

Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Conectados a Red



Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Conectados a Red

DOCUMENTO DESARROLLADO POR:

Corporación de Desarrollo Tecnológico - Cámara Chilena de la Construcción

COMITÉ DE REDACCIÓN:

Juan José Negroni (Secretario Técnico)
Luis Canales (Redactor)
Cristián Yáñez (Corporación de Desarrollo Tecnológico)

COMITÉ TÉCNICO:

Fernando Carballés (Calder Solar)
Johannes Dietsche (Tritec - Intervento SpA)
Juan Pablo González (Acesol)
Eduardo Hernández (Sindes Ltda.)
Christian Knaack (SMA)
Ricardo León (Centro de Energías Renovables)
Boris Manzano (Solener)
Gabriel Neumeyer (Schüco / Sunbelt)
Roberto Otárola, Martin Herbert y Claudio Godinho (Bosch)
Pablo Pastene (Fundación Chile)
Raúl Villegas y Alfonso Aravena (Procobre)
David Watts (Pontificia Universidad Católica de Chile)
Carla Ávila (Eurener)

EDICIÓN PERIODÍSTICA:

Área Comunicaciones, CDT
Marcelo Casares, Subgerente de Comunicaciones
Claudia Paredes, Periodista
Reneé Boche, Periodista

DISEÑO: Paola Femenías

IMPRESIÓN: Impresos Jemba.

ISBN: 978-956-7911-27-1

Registro de Propiedad Intelectual: 235385

1ª Edición, Diciembre 2013, 1.000 ejemplares

Consulta Pública: Noviembre, 2013

Corporación de Desarrollo Tecnológico, CDT

Marchant Pereira 221 Of.11, Providencia. Santiago de Chile.

Fono (56 2) 2718 7500 - cdt@cdt.cl - www.cdt.cl

Los contenidos del presente documento consideran el estado actual del arte en la materia al momento de su publicación. CDT no escatima esfuerzos para procurar la calidad de la información presentada en sus documentos técnicos. Sin embargo, advierte que es el usuario quien debe velar porque el personal que va a utilizar la información y recomendaciones entregadas esté adecuadamente calificado en la operación y uso de las técnicas y buenas prácticas descritas en este documento, y que dicho personal sea supervisado por profesionales o técnicos especialmente competentes en estas operaciones o usos. El contenido e información de este documento puede modificarse o actualizarse sin previo aviso. CDT puede efectuar también mejoras y/o cambios en los productos y programas informativos descritos en cualquier momento y sin previo aviso, producto de nuevas técnicas o mayor eficiencia en aplicación de habilidades ya existentes. Sin perjuicio de lo anterior, toda persona que haga uso de este documento, de sus indicaciones, recomendaciones o instrucciones, es personalmente responsable del cumplimiento de todas las medidas de seguridad y prevención de riesgos necesarias frente a las leyes, ordenanzas e instrucciones que las entidades encargadas imparten para prevenir accidentes o enfermedades. Asimismo, el usuario de este documento será responsable del cumplimiento de toda la normativa técnica obligatoria que esté vigente, por sobre la interpretación que pueda derivar de la lectura de este documento.







La Corporación de Desarrollo Tecnológico agradece la colaboración de las siguientes empresas e instituciones en la publicación de este documento técnico.





CARLOS ZEPELLIN H.
Presidente

CORPORACIÓN DE DESARROLLO TECNOLÓGICO
Cámara Chilena de la Construcción

Para la Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción, uno de los pilares fundamentales de su misión corresponde al desarrollo sustentable del sector. En esa línea, la incorporación en las edificaciones de Energía Renovables no Convencionales (ERNC) ha pasado a ser una alternativa no sólo sustentable, sino rentable en numerosos casos. Esto es sumamente relevante, ya que la tendencia mundial en el desarrollo de las energías renovables consiste en la generación de energía en las mismas edificaciones, ya que ahorra costos y externalidades producto del transporte y distribución.

De esta forma, para nosotros es clave difundir estas tendencias en el sector, razón por la cual la CDT y CORFO junto a un grupo de empresas está llevando a cabo este proyecto de difusión o “Nodo FV”, donde uno de sus hitos corresponde a este documento técnico que promueve el correcto diseño y dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos conectados a red.

Nuestra Corporación está convencida que esta publicación será un valioso aporte para la masiva incorporación de energías renovables no convencionales en grandes proyectos de edificación. En especial, si consideramos la importancia de la discusión que se ha generado en torno a la Ley NetBilling -20.570-.

La promoción de las ERNC no es algo nuevo para la CDT, ya que en los últimos años ha liderado una serie de iniciativas orientadas en este mismo sentido, tales como el Nodo Solar Térmico del año 2009 y el Programa de Difusión Tecnológica de esta misma especialidad en 2010. Ambas herramientas promovieron la aplicación de esta tecnología en el marco del beneficio tributario de sistemas solares térmicos para constructoras y entregaron información valiosa a tomadores de difusión y empresas instaladoras a través de documentación técnica, talleres y seminarios.

Es importante mencionar que la energía fotovoltaica cumple un rol adicional, porque favorece decididamente al acceso de las micro, pequeñas y medianas empresas a las nuevas tecnologías disponibles en el concierto mundial, para que pudieran responder de mejor manera a la creciente demanda por energías renovables de nuestro país.

Finalmente, es público y notorio que el país ha dado interesantes pasos en la incorporación de las ERNC en el día a día de los habitantes. De hecho, esta publicación representa un excelente ejemplo. Sin embargo, estamos convencidos que queda mucho por hacer. Por ello, la invitación consiste en seguir trabajando en conjunto por una mayor utilización de las energías renovables no convencionales en Chile.



JORGE BUNSTER BETTELEY
Ministro de Energía

MINISTERIO DE ENERGÍA

El objetivo del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía, entendiendo por sector energía a las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierne a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes de energía.

Dentro de este ámbito general, las energías renovables juegan un importante rol, especialmente aquellas que se han denominado "no convencionales". Entre estas tecnologías, la producción de electricidad en base a energía solar presenta un gran potencial en nuestro país, ya que contamos con uno de los mayores niveles de radiación del mundo.

Por este motivo, el Ministerio de Energía ha impulsado proyectos de ley con el objeto de generar los incentivos adecuados para materializar un aporte efectivo de la tecnología fotovoltaica a la matriz energética del país. Las características propias de esta tecnología presentan un desafío en los modelos de negocios de energía, por tanto, es importante la misión de difundir experiencias y estudios en torno a su implementación, en particular a nivel residencial.

En este contexto, es crucial la formación de capacidades técnicas para que los diseñadores de estas soluciones de ingeniería solar cuenten con las competencias necesarias para elaborar sus proyectos. Este manual, denominado "Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados a Red", es un avance en esa dirección, aportando a una necesidad detectada en la industria.

Felicitemos a la Corporación de Desarrollo Tecnológico de la CChC por la elaboración de este importante referente de consulta, por la transferencia de conocimiento tecnológico y por el constante compromiso con la eficiencia energética.



MARÍA PAZ DE LA CRUZ
Directora Ejecutiva del Centro de Energías Renovables

CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Durante el año 2013 se habrán incorporado a la matriz energética nacional más de 300 MW provenientes de fuentes renovables no convencionales. Particularmente relevante, ha sido el despegue de la energía solar que, gracias a su rol en el segmento de proyectos de generación eléctrica para la red, llegará a superar los 100 MW de potencia. Estas son evidencias de que existe un mercado saludable, expectante y que va en crecimiento gracias a una la competitividad de precios.

Para el Centro de Energías Renovables (CER), es de vital relevancia que esta mejor posición de mercado que han adquirido las ERNC pueda extenderse a otros segmentos y ramas de la producción nacional, de modo de colaborar con los esfuerzos por construir una matriz energética más económica, segura y sustentable.

Para lograrlo, tenemos que intensificar el trabajo mancomunado y coordinado entre el sector público y el privado, de modo de generar focos de transferencia de conocimiento, financiamiento y desarrollo de negocios en torno a un mercado que tiene aún mucho para crecer.

Esfuerzos como el que nos presenta la Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción son en extremo valiosos para ir minimizando las barreras de entrada que enfrentan las ERNC. Abocándose directamente a la entrega de conocimientos y procedimientos técnicos para la instalación y dimensionamiento de parques solares, este Manual sobre “Diseño y dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos conectados a red”, es un tremendo aporte ya que lo hace en un lenguaje más simple y fluido.

Como institución de Gobierno encargada del fomento y promoción de las ERNC, felicitamos esta iniciativa de la CDT y reiteramos nuestra total disposición a colaborar en futuros manuales que ayuden a incorporar de manera más intensiva las energías renovables a los diferentes sectores de la economía nacional.



PHD. JUAN J. NEGRÓN VERA
Secretario Técnico

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA METROPOLITANA

En la medida que las necesidades energéticas de nuestro país crecen, se requieren soluciones sustentables tanto económicamente como ambientalmente. En consecuencia, el desafío de nuestro País es contar con recursos energéticos suficientes y competitivos para colaborar en satisfacer la energía como un insumo esencial para la sociedad.

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), han tomado gran impulso, entre las cuales destaca la Energía Solar, que puede ser aprovechada de diferentes formas, una de estas plantea la extracción de la energía del Sol, cosechada en forma de luz solar por medio de celdas fotovoltaicas, que transforman la luz solar en electricidad.

Lograr generar energía eléctrica desde nuestros propios hogares de una forma limpia, segura y económica es un desafío que conlleva muchas responsabilidades, en este aspecto la energía fotovoltaica se vislumbra como una de las más efectivas para cumplir dicho reto.

Cada vez que un sistema tecnológico se hace popular, existen muchas ofertas para diseñar, construir, proyectar, sin embargo no muchas de estas ofertas plantean verdaderamente las implicancias de seguridad, efectos y proyecciones en forma responsable y veraz.

Los Sistemas Fotovoltaicos no son la excepción a esta regla, y no se debe olvidar que estos sistemas producen electricidad, por lo tanto, se deben considerar todas aquellas acciones y prevenciones que se establecen para los sistemas eléctricos, así mismo las instalaciones se deben realizar por personas calificadas y responsables.

Para poder lograr un manejo adecuado de cualquier tecnología, se les debe proporcionar a los oferentes y usuarios el qué, el por qué y el cómo. La educación es el por qué, el quién y el dónde. El entrenamiento es el cómo. Entonces se trata de dos conceptos y no de uno: educación y entrenamiento.

En el marco de esta estrategia, se debe recurrir a la colaboración del sector público, privado, investigadores, con el objetivo de elaborar las medidas que aborden los obstáculos de estas tecnologías, contemplando de forma concreta aspectos tales como investigación, desarrollo e innovación (I+D+i), prospección del recurso, instrumentos de fomento, financiamiento y marco regulatorio.

Índice

Introducción	15
1. Consideraciones generales	16
1.1. La energía solar	16
1.1.1. Irradiancia y radiación	16
1.1.2. Radiación global	17
1.1.3. Rendimiento específico	19
1.1.4. Factor de planta	19
1.1.5. Cartas solares	19
1.1.6. Inclinación y orientación	21
1.2. Tecnología fotovoltaica	21
1.2.1. Celdas fotovoltaicas	21
1.2.2. Módulo fotovoltaico	23
1.2.3. Efecto de las sombras	25
1.3. Tipologías de conexión	26
1.3.1. Sistemas aislados	26
1.3.2. Sistemas conectados a la red	27
1.4. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red	29
1.4.1. Generador fotovoltaico	29
1.4.2. Inversor	30
1.4.3. Accesorios	32
1.4.4. Estructura de soporte	32



2. Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red	33
2.1. Potencia y energía	33
2.2. Dimensionado	33
2.2.1. Dimensionado del generador fotovoltaico	34
2.2.2. Separación entre módulos	34
2.2.3. Selección del inversor	35
2.2.4. Configuración serie y paralelo	35
2.3. Disposición de los módulos	37
2.3.1. Inclinación de los módulos	37
2.4. Conductores	39
2.5. Protecciones	41
2.5.1. Protecciones físicas	41
2.5.2. Protecciones eléctricas	43
2.5.3. Cálculo de la protección contra sobre intensidades	43
2.6. Pérdidas	45
2.6.1. Pérdidas en el inversor	45

3. Instalación de sistemas conectados a la red	46
3.1. Consideraciones del sitio de instalación	46
3.2. Instalación de la estructura de soporte	47
3.3. Instalación de los módulos	48
3.3.1. Conexión eléctrica.....	49
3.4. Preparación del cableado	50
3.5. Instalación del inversor	50
3.6. Instalación del medidor	51
3.7. Protecciones	51
3.8. Puesta en marcha	52
<hr/>	
4. Mantención del sistema	53
4.1. Mantención de los módulos	53
4.2. Mantención del inversor	54



4.3. Otros equipos	54
4.4. Garantías	55
.....	
5. Monitoreo y comunicaciones	56
5.1. Monitoreo in situ	56
5.2. Monitoreo remoto	56
5.3. Análisis de curvas típicas	58
.....	
Anexo I. Casos de estudio	60
Anexo II. Normativa legal	64
Anexo III. Ejemplo de dimensionado de un sistema fotovoltaico on-grid	66
Anexo IV. Tablas de datos técnicos	69
Anexo V. Temperatura ambiente media mensual y media anual [°C]	79

Introducción

Motivación y justificación

El desarrollo económico y social de nuestro país está vinculado a una creciente demanda de energía, lo que genera la necesidad de buscar nuevas fuentes de abastecimiento a nivel nacional. La oferta eléctrica de Chile se solventa en un alto porcentaje gracias a la importación de hidrocarburos, esto produce un alto costo en la generación de energía. Por otra parte, sólo un pequeño porcentaje de la demanda está cubierto por energías renovables no convencionales (ERNC).

Dentro de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica se presenta como una de las más prometedoras en el aprovechamiento del recurso energético que día a día recibe el planeta. En particular, Chile es un país privilegiado por las condiciones de radiación presentes en el territorio, lo que junto al precio accesible y a la experiencia tangible de la tecnología fotovoltaica hacen que sea competitiva, de bajo impacto ambiental y en aumento. Además, en el ámbito legal, la nueva ley 20.571 crea un marco regulatorio a la inyección de energía para los pequeños medios de generación de ERNC, lo que genera un importante interés en la implementación de estos sistemas.

Es por ello que la Corporación de Desarrollo Tecnológico de la Cámara Chilena de la Construcción (CDT) junto a Innova Corfo y otras empresas e instituciones asociadas desarrollan el presente manual de Diseño e Instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados a la Red, con el objetivo de fortalecer y mejorar las capacidades de los principales actores, disminuyendo así las brechas del sector.

Objetivos y alcances

El desarrollo de la generación de energía solar fotovoltaica es reconocido como una oportunidad para un mercado importante, lo que a su vez plantea dudas e interrogantes respecto a los estándares requeridos, tanto en lo relacionado con la seguridad como en los procedimientos de instalación. De esta forma, el objetivo de la presente publicación es dar respuestas claras y precisas, orientadas a instaladores y profesionales del ámbito solar fotovoltaico.

Cabe señalar que no se profundiza en aspectos teóricos científicos del conjunto de elementos que componen los sistemas solares, más bien, se describen los aspectos técnicos que están involucrados en una buena instalación y mantención de los sistemas. Esto último se enfoca en las instalaciones de baja tensión, que están conectadas a la red eléctrica de hasta 100 kW, por lo que no se aconseja su uso en instalaciones de mayor envergadura.

1. Consideraciones Generales

En este capítulo se entregan los tópicos necesarios para comprender los sistemas fotovoltaicos y aplicar los conocimientos adquiridos en los capítulos siguientes. Comenzando por la energía solar, se continúa con información y parámetros básicos, que están involucrados con la tecnología fotovoltaica. Finalmente se presentan las tipologías de conexión de un sistema de generación fotovoltaico y los componentes de estos sistemas.

1.1. LA ENERGÍA SOLAR

El sol es la estrella más cercana a la tierra, distante en promedio unos 150 millones de kilómetros. En su núcleo, debido a la alta temperatura, se libera energía mediante un proceso de fusión nuclear.

La superficie del sol, con una temperatura de 5.778 K, se encarga de irradiar esta energía en forma de ondas electromagnéticas con distintas longitudes de onda, dentro de las cuales se encuentran la luz visible, los rayos UV y la radiación infrarroja, tal como se aprecia en la figura 1.1.

Existen dos magnitudes utilizadas en el ámbito fotovoltaico, la irradiancia y la radiación, que describen fenómenos vinculados pero no equivalentes, por lo que es importante diferenciarlas.

1.1.1. Irradiancia y radiación

La irradiancia se define como la relación de la potencia incidente por unidad de superficie de cualquier onda electromagnética con la superficie que la recibe, de la forma

$$E = \frac{P_{inc}}{A} \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (1.1)$$

Siendo E la irradiancia, P_{inc} la potencia incidente y A el área de la superficie que recibe la radiación. Por otra parte, la radiación es la cantidad de irradiancia recibida en un tiempo determinado, por lo tanto es una medida de energía. En el medio fotovoltaico generalmente se utilizan las unidades kWh/m²/día para radiaciones diarias y kWh/m²/año para radiaciones anuales.

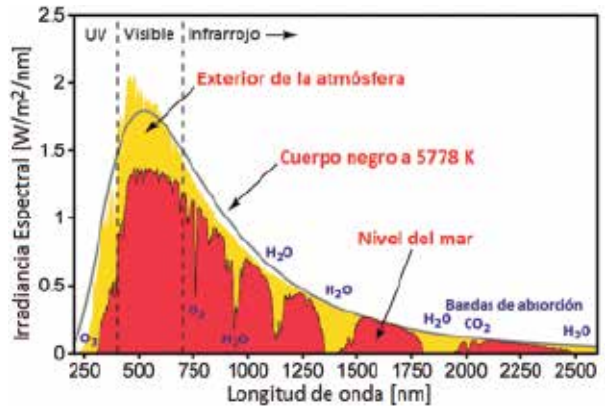


FIGURA 1.1
Irradiancia espectral solar. Se ilustra el espectro en la parte externa de la atmósfera, el espectro a nivel del mar y la radiación característica de un cuerpo negro a la temperatura superficial del sol.
Fuente: Robert A. Rohde como parte del proyecto Global Warming Art.

La irradiancia en la parte externa de la atmósfera terrestre es de 1.366 W/m², valor que se conoce como constante solar. Sin embargo, debido a la reflexión, difusión y absorción que realizan los elementos presentes en la atmósfera, la potencia que llega a nivel del mar es menor a la constante solar (aproximadamente 1.000 W/m² en un día despejado).

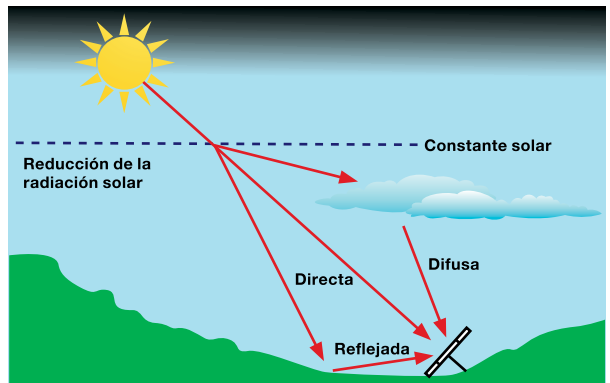


FIGURA 1.2
Componentes de la radiación solar en la Tierra.

En función de cómo incide la energía solar en la tierra, se distinguen tres componentes de la radiación: directa, difusa y albedo (figura 1.2). La radiación directa es la más importante de las tres, ya que no es desviada al pasar por la atmósfera. Cuando ésta no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, el área en sombra recibe radiación gracias a la radiación difusa y al albedo (radiación directa y difusa reflejada por el suelo y otras superficies). La suma de estas radiaciones se conoce como radiación global.

1.1.2. Radiación global

La irradiancia registrada sobre una base de tiempo diaria o anual se entrega en mapas y tablas de radiación, generalmente para el plano horizontal. Estos datos se utilizan para estimar la producción en la generación de energía fotovoltaica, siendo un buen indicador del potencial fotovoltaico de una zona, pero considerando siempre que al ser datos estadísticos, las mediciones presentarán variaciones respecto a lo proyectado.

En la figura 1.3 se aprecia el llamado “cinturón solar”, ubicado entre los 35° de latitud norte y los 35° de latitud sur. Esta franja presenta los niveles más altos de radiación solar, lo que se transforma en una ventaja a la hora de implementar un sistema de generación fotovoltaico. Esto no es un impedimento para las zonas fuera del cinturón, ejemplo de ello es Europa, que en la última década ha apostado por esta tecnología.

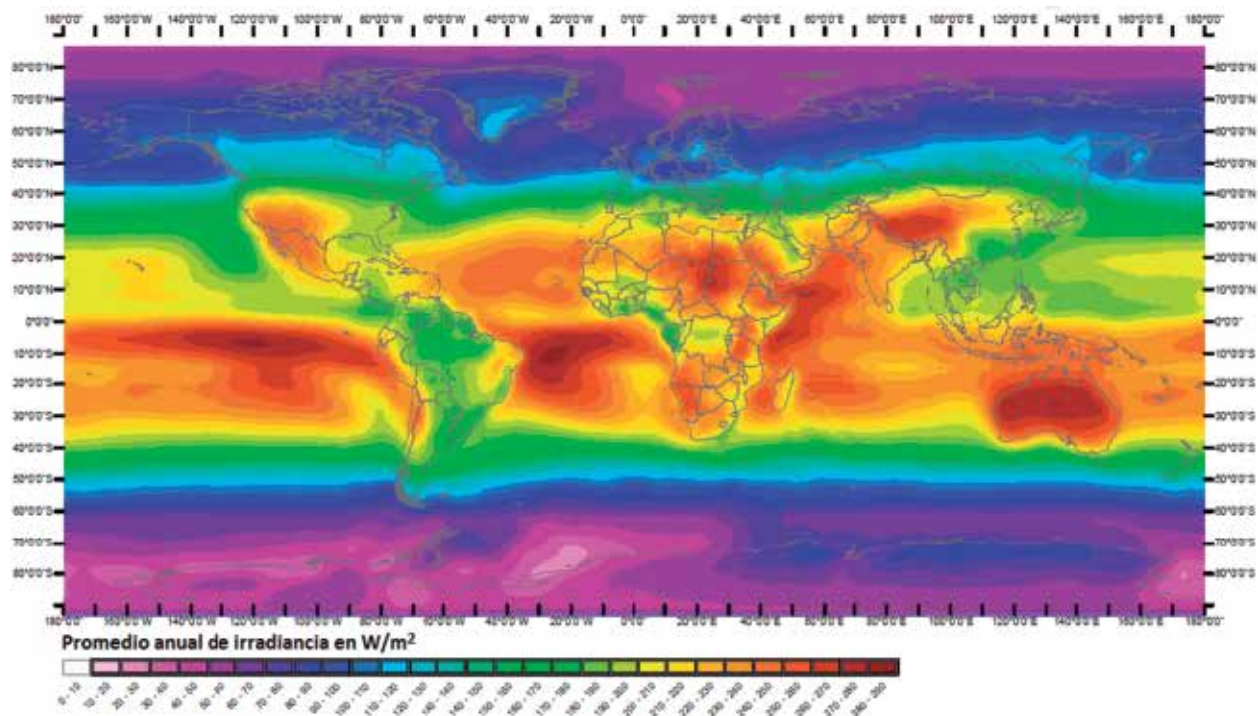
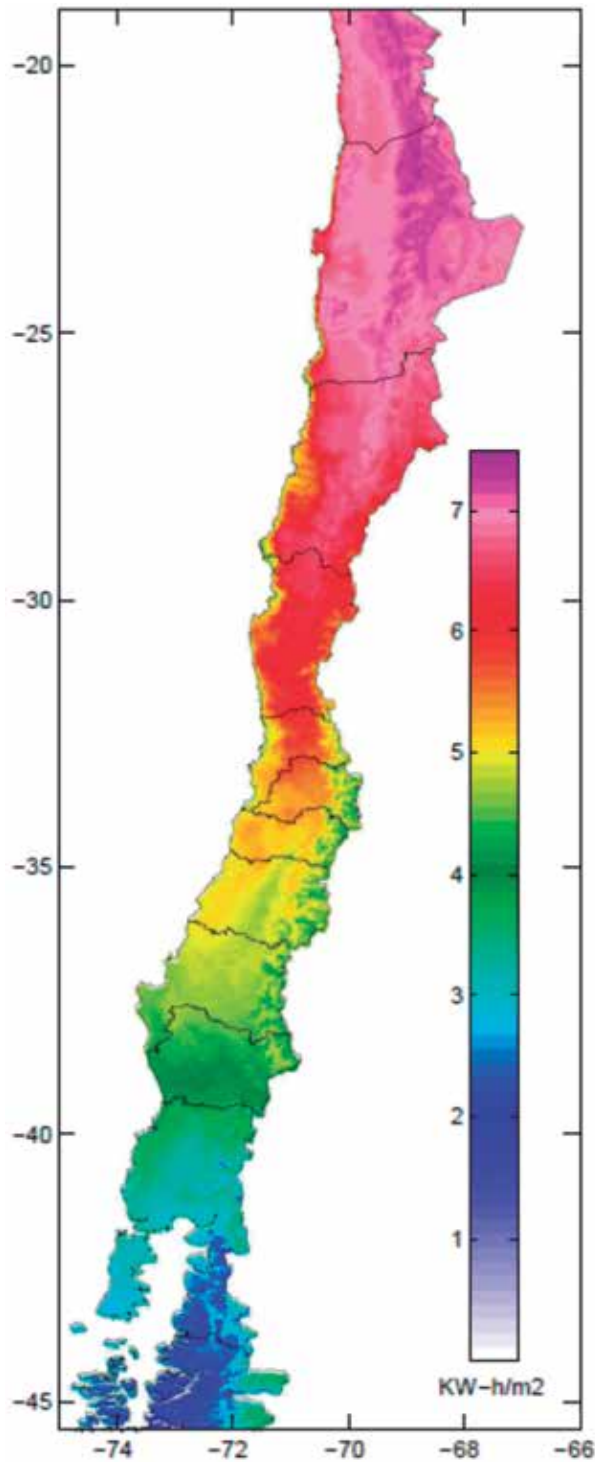


FIGURA 1.3
Radiación solar promedio en el período 1990 - 2004.
Fuente: Ecole des Mines de Paris / Armines.



Chile presenta condiciones favorables para la generación fotovoltaica. De hecho, la zona norte presenta una de las mejores condiciones del mundo en términos de radiación solar¹, mientras que la zona sur-austral recibe aproximadamente la misma radiación que la zona centro-norte de Europa, lo que no ha sido un impedimento para el desarrollo de esta tecnología (figura 1.5). Un ejemplo de esto es Alemania, cuya radiación es equivalente a la de Valdivia, y es uno de los principales productores de energía solar fotovoltaica en el mundo.

FIGURA 1.4
Distribución de la radiación solar en Chile. Promedio de los años 2009 - 2010.
Fuente: "Evaluación del recurso solar", Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

1 Fuente: "Evaluación del recurso solar", Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
Calama	8,95	8,41	7,68	6,49	5,39	4,80	4,99	5,92	7,17	8,36	8,99	9,13	7,19
Santiago	8,86	7,84	6,41	4,66	2,87	1,42	2,72	3,47	4,86	6,45	7,95	8,89	5,53
Pto. Montt	6,47	5,71	4,17	2,64	1,57	1,04	1,43	2,18	3,40	4,18	5,60	6,22	3,72

FIGURA 1.5

Radiación global horizontal. Los valores representan la radiación diaria promedio para el año 2010 en kWh/m², correspondiente a ciudades del norte, centro y sur del país.

Fuente: "Evaluación del recurso solar", Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

1.1.3. Rendimiento específico

El rendimiento específico es un índice que permite comparar instalaciones fotovoltaicas en distintos lugares del planeta. Para su cálculo se tienen en cuenta factores específicos de la instalación, tales como el lugar, el ángulo de inclinación, las sombras y los tipos de módulos e inversores.

Al dividir la energía producida en un período de tiempo por la potencia nominal de la instalación se obtiene el rendimiento específico de la instalación, cuya unidad es kWh/kWp.

1.1.4. Factor de planta

Es un indicador del uso de la capacidad de generación máxima de una instalación en el tiempo. Se obtiene dividiendo la energía generada para un determinado período de tiempo (generalmente anual), por la energía que hubiera podido generar la planta si lo hiciera a plena carga durante todo el período.

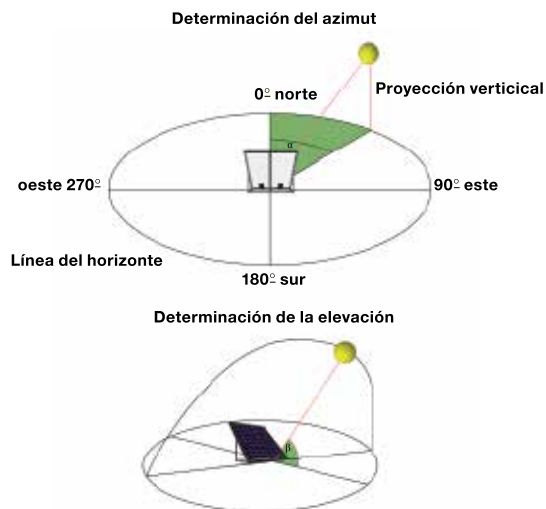
En la práctica no alcanza el 100%, y para la energía solar fotovoltaica, de la misma forma que para otras fuentes de energía renovable, es bajo debido a la irregularidad de la fuente de energía (un sistema de generación fotovoltaico no produce energía en las noches) en contraste a una planta de generación nuclear o de carbón, las cuales producen energía de manera continua.

Al hablar de sistemas conectados a la red este indicador pierde importancia, ya que la energía solar fotovoltaica se convierte en parte del factor de planta de la red eléctrica.

1.1.5. Cartas solares

Las cartas solares representan en una misma gráfica la posición del sol a lo largo del año, lo que permite determinar las pérdidas por sombras que se producen en un generador fotovoltaico.

Esta es una representación de dos dimensiones, en cuyo eje horizontal se representa el azimut solar, y en el eje vertical la elevación solar a lo largo de todo el año (figuras 1.6 y 1.7).

**FIGURA 1.6**

Determinación del Azimut (α) y de la elevación (β).



El azimut solar es el ángulo que forma la proyección vertical del sol sobre el horizonte respecto del punto cardinal norte. En el hemisferio sur toma el valor 0° cuando el sol está exactamente en el norte geográfico, y va cambiando a lo largo del día.

La elevación solar es el ángulo formado por el sol respecto al plano horizontal. Cambia a lo largo del día y tiene su altura máxima al mediodía. Esta altura máxima varía a lo largo del año entre el solsticio de invierno y el solsticio de verano.

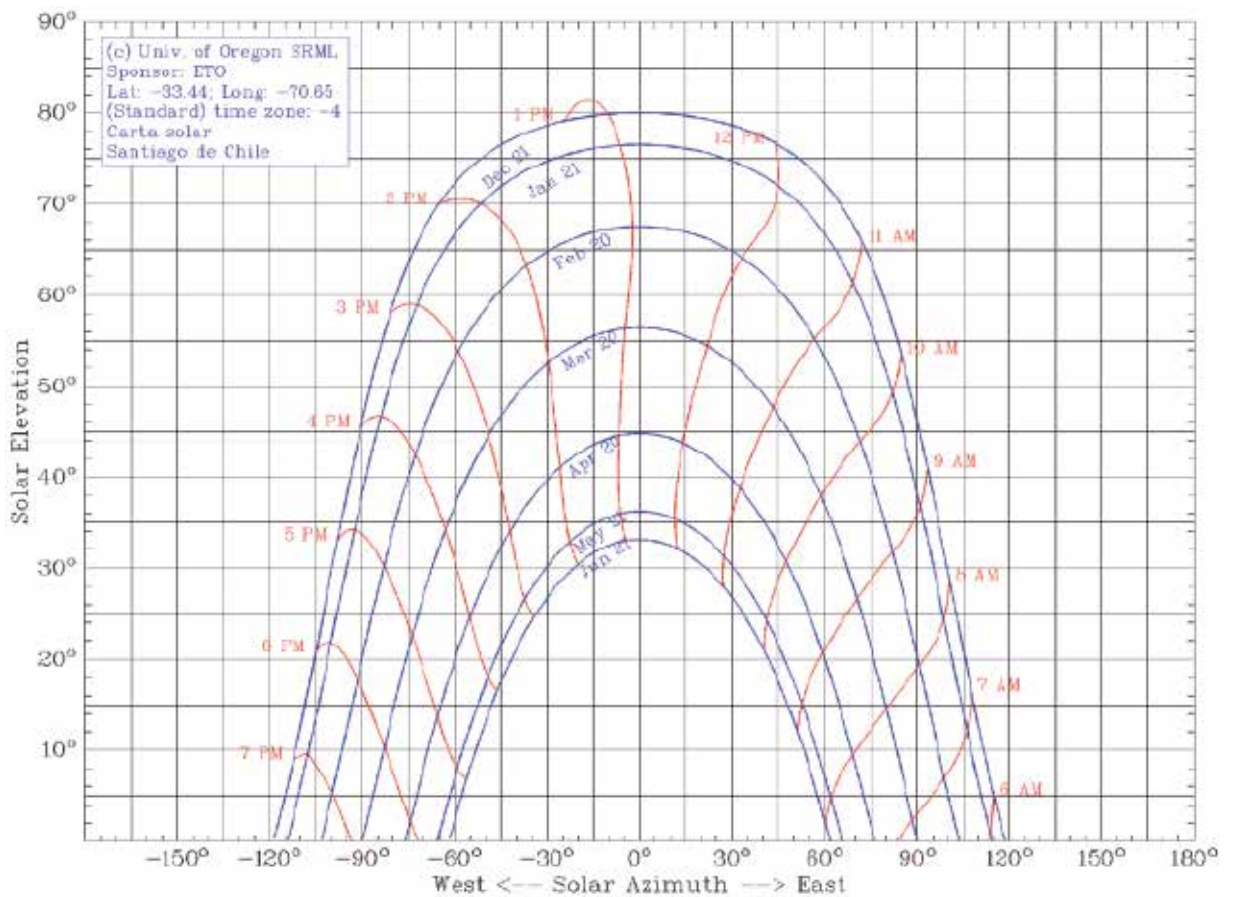


FIGURA 1.7
 Carta solar de Santiago. Las líneas azules muestran la trayectoria del sol y las líneas rojas las horas del día (en hora local), para el período 21 de diciembre - 21 de junio.
 Fuente: Laboratorio de Monitoreo de Radiación Solar, Universidad de Oregon, Estados Unidos.

1.1.6. Inclinación y orientación

Es importante determinar la mejor posición de los módulos fotovoltaicos para recibir la mayor radiación posible. Idealmente éstos deben ser ubicados de manera perpendicular al sol, manteniendo esta condición en todo instante, lo que requiere un seguimiento continuo del sol con los módulos. Un sistema de seguimiento requiere una infraestructura más compleja, lo cual no siempre es viable por lo que es necesario disponer de criterios que aprovechen al máximo las condiciones de radiación.

La orientación óptima en el hemisferio sur es hacia el norte (azimut 0°), aunque no siempre es posible respetar esto, debido a causas arquitectónicas u obstáculos en esa dirección. El efecto que esto producirá es una baja en la producción del generador.

Por otra parte, para determinar la inclinación del módulo existen tres criterios que buscan maximizar la energía recibida, ya sea el promedio anual o una estación en particular.

El criterio del mes de menor radiación maximiza la energía recibida en invierno en el mes de menor radiación (junio). Por otro lado, el criterio del mes de mayor radiación busca maximizar la energía recibida en verano en el mes que recibe la mayor radiación (diciembre). Finalmente el criterio del máximo anual busca maximizar el promedio de energía recibida en el año (figura 1.8).

Para aplicar estos métodos es necesario disponer de la tabla de radiación para distintas inclinaciones y azimut. El detalle y la aplicación de estos métodos se analizan a fondo en el capítulo de dimensionamiento.

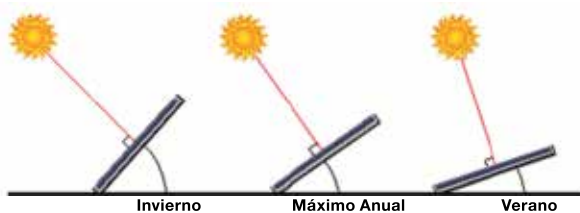


FIGURA 1.8

Criterios de inclinación. Se aprecian los criterios del peor mes (invierno), el mejor mes (verano) y el máximo anual.

1.2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La tecnología fotovoltaica utiliza celdas construidas generalmente con semiconductores para convertir la radiación solar en electricidad. Existen diversos tipos de celdas fotovoltaicas, sin embargo, el material más común en la fabricación de éstas es el silicio.

1.2.1. Celdas fotovoltaicas

De acuerdo a lo mencionado en el párrafo anterior, la unidad base de la tecnología es la celda fotovoltaica, que en la actualidad se fabrica principalmente en base a silicio. En relación a esto, existen principalmente tres tipos de celdas: monocristalina, policristalina y amorfa (figura 1.9). Las celdas construidas con silicio monocristalino poseen una estructura uniforme, donde todos los átomos están perfectamente alineados, formando un sólo cristal. Por otro lado, las celdas construidas con silicio policristalino presentan una estructura ordenada por regiones, en la que sus átomos presentan diferentes direcciones debido a que están fabricados con distintos cristales de silicio. Además de estas dos formas de fabricación, existen celdas de silicio amorfo, donde el material semiconductor se deposita como película fina en distintos soportes, lo que permite producir módulos rígidos o flexibles.

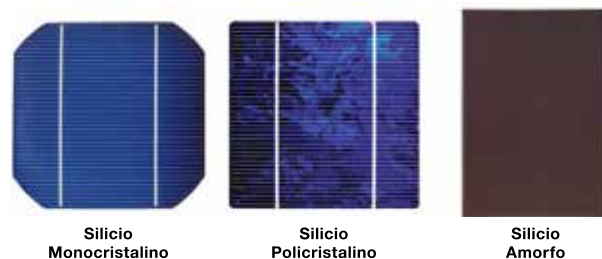


FIGURA 1.9

Celdas solares de silicio.
Fuente: 1st Sunflower.

Otro tipo de celda corresponde a la de tecnología de capa fina, la cual puede ser fabricada con otros elementos distintos al silicio como el diseleniuro de cobre e indio (CIS), el telurio de cadmio (CdTe) y el seleniuro de cobre-indio-galio (CIGS). La principal diferencia entre ellas es el porcentaje de radiación incidente, que se transforma en electricidad, como se aprecia en la figura 1.10.

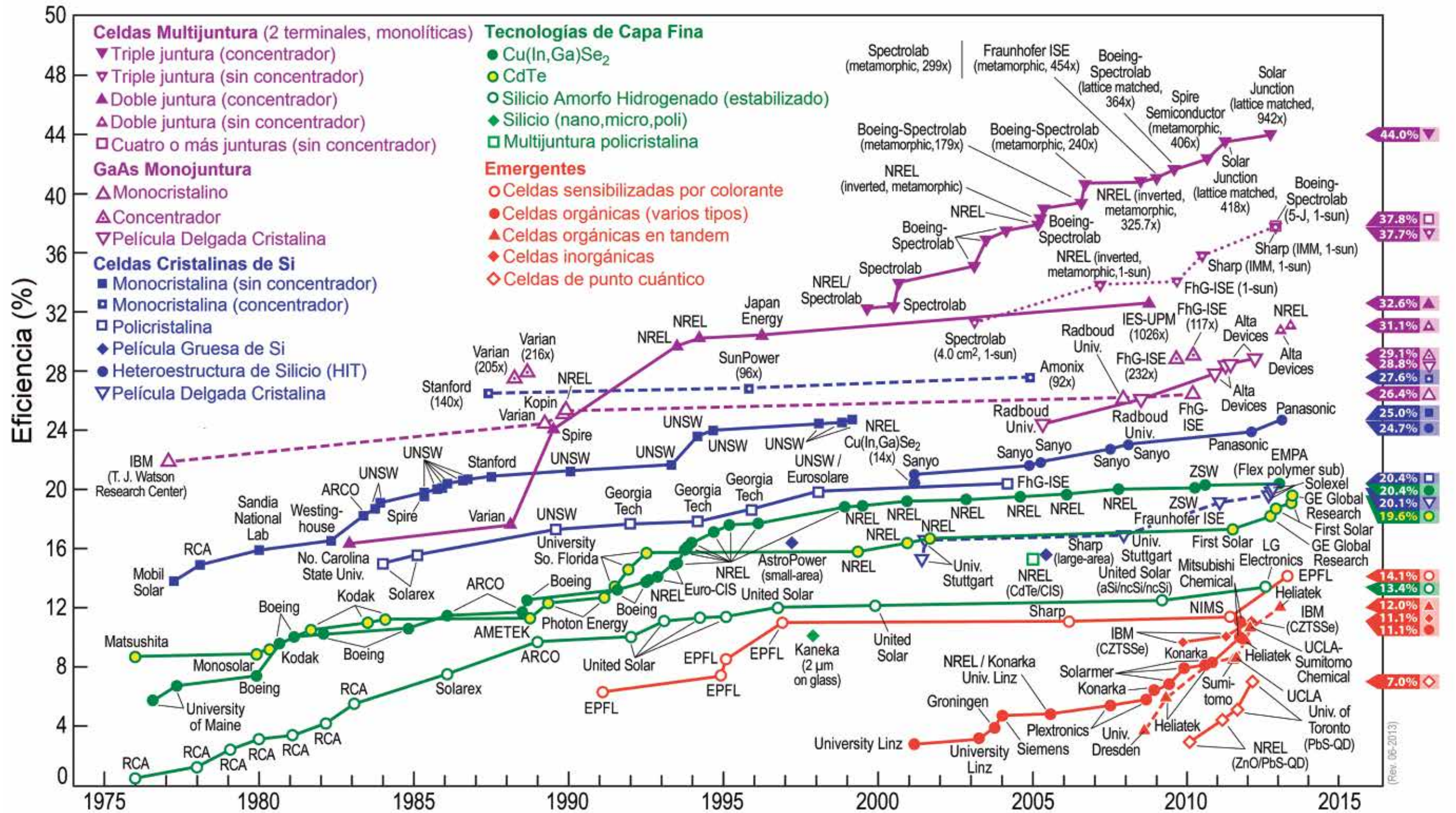


FIGURA 1.10 Eficiencia en la tecnología de celdas fotovoltaicas. La gráfica muestra el avance en la investigación desde el año 1975 hasta el 2012. Fuente: National Renewable Energy Laboratory.

1.2.2. Módulo fotovoltaico

En términos sencillos, un módulo fotovoltaico o panel fotovoltaico es un arreglo de celdas solares dispuestas en serie y en paralelo, todo ello dentro de una estructura que mantiene las celdas aisladas del medio exterior, permitiendo sólo el paso de la luz.

Dependiendo de la forma en que estén agrupadas las celdas se establecen las características de los módulos. De la misma forma, un arreglo de módulos en serie o paralelo forman un generador, determinando sus características (figura 1.11).

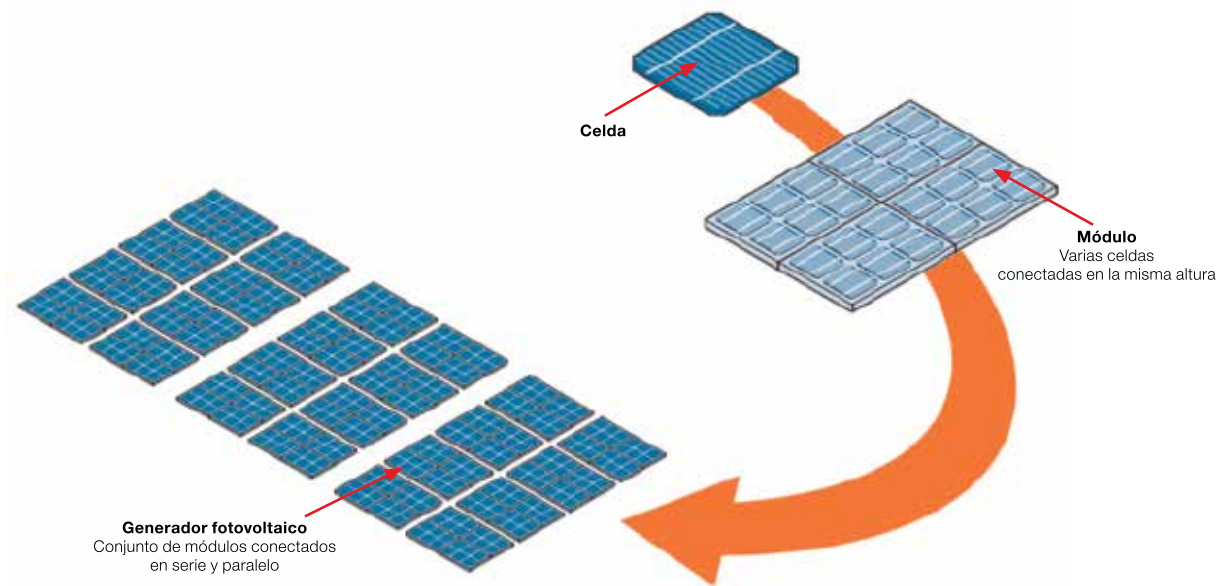


FIGURA 1.11
Evolución de la celda a módulo, y de éste al generador fotovoltaico.

Las curvas características de un módulo fotovoltaico se muestran en la figura 1.12, sus parámetros eléctricos en la figura 1.13 y sus parámetros mecánicos en la figura 1.14. Estos parámetros se miden bajo condiciones estándar de prueba (Standard Test Conditions, STC), consistentes en una irradiancia de 1.000 W/m² perpendicular al módulo, una masa de aire de 1,5 y una temperatura del módulo de 25 °C.

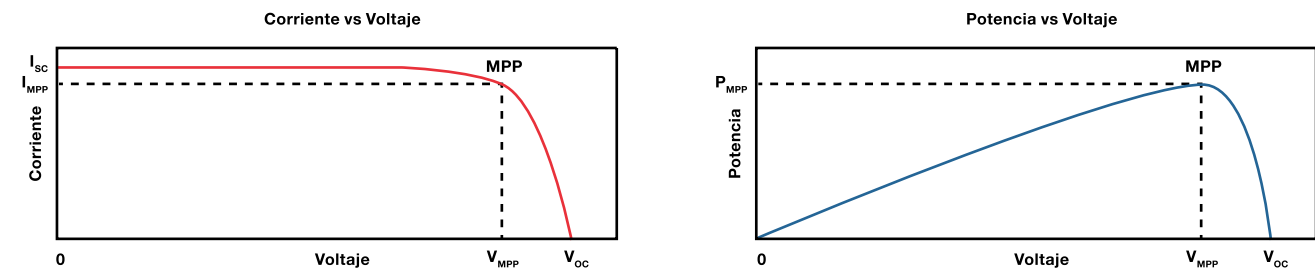


FIGURA 1.12
Curvas características de un módulo fotovoltaico.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC*)					
Tipo	180D-24(s)	185D-24(s)	190D-24(s)	195D-24(s)	200D-24(s)
Potencia nominal (P _{máx}) [Wp]	180	185	190	195	200
Tensión en P _{máx} (V _{mp}) [V]	35,0	35,5	36,0	36,4	36,9
Tensión en P _{máx} (I _{mp}) [A]	5,16	5,23	5,30	5,37	5,44
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) [V]	44,5	44,7	44,9	45,2	45,4
Corriente de cortocircuito (I _{sc}) [A]	5,57	5,63	5,69	5,74	5,80
Intervalo de clasificación de potencia [Wp]	-0/+4,99	-0/+4,99	-0/+4,99	-0/+4,99	-0/+4,99
Tolerancia de medida en la P _{máx} [%]	+/-3	+/-3	+/-3	+/-3	+/-3
Tensión máxima del sistema	IEC EN: 1000 V / UL: 600 V				
Eficiencia de célula [%]	16,15	16,60	17,04	17,49	17,94
Eficiencia de módulo [%]	14,10	14,49	14,88	15,27	15,67

STC* (Standard Test Conditions: irradiancia 1.000 W/m², temperatura del módulo °C, masa de aire 1,5

FIGURA 1.13
Características de un módulo fotovoltaico. Módulo LDK 180 Wp 24 V.



CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tipo	Serie LDK-D-24(s)
Células solares	72 (6x12) células solares de silicio monocristalino 125 x 125 mm
Capa frontal	3,2 mm de grosor, cristal templado / cristal anti-reflectante
Capa posterior	TPT (Tedlar-PET-Tedlar) / BBF
Encapsulante	EVA (etileno vinil acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado, doble capa
Diodos	6 diodos de bypass (3 x 2 en paralelo) reemplazable
Caja de conexiones	Clasificada IP65
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Cables	Longitud: 950 mm / sección: 4,0 mm ²
Dimensiones	1580 x 808 x 40 mm / 62,20 x 31,81 x 1,57 in
Peso	15,6 kg / 34,4 lbs
Carga máx.	Carga de viento: 2400 Pa / Carga de nieve: 5400 Pa

FIGURA 1.14
Características de un módulo fotovoltaico. Módulo LDK 180 Wp 24 V.

La tensión de circuito abierto (V_{oc}) corresponde a la tensión entregada por el módulo cuando la corriente es cero, mientras que la corriente de cortocircuito (I_{sc}) corresponde a la corriente cuando la salida está cortocircuitada.

La potencia nominal corresponde a la potencia máxima que entrega el módulo y se entrega en unidades de Wp (watt pico). El punto óptimo de operación del módulo se ubica sobre el punto de máxima potencia o *MPP* por sus siglas en inglés (Maximum Power Point), de donde se obtiene una corriente a máxima potencia I_{MPP} y una tensión a máxima potencia V_{MPP} . Idealmente estos valores debieran ser fijos, sin embargo, la tensión de circuito abierto varía con la temperatura y la corriente de cortocircuito varía con la irradiancia, de manera tal, que el punto de máxima potencia está siempre cambiando (véase la figura 1.15). Con el fin de contrarrestar esto y asegurar el buen rendimiento del sistema, se han creado algoritmos denominados *MPPT* (Maximum Power Point Tracking), que ajustan los parámetros de salida del sistema para extraer siempre la máxima potencia del módulo.

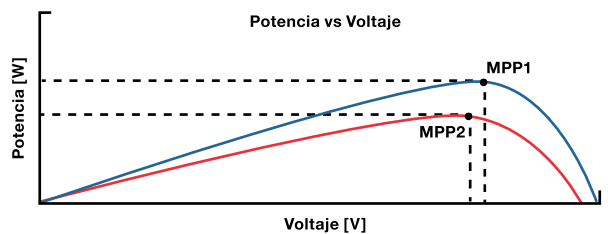


FIGURA 1.15
Variación del punto de máxima potencia en función de la irradiancia.

Otro parámetro importante es el factor de llenado o fill factor, que da cuenta de la calidad del módulo. Se define como:

$$F_f = \frac{I_{MPP} \cdot V_{MPP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (1.2)$$

Siempre es inferior a la unidad, y generalmente toma valores aproximados a 0,7 (mientras más cercano a 1 sea el factor de llenado, mejor calidad posee el módulo, tal como se observa en la figura 1.16).

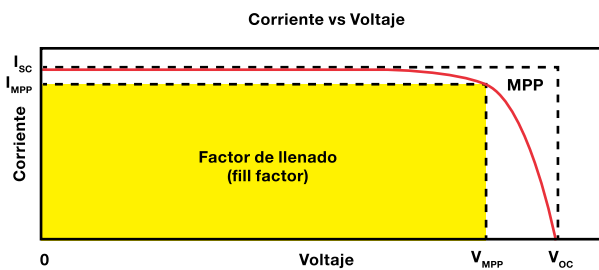


FIGURA 1.16
Representación gráfica del factor de llenado.

Junto con las celdas, el módulo fotovoltaico está constituido por los elementos que se muestran en la figura 1.17. Tanto la cubierta como la capa de EVA (etileno-vinil-acetato) deben ser transparentes y no degradarse con la luz ultravioleta. Además, la cubierta y la capa de poliéster aíslan eléctricamente a la celda del exterior.

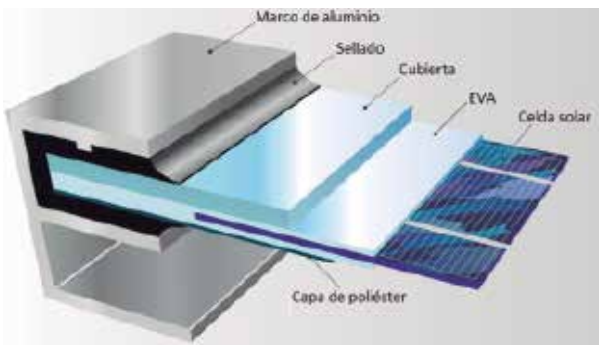


FIGURA 1.17
Composición de un módulo fotovoltaico.
Fuente: "Instalaciones Solares Fotovoltaicas", Miguel Moro Vallina, Ediciones Paraninfo S.A.

Otro parámetro importante es la temperatura de operación nominal de la celda, NOCT. Esto se determina a una temperatura de 20 °C, con una irradiancia de 800 W/m² y una velocidad del viento de 1 m/s, que indica la capacidad de disipar el calor que posee la celda.

Las características reales de un módulo fotovoltaico difieren considerablemente de sus características nominales. Esto se debe a que las condiciones reales de operación (temperatura, irradiancia, etc.) son variables a lo largo del año, lo que no ocurre en las condiciones estándares de prueba.

1.2.3. Efecto de las sombras

Es importante analizar el efecto que produce la sombra en una o más celdas del módulo, ya que afecta considerablemente su funcionamiento.

En un arreglo de módulos en serie (también conocido como "string"), si uno de ellos es sombreado, produce menos energía y podría convertirse en carga, consumiendo la potencia generada por los otros módulos y aumentando la temperatura de sus celdas. Mientras mayor sea la radiación que reciben los otros módulos y menor la que recibe el módulo sombreado, mayor será la temperatura de éste, lo que produce un "punto caliente" (llamado "hot spot" en inglés) que podría destruir sus celdas. Para evitar este efecto se utilizan diodos de bypass, que evitan la circulación de corriente por las celdas del módulo sombreado.

En un arreglo de strings en paralelo, la dirección de la corriente debe ir sólo hacia las cargas, evitando así que ésta circule hacia los módulos, lo que ocurre cuando uno de ellos es sombreado. Para evitar esto se utilizan diodos de bloqueo.

El uso de estos diodos se puede extrapolar a los arreglos de módulos fotovoltaicos, por ende es preferible adquirir módulos que posean estos mecanismos de protección (figura 1.18).

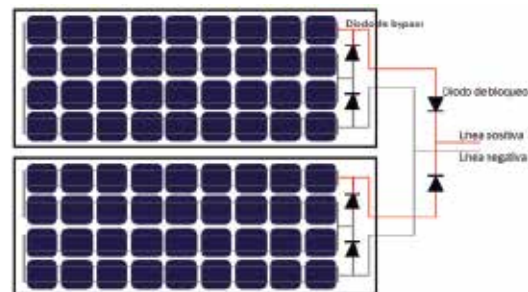


FIGURA 1.18
Configuración de diodos de bypass y diodos de bloqueo.



1.3. TIPOLOGÍAS DE CONEXIÓN

Un sistema de generación fotovoltaico posee dos tipologías básicas, que aparecen descritas a continuación. Se trata de las instalaciones aisladas ("off-grid") y las conectadas a la red ("on-grid").

Existen otras tipologías híbridas, que combinan los sistemas aislados y conectados a la red para disponer de un suministro de energía cuando falla la red eléctrica, o un sistema aislado con otros tipos de generación de energía para satisfacer el consumo de manera más uniforme a lo largo del día. Sin embargo, el estudio de sistemas híbridos escapa al alcance del presente manual.

1.3.1. Sistemas aislados

El objetivo de esta tipología se basa en satisfacer directamente la demanda energética de los consumos asociados independientes de la red eléctrica. Estos sistemas se utilizan para alimentar satélites, señales viales, equipos de telecomunicaciones, sistemas de bombeo de agua y viviendas sin acceso a la red eléctrica.

El sistema de generación aislado requiere de un elemento almacenador de energía, generalmente una batería, siendo éste el elemento crítico en una instalación aislada. Si deja de funcionar el generador fotovoltaico, el consumo de las cargas es cubierto en cualquier momento por la batería. Una excepción es el sistema de bombeo solar directo, donde la bomba ajusta su potencia a la energía disponible y por tanto, no se requiere sistema de baterías.

Como se aprecia en la figura 1.19, los componentes de un sistema aislado son el generador fotovoltaico, el regulador de carga, la batería y un inversor, si se dispone de cargas de corriente alterna.

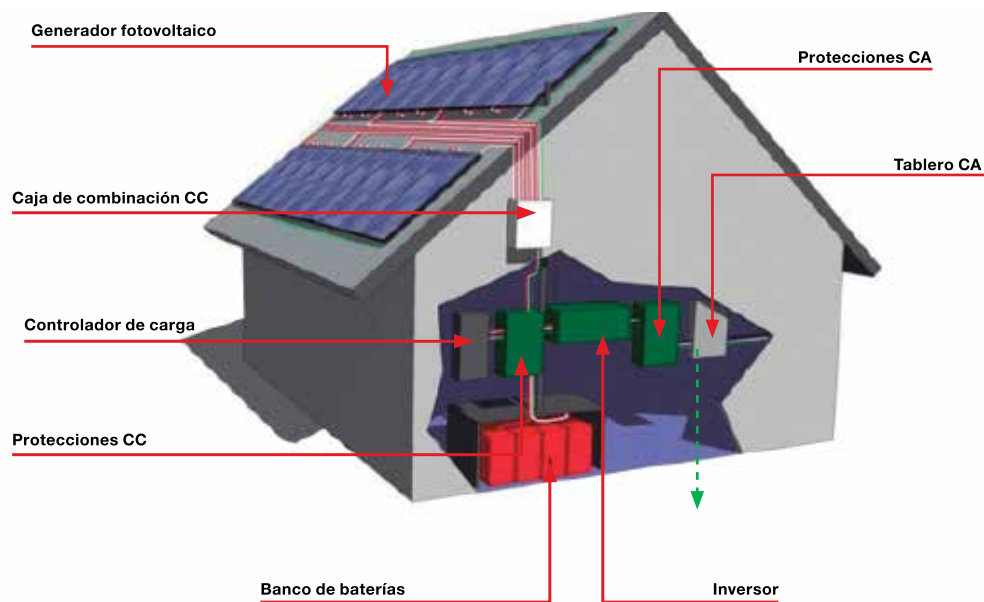


FIGURA 1.19

Sistema de generación aislado. El sistema incorpora un inversor para alimentar cargas de corriente alterna.
Fuente: Tritec - Intervento SpA.

1.3.2. Sistemas conectados a la red

El objetivo de esta tipología es producir electricidad en complemento a la recibida de la red eléctrica, no contando con elementos de almacenamiento, ya que toda la energía producida se consume al inyectar los excedentes a la red o al inyectarla completamente a la red eléctrica.

En la topología de inyección de excedentes (figura 1.20) la energía generada está destinada en primer lugar para autoconsumo y los excedentes son inyectados a la red. Para ello se utiliza un sistema de medición (un medidor bidireccional o dos medidores unidireccionales), que entrega el balance entre la energía generada y la energía consumida.



FIGURA 1.20

Diagrama de flujos caso inyección de excedentes. La línea verde representa la energía generada, mientras que la línea amarilla representa la energía consumida.



Como contrapartida, la topología de inyección total vierte toda la energía producida por el generador a la red (figura 1.21). Las cargas reciben energía sólo de la red, en forma independiente de la generación fotovoltaica. Esta topología requiere de un medidor unidireccional, que permite contabilizar la energía inyectada.

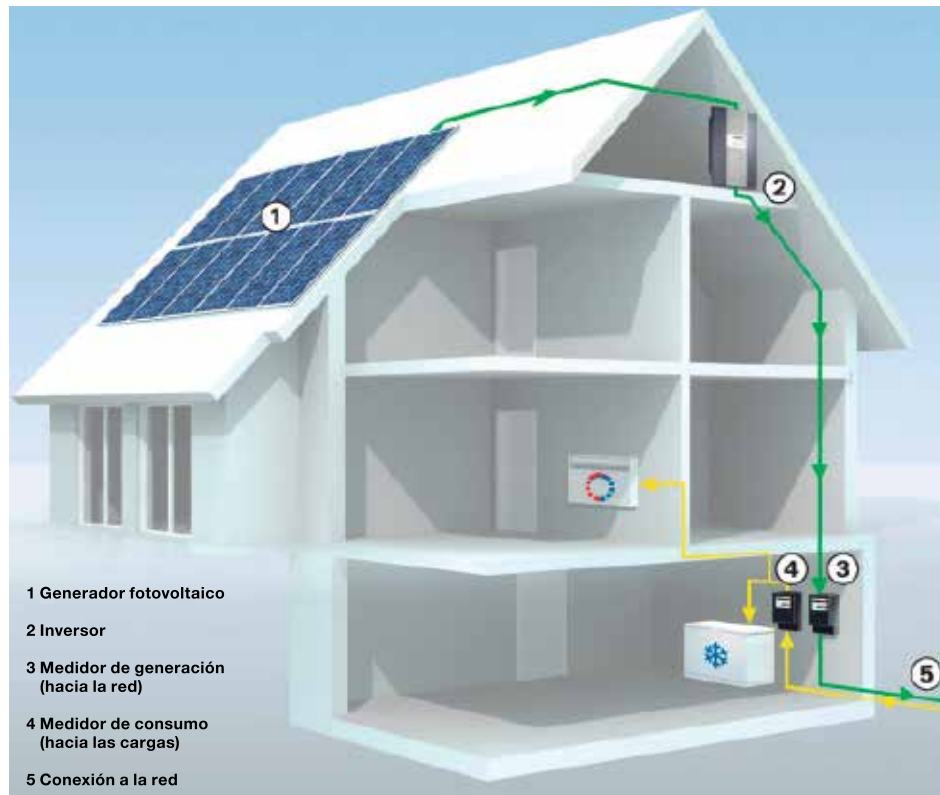


FIGURA 1.21 Diagrama de flujos caso inyección total. La línea verde representa la energía generada, mientras que la línea amarilla representa la energía consumida.

La conexión a la red puede ser monofásica o trifásica, dependiendo de la configuración elegida y las características del punto de conexión a la red.

La calidad de la energía inyectada debe cumplir las normas dispuestas en el reglamento técnico vigente en el país, para no perturbar el comportamiento de la red ni a los equipos conectados a ella. Adicionalmente a esto, el inversor debe ser capaz de sincronizar la corriente generada con la tensión de la red eléctrica y detectar una eventual caída de ésta para desconectar la generación, evitando así las islas energéticas.

1.4. COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

1.4.1. Generador fotovoltaico

Se conforma con módulos conectados en serie y/o paralelo, observándose las mismas características eléctricas que en una celda (figura 1.22). Posee la ventaja de ser un sistema escalable, lo que permite cambiar el tamaño del generador con sólo agregar o restar módulos. De esta forma, se pueden encontrar desde generadores de unos pocos metros cuadrados hasta generadores de gran superficie, que tienen la capacidad de formar huertos solares. La cantidad de módulos determina la tensión y la potencia del generador (figura 1.23).

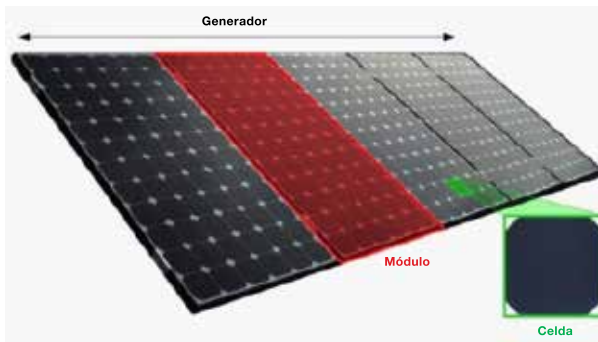


FIGURA 1.22
Conformación de un generador mediante módulos.
Fuente: Solar Green

El generador fotovoltaico entrega corriente continua a su salida, ésta no se puede "apagar" porque se genera con sólo recibir radiación solar. Esta particularidad provoca que la tensión y la potencia entregada varíen según la disponibilidad del recurso solar, por lo que no se genera energía durante la noche.



FIGURA 1.23
Generador Fotovoltaico. La imagen corresponde al generador fotovoltaico ubicado en la Universidad Tecnológica Metropolitana, Santiago de Chile, conformado por 21 módulos, con una potencia pico de 4,1 kWp.
Fuente: Proteinlab UTEM.

Para lograr una conexión segura, los módulos incorporan en su parte posterior una caja de conexiones y cables estandarizados, donde además se encuentran los diodos de bypass y los principales parámetros eléctricos del módulo, como se aprecia en la figura 1.24.



FIGURA 1.24
Vista posterior de un módulo fotovoltaico. Se observan los diodos de bypass (en círculos rojos), la caja de conexión y los principales parámetros eléctricos del módulo, para el modelo c-Si M 48 de Bosch.

En una instalación fotovoltaica se distingue entre dos potencias. La potencia pico del sistema corresponde a la potencia del generador, mientras que la potencia nominal del sistema es la potencia de salida del inversor. Esta última, puede ser menor a la primera debido a que los módulos difícilmente proporcionan la potencia pico, y es inevitable que la instalación tenga pérdidas.

1.4.2. Inversor

Es el equipo que transforma la corriente continua en corriente alterna (figura 1.25), tanto para inyectar la energía a la red como para el consumo con equipos de tensión alterna, tales como televisores, refrigeradores, etc.

Los principales parámetros de un inversor (ver figura 1.26) son la potencia nominal, las tensiones y corrientes de operación (tanto de entrada como de salida), la frecuencia de trabajo y la eficiencia.

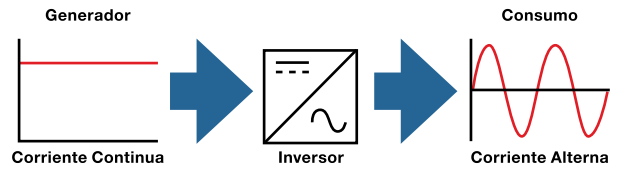


FIGURA 1.25
Funcionamiento del inversor. El inversor recibe corriente continua del generador fotovoltaico y entrega corriente alterna a la salida.

VALORES DE ENTRADA (CC)	
Potencia máx. de CC	5.250 W
Tensión máx. de CC	600 V
Rango de tensión FV, MPPT	246 V - 480 V
Corriente máx. de entrada	26 A
Número de seguidores de MPP	1
Número máx. de strings (en paralelo)	4
VALORES DE SALIDA (CA)	
Potencia nominal de CA	4.600 W
Potencia máx. de CA	5.000 W
Corriente máx. de salida	26 A
Tensión nominal de CA/ Rango	220 V - 240 V / 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / Rango	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Factor de potencia ($\cos \varphi$)	1
Conexión de CA	monofásica
RENDIMIENTO	
Rendimiento máx.	96,1%
Rendimiento europeo	95,2%

FIGURA 1.26
Características principales de un inversor. Inversor Sunny Mini Central 4.600A.

La potencia nominal corresponde a la potencia que entrega el inversor a la salida, la cual es consumida por los equipos o inyectada a la red. Como se indicó previamente, esta potencia es menor que la potencia pico del generador. La potencia nominal también determina el tamaño físico del inversor, como se aprecia en la figura 1.27.



FIGURA 1.27
Comparación inversores de distinta potencia. Se observa un aumento de las dimensiones al aumentar la potencia nominal de cada inversor. Los inversores corresponden a la marca Sirio, modelos 1500, K80 y K330 de izquierda a derecha.

La tensión de entrada señala la tensión máxima que el inversor puede recibir del generador fotovoltaico. Por otra parte, la tensión de salida señala la tensión que el inversor entrega a los equipos o a la red eléctrica. En Chile este valor es de 220 V para inversores monofásicos y 380 V para inversores trifásicos.

La corriente de operación indica el valor máximo de intensidad de corriente que el inversor puede recibir desde el generador (corriente de entrada) y entregar a la red o a los consumos asociados (corriente de salida).

La frecuencia de trabajo debe ser equivalente a la frecuencia de la red eléctrica, que en el caso de Chile corresponde a 50 Hz.

La eficiencia es un parámetro que relaciona la potencia de salida de un inversor con la potencia entregada por el generador fotovoltaico. A medida que ésta varía, la eficiencia del inversor sufre variaciones, comportamiento que se refleja en las curvas de eficiencia entregadas por el fabricante.

Finalmente otra característica importante de un inversor es el hecho de poseer o no aislación galvánica en la salida, lo que separa eléctricamente la parte de CC y la parte de CA.



1.4.3. Accesorios

CONDUCTORES Y PROTECCIONES

La función del cableado es transportar la energía a lo largo de toda la instalación de generación fotovoltaica, tanto en la parte de corriente continua (generador) como en la parte de corriente alterna (inversor, la red eléctrica y los equipos de consumo). Aunque se consideren elementos secundarios, el correcto dimensionado del cableado permite reducir las pérdidas, contribuyendo al buen rendimiento del sistema (figura 1.28). Para ello, los conductores deben ser dimensionados considerando el concepto económico y ambiental (Norma NCh 2625 Of.2001).

El cableado para corriente continua debe ser identificado con el color rojo para el conductor positivo y negro para el conductor negativo, además los conectores traseros del módulo deben ser diferentes para evitar confusiones al momento de conectarlos.

Por otra parte, el cableado de corriente continua tiene otra disposición de colores para los conductores, identificándose las fases con colores oscuros, el conductor neutro con el color blanco y la tierra de protección con color verde.

Los conductores necesarios deben tener la sección adecuada para reducir la caída de tensión y el calentamiento. Para cualquier condición de trabajo, la caída de tensión debe ser inferior al 1,0% de la tensión nominal continua del sistema, y la temperatura del cable no debe superar el valor permitido. Además, se debe cumplir la normativa de canalización y recubrimiento del conductor, recordando que gran parte de la instalación se realiza a la intemperie.

Las protecciones del sistema tienen por objetivo cuidar al usuario de un sistema de generación fotovoltaico, y resguardar a los equipos de éste. Al igual que los conductores, se diferencian en protecciones de corriente continua y de corriente alterna. Dentro de las primeras se encuentran los fusibles y los seccionadores, mientras que las segundas se componen de disyuntores, diferenciales, y tomas de tierra.



FIGURA 1.28
Conductores eléctricos de cobre. El correcto dimensionado permite seleccionar la sección correcta, obteniendo un óptimo desempeño del sistema.

1.4.4. Estructura de soporte

El generador fotovoltaico posee la característica única de adaptarse a cualquier superficie, ya sea suelo, techo o a la estructura de un edificio en el caso de integración arquitectónica. Por lo tanto, la estructura de soporte debe soportar al generador en su posición independiente de la superficie y de las condiciones climáticas.

La estructura debe soportar el peso del generador y la carga del viento sin deformarse. Además, en el caso de que el material de fabricación sea metálico, éste debe ser resistente a la corrosión, precaución que no se observa en materiales sintéticos.

En la mayoría de las instalaciones, la estructura es fija, existiendo distintos tipos según la ubicación (figura 1.29), aunque existen otras que incorporan métodos de seguimiento, ya sea en uno o dos ejes.



FIGURA 1.29
Distintos tipos de estructuras de soporte.
Fuente: Atersa.

2. Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red

El correcto diseño de un sistema de generación fotovoltaico es primordial para aprovechar al máximo el potencial generador de esta tecnología. Existen distintos criterios para el diseño, ya que el sistema fotovoltaico presenta múltiples variables, como la tecnología del generador, la distribución de inversores, la localidad, y la superficie, entre otras, por lo que su diseño se puede abordar desde distintas perspectivas.

En el caso de un sistema de generación aislado normalmente el diseño se realiza en base al perfil de consumo del usuario. Por otra parte, en el caso de un sistema de generación conectado a la red, el diseño se puede abordar desde la perspectiva de favorecer el autoconsumo, en la máxima utilización de la superficie disponible para la instalación de un generador fotovoltaico, o considerando como límite la potencia del empalme a la red eléctrica.

El objetivo de este capítulo no es establecer un criterio, sino definir consideraciones, etapas y restricciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

2.1. POTENCIA Y ENERGÍA

La potencia y la energía son consideradas como algunas de magnitudes más relevantes que hay en una instalación fotovoltaica y por ese motivo, es necesario comprender la diferencia que existe entre ellas. La potencia del sistema indica la capacidad de generación eléctrica de un sistema, y al hablar de energía, se considera una cantidad de potencia por unidad de tiempo, generalmente horas. La unidad utilizada para medir la potencia es el watt (W), mientras que para la energía se utiliza comúnmente el watt-hora (Wh).

En el caso del generador fotovoltaico, se denomina potencia pico (Wp) a la potencia total que puede generar el conjunto de módulos bajo condiciones estándar (1.000 W/m², 25°C y AM 1,5).

En la figura 2.1 se puede apreciar el comportamiento de un generador durante un día estándar, donde el área bajo la curva indica la producción de energía en el período.

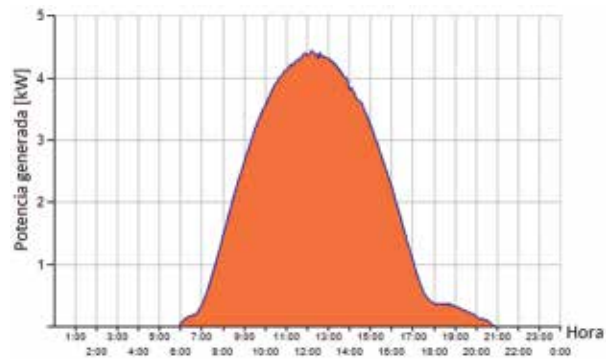


FIGURA 2.1

Curva de generación. La línea indica la potencia generada, y el área bajo la curva indica la energía generada.

2.2. DIMENSIONADO

Existen múltiples variables a considerar dentro del diseño de un sistema de generación fotovoltaico. Dichos factores pueden ser de tipo económico, geográfico, regulatorios y entre otros. Este manual propone un diseño a partir de la potencia pico que se desea instalar, siguiendo el diagrama de flujo, que se observa en la figura 2.2.

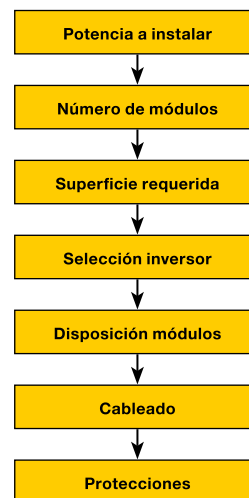


FIGURA 2.2

Diagrama de flujo para el diseño de un sistema de generación fotovoltaico.



2.2.1. Dimensionado del generador fotovoltaico

La potencia que se desea instalar determina el número de módulos. Para ello se requiere conocer la potencia pico del módulo seleccionado, de esta forma el número total de módulos se obtiene de la expresión

$$N = \frac{P_{MAX}}{P_{PICO}} \quad (2.1)$$

Siendo N el número de módulos, P_{MAX} la potencia pico que se desea instalar (corresponde a la potencia del campo generador) y P_{PICO} la potencia pico de cada módulo. En caso de no obtenerse un número entero, se puede redondear el resultado al entero próximo.

Conocidas las dimensiones del módulo y el número de éstas que será utilizado, se procede a calcular la superficie mínima que se requiere para la instalación. Para ello sólo es necesario multiplicar la cantidad de módulos por las dimensiones del módulo unitario, es decir

$$S_T = N \cdot A \quad (2.2)$$

Donde S_T es la superficie requerida para la instalación, N es el número de módulos a instalar y A es la superficie de un módulo.

La superficie de cada módulo, para una misma potencia pico, depende de la tecnología de fabricación de éste. Por lo tanto, si la superficie requerida es mayor a la disponible, se puede optar por cambiar de tecnología, lo que reduce la superficie utilizada.

Ejemplo de diseño: Se desea instalar una potencia de 2.000 W, para ello se dispone de módulos fotovoltaicos de 140 Wp, de 1.500x668 mm² de superficie. ¿Cuántos módulos se requieren, y cuál es la superficie mínima que se necesita para la instalación?

Solución: Aplicando la ecuación 2.1, se obtiene un total de 14.3≈15 módulos, los cuales requieren una superficie mínima de módulo de 15,03 m².

2.2.2. Separación entre módulos

La superficie obtenida anteriormente no toma en cuenta la inclinación de los módulos, la cual produce un aumento de la superficie requerida, ya que es importante evitar las sombras en un sistema de generación fotovoltaico, para evitar que disminuya el rendimiento del sistema.

Las distintas filas de módulos pueden sombreadse entre ellas, por ende y como parte del diseño, deben estar dispuestas de tal forma que esto no se produzca. Para ello, la sombra del borde superior de la fila delantera se debe proyectar como máximo sobre el borde inferior del marco de la fila siguiente.

Como la elevación solar varía a lo largo del año, la sombra proyectada también lo hace. Es por esto que la distancia se calcula considerando la elevación solar mínima, que ocurre en invierno, ya que es en esa estación donde la sombra proyectada es más larga (figura 2.3).

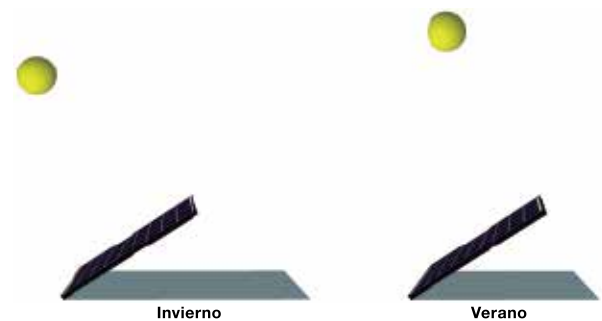
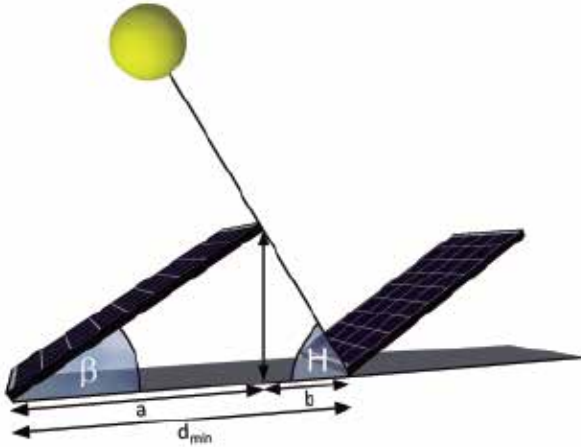


FIGURA 2.3 Proyección de la sombra en función de la altura solar.

La altura mínima se puede obtener de la carta solar correspondiente a la localidad, o se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$H = (90^\circ - |\phi|) - 23,5^\circ \quad (2.3)$$

Siendo H la altura solar en grados y ϕ la latitud de la localidad.

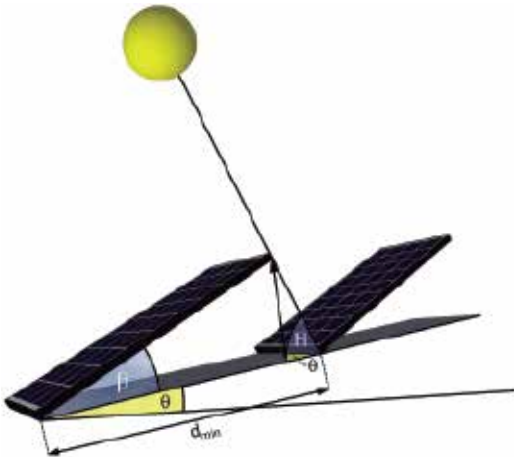
**FIGURA 2.4**

Determinación de la distancia mínima entre filas de módulos para superficies horizontales. H representa la elevación solar y β la inclinación del módulo.

La distancia mínima entre las filas se puede determinar geoméricamente como se indica en la figura 2.4. Ésta queda determinada por la expresión

$$d_{min} = L \left(\frac{\cos\beta + \text{sen}\beta}{\text{tg}H} \right) \quad (2.4)$$

Donde L es la longitud del módulo (incluido el marco y la estructura de soporte), H es la elevación solar y β es la inclinación del módulo.

**FIGURA 2.5**

Determinación de la distancia mínima entre filas de módulos para superficies inclinadas. H representa la elevación solar, β la inclinación del módulo y θ la inclinación de la superficie.

El método descrito anteriormente se aplica a instalaciones sobre superficies horizontales. Para superficies inclinadas es necesario tomar en cuenta el ángulo de inclinación (figura 2.5), por lo cual la distancia mínima (que hace mención a la superficie inclinada) se determina mediante la expresión:

$$d_{min} = L \left(\frac{\cos\beta + \text{sen}\beta}{\text{tg}(H + \theta)} \right) \quad (2.5)$$

Siendo θ el ángulo de inclinación de la superficie. En el caso de integración arquitectónica, la separación entre módulos de una misma fachada no es necesaria, ya que no se producen sombras entre ellos.

Ejemplo de diseño: Se desea instalar módulos fotovoltaicos de 1.500 mm de longitud con una inclinación de 24° sobre una superficie horizontal. Los módulos se ubican en la ciudad de Santiago, cuya altura solar mínima es de 33° . ¿Cuál es la distancia mínima entre cada fila de módulos?

Solución: Aplicando la ecuación 2.4, se obtiene una distancia mínima de 2,3 metros entre cada fila.

2.2.3. Selección del inversor

La selección del inversor está dada por los diversos factores considerados en el capítulo anterior. Estos son la potencia (instalada y del empalme a la red), los tipos de módulos utilizados y otros factores medioambientales propios del lugar geográfico de la instalación.

En general, la potencia nominal de éste debe ser aproximadamente igual a la potencia pico de la instalación.

Es importante señalar que el inversor debe ser para instalaciones conectadas a la red (generalmente se denominan inversores "on-grid" o "grid tied") y no para sistemas aislados.

2.2.4. Configuración serie y paralelo

Los parámetros de entrada del inversor (tensión y corriente máxima) se consideran como las condiciones de borde para la disposición de los módulos en serie y en paralelo. Es importante señalar los efectos de estas configuraciones sobre la corriente y tensión del generador, para proceder al cálculo.

Agrupar los módulos en serie formando un string permite sumar sus tensiones, manteniendo la corriente igual en todos ellos, mientras que la potencia del sistema aumenta en N_s veces, siendo N_s el número de módulos en serie (figura 2.6).

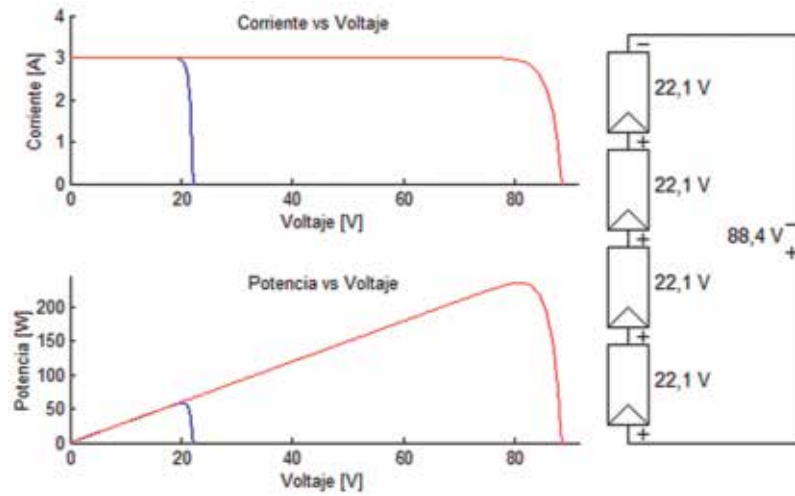


FIGURA 2.6
Efecto de la adición de módulos en serie. Las curvas en azul representan las características de un módulo, y las curvas en rojo las características de cuatro módulos en serie.

Por otra parte, conectar los módulos en paralelo permite sumar la corriente generada, conservando la tensión nominal de cada módulo. La potencia aumenta N_p veces, siendo N_p el número de módulos en paralelo (figura 2.7).

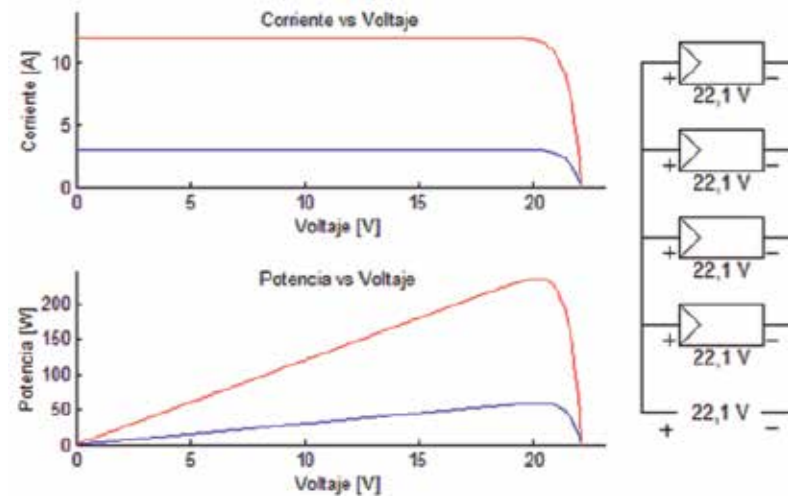


FIGURA 2.7
Efecto de la adición de módulos en paralelo. Las curvas en azul representan las características de un módulo, y las curvas en rojo representan las características de cuatro módulos en paralelo.

La tensión máxima de entrada del inversor determina el número máximo de módulos en serie por cada string, mediante la expresión

$$N_s = \frac{V_{MAX}}{1,25 \cdot V_{OC}} \quad (2.6)$$

Siendo N_s el número máximo de módulos por string, V_{MAX} la tensión máxima de entrada del inversor y V_{OC} la tensión de circuito abierto de cada módulo. En caso de no obtenerse un número entero, se debe ajustar el resultado al valor de entrada del inversor, además, se debe procurar que la tensión del sistema se encuentre dentro del rango de tensión *MPPT* del inversor.

Por otro lado, la corriente máxima de entrada del inversor determina el número de strings máximos en paralelo, de la forma

$$N_p = \frac{I_{MAX}}{1,25 \cdot I_{SC}} \quad (2.7)$$

Donde N_p es el número máximo de strings en paralelo, I_{MAX} es la corriente máxima de entrada del inversor e I_{SC} es la corriente de cortocircuito de cada módulo. Al igual que el método anterior, se debe ajustar el resultado a los valores de entrada del inversor.



FIGURA 2.8
Conexión de módulos en paralelo. Se aprecia en detalle el conector paralelo MC4.
Fuente: Natural Tech.

Es importante recordar que las características eléctricas de los módulos varían con la temperatura y la irradiancia, por lo tanto, hay que escoger los módulos del mismo modelo y fabricante, lo que asegura tensiones idénticas y evita flujos de corriente hacia el generador. Además, el número de módulos en serie por cada string debe ser idéntico, por lo que se debe aumentar o disminuir el número de módulos totales para satisfacer ésta condición.

Ejemplo de diseño: Se desea instalar 6.300 Wp y para ello se escogen módulos con las siguientes características: potencia nominal 150 Wp, tensión de circuito abierto 21,6 V y corriente de cortocircuito 8,32 A. Además, se dispone de un inversor con las siguientes características: potencia nominal 6.000 W, potencia máxima de entrada 7.500 W, tensión máxima de entrada 600 V, corriente máxima de entrada 25 A y rango de tensión *MPPT* 250 V - 480 V. ¿Cuántos módulos se deben utilizar y que agrupación se recomienda?

Solución: El número de módulos se determina mediante la ecuación 2.1, siendo 42 el resultado. El número máximo de módulos en serie, utilizando la ecuación 2.6, es 27 módulos. El máximo de strings en paralelo, aplicando la ecuación 2.7, es 3. Por lo tanto, se implementan tres strings con 14 módulos cada uno, lo que permite obtener un generador de potencia pico 6.300 Wp, tensión de circuito abierto 302,4 V y corriente de cortocircuito 24,96 A.

2.3. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS

Una adecuada disposición de los módulos permite recibir la mayor energía posible (ya sea en promedio anual o por estación) y minimizar las sombras entre módulos. De esta manera, la inclinación utilizada en la instalación de los módulos se hace relevante para optimizar la energía cosechada.

2.3.1. Inclinación de los módulos

En sistemas que no poseen dispositivos de seguimiento solar, es necesario definir el período del año en el cual se desea maximizar la energía recibida, ya sea invierno, verano o el máximo promedio anual.

Utilizando el criterio del máximo anual, se determina que la inclinación óptima del módulo (para un azimut de 0°) está dada por la expresión:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi| \quad (2.8)$$



Por otra parte, la literatura utiliza las expresiones:

$$\beta_{opt} = |\phi| + 10 \quad (2.9)$$

Para maximizar la energía recibida en el mes de menor radiación (invierno), con β_{opt} = ángulo de inclinación óptimo de los módulos y ϕ = latitud del lugar.

Las expresiones mencionadas anteriormente son aproximaciones basadas en la experiencia. Sin embargo, la mejor manera de obtener la inclinación óptima de los módulos es con los datos de radiación para distintas inclinaciones y azimut de cada localidad, como se indica a continuación.

El valor máximo anual, como se aprecia en la figura 2.9, se obtiene a los 17° de inclinación, por lo tanto, éste es el ángulo de inclinación de los módulos, que se obtiene aplicando el criterio del máximo promedio anual.

El valor máximo en el mes de junio, que se observa en la figura 2.9, se obtiene a los 47° de inclinación. Por lo tanto, éste será el ángulo de inclinación de los módulos, que se utiliza para maximizar la energía recibida en invierno, aplicando el criterio del mes de menor radiación.

Finalmente el valor máximo en el mes de diciembre, según la figura 2.9, se obtiene a los 17°, por lo que los módulos tendrán éste ángulo de inclinación para maximizar la energía recibida en verano, aplicando el criterio del mes de mayor radiación.

Es recomendable obtener la inclinación óptima basándose en datos reales, y sólo cuando no se disponga de tablas de radiación para distintas inclinaciones se deben utilizar la expresiones 2.8 o 2.9.

AZ	INCL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0 al Norte	17	202,3	183,8	177,9	144,7	125,1	112,1	128,1	146,6	163,7	196,5	197,0	207,6	1.985,2
	27	190,9	177,3	177,4	149,5	132,8	120,9	137,5	153,5	165,5	191,7	187,0	194,4	1.978,3
	37	175,7	167,1	173,1	150,9	137,4	126,8	143,7	156,8	163,5	182,7	172,8	177,3	1.927,9
	47	157,0	153,5	165,0	149,0	138,8	129,7	146,4	156,5	158,0	169,6	155,3	156,8	1.835,6
	90	73,2	76,6	100,4	108,8	112,5	110,2	122,3	120,0	103,4	88,7	73,1	71,2	1.160,4

FIGURA 2.9

Radiación en kWh/m² para la ciudad de Copiapó (27,35° latitud sur). La tabla corresponde a un azimut de 0°. Fuente: "Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile", CNE / PNUD / UTFSM, 2008.

2.4. CONDUCTORES

El cableado para la etapa de CC debe ser elegido de manera tal, que la caída de tensión en éste no supere el 1%. La sección del conductor se calcula mediante la expresión

$$S = \rho \cdot \frac{2L \cdot I}{0,01 \cdot V} \quad (2.10)$$

Siendo L la longitud del conductor, ρ la resistividad del material ($0,018 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ para el cobre a 20°C), I la intensidad que circula por el conductor y V la tensión del sistema. Conocida la sección del conductor, se aproxima a secciones comerciales (utilizando las tablas que se muestran en las figuras 2.10 y 2.11), verificando que la corriente máxima admisible sea superior a la corriente que circula por él.

SECCIÓN NOMINAL [mm ²]	CORRIENTE ADMISIBLE AMPERES [A]		
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
0,75	-	12	15
1	11	15	19
1,5	15	19	23
2,5	20	25	32
4	25	34	42
6	33	44	54
10	45	61	73
16	61	82	98
25	83	108	129
35	103	134	158
50	132	167	197
70	164	207	244
95	197	249	291
120	235	291	343
150	-	327	382
185	-	374	436
240	-	442	516
300	-	510	595
400	-	-	708
500	-	-	809

FIGURA 2.10

Intensidad de corriente admisible para conductores aislados fabricados según norma europea. Secciones milimétricas. Temperatura de servicio: 70°C . Temperatura ambiente: 30°C .

Fuente: Norma Chilena de Electricidad N°4/2003.

Grupo 1: Conductores monopolares en tuberías

Grupo 2: Conductores multipolares cubierta común; cables planos, cables móviles, portátiles y similares.

Grupo 3: Conductores monopolares tendidos libremente al aire con un espacio mínimo entre ellos igual al diámetro del conductor.



Calibre AWG	Sección [mm ²]	TEMPERATURA DE SERVICIO [°C]					
		60		75		90	
		Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B
14	2,08	20	25	20	30	25	35
12	3,31	25	30	25	35	30	40
10	5,26	30	40	35	50	40	55
8	8,37	40	60	50	70	55	80
6	13,30	55	80	65	95	75	105
4	21,20	70	105	85	125	95	140
3	26,70	85	120	100	145	110	165
2	33,60	95	140	115	170	130	190
1	42,40	110	165	130	195	150	220
1/0	53,50	125	195	150	230	170	260
2/0	67,40	145	225	175	265	195	300
3/0	85,00	165	260	200	310	225	350
4/0	107,20	195	300	230	360	260	405
250	126,70	215	340	255	405	290	455
300	151,80	240	375	285	445	320	505
350	177,30	250	420	310	505	350	570
400	202,70	280	455	335	545	380	615
500	253,20	320	515	380	620	430	700
600	303,60	355	575	420	690	475	780
700	354,70	385	630	460	755	520	855
750	379,50	400	655	475	785	535	885
800	405,40	410	680	490	815	555	920
900	456,00	435	730	520	870	585	985
1000	506,70	455	780	545	935	615	1055
1250	633,40	495	890	590	1065	665	1200
1500	750,10	520	980	625	1175	705	1325
1750	886,70	545	1070	650	1280	735	1455
2000	1013,00	560	1155	665	1385	750	1560

FIGURA 2.11

Intensidad de corriente admisible para conductores aislados fabricados según normas norteamericanas. Secciones AWG. Temperatura ambiente 30°C. Fuente: Norma Chilena de Electricidad N°4/2003.

Grupo A: Hasta tres conductores en ducto, en cable o directamente enterrados.

Grupo B: Conductor simple al aire libre. Para aplicar esta capacidad, en caso de conductores que corran paralelamente, debe existir entre ellos una separación mínima equivalente a un diámetro del conductor.

No obstante lo indicado en la tabla, las protecciones de cortocircuito de los conductores de 2,08 mm², 3,31 mm² y 5,26 mm², no deberán exceder de 16, 20 y 32 A, respectivamente.

Es importante señalar que la sección no debe ser menor a la del conductor que sale de la caja de conexiones trasera del módulo fotovoltaico. Por otra parte, la aislación debe ser resistente a la intemperie y a los rayos UV.

Para el cableado en un sistema de corriente alterna, la Norma Chilena de Electricidad N°4/2003 establece que la sección mínima que se debe utilizar en circuitos de potencia es de 1,5 mm². Además, para secciones superiores a 10 mm², el conductor debe ser del tipo cableado (múltiples alambres conductores), y se deben observar las disposiciones del artículo 8 de la mencionada norma, que hace mención a los materiales y a los sistemas de canalización. Para el correcto dimensionamiento de los conductores se debe considerar la norma Nch 2625.Of2001, Dimensionamiento Económico de Conductores, ya que con ello se disminuyen las pérdidas por efecto Joule y las emisiones de gas invernadero a la atmósfera.

Ejemplo de diseño: Se desea conectar un string de 4 módulos fotovoltaicos a un inversor. Las características de cada módulo son una potencia nominal de 150 Wp, una tensión de circuito abierto de 21,6 V, una corriente de cortocircuito de 8,32 A, una tensión en el punto de máxima potencia de 18 V y una corriente en el punto de máxima potencia de 7,78 A. Considerando que se encuentran a 10 metros del inversor, ¿Cuál es la sección mínima del conductor que hay que utilizar?

Solución: La corriente máxima de trabajo del string es 8,32 A, mientras que la tensión máxima es 86,4 V. Utilizando la ecuación 2.10, se obtiene una sección mínima de 3,5 mm². Las secciones que cumplen este requisito son de 4 mm², según la normativa europea, y de 5,26 mm² (calibre 10 AWG), según la normativa norteamericana.

2.5. PROTECCIONES

Una parte importante del sistema son las protecciones, tanto de los equipos como de los usuarios. Estas se pueden dividir en protecciones físicas y protecciones eléctricas.

2.5.1. Protecciones físicas

La protección física es la que otorga la carcasa del equipo eléctrico frente a la entrada de polvo y de agua. La norma internacional CEI 529 de la Comisión Electrotécnica Internacional establece un código numérico, que define los grados de protección del equipo. Este código está formado por las letras IP (índice de protección) seguidas por una combinación de dos cifras, cuyos significados se muestran en la figura 2.12.



Letras de código | **Primera cifra** | **Segunda cifra**
(Protección contra sólidos) | *(Protección contra líquidos)*

| **IP** | **6** | **5**

Cifra	Nivel de protección			Cifra	Nivel de protección		
0	Sin protección		Sin protección contra el contacto accidental, no hay protección contra cuerpos extraños sólidos	0	Sin protección		Sin protección contra el agua
1	Protección contra los cuerpos sólidos grandes		Protección contra el ingreso de objetos sólidos con $\phi > 50\text{mm}$	1	Protección contra el goteo de agua vertical		Protección contra la caída vertical de gotas de agua
2	Protección contra los cuerpos sólidos medianos		Protección contra el ingreso de objetos sólidos con $\phi > 12\text{ mm}$	2	Protección contra el goteo de agua inclinada verticalmente		Protección contra gotas de agua cayendo en diagonal (ángulo arbitrario hasta 15° desde la vertical)
3	Protección contra los cuerpos sólidos pequeños		Protección contra el ingreso de objetos sólidos con $\phi > 2.5\text{ mm}$	3	Protección contra la caída de lluvia		Protección contra el agua (ángulo arbitrario hasta 60° desde la vertical)
4	Protección contra los cuerpos sólidos granulares		Protección contra el ingreso de objetos sólidos con $\phi > 1\text{ mm}$	4	Protección contra las salpicaduras de agua		Protección contra salpicaduras de agua desde todas las direcciones
5	Protección contra los residuos de polvo		Protegido contra la entrada de polvo	5	Protección contra chorros de agua de cualquier dirección		Protección contra chorros de agua con manguera desde todas las direcciones
6	Protección total contra la penetración de cualquier cuerpo sólido		Estando al polvo	6	Protección contra chorros de agua fuerte de cualquier dirección		Protección contra chorro potente de agua desde todas las direcciones
				7	Protección contra la inmersión temporal		Protección contra la penetración de agua durante inmersión temporal
				8	Protección contra la inmersión continua		Protección contra el agua bajo presión en caso de inmersión continua

FIGURA 2.12 Índices de protección.

En el caso de los sistemas de generación fotovoltaicos conectados a la red, el índice de protección se aplica a los inversores, a los medidores, a los conductores conectores y a las cajas de conexión. Para los equipos cercanos a los módulos, es recomendable un IP65 o superior, debido a que las labores de limpieza pueden salpicar agua.



FIGURA 2.13
Fusible y portafusible para instalaciones fotovoltaicas.
Fuente: Schurter.

2.5.2. Protecciones eléctricas

La finalidad de estos elementos es resguardar a los usuarios y a los equipos frente a un funcionamiento anormal del sistema, que haya sido provocado por diferentes causas.

Como primera medida de protección es importante conectar todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección, esto incluye los marcos de los módulos y las estructuras de soporte, junto a las carcasas de los equipos (ver recomendaciones de cada fabricante).

El inversor también provee elementos de protección, como la aislación galvánica y la protección anti-isla. La primera tiene por objetivo separar las etapas de CC y CA en caso de fallas, mientras que la segunda evita la inyección a la red cuando ésta falla. La protección anti-isla es necesaria en sistemas conectados a la red, ya que se transforma en una medida de protección para los operarios de las líneas eléctricas.

Finalmente, es necesario implementar un interruptor entre el generador y el inversor para desconectar al primero del segundo, facilitando de esa forma, las labores de mantención. Éste debe ser bipolar, ya que debe permitir la desconexión, tanto del conductor positivo como del conductor negativo.

Además de las protecciones mencionadas anteriormente, es importante incorporar protecciones contra sobre intensidades como disyuntores y fusibles (figuras 2.13 y 2.14).

2.5.3. Cálculo de la protección contra sobre intensidades

La protección contra sobre intensidades en el lado de CA corresponde al disyuntor, el cual debe ser dimensionado de manera tal que supere la corriente máxima del inversor, y sea menor a la corriente de servicio del conductor asociado.

Por otra parte, la protección en el lado de CC es proporcionada por los fusibles, para ambos conductores de corriente continua. En algunos casos, el fabricante del módulo entrega el valor del fusible que se hay que utilizar en la instalación. En caso contrario, es necesario determinar cuál es la corriente máxima inversa del arreglo fotovoltaico, de la forma

$$I_{MAX} = I_{SC} (N_p - 1) \quad (2.11)$$

Donde I_{MAX} es la corriente inversa máxima, I_{SC} es la corriente de cortocircuito y N_p es el número de strings en paralelo. Posteriormente, se compara este valor con el parámetro del módulo llamado "resistencia a la corriente inversa". Si la corriente inversa máxima es superior a esta última, es necesario un fusible, cuyo valor se recomienda 1,7 veces superior a la corriente de MPP del módulo.

Es importante recordar que el valor del fusible debe ser menor a la máxima corriente admitida por el conductor, por lo que en caso de ser necesario, se debe aumentar la sección del conductor para cumplir con esta condición.

Ejemplo de diseño: Se desea conectar un string de 4 módulos fotovoltaicos a un inversor. La corriente de MPP es de 8,32 A y se utiliza un conductor calibre 14 AWG (2,08 mm²). ¿Cuál es la corriente nominal de la protección contra sobre intensidad?

Solución: La corriente de trabajo del string es de 8,32 A, mientras que la corriente máxima que soporta el conductor es de 25 A, por lo tanto la corriente nominal del fusible es de 15 A.

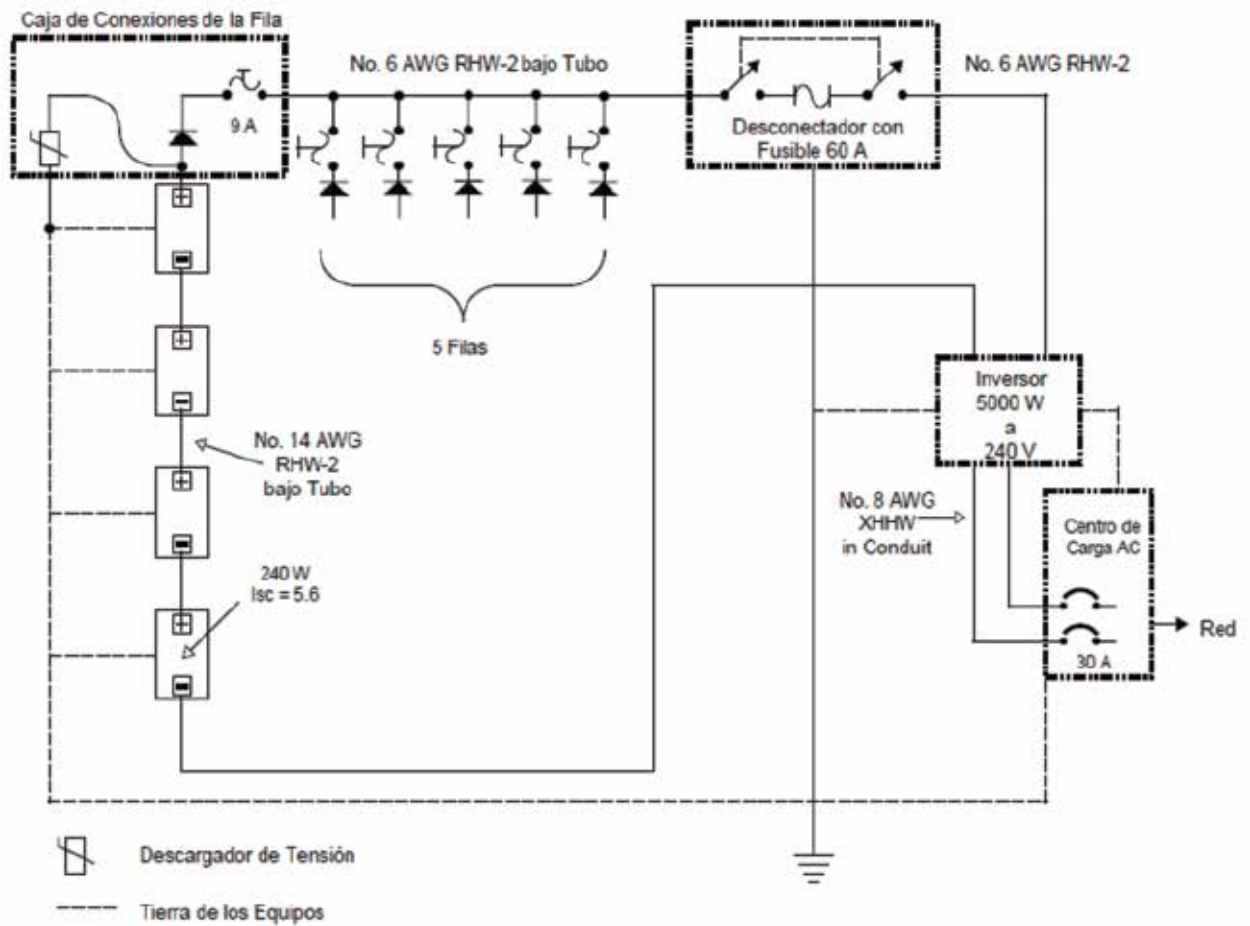


FIGURA 2.14

Diagrama de una instalación fotovoltaica conectada a la red. Se observan los fusibles por string, el interruptor que desconecta el generador del inversor y los fusibles de la parte CA.

Fuente: Sistemas de Energía Fotovoltaica y El Código Eléctrico Nacional, The Photovoltaic Systems Assistance Center, Sandia National Laboratories.

2.6. PÉRDIDAS

En términos de energía, las pérdidas representan el porcentaje de la energía recibida que no se utiliza, por lo tanto, se pierde. Es importante minimizar tanto como sea posible, las pérdidas del sistema, lo que se traduce en un mejor rendimiento de los equipos y del sistema de generación.

Las pérdidas del generador son variables, ya que dependen de la suciedad del módulo, la temperatura de éste y del sombreado, por lo tanto, no se dispone de un método de cálculo exacto para cuantificar las pérdidas. Sin embargo, se pueden estimar en menos del 10% para los factores antes mencionados.

2.6.1. Pérdidas en el inversor

Idealmente un inversor debería transformar toda la potencia de entrada en potencia de salida. Sin embargo, el rendimiento (razón entre la potencia de salida y la de entrada) nunca es del 100%. El fabricante entrega una curva de rendimiento del inversor, donde se aprecia que éste aumenta a medida que la potencia de entrada se aproxima a la potencia nominal del inversor.

Por lo tanto, el equipo inversor introduce pérdidas al sistema, las que se determinan mediante la curva de rendimiento (figura 2.15).

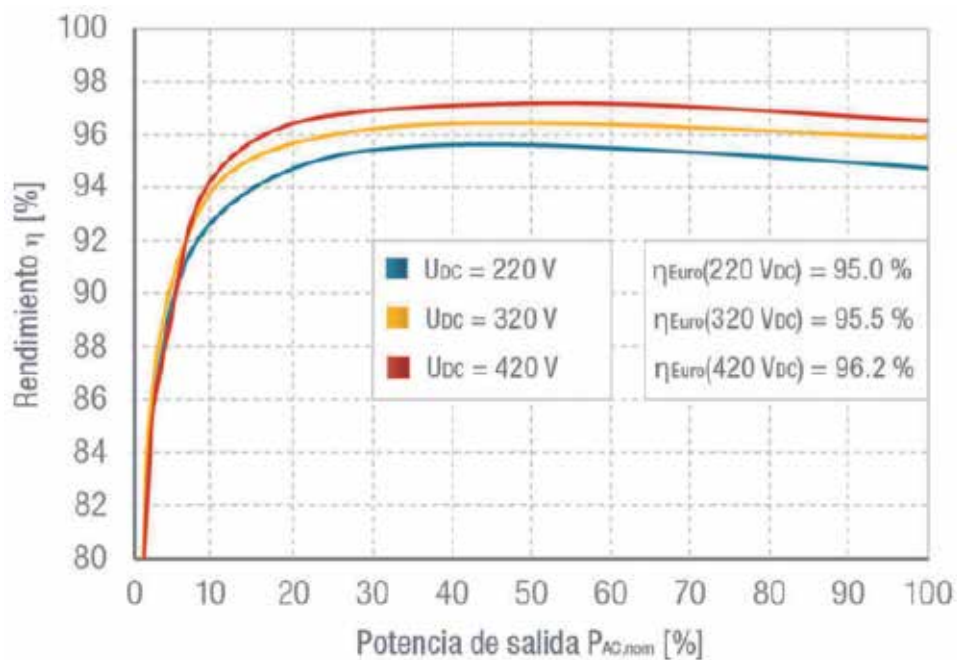


FIGURA 2.15

Curva de rendimiento de un inversor. Corresponde al modelo TG-IFI1.5KTL de la marca Taigüer.

3. Instalación de sistemas conectados a la red

Una instalación fotovoltaica es un sistema eléctrico, por lo cual deben tomarse en cuenta todas las precauciones que este tipo de sistemas requiere, respetando las normativas aplicables a las instalaciones eléctricas (norma eléctrica Nch. 4/2003 de la SEC y todas aquellas que se encuentren vigentes).

En consecuencia de lo anterior, es recomendable que al menos un integrante del equipo que ejecuta la instalación cuente con la debida certificación por parte de la SEC, supervisando las acciones eléctricas realizadas. Además, en el caso de instalaciones fotovoltaicas realizadas en altura, hay que considerar todas las precauciones que esto implica (cuerdas de vida, arnés, etc.) como se muestra en la figura 3.1.



FIGURA 3.1
Trabajo en altura. Ejemplo del uso de arnés y cuerda de vida.
Fuente: "Sistemas Solares Térmicos II", CDT, PNUD, Procobre.

En lo que refiere a las obras de instalación que modifican la vivienda, es necesario cumplir con la ordenanza general de urbanismo y construcción y con todas aquellas ordenanzas municipales y leyes que se aplican para obras civiles, según la normativa vigente.

3.1. CONSIDERACIONES DEL SITIO DE INSTALACIÓN

Los módulos pueden ser ubicados en el techo o directamente en el suelo. Un factor común para ambas ubicaciones es verificar la situación de sombreado. Esto incluye actuales y futuros obstáculos que puedan afectar el desempeño del generador fotovoltaico, tales como árboles, estructuras, construcciones, etc.

Cabe recordar que el control del crecimiento de árboles cercanos forma parte de la mantención del sistema.



**FIGURA 3.2**

Instalaciones sombreadas. Hay que evitar las situaciones de sombra en la instalación.

Fuentes: www.solardesign.co.uk, www.sma-america.com, chargingtheearth.blogspot.com, www.cubasolar.cu.

Es importante evitar que los animales y las personas circulen por el generador fotovoltaico en las instalaciones a nivel de suelo, lo que hace necesaria la instalación de señaléticas informativas (evitando que sombreen los módulos).

Antes de proceder a la instalación, hay que considerar todos los aspectos logísticos, estos son:

- La accesibilidad al sitio de instalación
- El método de anclaje
- La manera de trasladar los módulos (en especial para sitios en altura)

La figura 3.3 muestra, a modo de ejemplo, los puntos más relevantes en una instalación de tamaño medio, junto al tiempo estimado para cada tarea (días, semanas, etc.).

TAREA	ETAPA					
	1	2	3	4	5	6
• Instalación de la estructura	■	■				
• Instalación de los módulos			■			
• Canalización y cableado	■	■	■			
• Instalación del inversor				■		
• Instalación del sistema de medida				■	■	
• Pruebas					■	
• Puesta en marcha						■

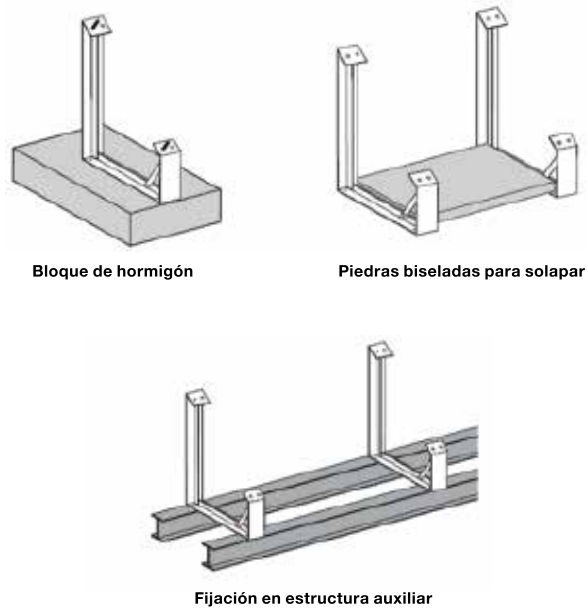
FIGURA 3.3

Carta Gantt para la instalación. Se especifican las principales tareas y el tiempo estimado, para cada una.

Fuente: Solener Ltda.

3.2. INSTALACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura de montaje debe ajustarse a la superficie de instalación, ya sea horizontal o inclinada, recordando cuál es la orientación e inclinación idónea (capítulo 2). El punto clave es la selección del método de anclaje (véase las figuras 3.4, 3.5 y 3.6 donde se muestran distintos tipos de anclaje), ya que debe soportar las cargas de tracción, mantener la estructura firme y evitar posibles volcamientos por la acción del viento.

**FIGURA 3.4**

Métodos de anclaje para superficies planas.

Fuente: Schüco International KG.



FIGURA 3.5
Métodos de anclaje para superficies inclinadas.
Fuente: S: Flex GmbH.

Hay que evitar las filtraciones y el deterioro de la superficie de la techumbre, que se produce por el anclaje en las instalaciones sobre tejado. Además, toda la estructura debe estar conectada a tierra.



FIGURA 3.6
Estructura de Soporte. En el detalle se aprecia el perno de anclaje.
Fuente: Proyecto de Generación Fotovoltaica Chilectra - UTEM.

3.3. INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS

Una vez que la estructura está montada, se procede a la instalación de los módulos (figura 3.7). Si los metales del marco del módulo son distintos a los de la estructura, se debe evitar la corrosión galvánica, evitando el contacto directo entre ambos materiales.

La distancia entre la superficie de montaje y los módulos debe permitir que circule el aire en la parte trasera del módulo, asegurando la suficiente ventilación de los módulos.



FIGURA 3.7
Detalle del Montaje de los Módulos. Se aprecia el montaje en la estructura, sin realizar las conexiones eléctricas.
Fuente: Proyecto de Generación Fotovoltaica Chilectra - UTEM.

La fijación del módulo al marco se puede realizar mediante grapas, tornillos u otros métodos que aseguren un correcto anclaje. Es importante considerar las recomendaciones específicas del fabricante para estos aspectos.

Al momento de instalar los módulos, es recomendable cubrirlos, lo que evitará que generen electricidad durante la instalación.

3.3.1. Conexión eléctrica

Es recomendable que todo sistema fotovoltaico sea instalado por personal técnico entrenado y calificado, que cuente con los conocimientos específicos que se requieren para la instalación. Los implementos mínimos de seguridad para trabajos eléctricos son los guantes aislantes y los zapatos de cuero sin elementos metálicos, con suela aislante.

Al momento de conectar es importante identificar bien la polaridad de cada módulo, lo que evitará errores en la agrupación serie y paralelo. Se recomienda comenzar formando los strings (módulos en serie) y una vez que estén conformados todos los strings, se debe proceder a la conexión en paralelo (ver figura 3.8).

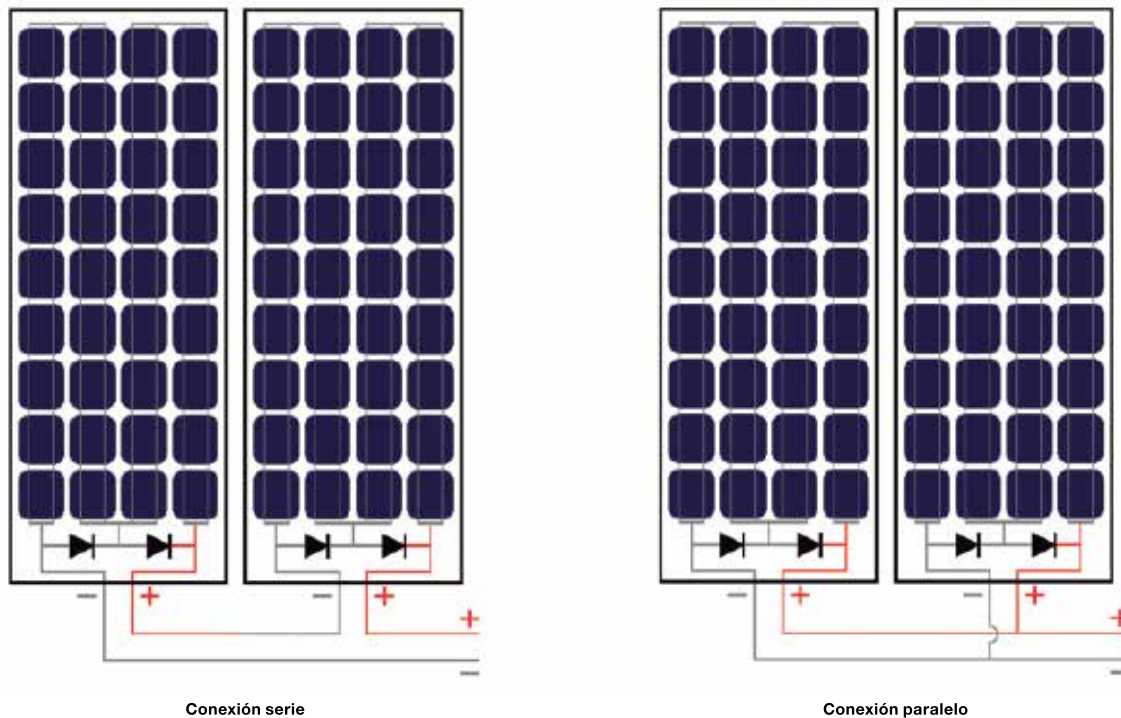


FIGURA 3.8
Conexión en serie y en paralelo de módulos.



Los sistemas más utilizados para la interconexión de módulos son los conectores MC3 y MC4, ambos a prueba de agua (figura 3.9).



FIGURA 3.9
Conectores a prueba de agua. A la izquierda se observan conectores MC4 y a la derecha conectores MC3.
Fuente: Multi-Contact AG.

Bajo ninguna condición hay que manipular las conexiones de corriente continua, ya que una desconexión provocará un arco eléctrico entre los conectores. De igual forma, hay que evitar la manipulación de cables energizados, y velar porque las conexiones sean gestionadas sólo por el personal que está calificado para ello.

3.4. PREPARACIÓN DEL CABLEADO

La instalación del cableado deberá hacerse en conformidad a la legislación vigente, y a las normativas técnicas para instalaciones eléctricas, de acuerdo la norma eléctrica Nch. 4/2003 para instalaciones en baja tensión.

Es importante que la aislación de los cables sea apta para instalaciones a la intemperie o que no queden expuestos a la radiación en forma directa. Además, las líneas se deben tender de manera ordenada, esto permitirá que circulen fácilmente al realizar las mantenciones.

Para realizar las conexiones, hay que utilizar los terminales adecuados para cada equipo, lo que permitirá reducir las pérdidas y evitará desconexiones súbitas. Es necesario cerciorarse de que los contactos se encuentren secos, limpios y firmes.

3.5. INSTALACIÓN DEL INVERSOR

La instalación del inversor se debe realizar según las especificaciones del fabricante, tomando en cuenta la ventilación, el anclaje, la orientación y el índice IP, entre otros aspectos, ubicándolo cerca de la conexión del empalme, sin causar estorbos ni perjuicios en el entorno (figura 3.10).



FIGURA 3.10
Instalación y Conexión del Inversor. Se aprecia la distancia entre cada inversor, para una correcta ventilación.
Fuente: Proyecto de Generación Fotovoltaica Chilectra-UTEM.

Es importante observar todas las indicaciones que entrega el fabricante para realizar las conexiones. La conexión del inversor debe ser realizada por un experto, de acuerdo a la normativa vigente y considerando la desconexión de la red por seguridad.

3.6. INSTALACIÓN DEL MEDIDOR

La instalación del equipo debe permitir un fácil acceso a la lectura de los datos.

La instalación del medidor y la conexión a la red deben ser realizadas por personal calificado de la SEC, que debe contar con los permisos pertinentes y seguir la normativa vigente.

Independiente del sistema de medida que especifica la normativa, muchos modelos de inversores incorporan la opción de monitorear la energía producida, lo cual significa un aporte al sistema al permitir conocer con exactitud el comportamiento de las variables.

3.7. PROTECCIONES

Para la instalación de las protecciones, es conveniente realizar el diseño de tableros eléctricos, tanto para CC como para CA, lo que facilitará las labores de mantención y la detección de fallas (figura 3.11).

En caso de optar por un único tablero, se debe mantener la separación entre CC y CA. Otra alternativa de diseño es instalar las protecciones de corriente continua cerca de los módulos y las de corriente alterna cerca del empalme. Ambos deben ser montados dentro de un gabinete con un índice IP adecuado.

Se debe proveer un fácil acceso al tablero, aunque la operación de éste, sólo puede ser ejecutada por el personal que está debidamente calificado para ello.

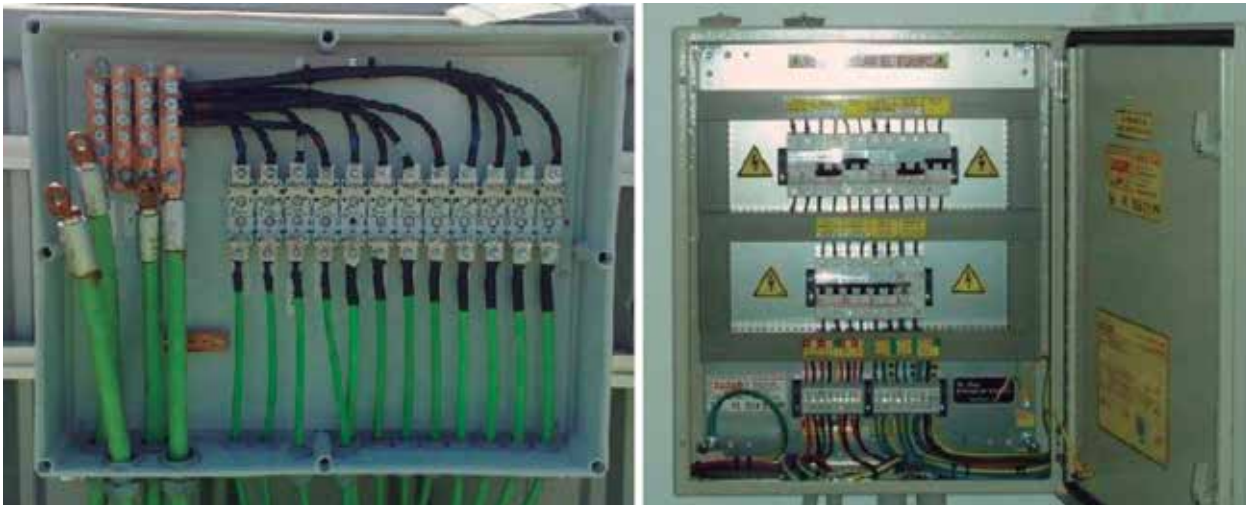


FIGURA 3.11

Instalación de las Protecciones. El tablero de la izquierda corresponde a los fusibles de CC y el de la derecha a las protecciones de CA.
Fuente: Sumsol Chile Ltda.



3.8. PUESTA EN MARCHA

La puesta en marcha sólo puede ser realizada por el personal calificado de la empresa encargada de la instalación. Para ello se procederá a la conexión de todo el sistema, por lo que se recomienda confirmar todo mediante el siguiente procedimiento:

1º VERIFICAR QUE:

- La estructura se encuentra fija a la cubierta
- Los módulos se encuentran fijos a la estructura
- Los módulos se encuentran sin daños
- El cableado está ordenado y sin deterioro
- Las carcasas tienen un índice IP adecuado

2º MEDIR Y COMPROBAR:

- Tensión de cada string verificando los parámetros
- Funcionamiento del inversor
- Las conexiones a tierra
- Fijación de las conexiones
- Pruebas de puesta en marcha, respecto al inversor

Realizado el checklist anterior, se procede a la puesta en marcha. Es recomendable suscribir un acta de recepción de la obra, donde se identifiquen al menos los siguientes datos:

- Empresa instaladora
- Emplazamiento
- Potencia nominal de la instalación
- Descripción de los equipos
- Configuración de la instalación
- Plano eléctrico de conexiones
- Fecha de puesta en marcha
- Garantías

4. Mantenimiento del sistema

La principal característica de un sistema de generación fotovoltaico, que está conectado a la red eléctrica, es que requiere de una mantenimiento mínima. Realizar las mantenencias preventivas, que aparecen detalladas en el presente capítulo, asegura que la energía generada se mantenga dentro de los márgenes garantizados, con las correspondientes pérdidas debido al envejecimiento de los componentes.

Al momento de proyectar una instalación, es necesario definir ciertos aspectos, idealmente mediante un contrato, lo que permitirá definir responsabilidades, tanto en la mantención como en las garantías. Estos aspectos son abordados al final del presente capítulo.

4.1. MANTENCIÓN DE LOS MÓDULOS

La mantención de los módulos consiste, por una parte, en mantener la instalación limpia, lavando los módulos sólo con agua y un trapo suave, eliminando toda la suciedad presente. Posteriormente hay que secar con un paño seco para evitar que queden manchas en el vidrio. Eventualmente existe la opción de utilizar otros productos de limpieza, siempre y cuando sean aprobados por el fabricante o el distribuidor de los módulos.

Se recomienda realizar las labores de limpieza cuando los módulos están más fríos (generalmente eso ocurre al amanecer o al anochecer). La periodicidad de esta labor dependerá de las condiciones locales de contaminación, por lo que se recomienda realizar una inspección visual para evitar los efectos que se muestran en la figura 4.1, donde el panel de la izquierda no produce energía y el de la derecha ha reducido la generación en un 30%.



FIGURA 4.1

Efectos de la contaminación ambiental sobre los módulos fotovoltaicos.

Fuente: PV Enterprises (izquierda), Projektentwicklung und Solartechnik GmbH (derecha).



Otra parte importante de la mantención preventiva de la instalación consiste en comprobar el estado de las conexiones y de las cajas de conexión para cerciorarse de que se mantengan firmes y sin indicios de corrosión u óxido.

Por ningún motivo se deben desconectar los módulos, ya que esto produce un arco eléctrico entre los conectores, lo que podría causar quemaduras y un shock eléctrico. En caso de ser necesaria una reparación, hay que contactar al personal especializado.

También es necesario preocuparse del entorno de la instalación, asegurándose de que los árboles y los objetos próximos no proyecten sombras o depositen resinas u hojas sobre la instalación, para evitarlo es necesario efectuar revisiones periódicas (figura 4.2).



FIGURA 4.2
Sombreado a causa de árboles.
Fuente: todoproductividad.blogspot.com.

4.2. MANTENCIÓN DEL INVERSOR

La mantención, en el caso de los inversores, se reduce prácticamente a monitorear el correcto funcionamiento del sistema a través de los mecanismos que el equipo posea para informar al usuario (indicadores luminosos, display, monitoreo remoto, etc.) y verificar el estado de los fusibles y disyuntores de la instalación, en caso de que el inversor no los incorpore.

El equipo inversor no debe ser abierto ni manipulado, especialmente cuando esté en funcionamiento.

4.3. OTROS EQUIPOS

El resto de la instalación sólo requiere una inspección visual cada cierto tiempo para verificar el correcto estado de cada elemento (figura 4.3).

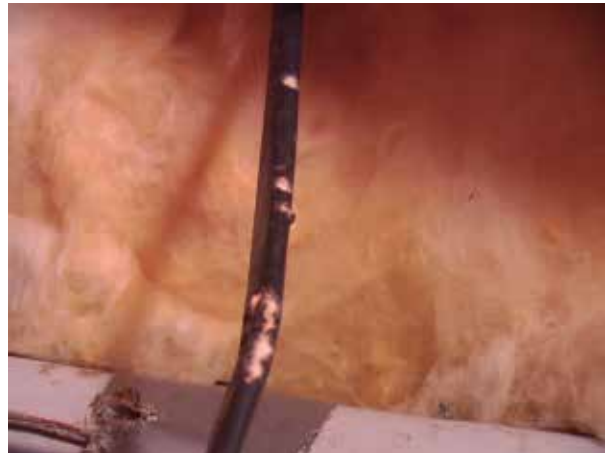


FIGURA 4.3
Cable roído.
Fuente: Rodent Strobe.

4.4. GARANTÍAS

Un tema importante de la instalación fotovoltaica es la garantía. Cualquier acto de compraventa que se realiza en Chile, aunque no entregue explícitamente una garantía por escrito en el contrato o en la factura de venta del equipo (o en la instalación), está regulado por la legislación vigente, con el objeto de proteger los derechos de los consumidores y establecer las obligaciones de ambas partes.

En el ámbito fotovoltaico, la regulación se encuentra en la Ley 19.496 del Ministerio de Economía, en el Código de Comercio y en el Código Civil. A grandes rasgos, el proveedor de los equipos (o instalación) tiene la responsabilidad de responder ante desperfectos no imputables al consumidor dentro de un período de tres meses.

Lo anterior se aplica en el caso de viviendas existentes, en las cuales se realice una instalación fotovoltaica. Sin embargo, cuando se trate de viviendas nuevas que incluyan un sistema de generación, el propietario primer vendedor (inmobiliaria) es responsable durante 5 años por las fallas o defectos, de acuerdo a la Ley General de Urbanismo y Construcción.

En conjunto a lo anterior, las siguientes constituyen buenas prácticas que debieran observarse al momento de realizar una instalación fotovoltaica, siendo formalizadas mediante un contrato.

- Establecer un período de garantías, tanto para los equipos como para la instalación. Respecto a los períodos, se recomienda:
 - Instalación 1 año, posteriormente sujeta a mantenciones (con su respectiva garantía).
 - Equipos 2 a 5 años, principalmente módulos, inversor y sistema de monitoreo. Respecto a la garantía de los módulos, es importante no confundir la garantía del equipo con la garantía de potencia nominal, ésta es un indicador de la degradación que sufre el módulo en el tiempo. Es especificada por el fabricante y normalmente el 10% corresponde a los 10 años y el 20% a los 20 años.
- Considerar que los equipos tengan certificaciones internacionales reconocidas (europeas y/o americanas)
- Incluir la mantención del sistema por parte de la empresa instaladora.
- Asegurar la reparación del sistema por parte de la empresa instaladora.

5. Monitoreo y comunicaciones

En adición al uso de medidores de energía, la gran mayoría de los inversores para conexión a red incorporan la opción de monitoreo, lo cual permite mantener un control sobre el funcionamiento y el rendimiento de la instalación.

Existen distintos tipos de monitoreo en el mercado, los cuales pueden ser diferenciados en sistemas de monitoreo locales (in situ) y sistemas de monitoreo remoto.

5.1. MONITOREO IN SITU

Monitorear la instalación in situ puede ser algo tan simple como recibir alertas audio-visuales (LED y alarmas sonoras) o algo más completo como lo es la información mediante display (incorporado en el equipo como los inversores de la figura 5.1, o disponible como accesorio).

Cada fabricante entrega distintas alternativas, sin embargo, las mínimas variables que se deberían monitorear son la energía generada, la potencia instantánea, estado de operación y los errores o fallos del sistema. Dentro de las variables opcionales se encuentra los períodos de inyección de energía, las horas de uso y las toneladas de gases de efecto invernadero equivalentes.

5.2. MONITOREO REMOTO

Esta opción de monitoreo ofrece múltiples variables, sin embargo, todas cuentan con un elemento común que es el registro de datos o datalogger, (figura 5.2), lo que permite conocer el comportamiento del sistema en el tiempo.



FIGURA 5.1
Inversores con display incorporado.
Fuente: SMA Solar Technology AG (izquierda), Fronius International GmbH (derecha).

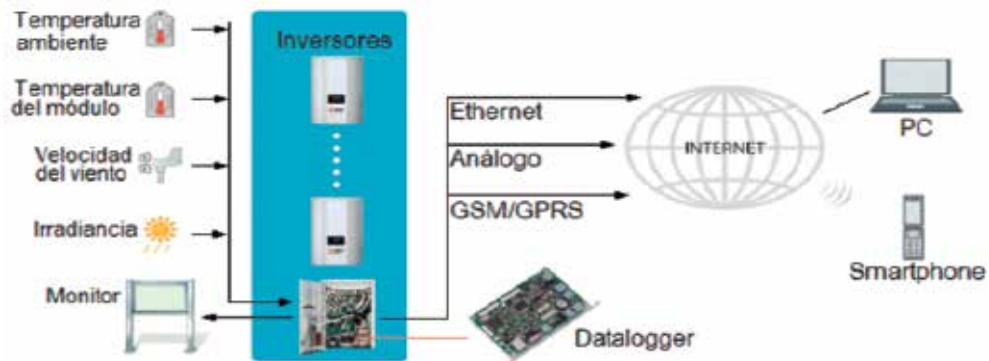


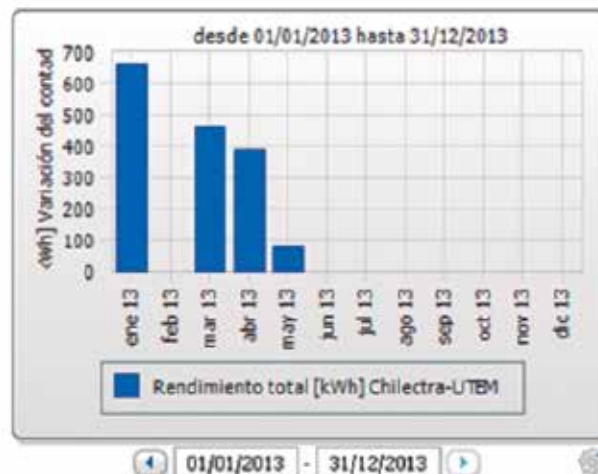
FIGURA 5.2
Monitoreo remoto.
Fuente: Mitsubishi Electric Corporation.

Una opción bastante difundida es la representación de los datos en servidores web de libre acceso, donde existe la posibilidad de observar múltiples variables (figura 5.3). Otras opciones son las alertas en caso de falla del sistema a celulares mediante sms, bluetooth o aplicaciones para smartphones. Usualmente las empresas instaladoras ofrecen sistemas de monitoreo, por lo cual es recomendable contratar este tipo de servicios con la empresa que realizó la instalación y/o mantenimiento del sistema.

Independiente del tipo de monitoreo de la instalación (in situ o remoto) se pueden incorporar sensores, los que permiten obtener una ampliación de los datos recolectados (irradiancia, temperatura de los módulos, etc.) siendo posible calcular los índices propios del sistema tales como el rendimiento específico, el performance ratio (conocido comúnmente como PR) y otros.

Fecha:
07/05/2013

Energía:
17.857,90 kWh



Prevención de CO2:
6.428,85 kg

Remuneración:
EUR 6,07 Mil

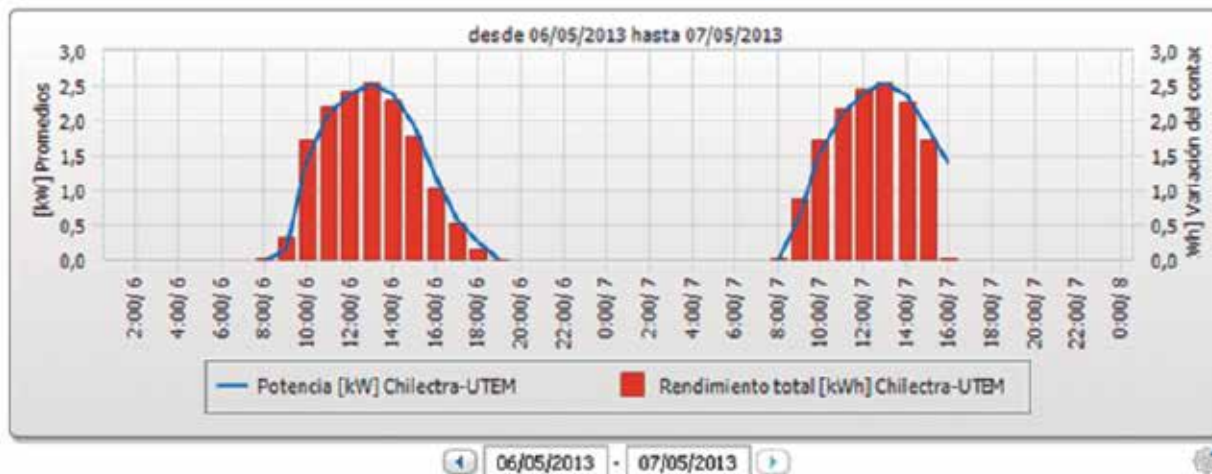


FIGURA 5.3

Monitoreo remoto a través de página web.

Fuente: Proyecto de Generación Fotovoltaica Chilectra - UTEM.



5.3. ANÁLISIS DE CURVAS TÍPICAS

En la figura 5.4 se muestran las curvas típicas de una instalación fotovoltaica en Melbourne, Australia, obtenidas mediante el sistema de monitoreo web de Fronius International GmbH. El objetivo es poder discernir cuando se trata de una falla del sistema, o de eventos comunes en las instalaciones (nubes, sombras, etc). De arriba hacia abajo, y de izquierda a derecha, las figuras representan a:

- Una falla en el sistema de toma de datos: Esto se puede reconocer por el corte de las curvas de irradiancia y energía generada.
- Día lluvioso
- Día nublado
- Día despejado
- Día despejado con paso de nube rápida: El paso de la nube se aprecia en la disminución de generación pasado el mediodía.
- Falla del sistema: Al contrario de lo que ocurre en los casos precedentes, la curva de energía no se asemeja a la curva de irradiancia, como se observa en las primeras horas de la mañana.

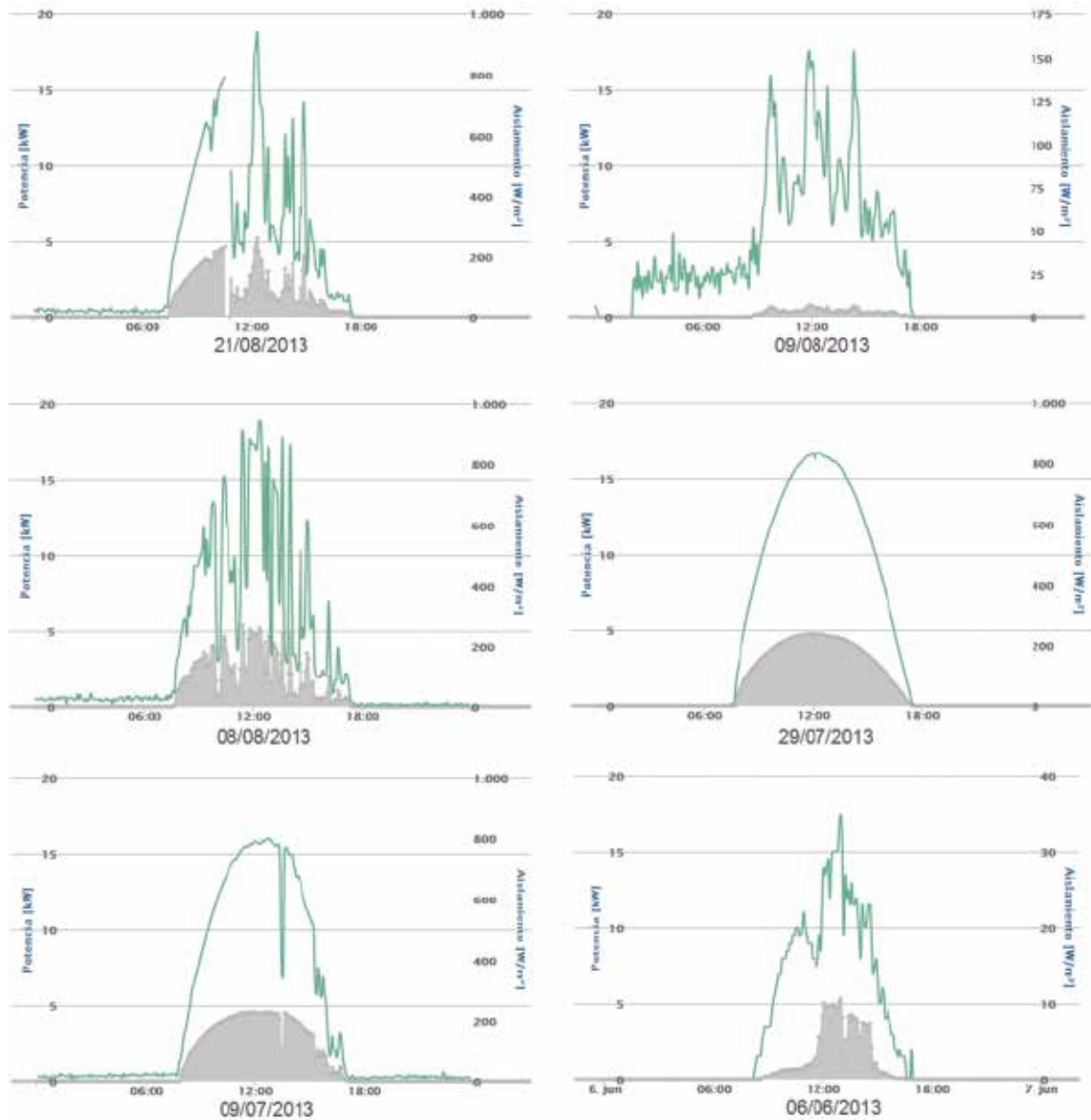


FIGURA 5.4 Curvas típicas. La curva verde representa la irradiancia, mientras que la gris representa la energía generada. Es importante observar que la escala de irradiancia (en la derecha de cada figura) no es la misma para todas las imágenes.

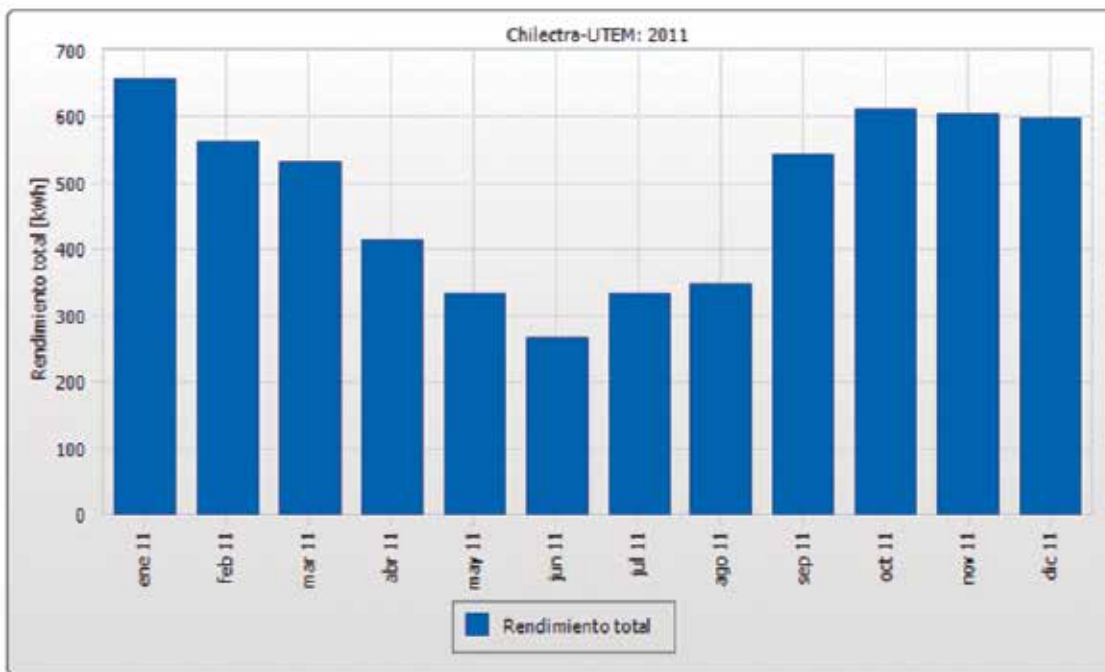
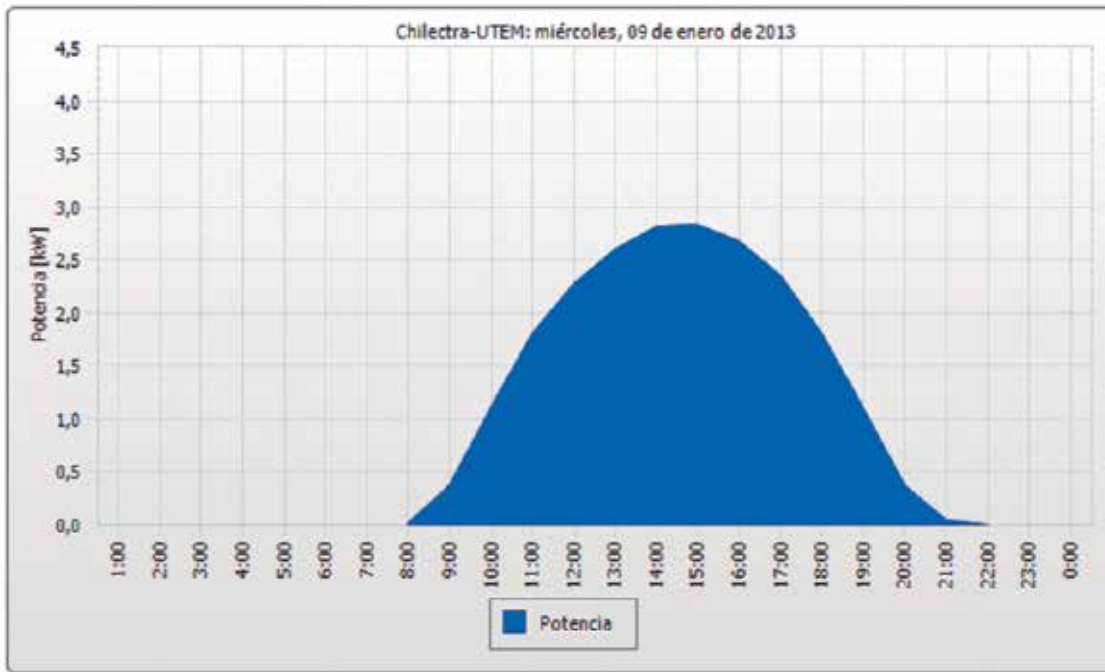


FIGURA 5.5

Curva de generación diaria (arriba) y anual (abajo). La corresponde a una instalación en Santiago de 4,1 kWp.
Fuente: Proyecto de Generación Fotovoltaica Chilectra-UTEM



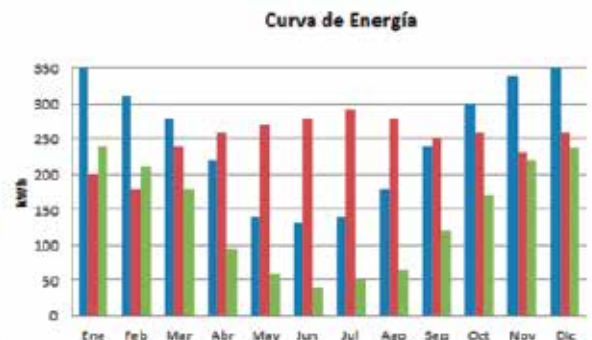
Anexo I. Casos de estudio

Los siguientes casos de estudio han sido preparados para ejemplificar el recurso fotovoltaico en Chile para una vivienda unifamiliar, un edificio residencial, un supermercado y una planta industrial.

A. Vivienda unifamiliar

Instalación fotovoltaica en Santiago (vivienda unifamiliar).

Gentileza: Gabriel Neumeyer, "Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos: la experiencia alemana y oportunidades para Chile", Seminario Inaugural Energía Solar Fotovoltaica en el Sector Construcción, CDT, 06 de junio de 2012.



■ Energía suministrada por el inversor 3.000 kWh
 ■ Demanda de energía de las cargas 3.000 kWh
 ■ Inyección en la red 1.688 kWh

Parámetros

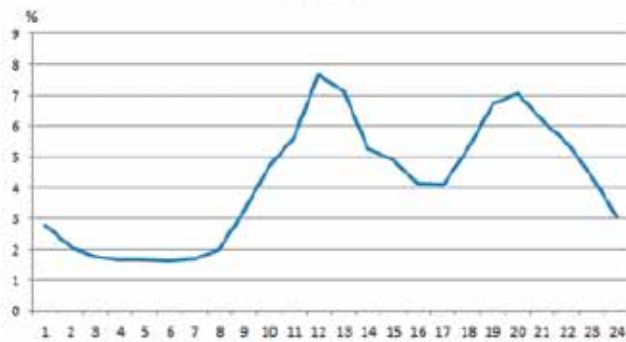
Consumo: 3.000 kWh/año
 Instalación fotovoltaica: 2 kWp (8 módulos de 250 Wp)
 Superficie: 14 m² de techo
 Orientación: Norte
 Inclinación: 20°
 Rendimiento específico: 1.500 kWh/kWp
 Cobertura solar: 100%

B. Edificio residencial

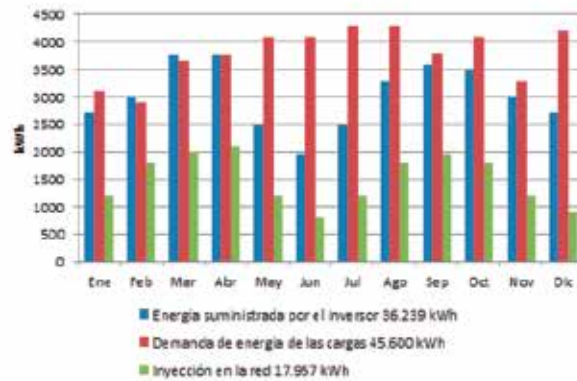
Instalación fotovoltaica en Concepción (edificio de 60 departamentos).

Gentileza: Gabriel Neumeyer, "Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos: la experiencia alemana y oportunidades para Chile", Seminario Inaugural Energía Solar Fotovoltaica en el Sector Construcción, CDT, 06 de junio de 2012.

Perfil de Consumo



Curva de Energía



Parámetros

Consumo: 45.600 kWh/año
 Instalación fotovoltaica: 45 kWp (198 módulos de 230 Wp)
 Superficie: 320 m² fachada norte
 Orientación: Norte
 Rendimiento específico: 800 kWh/kWp
 Cobertura solar: 86%

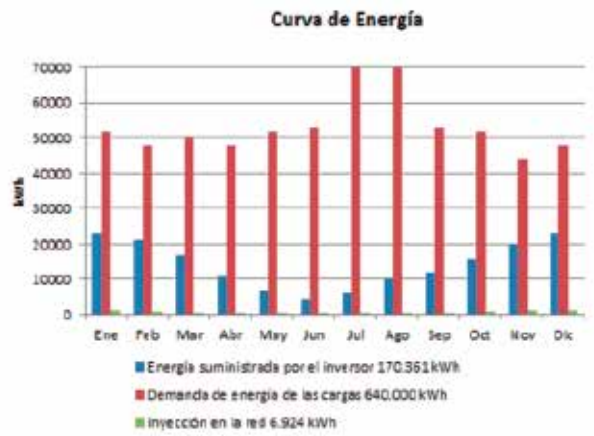




C. Supermercado

Instalación fotovoltaica en Pto. Montt (supermercado).

Gentileza: Gabriel Neumeyer, "Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos: la experiencia alemana y oportunidades para Chile", Seminario Inaugural Energía Solar Fotovoltaica en el Sector Construcción, CDT, 06 de junio de 2012.



■ Energía suministrada por el inversor 170.351 kWh
 ■ Demanda de energía de las cargas 640.000 kWh
 ■ Inyección en la red 6.924 kWh

Parámetros

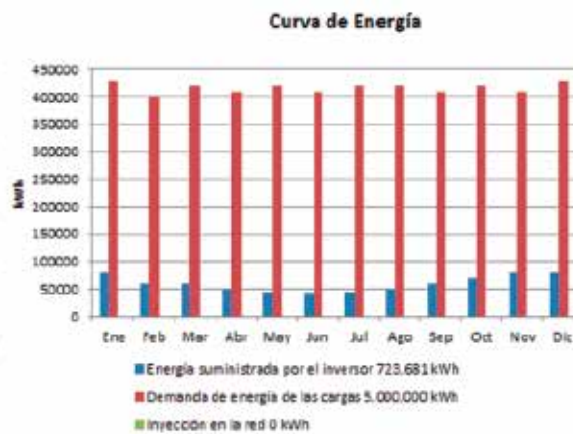
Consumo: 640.000 kWh/año
 Instalación fotovoltaica: 169 kWp (704 módulos de 230 Wp)
 Superficie: 1.140 m² de techo
 Orientación: Norte
 Inclinación: 10°
 Rendimiento específico: > 1.000 kWh/kWp
 Cobertura solar: 27%



D. Planta industrial

Curva de energía de una instalación fotovoltaica en Arica (planta industrial).

Gentileza: Gabriel Neumeyer, "Generación distribuida con sistemas fotovoltaicos: la experiencia alemana y oportunidades para Chile", Seminario Inaugural Energía Solar Fotovoltaica en el Sector Construcción, CDT, 06 de junio de 2012.



Parámetros

Consumo: 5.000.000 kWh/año
 Instalación fotovoltaica: 412 kWp (3.300 módulos de 125 Wp)
 Superficie: 4.830 m² de techo
 Inclinación: 10°
 Rendimiento específico: 1.750 kWh/kWp
 Cobertura solar: 14,5%



Anexo II. Normativa legal

En el presente anexo se destacan los principales aspectos de la normativa vigente, aplicable a las instalaciones fotovoltaicas. Para ello se entregan extractos de:

- Ley 20.571 “Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”, del Ministerio de Energía.
- Norma 4/2003 “Electricidad. Instalaciones en baja tensión”, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Norma NCh 2625 Of.2001 “Dimensionamiento Económico de Conductores Eléctricos”.
- D.F.L. N°458 de 1975 “Ley general de urbanismo y construcciones” y Decreto N°47 de 1992 “Ordenanza general de la ley de urbanismo y construcciones”, ambos del Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

Para mayores detalles, y ante cualquier duda, es recomendable dirigirse a los textos antes mencionados, los cuales pueden ser descargados desde la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (www.leychile.cl) o desde la página web de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (www.sec.cl).

A. Ley 20.571 “Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”

Esta ley establece modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, permitiendo que “los usuarios finales sujetos a fijación de precios... tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes”. En esta modificación, se incluye dentro de los medios de generación “aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar”. En conjunto a la tecnología fotovoltaica, se incluyen otras ERNC tales como la biomasa, la energía hidráulica menor a 20.000 kW, la geotérmica, la eólica y la mareomotriz.

Un aspecto importante de la ley es que limita la capacidad instalada hasta 100 kW, y establece que “un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará... las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones” y “el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red”, las cuales deberán ser solventadas por los propietarios de las instalaciones.

Cabe destacar que la presente ley entrará en vigencia cuando se publique el reglamento mencionado anteriormente.

B. Norma 4/2003 “Electricidad. Instalaciones en baja tensión”

Esta norma tiene como fin “la fijación de las condiciones mínimas de seguridad que toda instalación eléctrica de consumo en baja tensión debe cumplir”, siendo válida para toda instalación de consumo bajo los 1.000 V.

Dentro de la sección de instalaciones, la norma establece que “toda instalación de consumo debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un Instalador Electricista autorizado y de la categoría correspondiente”. Además, “la Superintendencia podrá controlar las instalaciones de consumo en sus etapas de proyecto, ejecución, operación y mantenimiento”.

Respecto a los dispositivos, sin entrar en materia propia del reglamento al que se refiere la Ley 20.571, la norma de baja tensión establece que “en todo aparato, accesorio o material eléctrico deberá mostrarse en forma legible e indeleble el nombre del fabricante, país de origen, marca registrada o bien, otro tipo de marca que haga posible la inmediata identificación del responsable del producto”. En conjunto a esto, “todo equipo o material eléctrico deberá tener impresas en forma fácilmente visible e indeleble sus características dimensionales o de funcionamiento, indicaciones de tipo o clase y de la certificación de aprobación de uso”.

En el artículo 14, se describe la normativa aplicable a los sistemas de autogeneración, dentro de los cuales se encuentran los sistemas de cogeneración, definido como “un sistema de autogeneración en que una parte de la demanda la suple la autogeneración, y la parte restante la entrega la red pública. Esto exige el funcionamiento en paralelo de la autogeneración y la red”.

Para su utilización, “todo sistema de autogeneración deberá ser construido de acuerdo a un proyecto, el cual deberá ser presentado ante SEC o ante el organismo inspectivo que ésta designe, para su revisión antes de iniciarse su etapa de construcción”.

Mientras no se publique el reglamento que regula la Ley 20.571, se recomienda seguir la norma descrita.

C. Norma 2625.Of2001 “Optimización económica en el dimensionamiento de cables de potencia”.

Esta norma tiene como fin determinar la sección económica de un conductor para un cierto circuito, considerando el costo de inversión inicial y los costos futuros de pérdidas de energía durante la vida económica del conductor, siendo válida para toda instalación de consumo de baja y media tensión.

D. “Ley general de urbanismo y construcciones” / “Ordenanza general de urbanismo y construcciones”

Como toda instalación fotovoltaica supone una alteración (aunque sea mínima) del entorno, está regida por la ley y la ordenanza general de urbanismo y construcciones.

La ley establece que “la construcción..., reparación, alteración” y “ampliación... de cualquier naturaleza, sean urbanas o rurales, requerirán permiso de la Dirección de Obras Municipales, a petición del propietario, con las excepciones que señale la Ordenanza General”.

Dentro de las excepciones, las que se aplican a un sistema fotovoltaico son:

- “Obras de carácter no estructural al interior de una vivienda”.
- “Elementos exteriores sobrepuestos que no requieran cimientos”.
- “Instalaciones interiores adicionales a las reglamentariamente requeridas, sin perjuicio del cumplimiento de las normas técnicas que en cada caso correspondan, tales como: instalaciones de computación, telefonía, música, iluminación decorativa, aire acondicionado, alarmas y controles de video, entre otros”.

De acuerdo a lo anterior, las instalaciones realizadas en tejados existentes no requieren un permiso especial para su instalación, lo que si ocurre en una instalación que necesita cimientos (cobertizos con módulos fotovoltaicos).



Anexo III. Ejemplo de dimensionado de un sistema fotovoltaico on-grid

El siguiente ejemplo de dimensionado considera una instalación en la ciudad de Antofagasta, ubicada en las coordenadas geográficas 23°38'S, 70°24'W.

Los datos para el dimensionado son:

- Potencia a instalar: 2 kWp
- Superficie disponible: 40 m² sin inclinación (terreno horizontal)
- Distancia desde el generador fotovoltaico al inversor: 10 m
- Distancia desde el inversor al punto de inyección: 5 m

Considerando esa información, se procede al dimensionado, siguiendo el orden establecido en el capítulo 2.

A. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El primer paso es establecer el número de módulos. Por lo tanto, es necesario dividir la potencia de instalación deseada por la potencia del módulo seleccionado. Dentro de las tecnologías más comercializadas (monocristalina y policristalina) existe una amplia gama de potencias. En el caso actual, se ha seleccionado un módulo de 265 Wp, por lo que se requieren para la instalación $\frac{2000}{265} = 7,54 \approx 8$ módulos.

MÓDULO FOTOVOLTAICO			INVERSOR	
Potencia máxima	P_{MAX}	265 Wp	Potencia nominal	2.000 W
Tensión de circuito abierto	V_{OC}	38,1 V	Potencia máxima de entrada*	2.500 W
Tensión de trabajo	V_{MPP}	31,9 V	Máxima tensión CC	600 V
Corriente de corto circuito	I_{SC}	8,82 A	Máxima corriente CC/CA	15 A/10 A
Corriente de trabajo	I_{MPP}	8,33 A	Rango MPPT	175 - 480 V
Dimensiones	1,001 x 1,675 x 0,031m		*En condiciones STC	

FIGURA 1
Características de los equipos utilizados.

A continuación se procede al cálculo de la superficie mínima requerida para la instalación. Las dimensiones de cada módulo se muestran en la figura 1, siendo el área individual de 1,68 m². Por lo tanto, la superficie mínima requerida para la instalación es de 13,44 m², resultado menor a la superficie disponible (40 m²), por lo que se puede continuar con el dimensionado.

Para la selección del inversor se consideran 8 módulos de 265 Wp, lo que implica una potencia instalada de 2.120 Wp. El equipo que se seleccione debe soportar una potencia cercana a este valor. Dentro de la amplia gama ofrecida en el

mercado, se elige un inversor con las características que se observan en la figura 1.

Una vez que se ha seleccionado el inversor, se procede a la agrupación de los módulos. La tensión de entrada máxima del equipo es de 600 V, por lo tanto el número máximo de módulos en serie es de $\frac{600}{1,25 \cdot 38,1} = 12,6$ módulos. Análogamente, la corriente de entrada máxima es 15 A, lo que implica un máximo de $\frac{15}{1,25 \cdot 8,82} = 1,36$ strings en paralelo. De acuerdo a esto, se optará por conectar los 8 módulos en serie (la tensión de trabajo total es de 255,2 V, valor que se encuentra dentro del rango MPPT del inversor), lo que permite obtener sólo 1 string.

B. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS

Utilizando la tabla que se muestra en la figura 2, correspondiente a la ciudad de Antofagasta, se obtiene una inclinación óptima de la instalación de 13°, utilizando el criterio del máximo anual. La elevación solar mínima para la ciudad es de 43°, por lo que la distancia mínima entre filas es de $1,675 (\cos 13^\circ + \frac{\sin 13^\circ}{\tan 43^\circ}) = 2,036 \cong 2,1$ metros. Considerando esto, la superficie requerida para la instalación es de $1,001m \times 2,1 m \times 8 = 16,8 \cong 17 m^2$, siendo posible realizar la instalación.

Az	INCL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0 al Norte	13	198,7	175,8	178,0	141,8	110,9	103,4	112,6	128,2	150,0	181,1	191,9	206,1	1.878,4
	23	187,8	170,0	177,8	146,3	117,0	111,2	120,3	133,3	151,4	176,9	182,4	193,4	1.867,9
	33	173,3	160,6	173,7	147,6	120,7	116,5	125,3	135,6	149,5	169,1	169,1	176,7	1.817,6
	43	155,1	147,9	165,8	145,7	121,7	119,2	127,6	134,9	144,4	157,6	152,3	156,4	1.728,6
	90	59,2	60,6	82,7	93,2	89,9	94,1	97,8	92,0	80,9	68,5	56,2	59,6	934,5

FIGURA 2

Radiación en distintas inclinaciones para Antofagasta.

Fuente "Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile", CNE / PNUD / UTFSM, 2008.

C. CABLEADO

Para dimensionar el cableado de la etapa de CC, se toma en cuenta la corriente máxima que transporta la línea (8,82 A), por lo tanto el conductor debe soportar por lo menos 11,03 A. Además, siguiendo el criterio de la caída de tensión, la sección mínima del conductor debe ser de $\frac{2 \cdot 10 \cdot 11,3}{56 \cdot 0,01 \cdot 304,8} = 1,3 mm^2$. Aunque la sección obtenida, que cumple con ambos criterios es de $1,5 mm^2$, se recomienda utilizar una sección mínima de $4 mm^2$.

El dimensionado del cableado de corriente alterna toma en consideración la corriente de salida máxima del inversor, que es de 10 A. Es por ello que el conductor debe soportar a lo menos 12,5 A. Mediante el criterio de la caída de tensión, se establece una sección mínima de $\frac{2 \cdot 12,5 \cdot 10}{56 \cdot 0,01 \cdot 220} = 2,03 mm^2$. Por lo tanto, la sección que cumple con ambos requisitos corresponde a $2,5 mm^2$. Por razones de seguridad se debe utilizar una sección mínima de $4 mm^2$ (el nuevo Reglamento para instalaciones eléctricas de consumo que sacará prontamente la SEC y que reemplazará a la Norma 4/2003, considera que los alimentadores deben tener una sección mínima de $4 mm^2$).



D. PROTECCIONES

Para el dimensionado de las protecciones en la etapa de CC, es necesario tomar en cuenta el número total de strings. En el ejemplo actual, por tratarse de un solo string, no se requiere el uso de fusibles CC. Sin embargo, se instalará un seccionador CC de 16 A y 90 V, lo que facilitará las labores de mantenimiento.

En las protecciones de CA, se utilizará un interruptor termomagnético. Considerando que la salida de corriente máxima del inversor es de 10 A, y el conductor soporta un máximo de 20 A, se utiliza un equipo de 220 V, 15 A. El uso de otras protecciones de CA, tales como diferenciales, así como el diseño de la malla de puesta a tierra, forman parte de un conocimiento específico que escapa al alcance del presente manual.

Finalizado el cálculo de las protecciones se procede a la instalación del sistema. El diagrama esquemático se muestra en la figura 3.

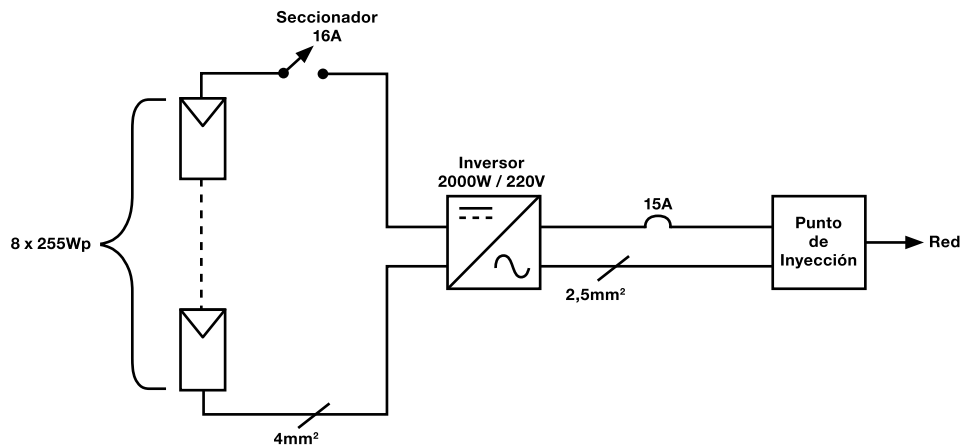


FIGURA 3
Diagrama instalación fotovoltaica on-grid de 2kWp.

Anexo IV.

Tablas de datos técnicos

Las siguientes tablas de datos técnicos, extraídas de la Norma Técnica que “determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley N° 20.365”, entregan la radiación global horizontal (en kWh/m²) para diversas comunas del territorio nacional. Junto a esto, se entrega la inclinación óptima del generador fotovoltaico, y el rendimiento específico para una instalación de 2 kWp, compuesta por 8 módulos fotovoltaicos de 250 Wp y un inversor de 2.000 W nominales, utilizándose para su cálculo la inclinación óptima entregada por la ecuación 2.8, realizándose la simulación mediante el software PVsyst 6.1.1.

Para las mismas comunas, se entrega además los datos de temperatura mensual y anual. El conocimiento de todas estas variables permite conocer el potencial generador de cada comuna.

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
1	Algarrobo	193,94	151,06	133,49	88,55	61	48	56,97	79,45	107,36	146,45	175,4	194,94	1.436,61	26	1178
2	Alhué	219,94	174,62	151,7	99,17	65,96	49,13	61,15	83,04	114,86	160,79	197,13	219,96	1.597,46	27	1347
3	Alto Biobío	239,48	205,15	165,66	103,86	69,44	48,77	54,6	76,17	102,96	161,8	196,1	225,66	1.649,65	30	1421
4	Alto del Carmen	258,35	224,1	202,18	152,81	126,83	105,36	114,79	136,92	168,52	223,07	242,15	289,6	2.244,68	25	1693
5	Alto Hospicio	215,9	193	198,84	150,51	136,96	119,94	121,26	132,71	157,02	199,18	214,6	229,81	2.069,71	18	1903
6	Ancud	174,57	149,34	109,53	70,52	43,36	30,15	36,83	58,45	85	118,69	142,61	170,82	1.189,86	33	1074
7	Andacollo	219,76	184,83	167,65	124,02	95,97	80,67	91,72	111,58	143,61	192,78	210,46	232,56	1.855,6	28	1805
8	Angol	211,64	170,33	144,73	91,42	56,93	43,87	48,28	72,4	106,59	153,87	179,42	203,45	1.482,92	30	1338
9	Antofagasta	244,72	220,74	210,94	164,38	146,45	131,91	142,65	158,99	176,56	228,87	250,61	283,17	2.359,99	20	1616
10	Antuco	237,07	200,95	164,55	104,88	68,84	48,16	51,57	72,75	102,64	158,93	192,77	227,01	1.630,13	29	1378
11	Arauco	205,62	156,87	138,42	90,31	52,98	41,65	45,69	70,24	104,82	151,64	177,7	199,65	1.435,61	29	1328
12	Arica	228,66	200,47	208,59	178,17	161,04	143,51	155,44	170,94	191,73	229,73	235,28	238,11	2.341,66	17	1736
13	Aisén	161,35	129,63	104,74	60,72	35,26	26,51	31,48	52,5	85,86	127,22	145,63	165,27	1.126,16	38	1199
14	Buín	243,12	194,47	168,08	111,73	76,68	56,73	70,68	93,01	127,98	178,16	218,68	246,29	1.785,62	27	1445
15	Bulnes	217,99	166,66	146,66	96,66	56,33	44	49	74,33	111,66	160,99	188,99	210,32	1.523,61	29	1318
16	Cabildo	243,97	200,79	169,64	120,21	90,96	67,08	78,97	100,13	133,69	183,44	220,2	252,66	1.861,73	26	1264
17	Cabo de Hornos	131	92,89	71,98	37,91	19,6	10,28	14,05	30,73	63,04	100,23	131,68	144,76	8.48,14	42	721
18	Cabrero	216,17	165,51	144,95	95,17	56	43,51	48,01	73,45	109,68	159,66	187,17	208,88	1.508,16	29	1332
19	Calama	235,38	218,02	215,76	180,84	168,41	153,82	161,96	177,52	193,08	246,78	263,41	290,95	2.505,94	23	2010

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN β_{opt}	RENDIMIENTO ESPECÍFICO kWh/kWp
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
20	Calbuco	181,61	155,35	113,32	73,3	44,81	31,18	38,18	60,89	88,76	122,95	145,66	176,76	1.232,78	33	1049
21	Caldera	202,1	170,09	158,3	114,47	96,75	82,87	95,5	117,88	143,59	179,88	187,3	211,41	1.760,16	22	1674
22	Calera	205	158	142	94	66	51	61	86	117	154	186	205	1.525	26	1322
23	Calera de Tango	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	27	1321
24	Calle Larga	248,7	207,89	173,9	124,16	93,64	68,09	83,15	103,96	138,74	186,14	225,69	254,22	1.908,28	26	1409
25	Camarones	226,77	195,98	206,24	181,18	167,98	149,73	161,53	178,48	199,46	240,06	248,9	244,54	2.400,85	17	1974
26	Camiña	229,49	197,54	208,33	184,13	169,9	151,66	163,35	181,41	200,18	242,71	250,68	255,56	2.434,94	17	1828
27	Canela	210,07	172,17	153,63	109,05	81,42	66,99	76,45	96,56	125,57	171,37	197,19	219,51	1.679,99	25	1582
28	Cañete	205,3	159	139,03	90,25	53,87	41,55	46,18	70,69	103,97	150,38	175,52	199,48	1.435,22	30	1329
29	Carahue	194,89	164,74	140,07	87,99	55,39	40,49	46,82	70,22	100,49	138,59	162,14	185,92	1.387,74	31	1232
30	Cartagena	194,07	150,07	133,06	88,03	61,02	48,02	57,02	80,03	109,04	147,04	176,06	195,07	1.438,54	27	1200
31	Casablanca	200,38	156,66	138,18	91,52	63,18	49,4	58,93	81,55	110,21	150,7	181,29	201,73	1.483,75	26	1218
32	Castro	168,26	145,4	106,55	67,84	42,42	29,42	35,42	55,98	83,98	118,42	143,54	166,1	1.163,35	33	1116
33	Catemu	245,99	196,3	171,22	115,18	82,36	62,97	75,58	100,43	135	185,24	223,54	250,3	1.844,11	26	1322
34	Cauquenes	222,34	175,05	151,59	98,33	58,9	44,42	52	76,92	113,35	162,52	195,33	215,9	1.566,65	29	1308
35	Cerrillos	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	26	1473
36	Cerro Navia	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	26	1473
37	Chaitén	170,64	144,8	111,12	66,79	41,03	30,63	33,26	55,6	87,3	126,33	154,13	166,29	1.187,93	33	1177
38	Chanco	220,19	172,29	149,64	98,63	60	44,36	52,72	77	112,64	161,28	193,64	214,64	1.557,04	29	1331
39	Chañaral	233,11	196,19	181,52	133,89	116,33	100,87	113,79	137,31	165,22	208,84	219,98	248,13	2.055,17	22	1648
40	Chépica	218,58	177,57	152	96	58,01	39,19	52,6	75,01	109,59	153,59	191,59	213,59	1.537,31	28	1249
41	Chiguayante	218,14	164,91	146,3	96,46	55,84	44,23	48,84	75,46	111,07	161,91	188,91	211,75	1.523,82	29	1325
42	Chile Chico	193,18	148,56	120,69	68,59	39,54	29,46	35,17	57,77	95,72	140,84	168,74	186,1	1.284,34	37	1261
43	Chillán	219,09	169,23	147,94	97,06	57,03	44,11	49,83	75,09	111,87	161,02	189,92	211,76	1.533,95	29	1333
44	Chillán Viejo	217,87	167,19	146,83	96,44	56,42	44,01	49,38	74,44	111,44	160,5	188,87	210,27	1.523,67	29	1334
45	Chimbarongo	227,04	182,53	157,04	100,63	63,91	44,13	57,47	79,83	113,8	159,57	198,54	221,18	1.605,68	28	1246
46	Cholchol	199,67	167,44	140,1	87,85	54,9	40,88	46,85	70,68	101,28	143,12	167,97	191,58	1.412,32	31	1276
47	Chonchi	167,8	145,89	106,54	67,65	42,14	29,53	34,96	56,76	84,19	118,78	144,6	166,55	1.165,41	33	1127
48	Cisnes	167,32	140,85	108,1	63,7	38,21	28,91	32,49	55,23	88,7	128,93	153,32	168,88	1.174,65	34	1188
49	Cobquecura	222,2	169,83	150,46	98,91	58,91	45,74	51,91	77,91	114,11	164,86	192,83	214,46	1.562,14	29	1316
50	Cochemo	187,9	156,22	125,07	79,32	48,56	39,09	41,39	61,54	86,09	133,2	165,94	187,81	1.312,12	33	1097
51	Cochrane	174,46	137,38	114,47	64,24	38,01	27,23	33,43	54,4	91,7	133,2	154,96	169,07	1.192,56	36	1188
52	Codegua	240,98	196	166,07	111,14	77,17	56,53	69,52	92,45	126,28	177,23	214,92	240,67	1.768,97	27	1391
53	Coelemu	215,51	163,51	145,34	96,17	56,17	44,08	49,08	75,17	111,17	160,34	186,51	209,42	1.512,48	29	1320
54	Coihueco	230,28	189,23	157,71	101,84	64,14	46,51	52,15	74,54	107,65	158,95	191,8	219,38	1.594,17	29	1366
55	Coinco	218,6	173,88	150,88	98,88	65,88	48,44	60,44	82,16	113,88	159,6	196,31	219,03	1.587,96	27	1306
56	Colbún	233,48	197,43	162,93	107,08	71,15	46,19	55,35	75,84	106	152,25	188,5	224,56	1.620,76	29	1313

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
57	Colchane	208,84	183,12	183,48	175,69	174,94	148,15	162,88	180,62	203,45	243,65	271,73	238,53	2.375,08	17	1954
58	Colina	247,31	201,7	172,5	116,09	82,53	62,17	74,75	95,95	130,68	184,56	223,98	251,12	1.843,34	26	1439
59	Collipulli	218,98	181,59	149,85	94,41	60,09	43,81	51,05	73,83	107,7	160,46	184,56	211,53	1.537,87	30	1371
60	Coltauco	215,63	171,58	148,58	96,47	63,3	47,03	59,03	80,19	111,41	156,46	192,62	214,78	1.557,07	27	1306
61	Combarbalá	260,3	217,32	181,05	135,24	105,25	82,96	94,41	112,2	148,52	204,86	236,97	274,4	2.053,48	25	1650
62	Concepción	214,48	161,99	143,74	94,99	54,74	43,5	47,74	73,99	109,24	158,99	185,99	207,73	1.497,12	29	1324
63	Conchalí	246,66	196,66	171,24	111,24	75,83	57,62	69,83	93,24	127,24	181,66	222,87	250,07	1.804,17	26	1472
64	Concón	188	146	129	87	62	49	57	81	108	144	171	189	1.411	26	1160
65	Constitución	218,66	174,09	151,13	97,4	59,39	42,95	53,39	76,87	112,22	158,87	194,33	215,18	1.554,48	28	1292
66	Contulmo	204,22	162,61	137,82	88,61	53,61	41	46,6	70	102,61	147,2	174,01	197,01	1.425,3	30	1304
67	Copiapó	241,57	210,49	193,22	145,55	124,51	109,03	119,81	139,36	165,83	216,7	236,18	272,08	2.174,34	23	1657
68	Coquimbo	195,33	168,18	155,37	115,31	89,11	75,25	86,21	105,93	132,88	176,53	189,47	211,1	1.700,67	26	1748
69	Coronel	214,1	162,3	143,83	94,11	54,76	43,3	47,76	73,67	109,38	158,74	185,64	208,41	1.496	29	1323
70	Corral	197,73	165,19	126	80,41	50,81	36,84	43,41	66,4	95,4	131,67	158,82	191,4	1.344,09	31	1139
71	Coyhaique	197,09	153,7	122,88	71,65	41,51	31,38	37,82	61,68	101,53	148,51	179,62	200,04	1.347,39	36	1203
72	Cunco	204,39	177,63	144,49	89,61	58,76	42,63	49,37	71,27	100,12	146,94	167,61	195,4	1.448,21	31	1437
73	Curacautín	230,92	198,28	159,02	98,97	65,97	46,56	53,67	77,02	107,85	164,33	191,44	221,4	1.615,43	31	1418
74	Curacaví	223,12	176,09	154,53	101,33	70,18	54	65,02	88,57	120,07	165,44	201,65	225,21	1.645,21	26	1291
75	Curaco de Véléz	172	147	109	69	43	30	36	57	85	121	145	168	1.182	33	1116
76	Curanilahue	208,22	166,16	141,95	91,48	56,47	42,24	47	70,01	105,23	150,76	174,3	199,01	1.452,82	29	1333
77	Curarrehue	216,65	187,06	149,48	95,29	62,93	47,66	52,61	74,51	98,8	150,83	177,55	209,83	1.523,19	32	1362
78	Curepto	218,58	175,81	151,61	96,61	58,41	40,8	53	75,44	111	155,41	192,01	214	1.542,69	28	1273
79	Curicó	231,2	193,15	161,89	106,74	70,56	45,8	58,62	78,3	111,32	150,22	186,84	220,26	1.614,91	28	1255
80	Dalcahue	172,41	147,7	108,73	69,61	42,9	30,12	36,48	57,65	84,91	118,71	143,57	169,61	1.182,41	33	1115
81	Diego de Almagro	258,33	230,87	215,5	166,16	144,73	132,12	142,47	156,09	179,96	235,78	261,64	304,93	2.428,58	25	1756
82	Doñihue	220	175	152	100	67	49	61	83	115	161	198	221	1.602	27	1306
83	El Bosque	247,05	197,05	171,54	111,54	76,03	57,77	70,03	93,54	127,54	182,05	223,31	250,57	1.808,01	27	1474
84	El Carmen	220,96	174,56	150,5	97,41	58,65	44,38	50,04	74,01	110,52	161,77	190,8	211,73	1.545,34	29	1324
85	El Monte	221,56	174,52	153,12	100,25	68,42	52,47	63,16	87,19	119,08	164,55	199,66	222,66	1.626,64	27	1396
86	El Quisco	193,19	149,59	132,19	88	61	48	56,59	80	109	147	175,19	194,19	1.433,94	26	1178
87	El Tabo	193,97	149,99	132,97	88	61	48	56,99	80	109	147	175,97	194,97	1.437,86	26	1179
88	Empedrado	219,92	174,94	151,41	98,02	59,35	43,45	53,09	77	112,67	160,47	195,41	215,97	1.561,7	29	1304
89	Ercilla	205,99	169,67	142,94	90,62	56,82	42,2	48,3	71,01	103,61	152,23	176,43	200,56	1.460,39	30	1373
90	Estación Central	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	26	1473
91	Florida	214,31	162,31	143,74	95,16	54,87	43,29	47,59	73,59	109,45	158,74	186,01	207,32	1.496,36	29	1333
92	Freire	198,59	168	138,18	85,79	53,56	40,13	45,7	69,44	98,51	137,8	161,89	190,7	1.388,29	31	1206
93	Freirina	207,97	177,91	165,07	120,79	97,99	80,62	95,76	118,28	146,66	187,86	193,22	218,21	1.810,34	25	1689

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
94	Fresia	184,64	158,26	116,14	75,43	47,09	32,75	39,75	62,46	90,46	125,11	148,27	179,57	1.259,92	32	1046
95	Frutillar	177,92	152,25	111,56	72,2	45,08	32,03	39,03	60,08	88,08	119,61	141,95	171,69	1.211,5	32	1043
96	Futaleufú	186,42	155,1	120,76	71,21	43,66	33,46	34,48	58,81	95,16	138,34	170,98	182,25	1.290,62	33	1205
97	Futrono	192,56	160,29	126,99	82,07	51,71	40,72	44,44	65,29	90,82	134,71	163,49	190,72	1.343,8	31	1207
98	Galvarino	201,32	167,19	140,1	88,01	55,09	41	47	71	101,92	145,11	169,83	194,11	1.421,68	30	1302
99	General Lagos	208,57	183,42	189,37	185,42	187,61	163,54	178,65	194,72	211,17	246,78	261,57	229,08	2.439,9	16	1925
100	Gorbea	201	170	137,95	84,48	53,95	39	45,48	68,95	98,48	135,95	160	192,57	1.387,81	31	1234
101	Graneros	220,08	175,06	152,05	100,04	67,03	49,02	61,03	83,03	115,04	161,05	198,07	221,08	1.602,58	27	1391
102	Guaitecas	176,14	148,79	108,92	67,02	39,88	30,59	32,89	57,1	89,62	130,84	159,27	178,34	1.219,4	34	1162
103	Hijuelas	205	158	142	94	66	51	61	86	117	154	186	205	1.525	26	1322
104	Hualaihué	172,11	146,24	114,34	71,46	44,51	33,83	36,88	57,11	83,88	123,03	149,89	167,71	1.201	33	1095
105	Hualañé	218,69	177,1	152,27	96,49	58,27	40,27	52,79	75,85	110,38	154,86	192,17	214,17	1.543,32	28	1274
106	Hualpén	222	168	149	98	57	45	50	77	113	165	192	216	1.552	29	1317
107	Hualqui	214,08	162,07	143,39	94,02	54,69	43,01	47,69	73,69	108,7	158,39	185,39	207,08	1.492,19	29	1326
108	Huara	227,32	198	205,83	173,96	159,68	143,96	153,13	168,4	189,99	232,96	240,73	248,65	2.342,6	18	2043
109	Huasco	191,43	164,12	153,11	111,41	91,75	75,76	89,75	111,37	136,86	171,92	175,32	201,42	1.674,23	25	1688
110	Huechuraba	251,51	201,64	174,91	115,02	78,45	59,59	72,41	96,94	130,98	186,58	228,33	256,13	1.852,48	26	1469
111	Illapel	255,66	212,11	177,22	130,31	99,28	75,59	87,3	105,89	140,15	195,04	232,34	268,14	1.979,04	26	1446
112	Independencia	249,72	199,72	173,54	113,54	77,36	58,77	71,36	95,54	129,54	184,72	226,31	253,9	1.834,03	26	1470
113	Iquique	216,22	192,15	197,25	148,49	134,87	119,29	120,14	131,5	157,23	201,68	217,3	231,28	2.067,39	18	1901
114	Isla de Maipo	237,29	188,79	164,03	108,27	73,77	54,76	68,02	90,51	124,77	173,78	213,04	239,55	1.736,57	27	1397
115	Isla de Pascua	197	161	150	114	92	75	85	103	128	162	174	189	1.630	22	1321
116	Juan Fernández	177	138	149	97	74	56	66	89	118	161	173	177	1.475	28	1302
117	La Cisterna	249,89	199,89	173,66	113,66	77,44	58,83	71,44	95,66	129,66	184,89	226,5	254,11	1.835,64	27	1463
118	La Cruz	205	158	142	94	66	51	61	86	117	154	186	205	1.525	26	1322
119	La Estrella	214,49	169,49	148,49	96	63	46	57,75	80	113	156,25	191,75	212,75	1.548,97	27	1270
120	La Florida	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	27	1463
121	La Granja	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	27	1463
122	La Higuera	236,48	199,64	179,87	134,11	108,19	90,09	104,14	125,9	158,56	210,26	226,13	250,7	2.024,05	26	1722
123	La Ligua	203,55	160,46	142,46	96,56	70,32	54,94	63,88	87,3	115,53	155,95	185,93	205,63	1.542,52	26	1200
124	La Pintana	252,93	202,93	175,95	115,95	78,96	59,97	72,96	97,95	131,95	187,93	229,92	257,91	1.865,32	27	1463
125	La Reina	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1462
126	La Serena	213,72	179,92	163,58	119,78	95,21	79,39	92,58	112,3	141,88	189,22	201,68	224,72	1.813,99	25	1746
127	La Unión	191,51	160,89	121,98	78,44	49,63	36,22	42,81	65,21	93,08	128,94	154,46	185,32	1.308,48	31	1095
128	Lago Ranco	190,62	158,89	126,6	81,72	51,13	40,65	43,89	64,28	88,44	133,1	163,51	189,42	1.332,26	31	1177
129	Lago Verde	192,21	156,87	122,37	71,82	42,75	32,59	36,11	60,78	100,45	145,23	174,79	192,1	1.328,06	34	1211
130	Laguna Blanca	171,32	118,17	95,92	50,26	26,12	14,83	18,99	31,36	74,1	111,73	165,1	176,64	1.054,54	40	939

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
131	Laja	214,14	163,17	143,11	93,51	54,87	42,79	47,27	72,94	108,27	158	185,05	207,11	1.490,24	29	1329
132	Lampa	250,8	199,97	174,97	114,98	78,32	60,32	73,16	96,15	131,81	184,97	226,8	253,8	1.846,07	26	1465
133	Lanco	192,26	161,26	128,76	80,88	51,26	39,25	44,26	67,26	95,51	134,51	159,51	189	1.343,7	31	1207
134	Las Cabras	215	170,49	148,51	96	63	46,49	58,49	80	112,01	156	192	213,49	1.551,49	27	1272
135	Las Condes	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1452
136	Lautaro	206	173,13	144,02	89,88	57,34	42,27	48,47	72,47	102,67	150,31	171,09	198,3	1.455,96	31	1399
137	Lebu	200,12	154,33	136,04	88,77	53,02	40,83	44,83	68,74	101,96	146,46	171,79	193,73	1.400,62	30	1304
138	Licantén	214,19	171,26	149	95,77	59,51	42,23	53,51	76,78	111	155,48	190,23	211,72	1.530,67	28	1272
139	Limache	215,98	169,88	149,64	99,31	69,21	53,13	64,28	87,19	117,59	161,21	195,77	217,94	1.601,12	26	1164
140	Linares	224,01	181,74	154,85	98,36	60,84	42,58	51,96	76,04	110,18	157,5	190,34	215,1	1.563,5	29	1288
141	Litueche	213,24	168,3	147,37	95,88	62,98	46,05	57,32	80,02	112,94	156,55	191,04	212	1.543,67	27	1269
142	Llailay	253,2	201,74	176,81	117,21	82,07	62,6	76,17	102,07	137,53	189,7	229,74	256,77	1.885,59	26	1306
143	Llanquihue	177,88	152	111,12	72	45	32	39	60	88	119,12	141,88	171,12	1.209,12	32	1036
144	Lo Barnechea	235,54	201,14	169,3	116,43	85,32	59,62	72,81	91,1	122,05	165,35	200,6	232,94	1.752,18	26	1452
145	Lo Espejo	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	27	1453
146	Lo Prado	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	26	1452
147	Lolol	219,05	177,5	152,55	96,55	58,55	40,55	53,09	76	110,55	155,05	192,5	214,55	1.546,46	28	1257
148	Loncoche	195,85	164,85	132,83	82,52	52,58	39,21	44,9	68,17	96,92	135,39	159,83	190,2	1.363,25	31	1200
149	Longaví	222,94	181,54	153,96	98,42	60,78	42,34	51,17	74,21	108,38	155,75	186,84	211,93	1.548,26	29	1289
150	Lonquimay	240,85	204,7	163,5	103,76	68,48	50,05	53,11	76,95	104,24	166,5	201,59	232,28	1.666	31	1432
151	Los Alamos	204,37	159,33	138,53	89,95	54,1	41,43	45,86	69,62	103,37	149,26	173,82	197,18	1.426,82	30	1343
152	Los Andes	222,52	192,03	160,51	115	88,15	61,23	75,77	93,49	123,39	158,75	192,21	223,07	1.706,12	26	1409
153	Los Angeles	214,64	165,48	144,35	93,51	55,42	43,22	48,13	72,67	108,77	158,42	185,62	207,44	1.497,67	29	1345
154	Los Lagos	189,15	159,51	124,57	79,95	50,49	38,15	43,18	65,33	93,32	131,74	155,48	183,99	1.314,85	35	1365
155	Los Muermos	185,21	158,67	116,12	75,28	46,22	32,14	39,85	62,85	90,51	124,86	148,42	180,2	1.260,35	32	1045
156	Los Sauces	208,54	169,78	143,38	90,01	56,1	43,06	47,8	71,69	105,13	150,62	175,93	199,91	1.461,96	30	1342
157	Los Vilos	210,59	169,88	150,17	104,41	76,85	60,35	70,51	93,28	122,32	165,66	194,76	217,24	1.636,03	26	1211
158	Lota	208	158	140	91	53	42	46	71	107	154	181	203	1.454	29	1323
159	Lumaco	201,34	167,23	140,26	88,66	54,63	40,71	47	70,09	101,83	143,11	168,54	190,41	1.413,81	30	1301
160	Machalí	233,41	202,46	166,16	114,41	82,75	55,2	67,29	84,01	112,51	144,27	178,35	217,83	1.658,65	27	1383
161	Macul	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1453
162	Máfil	191,06	161,61	125,49	79,79	50,09	38,03	43,09	66,57	94,43	132,71	157,24	187,04	1.327,16	31	1163
163	Maipú	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	27	1469
164	Malloa	223,57	179,63	154,75	99,82	63,82	45,88	58,82	80,82	114,75	160,63	197,63	220,63	1.600,74	27	1274
165	Marchigüe	217,37	173,39	151,37	97,02	61,3	43,62	55,79	78,3	112,32	156,51	192,16	214,18	1.553,32	27	1259
166	María Elena	230,46	204,98	200,48	162,21	150,74	136,02	143,55	157,85	173,05	227,94	239,02	262,67	2.288,95	19	1581
167	María Pinto	205,61	160,64	141,7	92,84	64,87	50,9	59,9	84,84	114,8	153,77	185,67	206,61	1.522,14	26	1292

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
168	Mariquina	195,75	162,67	127,8	79,84	50,19	38,07	43,14	66,12	94,38	132,74	158,28	192,46	1.341,44	31	1177
169	Maule	216,38	174,38	150	95,38	56,69	38,69	51	74	109,38	153,07	189,07	210,69	1.518,73	29	1284
170	Mauñilín	179,94	154,17	112,76	72,73	44,4	30,81	38,36	60,73	87,77	121,38	144,19	175,25	1.222,5	33	1049
171	Mejillones	229,41	201,09	203,1	154,19	131,61	116,68	126,17	143,11	169,98	215,02	228,06	240,64	2.159,06	20	1610
172	Melipeuco	225,93	197,85	156,84	98,1	66,31	47,64	52,87	75,26	101,3	155,61	180,71	215,92	1.574,34	32	1456
173	Melipilla	215,12	168,89	148,48	97,5	66,23	50,88	61,31	85,25	116,58	160,3	193,81	215,54	1.579,91	27	1304
174	Molina	228,61	193,17	161,65	107,8	71,88	45,87	58,65	76,72	107,78	143,69	177,31	214,37	1.587,51	28	1256
175	Monte Patria	261,78	221,39	185	139,15	107,59	84,86	94,8	112,9	146,86	203,88	236,13	278,58	2.072,92	27	1791
176	Mostazal	241,77	195,31	166,87	114,02	79,2	59,15	72,97	96,38	131,17	181,29	219,22	244,89	1.802,24	27	1390
177	Mulchén	222,04	179,18	150,09	95,58	59,47	43,66	50,47	74,33	109,09	160,91	187,21	211,35	1.543,39	30	1334
178	Nacimiento	223,58	177,38	151,87	97,38	60,36	45,59	51,47	76,41	112,39	163,04	191,63	215,56	1.566,67	29	1342
179	Nancagua	217,46	175,39	151,46	96,54	59,61	41,23	54,15	76,61	110,08	154,08	191,54	214,08	1.542,23	27	1249
180	Natales	138,89	102,05	86,83	47,81	29,26	16,75	20,5	36,1	70,32	103,03	127,23	143,62	922,39	39	907
181	Navidad	205,18	161,49	141,79	93,39	62,57	46,87	57	80,43	111,7	153,96	185,35	205,49	1.505,21	27	1263
182	Negrete	212,98	162	141,99	91,99	54	42	47	71,99	107,99	156,99	183,98	205,98	1.478,9	30	1341
183	Ninhue	221,95	170,91	150,36	98,28	58,28	44,97	50,76	77,18	113,6	164,08	193,64	214,88	1.558,89	29	1318
184	Nogales	205	158,35	142	94,35	66,71	51,71	61,35	86,35	116,65	154,35	186	205	1.527,82	26	1321
185	Nueva Imperial	195,84	166,99	138,22	86,41	53,04	40,58	45,67	69,88	98,96	137,37	163,74	188,79	1.385,46	31	1246
186	Ñiquén	219,34	173	149,53	97,11	57,13	44,03	50,74	75,05	111,4	158,85	190,17	211,27	1.537,62	29	1306
187	Ñuñoa	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	18.66	26	1460
188	O'Higgins	160,89	123,12	105,84	59,78	35,37	24,58	29,73	49,74	86,99	123,57	143,53	155,68	1.098,83	38	1161
189	Olivar	220	175	152	100	67	49	61	83	115	161	198	221	1.602	27	1306
190	Ollague	220,99	199,25	198,79	179,29	172,09	150,44	163,02	177,51	200,05	246,53	268,96	265,61	2.442,53	18	2016
191	Olmué	226,29	178,52	157,2	103,88	72,08	54,8	67,08	89,8	121,56	167,68	205	228,57	1.672,48	26	1164
192	Osorno	185,76	158,06	117,53	76,86	47,99	33,83	40,66	63,23	91,04	125,43	149,97	180,63	1.270,99	32	1082
193	Ovalle	210,41	174,6	159,48	115,95	88,31	74,22	83,6	103,5	133,24	180,58	202,24	223,36	1.749,49	25	1618
194	Padre Hurtado	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	27	1460
195	Padre Las Casas	198	167,24	138	86	53,53	40,24	45,76	69,24	98,24	138	161,42	189,95	1.385,61	31	1240
196	Paihuano	259,99	225,68	192,74	148,29	116,63	90,57	103	123,09	155,8	208,97	241,01	283,89	2.149,65	29	1993
197	Paillaco	187,09	156,74	119,31	76,79	48,52	35,79	42,26	64,34	91,77	127,28	151,43	181,24	1.282,55	31	1112
198	Paine	242,69	194,63	167,69	112,57	77,57	57,57	71,57	94,2	129,2	179,2	218,94	246	1.791,84	27	1446
199	Palena	183,63	154,27	118,83	69,33	42,5	32,49	33,71	57,79	95,75	137,77	168,49	180,49	1.275,05	34	1204
200	Palmilla	218,9	175,9	152,9	97,63	60,37	42,73	55,37	77,37	111,63	156,27	192,63	215,63	1.557,34	28	1254
201	Panguipulli	201,5	169,55	136,23	87,27	55,82	42,7	47,57	69,77	96,75	141,91	170,16	198,04	1.417,26	31	1267
202	Panquehue	259	207	181	120	84	64	78	104	140	194	235	263	1.929	26	1306
203	Papudo	184,45	144,45	129,16	86,44	61,15	48,72	56,86	80,15	107,44	142,16	168,88	186,17	1.396,03	26	1202
204	Paredones	217,15	174,13	151,61	96,75	60,03	42,26	54,03	77,7	111,6	155,97	191,86	213,64	1.546,73	28	1263

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
205	Parral	224,1	180,25	153,84	99,54	60,25	43,93	51,78	74,95	110,43	158,74	191,15	214,93	1.563,9	29	1330
206	Pedro Aguirre Cerda	246,39	196,39	171,04	111,04	75,69	57,52	69,69	93,04	127,04	181,39	222,56	249,73	1.801,51	26	1471
207	Pelarco	221,81	178,61	153,45	97,01	58,57	39,64	53,11	76,11	110,93	155,71	192,21	215,53	1.552,68	28	1281
208	Pelluhue	222,92	172,85	150,72	99,66	60,16	44,99	52,44	77,95	114,19	163,95	195,08	216,1	1.571	29	1312
209	Pemuco	218,96	170,19	147,87	96,64	57,66	44,21	49,73	74,19	110,76	160,72	189,09	210,53	1.530,55	29	1325
210	Pencahue	218,02	175,98	151,05	96,46	57,47	39,54	51,99	74,63	110,44	154,64	191,22	212,68	1.534,1	28	1300
211	Penco	213,46	161,17	143,02	94,58	54,44	43,29	47,44	73,58	108,73	158,17	185,17	206,6	1.489,64	29	1316
212	Peñaflor	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	27	1395
213	Peñalolén	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1471
214	Peralillo	220	177	154	98	60	42	55	77	112	157	193	216	1.561	27	1254
215	Perquenco	203,85	169,46	141,46	88,3	56,15	41,3	47,3	71,3	101,3	146,91	168,3	195,3	1.430,96	30	1397
216	Petorca	247,05	203,3	171,44	121,21	91,8	69,47	80,32	100,54	132,66	189,04	224,93	257,81	1.889,55	26	1382
217	Peumo	215,86	172,29	149,29	96,43	62,14	45,71	57,71	79,14	111	155,57	192	214,43	1.551,57	27	1241
218	Pica	223,25	197,78	199,57	178,19	171,15	149,52	161,65	177,67	199,19	245,67	266,4	257,3	2.427,34	18	2043
219	Pichidegua	217,32	173,79	151,3	97,02	61,26	43,99	56,27	78,26	111,79	155,85	192,29	214,76	1.553,89	27	1272
220	Pichilemu	215,5	171,17	149,81	96,52	61,65	44,14	55,65	78,81	112,41	156,33	191,28	212,79	1.546,05	27	1262
221	Pinto	233,46	195,91	160,91	103,26	66,83	47,33	51,41	73,01	104,44	157,59	191,03	222,38	1.607,56	29	1366
222	Pirque	244,92	197,86	169,39	116	80,47	60,73	74,47	98,73	133,47	185,06	223,39	249,19	1.833,68	27	1449
223	Pitrufquén	200,86	169,93	138,04	84,59	54,04	39,06	45,55	69,02	98,52	136,14	160,06	192,32	1.388,12	31	1206
224	Placilla	217,08	174,25	151,08	96,92	60,75	43,5	55,67	77,75	110,84	154,84	191,92	214,84	1.549,43	28	1248
225	Portezuelo	221	169	149	98	58	45	50	77	113	164	192	214	1.550	29	1319
226	Porvenir	162,46	114,65	90,55	47,91	24,88	13,67	17,88	32,58	73,26	113,83	160,8	173,38	1.025,84	40	941
227	Pozo Almonte	221,57	197,4	199,75	162,35	150,23	137,7	144,81	158,9	178,69	226,91	237,17	248,54	2.264,01	18	2067
228	Primavera	171,06	120,11	95,66	50,5	26,36	14,56	18,76	32,99	75,63	116,28	166,94	179,75	1.068,59	40	945
229	Providencia	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1460
230	Puchuncaví	190,39	147,75	131,05	88,04	62,54	49,27	57,6	81,71	109,38	145,41	173,19	191,29	1.427,61	26	1164
231	Pucón	205,99	174,73	141,25	90,35	58,3	45,03	50,12	71,76	99,13	147,68	175,42	202,27	1.462,05	31	1298
232	Pudahuel	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	26	1466
233	Puente Alto	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	27	1468
234	Puerto Montt	177,05	150,36	112,42	72,85	44,14	32,4	38,13	59,46	84,94	121,01	145,95	173,3	1.212	32	1043
235	Puerto Octay	183,18	154,39	117,19	75,61	46,87	34,55	40,6	61,71	87,52	124,88	150,62	179,75	1.256,88	32	1058
236	Puerto Varas	187,55	157,14	122,89	79,2	48,98	38,19	42,13	61,99	86,5	129,89	159,95	186,92	1.301,34	32	1037
237	Pumanque	218,83	175,36	152,82	97,37	60,47	42,47	54,86	77,53	111,92	156,36	192,44	214,82	1.555,23	28	1256
238	Punitaqui	228,55	186,07	165,1	119,43	90,88	75,62	84,76	104,85	135,97	187,8	214,55	239,03	1.832,61	26	1704
239	Punta Arenas	140,64	97,05	78,96	40,79	21,63	11,43	14,85	26,81	62,06	93,49	135,91	148,83	872,44	41	952
240	Puqueldón	169,38	145,8	107,46	68,13	42,56	29,67	35,56	56,23	84,23	119,67	143,9	166,46	1.169,06	33	1127
241	Purén	204,69	163,5	138,36	88,7	53,76	41,13	46,7	70,29	102,96	147,71	174,13	197,19	1.429,13	30	1304

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
242	Purranque	183,7	157,15	116,57	75,79	46,91	33,52	40,43	62,54	90,18	124,15	148,49	178,65	1.258,06	32	1058
243	Putendo	250,74	214,21	176,63	129,02	100,1	68,45	82,48	100,26	134,22	179,47	216,45	257,48	1.909,51	26	1363
244	Putre	205,01	181,56	186,75	180,42	179,97	155,33	169,31	186,13	207,23	247,76	265,91	229,95	2.395,33	15	2061
245	Puyehue	188,87	158,47	123	79,58	49,29	37,66	42,22	63,36	88,28	130,37	159,28	187,23	1.307,62	32	1120
246	Queilén	165,69	144,78	106,61	66,86	41,85	29,86	34,85	56,03	83,77	120,51	143,72	165,53	1.160,07	33	1127
247	Quellón	168,76	145,75	106,75	66,87	41,29	30,44	34,06	56,8	86,19	122,69	148,84	168,89	1.177,33	33	1127
248	Quemchi	175,19	149,18	109,8	70,39	42,4	30,2	37,18	57,58	85,59	119,06	143,25	171,21	1.191,02	33	1089
249	Quilaco	238,31	200,8	161,37	101,98	67,42	47,66	54,7	78,05	110,38	167,92	196,44	224,43	1.649,45	30	1360
250	Quilicura	245,91	195,78	170,78	110,78	75,52	57,52	69,65	92,65	126,91	180,78	221,91	248,91	1.797,06	26	1460
251	Quilleco	223,09	179,4	152,04	97,62	60,67	45,05	50,77	74,9	110,63	162,23	190	212,8	1.559,21	29	1351
252	Quillón	220	168	148	98	57	44	49	75	113	163	191	213	1.539	29	1318
253	Quillota	201,14	155,27	139,05	92,41	65,09	50,55	60,09	84,86	114,95	151,73	182,59	201,36	1.499,09	26	1163
254	Quilpué	218,93	173,1	151,9	100,51	69,31	53,12	64,67	86,67	116,87	162,63	198,01	221,21	1.616,92	26	1162
255	Quinchao	175,85	149,88	110,92	70,44	43,48	30,48	36,48	57,96	86,44	123,4	148,37	172,33	1.206,04	33	1112
256	Quinta de Tilcoco	220,31	176,63	152,74	98,57	62,99	45,5	57,95	79,9	113,16	158,28	195,24	218,19	1.579,45	27	1273
257	Quinta Normal	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	26	1460
258	Quintero	188	146	129	87	62	49	57	81	108	144	171	189	1.411	26	1164
259	Quirihue	223,49	173,12	152,31	98,84	58,84	45,02	51,68	77,84	114,67	164,84	196,12	216,47	1.573,25	29	1324
260	Rancagua	220	175	152	100	67	49	61	83	115	161	198	221	1.602	27	1382
261	Ranquil	220,07	168,07	148,3	97,77	57,54	44,65	49,65	76,3	112,77	163,3	191,07	213,19	1.542,7	29	1321
262	Rauco	218,38	177,38	151,7	95,85	57,7	39,35	52,53	74,85	109,53	153,53	191,38	213,38	1.535,54	28	1254
263	Recoleta	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1460
264	Renaico	207,26	162,06	138,92	89,9	53,83	41,6	45,81	69,95	104,24	152,4	177,81	200,09	1.443,88	30	1342
265	Renca	245	195	170	110	75	57	69	92	126	180	221	248	1.788	26	1460
266	Rengo	230,23	190,88	159,49	107,27	71,88	49,51	61,7	82,25	115	154,09	193,27	222,82	1.638,4	27	1273
267	Requinoa	232,75	193,12	161,03	109,58	75,37	52,34	64,22	84,88	117,04	156,89	196,32	226,62	1.670,17	27	1306
268	Retiro	216	172,47	149,25	95,64	56,25	41,88	50,65	74,1	109,6	155,32	188,4	209,47	1.519,03	29	1329
269	Rinconada	258,34	207,22	180,56	120,51	84,95	64,44	78,59	104,22	140,15	193,49	234,41	262,49	1.929,37	26	1409
270	Río Bueno	183,59	154,54	118,22	76,88	48,07	35,89	41,45	62,47	88,68	125,96	152,11	179,97	1.267,82	31	1096
271	Río Claro	219,35	177,33	152,67	96,22	57,84	38,39	52,12	75,12	109,31	154,23	191,23	213,43	1.537,25	28	1255
272	Río Hurtado	256,91	218,1	187,41	141,23	109,95	87,9	99,57	118,96	152,82	209,81	238,01	275,92	2.096,6	28	1697
273	Río Ibañez	190,59	148,56	119,53	68,61	39,72	29,51	36,73	59,21	97,29	143,02	171,46	188,68	1.292,91	37	1228
274	Río Negro	183,59	157,1	116,64	75,94	46,93	33,63	40,57	62,5	90,23	124,13	148,55	178,64	1.258,46	32	1063
275	Río Verde	145,02	100,54	82,18	42,79	22,53	12,25	15,85	27,06	63,84	95,33	140,11	152,02	899,54	40	937
276	Romeral	239,32	201,88	166,18	111,56	76,33	48,8	60,99	77,92	109,37	146,16	185,3	223,31	1.647,13	28	1255
277	Saavedra	196,66	163,28	138,25	87,41	54,41	40,84	46,56	71,41	100,97	140,38	166,38	192,78	1.399,31	31	1235
278	Sagrada Familia	216,41	175,32	150,36	95,16	56,28	38,1	51,19	74,14	108,21	152,29	189,34	211,34	1.518,14	28	1255

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN	RENDIMIENTO ESPECÍFICO
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
279	Salamanca	257,41	219,17	179,97	134,97	103,2	70,88	85,74	104,23	137,29	185,62	223,47	271,74	1.973,69	26	1487
280	San Antonio	197,62	153,62	135,72	89,36	61,46	48	57,45	80,01	109,46	148,36	178,72	198,17	1.457,95	27	1200
281	San Bernardo	245,18	195,42	170,01	110,74	75,57	57,01	69,57	92,5	126,74	179,94	221,02	248,34	1.792,04	27	1460
282	San Carlos	219,74	171,77	148,86	97,25	57,25	44,25	50,55	75,25	111,79	160,24	190,59	212,01	1.539,54	29	1318
283	San Clemente	232,48	195,67	163,53	108,33	72,4	46,01	57,32	76,04	106,1	142,64	175,77	218,2	1.594,47	29	1284
284	San Esteban	240,19	205,18	170,54	124,29	94,6	64,95	79,74	98,25	128,29	167,67	202,89	243,38	1.819,98	26	1409
285	San Fabián	241,13	201,7	166,04	109,56	71,42	48,49	54,84	75,26	105,94	159,02	195,52	230,63	1.659,54	29	1359
286	San Felipe	258,33	207,12	180,48	120,46	84,98	64,55	78,59	104,19	140,1	193,61	234,45	262,61	1.929,47	26	1364
287	San Fernando	237,99	200,72	164,48	112,43	78,67	50,67	62,8	80,24	111,26	146,56	186,96	224,04	1.656,82	28	1245
288	San Gregorio	173,1	120,21	96,94	51,19	26,9	15,07	19,53	32,68	75,52	115,08	167,77	179,34	1.073,33	40	930
289	San Ignacio	218,05	168,46	147,4	96,35	56,7	44	49,35	74	111	160,7	189,05	209,7	1.524,78	29	1319
290	San Javier	217,66	174,71	150,6	96,26	57,31	40,55	51,57	74,93	110,57	156,12	191,72	212,55	1.534,57	29	1301
291	San Joaquín	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1458
292	San José de Maipo	231,38	203,63	166,89	117,18	88,06	56,14	70,33	84,77	111,65	142,6	171,69	218,64	1.662,97	31	1460
293	San Juan de la Costa	193,15	164,16	122,91	79,41	49,55	35,42	42,46	65,71	93,99	129,67	157,13	189,33	1.322,87	32	1082
294	San Miguel	252,8	202,8	175,85	115,85	78,9	59,93	72,9	97,85	131,85	187,8	229,78	257,75	1.864,08	26	1459
295	San Nicolás	219,21	169	148,11	97,11	57,11	44,11	50	75,21	112,11	161,32	190,21	212,21	1.535,71	29	1321
296	San Pablo	187,73	159,71	118,94	77,81	48,66	34,16	40,99	63,81	91,81	126,64	151,9	182,86	1.285,01	31	1096
297	San Pedro	206,11	161,62	142,04	92,93	62,87	48,23	58,6	80,92	111,49	152,82	185,51	205,94	1.509,09	27	1315
298	San Pedro de Atacama	234,24	220,82	216,96	176,42	161,79	148,83	155,27	169,32	183,98	240,51	263,39	294,09	2.465,63	23	2074
299	San Pedro de la Paz	222	168	149	98	57	45	50	77	113	165	192	216	1.552	29	1317
300	San Rafael	215,79	174,58	150	94,79	56	38	51	74	108	151,79	188,58	210,79	1.513,31	28	1281
301	San Ramón	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	27	1459
302	San Rosendo	214,87	163	143,87	94	55	43	47,87	73,87	108,87	158,87	185,87	207,87	1.496,99	29	1328
303	San Vicente	217,34	174,27	151,16	97,14	61,2	44,16	56,22	78,2	111,22	155,34	192,32	215,31	1.553,88	27	1239
304	Santa Bárbara	227,81	187,21	156,45	99,16	63,13	45,65	51,92	75,59	110,31	163,73	191,08	214,95	1.586,98	30	1359
305	Santa Cruz	219,08	176,74	152,8	97,16	59,52	41,6	54,47	76,52	111,11	155,6	192,44	215,11	1.552,16	28	1254
306	Santa Juana	213,69	164,43	143,97	93,46	55,5	43,02	47,86	73,06	108,55	157,28	183,84	206,64	1.491,29	29	1332
307	Santa María	251,61	213,57	176,48	128,76	99,75	69,75	85,26	104,41	140,27	185,65	224,87	257,93	1.938,31	26	1408
308	Santiago	250,69	200,69	174,26	114,26	77,84	59,13	71,84	96,26	130,26	185,69	227,4	255,11	1.843,44	26	1458
309	Santo Domingo	198,12	155,14	136,72	90,37	61,96	48	57,45	80,51	109,96	149,88	179,72	199,18	1.467,01	27	1201
310	Sierra Gorda	243,52	218,03	207,31	164,84	152,44	138,94	148,89	163,66	178,71	234,41	251,66	282,18	2.384,57	20	1907
311	Talagante	242,88	193,65	168,1	110,37	75,43	56,14	69,46	91,82	126,43	177,48	218,27	245,79	1.775,81	27	1395
312	Talca	215,21	173,23	150	94,21	56,1	38,1	51	74	108,2	151,31	187,33	210,11	1.508,8	28	1283
313	Talcahuano	222,22	168,22	149,45	98,45	57,22	45,22	50,22	77,22	113,45	165,22	192,45	216,22	1.555,57	29	1316
314	Taltal	249,83	220,15	205,14	161,25	143,87	129,14	139,61	157,1	176,61	227,93	249,29	285,25	2.345,18	21	1787
315	Temuco	200,11	167,79	139,16	86,92	54,09	40,76	46,15	70,22	99,89	141,45	165,92	192,75	1.405,21	31	1240

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGm)												MEDIA ANUAL (RGa)	INCLINACIÓN β_{opt}	RENDIMIENTO ESPECÍFICO kWh/kWp
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC			
316	Teno	225,61	181,76	156,27	99,8	62,75	42,77	56,28	78,8	112,81	158,23	197,18	219,66	1.591,94	28	1254
317	Teodoro Schmidt	195,27	164,03	136,78	85,14	53,23	40,15	45,8	69,55	98,98	137,94	163,86	194,29	1.385,03	31	1217
318	Tierra Amarilla	262,81	228,56	207,23	157,61	133,28	115,79	123,4	144,91	173,81	232,18	254,21	298,46	2.332,26	24	1659
319	Tiltil	252,5	201,41	176,33	116,4	79,88	61,43	74,64	98,35	134,14	187,07	228,62	255,71	1.866,49	26	1401
320	Timaukel	135,04	96,6	75,47	40,34	21,45	11,25	15,07	30,69	63,83	100,05	135,06	147,38	872,22	41	903
321	Tirúa	203,04	161,15	140,95	90,38	55,69	41,42	47	71,2	104,9	147,03	171,7	197,84	1.432,29	30	1281
322	Tocopilla	230,8	203,63	203,85	159,09	140,89	123,92	131,35	145,46	167,08	217,53	231,96	248,91	2.204,47	19	1665
323	Toltén	197,55	164,83	136,12	83,56	53,32	39,54	45,43	68,43	98,32	137,36	162,47	198,63	1.385,55	31	1205
324	Tomé	214,11	162,11	144,11	95,4	55,4	43,7	48,4	74,4	110,11	159,11	185,4	207,81	1.500,07	29	1325
325	Torres del Paine	165,91	117,28	93,43	50,77	29,68	16,62	21,21	37	76,21	111,82	153,17	170,78	1.043,89	39	1131
326	Tortel	149,04	116,9	97,13	54,76	32,06	22,29	26,36	46,21	79,03	118,97	132,06	154,09	1.028,91	37	1061
327	Traiguén	203,76	165,96	140,13	88,82	54,74	41	46,57	70,13	102,21	147,16	172,16	195,73	1.428,37	30	1340
328	Treguaco	218,45	166,45	147,3	97,15	57,15	44,58	49,59	76,15	112,15	162,3	189,45	211,87	1.532,59	29	1319
329	Tucapel	224,74	181,82	154,08	99	62,04	45,38	51,62	74,59	109,94	163,04	191,32	215,43	1.573,02	29	1346
330	Valdivia	195,92	165,13	126,37	80,24	50,27	37,1	43,13	65,53	94,58	131,55	157,8	190,68	1.338,31	31	1135
331	Vallenar	241,6	203,89	186,79	138,89	112,24	93,87	108,91	132,87	166,12	218	230,13	254,62	2.087,92	24	1689
332	Valparaíso	193,02	151,24	133,24	88,67	60,89	48	56,78	79	106,11	145,78	174,35	194,24	1.431,34	26	1145
333	Vichuquén	213,23	170,59	148,52	95,72	59,64	42,28	53,64	77	111	155,36	189,8	211,16	1.527,94	28	1280
334	Victoria	208,31	174,79	145,68	91,54	58,32	43,03	49,82	72,58	104,63	154,56	177,01	202,94	1.483,22	30	1408
335	Vicuña	255,28	220,19	194,66	147,97	119,35	95,9	107,88	127,96	162,62	216,8	239,72	280,43	2.168,75	27	1829
336	Vilcún	205,87	178,3	146,48	90,22	58,81	42,24	49,2	72,18	101,52	148,84	167,53	195,8	1.456,99	31	1277
337	Villa Alegre	214,8	172,64	148,91	94,65	56,01	39,65	50,53	73,77	108,65	153,3	188,05	209,32	1.510,28	29	1302
338	Villa Alemana	216,01	170,62	149,8	99,16	68,34	52,51	63,77	85,77	115,59	160,67	195,31	218,13	1.595,68	26	1162
339	Villarrica	197,1	169,41	136,49	84,82	55,99	39,43	47,13	68,59	98,24	138,57	160,16	188,35	1.384,27	31	1255
340	Viña del Mar	192,32	150,32	132,6	88,44	61,28	48,28	57	79,56	106,56	145,44	173,88	193,32	1.429,02	26	1145
341	Vitacura	253	203	176	116	79	60	73	98	132	188	230	258	1.866	26	1457
342	Yerbas Buenas	213,19	171,8	148,19	93,4	55,4	38,6	49,8	73,4	107,4	151	185,8	207,59	1.495,55	29	1287
343	Yumbel	215,02	163,58	143,93	94,61	55,24	43,15	47,54	73,54	108,99	158,93	186,08	208,02	1.498,64	29	1328
344	Yungay	221,08	175,25	150,25	97,15	59,66	44,68	50,48	73,97	110,06	161,58	189,82	212,34	1.546,31	29	1355
345	Zapallar	193,19	150,62	134,59	90,06	64,05	50,53	59,03	83,06	111,07	147,61	176,15	194,17	1.454,13	26	1202

Anexo V.

Temperatura ambiente media mensual y media anual [°C]

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
1	Algarrobo	22,5	20	20	16	12,5	10,5	9,5	11,5	13,5	16	19	22,2	16,1
2	Alhué	21,4	18,9	18,9	14,4	10,9	8,9	8,4	10,1	11,9	14,9	17,9	19,1	14,6
3	Alto Biobio	17,5	14,1	14,1	9,5	6	3,5	3	5	7	10,4	13,5	15,2	9,9
4	Alto del Carmen	14,1	11	11	6,7	2,8	-0,6	-0,7	2,7	5,7	10	12,1	13,5	7,4
5	Alto Hospicio	20,6	19,6	19,6	17,6	16,2	14,2	14,2	14,2	14,6	16,1	17,6	19,1	17
6	Ancud	14,2	12,6	12,6	10,5	9,6	7,1	6,6	7,6	8,5	10,1	11,6	19,6	10,9
7	Andacollo	17,2	16,2	16,2	13,8	11,7	10,5	10,4	10,6	11,8	13,2	14,4	16,2	13,5
8	Angol	15,2	12,7	12,7	9,9	7,9	6,2	5,4	6,9	7,9	9,7	11,7	13,7	10
9	Antofagasta	15,9	14,2	14,2	11,6	8,9	7	6,6	8,8	10,5	13,5	14,5	15,5	11,8
10	Antuco	18,7	15	15	10	6,4	3,4	3,4	5,2	7,1	11	14,4	15,6	10,4
11	Arauco	16,7	14,7	14,7	12,3	10,7	9,7	8,7	9,7	10,3	11,9	13,7	21,6	12,9
12	Arica	19,3	19,3	19,3	17,9	15,6	14,3	13,6	14,5	15	16,4	17,4	17,7	16,7
13	Aisén	16,3	13,5	13,5	10,2	7,1	4,2	4,1	5,5	7,3	10,4	12,5	14,7	9,9
14	Buín	21	17,9	17,9	13,7	9,7	7,7	7,6	8,8	10,7	14	17	11,5	13,1
15	Bulnes	16	14,7	14,7	12	10,7	9	8	9,7	10	11,7	13,7	15,7	12,1
16	Cabildo	21,3	17,6	17,6	12,7	9	6,2	5,7	8	10,6	14,7	17,5	15,3	13
17	Cabode Hornos	9	7,4	7,4	5,6	3,3	1,3	1,4	2,2	3,3	5,2	7,1	8,3	5,1
18	Cabrero	16	14,5	14,5	12	10,5	9	8	9,5	10	11,8	13,5	16,9	12,2
19	Calama	15,5	14,9	14,9	13,9	11,4	9,6	9,5	11,8	13,2	15,2	15,7	16	13,5
20	Calbuco	14	13	13	10,6	9,8	7,6	7	8	8,6	10	12	13,6	10,6
21	Caldera	21,7	19,9	19,9	16,9	14,4	12,1	11,7	13,5	15,3	18,1	19,4	20,8	17
22	Calera	23	20	20	16	12	10	10	12	13	16	19	22,5	16,1
23	Calera de Tango	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	19	14
24	Calle Larga	22,5	18,8	18,8	13,5	9,8	6,8	6,5	8,8	11,5	15,5	18,8	23	14,5
25	Camarones	16,5	16,2	16,2	15,1	13	11,3	11	12	13,1	14,1	15,6	19	14,4
26	Camiña	18,6	18,1	18,1	17,4	15,6	14,5	14,1	15,6	16,7	18,1	18,7	16,6	16,9
27	Canela	22,4	19,4	19,4	15,5	12,4	9,8	8,9	10,8	13,3	16,7	19,3	21,3	15,8
28	Cañete	16,1	14,1	14,1	11,1	9,7	8,1	7,6	8,7	9,1	11,1	13,1	15,7	11,6
29	Carahue	15,5	13,5	13,5	10,8	9,1	7,1	6,8	7,8	8,8	10,8	12,5	14,2	10,9
30	Cartagena	23	20	20	16	13	11	10	12	14	16	19	21,5	16,3
31	Casablanca	22,3	19,7	19,7	15,7	12,2	10,2	9,3	11,2	13,1	15,8	18,7	20,3	15,7
32	Castro	14,3	12,3	12,3	10,3	9,3	6,6	6,3	7,3	8,3	10,3	11,3	13,3	10,1
33	Catemu	21,9	18,7	18,7	14,4	11	8,3	8,2	10,2	12,3	15,5	18,4	21,5	14,9

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
34	Cauquenes	16,6	14,6	14,6	12	10	8,7	8	9	10	11,8	13,8	15,5	12
35	Cerrillos	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	21	14,2
36	Cerro Navia	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	19	14
37	Chaitén	14,8	12,3	12,3	9,2	6,6	3,6	3,5	4,8	6,4	9,3	11	13,2	8,9
38	Chanco	17	15	15	12,4	10,4	8,4	8,4	9,4	10,4	12	14	15,6	12,3
39	Chañaral	22,1	19,9	19,9	16,9	13,8	11,8	11,3	13,7	15,6	18,7	20,1	21,2	17,1
40	Chépica	22	19	19	15	12	10	9,4	11	13	16	18,4	20,4	15,4
41	Chiguayante	16,6	14,6	14,6	12,6	10,6	9,6	8,6	9,6	10,6	12	13,6	15	12,3
42	Chile Chico	13,1	10,1	10,1	6,8	3,5	0,3	0,3	1,9	3,9	7,1	9,1	11,2	6,5
43	Chillán	16,1	14,9	14,9	12	10,7	9,1	8,6	9,7	10	11,9	13,9	15	12,2
44	Chillán Viejo	16	15	15	12	11	9	8,4	10	10	12	14	15,6	12,3
45	Chimbarongo	22	19	19	14,5	11,4	8,8	8,8	9,8	12,4	15,4	18,4	21	15
46	Cholchol	15,8	13,8	13,8	10,8	9,6	7,6	6,8	7,8	8,8	10,8	12,8	14,8	11,1
47	Chonchi	14,7	12,7	12,7	10,4	9,4	6,9	6,7	7,7	8,4	10,4	11,7	13,7	10,5
48	Cisnes	15,8	13,4	13,4	10	7,5	4,6	4,6	5,7	7,3	10,3	12,2	14,3	9,9
49	Cobquecura	16,8	14,8	14,8	12,8	10,8	9,6	8,8	9,8	10,8	11,8	13,8	15,4	12,5
50	Cochamó	14	11,2	11,2	7,8	5	2	2	3	5	8	10	12,5	7,6
51	Cochrane	13	10,2	10,2	7	3,7	0,6	0,6	2,3	3,9	7,1	9,5	11,6	6,6
52	Codegua	21,7	17,8	17,8	12,9	9,7	6,9	6,1	7,9	10,7	14,7	17,7	19,8	13,7
53	Coelemu	16,1	15	15	12	11	10	9	10	10	12	14	15,8	12,5
54	Coihueco	18	15,5	15,5	11,6	8,6	6,7	6,3	7,5	9,1	12,2	14,7	16	11,8
55	Coinco	21	18,3	18,3	14	10,3	8,3	8	9,3	11,3	14,3	17,3	20	14,2
56	Colbún	19,6	15,8	15,8	11	7,4	4,7	4,5	6,4	8,3	12,2	15,2	19,4	11,7
57	Colchane	10,9	10,7	10,7	10,1	7,2	4,9	5,2	6,9	8,8	11	11,8	19,2	9,8
58	Colina	21,1	18	18	12,8	9,4	6,7	6,1	8,4	10,5	14,1	17,8	17,9	13,4
59	Collipulli	15,7	13,4	13,4	10,3	7,9	6,1	5,9	6,9	8,3	10,4	12,4	14,2	10,4
60	Coltauco	21,1	18,9	18,9	14,1	10,9	8,9	8,1	9,9	11,9	14,9	17,9	20	14,6
61	Combarbalá	21,2	17,3	17,3	12,5	8,4	5,1	4,7	6,9	10,2	15,1	17,4	19,8	13
62	Concepción	16,2	14,2	14,2	12,2	10,2	9,2	8,2	9,2	10,2	12	13,2	15,6	12,1
63	Conchalí	21	18	18	14	10	8	8	9,8	11	14,2	17	19	14
64	Concón	24	22	22	18	14	12	11	13	13	18	21	21,2	17,4
65	Constitución	18,4	16,1	16,1	13,4	11,1	9,4	8,7	10,1	11,1	13,1	15,1	16,8	13,3
66	Contulmo	15,6	13,6	13,6	10,6	9,2	7,6	6,6	7,6	8,6	10,6	12,6	15,1	10,9
67	Copiapó	15,1	13	13	9,7	6,4	4	3,6	6	8,5	11,8	13,3	14,5	9,9
68	Coquimbo	17,3	16,3	16,3	14,3	12,6	11,7	11,3	11,6	12,3	13,3	14,9	16,3	14
69	Coronel	16,9	14,9	14,9	12,8	11	9,9	8,9	10	10,8	12	14	15,2	12,6
70	Corral	15,6	13,6	13,6	11,2	9,4	7,4	7,4	8,2	9	11	12,6	14,4	11,1
71	Coyhaique	14	11,2	11,2	7,7	4,7	1,5	1,5	2,9	4,9	8	10	12,5	7,5
72	Cunco	15,4	12,7	12,7	9,5	7	4,9	4,9	5,9	7,2	9,5	11,4	13,7	9,6
73	Curacautín	15,5	12,8	12,8	8,9	5,9	3,7	3,7	4,9	6,9	9,3	12	14	9,2
74	Curacaví	21,9	18,9	18,9	14,9	11,4	9,4	8,9	10,5	11,9	14,9	17,9	20,1	15
75	Curaco de Véllez	15	13	13	11	10	8	7	8	9	11	12	14	10,9

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
76	Curanilahue	15,3	12,5	12,5	10,5	8,5	6,8	6,5	7,5	8,5	10,5	11,5	14	10,4
77	Curarrehue	14	11	11	7	4,1	1,6	1,6	2,6	4,6	8	10	12	7,3
78	Curepto	19,6	17,6	17,6	14	11	9,4	9	10	11,6	14	16,6	17,1	14
79	Curicó	19,6	16,6	16,6	12	8,4	5,5	5,5	7,1	9,1	12,7	15,7	16	12,1
80	Dalcahue	14,5	12,5	12,5	10,5	9,5	7,1	6,5	7,5	8,5	10,3	11,5	13,5	10,4
81	Diego de Almagro	11,5	9,4	9,4	6,3	3	0,7	0,4	3,2	5,4	9	9,9	10,8	6,6
82	Doñihue	21	18	18	14	10	8	8	9	11	14	17	20	14
83	El Bosque	21	18	18	14	10	8	8	9,7	11	14,3	17	19,2	14
84	El Carmen	16,4	14,4	14,4	11,3	10	8	7,1	8,2	9,2	11,3	13,4	16,9	11,7
85	El Monte	22,5	19,5	19,5	15,5	11,8	9,8	9,5	11,4	12,5	15,5	18,5	20	15,5
86	El Quisco	23	20,4	20,4	16,4	13	11	10,4	12	14	16,4	19,4	22	16,5
87	El Tabo	23	20	20	16	13	11	10	12	14	16	19	22	16,3
88	Empedrado	17,9	15,4	15,4	12,8	10,8	9	8,3	9,8	10,8	12,4	14,4	18,6	13
89	Ercilla	15,6	13,6	13,6	10,7	8,7	7,2	6,7	7,7	8,7	10,6	12,1	14,1	10,8
90	Estación Central	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	19,3	14
91	Florida	16	14	14	12	10	9	8	9	10	11,7	13	15,9	11,9
92	Freire	16	14	14	11,3	10	8	7,3	8,3	9	11	13	14,3	11,3
93	Freirina	15,5	14,9	14,9	12,6	11,2	10,4	9,5	10,4	10,5	11,6	13,3	14,5	12,4
94	Fresia	14	12	12	10	9	7	7	7,4	8	10	11	13	10
95	Frutillar	14	12,3	12,3	10	9	7	7	7,9	8	10	11,3	13	10,2
96	Futaleufú	13,9	10,9	10,9	7,4	4	1	1	2,4	4,4	7,9	9,9	12	7,2
97	Futrono	15,4	12,8	12,8	9,1	6,4	4	4	5	6,4	9,1	10,9	13,6	9,1
98	Galvarino	16	14	14	11	9,9	8	7	8	9	11	12,9	14,9	11,3
99	General Lagos	9,9	9,9	9,9	9,1	7,6	5,7	5,7	6,9	7,9	9,9	10	18,4	9,3
100	Gorbea	16	14	14	11	10	8	7	8	9	11	13	14,5	11,3
101	Graneros	21	18	18	14	10	8	8	9	11	14	17	20	14
102	Guaitecas	16	14	14	11,2	9,8	6,9	6,9	7,9	8,9	11,2	12,9	14,9	11,2
103	Hijuelas	23	20	20	16	12	10	10	12	13	16	19	22	16,1
104	Hualaihué	13,7	11,3	11,3	8,2	5,7	3,1	2,9	3,9	5,5	8,2	10,1	12,6	8
105	Hualañé	21,1	18,3	18,3	14,8	11,9	9,9	9,5	10,9	12,3	15,2	17,3	18,3	14,8
106	Hualpén	17	15	15	13	11	10	9	10	11	12	14	15	12,7
107	Hualqui	16	14	14	12	10,7	9	8	9,7	10	12	13,7	16	12,1
108	Huara	19	18,3	18,3	16,9	15,1	13,5	13	14	14,8	16,2	17,3	12,4	15,8
109	Huasco	18,4	17,4	17,4	15	13	11,9	11,3	12,2	13	14,7	16,2	17,4	14,8
110	Huechuraba	21	18	18	14	10	8	7,9	9,1	11	14,8	17	19	14
111	Illapel	21,8	18	18	12,7	8,7	5,4	5	7,7	10,7	15,4	18,4	20,8	13,5
112	Independencia	21	18	18	14	10	8	8	9,4	11	14,6	17	19,8	14,1
113	Iquique	20,8	19,8	19,8	17,8	16,5	14,8	14,7	14,8	14,9	16	17,6	19,6	17,3
114	Isla de Maipo	21,5	18,5	18,5	14,5	10,5	8,5	8,5	9,7	11,5	14,5	17,5	20,8	14,5
115	Isla de Pascua	24	24	24	22	21	20	17	19	19	20	21	12,3	20,3
116	Juan Fernández	19	19	18	17	16	14	13	13	14	14	16	23	16,3
117	La Cisterna	21	18	18	14	10	8	8	9,4	11	14,6	17	19,6	14

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
118	La Cruz	23	20	20	16	12	10	10	12	13	16	19	22	16,1
119	La Estrella	22	19,7	19,7	15,7	12	10	9,7	11	13	16	18,7	21	15,7
120	La Florida	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19,6	14,1
121	La Granja	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	20	14,1
122	La Higuera	17,8	15,6	15,6	11,9	9,2	6,7	6	8,4	10,2	13,2	15,3	16,8	12,2
123	La Ligua	23,1	20	20	15,8	12,5	10,2	9,7	11,5	13,8	17	19,3	20,2	16,1
124	La Pintana	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	20	14,1
125	La Reina	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	20	14,1
126	La Serena	18	16,4	16,4	13,7	11,2	10,3	9,3	10,2	11,7	13,5	15,1	17	13,6
127	La Unión	15,2	13,3	13,3	10,6	8,9	6,8	6,7	7,6	8,3	10,3	12	13,6	10,5
128	Lago Ranco	14,4	11,8	11,8	8	5,6	3,3	3,3	4,3	5,5	8,3	10,4	12,5	8,3
129	Lago Verde	14	11,5	11,5	7,6	4,8	1,6	1,6	3	4,8	8	10,2	12,6	7,6
130	Laguna Blanca	10	8,1	8,1	6,2	3,9	1,4	1,2	2,2	4,1	6,1	8,1	7,8	5,6
131	Laja	16	14,8	14,8	11,9	10,6	8,9	7,9	9,6	9,9	11,9	13,9	15	12,1
132	Lampa	21	18	18	14	10	8	8	9,2	11	14	17	20,1	14
133	Lanco	16	14	14	11	9,4	7,4	6,4	8,4	8,4	10,4	12,4	14,4	11
134	Las Cabras	21,5	19,5	19,5	15	11,5	9,5	9	10,5	12,5	15,5	18,5	20,5	15,3
135	Las Condes	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	20	14,1
136	Lautaro	15,9	13,9	13,9	10,8	8,7	7,2	6,7	7,7	8,8	10,4	12	14	10,8
137	Lebu	16,4	14,4	14,4	12	10,4	9	8,3	9,3	10	12	13,4	13,5	11,9
138	Licantén	20,1	17,8	17,8	14,3	11,8	10,5	9,8	10,8	11,8	14,3	16,8	19,8	14,6
139	Limache	22,1	19,3	19,3	15,3	11,3	9,3	9,1	10,5	12,3	15,3	18,3	22	15,4
140	Linares	19,5	16,4	16,4	12,3	9,5	7	6,9	8,5	10	13,1	15,9	17,7	12,8
141	Litueche	22	19,3	19,3	15,3	12	10	9,3	11	13	16	18,3	21	15,6
142	Llaillay	21,2	18,2	18,2	14,2	11,1	8,2	8,2	10,2	12,1	15,1	18,1	20,9	14,7
143	Llanquihue	14	12,1	12,1	10	9	7	7	8	8	10	11,1	13	10,1
144	Lo Barnechea	16,8	13,6	13,6	8,4	5,1	2,5	1,9	4,3	6,3	10,3	13,4	20	9,7
145	Lo Espejo	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	15,6	13,7
146	Lo Prado	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	19	14
147	Lolol	21,5	18,6	18,6	15	12	10	9,5	11	12,5	15,5	17,6	20	15,2
148	Loncoche	16	14	14	11	9,6	7,6	6,6	8,2	8,6	10,6	12,6	14,3	11,1
149	Longaví	18,1	15,5	15,5	11,8	9,2	6,9	6,8	8,2	9,4	12,1	14,8	17,6	12,2
150	Lonquimay	16,7	13	13	8,6	5,3	2,8	2,8	4,3	6,3	9,5	12,5	14,8	9,2
151	Los Alamos	15,9	13,6	13,6	11,2	9,4	7,9	7,4	8,4	9,2	11,2	12,6	15,4	11,3
152	Los Andes	12,3	8,6	8,6	4	0,3	-2,4	-2,7	-0,4	1,8	6,3	9,1	21,5	5,6
153	Los Angeles	16	14,4	14,4	12	10,1	8,6	8	9,1	10	11,6	13,4	15	11,9
154	Los Lagos	15,6	13,5	13,5	10,5	8,8	6,8	6,3	7,7	8,5	10,5	12	14	10,6
155	Los Muermos	14	12,8	12,8	10,2	9,2	7,2	7	7,9	8,2	10	11,8	13,2	10,4
156	Los Sauces	15,5	13	13	10	8,3	6,4	5,5	7	8	10	11,8	13,8	10,2
157	Los Vilos	22,7	19,9	19,9	15,7	12,1	9,6	9,6	11,1	13,4	16,9	19,5	21,7	16
158	Lota	17	15	15	13	11	10	9	10	11	12	14	15	12,7
159	Lumaco	15,4	13,4	13,4	10,4	9,1	7,1	6,4	7,4	8,4	10,4	12,4	14,1	10,7

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
160	Machalí	16,4	12,7	12,7	7,7	4	1,3	0,7	2,7	5	9,3	12,3	14,7	8,3
161	Macul	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19	14
162	Máfil	15,4	13,4	13,4	10,4	9,4	7,4	6,5	8,3	8,4	10,4	12,4	14,4	10,8
163	Maipú	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	20	14,1
164	Malloa	22	19	19	15	11	9	9	10	12	15,9	18	20,9	15,1
165	Marchigüe	22	19,5	19,5	15,5	12	10	9,5	11	13	16	18,8	21	15,6
166	María Elena	21,5	20	20	17,8	15,3	13,7	13,3	15,6	17,2	19,7	20,2	21	17,9
167	María Pinto	23	20	20	16	13	11	10	12	13	16	19	20,4	16,1
168	Mariquina	16	14	14	11	9,5	7,5	7	8,4	9	10,5	12,5	14,5	11,1
169	Maule	18,3	16	16	13	11	9,3	9	10	11	13	15,3	16,4	13,2
170	Mauñín	14	13	13	10,1	9,4	7,1	7	8	8,1	10	12	13,1	10,4
171	Mejillones	18,9	17,7	17,7	15,5	13,9	12,5	11,9	12,8	13,7	15,1	16,1	17,9	15,3
172	Melipeuco	15,1	12	12	8,9	5,9	3,8	3,2	4,9	6	9	11,1	14	8,8
173	Melipilla	22,9	19,9	19,9	15,9	12,2	10,3	9,9	11,9	12,9	15,9	18,9	22	16
174	Molina	18,8	15,5	15,5	10,9	7,3	4,5	4,3	6,1	8	11,7	14,6	19,1	11,4
175	Monte Patria	16,6	13,1	13,1	8,2	4,6	1,3	1,2	3,3	6,2	10,5	13,3	15,3	8,9
176	Mostazal	21,1	17,4	17,4	12,6	8,7	6,6	5,8	7,6	9,7	14,1	17,1	19,1	13,1
177	Mulchén	16	13,8	13,8	10,8	8,7	7,1	6,4	7,4	8,8	10,7	12,7	15	10,9
178	Nacimiento	15,1	13,1	13,1	10,2	8,2	7,1	6,2	7,2	8,2	10,2	12,1	14,3	10,4
179	Nancagua	22	19	19	15	11,5	9,5	9,5	10,5	12,5	15,5	18,5	20,5	15,2
180	Natales	9,4	8,2	8,2	6,5	4,5	2,5	2,2	2,9	4,2	5,7	7,4	10,1	6
181	Navidad	22,4	19,9	19,9	15,9	12,4	10,4	9,9	11,4	13,4	16,4	18,9	21,4	16
182	Negrete	16	15	15	12	10	9	8	9	10	12	14	14	12
183	Ninhue	16,6	14,6	14,6	12	10,6	9,3	8,6	9,6	10	11,7	13,7	15,4	12,2
184	Nogales	23	20	20	16	12,4	10,4	10	12	13,4	16,4	19	20,5	16,1
185	Nueva Imperial	15,7	13,7	13,7	11,5	9,5	7,5	7,5	8,5	8,9	10,9	12,7	14,7	11,2
186	Ñiquén	16,4	14,7	14,7	12	10,3	8,9	8	9,3	10	12	14	15,6	12,2
187	Ñuñoa	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19	14
188	O'Higgins	10,6	7,9	7,9	5,3	1,9	-0,9	-0,9	0,6	2,3	5,2	7,5	9,3	4,7
189	Olivar	21	18	18	14	10	8	8	9	11	14	17	20	14
190	Ollague	10,2	10,2	10,2	9,2	6,5	4,5	4,5	6,2	8,2	10,2	11,2	11,2	8,5
191	Olmué	21,5	18,5	18,5	14,5	10,5	8,5	8,5	9,7	11,5	14,5	17,5	22	14,6
192	Osorno	14,7	12,9	12,9	10,7	9,7	6,9	6,9	7,9	8,7	10	11,9	13,7	10,6
193	Ovalle	17,9	16,7	16,7	13,8	11,7	10,4	10	10,6	11,8	13,7	15,4	16,9	13,8
194	Padre Hurtado	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	19,5	14
195	Padre Las Casas	16	14	14	11,2	10	8	7,2	8,2	9	11	13	14,2	11,3
196	Paihuano	9,2	6,2	6,2	2,4	-1,1	-3,4	-4,1	-2,1	0,4	4,2	6,4	8	2,7
197	Paillaco	15,6	13,8	13,8	10,9	9,6	7,6	6,9	8	8,8	10,8	12	14	11
198	Paine	21	17,7	17,7	13,4	9,4	7,4	7,1	8,4	10,4	14	17	19	13,5
199	Palena	13	10,3	10,3	6,7	3,7	0,7	0,7	1,8	3,8	7	9	11,7	6,6
200	Palmilla	22	19,6	19,6	15	11,6	9,6	9	10,6	12,6	15,6	18,6	20,6	15,4
201	Panguipulli	15,3	12,6	12,6	9,1	7,1	4,6	4,3	5,4	7	9,2	11,3	13,3	9,3

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
202	Panquehue	21	18	18	14	11	8	8	10	12	15	18	20,2	14,4
203	Papudo	23,9	20,9	20,9	16,9	13,9	11,9	10,9	12,9	14,9	17,9	20,7	22,1	17,3
204	Paredones	21,4	18,5	18,5	15,4	12,1	10,1	10	11,1	12,5	15,5	17,9	20,4	15,3
205	Parral	17,5	15	15	11,9	9,8	7,8	7,3	8,8	9,8	12	14,2	16,7	12,1
206	Pedro Aguirre Cerda	21	18	18	14	10	8	8	9,8	11	14,2	17	20	14,1
207	Pelarco	20	17,1	17,1	13,6	11,1	9,5	8,6	10	11,5	14	17	17,3	13,9
208	Pelluhue	17	15	15	12,3	10,3	8,5	8,3	9,3	10,3	12,2	14	16	12,3
209	Pemuco	16,2	14,6	14,6	11,7	10,1	8,5	7,6	9,1	9,6	11,7	13,6	15,4	11,9
210	Pencahue	19,1	17	17	13,5	11,1	9,1	8,9	10,1	11,5	13,6	16	19	13,8
211	Penco	16,1	14,1	14,1	12,1	10,1	9,1	8,1	9,1	10,1	12	13,1	16	12
212	Peñaflor	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	19	14
213	Peñalolén	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19,2	14
214	Peralillo	22	20	20	15	12	10	9	11	13	16	19	21	15,7
215	Perquenco	16	14	14	11	9	7,8	7	8	9	10,8	12	14	11,1
216	Petorca	21,2	17,3	17,3	12,3	8,4	5,4	4,7	7,4	10,2	14,9	17,9	22,9	13,3
217	Peumo	21,4	19	19	14,4	11	9	8,4	10	12	15	18	20	14,8
218	Pica	14,2	14	14	12,9	10	8	8,3	10	11,5	13,7	14,2	18,6	12,4
219	Pichidegua	22	19,5	19,5	15,2	11,5	9,5	9,2	10,5	12,5	15,5	18,5	20,5	15,4
220	Pichilemu	21,9	19	19	15,6	12,1	10,1	9,7	11,1	13	16	18,6	20,9	15,6
221	Pinto	18,7	15,5	15,5	11	7,7	5,3	5,1	6,4	8,2	11,8	14,8	15,2	11,3
222	Pirque	21	17,3	17,3	12,5	8,5	6,5	5,8	7,5	9,5	14,3	17	20	13,1
223	Pitrufquén	16	14	14	11	10	8	7	8	9	11	13	14,5	11,3
224	Placilla	22	19	19	15	11,1	9,1	9,1	10,1	12,1	15,1	18,1	20,1	15
225	Portezuelo	17	15	15	12	11	10	9	10	10	12	14	17,3	12,7
226	Porvenir	10,3	8,4	8,4	6,3	3,3	1,1	1,1	2,2	3,9	6,2	8,2	8,1	5,6
227	Pozo Almonte	19,5	18,5	18,5	16,6	14,5	13,1	12,9	13,9	14,6	16,1	17,1	14,9	15,9
228	Primavera	10,9	9,1	9,1	6,6	3,8	1,3	1,4	2,4	4,2	6,2	8,7	9,7	6,1
229	Providencia	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	20	14,1
230	Puchuncaví	23,8	21,6	21,6	17,6	13,7	11,7	10,8	12,8	14,7	17,7	20,7	17	17
231	Pucón	14,6	11,6	11,6	7,7	5	2,5	2,5	3,5	5,5	8,1	10,6	12,6	8
232	Pudahuel	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	20	14,1
233	Puente Alto	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19,3	14
234	Puerto Montt	14,4	13	13	9,9	8	6	5,7	6,3	7,5	9,6	11,6	13,7	9,9
235	Puerto Octay	14,1	12,5	12,5	9,6	8	5,9	5,6	6,5	7,3	9,6	11,3	13,1	9,7
236	Puerto Varas	14,2	12,4	12,4	8,7	6,2	3,7	3,7	4,4	6	8,7	10,7	13,2	8,7
237	Pumanque	21,9	19,3	19,3	15,6	12	10	9,6	11	12,9	15,9	18,9	20,9	15,6
238	Punitaqui	19,9	17,8	17,8	14,3	11,8	9,7	9,1	10,2	12,3	14,9	16,8	18,8	14,5
239	Punta Arenas	9,7	8,4	8,4	6,7	4,1	2,1	2	2,8	4,4	6,2	7,9	9,5	6
240	Puqueldón	14,7	12,7	12,7	10,7	9,7	7,2	6,7	7,7	8,7	10,7	11,7	13,7	10,5
241	Purén	15,6	13,6	13,6	10,6	9,2	7,5	6,5	7,6	8,6	10,6	12,6	14,2	10,8
242	Purranque	14	12,3	12,3	10	8,7	6,5	6,5	7,4	8	10	11,3	13	10
243	Putendo	19,2	15,3	15,3	9,7	6,3	3,3	2,7	5,3	7,7	12,3	15,3	20	11

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
244	Putre	11,2	11,2	11,2	10,2	8,1	6	6,3	7,7	9,3	11,1	12	10,8	9,6
245	Puyehue	14	12	12	8,9	7,1	4,5	4,2	5,2	6,5	8,9	10,6	12,9	8,9
246	Queilén	15	13	13	10,9	9,9	7	7	8	8,9	10,9	12	14	10,8
247	Quellón	15,1	13,2	13,2	10,9	9,3	7	7	8	8,6	10,9	12,1	14	10,8
248	Quemchi	15	13	13	11	10	8	7	8	9	10	12	14	10,8
249	Quilaco	16,5	13,6	13,6	9,6	7,1	4,7	4,2	5,7	7,6	10,1	12,1	15	10
250	Quilicura	21	18	18	14	10	8	8	9,9	11	14	17	19	14
251	Quilleco	16,6	14,4	14,4	10,8	9,1	7,1	6,4	7,9	8,6	11,3	12,9	14,5	11,2
252	Quillón	16	14	14	12	10	9	8	9	10	11	13	16	11,8
253	Quillota	23,2	20,5	20,5	16,5	12,5	10,5	10,2	12,2	13,5	16,5	19,5	19,7	16,3
254	Quilpué	21,4	18,7	18,7	14,7	10,7	8,7	8,4	9,7	11,7	14,7	17,7	22,8	14,8
255	Quinchao	15	13	13	11	10	8	7	8	9	11	12	14	10,9
256	Quinta de Tilcoco	21,9	18,9	18,9	14,9	10,9	8,9	8,9	9,9	11,9	15,4	17,9	20,4	14,9
257	Quinta Normal	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	19,1	14
258	Quintero	24	22	22	18	14	12	11	13	15	18	21	19,7	17,5
259	Quirihue	16,2	14,2	14,2	12	10,2	8,4	8,2	9,2	10	11,2	13,2	15	11,8
260	Rancagua	21	18	18	14	10	8	8	9	11	14	17	20	14
261	Ranquil	16,7	14,8	14,8	12	10,8	9,8	8,8	9,8	10	11,8	13,8	15,2	12,3
262	Rauco	21,7	18,9	18,9	14,9	12	10	9,2	11	12,9	15,9	18	17,2	15
263	Recoleta	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19	14
264	Renaico	15,9	13,9	13,9	11,7	9,7	7,9	7,7	8,7	9,7	10,9	12,9	14,8	11,5
265	Renca	21	18	18	14	10	8	8	10	11	14	17	20	14,1
266	Rengo	20,5	17,1	17,1	12,7	8,7	6,4	6,4	7,7	9,7	13,7	16,1	19,1	12,9
267	Requínoa	20,1	16,6	16,6	12	8,2	5,7	5,5	7	9,2	12,9	15,8	18,6	12,3
268	Retiro	17	15	15	12	10,9	8,9	8	9,9	10	12	14	16,3	12,4
269	Rinconada	21,1	18,1	18,1	14	10,9	7,9	7,9	9,9	12	15,1	18,1	11,3	13,7
270	Río Bueno	14,8	12,6	12,6	9,6	8,2	5,9	5,8	6,8	7,4	9,4	11,5	13,1	9,8
271	Río Claro	20,7	18,6	18,6	14,6	11,9	9,3	8,9	10,3	12	15	17,7	18	14,6
272	Río Hurtado	14,8	11,6	11,6	7,2	3,6	0,8	0,6	2,5	5,2	9,1	11,6	13,4	7,7
273	Río Ibañez	13,4	10,4	10,4	7,3	3,9	0,8	0,8	2,4	4,3	7,4	9,4	11,8	6,9
274	Río Negro	14	12,5	12,5	10	8,7	6,5	6,5	7,5	8	10	11,5	13	10,1
275	Río Verde	9,6	8,3	8,3	6,5	4,3	2,2	2,1	2,8	4,3	5,9	7,7	9,2	5,9
276	Romerol	18,2	14,8	14,8	9,9	6,2	3,3	3,2	5	7,1	10,9	13,9	20	10,6
277	Saavedra	16,3	14,3	14,3	12	10	8,3	8	9	10	12	13,3	15	11,9
278	Sagrada Familia	20,2	18,1	18,1	14,1	12	9,9	9	10,9	12	15	17,1	16,8	14,4
279	Salamanca	19,4	15,6	15,6	10,3	6,3	3,2	2,7	5,2	8,1	12,8	15,8	18	11,1
280	San Antonio	23	20	20	16	12,5	11	10	12	13,5	16	19	22	16,3
281	San Bernardo	21	18	18	14	10	8	8	9,7	11	14,1	17	19	14
282	San Carlos	16	14,7	14,7	12	10,3	9	8,3	9,3	10	12	14	15,8	12,2
283	San Clemente	18,4	14,9	14,9	10,3	6,9	4,2	3,7	5,4	7,6	11,4	14,4	19,7	11
284	San Esteban	16,7	12,7	12,7	7,8	3,9	0,9	0,8	2,9	5,6	9,9	12,9	20,1	8,9
285	San Fabián	19,1	15,4	15,4	11,1	7,5	4,8	4,8	6,5	8,5	12	15,1	15,3	11,3



id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)											MEDIA ANUAL (RGA)	
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV		DIC
286	San Felipe	21,2	18,1	18,1	14	10,9	7,9	7,9	9,9	12	15,1	18,1	17,5	14,2
287	San Fernando	18,9	15,4	15,4	10,6	7,2	4,4	3,9	5,6	8,2	12	14,8	17,8	11,2
288	San Gregorio	10,8	8,6	8,6	6,4	3,6	1,1	1,1	2,2	4,1	6,3	8,4	9,1	5,9
289	San Ignacio	16	14,6	14,6	11,6	10,6	8,6	7,6	9,3	9,6	11,6	13,6	17,4	12,1
290	San Javier	18	15,7	15,7	12,7	10,9	9	8,4	9,9	10,7	12,7	14,7	16	12,9
291	San Joaquín	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19	14
292	San José de Maipo	13	9,3	9,3	4,5	0,6	-2,2	-2,3	-0,3	1,9	5,9	9	20	5,7
293	San Juan de la Costa	14,3	12,3	12,3	10,2	9	6,4	6,3	7,2	8,2	10,2	11,3	13,2	10,1
294	San Miguel	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	20	14,1
295	San Nicolás	16,1	15	15	12	11	9,1	9	10	10	12	14	15	12,4
296	San Pablo	14,9	12,9	12,9	10,8	9,8	6,8	6,8	7,8	8,8	10	11,9	13,8	10,6
297	San Pedro	22,8	20	20	16	12	10,7	10	11,8	13	16	19	21,2	16
298	San Pedro de Atacama	13,6	12,6	12,6	11,3	8,3	6,5	6,5	8,8	10,5	12,8	13,4	14	10,9
299	San Pedro de la Paz	17	15	15	13	11	10	9	10	11	12	14	15,1	12,7
300	San Rafael	19,8	17,6	17,6	13,8	11,8	10	9	10,8	11,8	14,6	16,8	17,1	14,2
301	San Ramón	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	20	14,1
302	San Rosendo	16	14,1	14,1	12	11	9	8	10	10	12	14	15,1	12,1
303	San Vicente	22	19	19	15	11	9	9	10	12	15,1	18	20,1	14,9
304	Santa Bárbara	16,9	14,4	14,4	10,5	8,5	6,3	5,7	7,1	8,2	11,1	13	15	10,9
305	Santa Cruz	22	19,5	19,5	15	11,8	9,8	9,1	10,8	12,8	15,8	18,5	20,5	15,4
306	Santa Juana	16	13,8	13,8	11,8	10,3	8,6	7,8	9,3	9,8	11,5	13,4	16	11,8
307	Santa María	21,7	17,7	17,7	12,4	8,8	5,8	5,4	7,8	10,4	14,7	17,7	20,2	13,4
308	Santiago	21	18	18	14	10	8	8	9,3	11	14,7	17	20	14,1
309	Santo Domingo	23	20,5	20,5	16,5	12,5	11	10,5	12	13,5	16,5	19,5	21,5	16,5
310	Sierra Gorda	19,5	17,7	17,7	15,4	12,6	10,9	10,6	13	14,7	17,6	18,3	19,1	15,6
311	Talagante	21,1	18,1	18,1	14,1	10,1	8,1	8,1	9,4	11,1	14,1	17,1	19	14
312	Talca	18,9	16	16	13	11	9,9	9	10	11	13	15,9	18,8	13,6
313	Talcahuano	17	15	15	13	11	10	9	10	11	12	14	14,8	12,7
314	Taltal	17,7	15,8	15,8	13	9,9	7,8	7,5	10	11,7	15,2	15,9	17	13,1
315	Temuco	16	14	14	11,3	9,8	8	7,3	8,3	9	11	12,8	14,5	11,3
316	Teno	22	19	19	14,5	11,5	9,1	9	10,1	12,5	15,5	18,5	19,1	15
317	Teodoro Schmidt	16,4	14,4	14,4	12	10	8	8	9	9,8	11,8	13	15	11,8
318	Tierra Amarilla	13,8	10,9	10,9	7	3,4	0,5	0,1	3,3	6,1	10,1	11,6	13	7,5
319	Tiltil	21	18	18	14	10,3	8	8	9,3	11,3	14,3	17,3	19,8	14,1
320	Timaukel	9	7,4	7,4	5,5	2,7	0,5	0,6	1,7	3,1	5,1	7	13,5	5,3
321	Tirúa	16,6	14,6	14,6	11,6	10,6	8,6	7,6	9,1	9,6	11,6	13,6	14,6	11,9
322	Tocopilla	20,8	19,6	19,6	17,8	15,6	14,2	13,8	15,1	15,9	17,3	18,6	19,8	17,3
323	Toltén	16,6	14,6	14,6	11,6	9,9	7,9	7,6	8,6	9,6	11,5	12,9	14,9	11,7
324	Tomé	16	14,7	14,7	12	10,7	9,7	8,7	9,7	10	12	13,7	16	12,3
325	Torres del Paine	8,5	7,1	7,1	5,1	2,9	0,4	0,3	1,2	2,7	4,6	6,3	8,6	4,6
326	Tortel	12,7	10,3	10,3	7,9	4,7	2,2	2,1	3,3	4,9	7,6	9,8	11,5	7,3
327	Traiguén	16	14	14	11	9,4	8	7	8	9	11	12,4	14,4	11,2

id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												MEDIA ANUAL (RGA)
		Ene	Feb	Mar	Abr	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
328	Treguaco	16,6	15	15	12	11	10	9	10	10	12	14	16	12,5
329	Tucapel	17,4	14,7	14,7	11	8,3	6,7	6	7,3	8,7	11,4	13,7	15,3	11,3
330	Valdivia	15,9	13,9	13,9	11,1	9,9	7,9	7,8	8,1	9,1	11	12,9	14,9	11,4
331	Vallenar	18,1	16,1	16,1	13	10	7,5	7,3	9,4	11,1	14,1	15,8	17,1	12,9
332	Valparaíso	22,2	20,1	20,1	16,1	12,2	10,2	9,2	11,2	13,2	16,2	19,1	23	16,1
333	Vichuquén	20,4	18	18	14,4	12	10,6	10	11	12	14,4	17	21	14,9
334	Victoria	15,6	13,5	13,5	10,4	8,4	6,7	6,4	7,4	8,4	10,3	12	14	10,5
335	Vicuña	11,6	8,9	8,9	4,9	1,8	-0,8	-1,5	0,8	3,2	6,8	9,1	10,7	5,4
336	Vilcún	15,7	13,5	13,5	10,4	8,2	6,2	6,1	7,1	8,2	10,2	11,9	14	10,4
337	Villa Alegre	17,7	15,6	15,6	12,6	11	9,1	8,6	10	10,6	12,6	14,7	16,7	12,9
338	Villa Alemana	21,4	18,9	18,9	14,9	10,9	8,9	8,4	9,9	11,9	14,9	17,9	21,2	14,8
339	Villarrica	15,9	13,4	13,4	10,3	8,3	6,3	6,2	7,3	8,3	10,3	12	13,9	10,5
340	Viña del Mar	22,6	20,6	20,6	16,6	12,6	10,6	9,6	11,6	13,6	16,6	19,6	19,9	16,2
341	Vitacura	21	18	18	14	10	8	8	9	11	15	17	19,7	14,1
342	Yerbas Buenas	18,4	16	16	13	11	9,4	9	10	11	13	15,4	16,5	13,2
343	Yumbel	16	14,6	14,6	12	10,8	9	8	9,8	10	11,8	13,8	16	12,2
344	Yungay	16,7	14,3	14,3	11,4	9,1	7,8	6,9	8,1	9,3	11,6	13,3	16	11,6
345	Zapallar	23,5	20,5	20,5	16,5	13,5	11,5	10,5	12,5	14,5	17,5	20	20,2	16,8



DACLIMA S.A.

1. INFORMACIÓN PRODUCTO Y EMPRESA

- ▶ EMPRESA: Daclima S.A.
- ▶ NOMBRE TIPO DE PRODUCTO: Sistemas Fotovoltaicos Aislados y Conectados a Red
- ▶ NOMBRE DEL PRODUCTO DE LA EMPRESA: Sistemas Fotovoltaicos.
- ▶ WEB: www.daclima.cl
- ▶ TELÉFONOS: (56 2) 2822 9900



2. DESCRIPCIÓN

2.1. Definición general del producto

Nuestra experiencia solar se inicia hace 14 años, con la instalación de 100 paneles solares en 200 m² para abastecer de agua caliente a la Escuela de Carabineros. Hoy es el proyecto más grande de Chile.

Buscando la innovación tecnológica, el 2001 empezamos la fabricación de paneles planos, que hasta hoy se utilizan con éxito en domicilios.

Desde esta fecha hasta hoy hemos ejecutado más de 90 proyectos solares residenciales y 9 edificios.

Para mejorar nuestro producto, el 2008 incorporamos el software TSCL como herramienta de diseño.

Con el objeto de especializarnos, el 2009 realizamos una capacitación tecnológica en la Universidad de Cataluña, España, líder en innovación solar.

En el 2010 participamos en la dirección del programa solar de la Corporación de Desarrollo CDT.

2.2. Propiedades

Atentos a las innovaciones tecnológicas mundiales para sistemas de climatización que incorporan ahorro energético y cuidado del medio ambiente, hemos desarrollado y ofrecemos las mejores alternativas a nuestros clientes.

Somos una de las pocas empresas colaboradoras de Chilectra, a través de su proyecto Ecoenergía, que busca contribuir al ahorro de energía y cuidado del medioambiente.

INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR

Desde 1997, con la reparación y automatización de un sistema consistente en 200 paneles y acumulación de 40.000 litros para abastecer de agua caliente a la Escuela de Carabineros de Chile.

Fue el preámbulo de lo que hoy es nuestro liderazgo técnico en el tema. Hemos sido reconocidos por los organismos técnicos a cargo del subsidio para colectores solares con una instalación modelo en el Edificio Alto Serrano.

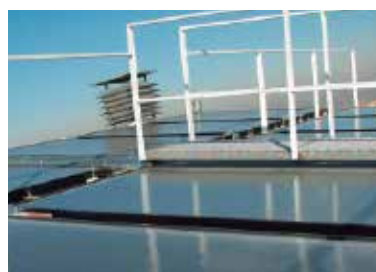
SISTEMAS MODULARES, QUE PERMITEN EL CONTROL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Sistemas utilizados en la calefacción que permiten el control de la demanda de energía, lo cual contribuye al ahorro de energía.

TECNOLOGÍA DE CONDENSACIÓN PARA CALEFACCIÓN

Se trata de un sistema que permite ahorrar hasta un 30% de energía en equipos de calentamiento de agua utilizando gas. Reutiliza los gases que salen del ambiente. También permite instalaciones en cascada para adecuar las potencias a demandas puntuales.

IMÁGENES



BOMBAS DE CALOR AEROTÉRMICAS Y GEOTÉRMICAS

Permiten ahorros de hasta un 70% en comparación a otros sistemas de producción de agua caliente y calefacción.

Los equipos de geotermia aprovechan la estabilidad térmica del subsuelo.

Los sistemas de aerotermia permiten aprovechar la energía del aire. Su rendimiento es elevado, incluso con muy bajas temperaturas exteriores.

2.3. Áreas de negocios

- Proyectos y montajes de sistemas de calefacción, aire acondicionado y sistemas de energía solar
- Comercialización de calderas, calefactores, equipos de aire acondicionado, paneles solares y bombas de calor
- Mantenimiento de sistemas de calefacción y aire acondicionado.
- Servicio técnico de equipos de climatización

3. INFORMACIÓN TÉCNICA

3.1. Respaldo técnico

Los técnicos e ingenieros de Daclima han asistido a cursos dictados por multinacionales como Trane Ingersoll Rand, York, Lennox, LG, Anwo, Chromagen, Buderus, Junkers, Riello, Sime, Baxi y KBB.

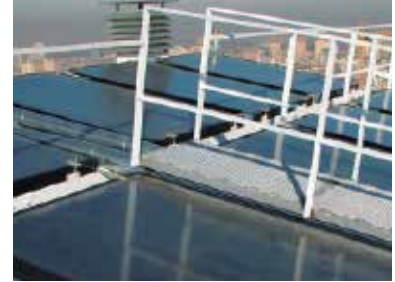
Equipo de 110 personas, liderado por socios/gerentes con vasta experiencia y capacitación en cada una de las áreas.

- Eficiencia energética
- Aire acondicionado
- Servicio técnico

3.2. Normas y estándares de calidad que satisface

Con certificación ISO 9001-2000 en el año 2000 y 9001 - 2007 en el año 2010 en servicio de atención al cliente para sistemas de climatización industrial y de confort.

IMÁGENES



PROCOPRE

1. INFORMACIÓN PRODUCTO Y EMPRESA

- ▶ EMPRESA: International Copper Association, Chile
- ▶ NOMBRE TIPO DE PRODUCTO: Cableado para Instalaciones Fotovoltaicas.
- ▶ NOMBRE DEL PRODUCTO DE LA EMPRESA: Dimensionamiento Económico y Ambiental de los Conductores Eléctricos (DEAC).
- ▶ WEB: www.procobre.org
- ▶ TELÉFONOS: (56 2) 2335 3264



2. DESCRIPCIÓN

2.1. Definición general del producto

Aumentar la sección de conductores eléctricos contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 en la atmósfera.

El cobre es un elemento clave y es componente básico en la implementación de las energías renovables y eficiencia energética. Contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 en aplicaciones tan diversas como edificación verde y el mejoramiento de la calidad del aire. Su aplicación en los circuitos eléctricos mejora la eficiencia y disminuye las emisiones contaminantes, lo que queda demostrado a través del uso de los criterios del Dimensionamiento Económico y Ambiental de los Conductores Eléctricos (DEAC).

DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO DEAC

Es un software amigable para los proyectistas de instalaciones eléctricas y público en general interesados en conocer y dimensionar circuitos eléctricos con conductores de cobre de baja tensión hasta 1.000 volts, considerando criterios técnicos y ambientales.

El presente software está desarrollado conforme las normativas vigentes en Chile, de acuerdo a los costos de materiales y de instalación, y a la sección (calibre) de los conductores comerciales existentes en el mercado. Es de utilidad para los especialistas en áreas de mantenimiento, ya que les permitirá tomar la decisión en cuanto a la ventaja de sustituir conductores en uso por 15 a 20 años, además de ayudar en la disminución del calentamiento global.

DIMENSIONAMIENTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS (DEAC)

La función de un cable de alimentación de energía eléctrica es conducirla en la forma más eficiente y respetuosa del medio ambiente como sea posible, desde la fuente hasta el punto de utilización. Sin embargo, debido a su resistencia eléctrica, el cable disipa en forma de calor (pérdidas Joule), una parte de la energía transportada, por lo que no se obtiene una eficiencia del 100% y se genera, además, la necesidad de generar de energía adicional, la que contribuye al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (CO2) en la atmósfera.

La energía disipada se transforma en un aumento en los costos de operación en el equipo que está siendo alimentado y en la instalación eléctrica en su conjunto. Esta sobrecarga financiera se extiende por toda la vida útil del proceso. Este ítem es cada vez más importante en la operación de edificios e industrias. En este sentido, todos los esfuerzos deben hacerse para contener los gastos innecesarios. Estudios revelan que, a lo largo del ciclo de vida de los conductores y cables eléctricos, las más significativas emisiones de CO2 (gas de efecto invernadero)

IMÁGENES



son producidas cuando los conductores están siendo utilizados en el transporte de energía eléctrica, siendo relativamente pequeños en la fase de fabricación y desecho de esos productos. De esta forma, mantenidas todas las demás características de la instalación, la forma más adecuada de disminuir las pérdidas Joule en los conductores y cables, y como consecuencia, las emisiones de CO₂, sería aumentando la sección nominal de los conductores eléctricos.

Atendiendo a estos criterios es que se desarrolló este software DEAC, comparando la sección técnica del circuito y la sección económica y ambiental del mismo. Estos criterios son aplicables a todos los tipos de instalaciones eléctricas de baja y media tensión, tanto en instalaciones industriales y comerciales como en redes públicas de distribución de energía eléctrica.

El impacto del uso de esta herramienta que ICA pone a disposición de los profesionales relacionados con la proyección y ejecución de instalaciones eléctricas es de gran importancia para la eficiencia en la conducción de la energía y la disminución del impacto en el medio ambiente.

2.2. Usos del DEAC

Este sistema de dimensionamiento puede ser usado en aplicaciones comerciales e industriales.

2.3. Presentación del producto

- Manual: Dimensionamiento Económico y Ambiental de Conductores Eléctricos.
- Software: Herramienta digital para incorporar los criterios DEAC en proyección de instalaciones eléctricas.

Disponibles para descarga gratuita en: www.programacasasegura.org/deac

3. ¿QUIÉNES SOMOS?

International Copper Association, Ltd. (ICA), como miembro de Copper Alliance, es una organización líder en la promoción del metal rojo a nivel mundial, que lleva más de 50 años integrando actividades a nivel global. Las 43 empresas internacionales que la componen representan el 60% de la producción mundial de este metal, de los cuales 11 son las mayores productoras de cobre y sus aleaciones.

La red mundial abarca casi 500 miembros y socios a nivel global. Su casa matriz se encuentra en Nueva York, Estados Unidos y cuenta con oficinas regionales en Bruselas, Nueva York, Santiago de Chile y Singapur; además de mantener 31 oficinas en 24 países en los 5 continentes.

ICA trabaja promoviendo el uso de del cobre en el ámbito de la eficiencia energética a nivel de gobiernos, instituciones, academias e industrias. Para ello participa en iniciativas que tienen relación con el apoyo a la formulación y ejecución de políticas apropiadas, códigos, normas, reglamentos, así como educar y capacitar a especialistas, diseñadores de circuitos y redes eléctricas y usuarios en general.

La estrategia de ICA consiste en reposicionar las cualidades únicas del cobre, principalmente en el aspecto del desarrollo sustentable, donde el cobre concentra una gran ventaja en mejorar la sustentabilidad de los productos que lo contienen.

IMÁGENES



SINDES LTDA

1. INFORMACIÓN PRODUCTO Y EMPRESA

- ▶ EMPRESA: Sindes Ltda.
- ▶ NOMBRE TIPO DE PRODUCTO: Plantas Fotovoltaicas
- ▶ NOMBRE DEL PRODUCTO DE LA EMPRESA: Diseño Plantas Fotovoltaicas y Permisos Ambientales
- ▶ WEB: www.sindes.cl
- ▶ TELÉFONOS: (56 2) 2881 7978 - (56 9) 7555 1414



2. DESCRIPCIÓN

2.1. Definición general del producto

Sindes Ltda. realiza el diseño, construcción y puesta en servicio de instalaciones fotovoltaicas, tanto en suelo como en techos de plantas industriales y viviendas. Preferentemente la empresa ejecuta las siguientes actividades: desarrollo de proyectos completos hasta la obtención de todas las autorizaciones; desarrollo de proyectos de manera compartida con el dueño del proyecto, donde Sindes Ltda. aporta el diseño, ingeniería y la gestión de permisos, ejecución de proyectos llave en mano de instalaciones fotovoltaicas en cubierta; desarrollo de operación y mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas tanto en suelo como en cubierta.

2.2. Propiedades

Sindes Ltda. se adapta a las necesidades del Cliente, entregando un servicio integral (técnico, económico y legal) o enfocándose solo en la parte técnica.

3. INFORMACIÓN TÉCNICA

En Abril de 2013 Sindes Ltda. firma un convenio de colaboración con Sólida Energías Renovables, con el propósito de desarrollar productos y servicios fotovoltaicos, que comprende la siguiente información técnica.

3.1. Análisis de viabilidad

Se realizan estudios de viabilidad de plantas fotovoltaicas en suelo con y sin seguidores, así como análisis de cubiertas fotovoltaicas.

El estudio de viabilidad comprende las siguientes fases:

- Análisis de emplazamiento: análisis del recurso solar, propuesta de distribución optimizada adecuada al emplazamiento, estudios de alternativas de conexión a red.
- Cuantificación detallada de los elementos claves del proyecto: cálculo de la producción energética, cálculo de Performance Ratio (PR), cálculo de costes de inversión de la planta (CAPEX), cálculo de los costes de operación y mantenimiento de la planta (OPEX).
- Análisis de rentabilidad de la planta fotovoltaica adaptándolo a las particularidades financieras de cada proyecto y cada cliente.

IMÁGENES



3.2. Tramitación administrativa de permisos

Nos hacemos cargo de las particularidades de la tramitación administrativa sectorial y ambiental de los proyectos fotovoltaicos en cada región, para lo cual dispone de los siguientes recursos: una orientación optimizada de la tramitación administrativa, en base a las particularidades de cada proyecto; un conocimiento acabado de los requerimientos de las distintas autoridades, organismos públicos, ambientales y compañías eléctricas; un soporte técnico de primer nivel que permite responder ágilmente a todos los requerimientos imprevistos planteados por los organismos públicos; un elenco de planteamientos alternativos, basados en la experiencia previa en tramitación, que permite soslayar dificultades administrativas que normalmente se plantean como insalvables.

3.3. Oficina técnica

Se cuenta con una oficina técnica que le permite ofrecer un servicio ágil y flexible en todas las áreas claves en el desarrollo de los proyectos: proyectos asociados a la instalación fotovoltaica (memorias, estudios y Declaraciones de Impacto ambiental; proyectos básicos o anteproyectos, proyectos de ejecución; memorias urbanísticas para la autorización de uso del suelo); proyectos asociados a la infraestructura de líneas de transmisión eléctrica de la instalación fotovoltaica (solicitudes de acceso a red para todas las compañías eléctricas, análisis de trazado de líneas eléctricas; memorias, estudios y Declaraciones de Impacto Ambiental; anteproyectos de líneas y subestaciones, proyecto de ejecución de líneas y subestaciones; confección de la relación de bienes y derechos afectados).

3.4 Ingeniería

Se dispone de un departamento de ingeniería, con acreditada experiencia en el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas. El rango de servicios ofrecidos comprende:

- Ingeniería básica: análisis de recurso solar, diseño de la configuración del generador fotovoltaico, diseño eléctrico hasta el punto de conexión, implantación optimizada del generador fotovoltaico, cálculo del performance ratio (PR) de la instalación.
- Ingeniería de Detalle: obra civil (instalaciones en suelo, diseño de camino y accesos, diseño de cimentaciones, diseño de red de drenajes, diseño de red de canalizaciones, instalaciones en cubierta, cálculo de capacidad portante de cubierta); eléctrica (red de baja tensión corriente continua, red de baja tensión corriente alterna, red de media tensión, subestación transformadora, línea eléctrica de conexión).
- Licitación de EPC: desarrollo completo de documentos de licitación; condiciones administrativas, memorias técnicas (eléctricas, civiles, control), especificaciones técnicas (eléctricas, civiles y control), modelos de contrato; soporte técnico durante la fase de licitación: precalificación de contratistas, gestión de aclaraciones, análisis de ofertas, soporte técnico, financiero y legal para cierre de acuerdo de EPC.

3.5 Construcción y puesta en marcha

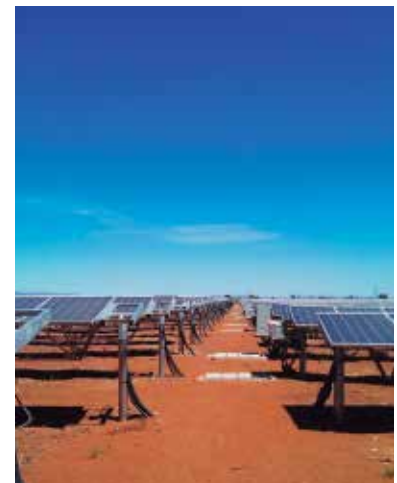
El equipo de construcción está orientado a prestar un servicio adaptado a las necesidades de cada Cliente, que se resume en dos enfoques principales:

- Ingeniería de asesoría y administración del proyecto: donde el equipo realiza la supervisión completa del contrato de EPC, haciendo especial énfasis en: planificación de proyecto, supervisión de especificaciones de equipos principales, supervisión de ingeniería de EPC, supervisión de las obras civiles, supervisión de montaje eléctrico, supervisión de puesta en marcha.
- Ingeniería de EPC: Donde el equipo desarrolla las partes del contrato EPC para el dueño, especificación de equipos principales, control y seguimiento de la fabricación, realización de ingeniería de detalle (civil y eléctrica).

3.6 Operación y mantenimiento (O&M)

Se cuenta con un equipo especializado en la realización de la operación y mantenimiento de instalaciones, que permite al Cliente optimizar al detalle los costos de explotación de la Planta Fotovoltaica: servicio integral de O&M, consultoría tecnológica relativa a servicios de O&M, definición de especificaciones técnicas y contratos de O&M, asesoramiento en la organización de equipos de O&M y definición de perfiles de personal, elaboración de programas de formación para personal de O&M, definición de Manuales de Mantenimiento Preventivo, elaboración de procedimientos de trabajo, establecimiento de indicadores de rendimiento de los trabajos de O&M.

IMÁGENES



SOLENER LTDA.

1. INFORMACIÓN PRODUCTO Y EMPRESA

- ▶ EMPRESA: Solener Ltda.
- ▶ NOMBRE TIPO DE PRODUCTO: Sistemas Solares Fotovoltaicos Off-Grid y On-Grid
- ▶ NOMBRE DEL PRODUCTO DE LA EMPRESA: Panel fotovoltaico Kyocera
- ▶ WEB: www.solener.cl
- ▶ TELÉFONOS: (56 2) 2453 7687



2. DESCRIPCIÓN

2.1. Definición general del producto

Solener Ltda., especialistas en sistemas solares fotovoltaicos, con más de 12 años de experiencia efectuando proyectos fotovoltaicos desde la ingeniería hasta la implementación. Proveemos servicios de consultoría e ingeniería al más alto nivel, enfocándonos, principalmente, en proyectos de generación eléctrica fotovoltaica y comercializando equipamiento, servicio técnico y asesoría para sistemas fotovoltaicos en pequeña escala hasta la implementación de grandes proyectos industriales.

Somos distribuidores exclusivos en Chile de Kyocera Solar y Power-Sonic. Además, somos distribuidores autorizados de Fronius, Phocos, Victron Energy y Yingli Solar, lo que nos permite entregar la garantía técnica de los fabricantes y realizar servicio técnico a todos los equipos que ofrecemos.

SERVICIOS DE INGENIERÍA

Contamos con la experiencia comprobada y el personal profesional calificado para entregar y desarrollar la solución óptima para los diferentes requerimientos de cada cliente.

Ingeniería básica

- Propuesta del Sistema FV adecuado según requerimientos del cliente y listado de equipos recomendados.
- Desarrollo del Diagrama en bloque de Sistema FV.
- Informe de Factibilidad del Sistema FV.
- Informe del Balance Energético del Sistema FV, entre otros.

Ingeniería de detalle

- Memoria de Cálculo del dimensionamiento del Sistema FV.
- Memoria de Cálculo de cables y protecciones eléctricas.
- Desarrollo de planos de planta y ubicación de los equipos del sistema FV.
- Planos de estructuras de montaje.
- Diagrama Unilineal y Diagrama de Conexión Equipos FV.
- Lay-out Tableros Eléctricos.

PANEL FOTOVOLTAICO KYOCERA

La energía solar constituye un factor decisivo en el camino hacia un futuro basado en las energías alternativas. Con más de 38 años en la industria, Kyocera se encuentra entre las empresas pioneras en el sector fotovoltaico.

La excelente calidad, íntegramente controlada, el enorme coeficiente de rendimiento y la larga vida útil de los módulos solares de Kyocera, así como su posicionamiento como consorcio de renombre mundial dentro del sector de la industria fotovoltaica son solo algunas de las razones que demuestran la excelencia de Kyocera.

IMÁGENES



3. INFORMACIÓN TÉCNICA

3.1. Modelos o tipos

- Panel fotovoltaico Kyocera
- Modelo KD140SX-UFBS de 140Wp.

3.2. Características cuantitativas y/o cualitativas

ESPECIFICACIONES ELECTRICAS KYOCERA KD140SX-UFBS		
Condiciones estándar de prueba (STC) STC = 1000 W/m ² , temperatura del módulo 25o C, AM 1,5		
PMP	140	W
VMP	17,7	V
IMP	7,91	A
VOC	22,1	V
ISC	8,68	A
Ptolerancia	+5/-5	%
Temperatura de operación nominal de la celda (NOCT) NOCT = 800 W/m ² , temperatura ambiente 20o C, AM 1,5		
TNOCT	45	oC
PMAX	101	W
VMP	16	V
IMP	6,33	A
VOC	20,2	V
ISC	7,03	A
Coeficientes de temperatura		
PMAX	-0,45	%/oC
VMP	-0,52	%/oC
IMP	0,0066	%/oC
VOC	-0,36	%/oC
ISC	0,06	%/oC
"Temperatura de operación"	-40 a +90	oC
Diseño		
Fusible en serie		15A
Máxima tensión DC del sistema (UL)		600V
Impacto de granizo (23 m/s)		25mm

3.3. Normas y estándares de calidad que satisface

- Panel fotovoltaico Kyocera
- Listado UL
- QIGU.E173074
- Cumple con las normas y estándares NEC 2008, UL 1703, ISO 9001, e ISO 14001.
- Certificado y registrado UL1703, UL Fire Safety Class C, Class I, Div II
- Certificado IEC61215 Ed 2 IEC61730 por JET

IMÁGENES



SMA

1. INFORMACIÓN PRODUCTO Y EMPRESA

- ▶ EMPRESA: SMA South America SpA
- ▶ NOMBRE TIPO DE PRODUCTO: Inversores Fotovoltaicos
- ▶ NOMBRE DEL PRODUCTO DE LA EMPRESA: Sunny Boy, Sunny Tripower, Sunny Boy Smart Energy, Sunny Central, Sunny Island, Sunny Webbox, Sunny Home Manager.
- ▶ WEB: www.sma-solar.com
- ▶ TELÉFONOS: (56 2) 2820 2100



2. DESCRIPCIÓN

Acerca de SMA

El Grupo SMA, con un volumen de ventas de 1.500 millones de euros el año 2012, es la principal empresa de inversores fotovoltaicos a escala mundial, un componente clave de todas las plantas fotovoltaicas. Además, como grupo que se ocupa de la gestión de la energía, ofrece innovadoras tecnologías que son clave para las estructuras de suministro energético del futuro. Tiene su sede principal en Niestetal, localidad alemana cercana a Kassel, y está representada en 21 países de todo el mundo. Desde el año 2012, SMA Solar Technology cuenta con una subsidiaria de Ventas, Consultoría Técnica y Servicios en Chile que atiende todo Sudamérica. Este grupo empresarial cuenta con más de 5.000 empleados en todo el mundo. La amplia cartera de productos de SMA incluye inversores compatibles para todos los tipos de módulos fotovoltaicos del mercado, así como para cualquier clase de potencia. La gama de productos incluye tanto inversores para plantas fotovoltaicas conectadas a la red como inversores para sistemas aislados. Por lo tanto, SMA puede ofrecer un inversor ideal para cualquier tipo y tamaño de planta. Desde el año 2008, la empresa matriz del Grupo, SMA Solar Technology AG, cotiza en el Prime Standard de la Bolsa de Fráncfort (S92) y también en el índice TecDAX. Estos últimos años SMA ha recibido numerosos premios por su excelencia empresarial y en los años 2011 y 2012 quedó en primer lugar en el concurso alemán "Great Place to Work®" y en cuarto lugar en 2013.

2.1. Definición general del producto

Con una vida útil de más de 20 años y un rendimiento de más del 99%, los inversores de SMA marcan tendencia. La receta del éxito es la combinación de las últimas tecnologías con los más modernos métodos de producción. Con el SMA Grid Guard y el Electronic Solar Switch (ESS), SMA ofrece los sistemas de seguridad más fiables que existen actualmente en el mercado.

2.2. Propiedades

Ningún otro equipo en el mercado le ofrece semejante facilidad de uso junto con una tecnología de punta y un innovador sistema de montaje y comunicación.

TECNOLOGÍA PUNTA

- Rendimiento de más de 99%
- Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- Con o sin transformador de aislamiento, con topología H5
- Refrigeración por convección
- Regulación de MPP OptiTrac

IMÁGENES



Sunny Boy 1300TL / 1600TL / 2100TL



Sunny Boy 2000H / 2500H / 3000H



Sunny Boy 2500TL / 3000TL / 4000TL / 5000TL



Sunny Tripower 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

CAPACIDADES

- Sunny Boy: desde 240W hasta 5kW
- Sunny Tripower: desde 5 hasta 20kW
- Sunny Central: desde 500 hasta 1.000kW
- Sunny Island: desde 3,6kW hasta 300kW (Multi Cluster Box)

FÁCIL INSTALACIÓN

- Área de conexiones de fácil acceso
- Conexión sin herramientas
- Diseño ergonómico

EQUIPO UNIVERSAL

- Fácil configuración por países
- Display multilingüe

COMUNICACIÓN

- Tecnología Bluetooth, WebConnect™ y RS485
- Display gráfico
- Amplio programa de garantía de SMA

3. INFORMACIÓN TÉCNICA

3.1. Servicio

Al optar por una instalación fotovoltaica, se apuesta por beneficios a largo plazo. Para ello, no solo es necesario disponer de inversores fotovoltaicos con el máximo grado de rendimiento y de larga vida útil, sino que también es importante contar con el apoyo de un socio de servicio fiable que ofrezca consejos y ayuda con flexibilidad y competencia. SMA aúna tecnología de punta y servicio profesional. Nuestros servicios flexibles (asistencia telefónica, asistencia in situ y servicio de recambio de equipos de SMA) se adaptan a las necesidades individuales de los clientes en cualquier parte del mundo. Todos nuestros inversores tienen una garantía estándar de cinco años. Con nuestro concepto de garantía de SMA, ofrecemos un servicio a la medida: extensiones de garantía de 10, 15, 20 y 25 años.

3.2. Autoconsumo / SMArt Home

La energía suministrada por una instalación fotovoltaica se inyecta principalmente a la red pública. Los equipos consumidores solo pueden utilizar directamente para su suministro una parte de esa energía (autoconsumo instantáneo). El alcance del autoconsumo instantáneo depende de las dimensiones de la instalación fotovoltaica y del perfil de carga característico, es decir, del momento y de la cantidad de energía que consume el hogar, negocio o industria.

Mediante el autoconsumo de energía fotovoltaica, las instalaciones fotovoltaicas pueden reducir el consumo de corriente de la red, y con ello, descargar la red pública. Además, el consumo de energía eléctrica en el lugar en el que se genera evita pérdidas por transporte.

De igual modo, adaptando el perfil de carga al de generación se pueden utilizar los equipos eléctricos específicamente en los momentos de mayor producción fotovoltaica, lo que conduce a una optimización del autoconsumo.

El Sunny Home Manager es la solución ideal para monitorear de forma cómoda la instalación y gestionar de manera inteligente la energía. Ofrece una vista general de todos los flujos energéticos del hogar, indica recomendaciones de manejo y también permite controlar el consumo de forma automática a través de enchufes inalámbricos. El equipo aprende el comportamiento de consumo característico del hogar y combina esta información con un pronóstico de rendimiento fotovoltaico específico de la instalación. En Resumen: el Sunny Home Manager permite aumentar significativamente la cuota de autoconsumo y hace posible un uso óptimo de la energía desde un punto de vista ecológico.

IMÁGENES



Sunny Tripower 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL / 20000TL



Sunny Central 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT / 800CP XT / 850CP XT / 900CP XT



Sunny Island 6.0H / 8.0H



Sunny Home Manager



Sunny Webbox



Sunny Portal

STC SUNBELT SPA

1. INFORMACIÓN PRODUCTO Y EMPRESA

- ▶ EMPRESA: STC Sunbelt SpA
- ▶ NOMBRE TIPO DE PRODUCTO: Sistemas Solares Fotovoltaicos y Térmicos
- ▶ NOMBRE DEL PRODUCTO DE LA EMPRESA: Módulos Fotovoltaicos Motech, Inversores SMA, Microinversores Enphase, Sistemas de Montaje Schüco International KG y otros.
- ▶ WEB: www.sunbelt.cl
- ▶ TELÉFONOS: (56) 9 9785 2885 - (56) 9 8737 6654



STC SUNBELT SPA, SUMINISTRO - TECNOLOGÍA - CAPACITACIÓN: PARA PROFESIONALES DEL MUNDO SOLAR.

Sunbelt ofrece productos y soluciones solares de alta calidad y eficiencia para cumplir con los requerimientos técnicos y económicos de cada proyecto. Somos distribuidor oficial de marcas prestigiosas a nivel mundial, tales como Schüco y SMA de Alemania, y Enphase de EEUU. Asesoramos y acompañamos a profesionales del mercado solar, desarrollando juntos soluciones sustentables que destacan en su desempeño. Nos enfocamos principalmente en proyectos del sector residencial y comercial. La gama de productos abarca todos los componentes de sistemas solares para generar electricidad y energía térmica:

- Fotovoltaico: módulos, inversores, sistemas de monitoreo, sistemas de montaje, cableado, accesorios
- Solar Térmico: colectores térmicos, estaciones solares, controladores, estanques de acumulación, sistemas de montaje, accesorios.

2. SOLUCIONES DESTACADAS: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON MICROINVERSORES PARA EL SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

2.1. Descripción y propiedades

Con los kits solares de Sunbelt, el uso de la energía solar ahora alcanza un nuevo nivel de sencillez, flexibilidad y eficiencia. En vez de agrupar los módulos fotovoltaicos y conectarlos a un solo inversor, cada módulo se conecta a su propio microinversor Enphase. Esto permite que cada módulo sea independiente y pueda operar en cada momento con su mayor eficiencia.

- Sencillo y seguro: no se requieren cálculos complejos de configuración del campo FV
- Altamente flexible: se pueden realizar sistemas de cualquier tamaño, partiendo con un solo módulo
- Apto para todos los techos: cada módulo puede tener su propia inclinación y orientación
- Ampliable: el sistema se puede ampliar en cualquier momento, y se pueden combinar módulos fotovoltaicos distintos
- Máximo rendimiento: menos pérdidas por sombreado, óptimo aprovechamiento
- Clase de protección IP67: la clase más alta
- Garantía de 10 años, producto desarrollado en EEUU
- Sistema de Monitoreo Envoy: uno de los más detallados y precisos: control remoto del desempeño de cada panel fotovoltaico, desde computador o Smartphone

3. INFORMACIÓN TÉCNICA

3.1. Modelo principal

Microinversor Enphase M215 con transformador de alta frecuencia, con aislamiento galvánico. Apto para módulos fotovoltaicos de 60 celdas. Eficiencia de hasta un 99,6% (Rendimiento estático MPPT ponderado, referencia Normativa EN 50530).

3.2. Normas y estándares de calidad que satisface

Conformidad VDE-0126-1-1, DK5940, C10/11, EN 62109-2, CEI_0-21, EN 50438, G83/1-1, G59/2, AS4777

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OPTIMIZADOS

Paneles fotovoltaicos policristalinos seleccionados de prestigiosas marcas, por ejemplo Motech



Microinversores de alta eficiencia, por ejemplo de Enphase. Con **Monitoreo** detallado y preciso



Sistemas de montaje duraderos y de fácil instalación, por ejemplo Schüco MSE 210 (Alemania)





Documentos Técnicos CDT



37
**Diseño y Dimensionamiento de
Sistemas Solares Fotovoltaicos
2013**



36
**Manual de Tolerancia para
Edificaciones
2013**



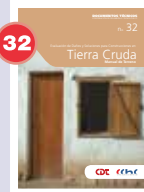
35
**Anuario Energético
2013**



34
**Gestión de la Innovación en la
Construcción
2012**



33
**Humedad por Condensación en
Viviendas
2012**



32
**Evaluación de Daños y Soluciones
para Construcciones en Tierra Cruda
2012**



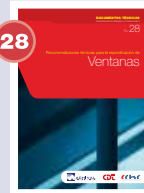
31
**Cielos Falsos:
Rasos y Modulares
2012**



30
**Anuario Energético
2012**



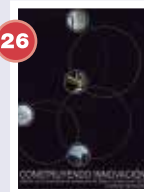
29
**Protección Sísmica de Estructuras.
Sistemas de Aislación Sísmica
y Disipación de Energía
2011**



28
**Recomendaciones Técnicas
para la Especificación
de Ventanas
2011**



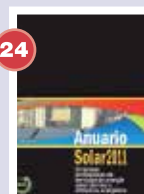
27
**Inspección Técnica de Obras:
Una Mirada al Futuro
de la Calidad
2011**



26
**Construyendo Innovación
2010**



25
Sistemas Solares
Térmicos II
2010



24
Anuario Solar 2011
2010



23
Recomendaciones Técnicas
para Proyectos de Cubiertas
Vegetales
2010



22
Compendio Técnico para Maquinaria
de Movimientos de Tierra
2010



21
Reacondicionamiento Térmico
de Viviendas en Uso
2010



20
Manual de Tolerancias
para Edificaciones
2009



19
Aislación Térmica Exterior
Manual de Diseño para Soluciones
en Edificaciones
2008



18
Sistemas Solares Térmicos
2007



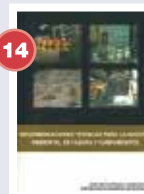
17
Guías para resultados para la
optimización de la logística interna
en obras de construcción
2007



16
Diagnóstico de la relación
Mandante Contratista
2006



15
Recomendaciones Técnicas para
el diseño, fabricación, instalación y
mantenimiento de muros cortinas
2006



14
Recomendaciones Técnicas para
la Gestión Ambiental en Faenas y
Campamentos
2005



13
Guía de Diseño y Construcción
Sustentable
2005



12
Estructuras de Contención
en Gaviones
2004



11

Recomendaciones Técnicas para Demarcaciones Horizontales
2004



10

Recomendaciones para proyectar y ejecutar Instalaciones Sanitarias Domiciliarias
2003



9

Recomendaciones para Diseño, Ejecución y Control de Suelo Mecánicamente Estabilizado con Armadura Inextensible
2002



8

Industria del Árido en Chile TOMO II
2001



7

Industria del Árido en Chile TOMO I
2001



6

Recomendaciones para Diseño, Ejecución y Control de Anclajes Inyectados y Postensados en Suelos y Rocas
2001



5

Recomendaciones para Pintado Arquitectónico
2000



4

Recomendaciones para la Selección e Instalación de Ventanas
1999



3

Efectos del Agua Lluvia en Muros de Albañilería y Problemas de Humedad en Elementos Constructivos
1998



2

Incentivos en la Construcción
1998



1

Recomendaciones para el Diseño de Pavimentos en Chile Según AASHTO
1997



Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Chile posee condiciones privilegiadas a nivel mundial respecto a la radiación solar que recibe, si bien todos sabemos que el desierto de Atacama presenta condiciones superiores de radiación, también zonas como la RM posee excelentes niveles de radiación solar que permiten aprovecharla. La tecnología solar FV es una tecnología madura, presente no sólo en casos de viviendas aisladas de la red eléctrica. En la actualidad, existe una tendencia a la instalación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red, los que permiten consumir electricidad a medida que se produce, y en caso existan excedentes, inyectarlos a la red, evitándose la necesidad de tener baterías. En nuestro país, ya existe una ley que promueve este tipo de instalaciones, y es probable que en los próximos años, exista un aumento significativo de éstas.

Es por esta razón que la Corporación de Desarrollo Tecnológico, CDT, el Referente Tecnológico de la Construcción junto a destacadas empresas especialistas en soluciones fotovoltaicas y diversas instituciones relacionadas a esta tecnología han desarrollado este manual que tiene por objetivo difundir buenas prácticas y entregar los elementos necesarios para el desarrollo de proyectos de esta naturaleza, ya sea a nivel de tomador de decisiones o incluso para técnicos y profesionales que deseen dimensionar e instalar la tecnología a nivel de distribución.

En síntesis, con esta publicación la CDT aspira promover la incorporación de las ERNC en los hogares y a superar las brechas que impiden que la tecnología se propague en forma más acelerada.



Con el apoyo de

