave de desagüe con la cúpula en su lugar y reconectando las mangueras de alimentación y de recolección del destilado.

La limpieza se realiza periódicamente, dependiendo del tenor salino del agua cruda. El periodo puede ir entre una semana y seis meses. Haciéndolo con frecuencia de un mes, por ejemplo, se puede evitar que las sales depositadas se adhieran a la batea, haciendo más fácil y rápida la limpieza, que puede durar 10 minutos entre dos personas.

El mantenimiento necesario consiste en el reemplazo del plástico de la batea cada 2 o 3 años.

8. Descripción de un equipo realizado por el INENCO e instalado en la Provincia de Salta

La siguiente es una breve descripción del equipo de destiladores instalados en la zona de Anta, Provincia de Salta. Este conjunto consta de 4 módulos, que tienen una superficie total de captación de radiación solar de 8 m² [5, 6].

El equipo construido consiste en módulos (destiladores) conectados a un tanque de alimentación. El corte de uno de los módulos se muestra en la figura 4. La batea de 190 x 125 x 8 cm de fibra de vidrio negra está soportada por un armazón de caño estructural de 30 x 20 mm con una bandeja de malla SIMA, donde asienta la aislación de poliestireno expandido de 5 cm de espesor. Entre la aislación y la batea se colocan tablas de madera de 1/2 pulgada en sentido longitudinal para darle un mejor apoyo, mayor firmeza a la batea y evitar el contacto directo de la aislación con la batea caliente. En los laterales se fijan las canaletas de acero inoxidable de forma

tal que sobre las mismas se apoyan los vidrios. En los extremos, se colocan tapas de aluminio, una de ellas con una puerta para limpieza, estas tapas también sirven de apoyo de los vidrios. Todo el sistema está recubierto en su parte inferior por polietileno negro. Una vez armado cada módulo en el lugar, se sellan las aberturas con un pegamento siliconado y se conectan mediante cañerías al tanque de alimentación de agua.



Figura 4. Corte de uno de los módulos

La puerta lateral que se utiliza para limpieza del destilador está realizada en aluminio y es de forma circular. Se cierra herméticamente por medio de un aro de goma y una traba de ajuste. El operador afloja la tuerca del tornillo, de forma tal que la puerta cae hacia adentro pudiendo ser retirada. Se puede introducir por la misma un cepillo de mango largo para limpiar el fondo de la batea de los cristales de sal que quedan incrustados después de unos días de operación. En la zona donde se instaló el equipo se observó la deposición de tierra arcillosa que provoca la variación de color en la batea. En la parte inferior de la misma se coloca un caño que sirve para su llenado y desagote.

El esquema de la figura 5 muestra el detalle del sello de la cúpula de los vidrios. La misma se construye con cuatro paños de vidrio, dos de cada lado. En los laterales de cada vidrio se coloca un perfil en T de aluminio, y en la parte superior se pega un trozo de manguera flexible en uno de sus ángulos. Los vidrios se apoyan en la canaleta de acero inoxidable aprovechando los remaches que aseguran la misma. Los perfiles permiten conseguir un mejor apoyo para la colocación. Aunque la colocación de perfiles aumenta en algo el costo final, facilita el armado “in situ” ya que el vidrio se transporta despegado y con un embalaje adecuado. Además, se facilita el recambio en caso de rotura del vidrio durante el funcionamiento.

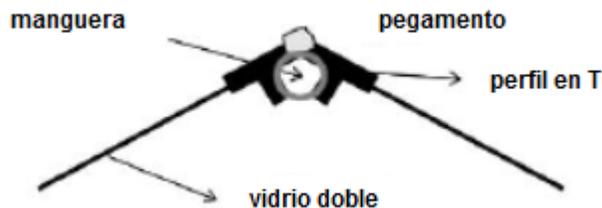


Figura 5. Detalle del vértice superior de la cúpula

El vértice superior de la cúpula se calienta más que el resto del vidrio y no permite la condensación en esta zona, evitando el goteo que se produciría desde esa zona. Los vidrios y laterales se sellan con pegamento siliconado evitando las pérdidas de vapor y permitiendo la expansión térmica de los vidrios.

8.1 Ensayo del destilador

Se tomaron medidas cada media hora de radiación, temperatura del agua, temperatura ambiente y cantidad de agua destilada. La figura 6 muestra los resultados obtenidos. Por una parte se grafica la evolución de la intensidad de radiación solar entre la 9 h y las 18 h de un día particular de funcionamiento del destilador en un mes de verano. La intensidad pasó por un máximo alrededor de las 14 h. La brusca caída entre las 17 y las 17:30 se originó por la presencia de nubes en ese momento. La temperatura del agua alcanzó un máximo de aproximadamente 74 °C alrededor de las 15 h. Las otras 2 curvas muestran el volumen de agua destilado en distintos intervalos de tiempo y la predicción teórica usando un modelo del proceso.

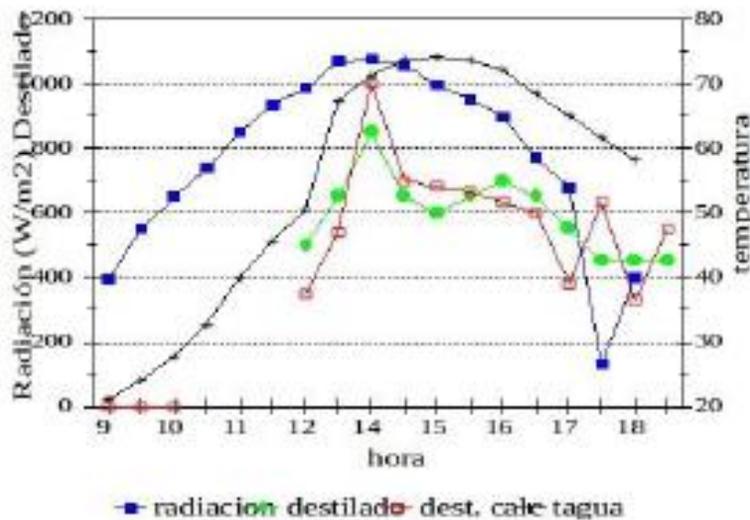


Figura 6. Medidas experimentales de la intensidad de radiación, temperatura del agua y volumen de agua recolectado en distintos intervalos de tiempo, comparado con la predicción de un modelo del proceso

8.2 Instalación del conjunto de destiladores

Se instaló un conjunto de 4 destiladores del tipo descrito a 250 km de la Ciudad de Salta. En el lugar viven tres familias con un total de 12 personas. El agua del pozo tiene un contenido de 0,3 mg de As/litro y es turbia debido al contenido de arcilla. Los destiladores se encuentran ubicados a 20 metros de una de las casas de familia y a la misma distancia del pozo de agua. La alimentación es manual. El destilado se recoge en bidones de plástico de 10 litros de capacidad, los que se distribuyen entre las familias. Toda la instalación está rodeada de un alambrado de tipo olímpico con una puerta de entrada para protegerlo de los animales.

8.3 Conclusiones sobre el equipo construido

El equipo construido cuenta con las siguientes ventajas:

a) Tiene bajo peso, las bateas y las estructuras son apilables, lo que permite que el equipo completo, inclusive el tanque de almacenamiento de agua, se pueda transportar en una camioneta.

b) Todos los materiales usados mostraron una buena duración, asegurando un funcionamiento por tiempo prolongado con bajo mantenimiento.

c) El diseño permite la construcción en serie de la cantidad de módulos que sean necesarios para satisfacer los requerimientos de agua potable en cada caso en particular.

d) El armado de los cuatro módulos, conjuntamente con las cañerías de llenado y desagote, se realiza en aproximadamente ocho horas trabajando dos personas. No se requiere ningún tipo de instalación especial (como piso nivelado de cemento o alguna otra construcción adicional).

e) Los problemas de nivelación quedaron resueltos con el agregado de las patas regulables, que debido al bajo peso del equipo, permite que se asienten en el suelo de tierra sin hundirse.

La producción de agua destilada medida en el lugar en diciembre de 1993, fue de 40 litros por día. Se observó además una producción nocturna de entre 10 y 15 litros más, debido a las altas temperaturas de la zona.

Los habitantes beben el agua destilada con el agregado de un conjunto de sales que normalmente están en el agua potable y que son necesarias para el ser humano. Ellos mismos se ocupan de la limpieza periódica de las bateas y la cubierta de vidrio de los destiladores [7, 8].

Referencias bibliográficas

- [1] J.A. Duffie & W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2a edición, Wiley-Interscience, New York, 1991.
- [2] S.B. Talbert, J.A. Eibling & G.O.G. Löf, *Manual on Solar Distillation of Saline Water*, Research and Development Progress Report No. 546, Office of Saline Water, U.S. Department of Interior, Washington, DC, 1970.
- [3] E.D. Howe & B.W. Tleimat, in *Fundamentals of Water Desalination, Solar Energy Engineering*, A.A.M. Sayigh (Ed.), Academic Press, Cap. 20, 1977.
- [4] J. Franco & L. Saravia, *Destilador solar de baja pendiente*, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Revista de la Asociación Argentina de Energía Solar, Volumen 1, N°1, pp.65-68, 1997.
- [5] J. Franco, L. Saravia, R. Caso & C. Fernández, *Diseño e instalación de un equipo de destiladores en el Departamento de Anta, Provincia de Salta*, Actas de la 16° Reunión de Trabajo de ASADES, Tomo II, pp. 595-599, 1993.
- [6] J. Franco, *Producción de agua potable con energías renovables en zonas aisladas del NOA*, Tesis Doctoral, INENCO, marzo de 1994.

- [7] R. Caso, C. Fernández, L. Saravia & J. Franco, *Instalación de un equipo de destiladores en el Departamento Rivadavia Banda Norte, Provincia de Salta: nuevo diseño*, Actas de la 18° Reunión de Trabajo de ASADES, octubre, 1995.
- [8] J. Franco, L. R. Saravia, R. Caso & C. Fernández, *El diseño de destiladores de batea para grupos familiares en el Chaco Salteño*, Energías Renovables y Medio Ambiente, Volumen 3, pp. 41-46, noviembre de 1997.



Energía Solar



ANCEFN

Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales

ISBN 978-987-4111-00-5



9 789874 111005