



TÍTULO

**DISEÑO DE LABORATORIO DE ENSAYOS
FOTOVOLTAICOS**

AUTOR

Pablo Galimberti

2009

Director tesis	Isidoro Lillo Bravo
Tutor tesis	Jorge Adaro
Curso	V Maestría en Energías Renovables. Aplicaciones en la Edificación
Módulo presencial	2001
ISBN	978-84-7993-153-7
©	Pablo Galimberti
©	Para esta edición, la Universidad Internacional de Andalucía



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.5 España

Usted es libre de:

- copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial** . No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor .*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE
ANDALUCÍA**

**SEDE IBEROAMERICANA SANTA
MARÍA DE LA RÁBIDA**

**V MAESTRÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES
APLICACIONES EN LA EDIFICACIÓN**

Tesis de Maestría

**DISEÑO DE LABORATORIO DE
ENSAYOS FOTOVOLTAICOS**

Director: Dr. D. Isidoro LILLO BRAVO

Tutor: M. D. Jorge ADARO

Alumno: Pablo GALIMBERTI

Palos de la Frontera – Huelva – España

Índice

Prologo

Capítulo 1: El Contexto de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo y en la Argentina.

- 1.1 La Crisis Ambiental y el Problema Energético.
- 1.2 El Panorama Energético Mundial.
- 1.3 La Energía en la República Argentina.
- 1.4 La Energía Solar Fotovoltaica.
- 1.5 Energía Fotovoltaica en Argentina: Presente y Futuro.
- 1.6 La Necesidad de un Laboratorio de Ensayos
- 1.7 Bibliografía

Capítulo 2: Fundamentos de Sistemas Fotovoltaicos.

- 2.1 Los Principios Físicos de la Conversión Fotovoltaica.
- 2.2 Módulos Fotovoltaicos.
- 2.3 Clasificación de sistemas Fotovoltaicos
- 2.4 Sistemas Aislados de Energía Solar Fotovoltaica.
- 2.5 Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica Conectados a la Red.
- 2.6 Bibliografía

Capítulo 3: Normas Técnicas de Energía Solar Fotovoltaica.

- 3.1 Organismos Normativos.
- 3.2 Normas CEI de Energía Solar Fotovoltaica.
- 3.3 Normas IRAM de Energía Solar Fotovoltaica.
- 3.4 Ensayos de Energía Solar Fotovoltaica.
- 3.5 Bibliografía

Capítulo 4: El Laboratorio de Ensayos de Energía Solar Fotovoltaica.

- 4.1 Análisis de los Procedimientos de Ensayo
- 4.2 Instrumentación
- 4.3 Organización
- 4.4 Personal
- 4.5 Instalaciones edilicias
- 4.6 Estado actual y lineamientos de avance
- 4.7 Bibliografía

Anexo I: Cálculo de Iluminación para el Ensayo de Inspección Visual

Anexo II: Fotografías de ensayos realizados por el G.E.S. en Mayo del 2003 para una licitación de Electrificación de Escuelas de la provincia de Tucumán.

Anexo III: Siglas utilizadas en el texto.

Prologo:

El siguiente documento es el resultado de una tarea orientada a la creación de un Laboratorio de Ensayos Fotovoltaicos en la República Argentina. Esta labor se encuentra enmarcada en las actividades que desarrolla el Grupo de Energía Solar de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto.

Con el objeto de responder a la necesidad de difundir la energía solar fotovoltaica bajo la sólida base que determinan las normas de calidad, es que esta tesis determina el diseño de un laboratorio de ensayos fotovoltaicos, que constata la calidad de los dispositivos solares fotovoltaicos que se comercializan, como una forma concreta de aportar al desarrollo tecnológico de Argentina.

El contenido de este documento está organizado en cuatro capítulos. El primero plantea la problemática energética a nivel global, los problemas ambientales relacionados, y dentro de las posibles soluciones se estudia la energía solar fotovoltaica, particularmente la situación actual y la proyección futura de esta tecnología en el mundo y en particular en la República Argentina.

En el segundo capítulo se introducen los conocimientos básicos sobre los principios de funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y las características fundamentales de los elementos que los componen. Tiene por objeto realizar un estudio de los elementos teóricos necesarios para entender la finalidad de los distintos ensayos y comprender las bases físicas de los mismos.

En el tercer capítulo se presentan el estado actual de las distintas normas sobre energía solar fotovoltaica en los niveles internacional y nacional. En especial se estudia la normativa argentina que está desarrollada principalmente en torno a los distintos ensayos que se practican sobre los módulos para asegurar su calidad.

En el cuarto y último capítulo se desarrolla el diseño del laboratorio de ensayos de energía solar fotovoltaica. Se analizan los procedimientos de ensayo indicados por las normas, determinando las necesidades de instrumentación, personal y espacio que la actividad requiere. Por último se realiza un análisis de la organización, el personal, los requerimientos edilicios presentando el estado de situación actual y lineamientos de avance en la concreción del laboratorio.

En los anexos que se adjuntan al final de la tesis, se muestra información que por considerarse muy específica no se incluyó en el cuerpo central del texto, pero se añade de esta forma por que es representativa del trabajo realizado. El primero corresponde a un cálculo de iluminación para el ensayo de inspección visual mientras que en el segundo se muestran fotografías de ensayos realizados por el Grupo de Energía Solar en Mayo del 2003 para una licitación de Electrificación de Escuelas de la provincia de Tucumán.

A pesar de la falta de recursos económicos y ausencia de políticas gubernamentales claras en lo que respecta a energía en general y energías renovables en particular, es predecible un futuro donde las energías renovables tengan un rol predominante en el país ya que el conjunto de la humanidad deberá marchar necesariamente en esta dirección para evitar los males causados por la utilización de energías de carácter no renovables y contaminantes. En este contexto se plantea la imperiosa necesidad de trabajar en función del futuro. Preparar los recursos humanos y materiales facilitará la difusión de la tecnología fotovoltaica en el país. Con esta finalidad fue realizada la presente tesis.

Por último, quiero expresar un especial agradecimiento a la Universidad Internacional de Andalucía por la beca otorgada para cursar los estudios, a los docentes que tan cálidamente brindaron su conocimiento. Quiero agradecer también a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto, que permitió y fomentó mi participación en esta maestría y a mis compañeros de trabajo del Grupo de Energía Solar, quienes han colaborado y alentado todas las iniciativas respecto al laboratorio.

Pablo Daniel Galimberti.

Río Cuarto, 5 de Febrero de 2006.

Capítulo 1:

El Contexto de la Energía Solar Fotovoltaica en el Mundo y en la Argentina

Resumen:

A continuación se plantea la problemática energética a la que se enfrenta la humanidad, su vinculación con los problemas ambientales, y dentro de las posibles soluciones se estudia la energía solar fotovoltaica, especialmente la situación actual y la proyección futura de esta tecnología en el mundo y en particular en la República Argentina. El objetivo del presente capítulo es definir la importancia estratégica de desarrollar las energías renovables, en especial la energía solar fotovoltaica, y comprender la necesidad de dotar al país de instalaciones capaces de brindar servicios a este mercado en expansión.

Contenido

- 1.1 El Problema Energético y la Crisis Ambiental.
- 1.2 El Panorama Energético Mundial
- 1.3 La Energía en la República Argentina
- 1.4 La Energía Solar Fotovoltaica.
- 1.5 Energía Fotovoltaica en Argentina: Presente y Futuro.
- 1.6 La Necesidad de un Laboratorio de Ensayos
- 1.7 Bibliografía

1.1 El Problema Energético y la Crisis Ambiental

A lo largo de la historia, el hombre se relacionó con la naturaleza y la transformó siguiendo pautas y modalidades fuertemente signadas por las características culturales de las sociedades que fue estructurando y más precisamente por las formas que las mismas se planteaban el problema de atender a sus necesidades en un contexto material determinado. En este contexto, la energía siempre fue un factor fundamental, ya sea para acondicionar el hábitat, la cocción de alimentos o para lograr la transformación de materiales en elementos útiles. Sin embargo, en las últimas décadas, la energía proveniente de recursos fósiles se utilizó con mayor intensidad, en forma creciente y sostenida, sin tener en cuenta las consecuencias sobre el ambiente.

La historia de la utilización de la energía tiene un claro punto de quiebre en la revolución industrial. Previo a este periodo, las fuentes de energía utilizadas eran, en su gran mayoría, de carácter renovable, constituidas fundamentalmente por biomasa. El trabajo mecánico se obtenía por medio de tracción animal, desarrollada por bestias o humanos y con menor frecuencia por algunos dispositivos para el aprovechamiento de la energía hidráulica y eólica. Se estima que el consumo medio anual por habitante para esta etapa era de 7,6 GJ que corresponde a aproximadamente 520 Kg de leña. No obstante el uso de energías renovables, existen algunos datos sobre problemas ecológicos que se generaron por las grandes concentraciones de población. Un ejemplo de este hecho lo constituye la deforestación de amplias zonas en la cercanía de la Roma Imperial que llegó a tener dos millones de habitantes en el siglo III A.C.

A partir de la revolución industrial, la rápida expansión del sistema capitalista se sustenta desde lo tecnológico en un sistema de manufactura capaz de utilizar gran potencia energética para la transformación de la materia prima multiplicando la capacidad productiva del trabajo humano. Para ello se basa fundamentalmente en combustibles de origen fósil, primero el carbón hasta la segunda guerra mundial y luego el petróleo y el gas.

Debido al carácter no renovable de los recursos energéticos fósiles, durante las últimas décadas surgió una preocupación en muchos sectores. Resulta evidente que los yacimientos en algún momento se agotarán, pero la cuestión a dilucidar es en que momento se producirá este hecho para predecir con cuanto tiempo se cuenta para realizar un cambio en la tecnología energética que permita utilizar otras fuentes sin que se vea afectado el crecimiento de la economía mundial. Esto está relacionado con dos aspectos, el primero de ellos es determinar con exactitud los volúmenes de sustancias fósiles que conforman la reserva del planeta, mientras que el segundo trata de predecir el consumo energético a nivel mundial. Fueron muchos los esfuerzos para determinar el nivel de reservas de petróleo. En la actualidad se estima, considerando que el consumo permanezca fijo, que existen reservas probadas de petróleo para 45 años mientras que las de gas natural ascienden a 65 años, las reservas de carbón por su parte son comparativamente más abundantes.

Por otra parte la utilización intensiva de combustibles fósiles, trae asociados ciertos problemas. Entre los más importantes se pueden citar: la contaminación del aire en las grandes ciudades, los problemas geopolíticos derivados de la desigual distribución de estos recursos entre las distintas regiones y la lluvia ácida, y recientemente, el calentamiento global debido al efecto invernadero producido fundamentalmente por el incremento de la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera.

Es común que en el ambiente de las grandes ciudades se forme una capa de aire denso y gris, que contiene una mezcla de humo y niebla. Se trata del smog que es extremadamente desagradable y nocivo para la salud. Es un tipo de polución atmosférica con concentraciones de óxido de sulfuro y de nitrógeno, hidrocarburos y millones de partículas de plomo, manganeso, cobre, níquel, cinc y carbón. Todas estas sustancias tienen origen en el transporte, la actividad industrial y la calefacción como consecuencia de la utilización de combustibles fósiles como fuente de energía. Existen dos tipos de smog: el sulfuroso y el fotoquímico. El primero es el resultado de la descomposición en la atmósfera de los gases de azufre en presencia de niebla. En cambio, el smog fotoquímico, se origina al interactuar la luz solar con los óxidos de nitrógeno, apareciendo generalmente durante las grandes olas de calor del verano. Cuando estos gases, que proceden en su mayoría de la combustión de la gasolina en los autos, quedan libres en la atmósfera, se combinan con los rastros de hidrocarburos atmosféricos, transformándose por acción de los rayos ultravioleta en una mezcla muy tóxica de poderosos oxidantes.

Además de reducir la visibilidad y dañar las plantas, los gases y partículas que lo componen el smog provocan en las personas irritación ocular y de la garganta, tos, fatiga, anemia y sobrecarga en las vías respiratorias.

En cuanto a los problemas geopolíticos se presentan debido a que las reservas de combustibles fósiles se encuentran concentradas en pocos países, esto hace que los grandes consumidores generalmente países ricos y con gran poder bélico, traten de asegurarse este suministro de energía por medio de la fuerza de las armas, en especial es de remarcar el accionar que en este sentido tienen los E.E.U.U. que por ejemplo ha generado problemas en Medio Oriente, Venezuela, etc.

La lluvia ácida es un problema que surge a partir de la combustión de los combustibles fósiles que libera azufre y nitrógeno en forma de óxidos y los mismos se combinan con el radical OH atmosférico para formar ácidos sulfúrico y nítrico que se incorporan a las nubes y luego se precipitan en forma de lluvia o nieve. Estos ácidos dañan la vegetación contaminando la tierra y el agua, producen también daños económicos importantes en edificios, estructuras metálicas y medios de transporte y se incorporan a las aguas subterráneas. La lluvia ácida es un fenómeno de características regionales es decir que no solo afecta al paraje donde esta localizada la combustión, si no que abarca una región amplia, ya que los vientos pueden transportar las nubes cientos de kilómetros e inclusive atravesar fronteras internacionales.

El calentamiento global se produce como resultado del aumento de concentraciones de gases invernadero tales como el dióxido de carbono, metano, óxidos nitrosos y clorofluorocarbonos. Es importante entender que el clima terrestre depende del balance energético entre la radiación solar y la radiación emitida por la Tierra. En esta reirradiación, sumada a la emisión de energía geotectónica, los gases invernadero juegan un papel crucial. Estos gases retienen una porción creciente de radiación infrarroja terrestre y se espera que hagan aumentar la temperatura planetaria. Como respuesta a esto, se estima que los patrones de precipitación global, también se alterarán. Aunque existe un acuerdo general sobre estas conclusiones, hay una gran incertidumbre con respecto a las magnitudes y las tasas de estos cambios a escalas regionales.

Actualmente, existe un fuerte consenso científico que el clima global se verá alterado significativamente durante este siglo, y que asociados a estos potenciales cambios se producirán grandes alteraciones en los ecosistemas globales. Trabajos científicos sugieren que los rangos de especies arbóreas, podrían variar significativamente como resultado del cambio climático global. A pesar de los esfuerzos del mundo científico para predecir las consecuencias de este proceso, hay una considerable incertidumbre con respecto las respuestas de los ecosistemas. Numerosos trabajos estiman que podrían producirse fuertes desequilibrios económicos, especialmente en países que desarrollan sus producciones fuertemente ligadas a los recursos naturales, como consecuencias del impacto del cambio climático global sobre los ecosistemas.

La combustión de combustibles fósiles produce más dióxido de carbono (CO₂) que cualquier otra actividad humana. Se estima que el 75 % de las emisiones antropogénicas de este gas provienen de esta fuente mientras que el resto corresponde a deforestación por distintas causas como: limpieza de terrenos, obtención de madera para muebles y obtención de leña. Por lo tanto, el aprovechamiento energético de los combustibles fósiles es la mayor fuente de emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero. Si se pretendiera estabilizar los niveles de CO₂ en el estado actual, se debería reducir las emisiones a más de la mitad. Por el contrario si no se implementan acciones efectivas para modificar los niveles de emisión la concentración de CO₂ podría alcanzar en la década de 2070 al doble de los niveles preindustriales, se estima que en esta situación el incremento de la temperatura global podría ser entre 1,5 y 4,5 °C para el fin del presente siglo.

La crisis ambiental que atraviesa la humanidad es producto de una concepción errónea que interpreta a la naturaleza como una fuente infinita de recursos, inalterable ante los embates del hombre. Por lo contrario el mundo natural que nos rodea es producto de un equilibrio dinámico donde todos los agentes se relacionan estrechamente. Cada una de las acciones tienen efectos sobre el ambiente y son capaces de desplazar el punto de equilibrio. La ciencia aun no ha podido desentrañar la intrincada red que relaciona los innumerables factores que componen el ambiente y determinan su equilibrio.

La expansión capitalista guarda estrecha relación con el dominio tecnológico de las fuentes energéticas que hicieron posible la transformación y adaptación de los sistemas biofísicos para responder a las crecientes y diversificadas demandas del sistema. Pero este estilo de desarrollo genera áreas

conflictivas entre las relaciones sociedad-naturaleza, pues su crecimiento no ha estado basado en función del sustento de los soportes ecológicos. Un sistema basado en la competencia individualista y la satisfacción de las personas por medio del consumo, no ha demostrado eficiencia a la hora de resolver problemas como el hambre y la desnutrición, el calentamiento global, el crecimiento en el agujero de la capa de ozono, la deforestación, la degradación del suelo, el exterminio de algunas especies, etc., sin profundizar en el grado de realización que como seres humanos logran los integrantes de esta sociedad.

Por otra parte se plantea paralelamente un problema ético. La globalización del sistema capitalista a demostrado en los hechos no ser la panacea prometida del progreso ilimitado. Como resultado se puede observar claramente que se han remarcado las desigualdades, crecen los índices de pobreza generándose concentración económica en base a un proceso de dilapidación de los recursos naturales contaminando el aire y el agua, consumiendo los reservas geológicas, destruyendo los bosques y exterminando especies por distintas causas. Los países más ricos del mundo, donde reside un 20% de la población mundial, tienen un 86% del total del consumo privado, mientras que el 20% más pobre de la población mundial consume sólo 1,3%. Un niño que nazca hoy en un país industrializado agregará durante toda su vida al consumo y la contaminación más que entre 30 y 50 niños nacidos hoy en países en desarrollo.

No basta entonces con un cambio en la tecnología de aprovechamiento energético de carácter renovable y no contaminante, que permita un crecimiento sostenido, la nueva tecnología debería mejorar las condiciones de equidad entre los sectores sociales generando trabajo como forma de redistribución de la renta y simultáneamente asegurar el acceso de todos los países a la energía, es decir se debe buscar la sustentabilidad.

1.2 El Panorama Energético Mundial

Se presenta a continuación una breve descripción de la evolución del consumo energético mundial, la situación actual y las proyecciones para el año 2050 con el propósito de vislumbrar la importancia de las distintas fuentes de energía según la región.

La figura 1.1 muestra la evolución del consumo de energía primaria desde los últimos 4500 años hasta nuestros días y la estimación de la misma para el año 2050. Es posible ver que 2500 Años A.C. el consumo energético es prácticamente insignificante comparado con el nivel actual.

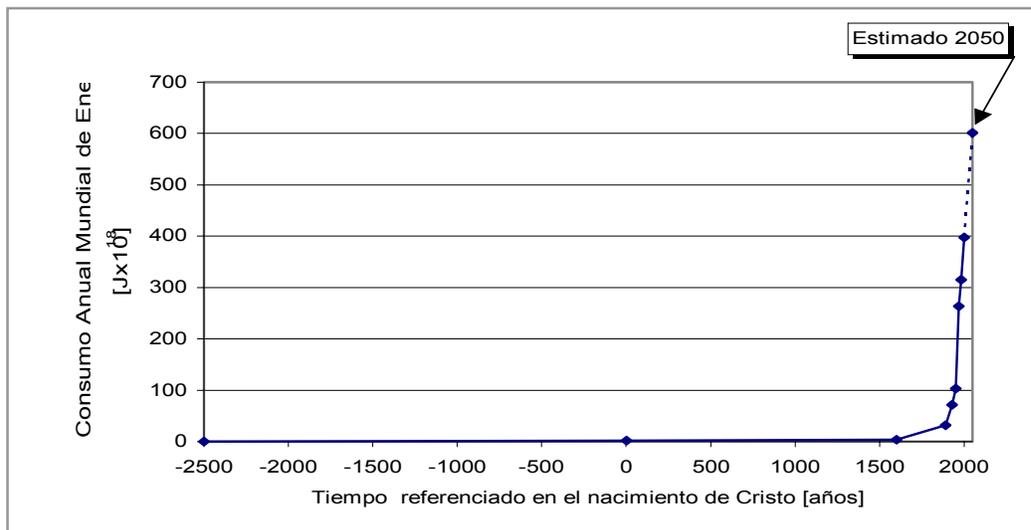


Figura 1.1: Evolución del consumo mundial de energía primaria hasta el presente y proyecciones para el 2050.

El incremento del consumo mundial de energía se produce fundamentalmente por dos factores: el crecimiento de la población mundial y el incremento del consumo per cápita. En la figura 1.2 se

muestra un gráfico con la evolución de la población mundial, en el mismo se puede observar el rápido crecimiento de la población mundial en especial a partir del siglo XVIII. La figura 1.3 muestra el consumo per cápita.

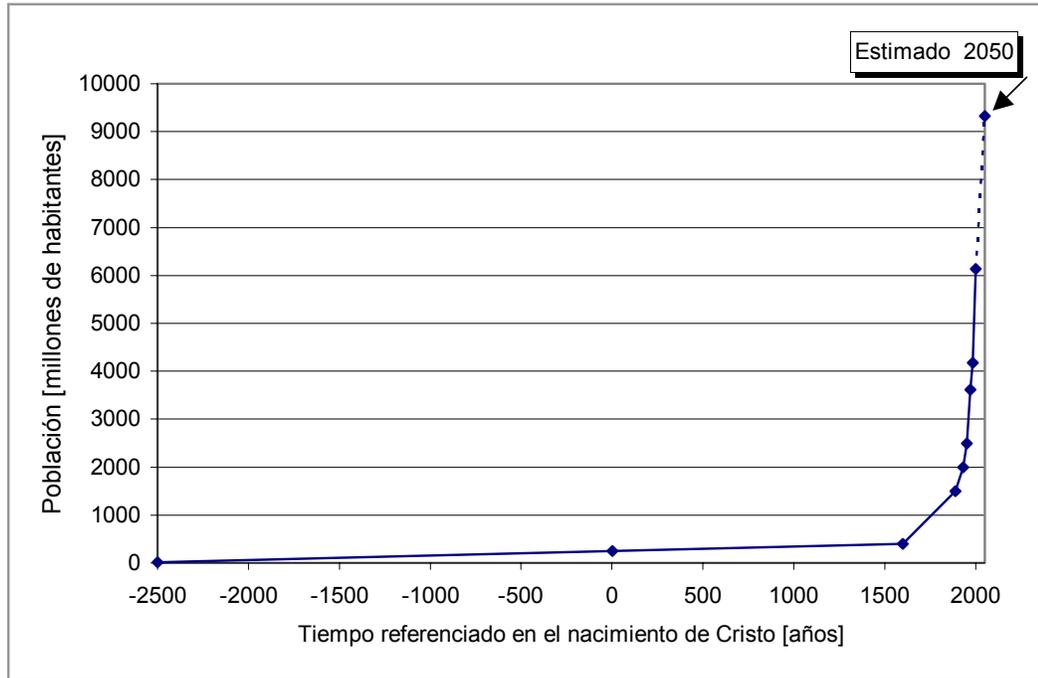


Figura 1.2: Evolución de la población mundial hasta el presente y proyecciones para el 2050.

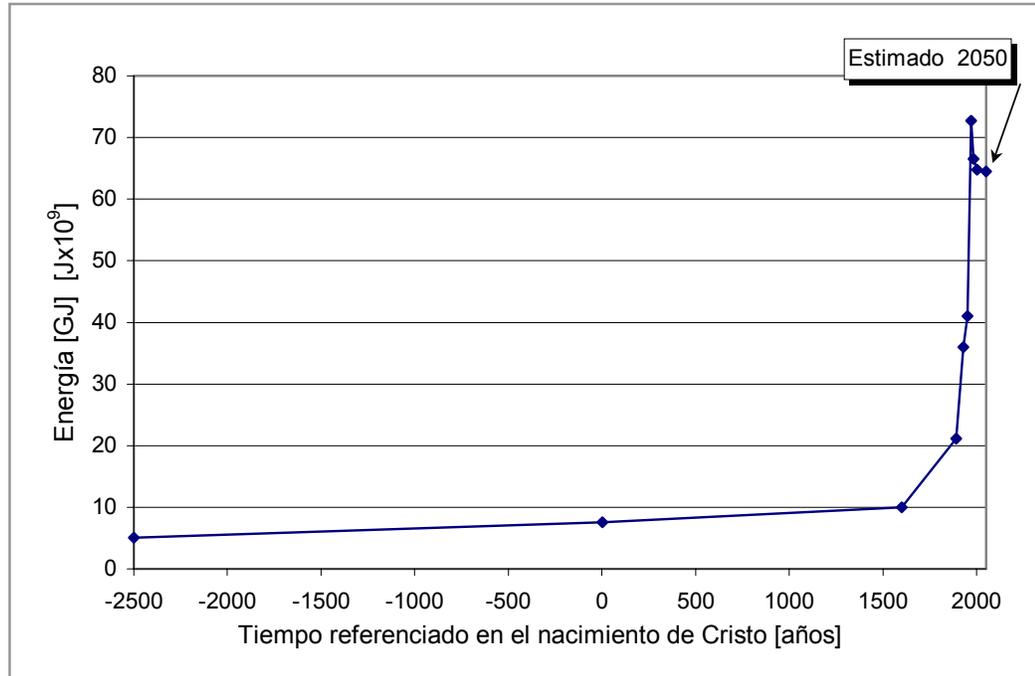


Figura 1.3: Evolución del consumo anual medio mundial de energía primaria per cápita hasta el presente y proyecciones para el 2050.

Se puede ver claramente que el consumo medio anual de energía primaria por habitante tiene un importante incremento desde el inicio de la revolución industrial hasta la década de 1970 y luego un pequeño decremento estabilizándose en la década correspondiente a 1990. Las proyecciones optimistas (hipótesis de orientación ecológica) realizadas por el Consejo Mundial de Energía suponen que este valor permanecerá prácticamente constante. Mientras que la hipótesis menos optimista considera un incremento del 60% sobre este valor. Bajo la hipótesis optimista y considerando que las tasas de crecimiento poblacional se mantienen, el consumo de energía primaria del año 2050 rondaría los 601 EJ (1 EJ = 1 ExaJoule = 10^{18} J) mientras que en el caso más desfavorable, para dicho año se considera un consumo de 1041 EJ.

Los datos analizados y las proyecciones realizadas por distintos organismos y analistas concuerdan en un incremento significativo del consumo energético mundial en los próximos años. Sin embargo si realizamos un estudio regional, determinando la fuente primaria de energía se puede lograr más información. Con tal propósito se puede abordar los datos estadísticos correspondientes al año 2001 provistos por la Organización Latinoamericana de Energía (O.L.A.D.E. 2002) que se muestran en la tabla 1.1 y para mayor claridad se presentan los gráficos asociados a esta tabla en las figuras 1.4, 1.5 y 1.6. Si consideramos que la población mundial para este año fue de 6134,1 millones de habitantes se puede obtener que el consumo de energía medio mundial por habitante y año es de 64,8 GJ, generando una emisión 3,87 toneladas de CO₂ por habitante y año. Sin embargo, el consumo de energía por habitante está muy lejos de ser uniforme. Analizando las distintas regiones, se pueden encontrar grandes disparidades, por ejemplo, Estados Unidos y Canadá tienen un consumo medio de 321,6 GJ/Hab.Año mientras que América latina 50,3 GJ/Hab.Año y África 19,8 GJ/Hab.Año, de esta manera Estados Unidos y Canadá consumen seis veces más energía que África mientras que su población es de algo más de un tercio de la población africana.

El consumo energético por habitante es un indicador de los distintos niveles de desarrollo alcanzados por las economías. Sin embargo, los consumos anuales de energía primaria por habitante de algunos países europeos con niveles de vida medios similares o superiores a los de Norte América tienen un consumo energético medio por habitante sustancialmente inferior. Por ejemplo Alemania, España, Francia, Italia e Inglaterra tienen consumos por habitante entre los 120 y 180 GJ/Hab.Año.

Tabla 1.1: Consumo mundial de energía primaria por región año 2001 en $J \times 10^{18}$ (ExaJoule). (Fuente SIEE – OLADE, 2002)

REGION	Petróleo	Gas	Carbón M.	Electricidad	Biomasa	TOTAL
Latino América y Caribe	12,247	5,480	1,370	3,375	4,034	26,506
África	4,842	2,062	4,722	0,298	4,153	16,077
Asia y Australasia	40,256	10,468	52,849	3,515	8,898	115,987
Medio Oriente	8,542	6,908	0,382	0,021	0,045	15,900
Norte América	40,708	23,626	28,757	5,475	3,415	101,979
Ex Unión Soviética	7,019	18,809	21,014	1,520	1,787	50,149
Europa	31,462	16,119	16,415	5,222	1,459	70,677
TOTAL	145,076	83,471	125,508	19,427	23,791	397,270

Otro indicador importante es la intensidad energética, que corresponde al cociente entre el consumo de energía primaria y el Producto Bruto Interno (PBI) de un país, en 1999 la intensidad energética de Estados Unidos era de 10,88 MJ/US\$, Canadá 12,98 MJ/US\$, mientras que los países europeos antes nombrados tienen para ese indicador valores entre 5,8 y 8 MJ/US\$. Los valores de la intensidad energética para Latinoamérica es de 7,53 MJ/US\$ mientras que Argentina está en 6,28 MJ/US\$. Los valores expuestos fueron publicados por la Agencia Internacional de Energía (I.E.A., 2001) y están expresados en dólares estadounidenses a valores de 1995 calculados con paridad de poder adquisitivo.

La figura 1.5 muestra que el 89 por ciento de la energía primaria es de origen fósil y por lo tanto su aprovechamiento trae aparejado la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, el resto lo compone la biomasa formada por residuos que se incineran y leña, y la electricidad de origen hidráulico y nuclear. Las llamadas nuevas energías renovables como la eólica y fotovoltaica son una parte insignificante en esta última porción.

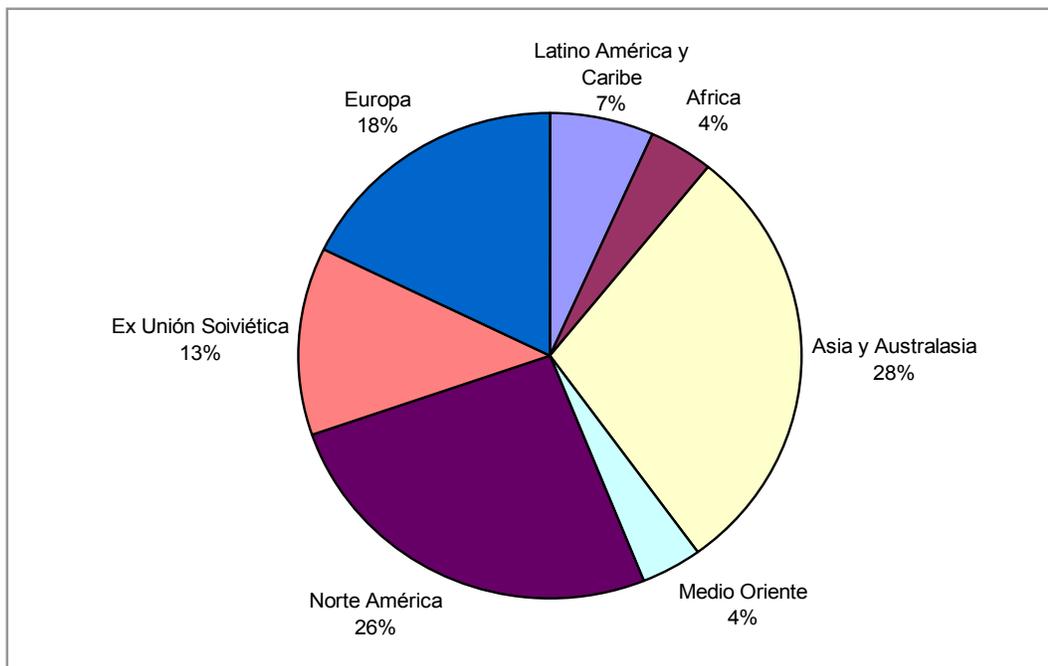


Figura 1.4: Consumo mundial de energía primaria por región. Año 2001= 397,3 EJ . (Fuente SIEE – OLADE, 2002)

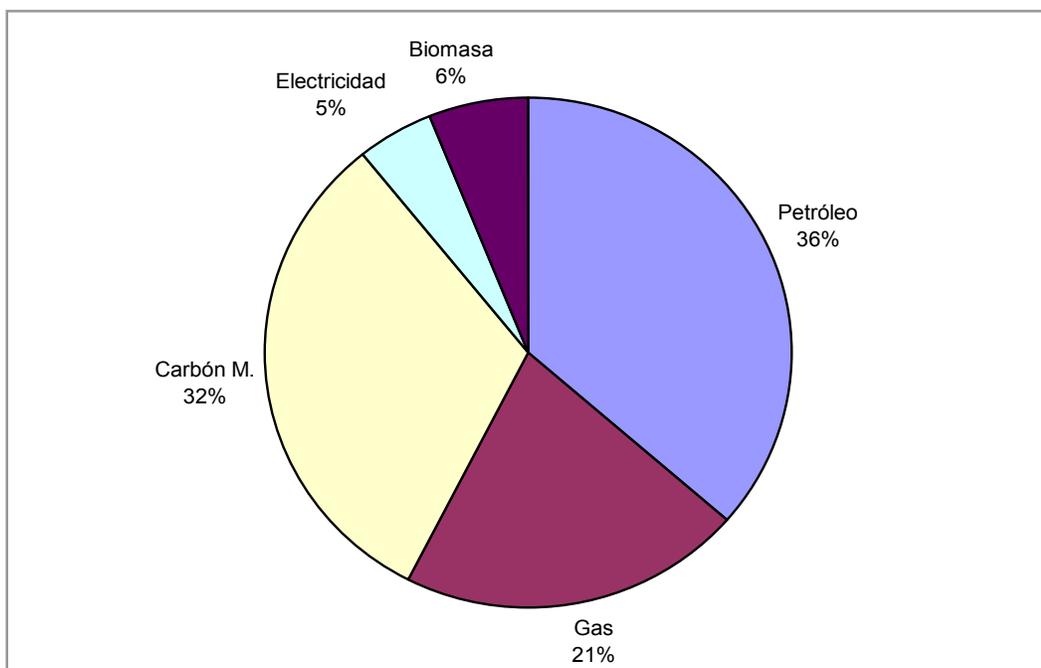


Figura 1.5: Consumo mundial de energía primaria por fuente año 2001 . (Fuente SIEE – OLADE, 2002)

La figura 1.6 muestra el consumo de energía primaria por fuente y región. En este gráfico se puede observar como se repiten los desequilibrios entre las regiones, no sólo en cuanto a la cantidad de energía utilizada, sino también a la fuente. Es posible observar que en Asia y en los países que formaban la URSS el carbón mineral es una fuente muy importante mientras que en Europa y Norte América el petróleo es la fuente principal y el carbón, en un segundo puesto, tiene prácticamente la misma importancia que el gas natural. Para América Latina, el petróleo es la fuente de mayor importancia seguido por el gas natural y la biomasa. En África, el petróleo, el carbón y la biomasa tienen prácticamente la misma importancia, mientras que en Medio Oriente Las fuentes predominantes son el petróleo y el gas.

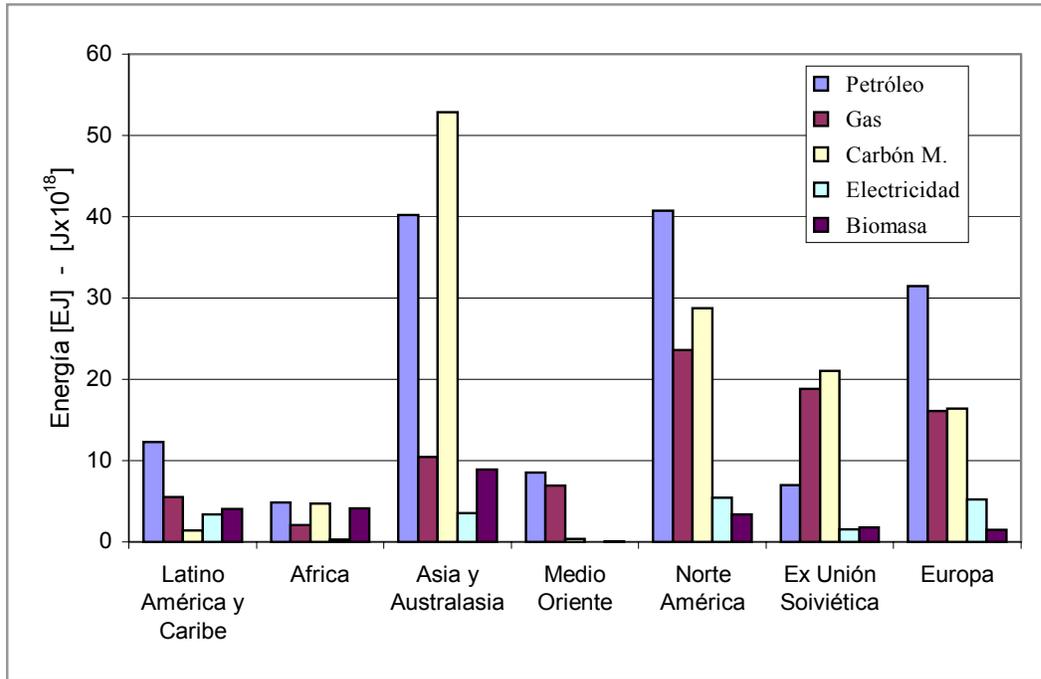


Figura 1.6: Consumo mundial de energía primaria por región y fuente para el año 2001 . (Fuente SIEE – OLADE, 2002)

Es evidente que los recursos fósiles son limitados y solo los podremos utilizar hasta su agotamiento. Las reservas probadas de petróleo en 1997 para el consumo de ese año eran de 45 años mientras que las de gas natural alcanzaban a 65 Años, las reservas de carbón son mayores pero su utilización es más contaminante. Por otra parte, problemas ecológicos como el efecto invernadero, la deforestación y la lluvia ácida plantean tiempos menores para concretar un cambio en las fuentes de energía utilizadas y la forma de usar las mismas.

Para enfrentar este desafío hacen falta el esfuerzo y la colaboración de todos los gobiernos mundiales, en especial los de los países industrializados que son responsables en mayor proporción del uso de energía fósil. Entre las políticas que se deberá implementar en distintos niveles de gestión, nacionales e internacionales, se encuentran:

- Optimizar el empleo de la energía mediante el ahorro y un uso racional de los recursos.
- Asignar recursos a la investigación, desarrollo y difusión de dispositivos de uso final de energía más eficientes.
- Eliminar los subsidios al consumo de energías convencionales e internalizar los costos debidos a contaminación ambiental.
- Asignar recursos a la investigación y desarrollo de nuevos sistemas para el uso de la energía de carácter renovable y no contaminante.

- Promover las energías renovables y no contaminantes que se encuentran en condiciones de lanzamiento al mercado.
- Asignar recursos a la investigación y desarrollo de dispositivos para evitar la contaminación de los sistemas basados en combustibles fósiles.
- Asegurar el acceso a los beneficios de la energía de los sectores más postergados de la sociedad para permitir su integración.
- Promover el acceso de los países periféricos a sistemas de conversión y uso de energías de carácter renovables y no contaminantes, que sean acordes a su estado de desarrollo económico y que no comprometan la independencia tecnológica del país.

1.3 La Energía en la República Argentina

La República Argentina está situada en el cono sur Sudamericano y por lo tanto en el hemisferio sur del planeta, tiene una extensión continental de 2,8 millones de Km². Sus 3.800 kilómetros de longitud se extienden desde los 22° hasta los 55° de latitud. Limita con Uruguay, Brasil, Paraguay, Bolivia y Chile con un perímetro de 29.038 kilómetros y su costa, sobre el Océano Atlántico, alcanza los 5.117 kilómetros. Su economía con un PIB de 426 mil millones de dólares (considerado a valores constantes de 1995 y paridad de poder adquisitivo), aproximadamente el 1,07% del PIB mundial, es fundamentalmente agroexportadora, basándose en la producción de cereales y carnes vacunas que principalmente se generan en la región central del país conocida como Pampa Húmeda. La población actual es de 37 millones de habitantes, aproximadamente el 0,62% de la población mundial.

En cuanto a los recursos energéticos, posee un abundante potencial hídrico que en gran medida ya ha sido aprovechado estando en funcionamiento numerosas centrales que suman una potencia nominal de 9445 MW, tiene reservas de petróleo y gas natural distribuidos en distintas cuencas, siendo la explotación de los mismos suficiente para el consumo interno, con un pequeño saldo exportador. Cabe aclarar que si bien las reservas probadas de petróleo y gas natural alcanzan solamente a 12 años, esta situación puede interpretarse como una consecuencia de la falta de incentivo para la exploración y búsqueda de nuevos reservorios. La legislación actual, requiere a la empresa exportadora, que se asegure que el cociente (reservas probadas / producción anual) supere los 12 años para aprobar la exportación del combustible.

El recurso geotérmico de alta y media entalpía también es abundante, y se ha montado una instalación piloto de 679 KW nominales en Copahue, en la provincia de Neuquén. La energía eólica tiene un desarrollo incipiente, pero su futuro es promisorio, en especial en la Patagonia donde el recurso es de gran calidad.

La figura 1.7 muestra la evolución del consumo de energía primaria de Argentina, por fuente, a partir de 1970. El consumo de energía primaria se ha incrementado anualmente en 26,8 PJ (1 PJ = 1 PegaJoule = 1×10^{15}) como promedio de los últimos 30 años, a lo largo de ese período el consumo de gas natural se ha incrementado fuertemente comparado con el resto de las fuentes.

La producción de energía primaria de la República Argentina para el año 2001 fue de 3500 PJ un 0,68 % de la producción mundial, siendo 2700 PJ destinados al consumo interno, las exportaciones consisten en gas natural 200 PJ y petróleo 600 PJ. El 88 % de la energía primaria es fósil correspondiendo un 46,2% a gas natural, 41,3% a petróleo y la fracción restante a carbón mineral. Las emisiones de CO₂ son de 142,74 millones de toneladas por año, que representan 3,85 toneladas de CO₂ /Hab.Año, significando un 0,62% del total mundial. La energía hidráulica corresponde al 4,9% mientras que la generación nuclear es del 1,9%, repartiéndose el resto entre leña, bagazo, etc. El consumo energético por habitante es de 94,59 GJ/Hab.Año, mientras que la intensidad energética es de 6,28 MJ/US\$.

La figura 1.8 muestra el consumo de energía secundaria por sector para el año 2001 mientras que la figura 1.9 muestra la evolución de este consumo durante los últimos 30 años. Se puede observar que el transporte e industria son los sectores de mayor consumo con el 31 y el 33% respectivamente, siguiendo el sector residencial con un 23%, el sector comercial y público con el 7% mientras que el sector agropecuario consume un 6%.

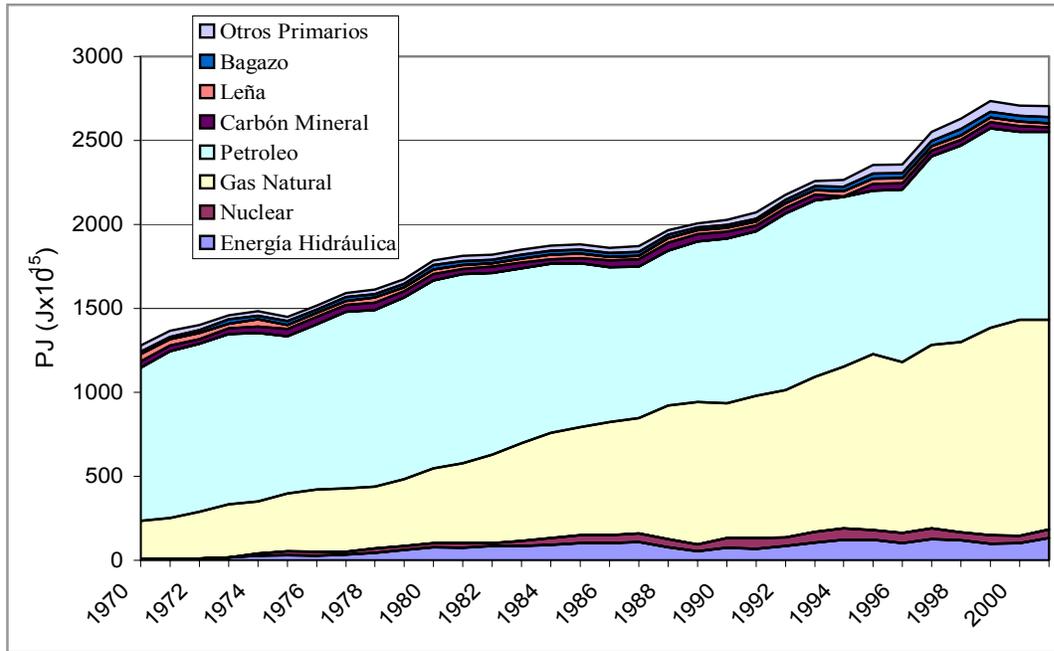


Figura 1.7: Evolución del consumo nacional de energía primaria de la República Argentina por fuente. (Fuente Secretaría de Energía – Argentina, 2002).

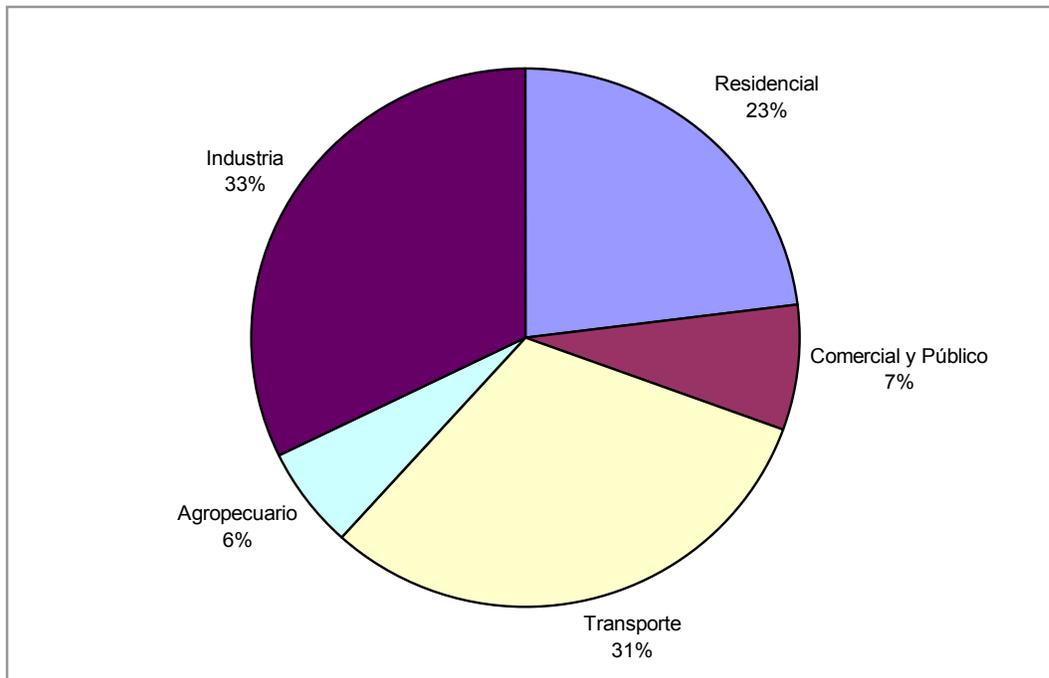


Figura 1.8: Consumo nacional de energía primaria de la República Argentina por sector en el año 2001. (Fuente Secretaría de Energía – Argentina, 2002).

En cuanto a la generación eléctrica, corresponde un 42,8% a energía hidráulica, el 45,7% a energía generada mediante combustible fósil y el 11,5% es de origen nuclear. Siendo a diciembre del 2001 la potencia instalada total del país de 23160 MW, el 54,82% corresponde a centrales térmicas, el 4,34% a centrales nucleares, el 40,78% para centrales hidráulicas y el 0,06% a sistemas eólicos. La generación térmica de electricidad se produce en centrales a turbina de vapor, turbina de gas y ciclos combinados alimentados en su gran mayoría con gas natural.

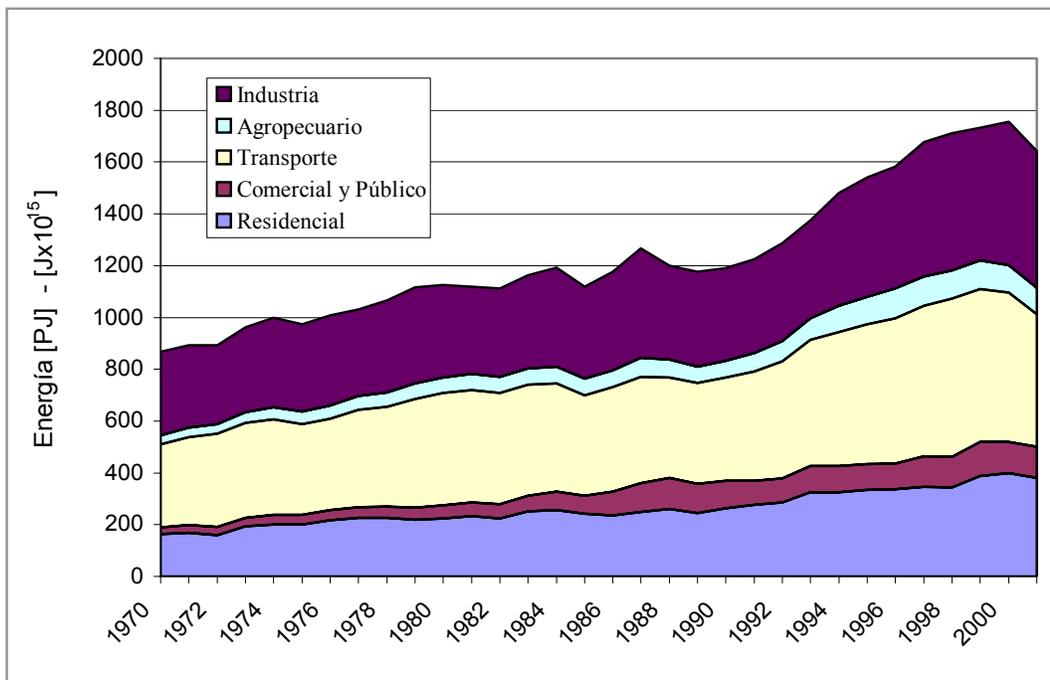


Gráfico 1.9: Consumo final de energía de la República Argentina por sector de la economía. (Fuente Secretaría de Energía – Argentina, 2002)

La figura 1.10 muestra el consumo energético por sector y tipo de energía. Se puede observar que los tipos de energía más utilizados son gas natural y electricidad, salvo en el transporte y el sector agrícola donde el diesel oil tiene el papel preponderante. En el transporte, actualmente se está propiciando una conversión del parque rodante a sistemas con gas natural comprimido, que es un combustible menos contaminante y más económico. Además, esta iniciativa permitirá liberar para la exportación, producción de petróleo que en estos momentos se destina al mercado interno.

En función de todo lo expuesto, podemos afirmar que la realidad Energética de la República Argentina no difiere en gran medida del resto del mundo, salvo por sus características de autoabastecimiento. Es imprescindible en consecuencia estar realizando un aporte al esfuerzo propuesto por la comunidad internacional para disminuir las emisiones de gases que producen efecto invernadero y lograr un abastecimiento energético que se apoye sobre el concepto de sustentabilidad.

1.4 La Energía Solar Fotovoltaica

Ante el uso extendido de los combustibles fósiles y el daño ambiental que los mismos producen es necesario plantear fuentes alternativas de energía no contaminantes. Inicialmente los gobiernos y el mundo científico se orientaron hacia la energía nuclear; sin embargo, esta tecnología ha perdido consenso por distintos accidentes ocurridos en plantas de generación de energía, por los residuos radioactivos que genera y por la asociación de esta tecnología con el armamento nuclear. En la actualidad se realizan grandes esfuerzos de investigación sobre las energías renovables como la de biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la energía de las olas, etc.

La diversificación en las fuentes primarias utilizadas es conveniente por razones seguridad en el suministro, en especial cuando se trata de energías que dependen de los ciclos naturales. Otra característica que justifica la investigación sobre diversas fuentes primarias es la diversificación de sistemas de conversión que se adaptan a distintas circunstancias geográficas y de demanda.

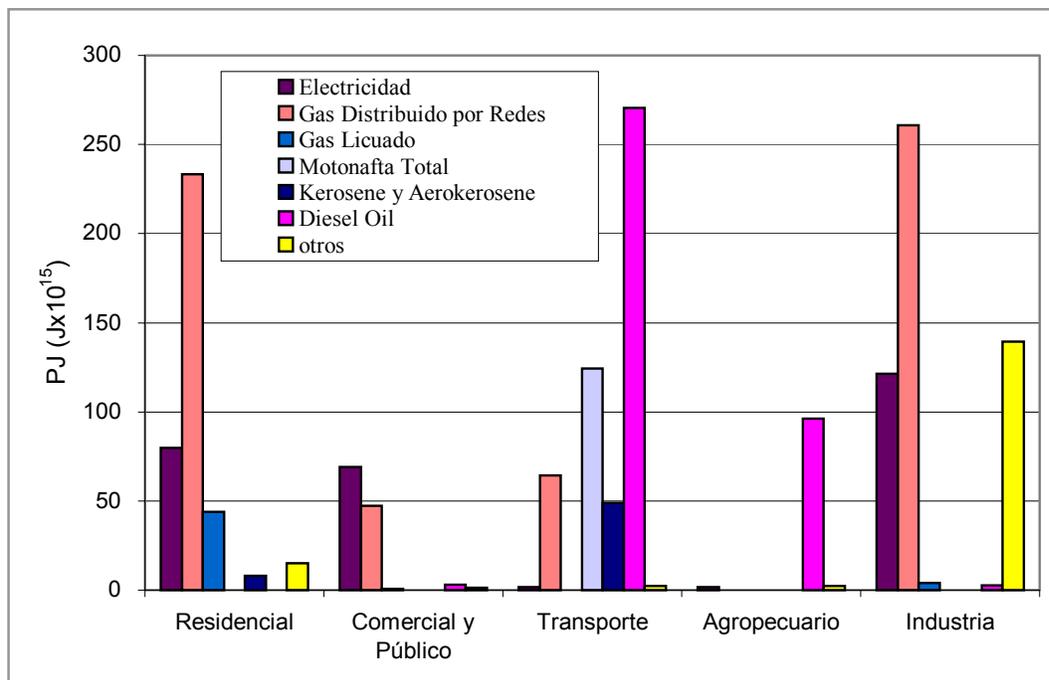


Gráfico 1.10: Consumo nacional de energía de la República Argentina por tipo y sector. (Fuente Secretaría de Energía – Argentina, 2002)

Entre las energías renovables, la Energía Solar Fotovoltaica (ESF) está considerada como una de las que posee mayor aplicabilidad en lo inmediato. La tecnología fotovoltaica, desarrollada inicialmente para aplicaciones espaciales, ha demostrado suficiente madurez, eficiencia y competitividad para su utilización en distintas aplicaciones terrestres. La ESF no es contaminante durante la operación y la contaminación generada durante la producción es insignificante; no plantea grandes problemas en la ocupación de espacios, no genera tensiones geopolíticas y su implementación genera nuevas fuentes de trabajo; es modular y se adapta a distintos tamaños de generadores, no requiere agua para la operación del sistema, la confiabilidad de los módulos es muy alta debido a la ausencia de partes móviles, los módulos no requieren mantenimiento y su vida útil es elevada.

Por otra parte el mayor inconveniente de la energía solar es su disponibilidad. La radiación solar está disponible únicamente durante el día, con grandes variaciones debido a las condiciones climáticas y estacionales, por esta razón son excepcionales los casos en que la generación coincide con la demanda. Este inconveniente es posible salvarlo en las instalaciones autónomas mediante sistemas de acumulación. Los sistemas de acumulación utilizados son del tipo electroquímicos, es decir baterías recargables, que en su gran mayoría corresponden a Plomo-Ácido y Níquel-Cadmio. Sin embargo la utilización de los mismos traen algunos problemas de contaminación, requiriéndose gran cuidado en el manejo de estos materiales. Una de las alternativas más prometedoras para resolver el problema de la acumulación, es la posibilidad de obtener un método de generación de hidrógeno en forma económica mediante ESF y luego estar utilizando el hidrógeno en una pila de combustible para generar electricidad.

La ESF tiene sus primeras aplicaciones terrestres a mediados de la década del setenta, diez años después, a mediados de los años ochenta supera los 25 MWp por año. En esta primera fase el mercado fotovoltaico fue impulsado por ciertas aplicaciones muy específicas, la mayoría relacionada con las telecomunicaciones y el suministro de energía en lugares remotos. Durante la década siguiente, al afianzarse la tecnología y disminuir su costo, la electrificación de viviendas aisladas comienza a tener

importancia comercial preponderante. Durante estas etapas la eficiencia de los módulos paso de algo más del 8% a valores superiores al 14% mientras que su costo se redujo a cerca de una cuarta parte.

A fines de la década del noventa se profundizan las políticas de promoción de las energías limpias y la aplicación principal de ESF comienzan a ser los sistemas conectados a red. La producción para el año 2001 fue de 401,4 MWp, un 39,7 % superior a la del año 2000. La producción de celdas está altamente concentrada, las diez empresas más importantes generan el 85,1% de la producción mundial. Las empresas de origen japonés tienen un 43% del mercado, 24,6% las europeas, y un 23,6% las de E.E.U.U.

Por otra parte existen planes de inversión y ampliación en la industria de la ESF para atender a una demanda con una tasa de crecimiento sostenida e incluso creciente. Si bien dichos planes dependen de las políticas de promoción de las energías limpias implementadas por los distintos gobiernos, en especial de la Unión Europea y Japón, es muy probable que por la gravedad de la crisis ambiental las mismas deban profundizarse.

1.5 Energía Fotovoltaica en Argentina: Presente y Futuro

Como ya se ha visto, las emisiones de CO₂ per cápita de la República Argentina debidas a la utilización de energía son relativamente bajas comparadas con las de las economías centrales y se acercan a las medias mundiales. Sin embargo es importante realizar experiencias en las energías renovables con el propósito de difundir la tecnología lo antes posible. En especial la energía solar fotovoltaica se adapta perfectamente en funcionalidad y competitividad para proveer de energía a la población dispersa o agrupada en sitios remotos, mejorando su calidad de vida y dando posibilidad de implantar sistemas productivos en zonas donde actualmente éstos no son económicamente rentables.

La demanda interna de los sistemas fotovoltaicos se puede caracterizar en tres categorías: rural, profesional o empresarial e institucional. La demanda rural está constituida fundamentalmente por establecimientos de producción agrícolas y/o ganaderos que se encuentran alejados de la red eléctrica. La demanda profesional o empresarial se refiere a las empresas como telefónicas, petroleras, gasíferas, etc. La demanda Institucional está relacionada con los requerimientos del estado, empresas públicas y ONGs para implementar programas de asistencia social, planes de electrificación de escuelas y dispensarios.

La Tabla 1.2 muestra la evolución de la demanda de módulos fotovoltaicos en los últimos años. Se puede observar el crecimiento continuo de las ventas, que se distribuyen en un 40 % en el mercado rural y el resto se divide en forma igualitaria entre el mercado profesional e institucional. En cuanto a la oferta se encuentra concentrada en unas pocas empresas de las cuales se destacan Solartec S.A. que controla más de un 60 % del mercado, Solarex con un 20% y BP con un 15%. Cabe destacar que a nivel internacional BP y Solarex se han fusionado en 1999 en una nueva firma BP-Solarex debido a la unión de la empresas petroleras British Petroleum (BP Solar) y Amoco (Solarex). No obstante en Argentina todavía no se había logrado una unificación operativa con lo cual el mercado aumentaría su nivel de concentración en lo inmediato.

Tabla 1.2: Demanda de módulos fotovoltaicos en la república argentina

AÑO	DEMANDA (KWp)
1997	600
1998	900
1999	1.100
2000	1.100

Para los tres tipos de mercado mencionados se pueden definir distintos volúmenes de compra que los caracterizan y rangos de precios a los que se produce la transacción. Para el mercado rural el

volumen de compra es 50 Wp mientras que el precio ronda entre 10 y 15 US\$/Wp. Para el mercado profesional el volumen de compra es 200 kWp y el precio es de 6 US\$/Wp aproximadamente. Para el mercado institucional los generadores completos, llave en mano, de cuestan 12 a 13 US\$/Wp, bajando a 9/10 US\$/Wp cuando se entregan sin instalación, siendo el volumen de compra considerablemente mayor que el correspondiente a los casos anteriores.

Por otra parte las estadísticas indican que aproximadamente 2,5 millones de habitantes carecen del servicio eléctrico a los que se deben sumar 6000 establecimientos públicos. Los costos actuales promedio para brindar el servicio mediante conexión a red son de aproximadamente 8000 USA/usuario con tendencia a subir a medida que aumenta el grado de dispersión de la población.

La Secretaría de Energía de la Nación puso en marcha en 1994 el Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de Argentina (PAEPRA) a fin de impulsar la formación en las provincias un Mercado Eléctrico Disperso, y presentó al Banco Mundial para su financiación el denominado Proyecto Energías Renovables en Mercado Rurales (P.E.R.M.E.R.).

El P.E.R.M.E.R., en una primera etapa, preveía la asistencia financiera parcial para la instalación de unos 70.000 sistemas solares domiciliarios en siete provincias. Si consideró que el tamaño medio de las instalaciones sería de 100 Wp, representa un total de aproximadamente 7 MWp a instalar en 5 años. Ésto duplicaría los requerimientos del mercado fotovoltaico argentino. En Octubre de 1999 el P.E.R.M.E.R. estaba en condiciones administrativas para iniciar su implementación, sin embargo surgieron distintos inconvenientes de carácter político, económico y financiero por lo que el proyecto en la práctica se paralizó durante el período 2000-2002. En el año 2003 comenzaron a reactivarse las operaciones del P.E.R.M.E.R. creciendo la cantidad de instalaciones durante los años 2004 y 2005. Para el año 2006 se espera mantener esta tendencia.

En la actualidad, los requerimientos de ensayos fotovoltaicos provienen, prácticamente con exclusividad, de las licitaciones realizadas por el P.E.R.M.E.R. ya que es uno de los condicionamientos incluidos en las licitaciones por el Banco Mundial. Por otra parte el mercado rural y profesional no solicita ensayos ya que el mismo esta conformado por numerosas transacciones de escasa envergadura.

En cuanto a la legislación, en noviembre de 1998 se sanciona el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, Ley N° 25.019, reglamentada al año siguiente por el Decreto N° 1.597. Esta ley plantea el diferimento del pago de impuesto al valor agregado y estabilidad fiscal por 15 años, y la retribución \$ 0,01 por kWh enviado al mercado eléctrico mayorista o al servicio público. Por otra parte existen leyes provinciales en Chubut, Buenos Aires y Santa Cruz, y una ordenanza municipal en Comodoro Rivadavia que prevén incentivos adicionales.

Si bien es cierto que ya se han dado los primeros pasos en la difusión de la tecnología fotovoltaica y esta iniciativa se ha visto demorada por problemas relacionados principalmente con la crisis política-económica-financiera que atraviesa el país, existen algunas barreras técnicas y administrativas que deberían ser superadas. Dentro de las acciones tendientes a vencer estas barreras para poder propagar la tecnología podemos citar:

- a) lograr un conocimiento cabal del recurso energético;
- b) mejorar la capacitación personal profesional y técnico para instalación, operación y mantenimiento;
- c) elaborar especificaciones técnicas de compra, y controles de calidad de componentes y sistemas;
- d) creación de laboratorios que certifiquen el cumplimiento de las especificaciones.

Orientada a satisfacer la demanda considerada en este último punto propósito esta destinada la presente tesis.

1.6 La Necesidad de un Laboratorio de Ensayos

En un mundo cada vez más globalizado, en donde las comunicaciones, los medios de transporte y los sistemas migratorios facilitan el intercambio y la unificación de sociedades con distintas realidades y culturas, la normalización se ha convertido en uno de los paradigmas de desarrollo mundial. Las normas son tan útiles y relevantes en la vida cotidiana porque están basadas en la experiencia de la vida diaria, y desarrolladas sobre la base de las necesidades percibidas en los distintos campos de actividad. Son el resultado material de dicha experiencia y del estudio racional de la misma, establecen un compromiso entre el estado del arte de la tecnología y las implicancias económicas que conlleva su aplicación. En definitiva, facilitan el mejoramiento de la calidad de vida, contribuyendo a la seguridad, salud y protección del medio ambiente.

Los productos y las actividades conformes a normas proporcionan al usuario una medida de la calidad, garantizando en cierta medida la compatibilidad, interoperabilidad y seguridad. Es por ello que aumentan la confianza del usuario y por lo tanto contribuyen a una mayor difusión del producto, tecnologías y actividades.

Si se pretende un desarrollo sustentable es necesario que cada país y región promueva su propio desarrollo y luego se integre al contexto regional y mundial. Cuando se intenta que las aplicaciones y productos relacionados con la energía solar se extiendan a gran escala, resulta imprescindible contar con un soporte normativo adecuado a la realidad del país y la región, que regule la calidad del producto y las instalaciones, y que oriente a las industrias del sector para conseguir una penetración adecuada en los mercados con productos fiables y accesibles para el usuario final.

Las normas contienen especificaciones y requisitos de los productos, servicios, sistemas, procesos y materiales. Los ensayos verifican que estas normas se cumplan de manera confiable. Una vez que la norma logra consenso fomenta el intercambio comercial de bienes y servicios, desarrollando un mercado sustentado por la calidad y la confianza de los consumidores.

Resulta de fundamental importancia para difundir la utilización los dispositivos solares el desarrollo de protocolos de ensayos y normas. La normalización va de la mano de los ensayos, las normas contienen especificaciones y requisitos los productos, servicios, sistemas, procesos y materiales. Luego los ensayos verifican que las normas se cumplan de manera confiable. Resulta evidente que para la certificación de la calidad es necesario disponer de buenos métodos de ensayos y de laboratorios adecuados. Los métodos deben ser reproducibles, de modo que laboratorios diferentes obtengan idénticos resultados aplicando igual método de ensayo sobre un mismo producto. Por esta razón las normas deben definir claramente el procedimiento de ensayo.

Ante la creciente importancia que ha tomado la normalización, los laboratorios universitarios de la República Argentina, además de su función específica de docencia e investigación cumplen desde mucho tiempo atrás un importante rol de extensión en sus respectivos ámbitos. Los mismos han asumido claramente un rol estratégico generando a su vez la necesidad de crear mecanismos y procedimientos específicos de acreditación y certificación. Con este objetivo nace el proyecto UNILAB que llevan adelante el Instituto Argentino de Normalización (IRAM) conjuntamente con un grupo de universidades.

En este marco, con el propósito de responder a la exigencia de difundir la energía solar fotovoltaica bajo la sólida base que determinan las normas de calidad, se plantea la necesidad de un laboratorio de ensayos fotovoltaicos, que asegure la calidad de los dispositivos y sistemas solares fotovoltaicos que se comercializan, como una forma concreta de aportar al desarrollo tecnológico del país.

1.7 Bibliografía

- Belmonte J. Grammatico J. (1999) Normalización, valores y desarrollo. El desafío de las universidades argentinas en busca del equilibrio. XII Jornadas IRAM Universidades Mendoza.
- Consejo Mundial de Energía (2000) Informe Mundial de Energía: la energía y el reto de la sostenibilidad - Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - Departamento de las Naciones Unidas para Asuntos Económicos y Sociales.
- Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, Energy-Economic Information System (SIEE®), <http://www.olade.org.ec> (2002)
- IEA - International Energy Agency - Key World Energy Statistics from the IEA – Edición 2001
- Lorenzo, E. – Electricidad Solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Ed. Progensa. España 1994.
- Lorenzo E., Miguel A. Egido D. Rambaud-Measson, A. Shanker, H. Bonneviot (1998) Certification and standardisation issues for a sustainable pv market in developing countries. Joule Contract JOR3 – CT98-0275 (1998).
- Marín García-Mansilla E. - El petróleo como fuente de energía en el siglo XXI – Ingeniería Química Diciembre 2000 – Ed Alción (2000)
- Moragues J. - Las Nuevas Fuentes de Energía en el Mercado Argentino (2000) I.A.E. - <http://www.iae.org.ar/> (2000)
- Pont C. - Energías renovables - leyes y disposiciones promocionales vigentes en Argentina - Comisión de Energías Renovables del I.A.E. - <http://www.iae.org.ar/> (2000)
- Ruiz Hernández V. – El Reto Energético – Programa PROSOL –Junta de Andalucía – España.
- Secretaría de Energía de la República Argentina <http://www.se.mecom.gov.ar/> (2002)
- Tkayanagi S., Cortopassi M., Utsumi Y. (2002) Las normas y la evaluación de la conformidad una norma, un ensayo, aceptados en todo el mundo. Boletín IRAM septiembre de 2002.

Capítulo 2:

Fundamentos de Sistemas Fotovoltaicos

Resumen:

Este capítulo introduce los conocimientos básicos sobre los principios de funcionamiento de los dispositivos fotovoltaicos y las características fundamentales de los elementos que los componen. Tiene por objeto realizar un estudio de los elementos teóricos necesarios para entender el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, la finalidad de los distintos ensayos y comprender las bases físicas de los mismos.

Contenido

- 2.1 Los Principios Físicos de la Conversión Fotovoltaica.
- 2.2 Módulos Fotovoltaicos.
- 2.3 Clasificación de sistemas Fotovoltaicos
- 2.4 Sistemas Autónomos de Energía Solar Fotovoltaica.
- 2.5 Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica Conectados a la Red.
- 2.6 Bibliografía

2.1 Los Principios Físicos de la Conversión Fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos tienen la capacidad de convertir directamente la energía que nos llega del sol en forma de radiación en energía eléctrica. El elemento esencial de los generadores fotovoltaicos son las células solares construidas en base a semiconductores. Para comprender el funcionamiento de las células resulta conveniente conocer conceptos básicos sobre los semiconductores. A continuación se realiza una revisión de estos conceptos.

2.1.1 Niveles y Bandas energéticas. Electrones y huecos

De la teoría atómica se puede resumir haciendo grandes simplificaciones, que los átomos están compuestos por un núcleo que ocupa un volumen relativamente pequeño y concentra casi la totalidad de la masa, integrado por partículas llamadas neutrones y protones. Los primeros, como su nombre lo indica, son eléctricamente neutros, mientras que los segundos están cargados positivamente. Rodeando al núcleo se encuentran los electrones, partículas que tienen carga eléctrica negativa y se encuentran en igual número que los protones de tal forma que la carga eléctrica de un átomo completo sea nula.

Los electrones, según lo indica la teoría cuántica, no pueden ocupar cualquier nivel energético, sus estados están definidos en niveles y subniveles de tal forma que en el nivel más energético (externo) se encuentran a lo sumo ocho electrones. Los electrones que se encuentran en el último nivel definen en mayor medida el comportamiento químico del elemento y se los llama electrones de valencia. Los átomos con su último nivel completo son estables, en esta circunstancia se encuentran los gases nobles. Mientras que los elementos que tienen átomos cuyo último nivel se encuentra incompleto tienden a completarlo tomando electrones de otros átomos vecinos, compartiéndolos con los mismos o cediéndolos.

Veamos ahora un ejemplo relacionado con los semiconductores. Los átomos de silicio contienen en su última capa cuatro electrones cuando se combinan entre sí tienden a formar cristales de tal forma que un átomo queda unido a otros cuatro compartiendo con cada uno de los mismos un par de electrones en lo que se denomina enlace covalente, de esta manera completa el número de ocho electrones en su último nivel, así se conforma una red cristalina muy estable.

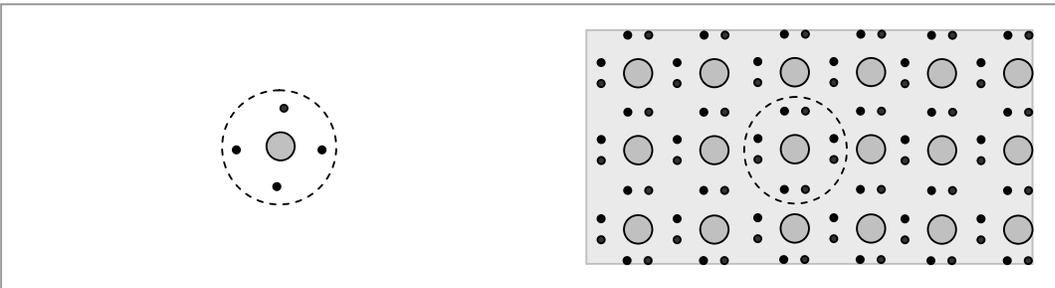


Figura 2.1: Representación esquemática de un átomo de silicio con sus electrones de valencia (izquierda) y del cristal generado por enlaces covalentes (derecha).

En la figura 2.1 se representa esquemáticamente la situación simbolizando los átomos de silicio como círculos grises y se destacan los electrones de valencia con puntos negros en su entorno.

Así como en los átomos, los electrones pueden ocupar únicamente ciertos niveles energéticos, cuando los átomos se encuentran en una red cristalina los electrones pueden ocupar un conjunto de niveles, como estos niveles son numerosos y se encuentran agrupados por su proximidad se les llama bandas. Las propiedades eléctricas en un cristal están definidas por la configuración de las dos bandas más energéticas ocupadas total o parcialmente por electrones: la banda de conducción, de mayor nivel energético, y la banda de valencia.

Los electrones que se encuentran en la banda de valencia no se separan del átomo mientras que los que se hallan en la banda de conducción tienen la posibilidad de moverse a través de la estructura cristalina. Un material conductor es entonces el que tiene muchos electrones en su banda de conducción, y un material aislante es el que tiene escasos electrones en la banda de conducción. Los materiales conductores tienen la banda de conducción y la de valencia muy cercanas o incluso superpuestas, de tal forma que un electrón que se encuentre en la banda de valencia pueda pasar fácilmente a la banda de conducción. En los materiales aislantes la banda de conducción se encuentra relativamente alejada de la banda de valencia, y para que un electrón pueda pasar de banda es necesario un aporte energético considerable.

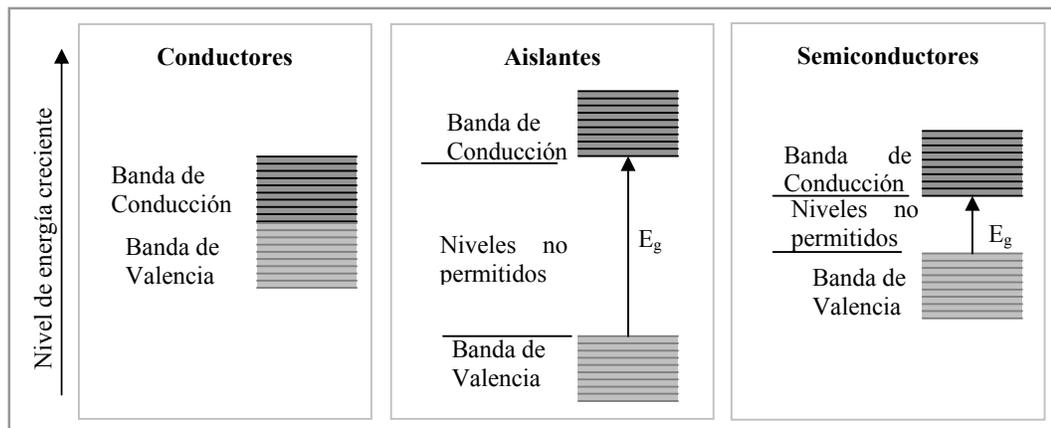


Figura 2.2: Esquema de la situación relativa de las bandas de valencia y conducción en los materiales conductores, aislantes y semiconductores.

Existe la posibilidad de que estas bandas se encuentren en una posición intermedia entre los conductores y los aislantes en estas condiciones estamos frente a un material semiconductor. La energía que se le debe suministrar a un electrón para pasar de la banda de valencia a la banda de conducción se denomina energía del gap (E_g). La palabra gap, adoptada del idioma inglés en su significado de brecha o espacio vacío, se utiliza generalmente en la literatura de habla hispana. En general se puede comprobar que debido a la agitación térmica, a una temperatura dada, existen algunos electrones en la banda de conducción, a los mismos los llamamos electrones libres o simplemente electrones. Al liberarse un electrón en la estructura cristalina del silicio deja un átomo cargado positivamente, el mismo, trata de capturar algún otro electrón de su entorno, esta vacante en la estructura cristalina se denomina hueco (ver figura 3). Como a medida que los huecos se llenan con electrones cercanos se producen nuevos huecos en la estructura, el efecto neto que se tiene es un cambio en la posición del hueco y por lo tanto la explicación del proceso se puede simplificar aceptando que estos huecos se mueven. Los electrones libres y a los huecos se les suele llamar portadores libres. Resulta evidente que para el silicio puro cristalino, el número de electrones libres y de huecos es exactamente el mismo, este número se lo denomina concentración intrínseca de electrones libres (n_i) y se cumple que:

$$n_i \propto e^{\left(-\frac{E_g}{2kT} \right)} \quad (2.1)$$

En esta expresión, T representa la temperatura absoluta y k la constante de Boltzmann. A modo de ejemplo se puede decir que para el silicio con $E_g = 1.11$ eV, a una temperatura de 27°C (300K), $n_i = 10^{10}$ cm^{-3} , a la temperatura de 77°C (350 K) se tiene $n_i = 4.6 \cdot 10^{12}$ cm^{-3} mientras que el arseniuro de galio (GaAs) $E_g = 1.42$ eV, a una temperatura de 27°C (300K), $n_i = 1.8 \cdot 10^6$ cm^{-3} .

Dentro de las características de los semiconductores, además de tener una conductividad intermedia entre los conductores y los aislantes, se pueden citar las siguientes:

- ✓ Debido al incremento de la concentración intrínseca la resistencia de los semiconductores disminuye con la temperatura, contrariamente a lo que pasa con la mayoría de los conductores.
- ✓ Cuando un semiconductor se ilumina con fotones de energía mayor que la energía de su gap su conductividad se incrementa debido al aumento de electrones que llegan a la banda de conducción gracias a la energía que obtienen de los fotones.
- ✓ Para explicar los fenómenos ligados a la conducción eléctrica de los semiconductores es necesario recurrir a la existencia de partículas positivas (huecos) y negativas (electrones). Mientras que en los conductores alcanza solamente con los electrones.

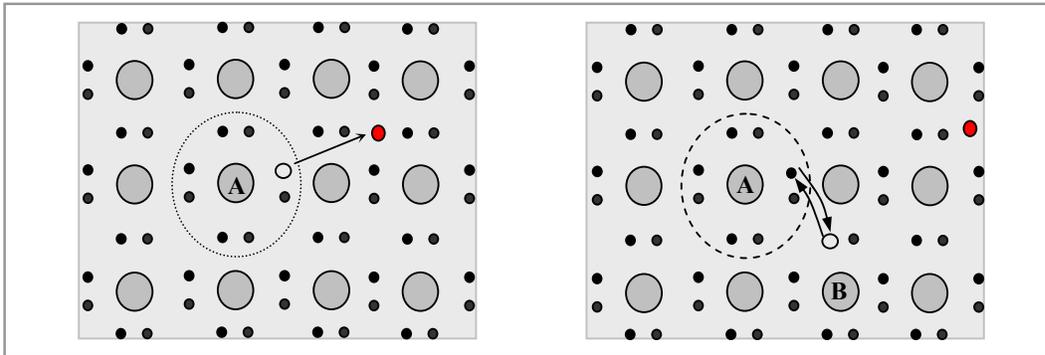


Figura 2.3: En el esquema de la izquierda se puede observar que al liberarse un electrón y pasar a la banda de conducción, se genera un hueco y el átomo A queda cargado positivamente. A la derecha se esquematiza como el movimiento de un electrón de B al hueco de A genera un nuevo hueco en B y el resultado equivale a expresar que el hueco que inicialmente se encontraba en A se “desplazó” hacia B.

2.1.2 Dopado de semiconductores

Cuando en una red de silicio, (figura 2.4) se insertan átomos de otro elemento (átomo A) con cinco electrones en su último nivel se producen los mismos enlaces covalentes, el quinto electrón de este átomo queda ligado débilmente al mismo y es posible que se libere, pasando al nivel de conducción, con un aporte energético inferior al requerido por los electrones intrínsecos. A estos átomos se los denominan impurezas y los electrones que liberan se los denominan electrones extrínsecos. Cuando en el semiconductor se incluyen impurezas de tal forma que superen ampliamente la concentración intrínseca, el número de electrones libres está determinado por la cantidad de átomos del elemento introducido, es decir por los electrones extrínsecos, y de esta forma se pueden obtener las propiedades deseadas.

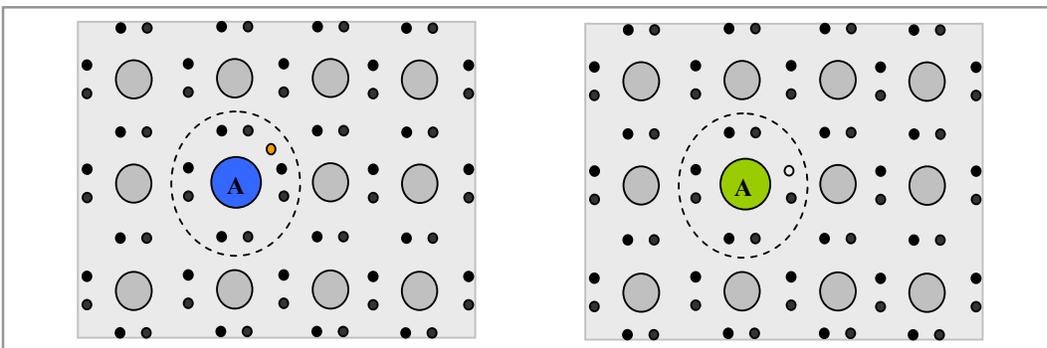


Figura 2.4: Dopado de cristales semiconductores del tipo N con impurezas, de 5 electrones en su nivel de valencia (izquierda) y cristales tipo P con impurezas con tres electrones en su último nivel (derecha).

Si como impurezas se insertan átomos con tres electrones en su último nivel, se producen los mismos enlaces covalentes pero para completar ocho electrones el átomo tiende a captar un electrón adicional, comportándose como si existiera un hueco de esta forma se tiene un semiconductor donde el número de huecos esta determinado, es decir se tiene un semiconductor donde las cargas en movimiento son positivas (huecos) por eso se lo denomina semiconductor del tipo P.

El elemento introducido lleva el nombre de impureza y el procedimiento para la inserción de la misma en la red cristalina se llama dopado. Los semiconductores obtenidos de esta manera se llaman extrínsecos porque la conductividad no depende del elemento básico del cristal como sería en el caso de cristales sin impurezas (intrínsecos) sino que viene determinada por la cantidad de impurezas con que se dopa el cristal.

Es importante destacar que la situación mostrada en las figuras no está configurada por un equilibrio estático. En forma continua se generan electrones libres y huecos cuando un electrón recibe un aporte energético capaz de llevarlo desde la banda de valencia a la banda de conducción y el proceso inverso denominado recombinación se obtiene cuando un electrón de la banda de conducción sede parte de su energía pasando a la banda de valencia lográndose de esa forma un equilibrio dinámico donde el número de portadores libres es constante.

El proceso de generación de pares electrón-hueco que caracteriza a las células fotovoltaicas es el que se da cuando un electrón absorbe la energía de un fotón, pasando de la banda de valencia a la de conducción y dejando formado un hueco . El proceso inverso, la recombinación, también es posible: es decir que un electrón, situado en la banda de conducción, emita un fotón pasando a cubrir un hueco, de esta forma queda unido a un átomo y posicionado en la banda de valencia.

Sin embargo, no es el único mecanismo de generación-recombinación (r-g), podemos nombrar también los procesos RSH, superficial, Auger, entre otros, los dos primeros son causados por la existencia de niveles energéticos intermedios entre las bandas de valencia y conducción, facilitando de esta manera el movimiento de los electrones. Esos niveles intermedios aparecen debido a imperfecciones o discontinuidad en la red cristalina, es por ello que están íntimamente relacionados con la perfección en el proceso de fabricación del semiconductor. Los procesos Auger se producen debido a que los electrones cambian de nivel en una banda y seden energía a otro para cambiar de banda.

Los procesos de recombinación, representan pérdidas de eficiencia en la conversión fotovoltaica y uno de los parámetros de mayor importancia en su determinación es el tiempo de vida, que representa el valor medio del lapso entre una generación de un hueco y la recombinación del mismo. Este lapso depende del material y de los niveles de dopado del mismo y su valor puede encontrarse entre los nanosegundos (GaAs) hasta las décimas de segundos (Si).

2.1.3 La unión PN

Si partimos de una oblea, con una red cristalina sin impurezas, y dopamos con átomos de 5 electrones en su último nivel, una de sus caras, y en la otra cara átomos con tres electrones en su nivel de valencia, obteniendo de esta forma una unión PN. En un entorno de la zona límite entre ambos materiales ocurre lo siguiente: se encuentran muy cercanas por un lado el material de tipo N que posee numerosos electrones libres y átomos cargados positivamente en su estructura, por otra parte el material de tipo P posee numerosos huecos que están ávidos por electrones, de esta manera, los electrones libres que cruzan a la zona P son rápidamente captados por los huecos es así que en la frontera entre los dos tipos de materiales existe una zona con carga neta positiva en la zona N, debido a la pérdida de electrones hacia la zona P y esta última se encuentra cargada negativamente ya que los huecos han capturado electrones provenientes de la zona N. Este proceso continúa mientras que debido a la concentración de cargas se forma un campo eléctrico que se opone al movimiento de los electrones libres desde la zona N hasta la P llegándose a un equilibrio dinámico.

En la figura 2.5 se muestra esta situación, en el esquema solo se muestran los átomos de impurezas que tienen una carga neta y están sujetos a la estructura cristalina (círculos mayores) y los portadores libres (círculos pequeños). A la izquierda se encuentra el material tipo N con dopante de cinco electrones en su nivel de valencia, mostrándose únicamente los átomos con carga neta positiva porque han perdido un electrón, y los electrones libres. En el sector derecho se muestran los átomos que quedaron con carga neta negativa al captar un electrón adicional en su nivel de valencia y los huecos, en el sector

central, en las cercanías de la interfase PN, se encuentra una zona de baja densidad de portadores libres, y con carga eléctrica neta en cada sector. En el lado P esta zona tiene carga eléctrica negativa dada por los átomos que han incorporado un electrón adicional a su nivel de valencia. La zona N tiene carga neta positiva debido a que los átomos de impurezas con cinco electrones en su último nivel pierden un electrón que pasa a la banda de conducción y por lo tanto quedan cargados positivamente.

En la parte inferior del esquema se grafican distintas funciones como δd , δa , y δq , la primera y segunda corresponde a la densidad de átomos correspondiente a impurezas dadoras yceptoras de electrones en función de la posición, mientras que δq corresponde a la densidad de carga eléctrica y el último gráfico corresponde al potencial eléctrico.

En este dispositivo se pueden observar dos corrientes: la corriente directa, debida a los electrones libres que abandonan la región N hacia la P y los huecos que recorren el camino inverso. La corriente directa tiene el sentido convencional desde el lado P hacia el N (sentido que tendrían todos los portadores si fueran de carga positiva). A esta corriente directa se opone el potencial eléctrico que se muestra en la figura 2.5. Por otra parte se sabe que debido a la agitación térmica existen electrones y huecos que se forman intrínsecamente en los sectores P y N respectivamente. Estos portadores son impulsados por el potencial a realizar el camino inverso, es decir: los huecos generados intrínsecamente en la zona N son impulsados hacia la zona P, mientras que los electrones generados intrínsecamente en la zona P son impulsados hacia la zona N. A esta corriente debido fundamentalmente a los portadores intrínsecos se la llama corriente inversa y el sentido convencional (cargas positivas) es del sector N hacia el P.

De esta forma queda conformado un diodo. Se puede observar que si conectamos esta unión a una fuente de tensión externa como muestra la figura 2.6 el potencial de la fuente se opone al de la unión favoreciendo la corriente directa y si se invierte el sentido de la fuente de tal manera de que se suma el potencial de la fuente a la de la unión PN la corriente directa se ve impedida lográndose

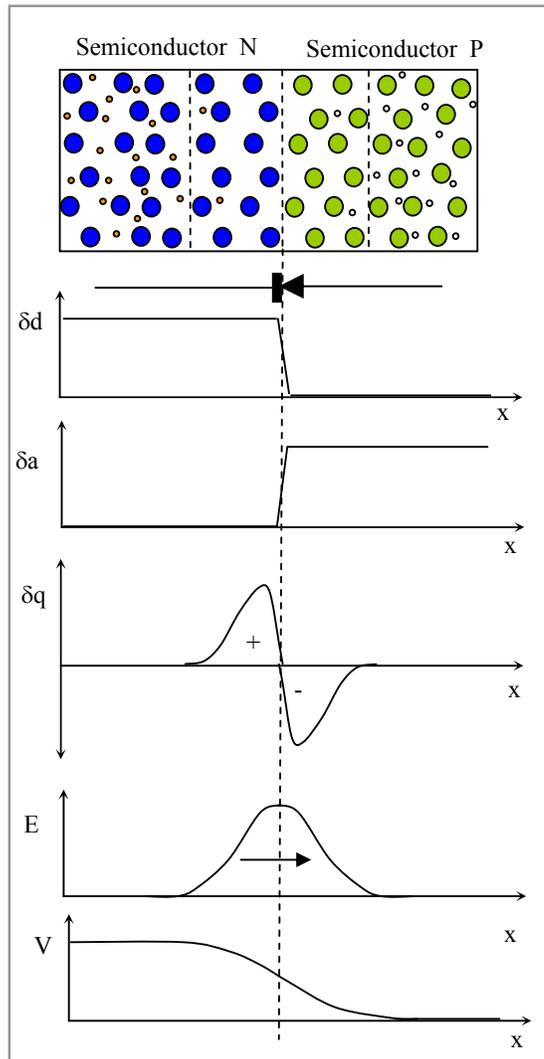


Figura 2.5: Representación esquemática de la unión PN y la distribución de distintas variables en función de la posición.

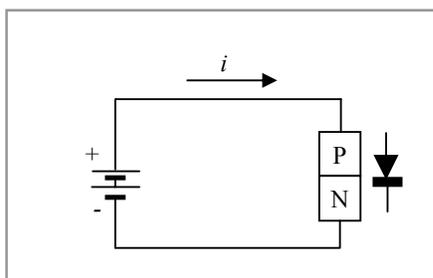


Figura 2.6: Representación de un circuito con un diodo de unión PN y su símbolo electrónico correspondiente.

solamente la ampliación de la zona sin portadores libres, y circulando solamente la pequeña corriente inversa. Debe notarse que la flecha que compone el símbolo del diodo coincide con la dirección convencional de la corriente que permite circular.

Cuando incide luz sobre una oblea de semiconductor con una unión PN, los fotones que ingresan al material con energía igual o superior a la del gap se absorben en el espesor del semiconductor generando pares electrón-hueco que se pueden mover como portadores libres y son impulsados por la diferencia de potencial del semiconductor generada por el campo eléctrico debido a la unión PN, la corriente que se produce de esta manera la llamamos corriente fotogenerada I_L . Por otra parte la corriente produce en la carga una diferencia de potencial, como se muestra en la figura 2.7. Esta diferencia de potencial favorece la recombinación de los pares electrón-hueco, fenómeno común a todos semiconductores aún en condiciones de oscuridad. Se puede modelar este efecto por una corriente que se produce en el sentido inverso a la corriente fotogenerada, generalmente llamada corriente de oscuridad o corriente del diodo por ser típica de estos dispositivos. De esta manera se puede modelar la celda fotovoltaica como la superposición lineal de dos efectos, por un lado una corriente fotogenerada, proporcional a la radiación incidente sobre la celda y por otro lado la corriente de oscuridad o corriente del diodo $I_D(V)$ que es proporcional a la tensión en los extremos de la celda. De esta forma se puede expresar la corriente de una celda fotovoltaica como:

$$I = I_L - I_D(V) \quad (2.2)$$

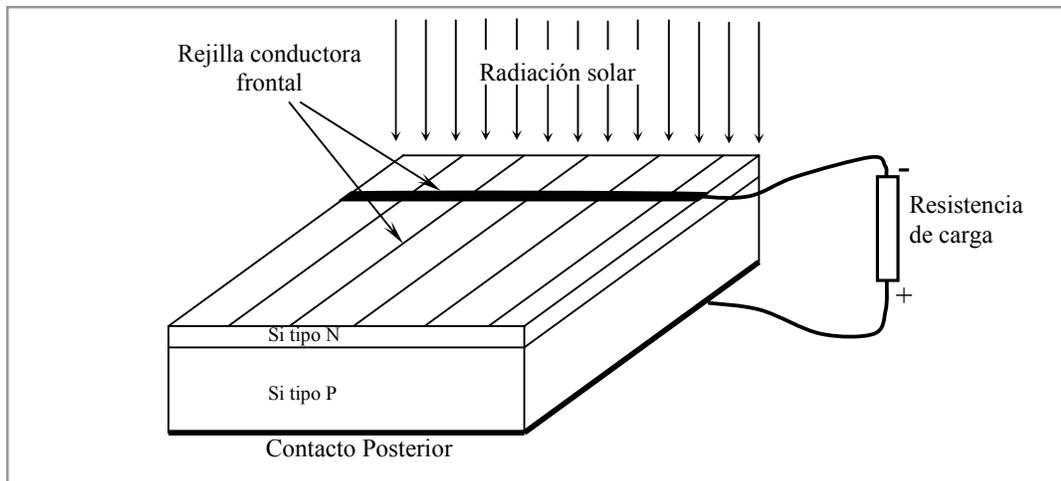


Figura 2.7: esquema de funcionamiento de una celda solar

2.1.4 La corriente Fotogenerada

No todos los fotones que inciden sobre la celda solar son absorbidos para generar un par electrón hueco, parte de los fotones se reflejan en la superficie de la celda ya sea en el cristal o en la grilla colectora de corriente (pérdidas por reflexión). Existen electrones con menor energía que E_g que pueden ser transmitidos o absorbidos por el material pero su absorción se ve reflejada en fenómenos de calentamiento térmico y no en la generación de un par e/h (pérdidas por no absorción). Por otra parte debida al valor finito del coeficiente de absorción y al espesor delgado de las obleas (W) parte de los fotones con energía superior a E_g atraviesan la oblea conformando las pérdidas por transmisión.

La corriente fotogenerada se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$I_L = eA_c \int_0^{\infty} Q_E(\lambda) E(\lambda) \frac{\lambda}{hc} d\lambda \quad (2.3)$$

Donde $Q_E(\lambda)$ es la eficiencia cuántica, definida para cada longitud de onda como el cociente entre los electrones libres generados y el número de fotones incidentes en una cierta longitud de onda. La magnitud c es la velocidad de la luz (2.99×10^8 m/s), λ la longitud de onda de la radiación [m] y h es la

constante de Planck (6.625×10^{-34} J.s). La energía de un cuanto se puede determinar como: $E_c = \frac{h c}{\lambda}$;

mientras que $E(\lambda)$ es la irradiancia espectral de la radiación incidente sobre la celda y el cociente $E(\lambda)/E_c$ es el número de fotones que incide por unidad de área, tiempo y longitud de onda. Se representa con e a la carga eléctrica del electrón y con A_c el área de la celda.

Otra variable que se suele determinar es la respuesta espectral absoluta $R_a(\lambda)$ relacionada con la eficiencia cuántica de la siguiente manera:

$$R_a(\lambda) = e Q_E(\lambda) \frac{\lambda}{h c} \quad (2.4)$$

$R_a(\lambda)$ representa la corriente generada por unidad de radiación por unidad de longitud de onda y por unidad de área de celda.

A los fines prácticos se cumple que la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual a la corriente fotogenerada por lo tanto esta última se puede determinar en forma sencilla.

2.1.5 Característica I-V de la celda fotovoltaica-Parámetros característicos

Supongamos un circuito sencillo con una celda fotovoltaica, con temperatura estabilizada, que pueda recibir distintos niveles de iluminación y se encuentra unida a una resistencia variable (figura 2.8).

Si colocamos la resistencia en el punto donde su valor sea cero estaremos midiendo la corriente de cortocircuito de la celda que como hemos visto coincide, con la fotogenerada. Si mantenemos la iluminación constante y comenzamos a aumentar la resistencia lentamente, veremos que la tensión aumenta sin notarse una disminución significativa de la corriente, hasta llegar a cierto nivel de tensión donde la corriente cae abruptamente, como se puede observar en la figura 2.9 (izquierda).

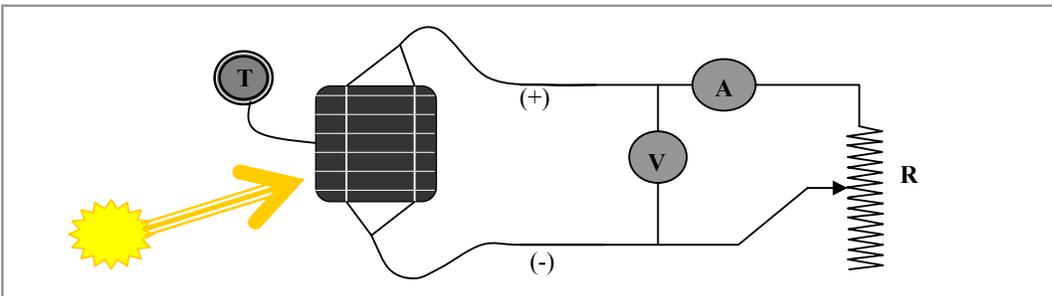


Figura 2.8: Esquema del circuito para obtener la curva I-V de una celda.

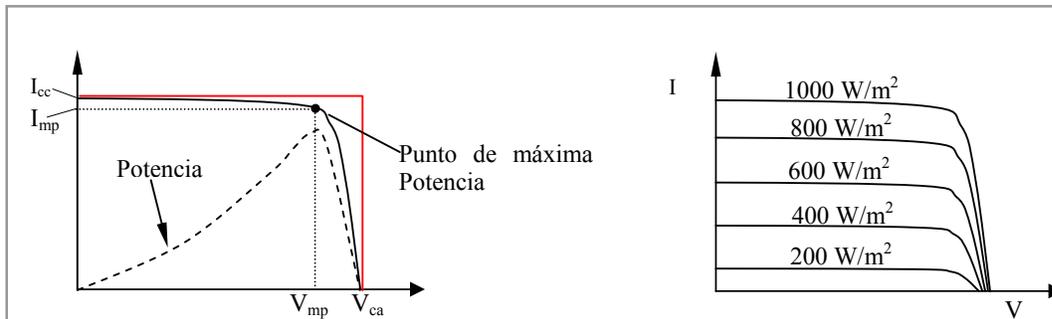


Figura 2.9: Característica I-V de una celda con temperatura e irradiancia constante (izquierda). Características I-V de una celda con temperatura constante y distintos niveles de irradiancia (derecha).

En la misma figura se muestra la potencia obtenida para cada tensión de funcionamiento, se muestran también los puntos fundamentales que constituyen parámetros de la celda. Esta curva depende del nivel de irradiancia de la celda como puede verse en la figura adyacente.

En la figura 2.10 se muestra como varía la característica I-V cuando se modifica la temperatura para una irradiancia constante. Se puede observar que a medida que aumenta la temperatura de la celda se incrementa la I_{cc} y disminuye la V_{ca} mientras que los valores de I y V asociados al punto de máxima potencia se comportan de tal manera que la potencia máxima decrece. El corrimiento de la característica de la celda debido a la variación de temperatura, se caracteriza por medio de tres parámetros: el coeficientes de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, el coeficientes de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura y el coeficientes de variación de la potencia máxima con la temperatura, respectivamente simbolizados por las letras griegas: α , β y γ , y definidos por medio de las siguientes expresiones:

$$\alpha = \frac{\partial I_{cc}}{\partial T} \quad ; \quad \beta = \frac{\partial V_{ca}}{\partial T} \quad ; \quad \gamma = \frac{\partial P_{max}}{\partial T}$$

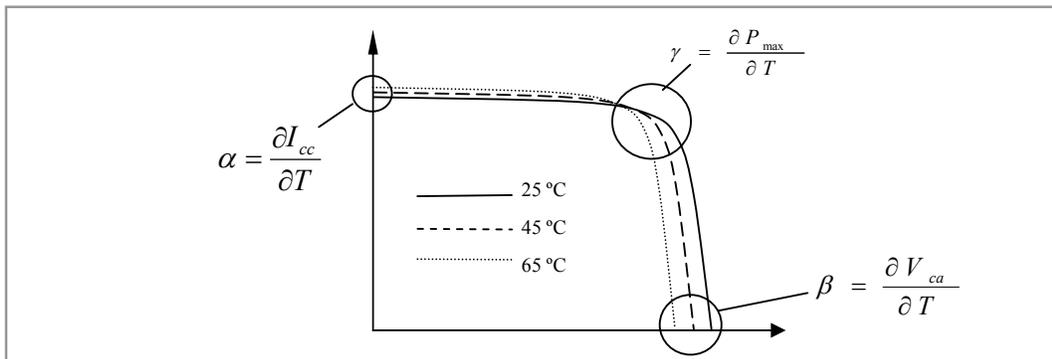


Figura 2.10: Característica I-V de una celda fotovoltaica al variar la temperatura manteniendo constante la irradiancia.

A continuación se analizan algunos de los parámetros fundamentales de las celdas solares:

- **Corriente de cortocircuito (I_{cc}):** es la corriente que nos provee la celda cuando sus contactos están cortocircuitados y es la máxima corriente que puede suministrar la celda. Como se ha dicho anteriormente la corriente de cortocircuito de una celda es en la practica igual a la corriente fotogenerada. Como se puede ver en las figuras 2.9 y 2.10, la I_{cc} para una celda determinada depende de la irradiancia y la temperatura de celda. Generalmente se proporciona la I_{cc} , al igual que otros parámetros, con las siguientes condiciones de ensayo normalizadas: irradiancia 1000 W/m^2 , temperatura de celda de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y masa de aire 1.5, esta última característica define la composición espectral de la radiación.
- **Tensión de circuito abierto (V_{ca}):** es la tensión entre los terminales de la celda cuando se encuentran desconectados y coincide con la máxima tensión que puede suministrar la celda. Como se puede observar en los gráficos de las figuras 2.9 y 2.10, Este parámetro esta influenciado levemente por la temperatura de celda y la irradiancia. Los valores de V_{ca} dependen fundamentalmente del material utilizado en la construcción de la celda, para el silicio es de aproximadamente 0.6 V y de 1 V para el arseniuro de galio.
- **Potencia máxima (P_{max}):** la potencia es el producto de la corriente por la tensión de la celda, se puede ver en el gráfico izquierdo de la figura 2.9 que cada punto de la característica I-V deja determinado un rectángulo cuya área representa la potencia entregada por la celda, de esta forma es fácil observar que el punto de máxima potencia es el que forme el rectángulo de mayor área, asimismo se observa que tanto para el caso de cortocircuito como circuito abierto la potencia es nula incrementándose a medida que nos acercamos al punto de máxima potencia. A la corriente y tensión del punto de máxima potencia se los denomina I_{pm} y V_{pm} respectivamente. Los módulos tienen características I-V de la misma forma que las celdas y solo difieren en un factor de escala por lo que se definen los mismos parámetros y es común, para el caso de módulos, denominar a la potencia máxima *potencia pico*, en especial cuando se trata de condiciones normalizadas.

- **Factor de llenado (FF):** también llamado factor de forma, se define como el cociente entre la potencia máxima y el producto de la corriente de cortocircuito por la tensión de circuito abierto. Gráficamente es el cociente entre las áreas de los rectángulos indicados en la figura 2.9 (izquierda).

$$FF = \frac{P_{\max}}{I_{cc} V_{ca}} \quad (2.5)$$

- **Eficiencia (η):** es el parámetro que expresa el comportamiento de la celda solar en forma más completa. Se define como:

$$\eta = \frac{P_{\max}}{A I} \quad (2.6)$$

Donde A es el área de la celda e I la Irradiancia sobre la misma. Generalmente este parámetro es determinado en condiciones normales y es muy utilizado en la etapa de investigación. Las celdas de silicio monocristalino pueden alcanzar eficiencias de 0.21 y superiores en la etapa de laboratorio, sin embargo en producción industrial es normal encontrar rendimientos entre 0.12 y 0.14. Por otra parte estimaciones teóricas para el mismo material indican que no se podría superar un rendimiento del 0.25

Los fabricantes son reacios a presentar la eficiencia en los catálogos por su valor relativamente bajo comparado con otros dispositivos, además no es un factor determinante en el diseño de las instalaciones terrestres, donde debido a una baja eficiencia, a lo sumo será necesario utilizar un generador de mayor área, en este caso el factor preponderante es el precio por unidad de Potencia máxima en condiciones normales es decir Pmax/Precio. En las aplicaciones espaciales el rendimiento es el factor crítico ya que los costos están altamente influenciados por el peso.

2.1.6 Modelo de celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica puede ser modelada según la ecuación 2.2 como una fuente de corriente dependiente de la irradiancia en paralelo con un diodo, sin embargo este modelo no se ajusta totalmente a la realidad. Para complementar este modelo se agrega una resistencia en paralelo (R_p) y otra en serie (R_s). La primera representa las fugas de corriente que se producen en pequeñas imperfecciones en la unión PN mientras que la resistencia en serie está representando la resistencia del propio semiconductor, la resistencia de contacto del semiconductor con la malla metálica y la resistencia de la propia malla.

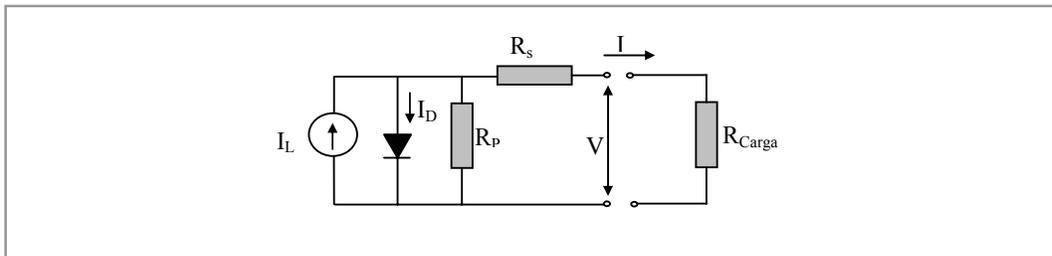


Figura 2.11: modelo circuital de celda fotovoltaica.

La ecuación que representa a este modelo es:

$$I = I_L - I_0(T) \left(e^{\left(\frac{e(V+R_s I)}{m k T} \right)} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.7)$$

Donde I_L depende de la radiación de la forma ya estudiada. Es de destacar que como los módulos fotovoltaicos son un conjunto de celdas dispuestas en conexión serie-paralelo y a su vez los generadores son un conjunto de módulos con el mismo tipo de conexión, ambos agrupamientos tienen características similares a las celdas y se pueden ajustar, con algunas consideraciones, al mismo modelo.

2.2 Módulos Fotovoltaicos

Con el propósito de acondicionar la potencia que nos brinda la celda fotovoltaica a los requerimientos de la carga y/o el acumulador de energía es imprescindible realizar agrupamientos serie/paralelo de celdas. Con tal propósito se comercializan agrupamientos de celdas denominadas módulos. Los módulos contienen las celdas eléctricamente conectadas en un encapsulado que le brinda rigidez mecánica, aislación eléctrica, protección ante factores ambientales, además de facilitar la manipulación y sujeción del módulo durante el ensamblaje del generador. Los módulos más difundidos son los que trabajan en sistemas con 6, 12 o 24 voltios de tensión nominal, algunos de ellos se adaptan a dos tensiones de acuerdo a la conexión que se realice en sus borneras.

Existen numerosos tipos de módulos y formas constructivas pero en general los modelos más difundidos están constituidos por una cubierta de vidrio de alta transmitancia (bajo contenido de hierro), un encapsulante transparente, aislante (generalmente etilvinilacetato EVA), que envuelve por delante y detrás a las celdas solares interconectadas, y la cubierta posterior que generalmente es de Tedlar, además se suele complementar con un vidrio posterior. Normalmente se recubren los bordes de este arreglo laminado con un marco de aluminio acoplado mecánicamente mediante encastres y adhesivo en base a silicona. La figura 2.12 muestra un detalle del corte transversal de este tipo de módulos.

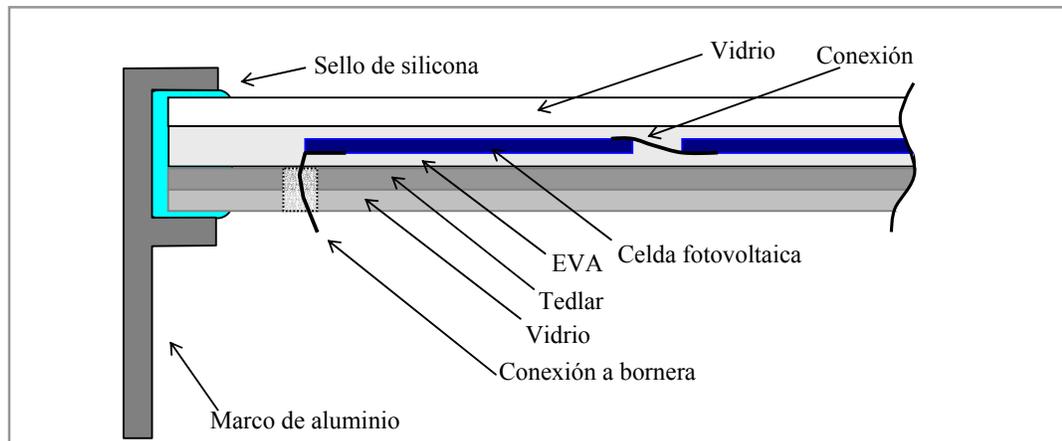


Figura 2.12: Detalle de la sección transversal de un módulo fotovoltaico.

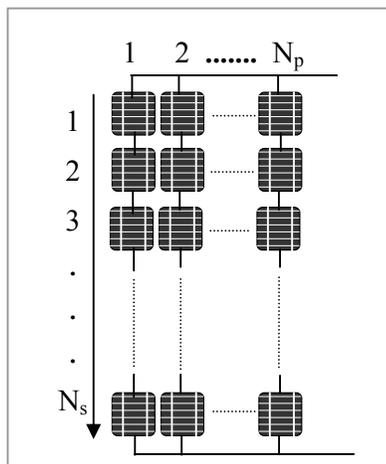


Figura 2.13: Esquema de conexión de celdas en un módulo fotovoltaico

Las celdas fotovoltaicas brindan una tensión del orden de las décimas de voltio, para llegar a obtener las tensiones a la que deben trabajar los módulos se deben conectar en serie hasta llegar al valor deseado. El valor de corriente que genera el módulo está definido por el tamaño de las celdas y la cantidad de ramas en paralelo que se conecten. Es decir, que si partimos de celdas *idénticas* (mas adelante se verán los problemas que se producen por conexión de celdas con cierto grado de dispersión en sus parámetros), para lograr un panel fotovoltaico, conectamos N_s celdas en serie hasta lograr la tensión deseada y luego conectamos N_p ramas idénticas en paralelo hasta lograr la corriente y potencia deseadas. Como se ha dicho anteriormente, se obtiene un arreglo serie-paralelo con característica I-V similar a la de una celda fotovoltaica salvo por los factores de las escalas utilizadas.

Se cumple las siguientes relaciones:

$$V_{\text{mod}} = V_c N_s$$

$$I_{\text{mod}} = I_c N_p$$

Donde N_s y N_p son el número de celdas en serie y el número de ramas en paralelo. Normalmente los paneles fotovoltaicos de silicio cristalino para tensión nominal de 12V están constituidos por ramas que van entre 33 a 36 celdas.

Los parámetros que se definen en los paneles fotovoltaicos son los mismos que se definen para la celda: Corriente de cortocircuito (I_{cc}), Tensión de circuito abierto (V_{ca}), Potencia máxima (P_{max}), Factor de llenado (FF) y Eficiencia (η). Además los catálogos de módulos suelen brindar tres parámetros adicionales que representan como varían con la temperatura de celda los tres parámetros fundamentales de la característica I-V.

$$\alpha = \frac{\partial I_{cc}}{\partial T} \quad , \quad \beta = \frac{\partial V_{ca}}{\partial T} \quad , \quad \gamma = \frac{\partial P_{\text{max}}}{\partial T}$$

Los valores típicos de estos parámetros para el silicio monocristalino son $\alpha=0.04\%$, $\beta=-0.37\%$ y $\gamma=-0.44$. Los parámetros mencionados se brindan bajo las condiciones Standard:

- Irradiancia 1000 W/m²
- Incidencia normal
- Temperatura de celda de 25 °C
- Distribución espectral AM 1.5 G

Estas condiciones están bastante alejadas de las que opera normalmente la celda, ya que cuando se tiene una irradiancia de 1000 W/m² generalmente las celdas están a una temperatura superior a los 20°C. Por esta razón se definen las condiciones nominales de operación (C.N.O.):

- Irradiancia 800 W/m²
- Velocidad del viento 1 m/s
- Temperatura ambiente 20 °C.

Con estas condiciones se obtiene mediante ensayo la Temperatura de Operación Nominal de Celda (T.O.N.C.) que es otro de los parámetros que nos brindan los catálogos.

2.2.1 Asociación de celdas en condiciones reales

La característica I-V de las celdas de un panel en condiciones reales no son idénticas, esto se debe fundamentalmente a dos factores. Una de las causas de esta situación es la dispersión de los parámetros de las celdas de una línea de producción. Este inconveniente se disminuye realizando ensayos de cada celda y selección de celdas en agrupamientos de igual características, luego los módulos se construyen sobre la base de un solo grupo de celdas. Con esto se acota el rango de dispersión en los parámetros de las celdas que componen un módulo. Sin embargo esto sirve solo para disminuir el efecto sin eliminarlo totalmente. El segundo factor es la irradiancia. Es posible que por alguna razón se produzca el sombreado total o parcial de ciertas celdas de un módulo, estas celdas sombreadas tendrán una característica I-V distinta que las que reciben toda la radiación. Por estas dos causas es importante estudiar el acoplamiento entre celdas con diferentes características I-V.

El caso de celdas funcionando en serie se ilustra en la figura 2.14. Se muestra la característica I-V para dos celdas fotovoltaicas no idénticas, si se conectan en serie, la corriente es la misma en ambas celdas, como se puede ver en la figura cuando la tensión es nula, corresponde a los bornes cortocircuitados la tensión en las celdas es de igual magnitud y distinto signo. De esta manera toda la energía eléctrica obtenida en la celda 1 se disipa en la celda 2 como se observa a través de la igualdad de los rectángulos sombreados. A medida que se incrementa la tensión del conjunto, la corriente sigue siendo la misma en ambas celdas, y el punto de trabajo de cada una se va desplazando hacia la derecha, la tensión obtenida es la suma de las tensiones de cada celda. Nótese que la celda 2 comienza a producir energía eléctrica cuando la corriente del arreglo es inferior a la corriente I_{cc} de esta celda. Cuando esto no se cumple, es decir cuando la corriente en el arreglo es superior a I_{cc} de la celda 2 la misma disipa energía

eléctrica en forma de calor. La característica que se obtiene esta representada en línea de puntos con trazo grueso, también se representa para comparar la característica I-V que se obtendría con dos celdas iguales a la celda 1.

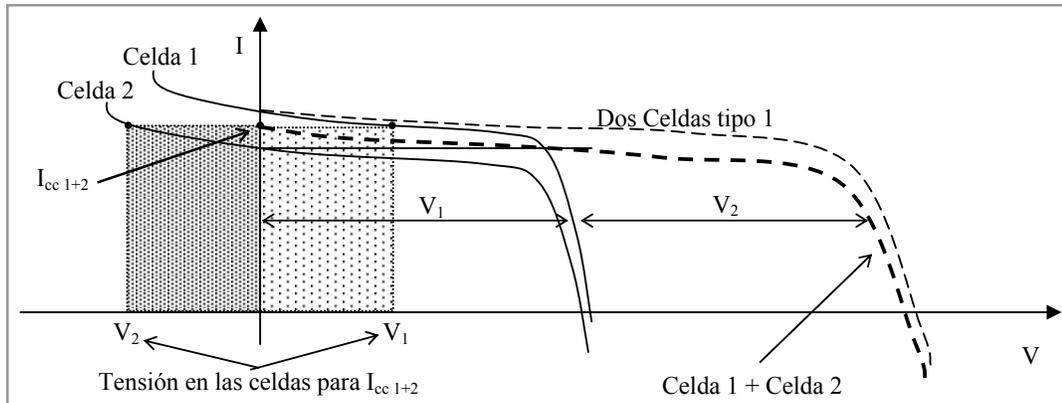


Figura 2.14: Características I-V de dos celdas conectadas en serie.

Cuando en un módulo se asocian celdas en serie se procura que las I_{cc} de las mismas tengan la menor dispersión posible para evitar este problema. No obstante cuando alguna celda del arreglo es irradiada con distinta intensidad que el resto, el inconveniente se presenta en su mayor grado, ya que la característica I-V de la celda fotovoltaica sombreada se desplaza notablemente hacia abajo, y es posible que disipe la totalidad de la potencia que generan el resto de las celdas que se encuentran en la misma rama. Este fenómeno se le da el nombre de *punto caliente* y se suele controlar colocando diodos en paralelo para brindar caminos alternativos a la corriente como se muestra en la figura 2.15. Estos diodos generalmente los colocan los fabricantes en la caja de conexiones del módulo entre bornes intermedios.

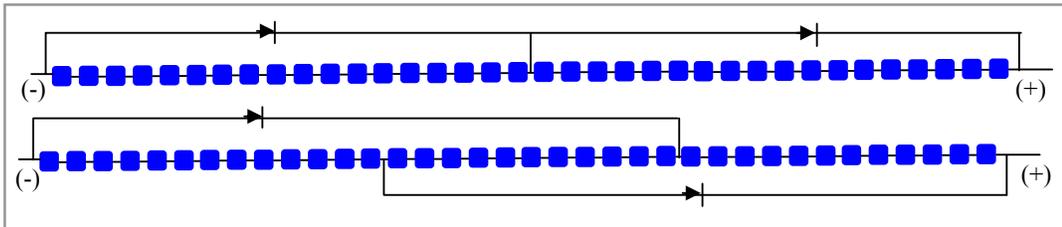


Figura 2.15: Representación esquemática de la colocación de diodos de paso para minimizar el efecto de punto caliente

En la figura 2.16 se analiza el comportamiento de dos celdas no idénticas conectadas en paralelo. Se puede observar que en este caso la celda de menor tensión es recorrida por una corriente en el sentido inverso transformándose en carga y disipando energía para valores altos de tensión. Esta situación se evita conectando en serie con cada rama un diodo de bloqueo que evita la corriente en sentido opuesto al de generación. Los diodos de bloqueo tienen dos funciones fundamentales la primera es evitar que se descargue la batería durante la noche y la segunda es evitar que las ramas dañadas o sombreadas se transformen en cargas para las demás.

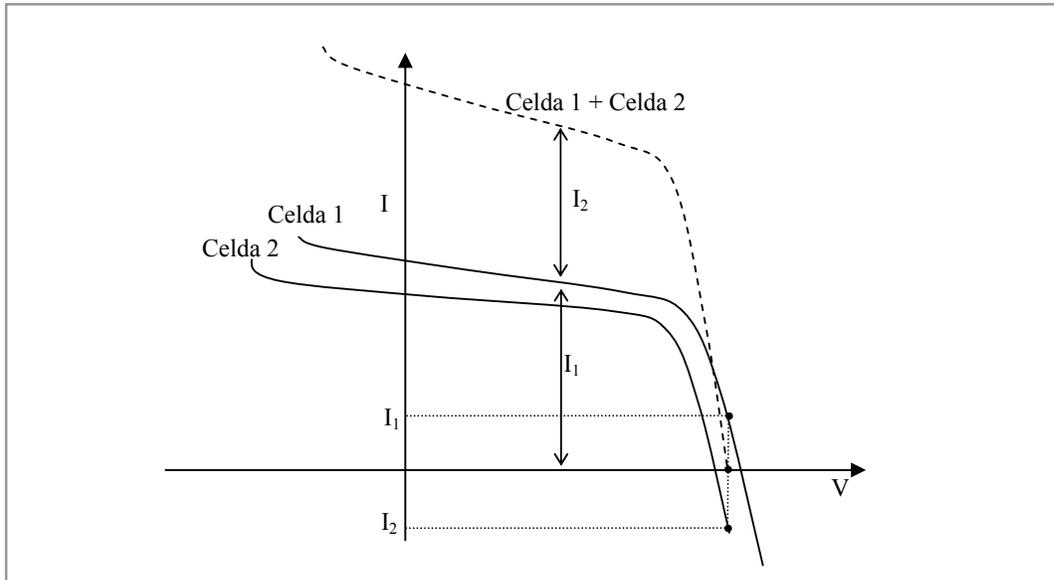


Figura 2.16: Características I-V de dos celdas conectadas en paralelo.

2.3 Clasificación de sistemas Fotovoltaicos

Existen numerosas clasificaciones de los sistemas de Energía Solar Fotovoltaica, según la prestación y utilización de la energía que generan. Esta modalidad de clasificación está íntimamente ligada a las consideraciones que se deben realizar durante el diseño. La más generalizada realiza una división en dos ramas: los sistemas aislados y los sistemas conectados a red. Se suele agregar un tercer grupo que contiene los sistemas híbridos en los que el sistema fotovoltaico se complementa con grupos diesel, energía eólica, biogas, etc. Los sistemas aislados, se clasifican de acuerdo a la carga que alimentan, se subdivide en sistemas para uso doméstico, telecomunicaciones, iluminación, seguridad, etc esta modalidad tiene cierta concordancia con los niveles de confiabilidad que se le requieren al sistema. Los sistemas para uso doméstico suelen clasificarse en comunitarios o individuales mientras que los individuales se pueden subdividir de acuerdo a la complejidad de la instalación, que normalmente está vinculada a la situación socioeconómica de sus ocupantes, o a la ocupación de la misma según sea de uso permanente, esporádico o temporal. En el cuadro 2.1 se muestra gráficamente esta clasificación.

2.4 Sistemas Autónomos de Energía Solar Fotovoltaica

Inicialmente, la tecnología fotovoltaica fue impulsada por la necesidad de alimentar con energía eléctrica los satélites y otros vehículos espaciales. Luego fue aplicada el abastecimiento eléctrico de viviendas y otros consumos en lugares aislados. Los sistemas autónomos pueden tener distinta configuración y tamaño según los requerimientos de la carga que se deba alimentar, no obstante, se procede a realizar una descripción general de los componentes de una instalación típica para uso doméstico que es la que en este momento tiene mayor difusión en el país.

El elemento característico de los sistemas fotovoltaicos es el generador, su función es transformar la energía en forma de radiación solar a energía eléctrica, generalmente está compuesto por uno o varios módulos conectados en arreglos serie y/o paralelo entregando corriente continua a tensiones de 12 o 24 V nominales, en sistemas domésticos. Para sistemas de mayor envergadura se suelen utilizar tensiones mayores.

Cuadro 2.1: Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.

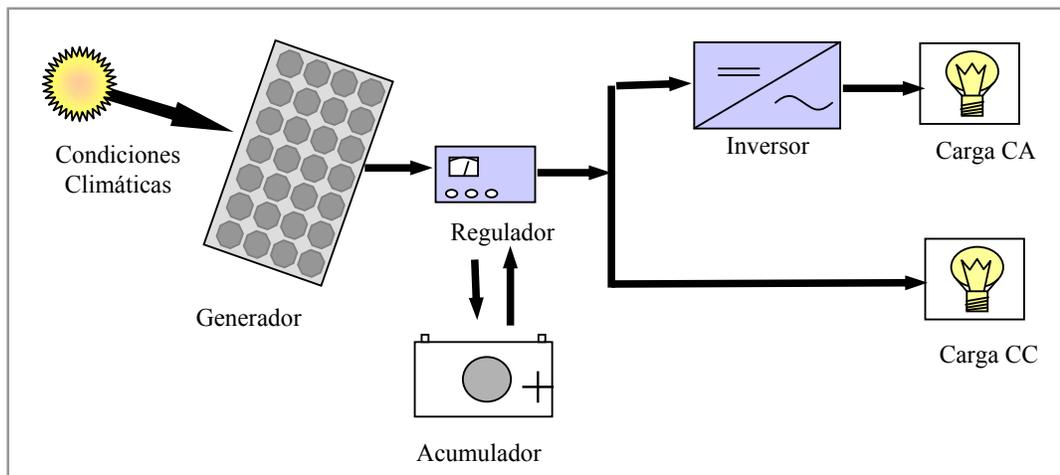
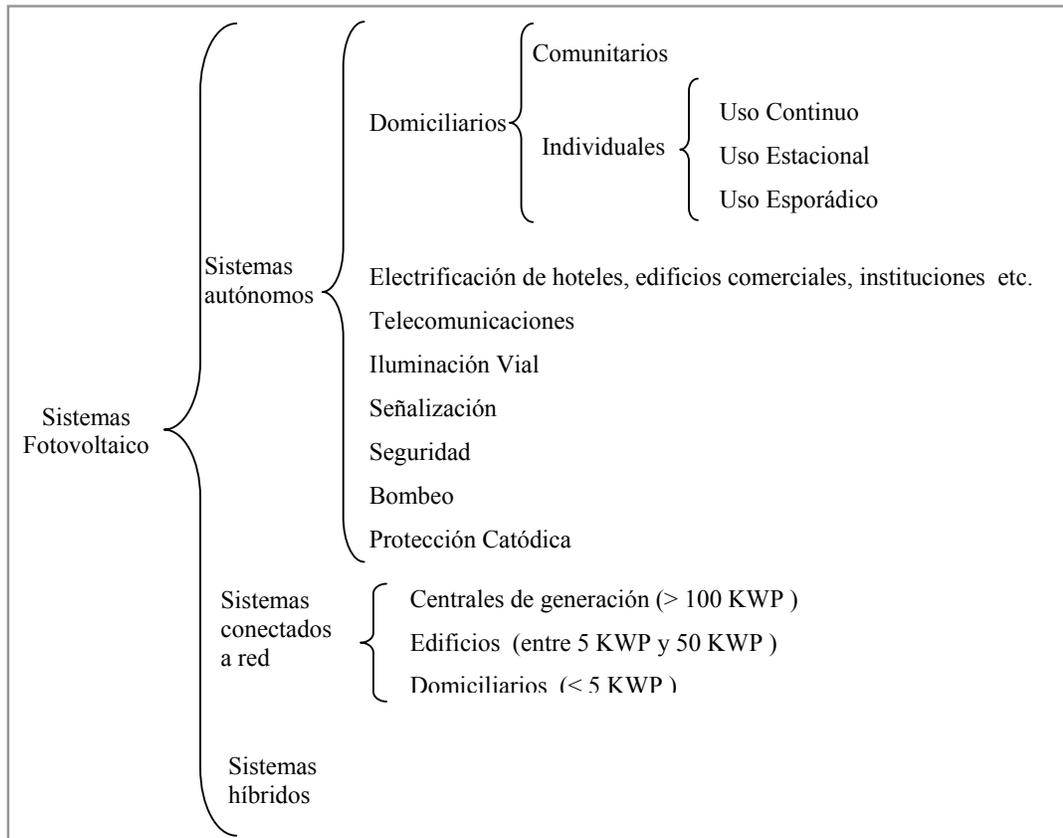


Figura 2.17: Esquema de sistema fotovoltaico autónomo.

Como en la mayoría de los casos la demanda de energía realizada con la por la carga no es simultanea a la generación es necesario disponer de un acumulador capaz de almacenar la energía en las horas de alta irradiancia para entregarla en el momento que lo exige la carga. Generalmente se utilizan acumuladores químicos como los de plomo-acido o níquel-cadmio. Se están realizando investigaciones para desarrollar nuevos sistemas de acumulación más eficientes.

El generador se conecta al regulador de carga. El regulador de carga tiene como función principal la protección del acumulador de energía ante sobrecargas o descargas excesivas. Existen dos

tipos básicos de regulador: serie y paralelo; y en la actualidad son dispositivos basados en la tecnología electrónica.

Si la carga es de corriente continua generalmente se conecta directamente al regulador, es este el caso de iluminación en 12 V o pequeños electrodomésticos que se fabrican para CC. En el caso que la carga deba alimentarse en corriente alterna debe disponerse de un conversor, también llamado inversor capaz de transformar la potencia de corriente continua a corriente alterna.

Para el diseño del sistema se comienza, realizando una caracterización de la carga, sus requerimientos en cuanto a: energía necesaria, tipo de corriente, interrupciones que acepta, distribución horaria, diaria y anual de la demanda, etc. En función de dichos requerimientos se selecciona el inversor, si es necesario, y luego teniendo en cuenta los datos disponibles sobre el recurso solar del lugar se procede a dimensionar el generador y el acumulador, por último se dimensiona el regulador de carga. Es común que la carga, también forme parte del proceso de diseño, el caso más frecuente es el de iluminación en las instalaciones domésticas, en este caso es necesario definir si se alimentarán las lámparas con corriente continua o alterna. La elección estará influenciada por factores que muchas veces están mas vinculados a la disponibilidad local y a la facilidad de mantenimiento que a la eficiencia energética del sistema.

A continuación se analizan las características fundamentales de los distintos componentes de los SFV autónomos, salvo las del generador fotovoltaico que fueron vistos al comenzar el capítulo.

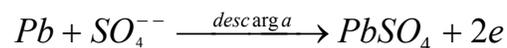
2.4.1 El Acumulador de energía

En la instalación fotovoltaica el acumulador cumple la función de almacenar la energía que produce el generador y suministrarla en el momento en que lo demande la carga. Como función adicional estabiliza la tensión del sistema con la ayuda del regulador de carga.

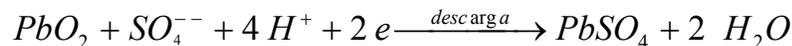
Si bien se están desarrollando investigaciones sobre distintos tipos de acumuladores, en la actualidad, en los sistemas fotovoltaicos autónomos, utilizan en su gran mayoría acumuladores de plomo-ácido, en especial los sistemas domésticos. Los acumuladores de plomo-ácido tipo tubulares con bajo contenido de antimonio y selenio son las recomendadas para los sistemas fotovoltaicos, sin embargo por razones de disponibilidad y precio se suelen usar acumuladores de arranque. Por esta razón se abordará este tema refiriéndonos casi exclusivamente a los acumuladores de plomo-ácido. Cuando este texto se refiera a otro tipo de acumuladores se lo indicará explícitamente.

Los acumuladores electrolíticos acumulan energía en forma de energía química mediante una reacciones químicas reversibles. En los acumuladores de plomo-ácido esta reacciones son:

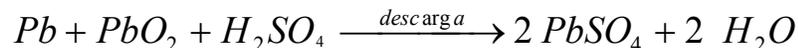
- En el electrodo negativo:



- En el electrodo positivo



- Siendo la reacción global



Durante la carga estas reacciones se producen en el sentido inverso.

Los parámetros fundamentales que definen un acumulador son:

- Tensión Nominal.
- Capacidad, normalmente esta expresada en amperios-hora.
- Número de ciclos de vida.

- Autodescarga.
- Mantenimiento.

La **tensión nominal** de trabajo de los sistemas fotovoltaicos domésticos suele ser de 12 o 24 voltios, en otras aplicaciones suelen encontrarse otras tensiones. Para lograr la tensión nominal se asocian las celdas elementales en serie. La tensión de la celda esta dada por los materiales de las placas , el electrolito, la temperatura, la corriente eléctrica y el estado de carga. En los acumuladores de plomo-ácido, a circuito abierto y completamente cargados, esta tensión es de 2.14 V por elemento, para una temperatura de 25 °C y la densidad de electrolito de 1.24 g/cm³. Se logran 12 V y 24 V de tensión nominal asociando 6 y 12 celdas en serie. Los fabricantes suelen suministrar las celdas individualmente o una asociación de celdas en un contenedor común, dependiendo fundamentalmente de la capacidad que se requiera.

La **capacidad** del acumulador es la cantidad de carga eléctrica que puede suministrar desde su estado de plena carga hasta llegar al estado totalmente descargado. La capacidad del acumulador se presenta en amperios-hora y depende de la velocidad con la que se produce la descarga (corriente eléctrica) la temperatura, y la tensión a la que se considera finalizada la descarga, por esta razón en los ensayos para determinar la capacidad se debe especificar todos estos parámetros. Los fabricantes generalmente presentan en sus catálogos la capacidad del acumulador en regímenes de descarga de 10, 20, 50, y 100 horas llamándolos como C10, C20, C50 y C100 respectivamente. Por ejemplo un acumulador con C20= 180 Ah significa que puede suministrar en forma continua durante 20 horas una corriente de 9 Amperios. La tensión de fin de descarga esta fijada por las normas de ensayo y generalmente se toma alrededor de 1,8 V por elemento para baterías de plomo-ácido.

En la figura 2.19 se muestra como varía la capacidad del acumulador para distintas corrientes de descarga y temperaturas. Los distintos puntos indicados corresponden a C5, C10, C20, C50 y C100. La capacidad máxima de un acumulador, que sería la obtenida con una corriente muy pequeña, se puede estimar aproximadamente como 1,3 veces la capacidad C10 y estaría representado por el punto de corte de las distintas curvas que parametrizan la temperatura con el eje vertical en el gráfico de la figura 2.19. Para los cálculos de capacidad en energía solar suelen adoptarse las capacidades C20, C50 o C100 de acuerdo a las características de la carga.

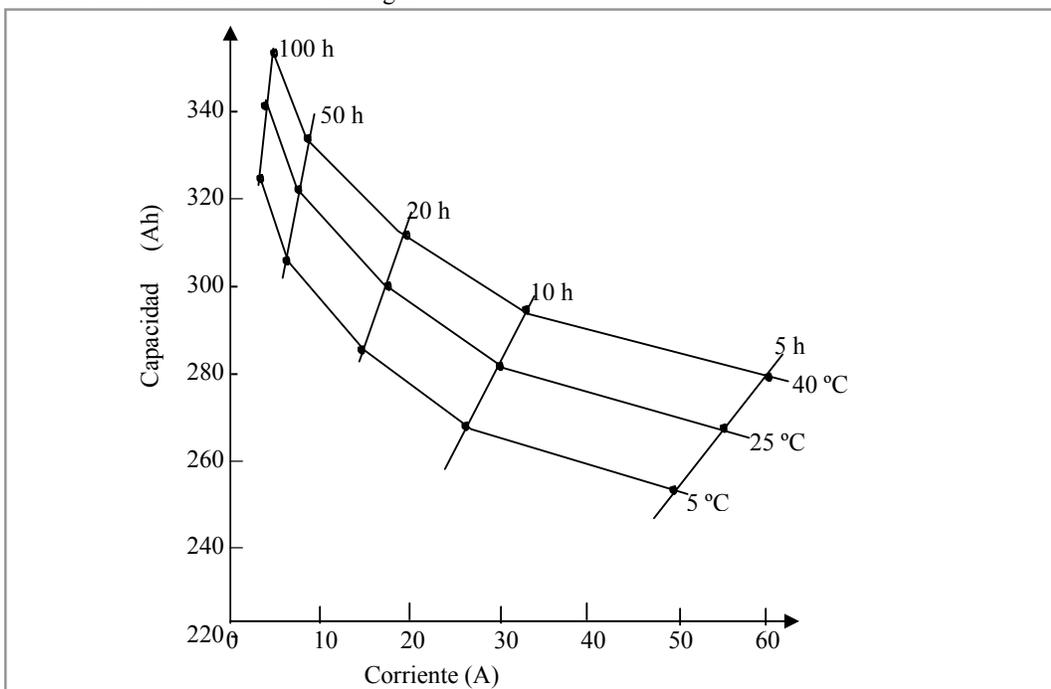


Figura 2.19: Variación típica de la capacidad del acumulador con la corriente de descarga.

El **número de ciclos de vida** es, como su nombre lo indica, el número de veces que el acumulador puede soportar una secuencia de carga-descarga, bajo determinadas condiciones, manteniendo su capacidad. Mientras mayor sea la profundidad de descarga alcanzada menor será el número de ciclos que soporte un acumulador. En la figura 2.20 se puede ver como se relaciona la profundidad de descarga con el número de ciclos que soporta un acumulador de plomo-ácido.

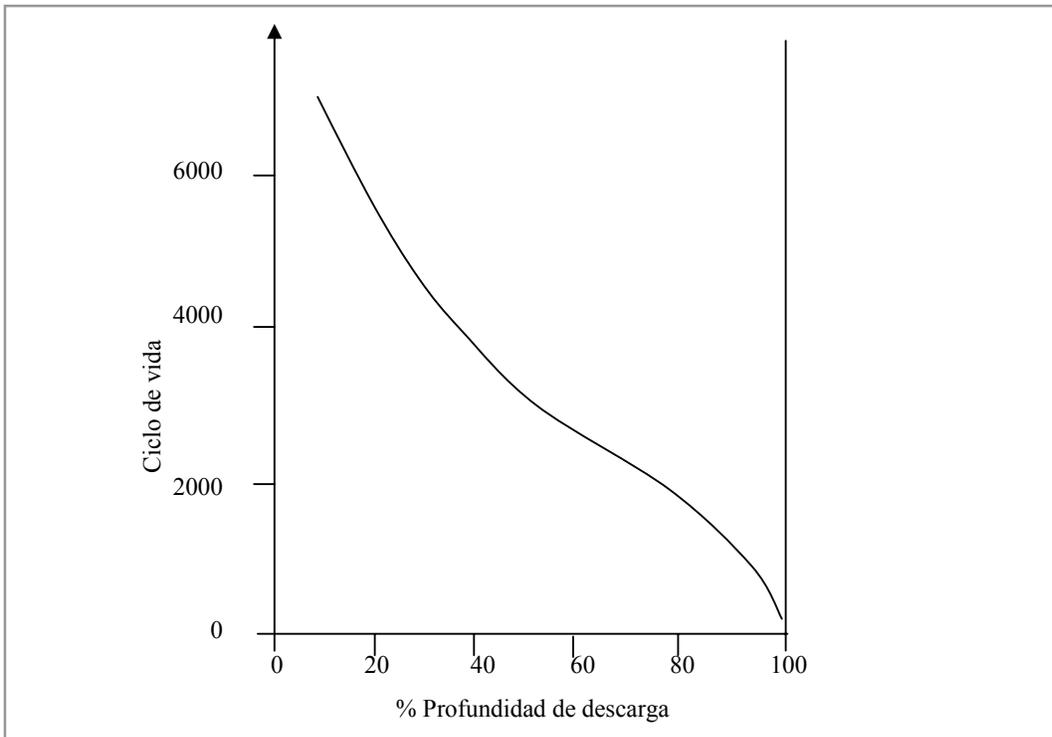


Figura 2.20: Variación del número de ciclos de vida con la profundidad de descarga de los mismos.

La **autodescarga** indica en que medida el acumulador pierde la carga sin alimentar consumo. Es normal que se presente como un porcentaje de la capacidad que pierde mensualmente. Mientras que el **mantenimiento** se refiere a la adición de agua destilada que requiere el acumulador en funcionamiento normal y es usual expresarlo en número de veces por año.

Las características de los ciclos que sufre una batería esta dado por la forma de carga y descarga de la misma. Durante una carga a corriente constante, partiendo del estado de descarga total, se producen tres etapas bien definidas (figura 2.21). Durante la primera etapa la tensión aumenta lentamente y la eficiencia de la carga es elevada, un tiempo antes de llegar a la finalización de la carga la tensión comienza a incrementarse rápidamente comienza la etapa de gaseo luego de un tiempo la tensión se estabiliza nuevamente y llegamos a la etapa de plena carga. En la etapa de gaseo la eficiencia de carga de la batería cae abruptamente y la mayor parte de la energía se utiliza para producir electrólisis del agua.

Durante la carga la densidad del electrolito aumenta linealmente con el estado de carga de la batería (a 15 °C la densidad relativa del electrolito en una batería descargada toma valores entre 1,120 y 1,155 mientras que en estado de plena carga oscila entre 1,210 y 1,245). De igual manera, la tensión a circuito abierto se incrementa en forma aproximadamente lineal, por ejemplo en las baterías de plomo-ácido, puede pasar de 11,50 V aproximadamente para carga nula a 12,70 V en carga plena.

Los problemas que más comúnmente se presentan en las baterías de los sistemas fotovoltaicos son la **estratificación del electrolito** y la **sulfatación**. La estratificación del electrolito es típica de las baterías estacionarias y consiste en un gradiente en la densidad del electrolito con los valores superiores de densidad en la parte inferior y en la parte superior los de menor densidad.

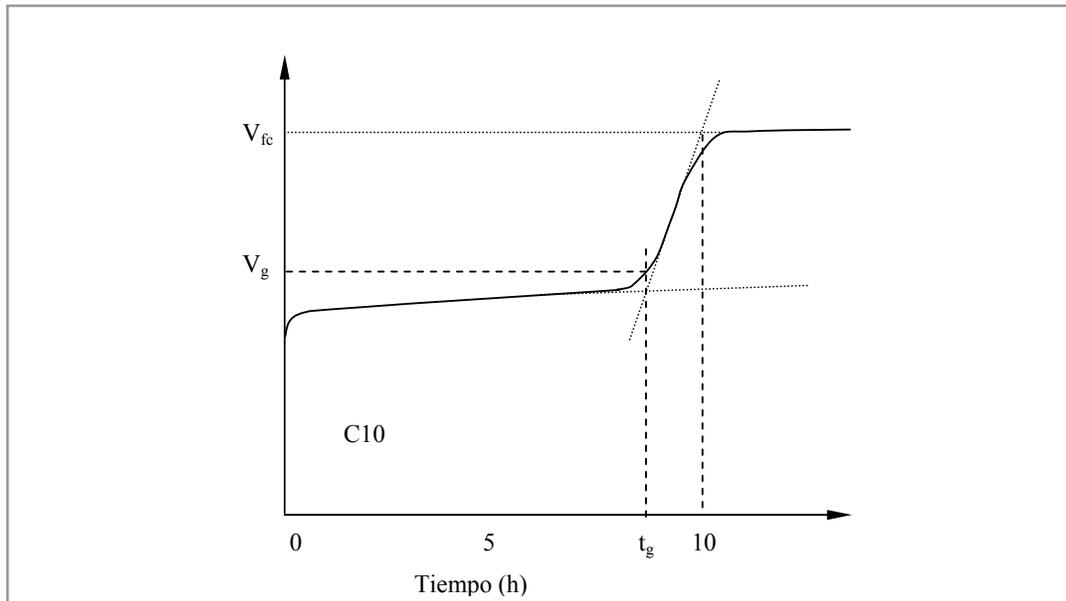


Figura 2.21: Variación de la tensión durante la carga en régimen C10.

La estratificación se produce principalmente durante la carga, causando que las partes superiores de las placas soporten mayor densidad de corriente que en las partes inferiores, por lo tanto se tiene un desgaste desigual de la placa. En las baterías que están mucho tiempo estratificadas puede presentarse la corrosión de la placa positiva.

Se puede evitar la estratificación agitando el electrolito por medios mecánicos, por burbujeo de aire comprimido o aplicando una sobrecarga hasta la etapa de gaseo. Durante la etapa de gaseo la reacción que se produce ya no es la característica del acumulador, la energía entregada se utiliza para realizar electrólisis del agua contenida en el electrolito, por esta razón a las baterías que usan este método anti-estratificación se les debe realizar mantenimiento más frecuentemente.

La sulfatación consiste en la formación de grandes cristales de sulfato de plomo sobre las placas formando costras, como consecuencia de mantener la batería en estados de alta profundidad de descarga durante tiempo prolongado. Los finos cristales de sulfato de plomo que se forman durante la descarga aumentan su tamaño cuando la batería se encuentra en reposo con baja carga, al intentar recargar la batería estos cristales presentan una alta resistencia al paso de la corriente.

Como se mencionó anteriormente, la vida de las baterías esta determinada por las características del ciclo de carga y descarga a la que está sometida. En los sistemas fotovoltaicos este ciclo esta determinado por el consumo, en especial el consumo nocturno, que marca la profundidad del ciclo diario. Por otra parte, las condiciones climáticas adversas como sucesión de días nublados, o de baja radiación, provocan otro tipo de ciclos de mayor profundidad superpuesto al ciclado diario, a este ciclo se lo suele llamar ciclo estacional. El nombre de estacional no debe confundirse con las estaciones del año, ya que puede darse en cualquiera de ellas, este ciclado esta más relacionado a la sucesión de días de baja radiación que se puede esperar, esto último está ligado a los fenómenos climáticos estacionales en forma indirecta. Lo expresado en este párrafo es bajo la consideración de carga diaria constante, no resultaría de esta forma si la carga es variable como por ejemplo una vivienda habitada únicamente durante el fin de semana.

En la figura 2.22 se muestra un ciclado típico de una batería en un sistema fotovoltaico con carga aproximadamente constante. Se puede observar que los primeros cinco días se tiene buena radiación y la batería trabaja entre plena carga y la profundidad de descarga diaria (PD_d), los cinco días siguientes la radiación es baja y no se alcanza ha recuperar el estado de carga del día anterior por lo tanto se llega a una profundidad de descarga creciente. Durante la quinta noche se llega a la profundidad de descarga estacional (PD_e). Los días siguientes son de buena radiación y la batería se recupera en cuatro días.

Cuanto mas profundos sean los ciclos de descarga menor es la vida de la batería, por esta razón es común fijar una profundidad de descarga máxima de la batería. Para evitar el deterioro prematuro de la batería, el regulador de carga suele tener un umbral de tensión por debajo del cual desconecta el acumulador, dejando al usuario sin servicio. Este umbral de tensión es función de la profundidad de descarga máxima admisible, de esta forma, de la capacidad de la batería solo se puede utilizar una fracción denominada capacidad disponible o utilizable (C_U).

$$C_U = C_b \cdot PD_{\max}$$

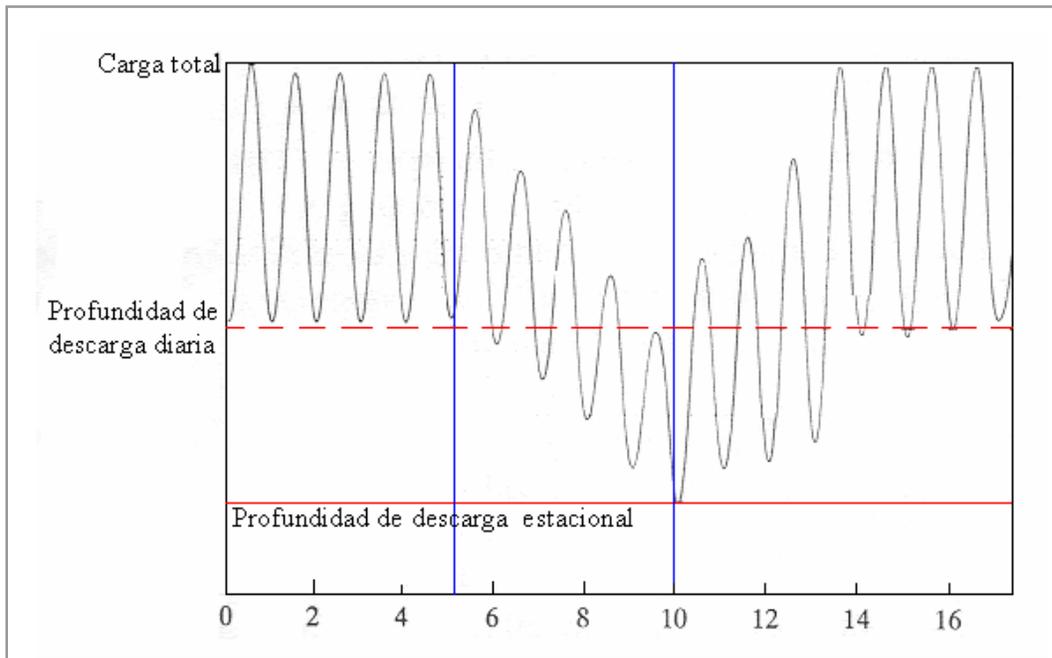


Figura 2.22: Esquema de ciclado en las baterías solares.

Para dimensionar la batería es preciso tener información sobre los requerimientos de continuidad de servicio de la carga y la probabilidad de la ocurrencia de días de baja radiación, sin embargo, es una practica usual calcular la batería suponiendo que debe alimentar la carga durante un número de días de autonomía (n_d) sin aporte de energía solar. Para sistemas domésticos es común utilizar valores de n_d entre cinco y ocho. De esta forma se puede calcular la capacidad de la batería como lo indica la siguiente expresión:

$$C_b = \frac{L \cdot n_d}{PD_{\max}}$$

En esta expresión L representa la carga total expresada en amperios-hora y PD_{\max} es la profundidad máxima de descarga que se admite en la batería para evitar su deterioro prematuro.

La profundidad de descarga diaria está determinada por el cociente entre la carga nocturna (L_n) expresada en amperios-hora y la capacidad de la batería (C_b)

$$PD_d = \frac{L_n}{C_b}$$

Mediante técnicas de simulación es posible comprobar que la solución que asegure una determinada calidad de energía en cuanto a continuidad del servicio, no es única. Se puede conseguir determinado nivel de calidad asociando distintos generadores con distintas baterías de tal forma que

mientras mayor sea el generador menor será el tamaño de la batería requerida. El problema que suele surgir con los sistemas donde la batería de acumuladores es grande en comparación con el panel es la estratificación y la sulfatación.

La estratificación se produce debido a que el generador es pequeño y por lo tanto es difícil que lleve a la batería la sobrecarga de gaseo. Por otra parte después de numerosos días de baja radiación se llega al estado de profundidad de descarga máxima, y para retornar a plena carga, debido al pequeño tamaño del generador se tarda mayor cantidad de días, esto alarga el número de días del ciclo estacional y por lo tanto el tiempo en que la batería se encuentra en estados de carga bajos, lo que promueve el fenómeno de sulfatación.

2.4.2 El Regulador de Carga

El regulador de carga es un dispositivo electrónico cuya función fundamental es proteger a las baterías ante las sobrecargas y las descargas excesivas para evitar su deterioro prematuro. Esta función básica suele estar complementada por numerosas funciones adicionales como evitar que se descargue la batería durante las horas de ausencia de radiación, proteger el sistema contra picos de tensión, brindar información al usuario sobre el estado de carga de la batería.

Como se ha visto anteriormente el modelado de la batería es bastante complejo, existiendo muchos parámetros que dependen del tipo de batería. Por lo tanto, un dispositivo que intente proteger la batería en forma completa, debe basarse en todos estos para definir su estrategia de actuación.

En la actualidad, los reguladores son dispositivos electrónicos. Los más comunes tienen dos funciones principales para proteger la batería: la desconexión del generador fotovoltaico ante una sobrecarga de batería y la desconexión del consumo ante una descarga excesiva de batería. La desconexión por alto nivel de carga de batería se suele implementar mediante un lazo de histéresis. La desconexión de los paneles se produce a un nivel de tensión determinado y luego, hasta que no disminuye la tensión de batería hasta un nivel inferior, la conexión de los paneles no se restituye. En forma similar, cuando el nivel de carga de la batería desciende por debajo de un cierto nivel, se produce la desconexión del consumo, que también tiene un lazo de histéresis asociado. En algunos casos se suele utilizar compensación de temperatura y/o corriente, es decir que los niveles de corte y reposición dependen de la temperatura de la batería y la corriente.

Otras funciones y características básicas que puede tener un regulador de carga, son las siguientes:

- Protección contra cortocircuitos.
- Protección contra sobrecarga.
- Protección contra polaridad invertida.
- Protección contra picos de tensión y descargas atmosféricas.
- Protección contra corriente invertida durante la noche.
- Protección contra altas temperaturas en la batería.
- Selección del tipo de batería
- Indicación del estado de carga de batería, mediante: leds, alarmas sonoras y/o display indicador del nivel de tensión.
- Desconexión secuencial de distintos dispositivos por bajo nivel de carga.
- Utilización de distintos métodos de carga.
- Almacenamiento de datos de tensiones y/o corrientes.
- Transmisión de datos en tiempo real a PC para monitoreo continuo.

En el mercado nacional existen numerosos tipos de reguladores de carga, desde algunos muy simples que ya vienen incorporado a los paneles fotovoltaicos, que únicamente tiene la función de

proteger la batería ante la sobrecarga, hasta otros con la mayoría de las funciones especificadas anteriormente basados en microcontroladores y apropiados para sistemas de mas envergadura.

2.4.3 Los Conversores CC/CC y CC/CA

Los conversores son dispositivos electrónicos que sirven para acondicionar la potencia generada a los requerimientos de la carga. Una determinada carga puede requerir alimentación corriente alterna o en corriente continua. En el primer caso, considerando que la potencia suministrada por el generador fotovoltaico y la batería es en forma de corriente continua, es un requisito indispensable convertir esta potencia de corriente continua a corriente alterna y simultáneamente adecuar el nivel de tensión.

En Argentina, la red domiciliaria suministra corriente alterna de 50 Hz con una tensión efectiva de 220 V, por lo tanto es muy común que la mayoría de los artefactos eléctricos que se comercializan tengan su ingreso de potencia con estos requerimientos. Para los dispositivos de corriente alterna será entonces imprescindible la utilización de conversores de corriente continua a corriente alterna (CC/CA) también llamados inversores.

Dentro de las características que se suelen ser importantes a la hora de seleccionar un determinado inversor se encuentran la forma de onda, el consumo de potencia a circuito abierto, la respuesta a sobrecargas, la regulación de la tensión de salida, el rendimiento a distintos niveles de carga y con diversos factores de potencia. Según la onda de tensión que generan los inversores se suelen clasificar en: inversores de onda cuadrada, inversores de onda cuasi senoidal e inversores de onda senoidal.

Por otra parte puede suceder que una carga de corriente continua necesite un nivel de tensión distinto al nivel de tensión suministrado por la batería. El acondicionamiento en el nivel de tensión para suministros de potencia en corriente continua se realiza mediante conversores de corriente continua a corriente continua (CC/CC).

En otro caso, puede suceder que la carga este conectada directamente al generador fotovoltaico. En esta situación, el punto de funcionamiento esta determinado por la intercepción entre las características I-V del generador y de la carga. Esto ocasiona que el generador funcione alejado del punto de máxima potencia y trae aparejadas las llamadas pérdidas de utilización. Para corregir este fenómeno se suele utilizar un conversor CC/CC llamado seguidor del punto de máxima potencia. Este dispositivo es capaz de hacer trabajar al generador en el punto de máxima potencia y acondicionar esta potencia generada de tal forma de entregarla a la carga con un rendimiento razonable.

2.4.4 La Carga Eléctrica

En la mayoría de los casos, los sistemas fotovoltaicos autónomos se diseñan en forma completa, es decir que se debe definir el sistema de generación y acumulación como el acondicionamiento y los dispositivos de carga. Esta situación es altamente beneficiosa ya que facilita la optimización del sistema en su conjunto. Es importante visualizar que mientras más eficientes energéticamente sean los dispositivos de la carga, menor será el tamaño del generador, el acumulador y el acondicionador de potencia. Por otra parte, a cada etapa de acondicionamiento de potencia tenemos asociado un rendimiento energético y por lo tanto pérdidas. Por esta razón, desde el punto de vista energético, en caso de disponer dispositivos eficientes en corriente continua y a la tensión nominal del sistema, es conveniente que utilicemos estos preferentemente. Sin embargo, teniendo en cuenta que generalmente estos sistemas se encuentran emplazados en lugares alejados de los centros urbanos, en este tipo de decisiones intervienen otros criterios como posibilidad de reposición y reparación.

2.5 Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica Conectados a la Red

Inicialmente la energía solar fotovoltaica se utilizó en la tecnología espacial para dotar de energía eléctrica a los satélites y otros vehículos, basándose en su gran confiabilidad, reducido peso y la disposición del recurso solar fuera de la atmósfera. Más tarde comenzaron las aplicaciones terrestres, los

sistemas fotovoltaicos resultaron competitivos para suministrar energía a pequeños consumos en los que se requería bajo mantenimiento y alta confiabilidad: se utilizan en viviendas aisladas, estaciones de telecomunicación, puestos sanitarios, estaciones de bombeo de agua, etc.

Ante el problema del calentamiento global debido principalmente a las emisiones de dióxido de carbono, producto de la utilización de combustibles fósiles, los organismos internacionales comienzan a auspiciar políticas para favorecer el uso de energías renovables. De esta forma, en numerosos países se implementan tarifas diferenciales para la energía generada de forma no contaminante. Se inicia así el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos conectados a red en forma masiva.

Los sistemas conectados a red se pueden clasificar en tres tipos según la potencia de los mismos:

- Pequeñas instalaciones, potencia pico instalada menor de 5 KWP, generalmente asociadas a viviendas unifamiliares;
- Instalaciones medianas, con potencia pico instalada superior a los 5 KWP e inferior a los 100 KWP, generalmente están relacionadas con edificios públicos, institucionales o viviendas múltiples;
- Instalaciones grandes, con potencia pico instalada superior a los 100 KWP, que generalmente constituyen una instalación realizada expresamente para suministrar energía a la red, y no esta asociada a ningún edificio en particular.

La principal diferencia entre los sistemas conectados a red de los autónomos es la ausencia del elemento acumulador de energía. En el caso de los sistemas conectados a red no hace falta un dispositivo capaz de almacenar energía, ya que ante un requerimiento de la carga que no pueda ser satisfecho por el generador se puede tomar energía de la red y por lo contrario, cuando exista un exceso en la generación puede ser inyectado a la misma. Normalmente la red que trabaja en corriente alterna y la carga eléctrica utilizada en las instalaciones tiene los parámetros de entrada adecuados a la misma. Por otra parte, el campo fotovoltaico genera en corriente continua, por esta razón es necesario la utilización de un inversor para acondicionar la potencia que genera el campo y suministrarla a la carga o inyectarla en la red cumpliendo los requisitos de calidad impuestos. Además de esta función principal, el inversor suele incluir las protecciones eléctricas, y de información del sistema.

A diferencia de los inversores de sistemas autónomos, que deben funcionar como fuente de tensión, los inversores conectados a red deben funcionar como una fuente de corriente. Los inversores se clasifican en dos tipos según su forma de conmutación: autoconmutados y conmutados por red. Los autoconmutados pueden funcionar como una fuente de tensión o corriente, por esta razón pueden ser utilizados tanto en sistemas autónomos o conectados a red. Por otra parte los conmutados por red se comportan únicamente como fuentes de corriente.

Las características del inversor están determinadas por las especificaciones de las empresas y los entes reguladores del mercado, y están relacionadas principalmente con la seguridad de los usuarios y el personal que opera la red y la calidad del servicio eléctrico.

En cuanto a la seguridad, generalmente se exige que existan aislación galvánica entre la red y el campo fotovoltaico, y protecciones capaces de interrumpir corrientes de fallo en continua. En la mayoría de los casos, la lógica del inversor, incluye dispositivos capaces de detectar como anomalías en el funcionamiento a:

- Falta de tierra en continua;
- Anormalidades en la red tanto en tensión como en frecuencia;
- Pérdidas en una fase;
- Sobrecalentamiento de la etapa de potencia del inversor.

Generalmente el inversor se encuentra protegido tanto del lado de corriente continua como de alterna mediante varistores que limitan la tensión. Además, existen dispositivos encargados de separar al sistema de la red en caso de producirse pérdida de sincronismo, caída o suba de tensión en una o mas fases de la red.

En cuanto a la calidad del servicio, los aspectos fundamentales son el factor de potencia y la forma de onda. Es usual que se exija que el factor de potencia del inversor sea cercano a uno para evitar

los problemas que se producen en la red cuando se trabaja con factores de potencia bajos. En cuanto a la forma de onda de corriente, generalmente se acepta una distorsión de armónicos total (THD) del 5 % y una distorsión armónica simple (SHD) del 3 %.

2.6 Bibliografía

- Ciemat (1995). Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. Serie de Ponencias. 10.5-10.45 . Editorial Ciemat.*
- Duffie & Beckman (1991). Solar Engineering of Thermal Proces, 2^{da} edicion,. Wiley Interscience, New York.*
- Fullea García J. (1994). Acumuladores Electroquímicos. McGraw-Hill/Interamericana de España, Madrid.*
- Green M. (1982) SOLAR CELLS: Operating Principles, Technology and System Applications, Prentice-Hall New Jersey.*
- Lillo, I. (2001) Procedimiento de conexión para inyectar energía a la red eléctrica convencional desde una instalación fotovoltaica. Era solar. Num. 102.*
- Lorenzo E. (1994). Electricidad Solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. PROGENSEA Sevilla.*
- Mc. Carthy, S., Wrixon, G. and Hill, M. (1988) Battery Management and control in PV system. Eight E.C. Photovoltaic Solar Energy conference. Florence, Italy.*

Capítulo 3:

Normas Técnicas de Energía Solar Fotovoltaica

Resumen:

Las normas constituyen la documentación central que rigen las actividades y procedimientos que se realizan en un laboratorio de ensayos. En este capítulo se presentan el estado actual de las distintas normas sobre energía solar fotovoltaica en los niveles internacional y nacional analizando en particular las correspondientes a ensayos de módulos y sistemas. En especial se estudia la normativa en el ámbito nacional que está desarrollada principalmente en torno a los distintos ensayos que se practican sobre los módulos para asegurar su calidad.

Contenido

- 3.1. Organismos Normativos.
- 3.2. Normas IEC de Energía Solar Fotovoltaica.
- 3.3. Normas IRAM de Energía Solar.
- 3.4. Normas IRAM sobre Ensayos de Energía Solar Fotovoltaica.
- 3.5. Bibliografía.

3.1 Organismos Normativos

En la actualidad, nadie discute la importancia de las normas en la actividad humana, desde los principios básicos del ajuste entre tuerca y tornillo hasta el desarrollo de las normas de calidad. A nivel internacional las organizaciones más importantes abocadas a confeccionar y gestionar normas son:

- IEC – International Electrotechnical Commission.
- ISO – International Organization for Standardization.
- ITU – International Telecommunication Union.

Por otra parte, en cada país existe uno o varios organismos de normalización, que generalmente participan de los organismos internacionales. A modo de ejemplo podemos citar a IRAM (Instituto Argentino de Normalización), DIN/DGWK (Alemania), ASTM (American Society for Testing and Materials), AENOR (España), SAA (Australia).

De igual forma los países que conforman un mercado común suelen constituir organismos encargados de consensuar normas técnicas sobre los productos que intercambian:

- CMN – Comité Mercosur de Normalización.
- COPANT – Comisión Panamericana de Normas Técnicas.
- CEN – Comité Europeo de Normalización.

En lo que respecta a Argentina, el 2 de mayo de 1935 se celebró la Asamblea Constitutiva del Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM). En 1938, a través del Decreto 13573, el Estado Nacional reconoce al IRAM como organismo centralizador para mantener la uniformidad de criterios técnicos y científicos en el estudio de normas. En ese mismo año IRAM se asocia a la International Standards Association (ISA) que en ese momento era la entidad internacional de normalización,

En la constitución del IRAM se tomaron como principales referentes a los organismos de normalización de Alemania (DIN, Deutsches Institut Für Normung), de Gran Bretaña (BSI, British Standards Institution) y de Francia (AFNOR, Association Française de Normalisation). Se conformó como una asociación civil sin fines de lucro, de carácter privado, incorporando todos los sectores: intereses generales, producción y consumo; manteniendo amplias conexiones con el estado, pero conservando su independencia.

De esta manera, el IRAM se constituyó como el primer organismo de normalización que se fundó en toda Latinoamérica, el tercero de América, después de la American Standards Association de los EEUU, fundada en 1928 y de la Canadian Engineering Standards Association, fundada en 1931, y en el vigésimo quinto organismo del mundo.

3.2 Normas IEC de Energía Solar Fotovoltaica

La International Electrotechnical Commission (IEC) es el organismo internacional que se encarga de la estandarización en energía solar fotovoltaica. Las tareas de la IEC se estructuran mediante comités técnicos (Technical Committee - TC) abocados al tratamiento de las normas sobre temas específicos. El TC82 está dedicado a Sistemas de conversión fotovoltaica. Las tareas de normalización del TC82 se coordinan con otros TC como el TC47 - Dispositivos semiconductores y el TC21 – Baterías y celdas secundarias.

Las actividades dentro de los comités técnicos se organizan en distintos grupos de trabajo (Working Group - WG) que se encargan de la elaboración primaria de los documentos que luego se convertirán en normas.

Los WG que actualmente están desarrollando actividades son:

- WG 1 – Nomenclatura,
- WG 2 – Módulos – No concentradores,
- WG 3 – Sistemas,
- WG 4 – Sistemas de almacenamiento de energía,
- WG 5 – Calidad y Certificación (Disuelto),
- WG 6 – Otros componentes del sistema FV,
- WG 7 – Módulos concentradores.

A continuación se presenta un listado con la totalidad de las normas aprobadas por el comité técnico 82 de IEC a Enero de 2004. Algunas de las mismas están relacionadas con el comportamiento de las celdas y módulos fotovoltaicos, otras establecen el proceso de medición y comprobación de dicho comportamiento. Es de destacar que se encuentran en proceso de discusión una veintena de normas lo que expresa claramente el esfuerzo existente para mejorar el marco normativo de esta actividad en pleno desarrollo.

Tabla 3.1: Listado de normas IEC sobre energía solar fotovoltaica (Enero del 2004)

Norma	Título
IEC 60891 (1987-04)	Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices
IEC 60891-am1 (1992-06)	Amendment 1 - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices
IEC 60904-1 (1987-12)	Photovoltaic devices. Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics
IEC 60904-2 (1989-05)	Photovoltaic devices. Part 2: Requirements for reference solar cells
IEC 60904-2-am1 (1998-02)	Amendment 1 - Photovoltaic devices. Part 2: Requirements for reference solar cells
IEC 60904-3 (1989-02)	Photovoltaic devices. Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data
IEC 60904-5 (1993-10)	Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method
IEC 60904-6 (1994-09)	Photovoltaic devices - Part 6: Requirements for reference solar modules
IEC 60904-6-am1 (1998-02)	Amendment 1 - Photovoltaic devices - Part 6: Requirements for reference solar modules
IEC 60904-7 (1998-03)	Photovoltaic devices - Part 7: Computation of spectral mismatch error introduced in the testing of a photovoltaic device

Norma	Título
IEC 60904-8 (1998-02)	Photovoltaic devices - Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device.
IEC 60904-9 (1995-09)	Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements
IEC 60904-10 (1998-02)	Photovoltaic devices - Part 10: Methods of linearity measurement
IEC 61173 (1992-09)	Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems - Guide
IEC 61194 (1992-12)	Characteristic parameters of stand-alone photovoltaic (PV) systems
IEC 61215 (1993-04)	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
IEC 61277 (1995-03)	Terrestrial photovoltaic (PV) power generating systems - General and guide
IEC 61345 (1998-02)	UV test for photovoltaic (PV) modules
IEC 61646 (1996-11)	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval
IEC 61683 (1999-11)	Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency
IEC 61701 (1995-03)	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules
IEC 61702 (1995-03)	Rating of direct coupled photovoltaic (PV) pumping systems
IEC 61721 (1995-03)	Susceptibility of a photovoltaic (PV) module to accidental impact damage (resistance to impact test)
IEC 61724 (1998-11)	Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis
IEC 61725 (1997-05)	Analytical expression for daily solar profiles
IEC 61727 (1995-06)	Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface
IEC 61829 (1995-03)	Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics

Norma	Título
IEC/TR2 61836 (1997-10)	Solar photovoltaic energy systems - Terms and symbols
IEC/TS 62257-1 (2003-08)	Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 1: General introduction to rural electrification
IEC/PAS 62111 (1999-07)	Specifications for the use of renewable energies in rural decentralised electrification

3.3 Normas IRAM de Energía Solar

Como se dijo anteriormente, en el ámbito nacional, el organismo encargado de la normativa es el Instituto Argentino de Normalización (IRAM) que por abarcar la totalidad de los rubros, tiene un subcomité destinado a la creación de normas sobre energía solar, tanto de sistemas térmicos como fotovoltaicos. En esto se diferencia de lo que sucede en el ámbito internacional ya que el TC82 de IEC únicamente se ocupa los sistemas y dispositivos fotovoltaicos.

Las primeras normas sobre Energía Solar editadas por IRAM fueron del año 1983, pero se referían principalmente a aspectos generales y a dispositivos basados en la conversión térmica de la energía solar. En 1994 se editó la primera norma específica para sistemas fotovoltaicos referida al método de dimensionamiento. A partir de 1997 hasta mediados del 2002 IRAM se abocó a la producción de las normas destinadas a la calificación de módulos, tomando como base las normas IEC, y adaptándolas a la realidad Argentina.

A continuación se presenta una tabla con las normas editadas por IRAM hasta Enero de 2004. En ese momento se encontraba en tratamiento un código de práctica para las instalaciones fotovoltaicas domiciliarias.

Tabla 3.1: Listado de normas IRAM sobre energía solar (a Enero de 2004)

Norma	Título	Páginas	Edición
IRAM 210001-1	COLECTORES SOLARES. Definiciones	20 p.	1985
IRAM 210001-2	COLECTORES SOLARES. Clasificación y designación de colectores solares para conversión fotoeléctrica	7 p.	1985
IRAM 210002	COLECTORES SOLARES. Métodos de ensayo para determinar el rendimiento térmico	66 p.	1983
IRAM 210003	ACUMULADORES TERMICOS. Métodos de determinación del rendimiento térmico	24 p.	1984
IRAM 210005	CODIGO DE PRACTICA PARA LA INSTALACION Y FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS DE CALENTAMIENTO DE AGUA QUE OPERAN CON ENERGIA SOLAR	141 p.	1988
IRAM 210006	COLECTORES SOLARES. Bases técnicas de compra	14 p.	1984
IRAM 210007-1	COLECTORES SOLARES. Método de ensayo de la exposición a condiciones ambientales exteriores simuladas de modo no operacional	14 p.	1985
IRAM 210007-2	COLECTORES SOLARES. Método de ensayo de simulación de condiciones aceleradas de vida. Resistencia a las heladas	15 p.	1990

Norma	Título	Páginas	Edición
IRAM 210008-1	CUBIERTAS PARA COLECTORES SOLARES. Evaluación de los materiales	19 p.	1987
IRAM 210008-2	CUBIERTAS PARA COLECTORES SOLARES. Método de ensayo de exposición de los materiales a la intemperie bajo condiciones simuladas del modo operacional	15 p.	1989
IRAM 210008-3	CUBIERTAS PARA COLECTORES SOLARES	31 p.	1990
IRAM 210008-4	CUBIERTAS PARA COLECTORES SOLARES. Limpieza superficial de la cubierta o sus materiales	6 p.	1988
IRAM 210008-5	CUBIERTAS PARA COLECTORES SOLARES. Métodos para la determinación del factor de transmisión solar y del factor de reflexión de materiales en láminas	17 p.	1991
IRAM 210009	COLECTORES SOLARES. Método para determinar la resistencia al granizo de las cubiertas	5 p.	1990
IRAM 210012	SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS. METODOS DE DIMENSIONAMIENTO SIMPLIFICADO	36 p.	1994
IRAM 210013-1	Paneles fotovoltaicos. Inspección visual.	10 p.	1995
IRAM 210013-2	Módulos fotovoltaicos. Características eléctricas en condiciones normalizadas. Photovoltaic modules. Method for determining current-voltage characteristics.	26 p.	1998
IRAM 210013-3	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Aislación eléctrica.	8 p.	1997
IRAM 210013-4	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de robustez de los terminales. Solar Energy. Photovoltaic modules. Robustness of terminations test	8 p.	1998
IRAM 210013-5	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de torsión. Solar energy. Photovoltaic modules. Twist test	12 p.	1998
IRAM 210013-6	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de carga mecánica. Solar energy. Photovoltaic modules. Mechanical load test.	8 p.	1998
IRAM 210013-7	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV). Solar energy. Photovoltaic modules. Ultraviolet exposure.	10 p.	1999
IRAM 210013-8	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de resistencia al impacto de granizo. Solar energy. Photovoltaic modules. Hail resistance test.	12 p.	1999
IRAM 210013-9	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de ciclado térmico. Solar energy. Photovoltaic modules. Thermal cycling.	9 p.	1999
IRAM 210013-10	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de congelamiento húmedo. Solar energy - Photovoltaic modules - Humidity freeze.	9 p.	1999

Norma	Título	Páginas	Edición
IRAM 210013-11	Energía Solar. Métodos fotovoltaicos. Ensayo de calentamiento húmedo. Solar energy – Photovoltaic modules - Damp heat.	8 p.	1999
IRAM 210013-12	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Métodos normalizados para la medición de la respuesta espectral de celdas fotovoltaicas. Solar energy – Photovoltaic modules. Standard methods for the measuring spectral response of photovoltaic cells.	13 p.	2001
IRAM 210013-13	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de niebla salina. Solar energy – Photovoltaic modules. Salt mist corrosion testing.	8 p.	2001
IRAM 210013-14	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT).	16 p	2002
IRAM 210013-15	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento en NOCT (temperatura nominal de operación de celda).	8 p	2002
IRAM 210013-16	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento frente al efecto punto caliente.	16 p	2003
IRAM 210013-17	Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Calificación de diseño y aprobación de tipo de módulos.	8	2003

3.4 Análisis de las Normas IRAM sobre Ensayos de Energía Solar Fotovoltaica

El elemento esencial de los sistemas fotovoltaicos es el generador fotovoltaico compuesto por uno o más módulos. Cada módulo está compuesto por una asociación de celdas. A pesar de la complejidad del proceso tecnológico requerido para la elaboración de celdas y módulos se ha podido obtener productos de gran confiabilidad y durabilidad. En la obtención de este logro, tiene enorme importancia la creación de normas para garantizar la calidad. Buena parte de la normativa disponible ya sea en el marco internacional o nacional están destinadas a establecer las bases para el desarrollo de ensayos a los efectos de comprobar distintas características de los módulos.

Los ensayos a módulos fotovoltaicos tienen como objetivo principal asegurar que las prestaciones que se esperan de los mismos se obtengan plenamente. Para ello, es necesario asegurar la calidad en la producción de tal forma que los dispositivos brinden servicio aún después de haber sufrido durante años las condiciones adversas ocasionadas por la intemperie. Esta situación es la que permite a los fabricantes poder brindar garantías en cuanto al funcionamiento de los módulos, que en general es de 10 ó 20 años y en algunos casos puede llegar a extenderse a 30 años.

A continuación trataremos específicamente las normas nacionales sobre ensayos de paneles fotovoltaicos. Esta sectorización se debe a que en el ámbito nacional se encuentran desarrolladas únicamente normas destinadas para estos dispositivos y considerando el emplazamiento del laboratorio es poco factible que surjan requerimientos para realizar ensayos según otra normativa. De todas formas, las normas IRAM fueron desarrolladas en base a las normas IEC por lo tanto sería sencillo adaptar los ensayos a los requerimientos internacionales.

3.4.1 Norma IRAM 210013-1 Paneles fotovoltaicos. Inspección visual.

La inspección visual es un procedimiento utilizado en la mayoría de los ensayos que tienen por objeto corroborar la robustez eléctrica ó mecánica de los módulos

La norma IRAM 210013 que se destaca por su simplicidad, establece las bases para realizar la inspección visual de los módulos definiendo el procedimiento para detectar las siguientes fallas:

- Rotura o rajadura de las superficies exteriores y caja de conexión.
- Rotura o rajadura de celdas.
- Defecto en la interconexión entre celdas.
- Celdas en contacto físico entre sí o con el marco.
- Burbujas o delaminaciones que formen un camino continuo entre cualquier parte del circuito eléctrico y los bordes.

A los efectos de realizar la inspección se fija como límite inferior una iluminación de 1000 Lux sobre el plano de trabajo.

3.4.2 Norma IRAM 210013-2 Módulos fotovoltaicos. Características eléctricas en condiciones normalizadas.

Esta norma establece el procedimiento de medición de las características corriente-tensión para módulos fotovoltaicos de uso terrestre construidos con celdas de silicio cristalino. Se confeccionó en base a las normas: “IEC 1215: 1993 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval”, “ASTM E 1036:1985 – Standard Methods of testing. Electrical performance of nonconcentrator terrestrial photovoltaic modules and arrays using reference cell”, “ASTM E 927:1997 – Solar simulation for terrestrial photovoltaic testing. “, “CEN EN13897- March 1991-Specification N ° 503 - European solar test installation (Easti) - qualification test procedure for crystalline silicon photovoltaic modules.” y “AUSTRALIAN STANDARD – AS 2915:1987 Solar Photovoltaic Modules. Performance requirements”. La importancia de la característica corriente-tensión y de los parámetros que se determinan a partir de la misma es trascendente en muchos aspectos, destacándose tres en especial:

- Mediante este ensayo se determinan parámetros que definen el rendimiento energético del módulo y la mayoría de los métodos de cálculo para el diseño de instalaciones utilizan algunos de los parámetros que se determinan en este ensayo.
- En el montaje de agrupamientos serie paralelo de celdas o módulos es imprescindible contar con los parámetros determinados mediante este ensayo para mejorar las características de acoplamiento del conjunto.
- Un ensayo de similares características puede realizarse a los generadores de los sistemas fotovoltaicos para comprobar su correcto funcionamiento in situ.

La IRAM 210013-2 establece como Condiciones de Ensayo Normalizadas (CEN) 25 °C de temperatura de celda y 1000 W/m² de radiación con una aeromasa de 1,5. Para lograr el nivel de radiación requerido sobre la cara activa del módulo la norma permite tres alternativas: iluminación natural, simulador solar estacionario o simulador solar pulsado. Para la medición de irradiancia se utiliza una celda solar de referencia de similares características que las componentes de los módulos a ensayar.

Por medio del ensayo se obtienen:

- Corriente de cortocircuito
- Tensión de circuito abierto

- Potencia máxima nominal
- Tensión a potencia máxima nominal
- Corriente a potencia máxima nominal
- Curva I-V característica.
- Coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura (α).
- Coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura (β).

En el anexo A de la norma se establece:

- el procedimiento matemático para la corrección por temperatura e irradiancia de los valores medidos a los efectos de obtener la curva I-V en Condiciones de Ensayo Normalizadas (CEN)
- La forma de determinar el coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura (α) y el coeficiente de variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura (β).
- El método para determinar la resistencia serie interna.
- Determinación del factor de corrección de la curva I-V (K).

En el anexo B se describen los procedimientos para la calibración de la celdas de referencia, y se recomiendan pautas para su selección y cuidado. Los métodos aceptados por la norma para la calibración de los módulos son cuatro:

- Método de incidencia normal.
- Método de la irradiancia global I.
- Método de la irradiancia global II
- Método combinado espacial y terrestre.

3.4.3 Norma IRAM 210013-3 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Aislación eléctrica.

Esta norma tiene como propósito verificar si el módulo fotovoltaico está lo suficientemente aislado eléctricamente, con este propósito se determina la rigidez dieléctrica y se mide la resistencia de aislación.

Básicamente el ensayo consiste en aplicar tensión eléctrica entre el marco y el circuito eléctrico del módulo y verificar que no se produzcan descargas o discontinuidad dieléctrica. La tensión aplicada es de 1000 V más el doble de la tensión de circuito abierto del sistema bajo las condiciones estándar de medida. Si dicha tensión del sistema no supera los 50 V la tensión aplicada debe ser de 500 V. La tensión se debe aplicar con una razón de incremento no mayor a 500 V/s y luego mantenerse durante un minuto. Posteriormente se mide la resistencia de aislamiento a una tensión igual o superior a 500V que deberá ser igual o superior a los 50 M Ω .

3.4.4 Norma IRAM 210013-4 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de robustez de los terminales.

Esta norma establece el método para determinar si los terminales y su fijación al módulo soportan esfuerzos tales como los aplicados durante el montaje y manipulación. Se tienen en cuenta tres tipos de terminales:

- Tipo A: Cable
- Tipo B: Bornera
- Tipo C: Conector

El procedimiento a aplicar se describe en la norma IRAM 4211 (1980) “Equipos y componentes electrónicos. Métodos básicos para los ensayos ambientales climatológicos y de durabilidad”.

3.4.5 Norma IRAM 210013-5 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de torsión.

La presente norma establece el método para detectar los defectos que puede sufrir un módulo al ser montado en una estructura soporte. El procedimiento de ensayo es similar al de aislamiento eléctrico con la salvedad de que además se mide continuidad del circuito eléctrico y se somete al módulo a un estado de torsión caracterizado por un parámetro h . Tres de los cuatro vértices del módulo definen un plano y el restante vértice se aparta de ese plano una distancia h que es función del largo y ancho del módulo.

Luego de este procedimiento se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1) y se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2). El módulo se considera apto si durante la torsión no se producen en forma permanente o intermitente fallas en la continuidad o en la aislación y además, al comparar el valor de la potencia máxima antes y después de la deformación, la misma no disminuye más del 5%.

3.4.6 Norma IRAM 210013-6 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de carga mecánica.

Esta norma establece el método para determinar la capacidad del módulo para soportar las cargas de viento, nieve, hielo u otras. El procedimiento consiste en aplicarle al módulo una carga equivalente a 2,4 KPa distribuida uniformemente durante el lapso de una hora en forma frontal y posterior, de manera alternativa, y simultáneamente medir continuidad del circuito eléctrico. Cuando el módulo deba ser calificado para soportar carga pesada de nieve o hielo, la presión en la parte frontal se debe incrementar a un valor de 5,4 KPa. La presión de 2,4 KPa se obtiene de considerar una velocidad de viento de 130 Km/h. Un viento de 130 Km/h causaría una presión aproximada de 0,8 KPa y se considera un factor de seguridad 3 para vientos a ráfaga surgiendo un valor de 2,4 KPa.

Luego de este procedimiento se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si durante la aplicación de las cargas no se producen en forma permanente o intermitente fallas en la continuidad, no presenta fallas en los ensayos indicados por las normas IRAM 210013-1 y 210013-3 y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después de la aplicación de la carga, la misma no disminuye más del 5%.

3.4.7 Norma IRAM 210013-7 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV)

Se establece en esta norma un procedimiento para determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar la exposición a la radiación ultravioleta. El ensayo consiste en exponer al módulo a una irradiación UV de 15 KWh/m² mediante una irradiancia que no supere los 250 W/m²

comprendida entre los 280 nm y 400 nm mientras se mantiene la temperatura del módulo a $60^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$. El valor de irradiación corresponde a 325 h de exposición a la irradiancia solar de referencia según norma IEC 60904-3, mientras que el valor límite de irradiancia corresponde aproximadamente a cinco veces la solar de referencia.

Luego de la exposición se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide la aislamiento eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en los ensayos indicados por las normas IRAM 210013-1 y 210013-3 y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después de la aplicación de exposición a la radiación, la misma no disminuye más del 5%.

3.4.8 Norma IRAM 210013-8 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de resistencia al impacto de granizo

Mediante esta norma se establece el procedimiento para verificar el comportamiento del módulo fotovoltaico frente al impacto de granizo. El ensayo consiste en impactar la parte frontal del módulo con esferas de hielo de una determinada masa y a una velocidad establecida. La norma presenta una tabla de características de los proyectiles y velocidad de impacto e indica los puntos a donde se debe impactar.

En la tabla 3.3 se presentan los valores indicados por la norma para las esferas de hielo, la misma admite variaciones del 5% en el diámetro, la masa, y la velocidad de impacto. A continuación en la figura 3.1 presentan los puntos de impacto prescritos por la norma.

Tabla 3.3: Masas de esferas de hielo y velocidad de impacto según Norma IRAM 210013-8.

Diámetro mm	Masa g	Velocidad de ensayo m.s^{-1}
12,5	0,94	16,2
15	1,163	17,7
25	7,53	22,8
35	20,7	27,0
45	43,9	30,7
55	80,2	33,9
65	132	36,8
75	203	39,6

Luego de la secuencia de impactos se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide la aislamiento eléctrico (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en los ensayos indicados por las normas IRAM 210013-1 y 210013-3 y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después de ser impactada, la misma no disminuye mas del 5%.

Si bien la norma no determina el método para impulsar las esferas se muestra en forma indicativa el siguiente esquema de una máquina neumática (Figura 3.2). En el mismo se puede ver que la medición de la velocidad se realiza por medios fotoelectrónicos. En el anexo III pueden observarse fotografías de la máquina de impacto desarrollada por

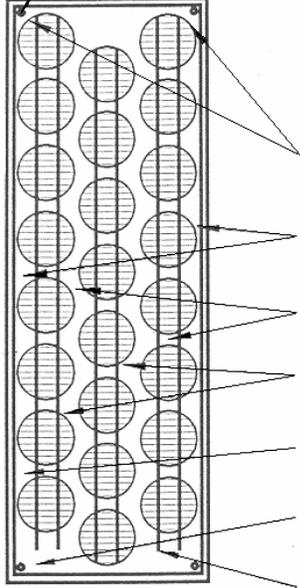
	Ubicación de los puntos de impacto	Disparo número
	En la ventana del módulo a de 12 mm como máximo de uno de los puntos de sujeción	1 - 2
	En la ventana del módulo en los puntos mas alejados de los seleccionados anteriormente	3 - 4
	Sobre puntos de mínimo espaciamento entre celdas.	5 - 6
	Sobre los bordes de las celdas, cerca de una de una soldadura eléctrica.	7 - 8
	En un borde del módulo a 12mm como máximo de la estructura de soporte.	9
	En una esquina de la ventana del módulo a 50mm como máximo de la estructura de soporte	10
	Algún punto que pueda evidenciar una especial vulnerabilidad a impacto de granizo (por ejemplo la conexión interface entre terminales).	11

Figura 3.1: Puntos de impacto según Norma IRAM 210013-8.

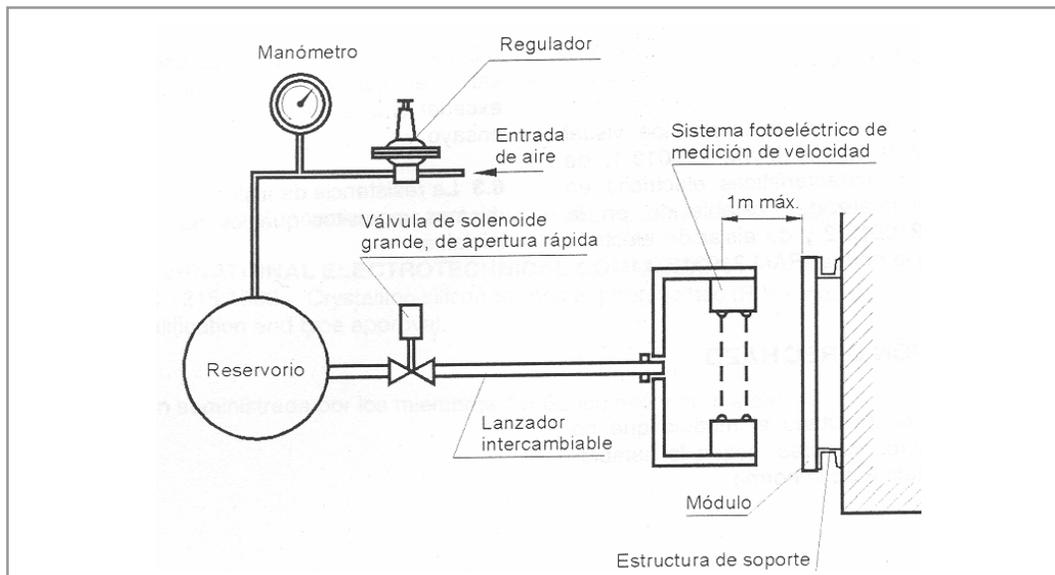


Figura 3.2: Esquema de una máquina neumática lanza esferas (Fuente Norma IRAM 210013-8).

3.4.9 Norma IRAM 210013-9 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de ciclado térmico.

Esta norma establece el procedimiento a los efectos de determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar desequilibrios térmicos, fatiga y otros esfuerzos causados por reiterados cambios en la temperatura. El ensayo consiste en exponer al módulo a 50 ciclos de variación de

temperatura entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ mientras se monitorea la continuidad del circuito eléctrico y la aislación con el marco. La velocidad de variación de la temperatura del módulo no puede exceder los 100°C/h y la temperatura de los módulos, alcanzados los valores extremos, debe permanecer estable por un lapso de 10 minutos como mínimo. El ciclo completo no debe superar las 6 hs. En la figura 3.3 muestran las características del ciclado.

Luego del ciclado se deja un tiempo de recuperación de una hora y se le realiza la inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en la continuidad ni en la aislación y la potencia máxima después del ensayo debe ser mayor al 95 % de dicho parámetro medido antes del ensayo.

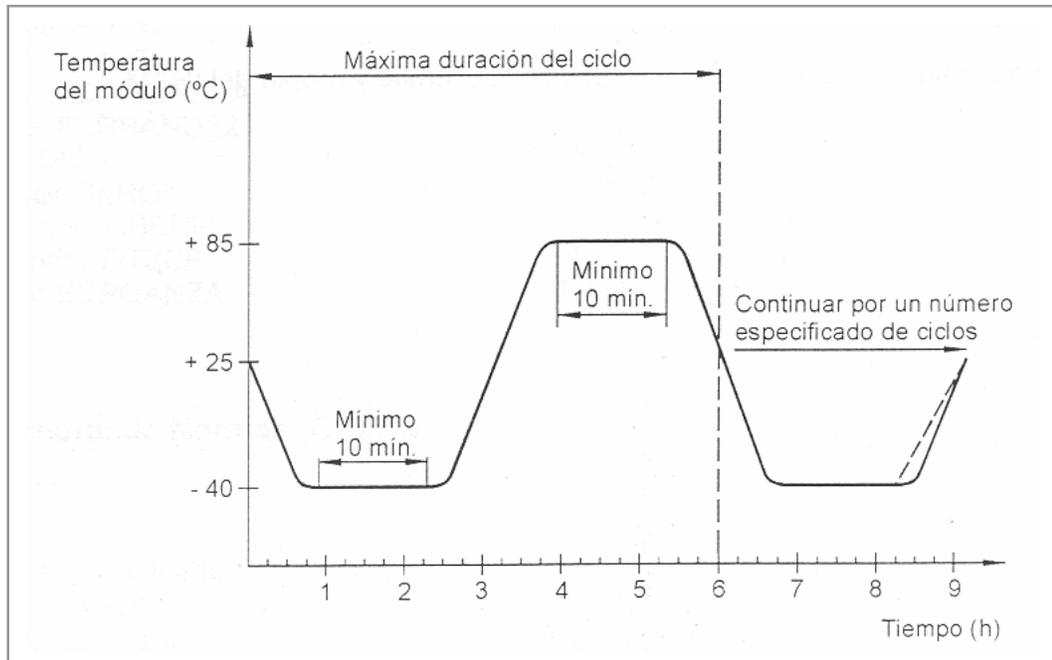


Figura 3.3: Características del ciclado térmico (Fuente Norma IRAM 210013-9).

3.4.10 Norma IRAM 210013-10 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de congelamiento húmedo.

Mediante esta norma se establece un procedimiento para determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar los efectos de la alta temperatura y humedad seguido de temperaturas bajo cero. El ensayo consiste en exponer al módulo a 10 ciclos de variación de temperatura entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ siendo la humedad relativa del 85 % cuando la temperatura está por encima de los $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Las características del ciclo se pueden ver en la figura 3.4. Mientras se realiza el ciclado se debe monitorear la continuidad del circuito eléctrico y la aislación con el marco.

Luego de los 10 ciclos, se deja un tiempo de recuperación de una hora y se le realiza la inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en la continuidad, en la aislación y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después del ensayo, la misma no disminuye más del 5%.

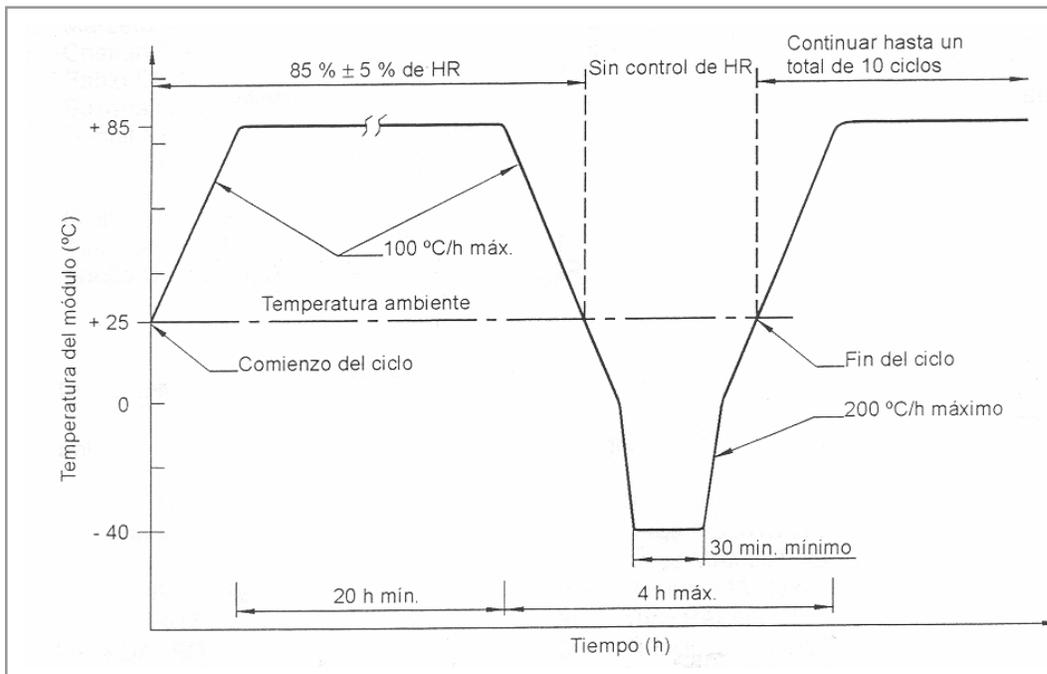


Figura 3.4: Características del ciclado térmico y valores de humedad relativa (Fuente Norma IRAM 210013-10).

3.4.11 Norma IRAM 210013-11 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de calentamiento húmedo.

En esta norma se establece el procedimiento para verificar la capacidad del módulo fotovoltaico a soportar los efectos de la humedad durante tiempo prolongado. El ensayo consiste en exponer al módulo a una humedad relativa de 85 % y a una temperatura de 85 °C durante un lapso de 1000 horas. Luego de un tiempo de recuperación de 2 h a 4 h y se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en los ensayos indicados por las normas IRAM 210013-1 y 210013-3 y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después del ensayo, la misma no disminuye más del 5%.

3.4.12 Norma IRAM 210013-12 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Métodos normalizados para la medición de la respuesta espectral de celdas fotovoltaicas.

Esta norma establece los métodos para la determinación de la respuesta espectral relativa o absoluta de una celda fotovoltaica lineal. La figura 3.5 muestra en forma esquemática las distintas partes de un dispositivo para la medición de la respuesta espectral de celdas fotovoltaicas. El procedimiento se basa en hacer incidir sobre la celda un haz pulsante de luz monocromática y simultáneamente se ilumina la totalidad de la celda con un haz continuo de luz blanca (luz de polarización), de irradiancia similar a la que la celda recibiría en condiciones normales de operación. El haz de polarización produce en la corriente de cortocircuito de la celda una componente de corriente continua, mientras que el haz pulsado monocromático es el responsable de una componente alterna en la corriente de cortocircuito. A medida que se varía la longitud de onda del haz pulsante monocromático se registran las variaciones en la

componente alterna de la corriente de cortocircuito. Para la determinación de la respuesta espectral absoluta se debe determinar la energía proveniente del haz pulsado.

Como fuente luminosa monocromática la norma especifica tres alternativas:

- Monocromadores de prismas o de red de difracción, que utilizan lámparas de tungsteno u otras fuentes.
- Láseres continuos (no pulsados), fijos o sintonizables.
- Filtros ópticos pasabanda, de banda estrecha, utilizando lámparas de tungsteno.

La conmutación del haz pulsante debe ser del tipo pasa-no pasa y se sugiere un disco giratorio con hendiduras intercaladas.

La fuente de polarización se utiliza para medir la respuesta espectral en condiciones cercanas a las normales de operación. Dicha fuente no debe presentar contenidos de armónicos y la composición espectral de debe ser la requerida para un simulador solar clase C ASTM E 927:1997 mientras que la no uniformidad espacial debe encontrarse dentro del $\pm 10\%$.

Para detectar las señales pulsadas de bajo nivel proveniente de la celda se puede utilizar un preamplificador seguido de un amplificador coherente, un voltímetro de corriente alterna o un voltímetro de valor eficaz verdadero.

El plano de prueba debe permitir montar la celda y el detector espectral de tal forma que pueda ser iluminada por ambas fuentes. También debe permitir la regulación de la temperatura de la celda en $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$

El primer paso para obtener la respuesta espectral relativa es calcular el factor de escala que relaciona las irradiancias para las distintas longitudes de onda: $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_i, \dots, \lambda_n$; de la luz monocromática. Este factor simbolizado como A_i , se determina realizando el cociente entre las señales entregadas por el detector espectral, para las distintas longitudes de onda. Siendo: $Sde_1, Sde_2, \dots, Sde_j, \dots, Sde_n$, los valores de las señales obtenidas por el detector espectral para longitudes de onda correspondientes; y Sde_j el mayor de ellos, se obtiene el coeficiente A_i como:

$$A_i = \frac{Sde_i}{Sde_j}$$

En caso que el detector espectral no tenga una respuesta plana se deberá multiplicar el valor obtenido por el coeficiente de corrección correspondiente. Luego la respuesta espectral relativa para la longitud de onda i se obtiene como:

$$R_r(\lambda_i) = I_i \times A_i$$

I_i es la señal, leída por el detector sincrónico. Basándonos en el procedimiento anterior, se puede lograr la respuesta espectral absoluta obteniendo la constante que relaciona la respuesta espectral relativa con la absoluta en una determinada longitud de onda que llamamos λ_k . Con este propósito se selecciona una longitud de onda λ_k en la cual se pueda medir con precisión la respuesta espectral absoluta $R_a(\lambda_k)$. Realizando el cociente entre la respuesta espectral absoluta y relativa para la longitud de onda λ_k se obtiene como resultado la constante de conversión K .

$$K = \frac{R_a(\lambda_k)}{R_r(\lambda_k)}$$

La constante K utilizada como factor de las restantes respuestas relativas nos da como resultado la respuesta espectral absoluta correspondiente a la frecuencia tratada.

$$R_a(\lambda_i) = K R_r(\lambda_i)$$

La respuesta espectral absoluta se puede hallar por medio de la ecuación:

$$R_a(\lambda_i) = \frac{I_i}{A_{ic} E(\lambda_i)}$$

Donde A_{ic} es el área de la celda iluminada por la fuente monocromática, $E(\lambda)$ es la irradiancia de dicha fuente e I_i corresponde a la componente pulsante de la corriente de cortocircuito de la celda. Finalmente se debe confeccionar para el informe del ensayo, una tabla de longitud de onda y respuesta espectral y un gráfico X-Y donde se vuelcan estos resultados.

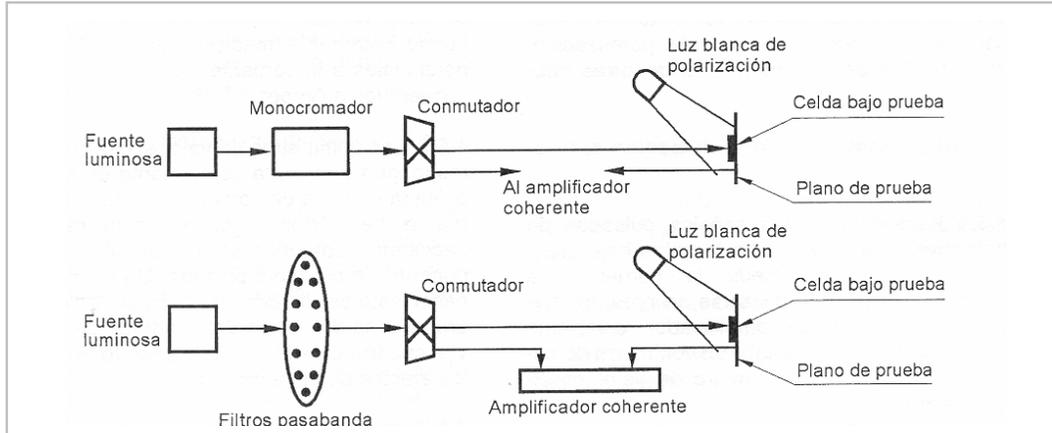


Figura 3.5: Esquema simplificado del ensayo de la respuesta espectral de celdas fotovoltaicas (Fuente Norma IRAM 210013-12).

Información más detallada sobre este ensayo, el equipamiento utilizado y la estimación de los errores en la determinación de la respuesta espectral se puede encontrar en la bibliografía a fin del capítulo (Budde et al 1994, Field 1997; Emery et al 1998)

3.4.13 Norma IRAM 210013-13 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de niebla salina.

Esta norma establece el procedimiento para determinar la resistencia del módulo a la corrosión producida por niebla salina. El ensayo propuesto sirve para evaluar la compatibilidad de los materiales y la calidad y uniformidad de la cubierta protectora.

Como primer paso del procedimiento de ensayo se realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide la aislamiento eléctrica (Norma IRAM 210013-3).

Luego se le realiza el ensayo establecido por las normas *IEC 60068-1 Ensayos ambientales. Parte 1: Generalidades y guía* y *IEC 60068-1 Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos - Ensayo Ka: Niebla salina*, que consiste en exponer a los módulos sin preacondicionamientos e inclinados entre 15 y 30° respecto a la vertical con su cara frontal hacia arriba, a un ambiente con niebla salina durante el lapso de 96 h.

Culminado ese período, utilizando la Norma IRAM 210013-1, se realiza una inspección visual antes del lavado y otra después del lavado y secado del módulo. Por último se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide el aislamiento eléctrico (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en los ensayos y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después del ensayo, la misma no disminuye más del 5%.

3.4.14 Norma IRAM 210013-14 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT).

Se define como temperatura nominal de operación de celda (NOCT) a la temperatura media en equilibrio de la juntura de la celda solar, dentro de un módulo sin carga eléctrica e instalado en un soporte abierto, cuando se encuentra en las siguientes condiciones ambientales:

- ángulo de inclinación de tal modo que la radiación directa incida normalmente en el mediodía local.
- 800 W/m² de irradiancia total.
- 20°C de temperatura ambiente.
- velocidad de viento 1 m/s.

La NOCT es un indicador de la temperatura que tendrá el módulo en funcionamiento bajo condiciones ambientales normales y sirve para comparar distintos modelos de módulos. No obstante, se debe tener en cuenta que la temperatura efectiva de la juntura de la celda en una situación particular depende de múltiples factores como: la estructura de montaje, la irradiancia, la velocidad del viento, la temperatura de cielo, la temperatura ambiente, las reflexiones y emisiones del suelo y los objetos circundantes, etc.

La norma IRAM 210013-14 establece dos métodos aceptados para realizar la medición de NOCT: el método primario y el método de la placa de referencia. El método primario consiste en relevar datos de: temperatura ambiente, temperatura de celda, irradiancia sobre el plano del módulo, velocidad y dirección del viento en uno o varios módulos convenientemente montados y orientados. De los datos relevados se seleccionan por lo menos diez, que cumplen ciertos requisitos, y en base a éstos se calcula la NOCT mediante un procedimiento matemático establecido en la norma.

El método de la placa de referencia se basa en comparar la temperatura medida de la juntura de celda con la temperatura de varias placas que son tomadas como patrones bajo condiciones ambientales determinadas. La diferencia entre la temperatura de juntura y la temperatura promedio de las placas es referida a las condiciones normalizadas por un procedimiento matemático. Finalmente la NOCT se obtiene sumando la diferencia de temperaturas corregida a condiciones normalizadas a la temperatura promedio de las placas de referencia operando en condiciones normalizadas.

3.4.15 Norma IRAM 210013-15 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento en NOCT (temperatura nominal de operación de celda).

Esta norma establece el procedimiento para relevar el comportamiento del dispositivo a la temperatura nominal de operación de celda. Indica que se debe llevar el módulo a la NOCT y luego realizar el procedimiento detallado en la norma 210013-2 que define la forma de obtener las características eléctricas en condiciones normalizadas, pero en este caso se debe someter al módulo a una irradiancia de 800 W/m². Alternativamente permite aplicar las correcciones indicadas en el anexo A de la norma IRAM anteriormente citada.

3.4.16 Norma IRAM 210013-16 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento frente al efecto punto caliente.

Esta norma establece el procedimiento para determinar la capacidad del módulo para soportar los efectos térmicos asociados al fenómeno de punto caliente. Este fenómeno que comúnmente se presenta causado por diversas razones como: celdas rajadas, disparidad entre celdas, fallas de interconexión, ensombrecimientos parciales o suciedad acumulada, suele traer problemas de ablandamiento de la soldadura o deterioro del encapsulante.

El efecto de punto caliente se produce cuando la corriente de operación del módulo supera la corriente de cortocircuito de una celda o un grupo de celdas que funcionan en forma defectuosa de dicho módulo. En esta situación la celda o grupo de celdas se polariza inversamente disipando potencia y produciendo el calentamiento. La potencia disipada es el producto de la corriente que circula por las celdas con polarización inversa, por la tensión inversa a la que están sometidas. Para cualquier nivel de irradiancia la máxima potencia disipada se produce cuando el panel se coloca en cortocircuito. Si se sombrea una celda en esta condición, la tensión de $s-1$ celdas quedará aplicada en forma inversa sobre la celda sombreada y la condición de funcionamiento quedará determinada por la intersección de la característica inversa de la celda con la imagen de la característica directa de la $s-1$ celdas restantes (Figura 3.6).

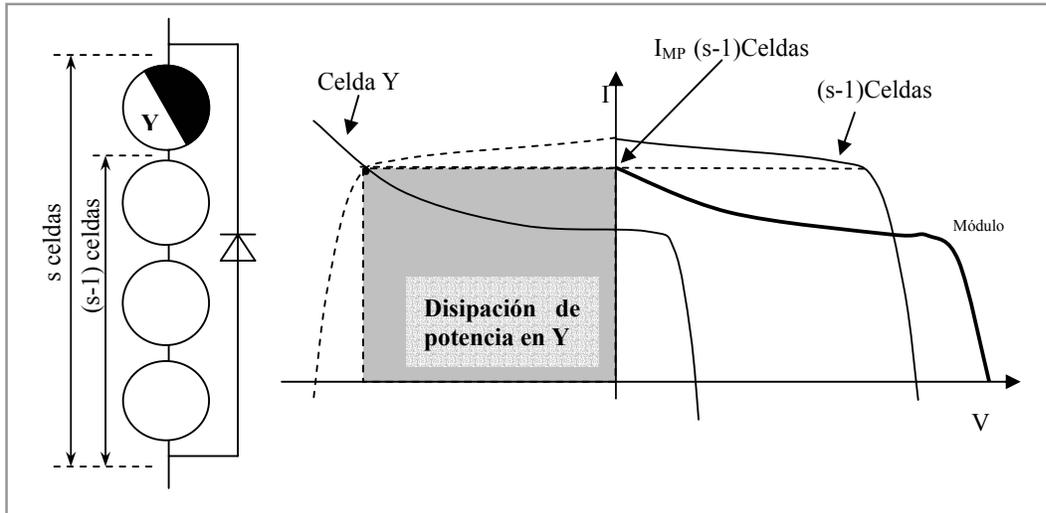


Figura 3.6-: Efecto de punto caliente para un arreglo de celdas serie del tipo A. Como se puede observar en la figura de la izquierda la celda Y es la que se encuentra sombreada (Fuente Norma IRAM 210013-16).

En los arreglos de celdas en serie la corriente de máxima potencia para el módulo y para $s-1$ celdas es prácticamente la misma, por lo tanto la máxima disipación se producirá cuando en condiciones de cortocircuito se tenga esta corriente, ya que en esta situación las $s-1$ celdas activas estarán produciendo la potencia máxima que se disipará en forma de calor en la celda sombreada.

La característica inversa puede variar considerablemente de celda a celda, por ello se clasifican según estén en limitadas por tensión (celdas Tipo A) o por corriente (celdas Tipo B) dependiendo de en que punto la característica inversa intercepte a la línea del límite de zona de prueba (Figura 3.7).

A los efectos de realizar el ensayo los paneles se clasifican en tres tipos : S, SP, SPS que a continuación se detallan:

S – Conexión en serie de s celdas en una única rama.

SP – Conexión de p ramas en paralelo compuestas por s celdas en serie cada una (Figura 3.8).

SPS – Conexión serie-paralelo-serie, esto es la conexión en serie de g grupos, donde cada grupo consiste de una conexión en paralelo de p ramas compuestas por s celdas en serie cada una (Figura 3.8).

Para cada tipo de interconexión la norma establece un método para determinar la celda que se debe sombrear y como se debe encontrar la condición de máxima disipación. Una vez establecida esta situación se expone al módulo a cinco ciclos de una hora a irradiancia de 1000 W/m^2 seguidos por media hora de penumbra.

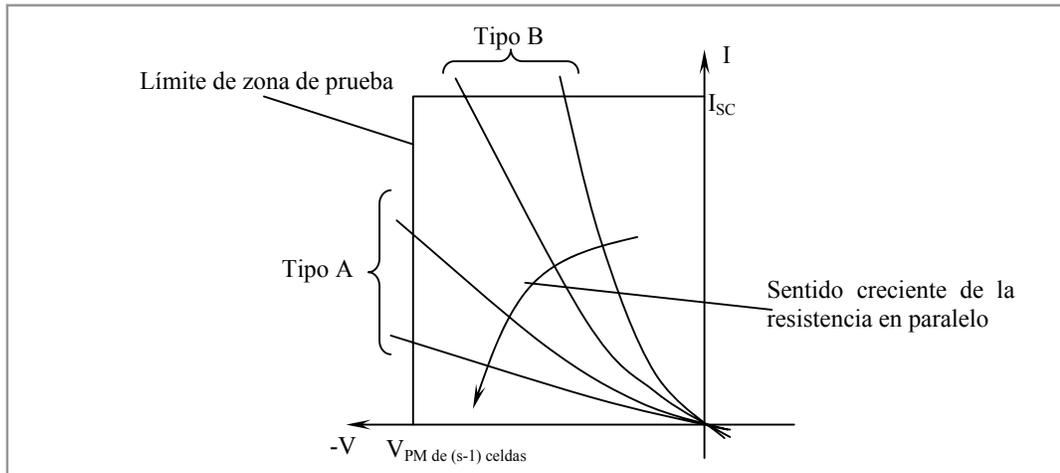


Figura 3.7: Clasificación de celdas según su característica inversa. (Fuente Norma IRAM 210013-16).

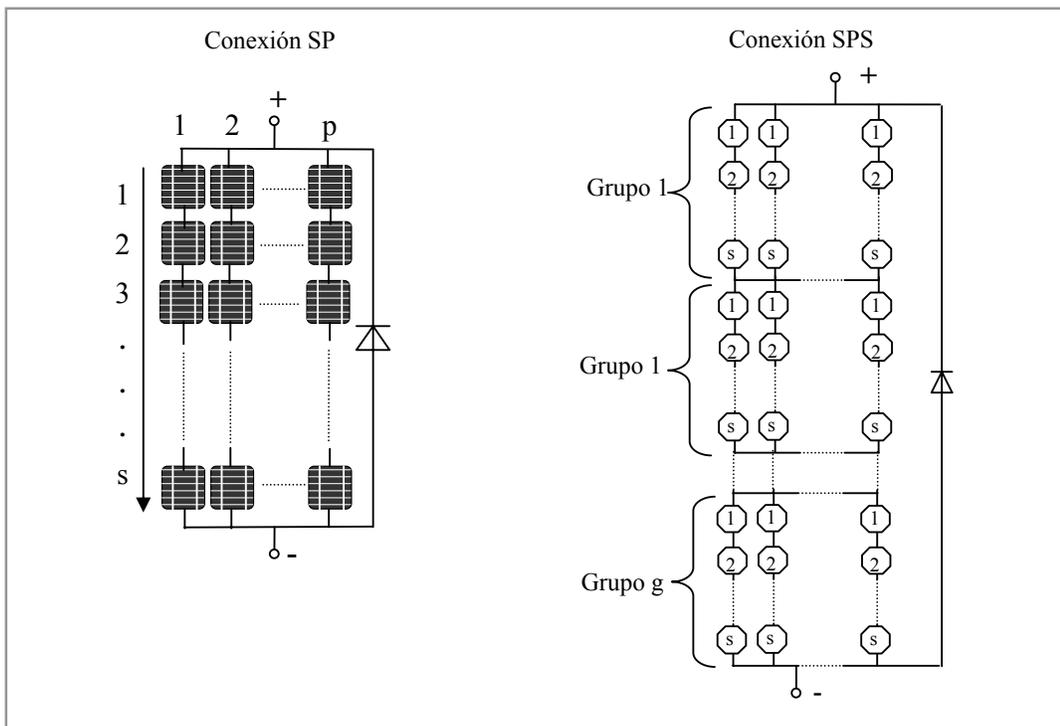


Figura 3.8: Esquema de conexión SP y SPS de celdas en módulos fotovoltaicos (Fuente Norma IRAM 210013-16).

3.4.17 Norma IRAM 210013-17 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Calificación de diseño y aprobación de tipo de módulos.

La Norma IRAM 210013-17 establece los requerimientos para la calificación de diseño y la aprobación de tipo de módulos fotovoltaicos de uso terrestre, aplicable solo a módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, sin concentración, y destinados al uso de largo plazo a la intemperie.

La secuencia de ensayos está orientada a determinar las características eléctricas y térmicas del módulo y demostrar, en la medida de lo posible y con razonables restricciones de costo y tiempo, que es capaz de soportar una exposición prolongada a la intemperie.

Para el ensayo de calificación de uno o varios lotes se tomarán cuatro módulos al azar según IRAM 15. Los módulos deben tener el siguiente marcado y rotulado:

- Nombre, logotipo o símbolo del fabricante;
- Tipo o número de modelo;
- Número de serie;
- Polaridad de los terminales;
- Máxima tensión admisible del sistema para la cual el módulo es apropiado.

En la figura 3.9 se presenta la secuencia de ensayos que se debe efectuar sobre los módulos.

Se considera que un diseño de módulo ha pasado el ensayo de calificación si cada uno de los módulos estudiados, después de la secuencia de ensayo, cumple con lo siguiente:

- La degradación de la potencia máxima del módulo no excedió los límites prescriptos por cada ensayo, ni el 8 % después de toda la secuencia de ensayos.
- Ninguno exhibió circuito abierto o discontinuidad de tierra durante los ensayos.
- No hay evidencia visual de un defecto mayor.
- Se cumple los requerimientos de aislación después de los ensayos.

Si dos o más módulos no cumplen con estos requisitos se considerara que el diseño no cumple con los requerimientos para calificación. Si falla un módulo se seleccionarán dos módulos adicionales y se los someterá a ensayo en la secuencia correspondiente. Si en ambos no se producen fallas se considera que el diseño cumple los requerimientos para calificación, en caso contrario se considerara que el diseño no cumple con los requerimientos para calificar.

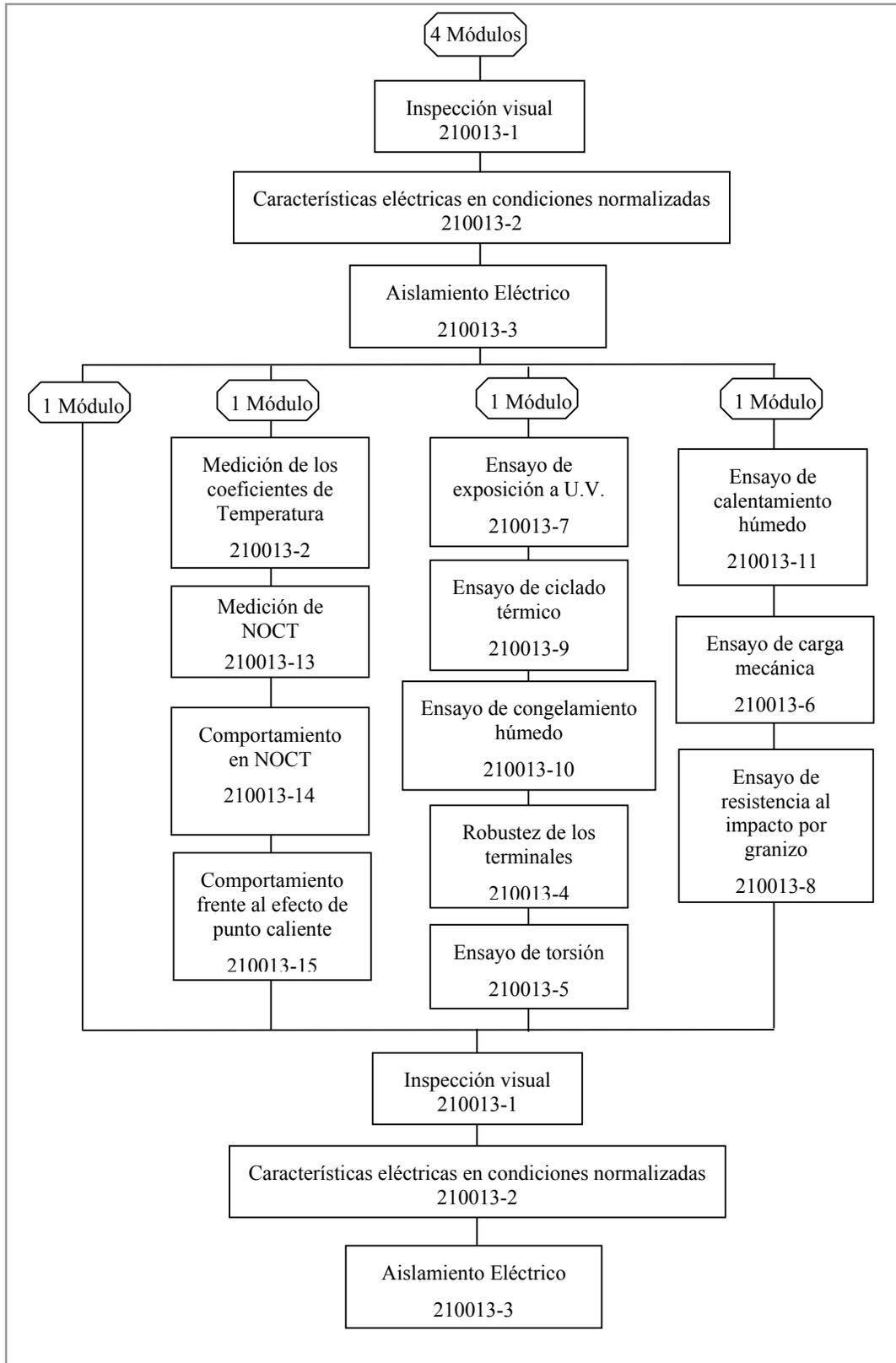


Figura 3.9: Secuencia de ensayos establecida por la Norma IRAM 210013-17(Fuente Norma IRAM 210013-17).

3.5 Bibliografía

- American Society for Testing and Materials. Standard specification for solar simulation for terrestrial photovoltaic testing. (ASTM E 927-91).
- Budde R., Zaaiman W., Ossenbrink H. A. (1994) Spectral Response Calibration Facility for Photovoltaic Cells. First WCPEC Hawaii.
- Ciemat (1995). Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. Serie Ponencias. 10.5-10.45. Editorial Ciemat.
- Field H. (1997) Solar Cell Spectral Response Measurement Errors Related to Spectral Band Width and Chopped Light Waveform. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 29-October 3, 1997, Anaheim, California
- Emery K., Dunlavy D., Field H., and T. Moriarty (1998) Photovoltaic Spectral Responsivity Measurements. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion; 6-10 July 1998; Vienna, Austria
- International Electrotechnical Commission (IEC) - <http://www.iec.ch/>
- International Organization for Standardization - <http://www.iso.ch/iso/en/ISOOnline.frontpage>
- Instituto Argentino de Normalización (1995). IRAM 210013-1 - Paneles fotovoltaicos. Inspección visual.
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-2 - Módulos fotovoltaicos. Características eléctricas en condiciones normalizadas. Photovoltaic modules. Method for determining current-voltage characteristics.
- Instituto Argentino de Normalización (1997). IRAM 210013-3 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Aislación eléctrica.
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-4 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de robustez de los terminales. Solar Energy. Photovoltaic modules. Robustness of terminations test
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-5 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de torsión Solar energy. Photovoltaic modules. Twist test.
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-6 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de carga mecánica Solar energy. Photovoltaic modules. Mechanical load test
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-7 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV) Solar energy. Photovoltaic modules. Ultraviolet exposure.
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-8 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de resistencia al impacto de granizo Solar energy. Photovoltaic modules. Hail resistance test.
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-9 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de ciclado térmico. Solar energy. Photovoltaic modules. Thermal cycling
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-10 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de congelamiento húmedo. Solar energy - Photovoltaic modules - Humidity freeze.
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-11 - Energía Solar. Métodos fotovoltaicos. Ensayo de calentamiento húmedo. Solar energy - Photovoltaic modules - Damp heat.
- Instituto Argentino de Normalización (2001). IRAM 210013-12 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Métodos normalizados para la medición de la respuesta espectral de celdas fotovoltaicas. Solar

energy - Photovoltaic modules. Standard methods for the measuring spectral response of photovoltaic cells.

Instituto Argentino de Normalización (2001). IRAM 210013-13 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de niebla salina. Solar energy - Photovoltaic modules. Salt mist corrosion testing.

Instituto Argentino de Normalización (2002). IRAM 210013-14 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT).

Instituto Argentino de Normalización (2002). IRAM 210013-15 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento en NOCT (temperatura nominal de operación de celda).

Instituto Argentino de Normalización (2003). IRAM 210013-16 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento frente al efecto punto caliente.

Instituto Argentino de Normalización (2003). IRAM 210013-17 - Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Calificación de diseño y aprobación de tipo de módulos.

Instituto Argentino de Normalización IRAM - http://www.iram.com.ar/home_es.htm

Capítulo 4:

El Laboratorio de ensayos de Energía Solar Fotovoltaica

Resumen:

En base a la normativa vigente sobre ensayos fotovoltaicos, analizada en el capítulo anterior, y teniendo en cuenta la necesidad de promocionar esta tecnología y el desarrollo a corto y mediano plazo del mercado fotovoltaico Argentino, lo cual fuera abordado en el capítulo 1, se desarrolla a continuación el diseño del laboratorio de ensayos de energía solar fotovoltaica para la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto. Se analizan los procedimientos de ensayos indicados por las normas, determinando las necesidades de instrumentación, personal y espacio que la actividad requiere. Por último se realiza un análisis de la organización, el personal y los requerimientos edilicias, presentado el estado de situación actual y lineamientos de avance en la concreción del laboratorio.

Contenido

- 4.1 Análisis de los Procedimientos de Ensayo
- 4.2 Instrumentación
- 4.3 Organización
- 4.4 Personal
- 4.5 Instalaciones edilicias
- 4.6 Estado actual y lineamientos de avance
- 4.7 Bibliografía

4.1 Análisis de los Procedimientos de Ensayo

De los numerosos ensayos practicables a los dispositivos fotovoltaicos, se han seleccionado como de interés para realizar su diseño los que integran el procedimiento determinado por la norma IRAM 210013-17 para realizar la Calificación de diseño y aprobación de tipo de módulos. Dicha norma establece los siguientes ensayos:

1. Ensayo de Inspección visual.
2. Ensayo de determinación de características eléctricas en condiciones normalizadas
3. Ensayo de Aislación eléctrica.
4. Ensayo de robustez de los terminales
5. Ensayo de torsión
6. Ensayo de carga mecánica
7. Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta
8. Ensayo de resistencia al impacto de granizo
9. Ensayo de ciclado térmico.
10. Ensayo de congelamiento húmedo.
11. Ensayo de calentamiento húmedo.
12. Ensayo de niebla salina.
13. Ensayo de medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT).
14. Ensayo de comportamiento en NOCT (temperatura nominal de operación de celda).
15. Ensayo de comportamiento frente al efecto punto caliente.

La determinación de las características eléctricas en condiciones normalizadas es el ensayo que se deberá realizar con mayor frecuencia por ser el más solicitado. Además, al igual que el ensayo de inspección visual, integra el procedimiento de otros ensayos como: robustez de los terminales, carga mecánica, exposición a la radiación ultravioleta, resistencia al impacto de granizo, ciclado térmico, congelamiento húmedo y niebla salina.

Como se indicó en el Inciso 1.6, en Argentina, los requerimientos de ensayos de módulos fotovoltaicos son originados principalmente por las licitaciones públicas relacionadas con el P.E.R.M.E.R. Los pliegos de estas licitaciones solicitan para los módulos: ensayo de Inspección visual, ensayo de determinación de características eléctricas en condiciones normalizadas, ensayo de Aislación eléctrica, ensayo de robustez de los terminales y ensayo de resistencia al impacto de granizo.

En los siguientes incisos se analiza detalladamente el procedimiento de cada uno de los ensayos enumerados inicialmente con el objeto de determinar claramente los recursos necesarios para su realización. Con respecto al instrumental, en la selección del equipamiento se ha puesto especial énfasis en aprovechar los recursos ya existentes en el Grupo de Energía Solar de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto. En caso de requerir nuevos dispositivos se seleccionan o diseñan tratando de que se adapten además a otros usos alternativos a los ensayos aquí descriptos.

4.1.1 Ensayo de Inspección Visual

Mediante este ensayo, que se realizará según las especificaciones de norma IRAM 210013-1, se pueden detectar: rotura o rajadura de las superficies exteriores y caja de conexión, rotura o rajadura de celdas, defecto en la interconexión entre celdas, celdas en contacto físico entre sí o con el marco y burbujas o delaminaciones que formen un camino continuo entre cualquier parte del circuito eléctrico y los bordes. En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se presentan a título informativo algunas fallas comunes que se

pueden detectar mediante inspección visual. Este ensayo se utiliza como complemento de todos los ensayos que someten al módulo fotovoltaico a sollicitaciones mecánicas, y por lo tanto se requerirá en numerosas oportunidades.

La inspección visual de un módulo la debe realizar una persona calificada a tal fin. El tiempo de inspección depende de: la superficie del módulo, el número de celdas, el tipo de celdas utilizadas y la experiencia del observador. Basándose en algunas experiencias realizadas se adopta como valor medio un tiempo de 10 minutos por módulo.

El único requisito fijado por la norma es un nivel de iluminación superior a los 1000 Lux, sin embargo, sería conveniente además contar con un plano de trabajo que otorgue comodidad al técnico ejecutor. Por esta razón se propone el emplazamiento de una mesa regulable y una butaca de altura variable. La mesa deberá tener por lo menos 1,8 m de longitud y 0,9 m de ancho, con la capacidad de variar el ángulo de inclinación y la altura del plano de trabajo. La misma deberá ubicarse en un lugar donde la iluminación localizada sea mayor a 1000 Lux mientras que la iluminación general sea del orden de los 400 lux . Este nivel de iluminación localizada puede lograrse mediante una Luminaria Philips AL500 montada a una distancia de 0,80 m del plano de trabajo, dotada de una lámpara OSRAM HQI-T 250W/D. En el anexo I se realiza el cálculo de iluminación.

Si bien no se considera como equipamiento indispensable, se sugiere contar con una cámara digital de resolución y capacidad de enfoque adecuada, que posibilite fotografiar superficies a corta distancia a los efectos de documentar gráficamente los informes y una lupa de buena calidad para estudiar los defectos con mayor detalle.

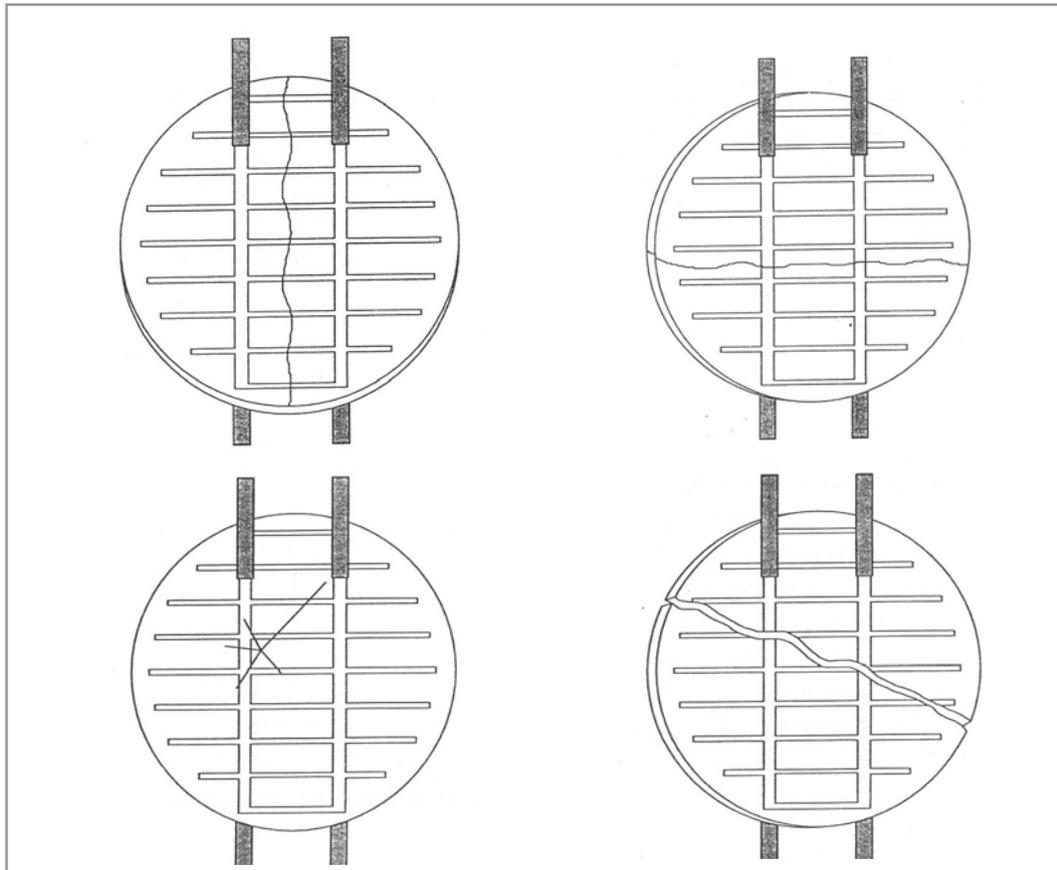


Figura 4.1: Ejemplos típicos de rajadura y rotura de celdas(Fuente Norma IRAM 210013-1).

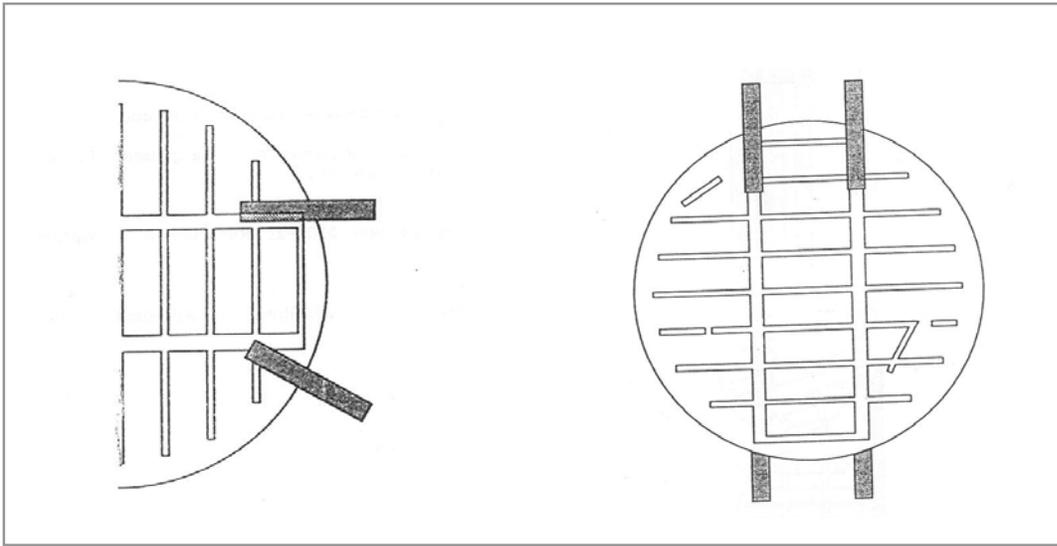


Figura 4.2: Ejemplos típicos de defectos en la interconexión entre celdas (Izquierda) y defectos en la grilla de conexión (Derecha) (Fuente Norma IRAM 210013-1).

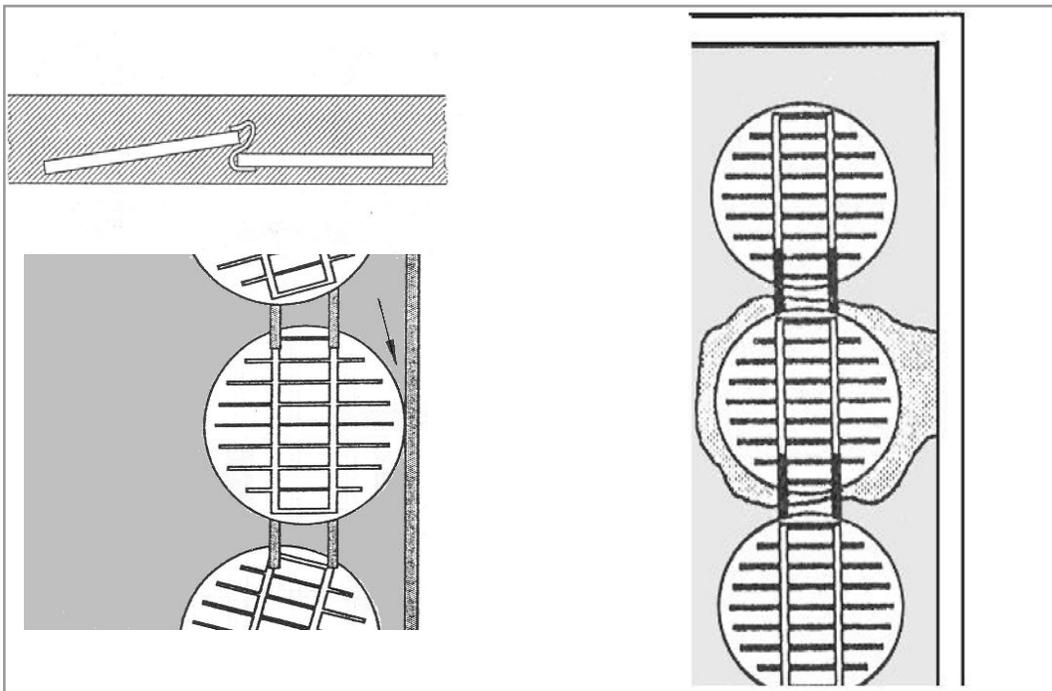


Figura 4.3: Ejemplos típicos de defectos por contacto entre celdas (Superior izquierda), contacto entre celdas y marco (Inferior izquierda) y burbujas formando un camino continuo entre cualquier parte del circuito y el marco (Derecha) (Fuente Norma IRAM 210013-1).

En cuanto a la superficie cubierta destinada para esta actividad se calcula en 8 m², considerando el espacio para el desplazamiento del inspector, el emplazamiento de la mesa y la butaca, y lugar para el almacenamiento de los módulos. La tabla 4.1 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de inspección visual.

Tabla 4.1: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de inspección visual.

ENSAYO DE INSPECCIÓN VISUAL		
NORMA	IRAM 210013-1 Paneles fotovoltaicos. Inspección visual.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]		10
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]		8
EQUIPAMIENTO		CANTIDAD
Sistema de iluminación localizada		1
Mesa con plano de trabajo de altura y ángulo regulable 1,8 m x 0,9 m		1
Butaca de altura regulable (Optativo)		1
Cámara digital (Optativo)		1
Lupa (Optativo)		1

4.1.2 Ensayo de determinación de características eléctricas en condiciones normalizadas.

Como se ha mencionado anteriormente este ensayo es uno de los más importantes ya que permite establecer el comportamiento del módulo como dispositivo convertidor de energía en forma de radiación electromagnética a energía eléctrica. Como resultado del ensayo se obtienen los valores de: la corriente de cortocircuito I_{cc} , la tensión de circuito abierto V_{ca} , la tensión a potencia máxima V_{mp} , la corriente a potencia máxima I_{mp} , la potencia máxima P_{max} , y la característica corriente-tensión que se puede expresar en forma de gráfico o tabla.

El procedimiento consiste en someter al módulo a una irradiancia definida, fijando su temperatura en un valor determinado, mientras que con el mismo se alimenta una carga resistiva variable entre cero e infinito, midiendo simultáneamente valores de corriente generada y tensión entre bornes para los distintos puntos de funcionamiento.

Como ya se ha visto en el capítulo 3 (Inciso 3.4.2) la norma IRAM 210013-2 establece el procedimiento para realizar este ensayo, indicando como Condiciones de Ensayo Normalizadas (C.E.N.) a un valor de irradiancia de 1000 W/m² correspondiendo al espectro definido por la norma ASTM E 891 y temperatura de celda de 25°C ± 1°C. La norma ASTM E 891 define valores de irradiancia espectral para la radiación normal directa procurando aproximarse a la composición espectral media de la radiación directa cuando la masa de aire también llamada aeromasa es de 1,5. Para conocer con mayor detalle la incidencia de la composición espectral en el comportamiento de los módulos se recomienda la lectura del tercer capítulo del libro de la Doctora Nuria Chivelet (Chivelet, 2000).

Cuando por razones climáticas o de infraestructura no se pueden lograr las C.E.N. en cuanto al nivel de Irradiancia y temperatura de celda, la norma IRAM 210013-2 establece un método de corrección

basado en operaciones con fórmulas matemáticas para referir los valores de corrientes y tensiones medidos a las C.E.N.

A continuación, con el propósito de proceder a un análisis en detalle, se definen distintos subsistemas que intervienen en el ensayo, a saber: Fuente de radiación, instrumental de medición, carga eléctrica resistiva variable, soporte del módulo. Sin embargo, se debe resaltar que cada uno de estos subsistemas no puede seleccionarse en forma independiente ya que las características de un subsistema incide sobre las propiedades que deben tener los restantes. Por ejemplo, si se adopta al sol como fuente de radiación es necesario contar con un soporte de módulo que sea capaz de seguir la trayectoria solar. Por lo tanto se procederá en las siguientes páginas a describir los subsistemas y sus distintas posibilidades de materialización; una vez terminada esta explicación se procederá a realizar la selección de equipamientos basados en esta exposición.

La fuente de radiación

La fuente de radiación es la encargada de entregar al dispositivo fotovoltaico la energía radiante necesaria para la conversión. En condiciones ideales la irradiancia sobre el dispositivo ensayado debería ser de 1000 W/m^2 con una composición espectral según lo fija la norma ASTM E 891 y tener estabilidad en el tiempo. No existe ninguna fuente que tenga esas características; lo que más se aproxima es la radiación solar pero tiene algunos problemas que se detallan a continuación:

- Son excepcionales los momentos en que se produce naturalmente una irradiancia normal de esta magnitud ya que en el mejor de los casos, durante los días claros y en latitudes favorables, la masa de aire de magnitud 1,5 se produce durante dos instantes al día.
- No tiene estabilidad en el tiempo debido al cambio en las condiciones atmosféricas y al movimiento aparente del sol a lo largo del día.
- Resulta difícil colimar la radiación solar de tal forma que a la superficie activa del dispositivo solo llegue radiación directa, especialmente para dispositivos de grandes dimensiones.

Este inconveniente se supera por dos caminos. Por un lado, se permiten valores de irradiancia en cierto rango y luego se corrigen los valores medidos de tensión y corriente para referirlos a las CEN. Por otra parte se aceptan ciertas variaciones en la composición espectral de la fuente ya que la medición de la irradiancia se realiza por comparación, utilizando como patrón una celda solar de referencia que debe tener la misma respuesta espectral que el dispositivo bajo ensayo.

Para la determinación del comportamiento eléctrico de los módulos la norma IRAM 210013-2 reconoce tres tipos siguientes de fuentes de iluminación que a continuación analizaremos:

- la luz solar
- el simulador solar estacionario
- el simulador solar pulsado.

La luz solar como fuente de radiación

Para utilizar la luz solar como fuente de radiación en la medición de la característica eléctrica de módulos, la norma IRAM 210013-2 establece que la irradiancia total debe estar comprendida entre los 750 y 1100 W/m^2 medida por medio de una celda de referencia. Además, las condiciones atmosféricas deben permanecer estables, el cielo no debe tener formaciones visibles de nubes dentro de un cono de 30° alrededor del sol, y las variaciones de intensidad en la corriente indicada por la celda solar de referencia durante el ensayo deben ser inferiores al 2%. Por otra parte se debe asegurar que tanto el dispositivo bajo ensayo como la celda de referencia estén totalmente irradiadas por el sol y que la irradiancia debida a la reflexión de otros objetos cercanos sea despreciable comparada con la irradiancia total.

En cuanto al posicionamiento del módulo a ensayar, en este caso la norma indica que debe colocarse de forma tal que la radiación directa incida perpendicularmente a la superficie activa con una

tolerancia de $\pm 5^\circ$ por lo tanto será necesario un soporte adecuado para realizar la orientación conveniente. Por otra parte, se puede concluir que no es necesario un seguimiento continuo del sol, si se considera que el mismo barre un ángulo de aproximadamente $2,5^\circ$ cada diez minutos que es el tiempo de medición que puede llevar un ensayo realizado en forma manual por dos personas.

Como ventajas de utilizar la luz solar como fuente de radiación podemos citar que su costo es nulo, ya que no requiere gastos de inversión ni mantenimiento. Si se miden variables atmosféricas como la turbidez, el agua precipitable, la presión atmosférica, y la masa de aire, es posible obtener la composición espectral por medio de modelos matemáticos de gran precisión. Las desventajas son: su disponibilidad incierta, ya que depende de las condiciones climáticas, la necesidad de trabajar a la intemperie y el requerimiento de un soporte adecuado para realizar la alineación del módulo para que la radiación incida en forma normal sobre el mismo.

Con el propósito de evaluar la disponibilidad de la radiación solar del laboratorio para la realización de ensayos, se trabajó sobre una base de datos de heliofanía de la ciudad de Río Cuarto durante un período de cinco años (1985-1989). En base a la experiencia, se asumió que los días con heliofanía relativa superior al 70% tienen, en su inmensa mayoría, las condiciones climáticas requeridas para realizar el ensayo que se estudia. Luego se contabilizaron los días con heliofanía superior al 70% para los distintos meses del año durante los diferentes años. El resultado se muestra en el gráfico de la figura 4.4.

En este gráfico se muestran el promedio de la cantidad de días con heliofanía superior al 70% para cada mes del año durante el período analizado. También se muestran el mínimo y el máximo número de días con heliofanía superior al 70%, para el correspondiente mes en el período estudiado.

En todos los casos el promedio resulta ser igual o superior a 13 días con heliofanía mayor al 70%. El mes más crítico sería el de Agosto que presenta gran variabilidad del recurso solar.

Si bien, sería conveniente para mejorar la fiabilidad del resultado, trabajar con una base de datos que abarque un período de veinte años, el presente estudio permite establecer que el recurso solar es apropiado para los casos en que los ensayos sean requeridos con suficiente anticipación. Normalmente los ensayos se realizan en varios días con lo cual se incrementa notablemente la probabilidad de contar con las condiciones climáticas adecuadas.

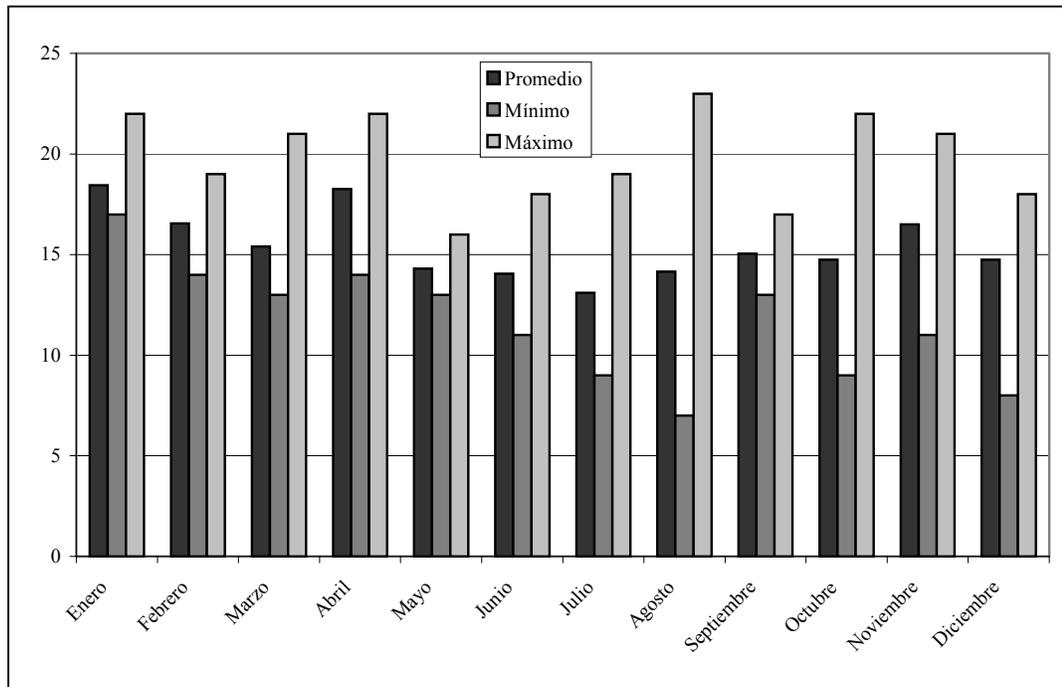


Figura 4.4: Número de días con heliofanía superior al 70 % para la Ciudad de Río Cuarto según los distintos meses del año. Período de estudio desde 1985 a 1989.

Los simuladores solares como fuente de radiación

Los simuladores solares son dispositivos que logran el nivel de irradiancia requerido en el plano de ensayo disponiendo convenientemente lámparas que poseen una potencia y composición espectral adecuada. Los mismos consisten generalmente en una o más fuentes luminosas, los dispositivos ópticos para orientar los rayos y realizar su filtrado si fuera necesario y los dispositivos de comando y regulación.

La norma IRAM 210013-2 establece que el simulador utilizado debe cumplir con la norma ASTM 927 que se refiere a simuladores solares estacionarios y pulsados destinados al ensayo de dispositivos fotovoltaicos. Según esta norma, se consideran simuladores estacionarios aquellos en que la irradiancia de salida es constante durante un lapso de un segundo o superior, definiendo a los simuladores pulsados como aquellos en los cuales la irradiancia de salida se mantiene por un lapso igual o inferior a los 100 milisegundos.

Los simuladores se clasifican en tres clases: A, B y C de acuerdo a la calidad con que reproducen las CEN de irradiancia. En la determinación de la calidad del simulador existen cuatro aspectos fundamentales: la no uniformidad de la irradiancia total, la inestabilidad temporal de la irradiancia, la irradiancia total proveniente de un campo de visión de 30° y la composición espectral.

En cuanto a este último aspecto, la norma ASTM 927 indica como rango espectral relevante al comprendido entre 0,4 y 1,1 μm subdividiéndolo en seis sectores: de 0,4 a 0,5 μm , de 0,5 a 0,6 μm , de 0,6 a 0,7 μm , de 0,7 a 0,8 μm , de 0,8 a 0,9 μm y de 0,9 a 1,1 μm . Además, sobre la base del espectro AM 1,5, se definen porcentajes normalizados de potencia que debe presentar cada uno de los sectores mencionados comparados con la potencia que se presenta en el rango relevante. La tabla 4.2 muestra los valores porcentuales de cada intervalo según el espectro normalizado adoptado. Este tratamiento es necesario debido a que los distintos dispositivos fotovoltaicos son muy selectivos y sensibles en un rango estrecho del espectro, tal como lo muestra la figura 4.4 obtenida del libro de la Dra. N. M. Chivelet.

Tabla 4.2: Porcentaje de Irradiancia total comprendida entre 0,4 y 1,1 μm de la curva AM 1,5 en los intervalos de interés fijados por la norma ASTM E 927-91.

Porcentaje de Irradiancia total entre 0,4 y 1,1 μm de la curva AM 1,5 en los intervalos de interés.		
Rango de longitud de onda	Porcentaje de la curva AM 1,5 (Normalizada de 0,4 a 1,1 μm)	
[μm]	Directa [%]	Global [%]
0,4-0,5	15,6	18,5
0,5-0,6	19,9	20,1
0,6-0,7	17,4	18,3
0,7-0,8	15,9	14,8
0,8-0,9	13,3	12,2
0,9-1,1	17,9	16,1

La tabla 4.3 muestra, para las distintas clases de simulador, los requerimientos en cuanto a los distintos parámetros que caracterizan la calidad del dispositivo. La no uniformidad (NU) de la irradiancia total en porcentaje se puede determinar por la fórmula:

$$NU = 100 \frac{E_{Max} - E_{min}}{E_{Max} + E_{min}}$$

Donde NU representa el parámetro de no uniformidad y E_{Max} y E_{min} representan los valores máximos y mínimos medidos de la irradiancia total sobre distintos puntos del plano de ensayo.

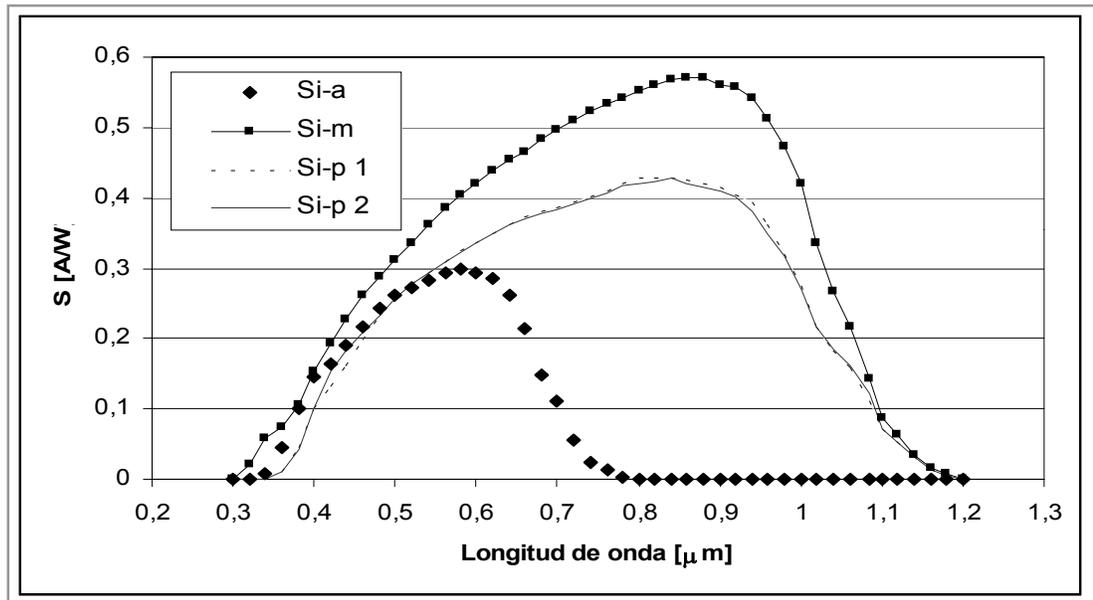


Figura 4.4: Aspecto típico de la respuesta espectral absoluta de distintos dispositivos fotovoltaicos de silicio (a: amorfo; m: monocristalino; p: policristalino) (Fuente Chivelet 2000).

La Inestabilidad Temporal IT, que caracteriza la variación de la irradiancia en el tiempo, se define por la fórmula:

$$IT = 100 \frac{E_{Max} - E_{min}}{E_{Max} + E_{min}}$$

Donde E_{Max} y E_{min} representan los valores máximos y mínimos medidos de la irradiancia total sobre un punto del plano de ensayo en un periodo igual duración al lapso que se tarda en relevar la curva IV.

En cuanto a la irradiancia total en un campo de visión de 30° se refiere al porcentaje mínimo proveniente de ese sector que incide sobre un punto. Se trata que la dirección predominante de la energía radiante sea normal a la superficie de ensayo. Se define como campo de visión al ángulo comprendido entre dos rayos cualesquiera incidentes en un punto arbitrario del plano de ensayo.

Otro aspecto importante con respecto a los simuladores son las dimensiones del plano de ensayo que determinan el tamaño máximo del dispositivo que puede ser caracterizado. Con respecto a esta variable podemos clasificar los dispositivos simuladores en dos tipos: los aptos para el ensayo de módulos, cuya área activa puede estar en el orden de 0,5 a 4 m² de superficie y los que están destinados al ensayo de celdas individuales que son capaces de emular la radiación solar en un área de unos pocos dm².

Como se ha visto, en cuanto a las normas se refiere, no existe una considerable diferencia entre los requerimientos de los simuladores solares estacionarios y pulsados, pero se debe destacar que los primeros pueden ser utilizados con procedimientos manuales de medición de la corriente y tensión y causan un calentamiento del dispositivo a ensayar, mientras que los segundos se deben utilizar con sistemas de adquisición de datos de alta velocidad y por la rapidez del suceso la temperatura del dispositivo a ensayar prácticamente no llega a modificarse.

Tabla 4.3: Requisitos de la norma ASTM E 927-91 para las distintas clases de simulador.

Parámetro	Clase de simulador		
	A	B	C
No uniformidad de la irradiancia total (NU)	$\leq \pm 2 \%$	$\leq \pm 5 \%$	$\leq \pm 10 \%$
Inestabilidad temporal de la irradiancia (IT)	$\leq \pm 2 \%$	$\leq \pm 5 \%$	$\leq \pm 10 \%$
Irradiancia total en un campo de visión de 30°	$\geq 95 \%$	$\geq 85 \%$	$\geq 70 \%$
Rango Aceptable de variación de los porcentajes fijados en tabla 4.2	0,75 a 1,25	0,6 a 1,4	0,4 a 2

El Instrumental de Medición

Las variables a medir con el propósito de relevar la característica corriente-tensión en un módulo fotovoltaico son: tensión y corriente en los bornes y temperatura de celda del módulo bajo ensayo, y corriente en los bornes de la celda de referencia. Simultáneamente se debe controlar la temperatura de la celda de referencia para que su valor se encuentre en los $25 \pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$.

En la figura 4.5 se muestra el esquema de instrumentación con los distintos dispositivos de medición y control. En la parte central se puede ver el soporte coplanar orientable, el mismo consiste en la materialización de un plano que pueda orientarse de tal forma que la normal al mismo sea paralela a la dirección preponderante de la radiación incidente. Más adelante se dedica un inciso especial para detallar las características del soporte.

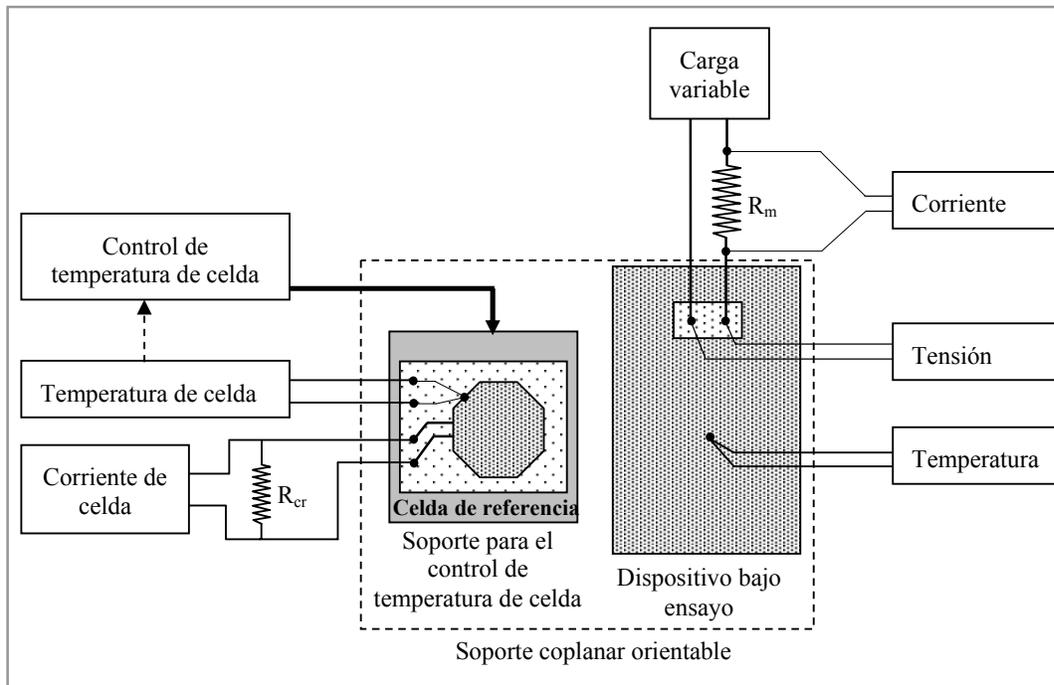


Figura 4.5: Esquema representativo de los instrumentos de medición y dispositivos de control de las condiciones de medición

La celda de referencia es un patrón que se utiliza para comparar el comportamiento del dispositivo bajo ensayo. Ante la dificultad de lograr las condiciones de composición espectral, direccionalidad, e intensidad de radiación fijadas por norma, se ha optado por comparar el comportamiento de los dispositivos a ensayar con otro desarrollado con la misma tecnología que se adopta como patrón.

Existen numerosos trabajos científicos, realizados durante las dos décadas pasadas, sobre la caracterización y diseño de distintas celdas de referencia que se citan en la bibliografía. Durante los últimos años los distintos laboratorios de nivel mundial han realizado rondas de intercomparación entre celdas patrón con el objeto de arribar a un dispositivo capaz de sostener un comportamiento adecuado.

Las celdas de referencia consisten en una celda fotovoltaica alojada en una caja que protege a esta de la manipulación y los factores ambientales, que permite ingresar radiación en cierto ángulo de vista en la cara anterior, evacuar calor en la parte posterior y generalmente son capaces de albergar uno o más sensores de temperatura. En la figura 4.6 se puede ver el diseño desarrollado por el Programa Internacional para la Calibración de Celdas de Referencia (WPVS; World Photovoltaic Scale - international reference cell calibration program).

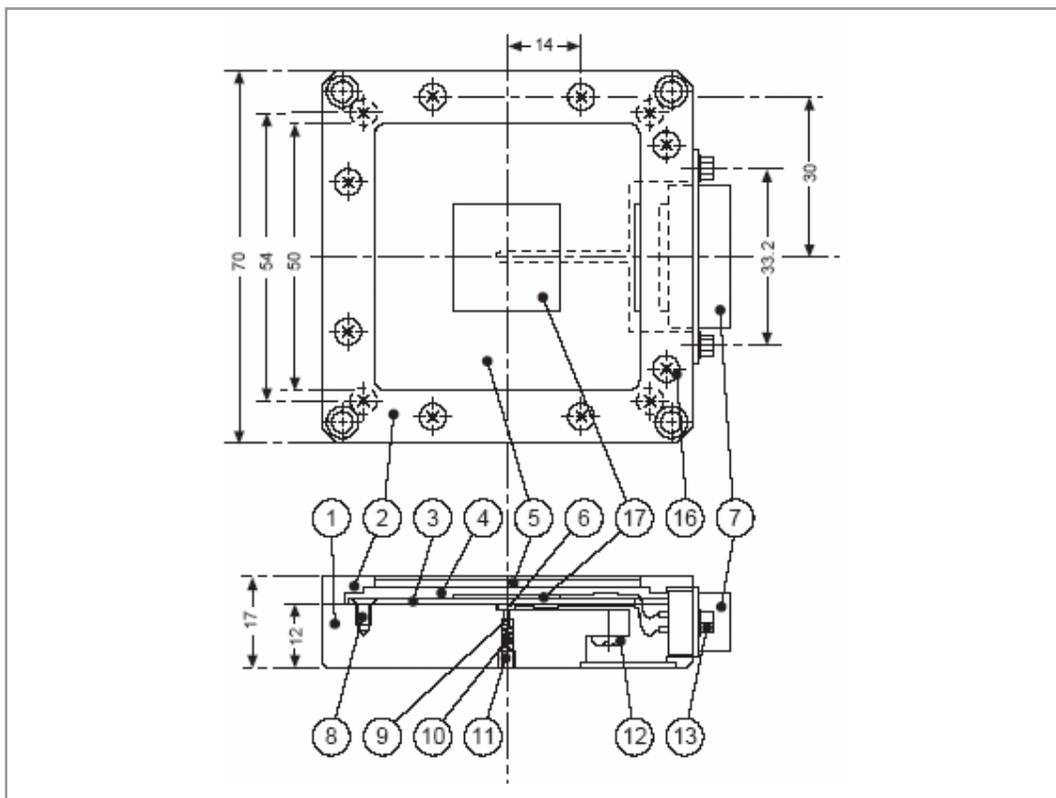


Figura 4.6: Dibujo de una celda solar de referencia. Vista superior y lateral. 1- Cuerpo; 2- Cubierta superior; 3- Placa; 4- Encapsulante; 5- Cubierta transparente; 6- Sensor de temperatura RTD; 7- Conector hembra; 8- Tornillo de montaje de la placa; 9- Taco de presión sobre la RTD; 10- Resorte de presión sobre la RTD; 11- Tornillo de inserción del resorte RTD; 12- Tornillo terminal del conductor de blindaje; 13- Tornillo de montaje del conector; 16- Tornillos de montaje de cubierta superior; 17- Celda solar (Osterwald, 1997)

La corriente de cortocircuito de las celdas de referencia suele tener normalmente un valor del orden de las decenas ó centenas de mA. La medición de dicha corriente se realiza por medio de una resistencia calibrada (R_{cr} en la figura 4.5) de tal forma que la caída de tensión en sus bornes sea despreciable con respecto a la tensión de circuito abierto de la celda, y se pueda de trabajar así en un punto cercano al de cortocircuito de la celda. Se debe recordar que para las celdas de silicio la tensión de

circuito abierto es de 0,6 V aproximadamente. El valor de la R_{cr} puede ser del orden del Ohm ó las centenas de $m\Omega$.

El diseño que se muestra en la figura 4.6 facilita la evacuación de calor por la parte posterior. Se debe tomar en cuenta que de la radiación recibida por la celda de referencia solamente una pequeña porción se transforma en energía eléctrica, otra se refleja y la mayor parte se transforma en calor que principalmente se transfiere al soporte controlador de temperatura (ver figura 4.5) que es un dispositivo dispuesto para refrigerar la celda y mantenerla a una temperatura estable de $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ (CEN). Bajo las hipótesis más conservativas, la densidad de flujo de calor en la base de la celda de referencia puede ser a lo sumo igual a la irradiancia del ensayo, o sea de $0,1 \text{ W}/\text{Cm}^2$.

El soporte controlador de temperatura es un dispositivo que extrae calor de la celda de referencia con el propósito de mantener su temperatura estable. El mismo suele consistir en una celda termoeléctrica que resulta adecuada a estos fines por la facilidad con que se realiza el control. El flujo de calor que se extrae por medio de la celda termoeléctrica está relacionado con la corriente eléctrica a través de la misma, por lo tanto si se controla la corriente también se controla el flujo de calor y de esta forma se puede estabilizar la temperatura de la celda de referencia en el nivel deseado. La señal de realimentación para este control la entrega el sensor de temperatura de la celda.

El control de temperatura también puede realizarse mediante un bloque refrigerado por agua proveniente de un depósito o fuente termostática. Este sistema tiene la desventaja de su escasa portabilidad, pero los baños termoestables suelen ser comunes en el equipamiento de laboratorios y por esta razón también se los suele utilizar.

Las corrientes provistas por el módulo y la celda de referencia pueden medirse directamente mediante amperímetros, o en forma indirecta midiendo tensión a los bornes de una resistencia calibrada. La norma IRAM no fija una exactitud mínima para la medición de tensión y corriente sin embargo la IEC 904-1 requiere realizar las mismas con una exactitud del 0,5 % y además indica que la resistencia de los voltímetros debe ser superior a los $20 \text{ K}\Omega/\text{V}$.

Cuando se realiza la medición en forma manual, es conveniente que todos los instrumentos se encuentren en el campo visual de la persona que realiza el comando del reóstato para permitir un ajuste rápido del mismo.

Cuando la medición se realiza en forma automática, generalmente se utiliza una computadora dotada de una placa de adquisición de datos y comando. Estas placas tienen múltiples canales para la medición de tensión y cuentan con salidas analógicas y digitales que permiten realizar el control de la resistencia variable.

Otra posibilidad es la utilización de un equipo autónomo de adquisición de datos con capacidad de lectura de múltiples variables. En este caso es posible fijar el número de mediciones a realizar en cierto intervalo y provocar la variación de la resistencia de carga entre cortocircuito y circuito abierto.

La medición de temperatura de celda en el módulo puede realizarse con un termómetro de: termocupla, resistencia de platino, termistor, circuito integrado. Los mismos sensores también podrían conectarse al sistema de adquisición de datos que se utilice si se estima conveniente.

La carga eléctrica resistiva variable

Cuando el ensayo no se realice en forma automática puede utilizarse un reóstato de variación manual como carga del dispositivo bajo ensayo. En este caso se debe verificar que la resistencia variable tolere una corriente igual o superior la corriente entregada por el módulo bajo condiciones de cortocircuito. Por otra parte se debe cumplir que el valor de la corriente obtenida como el cociente entre la tensión de circuito abierto del módulo y el máximo valor de resistencia del reóstato debe ser despreciable respecto a la corriente de cortocircuito del dispositivo bajo ensayo. También debe aclararse que si se quiere obtener una densidad de puntos uniforme en toda la característica I-V el incremento en la resistencia entre los distintos puntos a ensayar no es constante: deben ser pequeños cuando se opera cerca de la condición de cortocircuito y grandes cuando se está cerca de circuito abierto.

Para cumplir con los requisitos dados en el párrafo anterior generalmente es conveniente trabajar con dos reóstatos conectados en serie: uno de alta corriente y baja resistencia, apropiado para la sección de tensiones inferiores o iguales a la del punto de máxima potencia, y el segundo de mayor resistencia y menor corriente para la zona de tensiones superiores a las este punto. Con esta disposición se logra una mayor densidad en el codo de la curva I-V, lo que resulta favorable a los efectos obtener las coordenadas del punto de máxima potencia con más precisión.

En los casos en que el ensayo se realiza en forma automática, la carga es un dispositivo electrónico en el cual se puede controlar la tensión entre sus bornes independientemente de la corriente que los atraviese, para ciertos rangos de tensión y corriente. Al igual que en el caso manual, es necesario tener precauciones si se quiere que la densidad de los puntos sea homogénea. Sin embargo en este caso las mediciones se realizan rápidamente y se pueden tomar una gran cantidad de puntos a los efectos de asegurar la densidad mínima de puntos en el sector más desfavorecido de la curva.

El soporte del módulo

El soporte del módulo debe ser una base estructuralmente rígida y plana que facilite la fijación rápida y segura de los distintos tipos de dispositivos a ensayar y de la celda de referencia unida al soporte controlador de temperatura de celda. La radiación debe incidir normal a esta base con una desviación máxima aceptable del 5 %. El soporte debe permitir el acceso a la bornera para la conexión eléctrica del módulo y también debe facilitar el emplazamiento del sensor de temperatura que debe colocarse en la cara inferior del mismo.

Si se utiliza una fuente de luz artificial, el soporte debe ser fijo y generalmente se lo coloca en posición vertical u horizontal. Si por lo contrario se utiliza la luz solar, deberá permitir la orientación del plano de trabajo tanto en el ángulo de elevación como acimutal de tal forma que los rayos solares incidan perpendicularmente sobre la superficie.

Propuesta de equipamiento

Como fuente de radiación se utilizará en primera instancia el sol debido a la buena disponibilidad de radiación solar en el lugar de emplazamiento del laboratorio. No obstante ante un aumento de la demanda del servicio sería conveniente contar con un simulador solar clase A, según el requerimiento de la norma IEC 61215-93.

Inicialmente, y mientras se utilice radiación natural, se deberá contar con un soporte orientable manualmente según los ángulos de elevación y acimutal. Por otra parte se debe considerar la necesidad de una estructura móvil a los efectos de montar el equipo de medición y la carga eléctrica variable protegiéndolos de los agentes climáticos adversos.

En cuanto al instrumental se utilizará un sistema de adquisición de datos provisto por la empresa Agilent modelo 34970A por contar con los requerimientos de precisión velocidad, número de canales y funciones demandadas y ser un equipamiento preexistente en la Facultad de Ingeniería. A este sistema de adquisición se lo deberá añadir los sensores adecuados para la medición.

En cuanto a las celdas patrón, sería conveniente contar con un grupo representativo de los módulos que se comercialicen en el país. Por otra parte el sistema de control de temperatura de celda patrón mediante celda termoelectrónica se puede desarrollar en el Área Electrónica del Departamento de Electricidad de la Facultad de Ingeniería de la UNRC.

Como carga eléctrica variable se aconseja adoptar la N3304A de Agilent por ser totalmente compatible con el sistema de adquisición y poder manejar corrientes hasta 60 A, tensiones hasta 60 V y potencias inferiores a los 300 W.

La tabla 4.4 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de determinación de características eléctricas en condiciones normalizadas. En el anexo II se muestran

distintas fotos de ensayos, donde se puede apreciar un módulo montado sobre la estructura de soporte realizada por el G.E.S.

Tabla 4.4: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de determinación de características eléctricas en condiciones normalizadas.

ENSAYO DE DETERMINACIÓN DE CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CONDICIONES NORMALIZADAS		
NORMA	IRAM 210013-2. Módulos fotovoltaicos. Características eléctricas en condiciones normalizadas.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	1
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	10	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	16 (Exterior)	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Unidad de adquisición de datos modelo 34970 A (Agilent)		1
Carga eléctrica variable modelo N3304A (Agilent)		1
Soporte orientable manualmente (Desarrollo FI-UNRC)		1
Control de temperatura de celda patrón (Desarrollo FI-UNRC).		1
Estructura móvil para protección de equipamiento (Desarrollo FI-UNRC).		1
Celdas Patrón (Adquiridas a otros laboratorios del exterior o desarrolladas en FI-UNRC)		Varias
Sensores para medición de temperaturas.		2

4.1.3 Ensayo de Aislación eléctrica

Como se mencionó en el capítulo 3, la norma IRAM que trata este ensayo es la 210013-3. El ensayo verifica si el módulo fotovoltaico está lo suficientemente aislado eléctricamente mediante la comprobación de la rigidez dieléctrica y la medición de la resistencia de aislación.

El ensayo consiste en aplicar tensión eléctrica entre el marco y el circuito eléctrico del módulo y verificar que no se produzcan descargas o discontinuidad dieléctrica. La tensión aplicada es de 1000V más el doble de la tensión de circuito abierto del sistema bajo las condiciones estándar de medida. Si la tensión del sistema no supera los 50V la tensión aplicada debe ser de 500V. La tensión se debe aplicar con una razón de incremento no mayor a 500V/s y luego mantenerse durante un minuto. Posteriormente se mide la resistencia de aislamiento a una tensión igual o superior a 500V que deberá ser igual o superior a los 50 MΩ.

El dispositivo indispensable para realizar el ensayo es un Megóhmetro o medidor de aislación. Se ha seleccionado para este fin, en función de sus características el ISOTEST HT7050 de la empresa HT ITALIA que realiza la medición a tensiones entre 500 V y 5000 V regulable en saltos de 25 , con escalas de medida de 500 kΩ a 500 MΩ, error de 5 % y limitación de corriente a 1,5 mA.

En cuanto al espacio físico, es necesaria una mesa como la indicada en el ensayo de inspección visual, pero en este caso no se requiere la iluminación prescrita para ese ensayo. Se puede complementar el mobiliario con una butaca de idénticas características a la utilizada en el ensayo nombrado

anteriormente. La tabla 4.5 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de aislación eléctrica.

Tabla 4.5: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de aislación eléctrica.

ENSAYO DE AISLACIÓN ELÉCTRICA		
NORMA	IRAM 210013-3. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de aislación eléctrica.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]		10
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]		8
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
ISOTEST HT7050 (HT ITALIA – Proyectos SACI)		1
Mesa con plano de trabajo de altura y ángulo regulable 1,8 m x 0,9 m		1
Butaca de altura regulable (Optativo)		1

4.1.4 Ensayo de robustez de los terminales

Este ensayo tiene por objeto determinar la aptitud de los terminales de los módulos para soportar esfuerzos usuales que surgen en las tareas de montaje o mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos. Como se mencionó en el inciso 3.4.4 el ensayo de robustez de los terminales esta reglado por las Normas IRAM 210013-4. “Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de robustez de los terminales” e IRAM 4211 (1980) “Equipos y componentes electrónicos. Métodos básicos para los ensayos ambientales climatológicos y de durabilidad. Métodos de ensayo U – Robustez de los terminales. Ensayos Ua, Ub, Uc y Ud para componentes electrónicos”.

La IRAM 210013-4 establece que previo a las mediciones y al ensayo se debe realizar un acondicionamiento de una hora en condiciones normales de temperatura. Antes y después del ensayo propiamente dicho se realizarán sendas inspecciones visuales según Norma IRAM 210013-1 y ensayos de medición de característica eléctrica según Norma IRAM 210013-2. Se dará por aceptado el módulo que no evidencie daños mecánicos y la disminución de la potencia máxima de salida no debe ser superior al 5 %.

La normativa tiene en cuenta tres tipos de terminales: Tipo A - Cable, Tipo B - Bornera, Tipo C - Conector. A continuación se analiza cada caso.

A los terminales Tipo A - Cable se les aplica el ensayo Ua de tracción y Ub de doblado. El ensayo de tracción consiste en la aplicación gradual de una fuerza axial por un período de diez segundos de tal forma que el terminal adopte la posición normal al módulo fotovoltaico. Las cargas normalizadas son de 40 N, 20 N, 10 N, 5 N y 2,5 N y en ningún caso debe superar el peso del módulo.

En el ensayo de doblado se debe aplicar al terminal una fuerza de magnitud igual a la mitad de la utilizada en el ensayo de tracción y se deben realizar 10 ciclos de doblado a 90 ° partiendo de la posición del cable normal al módulo.

A los terminales Tipo B - Bornera se les realiza el ensayo Ua de tracción, Ub de doblado y Ud de momento de torsión. Para los dos primeros ensayos, se conectan cables y se tratan de la misma forma que los del tipo A. Para el ensayo de momento de torsión se les aplica a las tuercas o tornillos un momento según lo especificado por la Tabla I de la Norma IRAM 4211.

A los terminales Tipo C – Conector se les realiza el ensayo Ua de tracción y Ub de doblado. Para ambos ensayos se conectan cables a los conectores y se tratan de la misma forma que los del tipo A.

El equipamiento necesario para la realización de los ensayos, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es: un juego de pesas apropiado, cronómetro, sistema de soporte para el módulo, cables según especificación del fabricante de los módulos para el caso terminales B o C y torquímetro para los terminales de bornera. En cuanto al personal a desarrollar la tarea alcanza con una persona calificada y un auxiliar. La tabla 4.6 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de robustez de los terminales.

Tabla 4.6: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de robustez de los terminales.

ENSAYO DE ROBUSTEZ DE LOS TERMINALES		
NORMA	IRAM 210013-4. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de robustez de los terminales.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	1
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	10-15	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	8	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Juego de Pesas		1
Sistema de Soporte (Desarrollo FI-UNRC).		1
Cronómetro		1
Torquímetro		1

4.1.5 Ensayo de torsión

El ensayo de torsión está normado por la IRAM 210013-5 y tiene por objeto determinar la resistencia de los módulos a este tipo de esfuerzos, los cuales suelen presentarse en el montaje por imperfecciones en la estructura de soporte. El procedimiento de ensayo consiste en producir en el módulo un estado torsional mientras se constata el aislamiento eléctrico marco-circuito y la continuidad eléctrica del circuito interno del generador. Tres de los cuatro vértices del módulo definen un plano y el restante vértice se aparta de ese plano una distancia h igual al 2,1% de la diagonal del módulo.

Luego de este procedimiento se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1) y se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2). El módulo se considera apto si durante la torsión no se producen en forma permanente o intermitente fallas en la continuidad o en la aislación y además, al comparar el valor de la potencia máxima antes y después de la deformación, la misma no disminuye más del 5%.

El equipamiento necesario para la realización de los ensayos, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es: una base soporte para aplicar la torsión, un megóhmetro para medición de aislación, y un multímetro para medición de continuidad. Coincidentemente con lo seleccionado para el ensayo de aislamiento eléctrico se utilizará un megóhmetro ISOTEST HT7050. La base para aplicación de la torsión será desarrollada en el laboratorio mientras que para la medición de continuidad del circuito puede utilizarse un multímetro de uso general. El espacio físico necesario es de aproximadamente 8 m². La tabla 4.7 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de torsión.

Tabla 4.7: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de torsión.

ENSAYO DE TORSIÓN		
NORMA	IRAM 210013-5. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de torsión.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	20	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	8	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Base soporte para aplicación de torsión (Desarrollo FI-UNRC).		1
ISOTEST HT7050 (HT ITALIA – Proyectos SACI)		1
Multímetro digital		1

4.1.6 Ensayo de carga mecánica

Este ensayo se utiliza a los efectos de determinar la capacidad del módulo para soportar las cargas ocasionadas por viento, nieve, hielo u otras. Las condiciones y procedimiento del ensayo son definidos por la norma IRAM 210013-6. Básicamente el ensayo consiste en aplicar, en forma alternativa sobre ambas caras del módulo, una presión uniforme, por medio de aire o agua, durante el lapso de una hora, mientras se controla la continuidad del circuito del generador.

Luego de este procedimiento se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si durante la aplicación de las cargas no se producen en forma permanente o intermitente fallas en la continuidad, no presenta fallas en los ensayos indicados por las normas IRAM 210013-1 y 210013-3, y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después de la aplicación de la carga, la misma no disminuye más del 5%.

La carga empleada debe ser equivalente a 2,4 KPa de presión y se requiere una aplicación distribuida uniformemente durante el lapso de una hora en forma frontal e igual período en la cara posterior. Esta presión es aproximadamente igual a la desarrollada por una columna de agua de 25 Cm y se puede aplicar por medio de una membrana flexible e impermeable o en forma alternativa por medios neumáticos mediante un recinto donde se traten de disminuir las infiltraciones y se genere una sobrepresión por medio de un ventilador centrífugo.

El equipamiento necesario para la realización del ensayo, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es: una base soporte para aplicación de presión y un multímetro para medición de continuidad. La base soporte que será desarrollada en la Facultad de Ingeniería, deberá contar con el sistema hidráulico o neumático correspondiente y un juego de cajas que se ajuste a los distintos módulos. La continuidad del circuito puede constatarse mediante un multímetro de uso general. El tiempo de duración del ensayo es de 150 minutos por módulo, mientras que el espacio físico necesario es de aproximadamente 8 m². En cuanto al personal a desarrollar la tarea alcanza con una persona calificada. La tabla 4.8 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de carga mecánica.

Tabla 4.8: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de carga mecánica.

ENSAYO DE CARGA MECÁNICA		
NORMA	IRAM 210013-6. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de carga mecánica.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	150	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	8	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Base soporte para aplicación de la presión (Desarrollo FI-UNRC).		1
Multímetro digital		1

4.1.7 Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta

El procedimiento para determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar la exposición a la radiación ultravioleta se establece en la norma IRAM 210013-7. El ensayo consiste en exponer al módulo a una irradiación UV de 15 KWh/m² mediante una irradiancia que no supere los 250 W/m² comprendida entre los 280 nm y 400 nm mientras se mantiene la temperatura del módulo a 60°C ±5°C. El valor de irradiación corresponde a 325 h de exposición a la irradiancia solar de referencia según norma IEC 60904-3, mientras que el valor límite de irradiancia corresponde aproximadamente a cinco veces la solar de referencia en este rango del espectro.

Es usual caracterizar la radiación UV según tres bandas espectrales: UV-A entre 400 y 320 nm, UV-B entre 320 y 280 nm y UV-C entre 280 y 200nm. La radiación solar extraterrestre tiene una mayor intensidad monocromática en la zona UV-A y decrece hacia el UV-C.

La radiación UV-A corresponde a la formada por cuantos de menor energía comparada con las dos restantes, es la que llega en mayor medida a la superficie terrestre debido a que sufre poca atenuación al atravesar la atmósfera, no es nociva para los sistemas biológicos pero puede causar degradación en una gran cantidad de materiales plásticos.

La radiación UV-B, que en condiciones normales es absorbida en gran medida por la capa de ozono atmosférica, resulta muy nociva para los sistemas biológicos. El actual deterioro de la capa aumenta la amenaza de este tipo de radiación causante de numerosas enfermedades en distintas especies. La radiación UV-B también ocasiona deterioro en distintos materiales plásticos.

Por otra parte, la radiación UV-C es la más nociva debido a que está conformada por cuantos de mayor energía. Afortunadamente, el oxígeno y el ozono de la estratosfera absorben todos los rayos UV-C, por lo cual nunca llegan a la superficie de la Tierra.

La norma IRAM 210013-7 determina la cantidad de radiación que debe recibir el módulo durante el ensayo dentro del rango UV-A y UV-B sin hacer referencia a la composición espectral de la misma. Sin embargo, existen estudios que certifican el carácter altamente selectivo del fenómeno de degradación en los materiales sintéticos, y por lo tanto sería conveniente que la composición espectral de la fuente de radiación utilizada se asemeje a la radiación solar en la superficie terrestre en este rango del espectro.

Es posible lograr esta exposición a la radiación UV iluminando el módulo con lámparas especiales (Cadena et al, 2000) dentro de una cámara diseñada a tal efecto, dotada de lámparas de descarga como las llamadas germicidas o de lámparas de Xenón dotadas de filtros para radiación visible e

infrarroja. La temperatura del módulo puede mantenerse en el rango requerido controlando electrónicamente la ventilación de la cámara. La misma deberá realizarse en forma mecánica mediante un ventilador y deflectores que determinen un flujo de aire uniforme para obtener una temperatura homogénea en la superficie del módulo.

El equipamiento necesario para la realización del ensayo, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es: una cámara para irradiación UV, un radiómetro dotado de un sensor de UVA y UVB del tipo PMA2100 y PMA2107 desarrollado por la firma Solar Light Co. El tiempo de duración del ensayo es de 65 a 120 horas dependiendo de la intensidad de radiación que se logre en el espectro UVA-UVB. El espacio físico necesario es de aproximadamente 8 m². En cuanto al personal a desarrollar la tarea alcanza con una persona calificada. La tabla 4.9 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de exposición a la radiación ultravioleta.

Tabla 4.9: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de exposición a la radiación ultravioleta.

ENSAYO DE EXPOSICIÓN A LA RADIACIÓN ULTRAVIOLETA		
NORMA	IRAM 210013-7. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV)	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	7230	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	8	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Cámara de irradiación UV (Desarrollo FI-UNRC).		1
PMA2100 – Radiómetro registrador (Solar Light Co.)		1
PMA2107- Detector de radiación UVB+UVA (Solar Light Co.)		1

4.1.8 Ensayo de resistencia al impacto de granizo

Este ensayo verifica el comportamiento del módulo fotovoltaico frente al impacto de granizo. En el ámbito nacional la norma que establece el procedimiento para su realización es la IRAM 210013-8. El ensayo consiste en impactar la parte frontal del módulo con esferas de hielo de una determinada masa y a una velocidad establecida. La norma presenta una tabla de características de los proyectiles y velocidad de impacto e indica los puntos a donde se debe impactar.

Luego de la secuencia de impactos se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide el aislamiento eléctrico (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en los ensayos indicados por las normas IRAM 210013-1 y 210013-3 y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después de ser impactada, la misma no disminuye más del 5%.

El G.E.S. ha diseñado, construido y ensayado un dispositivo neumático en base al esquema presentado en la norma IRAM 210013-8 (Ver figura 3.2). El dispositivo, que se puede observar en las figuras 5, 6 y 7 del Anexo II, consta de un tanque de chapa 0,2 m³ de capacidad donde se desarrolla una presión manométrica regulada y regulable de varios centímetros de columna de agua. La presión del tanque se controla mediante un regulador de presión, como los utilizados en las instalaciones de gas envasado, conectado a un compresor de aire de uso general. El tanque está unido a un caño por medio de una válvula electrocomandada de apertura rápida. El caño posee un diámetro interior que coincide con el

de las esferas de hielo que se deseen disparar. Dentro del caño se coloca el proyectil adquiriendo velocidad en función de la presión existente en el tanque y del lapso de apertura de la válvula comandada eléctricamente, determinado este último mediante un temporizador ajustable que emite un pulso de tensión de algunas centésimas de segundo. La velocidad de los proyectiles se mide indirectamente mediante un sistema optoelectrónico conectado a un ordenador. El sistema determina el tiempo de pasaje del proyectil entre dos puntos previamente determinados, separados por una distancia conocida, donde se encuentran sendos sensores optoelectrónicos. Esta información es procesada y el ordenador entrega directamente el valor de la velocidad de impacto.

El equipamiento necesario para la realización del ensayo, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es el dispositivo descrito previamente desarrollado por el Grupo de Energía Solar de la UNRC-FI. En cuanto a la cantidad de personas disponibles para realizar el ensayo es conveniente que se realice mediante un profesional calificado y un asistente. El tiempo de duración del ensayo es de 30 minutos por módulo. El espacio físico necesario es de aproximadamente 20 m². La tabla 4.10 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de resistencia al impacto de granizo.

Tabla 4.10: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de resistencia al impacto de granizo.

ENSAYO DE RESISTENCIA AL IMPACTO DE GRANIZO		
NORMA	IRAM 210013-8. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de resistencia al impacto de granizo.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	1
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]		30
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]		20
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Dispositivo para ensayo de impacto (Desarrollo FI-UNRC).		1

4.1.9 Ensayo de ciclado térmico

Este ensayo determina la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar desequilibrios térmicos, fatiga y otros esfuerzos causados por reiterados cambios en la temperatura. La norma IRAM 210013-9 establece el procedimiento y las condiciones necesarias para realizar el ensayo, que consiste en exponer al módulo a cincuenta ciclos de variación de temperatura entre -40 °C y 85 °C mientras se monitorea la continuidad del circuito eléctrico y la aislación con el marco. La velocidad de variación de la temperatura del módulo no puede exceder los 100°C/h y la temperatura de los módulos, alcanzados los valores extremos, debe permanecer estable por un lapso de diez minutos como mínimo. El ciclo completo no debe superar las seis horas. En la figura 3.3 muestran las características del ciclado.

Luego del ciclado se deja un tiempo de recuperación de una hora y se le realiza la inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en la continuidad ni en la aislación y la potencia máxima después del ensayo debe ser mayor al 95 % de dicho parámetro medido antes del ensayo.

Para realizar el ensayo resulta imprescindible una cámara climática con control automático de temperatura, equipada con un sistema de circulación de aire y medios para evitar la condensación en el módulo durante el ciclado. El sistema de circulación debe inducir en el aire cercano a los módulos una velocidad igual o superior a 2 m/s. La disposición de los dispositivos fotovoltaicos dentro de la cámara se debe realizar mediante elementos de montaje ó un soporte que se puedan considerar como aislantes térmicos, de tal forma que el intercambio de calor se realice por radiación y convección. La cámara debe

permitir la instalación de instrumentos para la medición de temperatura, medición de la continuidad del circuito eléctrico y constatar la integridad de la aislación entre el circuito eléctrico y el marco de los módulos. La exactitud mínima en la medición de temperatura debe ser de $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$

El equipamiento necesario para la realización del ensayo, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es: la cámara climática con control automático de temperatura, un registrador de temperatura de precisión para lo que se utilizará una unidad de adquisición de datos modelo 34970 A de Agilent dotado de un sensor de temperatura PT100, un multímetro digital con capacidad de almacenamiento de datos y registro de sucesos y el medidor de aislación ISOTEST HT7050. El tiempo de duración del ensayo puede variar entre 8800 y 18300 minutos (7 a 13 días) según el tiempo en el que se logre desarrollar un ciclo, siendo el mínimo de 170 minutos y el máximo de 360 minutos por ciclo. El espacio físico necesario es de 8 m^2 y esta compuesto por el espacio ocupado por la cámara más el previsto para circulación. La tabla 4.11 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de ciclado térmico.

Tabla 4.11: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de ciclado térmico.

ENSAYO DE CICLADO TÉRMICO		
NORMA	IRAM 210013-9. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de ciclado térmico.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	1
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	8800-18300	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m^2]	8	
EQUIPAMIENTO (Marca - Proveedor)		CANTIDAD
Cámara de temperatura controlada (CCI)		1
Unidad de adquisición de datos modelo 34970 A (Agilent)		1
ISOTEST HT7050 (HT ITALIA – Proyectos SACI)		1
Multímetro digital registrador (Prova)		1

4.1.10 Ensayo de congelamiento húmedo

El ensayo de congelamiento húmedo se realiza con el propósito de determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar los efectos de la alta temperatura y humedad seguido de temperaturas bajo cero. La norma IRAM 210013-10 establece los requisitos y procedimientos para su realización. El ensayo consiste en exponer al módulo a 10 ciclos de variación de temperatura entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ siendo la humedad relativa del 85 % cuando la temperatura esta por encima de los $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y encontrándose el aire en estado saturado cuando la temperatura desciende por debajo de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Las características del ciclo se pueden ver en la figura 3.4. Mientras se realiza el ciclado se debe monitorear la continuidad del circuito eléctrico y la aislación con el marco.

Luego de los 10 ciclos, se deja un tiempo de recuperación de una hora y se le realiza la inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en la continuidad, en la aislación y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después del ensayo, la misma no disminuye más del 5%.

Si bien el objetivo del ensayo es distinto en cuanto a la cualidad que se desea constatar, operativamente es similar al ensayo anterior salvo la forma del ciclo y la necesidad de controlar la humedad relativa. Para realizar el ensayo es necesaria una cámara climática con control automático de temperatura y humedad. La cámara debe permitir la instalación de instrumentos para la medición de temperatura, medición de la continuidad del circuito eléctrico y constatar la integridad de la aislación entre el circuito eléctrico y el marco de los módulos. La exactitud mínima en la medición de temperatura debe ser de $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$

El equipamiento necesario para la realización del ensayo, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es: la cámara climática con control automático de temperatura y humedad, un registrador de temperatura de precisión para lo que se utilizará una unidad de adquisición de datos modelo 34970A de Agilent dotado de un sensor de temperatura PT100, un multímetro digital con capacidad de almacenamiento de datos y registro de sucesos y el medidor de aislación ISOTEST HT7050. El tiempo de duración del ensayo es de aproximadamente 14700 minutos (10 días) según el tiempo en el que se logre desarrollar un ciclo. El personal necesario para el desarrollo de las tareas es de dos personas de las cuales una es calificada. El espacio físico requerido es de 10 m² y esta compuesto por el espacio ocupado por la cámara más el previsto para circulación. La tabla 4.12 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de congelamiento húmedo.

Tabla 4.12: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de congelamiento húmedo.

ENSAYO DE CONGELAMIENTO HÚMEDO		
NORMA	IRAM 210013-10. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de congelamiento húmedo.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	1
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	14700	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	10	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Cámara con control de temperatura y humedad (CCI)		1
Unidad de adquisición de datos modelo 34970 A (Agilent)		1
ISOTEST HT7050 (HT ITALIA – Proyectos SACI)		1
Multímetro digital registrador (Prova)		1

4.1.11 Ensayo de calentamiento húmedo

El presente ensayo, definido por la norma IRAM 210013-11, tiene por finalidad verificar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar los efectos de la humedad durante tiempo prolongado. El mismo consiste en exponer al módulo a una humedad relativa de 85 % y a una temperatura de 85 °C durante un lapso de 1000 horas. Luego de un tiempo de recuperación de 2 h a 4 h se le realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en los ensayos indicados por las normas IRAM 210013-1 y 210013-3 y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después del ensayo, la misma no disminuye más del 5%.

El equipamiento necesario para la realización del ensayo, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es una cámara climática con control automático de temperatura y humedad, que permita mantener la temperatura constante a $85\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ mientras que la humedad relativa debe permanecer constante a $85\% \pm 5\%$. El tiempo de duración del ensayo es de aproximadamente 60500 minutos (42 días). El personal necesario para el desarrollo de las tareas es de una persona calificada. El espacio físico requerido es de 10 m^2 y esta compuesto por el espacio ocupado por la cámara más el previsto para circulación. La tabla 4.12 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de calentamiento húmedo.

Tabla 4.13: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de calentamiento húmedo.

ENSAYO DE CALENTAMIENTO HÚMEDO		
NORMA	IRAM 210013-11. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de calentamiento húmedo.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	60500	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m^2]	10	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Cámara con control de temperatura y humedad (CCI)		1

4.1.12 Ensayo de niebla salina

Este ensayo determina la resistencia del módulo a la corrosión producida por niebla salina. El mismo sirve para evaluar la compatibilidad de los materiales y la calidad y uniformidad de la cubierta protectora.

Como primer paso del procedimiento de ensayo se realiza una inspección visual (Norma IRAM 210013-1), se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide la aislación eléctrica (Norma IRAM 210013-3).

Luego se le realiza el ensayo establecido por las normas IEC 60068-1 Ensayos ambientales. Parte 1: Generalidades y guía y IEC 60068-1 Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos - Ensayo Ka: Niebla salina, que consiste en exponer a los módulos sin acondicionamientos previos e inclinados entre 15 y 30° respecto a la vertical con su cara frontal hacia arriba, a un ambiente con niebla salina durante el lapso de 96 h.

Culminado ese período, utilizando la Norma IRAM 210013-1, se realiza una inspección visual antes del lavado y otra después del lavado y secado del módulo. Por último se miden las Características eléctricas en condiciones normalizadas (Norma IRAM 210013-2) y se mide el aislamiento eléctrico (Norma IRAM 210013-3). El módulo se considera apto si no presenta fallas en los ensayos y al comparar el valor de la potencia máxima antes y después del ensayo, la misma no disminuye más del 5%.

El equipamiento necesario para la realización del ensayo, además de los utilizados en los ensayos propios de las mediciones previas y posteriores, es una cámara de ensayo de corrosión por niebla salina con control automático de temperatura. El tiempo de duración del ensayo es de aproximadamente 5900 minutos (4 días). El personal necesario para el desarrollo de las tareas es de una persona calificada. El espacio físico requerido es de 10 m^2 y esta compuesto por el espacio ocupado por la cámara más el previsto para circulación. La tabla 4.14 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de Ensayo de niebla salina.

Tabla 4.14: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de niebla salina.

ENSAYO DE NIEBLA SALINA		
NORMA	IRAM 210013-13. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de niebla salina.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	5900	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	10	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Cámara de niebla salina con control de temperatura (CCI)		1

4.1.13 Ensayo de medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT)

El propósito de este ensayo es determinar la temperatura nominal de operación de celda (NOCT). Este parámetro es un indicador de la temperatura que tendrá el módulo en funcionamiento bajo condiciones ambientales normales y sirve para comparar los distintos módulos en condiciones ambientales cercanas a las que presentan ordinariamente bajo servicio, es decir: temperatura ambiente 20 °C, velocidad de viento 1 m/s y 800 W/m² de irradiancia total. No obstante, se debe tener en cuenta que la temperatura efectiva de la juntura de la celda en una situación particular depende de múltiples factores como: la estructura de montaje, la irradiancia, la velocidad del viento, la temperatura de cielo, la temperatura ambiente, las reflexiones y emisiones del suelo y los objetos circundantes, etc.

A continuación analizaremos los dos métodos aceptados por la norma IRAM 210013-14 para realizar la medición de la NOCT: el método primario y el método de la placa de referencia.

El método primario

El método primario consiste en relevar datos de temperatura ambiente, temperatura de celda, irradiancia sobre el plano del módulo, velocidad y dirección del viento en uno o varios módulos convenientemente montados y orientados. De los datos relevados se seleccionan por lo menos diez, que cumplen ciertos requisitos, y basándonos en estos se calcula la NOCT mediante un procedimiento matemático establecido en la norma.

Se ha comprobado experimentalmente que la diferencia de temperatura $\Delta T_{j-amb} = T_j - T_{amb}$, entre la juntura de la celda fotovoltaica (T_j) y el ambiente (T_{amb}) es prácticamente independiente de la temperatura ambiente y esencialmente depende en forma lineal de la irradiancia total sobre la superficie activa del módulo. En concordancia con lo dicho anteriormente, si se tienen datos de la diferencia de temperatura ΔT_{j-amb} para distintos niveles de irradiancia es posible interpolar los mismos para obtener la diferencia de temperaturas correspondiente a la irradiancia de referencia (800 W/m²). Si a este valor se le suman los 20°C correspondientes a la temperatura ambiente de referencia y se le añade un término de corrección que contemple las desviaciones en los valores de ΔT_{j-amb} debido a que las mediciones no se realizaron exactamente a la velocidad de viento de referencia (1 m/s) se obtiene el valor de la temperatura nominal de operación de la celda (NOCT).

Como se mencionó anteriormente el procedimiento para el ensayo se inicia montando el ó los módulos a ensayar orientándolos de tal forma que la radiación solar incida perpendicularmente durante el mediodía solar con una tolerancia de $\pm 5^\circ$. La parte inferior del módulo debe estar a una altura de 0,6 m, como mínimo, del nivel del suelo u horizontal local. Para simular las condiciones de contorno en que

normalmente funcionará el módulo, se instalará en el interior de una superficie plana que se extenderá como mínimo a 0,6 m del módulo en todas las direcciones. Dicha superficie puede construirse con módulos del mismo tipo o placas de aluminio pintadas de negro mate. El área circundante estará libre de objetos que puedan realizar sombra sobre el arreglo durante cuatro horas anteriores y posteriores al mediodía solar y podrá estar cubierto de pasto o vegetación similar, tierra o asfalto negro.

Deben registrarse las variables indicadas en la Tabla 4.15 durante un día claro, soleado y poco ventoso. Una vez logrado como mínimo 10 datos que cumplan con los requisitos indicados en dicha tabla y cubran un rango de radiación de 300 W.m^{-2} , se realiza una gráfica de ΔT_{j-amb} en función de la irradiancia obteniendo el valor interpolado de ΔT_{j-amb} correspondiente a 800 W.m^{-2} y a dicho valor se le suman $20 \text{ }^\circ\text{C}$ para obtener un valor preliminar de NOCT (NOCT_p).

Tabla 4.15: Variables registradas durante el ensayo de medición de TONC.

Variables	Valores no válidos	Rango mínimo	Precisión
Irradiancia	$< 400 \text{ W.m}^{-2}$	300 W.m^{-2}	$\pm 5 \text{ W.m}^{-2}$
Temperatura ambiente	$< 5^\circ\text{C}$ ó $> 35^\circ\text{C}$ o variaciones $> 5^\circ\text{C}$	-	$\pm 0,5^\circ\text{C}$
Temperatura de celda		-	$\pm 0,5^\circ\text{C}$
Velocidad de viento	Un intervalo de 10 minutos después de una ráfaga de más de 4 m.s^{-1} .	-	$\pm 0,5 \text{ m.s}^{-1}$
Dirección de viento	$\pm 20^\circ$ Oeste o Este	-	$\pm 10^\circ$

Una vez obtenido el valor preliminar de la NOCT se procede a calcular el término de corrección, para ello se determina el promedio de las temperaturas ambiente y velocidades de viento utilizadas en la obtención del valor preliminar de la NOCT. Con los valores promedio se ingresa al gráfico de la figura 4.7 y se determina el término de corrección (T_c) que finalmente se suma al NOCT_p para obtener un valor de NOCT.

$$\text{NOCT} = \text{NOCT}_p + T_c$$

El procedimiento se repite en forma completa otro día y se promedian los valores obtenidos de NOCT, si el promedio difiere en menos de $0,5^\circ\text{C}$ del valor inicial se adopta el promedio como valor definitivo. Si difieren en más de $0,5^\circ\text{C}$ se debe repetir el procedimiento un tercer día y se determina el promedio de los tres valores de NOCT obtenidos en sendas oportunidades adoptándose este promedio como valor definitivo.

El método de la placa de referencia

El método de la placa de referencia se basa en comparar, bajo condiciones ambientales determinadas, la temperatura medida de la junta de celda del módulo bajo ensayo con la temperatura de placas que son tomadas como patrones. La diferencia entre la temperatura de junta y la temperatura promedio de las placas es referida a las condiciones normalizadas por un procedimiento matemático. Finalmente la NOCT se obtiene sumando la diferencia de temperaturas corregida a condiciones normalizadas a la temperatura promedio de las placas de referencia operando en condiciones normalizadas.

Las placas, pintadas de negro mate en sus caras frontales y blanco brillante en sus caras posteriores, deben construirse en aluminio tratable térmicamente, de 5 mm de espesor, 483 mm de largo y 311 mm de ancho. Se debe proveer un método para la medición de temperatura de la placa con la precisión establecida ($\pm 0,5^\circ\text{C}$). Una alternativa posible es la inserción de dos termocoplas en una ranura en forma de Y maquinada en la parte posterior de cada una de las placas, cementadas mediante algún

pegamento de alta conductividad térmica que sea además aislante eléctrico. La figura 4.8 muestra esquemáticamente las características de la solución propuesta.

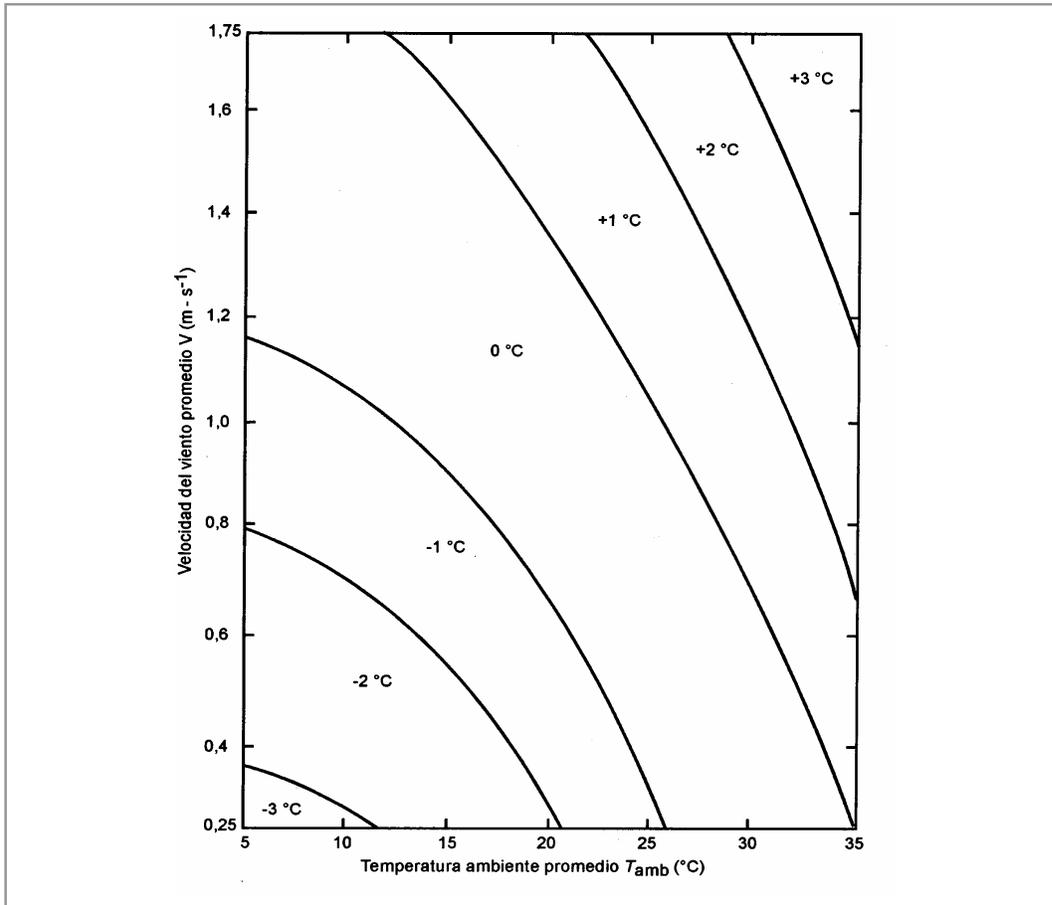


Figura 4.7: Gráfico del término de corrección (T_c) de la NOCT en función de los valores promediados de la velocidad de viento y temperatura ambiente (Fuente Norma IRAM 210013-14).

Se debe contar por lo menos con tres placas patrones si se desea realizar el ensayo de un módulo, dos de las mismas deben ser colocadas a ambos lados del módulo bajo ensayo y la tercera debe reservarse como patrón para contrastar verificando que las otras dos mantengan sus propiedades después de algún tiempo de utilización. En el caso de ensayar varios módulos simultáneamente se deberá agregar una placa por módulo adicional al caso inicialmente planteado. Es decir para ensayar n módulos es necesario $n+2$ placas: $n+1$ serán destinadas a flanquear los módulos durante el ensayo propiamente dicho y se reservará una para contrastar las anteriores. Ver figura 4.9.

La temperatura de las placas en condiciones normales se determina por medio del método primario y no deben diferir entre sí en más de 1°C .

Para realizar el ensayo se debe elegir un día claro y poco ventoso, se montan los módulos y las placas en una estructura abierta respetando las medidas indicadas en la figura 4.9. Se deben relevar datos de temperatura ambiente, temperatura de celda, temperatura de placas de referencia, irradiancia sobre el plano del módulo, velocidad y dirección del viento en uno o varios módulos convenientemente montados y orientados. De los datos relevados se seleccionan los que cumplen con los requisitos establecidos en la norma. Sobre estos datos se calcula la diferencia entre la temperatura de los módulos y la temperatura promedio de las placas (ΔT_{jp}) cuyo valor absoluto debe ser inferior a los 4°C para que el método sea aplicable. Se promedian los valores de ΔT_{jp} obteniendo ΔT_{jpm} . Se procede luego a corregir los valores de ΔT_{jpm} por irradiancia, por temperatura ambiente y velocidad del viento, por el procedimiento indicado en

el método primario. Se obtiene de esta forma ΔT_{jpmc} . El valor de la temperatura nominal de operación de celda preliminar se determina sumando a la temperatura promedio de las placas de referencia en las condiciones ambientales de referencia el ΔT_{jpmc} .

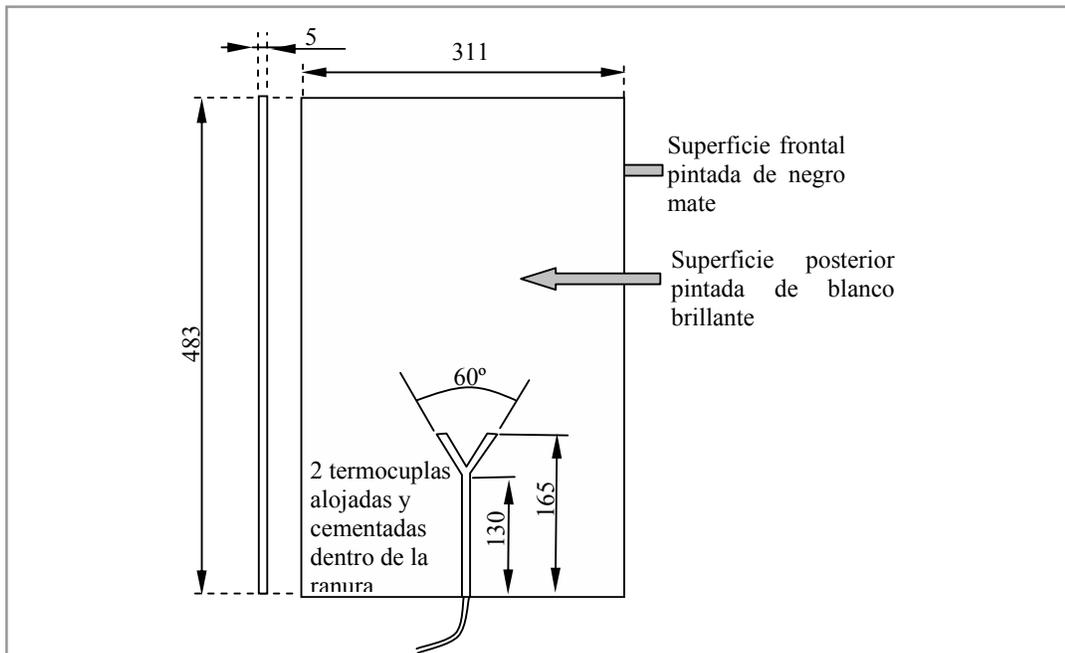


Figura 4.8: Placa de referencia. Vista posterior y lateral, dimensiones en mm (Fuente Norma IRAM 210013-14).

El procedimiento se repite un segundo día, si el resultado de la NOCT difiere en menos de $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ del anterior se promedian y el resultado se adopta como temperatura nominal de operación de celda. Si la diferencia es mayor, se requiere un tercer día de ensayo y en este caso el promedio de las tres NOCT será el resultado final del ensayo.

El método seleccionado

En cuanto a los requerimientos de equipamiento, no se presentan diferencias entre el método primario y el método de la placa de referencia salvo la necesidad de contar con las citadas placas. Por otra parte el método primario es necesario para la calibración de las placas de referencia. Todo indica que para un volumen relativamente bajo de ensayos, el más apropiado de los métodos sería el primero, por esta razón se adopta el mismo para el laboratorio.

El equipamiento para la realización del ensayo es el necesario para registrar las mediciones que se detallan en la tabla 4.15. La radiación solar se sensorará mediante un solarímetro termoelectrico provisto por la empresa japonesa EKO que posee el G.E.S., mientras que las señales de temperatura de los módulos se puede tomar mediante termocuplas. La lectura de estos sensores se realizará mediante la unidad de adquisición de datos Agilent. Velocidad y dirección de viento se medirán mediante una estación meteorológica Weather Monitor II provista por la empresa Davis, que se encuentra actualmente dentro del patrimonio del G.E.S. y cumple con los requisitos de precisión. Completan el equipamiento el soporte para los módulos y la estructura móvil para protección de equipamiento. El tiempo de duración del ensayo es sensiblemente variable ya que depende de que las condiciones climáticas se ajusten a las requeridas por norma. En el caso más favorable sería de aproximadamente unos 600 minutos repartidos en dos días. El personal necesario para el desarrollo de las tareas es de una persona calificada. El espacio fisico requerido es de 100 m^2 a la intemperie libre de todo cuerpo que pueda afectar la radiación solar y el movimiento del aire. La tabla 4.16 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo de determinación de la temperatura nominal de operación de celda.

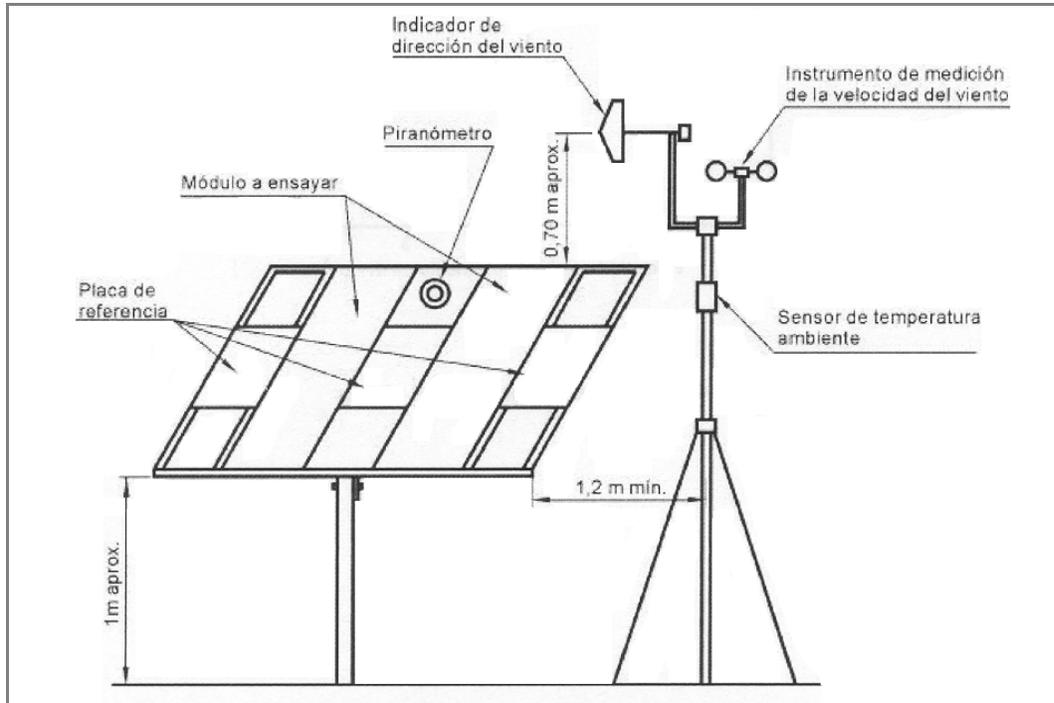


Figura 4.9: Disposición de módulos y placa de referencia durante el ensayo de medición de la temperatura nominal de operación de celda (Fuente Norma IRAM 210013-14).

Tabla 4.16: Cuadro de Resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT).

ENSAYO DE MEDICIÓN DE LA TEMPERATURA NOMINAL DE OPERACIÓN DE CELDA		
NORMA	IRAM 210013-14. Energía solar. Módulos fotovoltaicos Medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT)	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	-
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	1000	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	100 (Aire Libre)	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Unidad de adquisición de datos modelo 34970 A (Agilent)		1
Soporte orientable manualmente (Desarrollo FI-UNRC)		1
Estructura móvil para protección de equipamiento (Desarrollo FI-UNRC).		1
Estación meteorológica Weather Monitor II (Davis).		1
Sensores para medición de temperaturas.		varios

4.1.14 Ensayo de comportamiento en NOCT (temperatura nominal de operación de celda).

El ensayo de comportamiento en NOCT es la obtención de la característica tensión corriente del módulo pero en este caso bajo 800W/m^2 de radiación y temperatura de celda igual a la NOCT del módulo bajo ensayo. Se puede proceder alternativamente aplicando los procedimientos de corrección vistos en el ensayo para determinación de la curva tensión corriente. Dada la similitud de este ensayo con el que ya se analizó profundamente en el inciso 4.1.2 no se considera necesario ahondar en más detalles.

4.1.15 Ensayo de comportamiento frente al efecto punto caliente

Este ensayo se utiliza a los efectos de determinar la capacidad del módulo para soportar los efectos térmicos asociados al fenómeno de punto caliente. Este fenómeno que comúnmente se presenta causado por diversas razones como: celdas rajadas, disparidad entre celdas, fallas de interconexión, ensombrecimientos parciales o suciedad concentrada, suele traer problemas de ablandamiento de la soldadura o deterioro del encapsulante. La Norma IRAM 210013-16 establece el procedimiento para realizar el ensayo de comportamiento frente al efecto punto caliente

El efecto de punto caliente puede aparecer en un módulo en el que todas sus celdas no operan con la misma característica tensión corriente. El sombreado parcial, la suciedad concentrada o la falla de alguna celda pueden causar esta situación. El efecto se produce cuando la corriente de operación del módulo supera la corriente de cortocircuito de una celda o un grupo de celdas de dicho módulo. En esta situación la celda o grupo de celdas se polariza inversamente disipando potencia y produciendo el calentamiento localizado. La potencia disipada es el producto de la corriente que circula por las celdas con polarización inversa, por la tensión inversa a la que están sometidas. Para cualquier nivel de irradiancia la máxima potencia disipada se produce cuando el panel se coloca en cortocircuito. Si se sombrea una celda en esta condición, la tensión de $s-1$ celdas quedará aplicada en forma inversa sobre la celda sombreada y la condición de funcionamiento quedará determinada por la intersección de la característica inversa de la celda con la imagen simétrica al eje de corriente, de la característica directa de las $s-1$ celdas restantes (Ver la figura 3.6).

La norma IRAM 210013-16 clasifica los módulos en tres tipos: S, SP y SPS según sea la interconexión de celdas y establece un método para determinar la celda que se debe sombrear y como se debe encontrar la condición de máxima disipación. Una vez establecida esta situación se expone al módulo a cinco ciclos de una hora a irradiancia de 1000 W/m^2 seguidos por media hora de penumbra.

El desarrollo del ensayo debe realizarse con una irradiancia de $1000\text{ W/m}^2 \pm 10\%$ que puede ser de origen natural o mediante un simulador solar estacionario clase C o mejor. Si se desea realizar los ensayos con radiación solar, como en este caso, se debe tener en cuenta que adicionalmente la norma requiere que la velocidad del viento sea menor a 2 m/s y la temperatura se encuentre en el rango de $25\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$. El establecimiento de estas condiciones disminuye considerablemente los días aptos para la realización del ensayo, y es de esperar que sea necesario varios días hasta lograr los cinco ciclos requeridos.

Para determinar la celda más caliente, se deberá contar con un detector de temperatura. Si bien la norma no determina claramente el tipo de detector resulta evidente que el único que permite una determinación ágil son los del tipo infrarrojo (IR). En especial sería altamente conveniente contar con una cámara IR a los efectos de poder determinar rápidamente donde se produce la máxima temperatura. Sin embargo el altísimo costo de este equipamiento no es posible amortizarlo mediante el volumen de ensayos a desarrollar por el laboratorio y solo sería posible contar con dicho equipamiento en caso de compartirlo con otra área de la universidad dedicada a la prestación de servicios o investigación. Lo más apropiado en términos técnico-económicos resulta ser un termómetro IR.

La medición de la corriente de cortocircuito se podrá realizar mediante un amperímetro de rango y exactitud adecuados. Por otra parte la medición de radiación puede llevarse a cabo por medio de el solarímetro termoelectrico EKO respaldado por la unidad de adquisición de datos modelo 34970A (Agilent). Es necesaria además una estación meteorológica para corroborar que los valores de velocidad del viento y temperatura ambiente se encuentren el rango fijado por norma con este fin se utilizará la estación meteorológica Weather Monitor II de la empresa Davis. También será necesario la estructura

móvil para protección de equipamiento y un soporte adecuado para la fijación y orientación del módulo. El tiempo de duración del ensayo es de aproximadamente unos 500 minutos. El personal necesario para el desarrollo de las tareas es de una persona calificada y un colaborador. El espacio físico requerido es de 10 m² a la intemperie libre de todo cuerpo que pueda afectar la radiación solar. La tabla 4.17 muestra resumidamente los recursos necesarios para realizar el ensayo.

Tabla 4.17: Cuadro de resumen de los recursos necesarios para realizar el ensayo de comportamiento frente al efecto punto caliente.

ENSAYO DE COMPORTAMIENTO FRENTE AL EFECTO PUNTO CALIENTE		
NORMA	IRAM 210013-16. Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento frente al efecto punto caliente.	
CANTIDAD DE PERSONAL	CALIFICADO	1
	NO CALIFICADO	1
TIEMPO ESTIMADO DE DURACIÓN [minutos]	500	
SUPERFICIE REQUERIDA POR LA ACTIVIDAD [m²]	10 (Aire Libre)	
EQUIPAMIENTO (Proveedor)		CANTIDAD
Unidad de adquisición de datos modelo 34970 A (Agilent)		1
Pyranómetro EKO		1
Multímetro PROVA		1
Soporte orientable manualmente (Desarrollo FI-UNRC)		1
Estructura móvil para protección de equipamiento (Desarrollo FI-UNRC).		1
Estación meteorológica Weather Monitor II (Davis).		1
Termómetro IR marca DWYER		1

4.2 Instrumental requerido

Realizando un resumen de los instrumentos y dispositivos mínimos indispensables si se pretende la realización de todos los ensayos mencionados en el punto 4.1, se puede arribar a la tabla 4.18 que a continuación se muestra. La primera columna de esta tabla presenta todos los instrumentos o dispositivos que componen el laboratorio; en las siguientes tres columnas se detalla el costo estimativo de los equipos que se planifica desarrollar y construir dentro de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Río Cuarto o el precio en el caso de ser adquirido en el mercado. Se incorporan tres columnas para detallar en pesos (Moneda Nacional de Argentina) y alternativamente en Euros o en dólares estadounidenses según el origen del equipo (esta valorización se realizó a Diciembre de 2005 teniendo en cuenta una paridad de € 1 = \$ 3.6 y USA 1 = \$ 3). Las siguientes columnas corresponden a los distintos ensayos analizados en el punto 4.1 y en ellas se detalla el número de unidades necesarias. Esta tabla permite observar rápidamente en cuales ensayos se utiliza un determinado dispositivo.

El costo total de equipamiento ronda los \$ 220.000 (aproximadamente € 61.100.000 ó 73.300.000). Dentro de este monto casi las tres cuartas partes corresponden a las cámaras para los ensayos del tipo ambiental: Ensayo de ciclado térmico, congelamiento húmedo, calentamiento húmedo, ensayo de niebla salina.

Tabla 4.18: Cuadro de resumen de los instrumentos y dispositivos necesarios.

Dispositivo	Costo/Precio			Ensayo N°														
	\$	€	US\$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Sistema de iluminación localizada	800			1														
Mesa con plano de trabajo de altura y ángulo regulable 1,8 m x 0,9 m	500			1		1												
Unidad de adquisición de datos modelo 34970 A (Agilent)	8100		2700		1							1	1					
Carga eléctrica variable modelo N3304A (Agilent)	5400		1800		1													
SopORTE orientable manualmente (Desarrollo FI-UNRC)	300				1										1	1	1	1
Control de temperatura de celda patrón (Desarrollo FI-UNRC)	600				1													
Estructura móvil para protección de equipamiento (Desarrollo FI-UNRC)	400				1										1	1	1	1
Celdas Patrón (Adquiridas a otros laboratorios del exterior o desarrolladas en FI-UNRC)	1500		500		2													2
Sensores para medición de temperaturas.	70				2													5
Medidor de aislamiento eléctrica - ISOTEST HT7030 (HT ITALIA - Proyectos SACT)	6600		2200			1		1										
Juego de Pesas	100						1											
Sistema de Soporte para ensayo de robustez de los terminales (Desarrollo FI-UNRC)	300						1											
Cronómetro	80						1											
Torquímetro	350						1											
Base soporte para aplicación de torsión (Desarrollo FI-UNRC)	500							1										
Multímetro digital	1350		450					1	1									
Base soporte para aplicación de la presión (Desarrollo FI-UNRC)	750								1									
Cámara de irradiación UV (Desarrollo FI-UNRC)	300																	
PMA2100 - Radiómetro registrador (Solar Light Co)	3600		1200															
PMA2107- Detector de radiación UVB+UVA (Solar Light Co)	1950		650															
Dispositivo para ensayo de impacto (Desarrollo FI-UNRC)	1700																	
Cámara con control de temperatura y humedad (CCI)	93600	26000																
Cámara de niebla salina con control de temperatura (CCI)	68400	19000																
Estación meteorológica para medición de velocidad y dirección del viento.	5400		1800															
Piranómetro EKO	6900		2300															
Termómetro IR marca DWYER	6600		2200															

Los ensayos fueron numerados según el orden de presentación en el inciso 4.1.

Los valores monetarios corresponden a diciembre de 2005.

El I.N.T.I. (Instituto Nacional de Tecnología Industrial) posee instalaciones para realizar los ensayos ambientales en su sede ubicada en el Gran Buenos Aires. Por lo tanto, por el momento, no se justifica realizar esta inversión siendo que a 600 Km. de distancia y dentro del país es posible realizar estos ensayos. Lo más adecuado, en caso de un requerimiento de estos ensayos, sería una subcontratación al laboratorio del I.N.T.I. Esta decisión podría reverse si se incrementaran notablemente los ensayos y se comenzaran a requerir los ensayos ambientales con alta frecuencia.

Por otra parte, considerando que el G.E.S. ya cuenta con algún equipamiento (una unidad de adquisición de datos modelo 34970A, un solarímetro termoelectrico EKO, el multímetro PROVA, un medidor de aislación eléctrica, la base soporte orientable para los módulos, la estación meteorológica y el dispositivo para ensayo de impacto), sería necesario una inversión inicial en instrumental de aproximadamente \$ 34.000 si no se tienen en cuenta las cámaras para los ensayos climatológicos. Esto permitiría acceder al instrumental para realizar los ensayos indicados por la Norma IRAM 210013-17 que establece los requerimientos para la calificación de diseño y la aprobación de tipo de módulos fotovoltaicos, salvo los ensayos ambientales que se podrían realizar mediante subcontratación con el laboratorio del I.N.T.I.

4.3 Organización

La organización del laboratorio se desarrollará acorde a la norma IRAM 301 – “Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración” que es equivalente en el ámbito internacional a la Norma ISO/IEC 17025. Las normas mencionadas contienen todos los requisitos que deben cumplir los laboratorios de ensayo y calibración para demostrar que poseen un sistema de calidad, que son técnicamente competentes y capaces de generar resultados válidos como producto de los métodos aplicados.

Uno de los principios básicos que establece la norma IRAM 301 es la de demostrar la imparcialidad del laboratorio ante los distintos clientes efectivos o potenciales, con este propósito establece como requisito que se deben instituir medidas para asegurar que el personal este libre de cualquier presión indebida, interna o externa, que puedan perjudicar la calidad de su trabajo. Además se debería obrar con especial cuidado si se pretende llevar a cabo otras actividades económicas en forma paralela para asegurar la imparcialidad del laboratorio. En este sentido, los laboratorios de las Universidades Nacionales cuentan con un marco legal apropiado basado en el régimen de autonomía que gozan las Universidades en la República Argentina.

El Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica forma parte del Departamento de Mecánica de la Facultad de Ingeniería relacionado en un mismo nivel con el Grupo de Energía Solar que desarrolla sus actividades de docencia, investigación y extensión en dicho departamento. El personal para desarrollar actividades, de distintas jerarquías, en las diversas áreas del laboratorio, será parte de la planta efectiva de personal de la Facultad de Ingeniería debiendo realizar una dedicación parcial a estas tareas.

En cuanto a la estructura organizativa, se prevé el funcionamiento con un cargo ejecutivo de dirección y un cuerpo colegiado conformado por las jefaturas de las distintas áreas que tendrá por objeto definir las políticas del laboratorio en todos los aspectos y fundamentalmente en lo que concierne a calidad.

Están previstas tres áreas:

- Área de Calidad: tiene como objetivo fundamental implementar y mantener el sistema de calidad del laboratorio.
- Área Técnica: cuyo objetivo es la puesta a punto y realización de los distintos ensayos el mantenimiento del equipamiento y las instalaciones.
- Área Administrativa y Contable: destinada a la gestión administrativa, comercial y financiera del laboratorio.

Las áreas no se han pensado como compartimentos estancos, al contrario se asumen como distintos aspectos de una misma actividad que por su complejidad no puede ser desarrollada en forma unitaria y es preciso crear una estructura con funciones diferenciadas.

4.4 Personal

Como se dijo anteriormente, el personal para desarrollar actividades, de distintas jerarquías, en las diversas áreas del laboratorio, será parte de la planta efectiva de personal de la Facultad de Ingeniería debiendo realizar una dedicación parcial a estas tareas.

En los distintos incisos del punto 4.1 se analizó el personal que se debe contar en cada uno de los ensayos teniendo en cuenta las actividades enmarcadas en el Área Técnica. Sin embargo, no se ha tenido en cuenta hasta el momento las tareas ligadas al Área de Calidad y el Área Administrativa y Contable.

El Área Técnica se cubrirá con personal del Grupo de Energía Solar (G.E.S.). Actualmente el G.E.S. esta desarrollando varios proyectos de investigación que abarcan la energía solar fotovoltaica y térmica, encontrándose entre los miembros del grupo de investigación: Ingenieros Mecánico Electricistas, Ingenieros Mecánicos, Ingenieros Químicos e Ingenieros Electricistas. Algunos de ellos han finalizado carreras de cuarto nivel con tesis orientadas a la energía solar, y otros se encuentran cursando dichos estudios.

En cuanto al Área de Calidad, algunos integrantes del Departamento Mecánica llevan adelante proyectos relacionados con esa temática, siendo además los responsables de la vinculación de la Facultad de Ingeniería con el IRAM, por lo cual se presentan como las personas indicadas para desarrollar las actividades destinadas específicamente a asegurar la calidad del laboratorio. Por otra parte, ya han desarrollado actividades conjuntas con el G.E.S. y declararon interés en incorporarse al laboratorio.

En cuanto al Área Administrativa y Contable se desarrollaría también con personal del G.E.S., en una primera etapa, y luego, si el volumen de trabajo así lo exige se incorporaría personal adicional para cubrir esta tarea.

La dirección del laboratorio debe asegurar la competencia específica de todas las personas que desarrollen sus actividades dentro del laboratorio. Cuando se emplee personal en formación se debe realizar una supervisión acorde con esta circunstancia. El personal deberá estar calificado para la labor a desarrollar teniendo en cuenta sus estudios de formación básica, especialización y experiencia.

La dirección del laboratorio deberá formular un plan de formación de los recursos humanos que, además de contemplar la formación estrictamente técnica de los procedimientos utilizados, permita identificar las necesidades educativas para las actividades presentes y futuras del laboratorio, y brindar a todos sus integrantes una visión abarcadora de la tarea que realizan y su repercusión en los clientes, consumidores y sociedad en general.

4.5 Instalaciones edilicias

Actualmente el GES cuenta con un predio de 2250 m² donde se ha edificado un laboratorio destinado fundamentalmente a actividades de investigación, el mismo consta de una oficina de 16 m² con mobiliario de oficina para tres personas, una sala de trabajo de 35 m² y dependencias. Está proyectada la construcción de una oficina adicional, y un galpón de 70 m² para almacenamiento y trabajos de construcción de equipos.

Frente al edificio se han construido dos plataformas de cemento cada una con superficie 24 m², para instalar distintos dispositivos, y esta previsto el emplazamiento de cuatro plataformas adicionales.

En la figura 4.10 se muestra un esquema del emplazamiento de las instalaciones del Laboratorio donde es posible observar la posición relativa de las distintas partes mencionadas mientras que la figura 4.11 muestra la vista en planta del edificio que ya se encuentra construido.

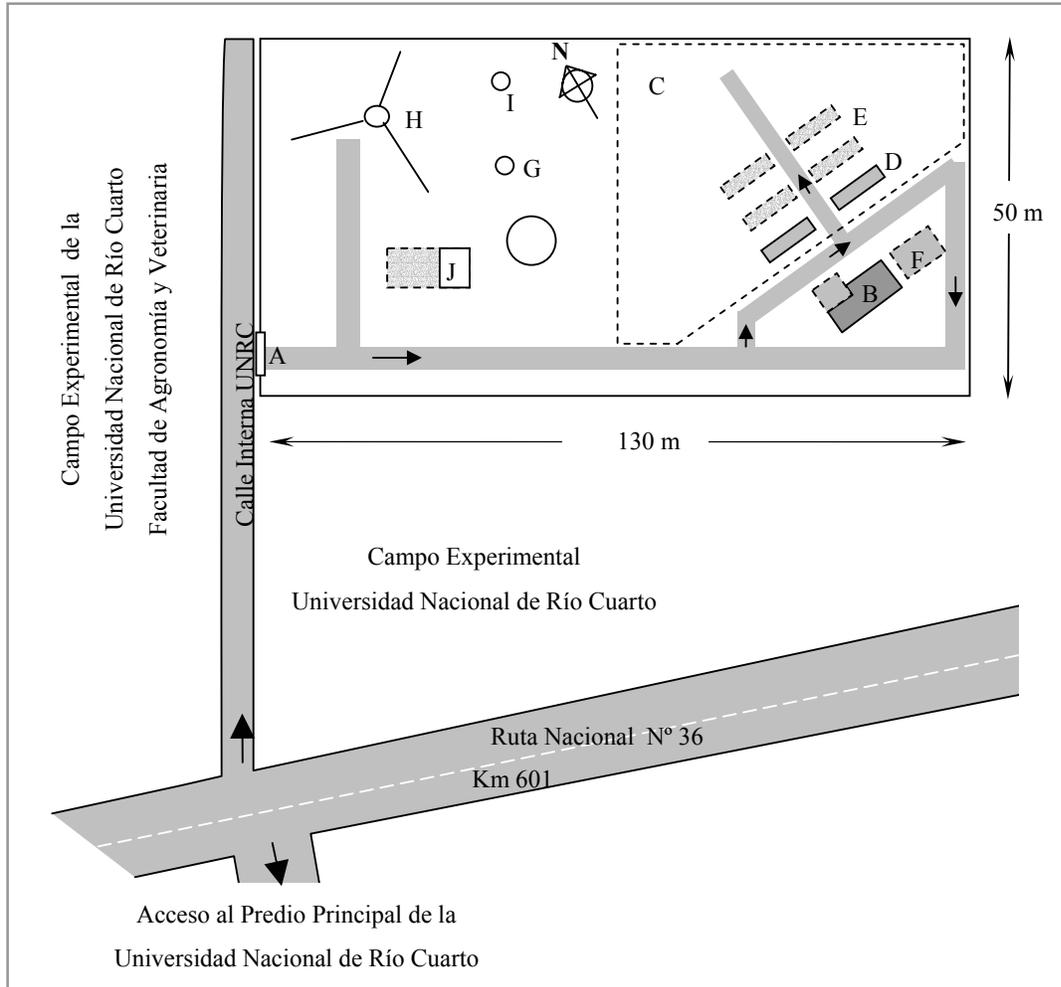


Figura 4.10: Esquema de emplazamiento de las instalaciones del laboratorio. Referencias: A) Portón de acceso al predio del laboratorio. B) Edificio del laboratorio. C) Playa de emplazamiento de dispositivos solares. D) Plataformas construidas para emplazamiento de dispositivos solares. E) Plataformas proyectadas para emplazamiento de dispositivos solares. F) Galpón proyectado para taller y almacenamiento. G) Perforación y bomba para suministro de agua. H) Generador eólico Grupo de Electrónica Aplicada (GEA). I) Torre de medición de velocidad de viento. J) Edificio del Grupo de Electrónica Aplicada (GEA)

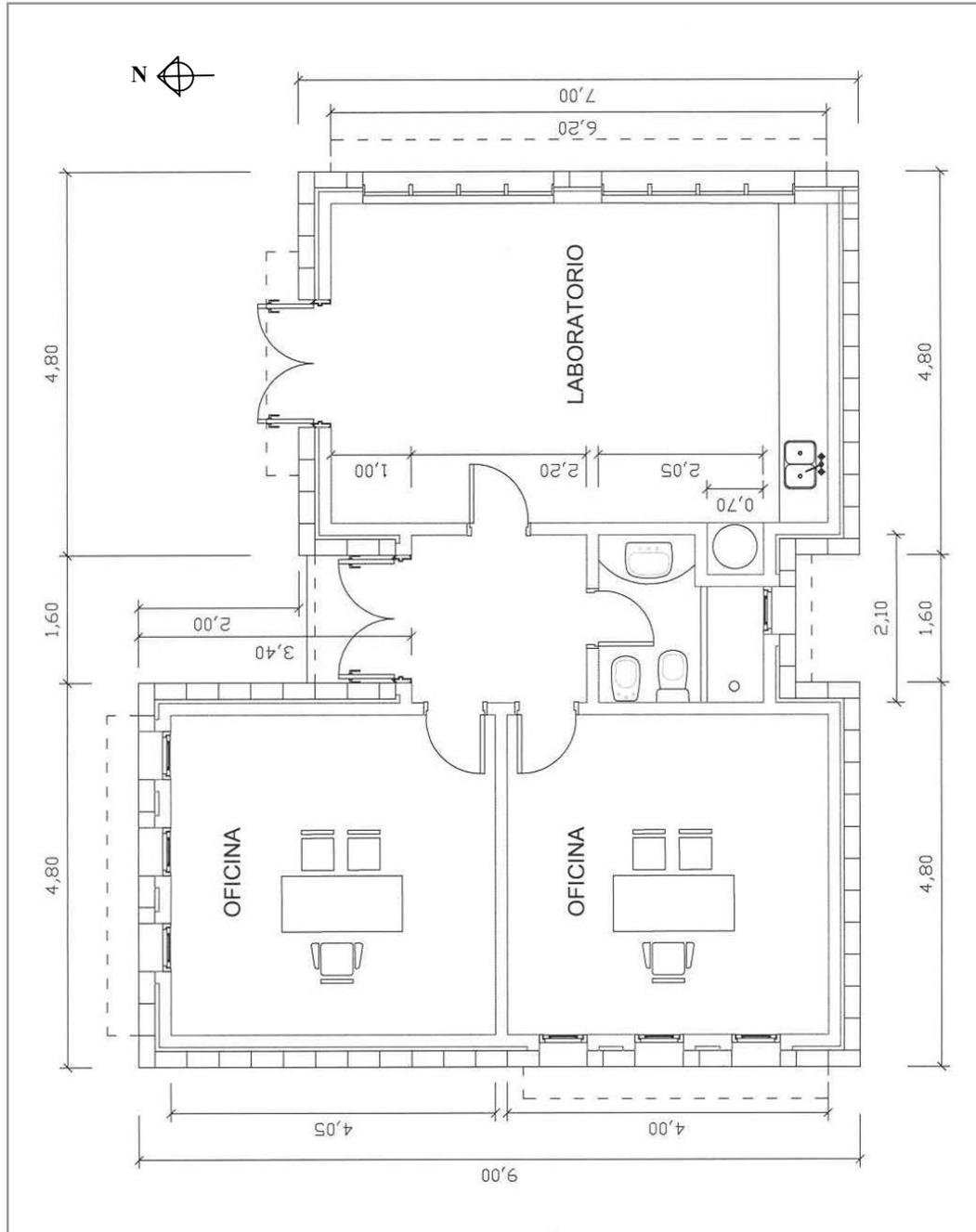


Figura 4.11: Vista en planta del edificio del laboratorio. La oficina norte todavía no se ha construido. No se presenta en el plano la escalera de acceso a la terraza del edificio que se realizó en la fachada oeste.

4.6 Estado actual y lineamientos de avance

Resulta difícil proyectar y programar actividades en un país donde el contexto político y económico varía en forma permanente como en el caso de Argentina. El esfuerzo de programación para la creación del Laboratorio de Ensayos Fotovoltaicos se caracteriza por la falta de recursos económicos y

ausencia de políticas gubernamentales claras en lo que respecta a energía en general y energías renovables en particular.

Pero, a pesar de la situación actual, es predecible un futuro donde las energías renovables tengan un rol predominante en el país, ya que el conjunto de la humanidad deberá marchar necesariamente en esta dirección para evitar los males causados por la utilización de energías de carácter no renovables y contaminantes. En este contexto, se plantea la imperiosa necesidad de trabajar pensando en un futuro mediato. Preparar los recursos humanos y materiales para enfrentar los requerimientos del mercado es una actitud que facilitará la difusión de la tecnología fotovoltaica en el país. Por lo anteriormente mencionado, es necesario avanzar en la concreción del laboratorio más allá de los vaivenes que caracterizan a la realidad nacional.

En este marco, y mas allá de la voluntad y la firme decisión mostrada por el G.E.S., la concreción del laboratorio esta determinada por la necesidad financiera y la incertidumbre sobre los requerimientos del mercado a mediano plazo. Actualmente los pedidos de ensayos se realizan casi con exclusividad desde el mercado relacionado con las licitaciones del sector gubernamental destinadas a sistemas autónomos en escuelas y viviendas (P.E.R.M.E.R.), y se solicitan solamente algunos de los ensayos estudiados. En particular, las licitaciones que se presentaron hasta el momento exigían los ensayos de características eléctricas, impacto de granizo, rigidez dieléctrica y robustez de los terminales. Durante el año 2005 fueron cuatro los ensayos requeridos asociados a otras tantas licitaciones. Con una cantidad que ronda entre 8 y 16 módulos por licitación.

Tomando en cuenta la falta de financiamiento y la escasa demanda de ensayos, la forma más racional de construir el laboratorio es por etapas determinadas por los distintos ensayos. Comenzando por los ensayos que en este momento se solicitan en las licitaciones, y tratando de cubrir paulatinamente la totalidad de los ensayos en el momento en que la demanda se amplíe, en cantidad, calidad y tipo de ensayo.

En este sentido se ha avanzado en la preparación de los ensayos solicitados por el medio, como producto de este avance se realizaron los ensayos correspondientes a las licitaciones para proveer energía fotovoltaica en distintas provincias argentinas. En la tabla 4.19 se muestran los datos destacables de las licitaciones en las que el G.E.S. realizó ensayos.

Tabla 4.19: Ensayos de módulos fotovoltaicos realizados hasta el momento por el GES.

Provincia	Cantidad de módulos/ Potencia Nominal	Fecha	Ensayos
Tucumán	16 - 55 Wp	27 de Mayo de 2003	Características eléctricas
Santiago del Estero	12 - 50 Wp	10 de Agosto de 2005	Impacto
Neuquén	8 - 60 Wp	11 de Octubre de 2005	Rigidez dieléctrica
Río Negro	12 - 50 Wp	6 de Diciembre de 2005	Robustez de los terminales

En el Anexo II se muestran una serie de fotografías que documentan los ensayos realizados en Mayo del 2003. Se debe aclarar que los mismos no fueron realizados estrictamente bajo las normas estudiadas. Por lo contrario, por razones económicas relacionadas con la disponibilidad de equipamiento fue necesario adoptar algunas modificaciones.

Para el año 2006 las autoridades del P.E.R.M.E.R. prevén un incremento importante en el número de ensayos, sin embargo no esta estipulado un cambio en el tipo de ensayos solicitados, por lo tanto es de esperar que la demanda de ensayos aumente únicamente en cantidad. Esta situación permitiría mejorar la calidad de los ensayos que actualmente se realizan, adquiriendo el instrumental adecuado y procediendo a desarrollar alguna rutina de intercomparación con otros laboratorios nacionales o del exterior.-

4.7 Bibliografía

- Agilent Technologies <http://www.home.agilent.com/agilent/home.jsp?cc=US&lc=eng>
- American Society for Testing and Materials. Standard specification for solar simulation for terrestrial photovoltaic testing. (ASTM E 927-91).
- American Society for Testing and Materials. Standard tables for terrestrial direct normal solar spectral irradiance for air mass 1.5 (ASTM E 891-87).
- American Society for Testing and Materials. Standard tables for terrestrial solar irradiance at air mass 1.5 for 37° tilted surface (ASTM E 892-87).
- Cadena, C.; Tilca, F.; Vicente, M. Diseño de una cámara de ensayos de radiación ultravioleta. Avances en energías renovables y medio ambiente Volumen 4. ASADES Argentina 2000.
- Campbell Scientific Inc. <http://www.campbellsci.com/index.cfm>
- CCI - <http://www.cci-calidad.com/>
- Ciemat (1995). Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica. Serie Ponencias. 10.5-10.45. Editorial Ciemat.
- CIMEL Electronique <http://www.cimel.fr/>
- Chivelet, N. M. Estudios de la influencia de la reflexión, el ángulo de incidencia y la distribución espectral de la radiación solar en los generadores fotovoltaicos. Editorial Ciemat. España. 2000.
- Davis Instruments Corporation http://www.davisnet.com/home_flash.asp
- Delta-T Devices Ltd. <http://www.delta-t.co.uk/contact-us.html>
- EKO INSTRUMENTS Co., Ltd. <http://www.eko.co.jp/e/index.html>
- Emery K. Osterwald C. (1986) Solar Cell Efficiency Measurements. Solar Cells N 17. pp 253-247.
- Emery K. Osterwald C. (1989) Solar Cell calibration Methods. Solar Cells N 27. pp 445-453.
- Energy Equipment Testing Service Ltd. <http://www.eets.co.uk/>
- FLIR Systems, Inc. <http://www.flirthermography.com/spain/Default.asp>
- Fluke Corporation <http://www.fluke.nl/comx/Default.aspx?locale=eses>
- IEEE (1995) IEEE Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules
- Instituto Argentino de Normalización (1980). IRAM 4211 Equipos y componentes electrónicos. Métodos básicos para los ensayos ambientales climatológicos y de durabilidad. Métodos de ensayo U – Robustez de los terminales. Ensayos Ua, Ub, Uc y Ud para componentes electrónicos.
- Instituto Argentino de Normalización (1995). IRAM 210013-1 Paneles fotovoltaicos. Inspección visual.
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-2 Módulos fotovoltaicos. Características eléctricas en condiciones normalizadas. Photovoltaic modules. Method for determining current-voltage characteristics.
- Instituto Argentino de Normalización (1997). IRAM 210013-3 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Aislación eléctrica.
- Instituto Argentino de Normalización (1997). IRAM 32 Metrología. Vocabulario VIM
- Instituto Argentino de Normalización (1997). IRAM 305-1 Ensayos de aptitud por comparación interlaboratorios. Parte 1: Desarrollo y funcionamiento de programas de ensayo de aptitud.

- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-4 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayos de robustez de los terminales. Solar Energy. Photovoltaic modules. Robustness of terminations test
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-5 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de torsión Solar energy. Photovoltaic modules. Twist test.
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 210013-6 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de carga mecánica Solar energy. Photovoltaic modules. Mechanical load test
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-7 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV) Solar energy. Photovoltaic modules. Ultraviolet exposure
- Instituto Argentino de Normalización (1998). IRAM 301 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-8 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de resistencia al impacto de granizo Solar energy. Photovoltaic modules. Hail resistance test
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-9 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de ciclado térmico. Solar energy. Photovoltaic modules. Thermal cycling
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-10 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de congelamiento húmedo. Solar energy - Photovoltaic modules - Humidity freeze.
- Instituto Argentino de Normalización (1999). IRAM 210013-11 Energía Solar. Métodos fotovoltaicos. Ensayo de calentamiento húmedo. Solar energy - Photovoltaic modules - Damp heat.
- Instituto Argentino de Normalización (2000). IRAM 301 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
- Instituto Argentino de Normalización (2001). IRAM 210013-12 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Métodos normalizados para la medición de la respuesta espectral de celdas fotovoltaicas. Solar energy - Photovoltaic modules. Standard methods for the measuring spectral response of photovoltaic cells.
- Instituto Argentino de Normalización (2001). IRAM 210013-13 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Ensayo de niebla salina. Solar energy - Photovoltaic modules. Salt mist corrosion testing.
- Instituto Argentino de Normalización (2002). IRAM 210013-14 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Medición de la temperatura nominal de operación de celda (NOCT).
- Instituto Argentino de Normalización (2002). IRAM 210013-15 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento en NOCT (temperatura nominal de operación de celda).
- Instituto Argentino de Normalización (2003). IRAM 210013-16 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Comportamiento frente al efecto punto caliente.
- Instituto Argentino de Normalización (2003). IRAM 210013-17 Energía solar. Módulos fotovoltaicos. Calificación de diseño y aprobación de tipo de módulos.
- Ircon, Inc. <http://www.ircon.com/webES/index.php>
- Keithley Instruments Inc. <http://www.keithley.com>
- King D, Kratochvil J, Boyson W Temperature coefficients for pv modules and arrays: Measurement methods, difficulties, and results. Presented at 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, 1997.
- King D, Kratochvil J, Boyson W. Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors Presented at 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, CA, 1997.
- Kipp & Zonen <http://www.kippzonen.com/>
- Li-Cor Inc. <http://www.licor.com/env/>

- MIDDLETON SOLAR instruments <http://www.carterscott.com.au/>
- Metzdorf J, Wittchen T, Heidler K, Dehne K, Shimokawa R, Nagamine F, Ossenbrink H, Fornarini L, Goodbody C, Davies M, Emery K and DeBlasio R Objectives and results of the PEP'87 round-robin calibration of reference solar cells and modules.
- Myers Daryl R. (1989) Uncertainty estimates for global solar irradiance measurements used to evaluate PV device performance - Solar Cells -Volume 27, Issues 1-4 , October-December 1989, Pages 455-464.
- National Instruments Corporation <http://www.ni.com/>
- NovaLynx Corporation <http://www.novalynx.com/>
- Osterwald, C.R. Results of 1992 ASTM cell and module measurement intercomparison.
- Osterwald C.R., S. Anevsky, A.K. Barua, J. Dubard, K. Emery, D. King, J. Metzdorf, F. Nagamine, R. Shimokawa, N. Udayakumar, Y.X. Wang, T. Wittchen, W. Zaaiman, A. Zastrow, J. Zhang, "Results of the PEP'93 Intercomparison of Reference Cell Calibrations and Newer Technology Performance Measurements," Proc. 25th IEEE PVSC, 1996, pp. 1263-1266.
- Osterwald C.R., S. Anevsky, A.K. Barua, P. Chaudhuri, J. Dubard, K. Emery, B. Hansen, D. King, J. Metzdorf, F. Nagamine, R. Shimokawa, Y.X. Wang, T. Wittchen, W. Zaaiman, A. Zastrow, and J. Zhang (1997) The World Photovoltaic Scale: An International Reference Cell Calibration Program - Proc. 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 29 – October 3, 1997, Anaheim, California.
- PROVA INSTRUMENTS INC. <http://www.prova.com.tw/>
- PV Measurements, Inc. <http://www.pvmeas.com/>
- Sciencetech <http://www.sciencetech-inc.com/>
- Solar Light Company <http://www.solarlight.com/>
- Spire Corporation <http://www.spirecorp.com/>
- SUPERCOOL <http://www.supercool.se/>
- TES Electrical Electronic Corp. <http://www.tes.com.tw/indexe.htm>
- THE EPPLEY LABORATORY, INC. <http://www.eppleylab.com/>
- Tivanova M, Patrynb A, Drozdova N, Fedotova A, Mazanika A. Determination of solar cell parameters from its current–voltage and spectral characteristics. Solar Energy Materials & Solar Cells. 2004.
- Yankee Environmental Systems, Inc. <http://www.yesinc.com/>
- Yokogawa Meters & Instruments Corporation <http://www.yokogawa.com/>
- Zilles R. and Andrade A.M. Photovoltaic test facility at the institute of electrotechnics and energy - Sao Paulo University. WREC 1996. Pags.371-374.

Apéndice I

Cálculo de Iluminación para el Ensayo de Inspección Visual

Para La inspección visual es necesario contar con un nivel de iluminación de 1000 Lux en el plano de trabajo. Para lograr dichos niveles se propone una luminaria Philips AL 500 dotada de una lámpara OSRAM HQI-T 250W/D

La luminaria AL 500 está diseñada para obtener un alto rendimiento lumínico y genera ambientes con mayor sensación de luz mediante iluminación directa e indirecta. El equipo auxiliar está alojado dentro de una cubierta porta equipo troncocónica esmaltada blanca, de aluminio anodizado. La lámpara posee una excelente reproducción de colores.

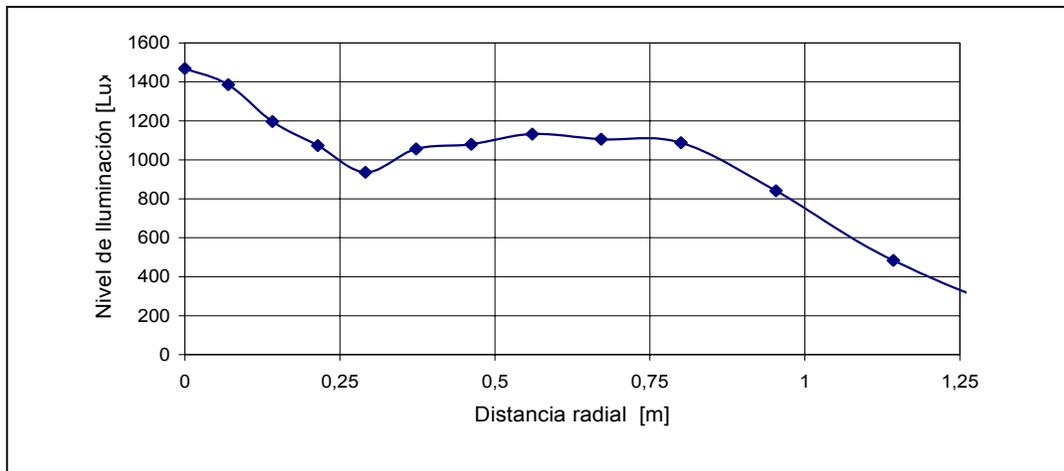


Figura I.1: Nivel de iluminación en función de la distancia radial al centro del banco de inspección visual.

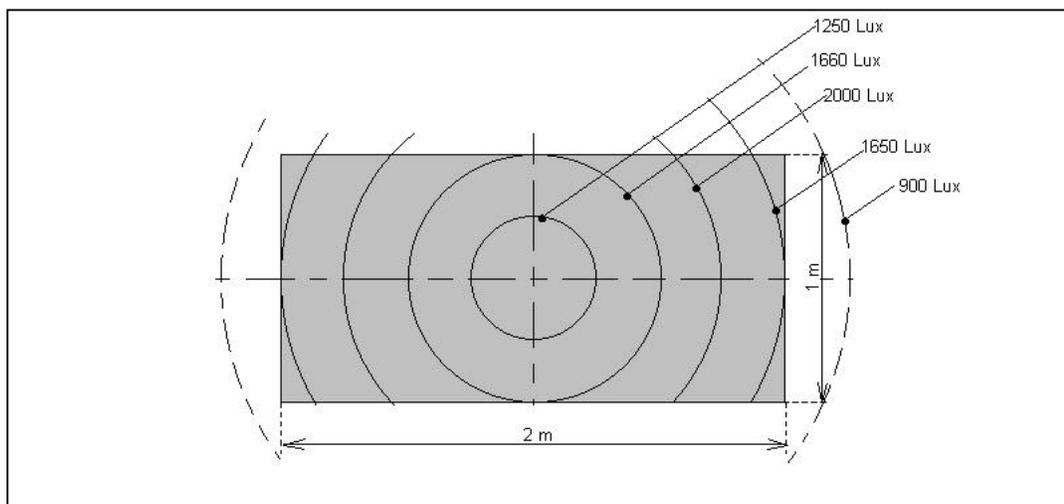


Figura I.2: Curvas de nivel de iluminación sobre el banco de inspección visual.

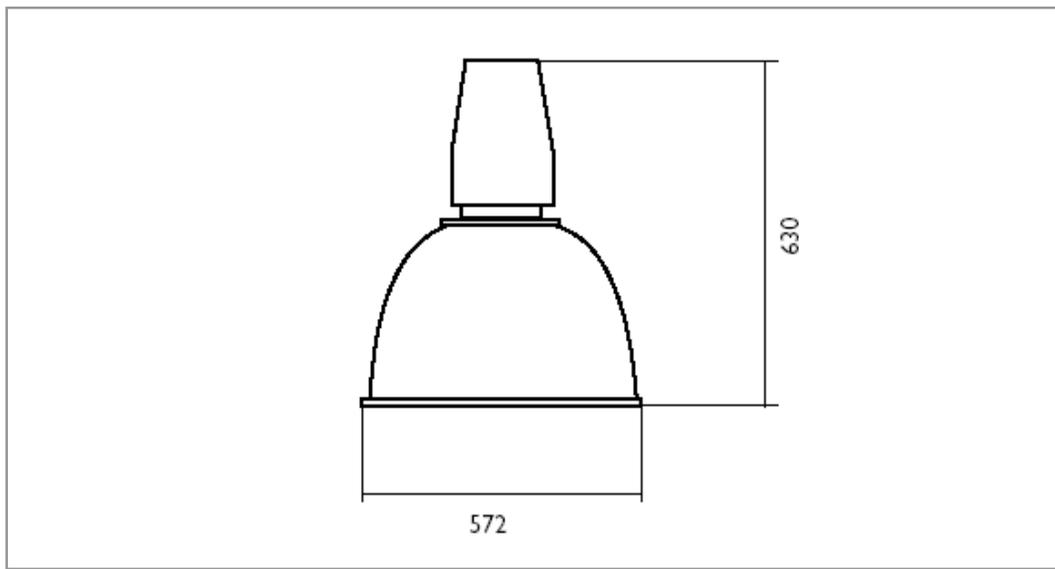


Figura I.3: Aspecto y dimensiones físicas (mm) de la luminaria propuesta.

Anexo II

Fotografías de ensayos realizados por el GES en Mayo del 2003 para una licitación de Electrificación de Escuelas de la provincia de Tucumán.



Figura II.1: Medición de característica I-V en un módulo fotovoltaico de silicio policristalino. Se puede observar que el soporte para orientar correctamente el módulo también contiene en forma coplanar un solarímetro fotovoltaico, que en esta ocasión se adoptó como reemplazo de la celda solar de referencia.

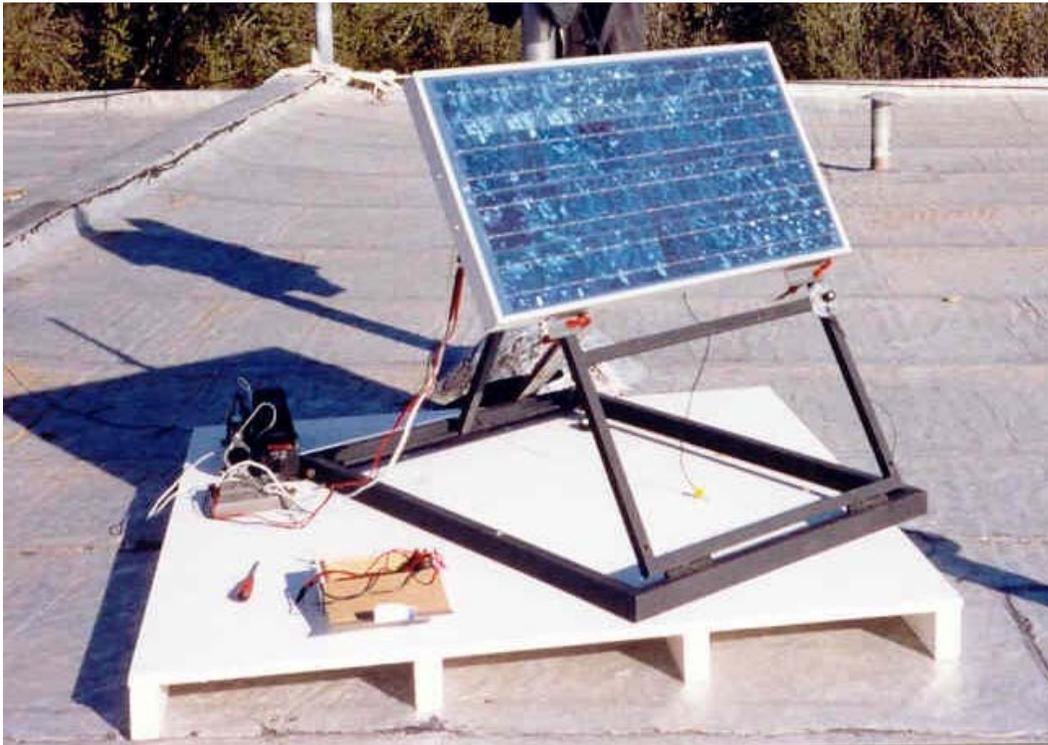


Figura II.2: Medición de característica I-V en un módulo fotovoltaico de silicio policristalino. Se puede observar en la esquina inferior derecha el instrumental para medición de corriente y tensión y una resistencia variable manualmente.



Figura II.3: Preparación de los módulos para que establezcan su temperatura antes del ensayo de características eléctricas.



Figura II.4: Megómetro utilizado para los ensayos de rigidez dieléctrica.



Figura II.5: Máquina desarrollada en el GES para la realización del ensayo de resistencia al impacto de granizo. Se puede observar el regulador de presión del reservorio de aire comprimido.

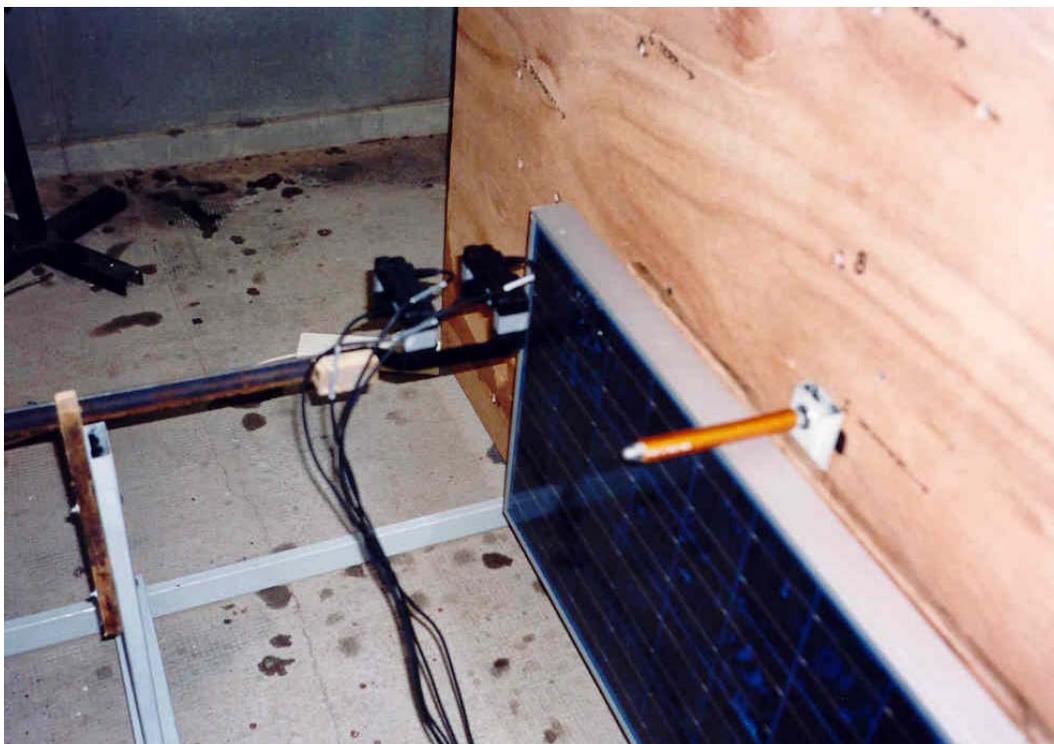


Figura II.6: Máquina desarrollada en el GES para la realización del ensayo de resistencia al impacto de granizo. Se puede observar el dispositivo optoelectrónico destinado a medir la velocidad de impacto.



Figura II.7: Máquina desarrollada en el GES para la realización del ensayo de resistencia al impacto de granizo. Se puede observar el dispositivo la electroválvula de apertura rápida .

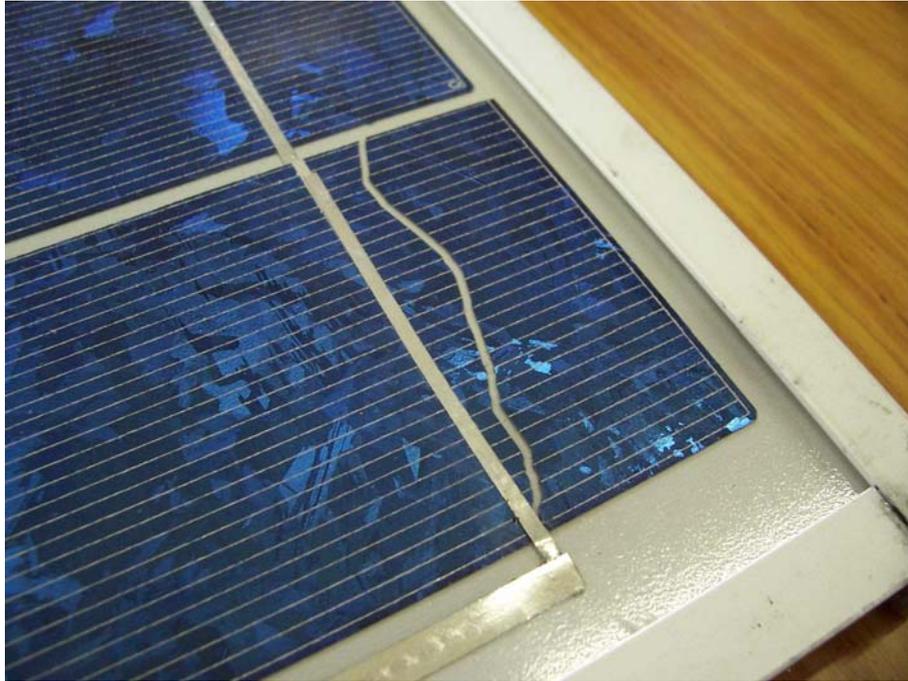


Figura II.8: Ensayo de inspección visual. Celda partida. La rotura de la celda se traduce en una alteración de la característica tensión corriente del módulo.



Figura II.9: Ensayo de inspección visual. Celda defectuosa. La falta de material en la celda no presenta una disminución apreciable de las características tensión corriente.

Anexo III

Siglas Utilizadas en el texto

A.S.T.M.: American Society for Testing and Materials.

C.E.N.: Condiciones de Ensayo Normalizadas.

F.I.: Facultad de Ingeniería.

G.E.S.: Grupo de Energía Solar.

IRAM: Instituto Argentino de Normalización.

I.E.A.: International Energy Agency.

I.N.T.I.: Instituto Nacional de Tecnología Industrial de Argentina.

NOCT: Temperatura nominal de operación de celda.

P.A.E.P.R.A.: Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de Argentina.

P.E.R.M.E.R.: Proyecto Energías Renovables en Mercado Rurales.

O.L.A.D.E.: Organización Latinoamericana de Energía.

U.N.R.C.: Universidad Nacional de Río Cuarto.

UNILAB: Sistema para el Reconocimiento de Competencias Técnicas de Laboratorios Universitarios de Calibración y Ensayos.