

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE MATERIALES



Profesor Patrocinante:
Dra. Claudia Carrasco C.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil de Materiales

**Levantamiento de información de
materiales usados en plantas solares
fotovoltaicas en Chile y propuesta de diseño
estructural para paneles solares bifaciales a
instalar en edificio Tecnológico Mecánico**

Concepción, Abril de 2019

Iván Collante Barrenechea

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería de Materiales

Profesor Patrocinante:
Dra. Claudia Carrasco C.

**Levantamiento de información de
materiales usados en plantas solares
fotovoltaicas en Chile y propuesta de diseño
estructural para paneles solares bifaciales a
instalar en edificio Tecnológico Mecánico**



Iván Collante Barrenechea

Informe de Memoria de Título

Para optar al título de **Ingeniero Civil de Materiales**

Abril 2019

Agradecimientos

En primera instancia, agradecer el financiamiento del proyecto ATAMOSTEC 17PTECES-75830, del mismo modo, por la oportunidad y confianza entregada para realizar esta memoria de título.

De igual forma, eternamente agradecido de las personas que fueron y son actualmente parte de este proceso académico, que me brindaron su apoyo incondicional y creyeron en mí a pesar de las adversidades.



Sumario

La presente memoria de título se desarrolla en el marco del proyecto ATAMOSTEC 17PTECES-75830, el cual tiene como objetivo el desarrollo de tecnologías para la industria solar fotovoltaica en Chile. Para ello, se busca aprovechar las características únicas del Desierto de Atacama, ya que recibe la mayor radiación solar del mundo y posee un alto promedio de horas de sol al año. Sin embargo, el alto nivel de radiación es un factor desfavorable sobre los materiales utilizados en instalaciones solares fotovoltaicas, como es el caso de componentes estructurales metálicos y conexiones eléctricas.

En primera instancia, se realizó un levantamiento de información mediante material bibliográfico, determinando los materiales utilizados en estructuras de montaje, cables eléctricos de baja tensión y conectores eléctricos. Adicionalmente, información de los estándares y certificaciones que se exigen en Chile, para cada uno de los componentes mencionados.

Se realizó una visita a cinco plantas solares fotovoltaicas ubicadas en la región de Antofagasta, las cuales tienen un promedio de cinco años en funcionamiento. La inspección visual a los componentes de interés nos permitió inferir que actualmente la frecuencia de falla es mínima. Sin embargo, existe evidencia de componentes estructurales que sufren problemas de corrosión y desgaste. Por otro lado, los cables eléctricos de baja tensión y conectores eléctricos mostraron un adecuado funcionamiento en servicio. Además, se verificó el cumplimiento de las exigencias de la normativa chilena.

Finalmente se propuso un diseño estructural para la instalación de módulos fotovoltaicos bifaciales, con la finalidad de estudiar a futuro su rendimiento, en base a las variables que influyen en su eficiencia y características otorgadas al diseño.

Índice General

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1 Objetivos	2
1.1.1 Objetivo General	2
1.1.2 Objetivos Específicos.....	2
Capítulo 2: Metodología	3
Capítulo 3: Desarrollo.....	4
3.1 Plantas Solares Fotovoltaicas en Chile	4
3.2 Parque solar fotovoltaico	6
3.2.1 Sistemas de montaje estructural utilizados en parques fotovoltaicos	14
3.2.2 Materiales estructurales y problemas asociados	20
3.2.3 Conexiones eléctricas.....	23
3.3 Proceso de reticulación de polímeros	30
3.4 Degradación de polímeros	32
3.5 Norma para cables eléctricos de baja tensión	34
3.6 Conectores eléctricos	38
3.7 Diseño de estructura de montaje	42
Capítulo 4: Conclusiones.....	47
Referencias.....	49
Anexos.....	54

Índice de figuras

Figura 1. Distribución de generadoras eléctricas en Chile [3].	5
Figura 2. Capacidad fotovoltaica y adiciones anuales en operación desde 2012 en Chile [3].	5
Figura 3. Capacidad fotovoltaica acumulada por región, considerando capacidad operativa y bajo prueba (RCA aprobado) [3].	6
Figura 4. Parque solar fotovoltaico con sus cinco componentes principales [6].	7
Figura 5. Distribución de cargas eléctricas en unión P-N de una celda solar [7].	8
Figura 6. Módulo de silicio monocristalino [9].	9
Figura 7. Módulo de silicio policristalino [9].	9
Figura 8. Módulo de capa delgada [9].	9
Figura 9. Radiación directa y reflejada (albedo) incidiendo sobre módulo solar bifacial [12].	11
Figura 10. Flujo de corriente (línea de puntos) entre los componentes del módulo FV [13].	11
Figura 11. Porcentaje de ganancia de potencia máxima respecto a la elevación del módulo [11].	13
Figura 12. Ángulo de inclinación óptimo de los módulos fotovoltaicos bifaciales [15], a) Oslo y b) El Cairo.	13
Figura 13. Estructura de montaje de sistema móvil-Planta Solar Finis Terrae.	14
Figura 14. Estructura monoposte en sistema móvil-Planta Andes Solar.	15
Figura 15. Estructura biposte en sistema móvil-Planta solar Finis Terrae.	15
Figura 16. Tipos de anclaje que existen actualmente para estructuras metálicas [16], a) Anclaje tipo tornillo, b) Anclaje tipo zapata de hormigón, c) Anclaje tipo hincado, d) Anclaje tipo micro-pilote.	17

Figura 17. Sistemas de rastreo solar en estructuras móviles [19], a) Sistema de rastreo solar un eje horizontal, b) Sistema de rastreo solar un eje polar, c) Sistema de rastreo solar un eje azimutal, d) Sistema de rastreo solar de dos ejes.	19
Figura 18. Componente estructural corroído- Planta solar El Bolero Este.	22
Figura 19. Componente estructural con indicios de erosión- Planta Uribe Solar.	22
Figura 20. Cable eléctrico de baja tensión, fuente General Cable [23].	25
Figura 21. Reticulación átomos de carbono mediante proceso físico [27].	30
Figura 22. Entrecruzamiento de átomos de carbono [29].	31
Figura 23. Enlaces tridimensionales mediante injertos de silanos [29].	32
Figura 24. Volumen libre en estructura polimérica [31].	33
Figura 25. Arborescencia eléctrica [31].	34
Figura 26. Sistema de conectores eléctricos para módulos fotovoltaicos [35].	38
Figura 27. Acopladores MC4, a) Hembra, b) Macho.	39
Figura 28. Herramienta de desacople conector MC4 [36].	39
Figura 29. Distribución de tipos de fallas en plantas solares FV en Chile [39].	42
Figura 30. Distribución de fallas en instalación de baja tensión [39].	42
Figura 31. Ubicación polietileno de alta densidad, entre eje de giro y barra soportante.	44
Figura 32. Ubicación polietileno de alta densidad, entre marco y barra soportante.	44
Figura 33. Abertura máxima de 25 cm de barra soportante móvil respecto la barra soportante fija.	425
Figura 34. Abertura máxima de 20 cm de los módulos BF respecto al eje de giro.	425

Figura 35. Propuesta de diseño estructural para módulos BF, en posición de 90°	46
---	----

Índice de tablas

Tabla 1. Niveles de voltaje según aplicación [6].	24
Tabla 2. Resistividad eléctrica de metales a 20°C [24].	25
Tabla 3. Ejemplo de codificación de cable eléctrico, fuente TOP CABLE [34].	37
Tabla 4. Especificaciones conector eléctrico MC4, fuente CONERMEX [37]. ..	40
Tabla 5. Grado de protección de conectores contra objetos sólidos [38].	40
Tabla 6. Grado de protección de conectores contra agua [38].	41



Capítulo 1: Introducción

En las últimas décadas, numerosos países han decidido transformar y mejorar sus fuentes de energía eléctrica debido al enorme impacto ambiental que producen las fuentes generadoras convencionales, tales como las de combustibles fósiles. En los últimos años, Chile ha destacado por su aumento en la capacidad de generación de energía eléctrica mediante la utilización de energías renovables no convencionales, tomando un gran auge la energía solar fotovoltaica en el norte del país.

El norte de Chile, específicamente el Desierto de Atacama, es conocido por recibir la mayor cantidad de radiación solar en el mundo, alcanzando niveles de irradiancia anual de hasta 2800 kWh/m². Desde el año 2012 numerosas plantas solares fotovoltaicas se han instalado en esta zona con la finalidad de aprovechar este recurso energético natural. Esto ha influido directamente en la disminución del precio de la energía eléctrica, siendo un resultado favorable para la población. No obstante, la aridez y las elevadas temperaturas de la zona juegan un rol desfavorable, afectando a los materiales utilizados en la construcción de estos sistemas fotovoltaicos.

El presente trabajo se enfoca en identificar los materiales utilizados en los sistemas fotovoltaicos, específicamente en la estructura de montaje y cableado eléctrico de baja tensión. Además, reconocer los problemas que frecuentemente se producen en estos materiales y del mismo modo las soluciones que se utilizan actualmente.

Finalmente, y aprovechando la experiencia adquirida con el levantamiento de información, se propone un diseño de montaje para módulos solares bifaciales, para ser instalados en el edificio Tecnológico Mecánico.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general.

- 1.- Identificar los materiales utilizados para estructura de soporte y conexiones eléctricas de baja tensión en parques fotovoltaicos instalados en el norte de Chile y sus problemas de deterioro asociados.
- 2.- Diseñar soporte estructural para módulos solares fotovoltaicos bifaciales, que permitirá en investigaciones futuras el análisis del rendimiento óptimo de dichos módulos en función de su posición respecto al sol.

1.1.2 Objetivos específicos

- Levantar información sobre los materiales utilizados en estructuras de soporte (fijas y móviles).
- Levantar información acerca de recubrimientos para cables eléctricos de baja tensión utilizados en parques fotovoltaicos.
- Verificar el cumplimiento de la normativa chilena para los componentes de interés.
- Realizar una propuesta de diseño estructural para módulos bifaciales, con libertad de movimiento en un eje polar, con objeto de facilitar la investigación respecto de la posición de los módulos que permita aumentar la eficiencia del sistema.

Capítulo 2: Metodología

La metodología de trabajo se dividió en levantamiento de información en Chile, visitas a plantas fotovoltaicas y una propuesta de diseño estructural de soporte para módulos bifaciales sobre edificio Tecnológico Mecánico, ubicado en la Universidad de Concepción.

El levantamiento de información consistió en la recopilación de información sobre las plantas solares fotovoltaicas instaladas en Chile, los materiales utilizados en las estructuras de soporte, conexiones eléctricas y sus fallas. Asimismo, se investigó sobre las normas, especificaciones y certificaciones que se exige a estos materiales.

Se realizaron visitas a plantas solares fotovoltaicas en el norte del país: Uribe Solar, El Bolero Este, María Elena, Finis Terrae y Andes Solar, en donde se realizó inspección visual de los materiales y recopilación de antecedentes del funcionamiento de los componentes de interés.

Finalmente se trabajó en la propuesta de diseño estructural para el soporte de los módulos bifaciales, dotando a dicha estructura la mayor cantidad de grados de libertad, en base al presupuesto para la instalación. Además, con la finalidad de lograr una mayor comprensión de la propuesta, se entrega una breve información enfocada a módulos solares, especialmente del módulo solar bifacial, que actualmente otorga las mejores prestaciones eléctricas.

Capítulo 3: Desarrollo

Desde el año 1960 se han estudiado los materiales y componentes que conforman el sistema fotovoltaico (FV). Entre ellos destacan los módulos fotovoltaicos, cuya importancia radica en ser el componente que más afecta tanto en la eficiencia en generación de energía eléctrica como en los costos. Estudios realizados señalan que las instalaciones fotovoltaicas en el mundo han experimentado un crecimiento anual del 40% desde el año 2010 [1].

Por otra parte, en los últimos años los costos unitarios se han reducido a un tercio, aumentando el interés en la tecnología fotovoltaica como fuente de energía. Actualmente, mediante energía solar fotovoltaica se generan 460 teravatios-hora (TWh), representando el 2 % de generación eléctrica mundial. Se espera que a fines del año 2030 la capacidad de generación aumente sobre 2700 TWh [2].

3.1 Plantas Solares Fotovoltaicas en Chile

A principios del año 2010 en Chile se establece la Ley 20/25, que promueve la generación de energía eléctrica mediante el uso de cualquier tipo de energía renovable y se exige que un 20% del consumo deberá ser abastecido por este tipo de fuentes energéticas, dando como plazo máximo hasta el año 2025.

Para el caso específico del Desierto de Atacama, la irradiación solar alcanza altos niveles de potencia (ver anexo 1), lo que ha llevado al aumento significativo de plantas solares FV en la zona, aun cuando en el país sigue predominando el uso de fuentes energéticas convencionales, como se observa en la figura 1 [3]. Como es sabido, el uso de estos recursos provenientes de fuentes convencionales, liberan gases contaminantes que son sumamente perjudiciales para el ambiente.

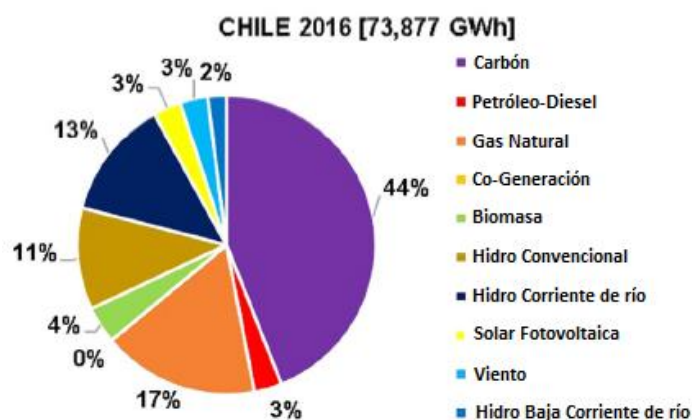


Figura 1. Distribución de generadoras eléctricas en Chile [3].

El aumento significativo de plantas solares FV en Chile produjo un considerable crecimiento anual en la generación de energía eléctrica (ver figura 2), en donde la capacidad total instalada en operación, de 2 megavatios (MW) en el año 2012, aumentó hasta 1802 MW en el año 2017. Se consideran plantas solares FV bajo construcción y plantas solares FV con RCA aprobado (Resolución de calificación ambiental) [4].

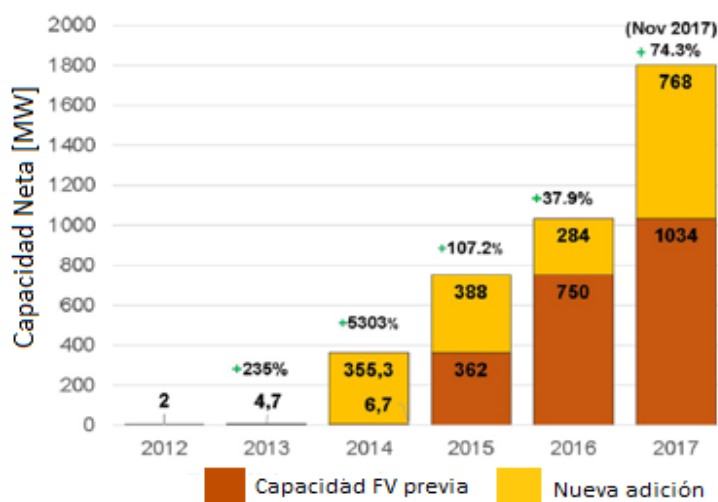


Figura 2. Capacidad fotovoltaica y adiciones anuales en operación desde 2012 en Chile [3].

La información entregada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) indica que, en el mes de septiembre del año 2018, la energía solar fotovoltaica tuvo una capacidad en operación de 2.111 MW, 175 MW en construcción y 16.247 MW con RCA aprobada (proyectos no instalados) [5]. Estudios realizados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), indican que la mayor generación de energía eléctrica fotovoltaica en operación y bajo prueba se produce en el norte del país (ver figura 3), específicamente en las regiones de Atacama y Antofagasta [3].

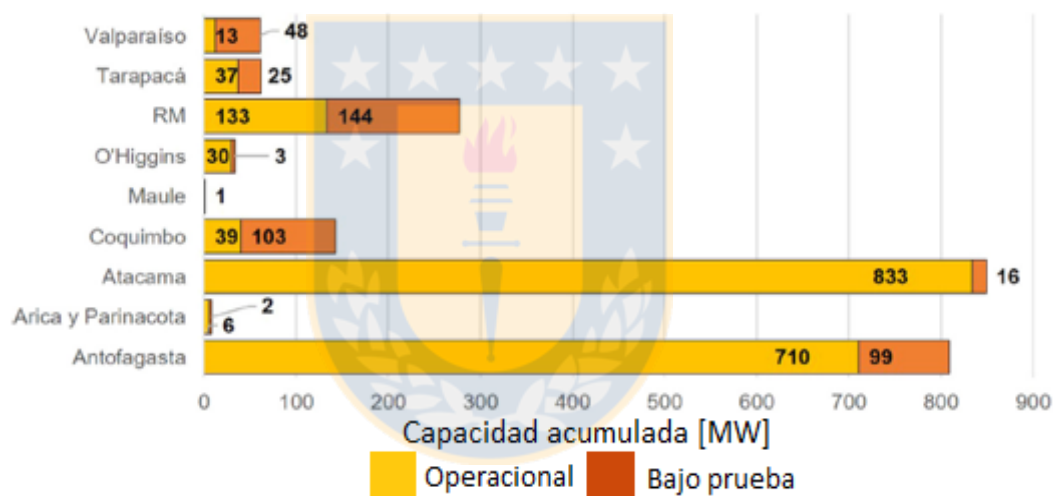


Figura 3. Capacidad fotovoltaica acumulada por región, considerando capacidad operativa y bajo prueba (RCA aprobado) [3].

3.2 Parque solar fotovoltaico

Un parque solar fotovoltaico está formado por diversos componentes, como las de estructuras metálicas que sostienen a los módulos fotovoltaicos, sistemas eléctricos como cables y conectores, inversores, transformadores y una estación eléctrica. Estos componentes están detallados en la figura 4.

El componente encargado de convertir la radiación solar en energía eléctrica es la celda solar, un conjunto de estas celdas conforman al panel solar (ver figura 5), y a su vez estos paneles conectados en serie dan origen a los módulos solares FV.



Figura 4. Parque solar fotovoltaico con sus cinco componentes principales, (1) estructuras soportantes, (2) sistemas de cables y conectores eléctricos, (3) inversores, (4) transformadores y (5) estación eléctrica [6].

Los fotones provenientes del sol inciden sobre la celda fotovoltaica, excitando a los electrones de la placa de silicio positiva (semiconductor tipo p) comúnmente dopada con boro y estos se dirigen a la placa de silicio negativa (semiconductor tipo n) comúnmente dopada con fósforo. En la unión p-n se genera una distribución de cargas (ver figura 5), produciéndose un campo eléctrico que impide el paso de los electrones de la región n a la región p. La acumulación de electrones y huecos en sus respectivas regiones produce una diferencia de potencial, por lo que si se cierra el circuito con los electrodos positivo y negativo se obtiene una corriente eléctrica continua [7].

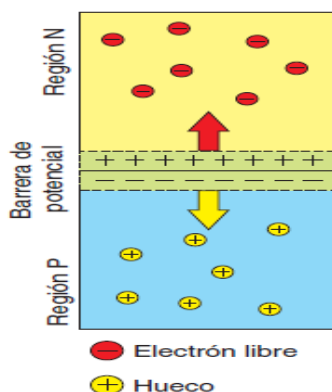


Figura 5. Distribución de cargas eléctricas en unión P-N de una celda solar [7].

En la actualidad, de forma comercial existen tres tipos de módulos fotovoltaicos: de silicio monocristalino, de silicio policristalino y de películas delgadas. A continuación, las características de estos módulos son:

A. Silicio monocristalino

La estructura monocristalina se obtiene mediante el proceso de Czochralski [1]. Las capas de silicio monocristalino presentan una microestructura atómica extremadamente ordenada. La ventaja de los módulos de silicio monocristalino radica en poseer una eficiencia superior al 20%, siendo el tipo de celda con mayor eficiencia. Sin embargo, su buen funcionamiento se logra en zonas de radiación solar de baja intensidad [8] y el proceso de obtención es más costoso. La figura 6 muestra un módulo de este tipo.

B. Silicio policristalino

Este tipo de módulo se caracteriza porque las celdas que lo conforman poseen una micro estructura semi-ordenada, alcanzando una eficiencia de un 15 % aproximadamente. La ventaja de estos módulos es su simplicidad de fabricación, por lo que su costo es inferior respecto a los paneles monocristalinos [1]. No obstante, estos paneles solares disminuyen considerablemente su eficiencia y su vida útil en zonas de alta radiación solar [8]. La figura 7 muestra un módulo de este tipo.

C. Capa delgada

Las celdas de capa delgada pueden ser de: Un material como silicio amorfo, de dos o más materiales como telurio de cadmio y sulfuro de cadmio o seleniuro de cobre e indio [1]. Dichas celdas poseen un buen rendimiento a altas temperaturas [9]. La flexibilidad de estos módulos solares permite que se adapten a diferentes superficies y la sencillez de fabricación abarata en gran medida los costos asociados. Una desventaja no menor es su rendimiento, que en los módulos comerciales oscila entre 7-9%. La figura 8 muestra un módulo de este tipo.



Figura 6. Módulo FV de silicio monocristalino [9].

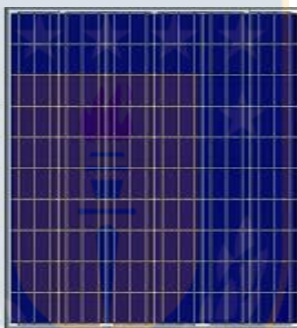


Figura 7. Módulo FV de silicio policristalino [9].

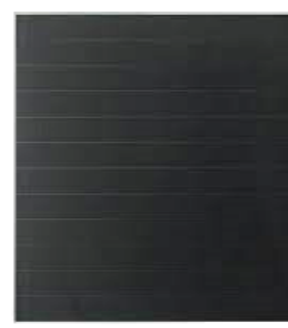


Figura 8. Módulo FV de capa delgada [9].

Es importante destacar que en Chile predominan los módulos de silicio policristalino, con un 57,8% de utilización en plantas solares FV, superando significativamente a los módulos solares de silicio monocristalino. En menor uso se encuentran los módulos solares de capa delgada, ya que debido a su menor eficiencia se debe utilizar mayor cantidad de módulos y superficie terrestre para lograr alta capacidad eléctrica, lo que a su vez genera un mayor impacto ambiental [3].

Los módulos fotovoltaicos se diferencian por rendimiento, proceso y material de fabricación, pero existe una variable que ha revolucionado el mercado de la

energía solar en estos últimos años. Corresponde a la cantidad de caras de los paneles solares que pueden absorber radiación solar. Así, existen dos tipos: monofaciales y bifaciales (BF). El primero es el modelo convencional, que se caracteriza por captar la energía solar únicamente con la cara del módulo expuesta al sol. Por su parte, los módulos bifaciales son capaces de captar radiación solar por el lado frontal y trasero, debido a la radiación reflejada por la superficie (albedo) donde están instaladas, (ver figura 9). Esta cantidad de radiación en la parte trasera depende del coeficiente de reflexión de la superficie del piso, mencionando que la literatura propone que los módulos en posición vertical son los que reciben mayor radiación reflejada [10].

Se ha demostrado que el sistema bifacial aumenta la densidad de potencia de los módulos fotovoltaicos en comparación al sistema monofacial. No obstante, la temperatura de funcionamiento al interior del módulo es inferior, en donde las variables que influyen son [11]:

- La densidad de material de las celdas es mucho menor en módulos BF, lo que permite una mejor disipación del calor.
- Los módulos BF no cuentan con una metalización en su estructura, permitiendo que la radiación infrarroja absorbida sea mínima.

En general, los módulos fotovoltaicos pueden experimentar problemas en su rendimiento debido a diversos problemas como: sombras que cubren partes de los módulos (generación de puntos calientes), degradación de componentes (alta radiación) etc, pero existe un fenómeno que afecta sólo a los módulos de silicio cristalino, conocido como degradación de potencia inducida (PID). Este fenómeno es causado por flujos de corriente entre los componentes de un módulo solar como celdas fotovoltaicas, el polímero protector (Tedlar), el encapsulante (EVA), el cristal templado y el marco de aluminio, (ver figura 10).

A modo de protección, los marcos de los módulos están conectados a tierra (0 Volts), lo que genera una diferencia de potencial negativo entre los marcos de aluminio y las células FV de silicio. De este modo, existe corriente de fuga que circula por los componentes anteriormente mencionados. El fenómeno de degradación se ve favorecido en zonas con climas húmedos y calurosos, junto con módulos que poseen capa anti-reflectante (ARC).

En la actualidad, existen empresas que ofrecen módulos solares FV libres del efecto PID, dichos módulos son sometidos a pruebas experimentales, junto con observaciones termo-gráficas y obtención de curvas corriente-voltaje.

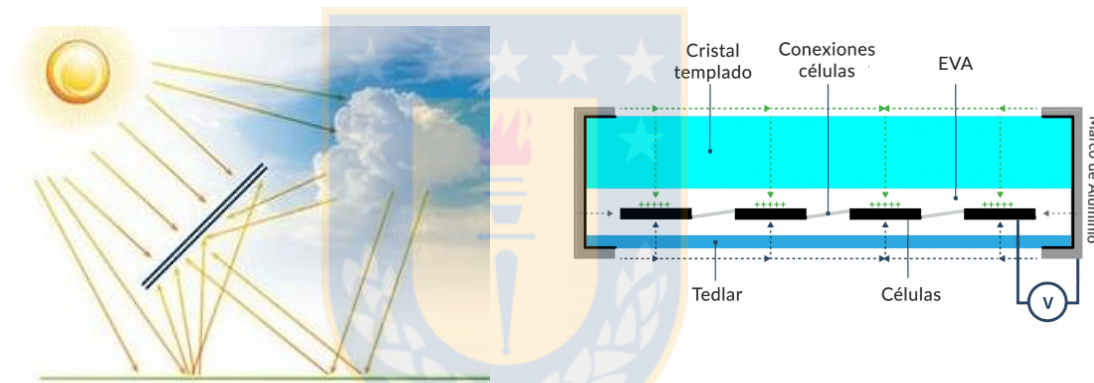


Figura 9. Radiación directa y reflejada (albedo) incidiendo sobre módulo solar bifacial [12]. **Figura 10.** Flujo de corriente (línea de puntos) entre los componentes del módulo FV [13].

En Chile actualmente existen dos plantas solares fotovoltaicas instaladas con tecnología bifacial, estas son La Silla y La Hormiga, específicamente en las regiones de Coquimbo y Valparaíso, respectivamente. De carácter experimental e incluyendo seguimiento solar, la planta fotovoltaica La Silla con una capacidad de 1,72 MW, abastece al observatorio astronómico de la zona. Además, cuenta con dos modelos de seguidores solares con la finalidad de analizar el rendimiento y la productividad. Por su parte, la planta solar La Hormiga, con una capacidad de 270 MW, cuenta solo con estructura fija para todos los módulos bifaciales.

Un estudio realizado por Friesen et al [14] indica que el rendimiento energético de los módulos bifaciales se ve fuertemente influenciado por los siguientes parámetros:

- Ubicación y albedo
- Elevación y ángulo de inclinación del módulo

Sin embargo, a diferencia de los módulos fotovoltaicos convencionales (monofaciales), los módulos bifaciales, en la actualidad, no tienen un patrón definido de funcionamiento óptimo.

En los módulos BF la radiación solar global que incide corresponde a la suma de la radiación directa, difusa y reflejada [15]. La radiación directa corresponde a la radiación proveniente del sol, que incide únicamente con el módulo en primera instancia. Por otro lado, la radiación difusa proviene de la reflexión atmosférica, en cambio, la radiación reflejada se considera como la radiación proveniente de la reflexión de suelos. La radiación reflejada o albedo, tiene dependencia de la reflectividad del entorno, como pasto, grava, cemento, metal y nieve, con un coeficiente de reflectividad ascendente para cada caso mencionado [14]. Para maximizar el albedo se deben considerar algunos aspectos, tales como:

- La máxima uniformidad posible del suelo.
- Altura del módulo respecto al suelo mínima de un metro.
- La distancia entre estructuras soportantes lo más amplia posible.

La no homogeneidad de la irradiancia en la parte posterior de los módulos es un factor perjudicial en el rendimiento, efecto que se puede contrarrestar con la elevación de los módulos respecto al suelo [11]. El aumento de la altura de los módulos se ve reflejado en el aumento de potencia (ver figura 11).

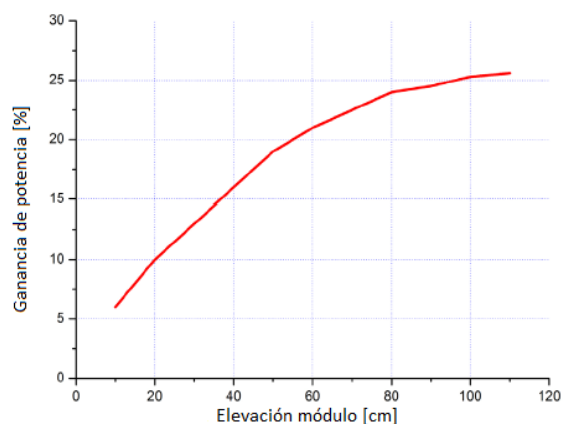


Figura 11. Porcentaje de ganancia de potencia máxima respecto a la elevación del módulo [11].

Pruebas experimentales realizadas en El Cairo y Oslo [15], ciudades caracterizadas por su mínima y alta nubosidad, se demostró que los ángulos óptimos iniciales (a 0 cm sobre el suelo) disminuían a medida que los módulos sobre el suelo están más elevados (hasta 250 cm), siendo este efecto más notorio cuando existe un mayor coeficiente de albedo ($\alpha=0.5$), (ver figura 12).

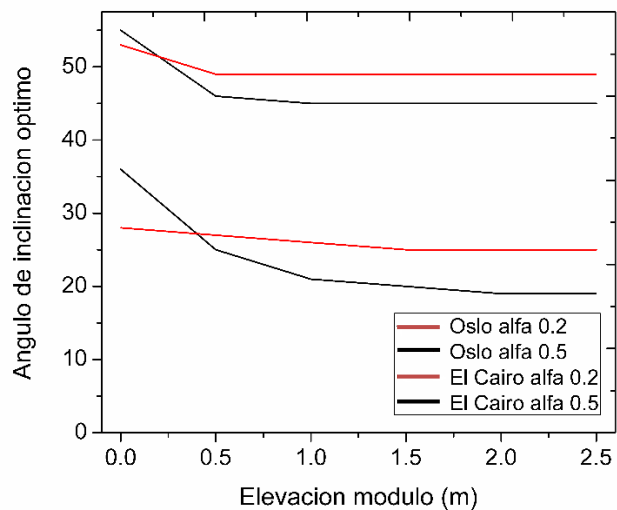


Figura 12. Ángulo de inclinación óptimo de los módulos fotovoltaicos bifaciales [15].

Por otro lado, al igual que los módulos convencionales, la eficiencia de los módulos bifaciales se ve afectada por los cambios climáticos, debido a variables como nieve, lluvia y polvo. Sin embargo, estos factores influyen de manera no homogénea sobre las caras frontal y trasera de los módulos BF.

3.2.1 Sistemas de montaje estructural utilizados en parques fotovoltaicos

Un sistema de montaje estructural corresponde al conjunto de componentes metálicos que sostienen a los módulos solares FV. Estos sistemas pueden ser fijos o móviles, según el requerimiento del proyecto. A modo de ejemplo, en la figura 13 se observan algunos componentes de un sistema móvil, siendo el pivote el eje de giro que permite el seguimiento solar; las barras soportantes que sostienen a los módulos y la configuración de los pilares base tipo biposte.

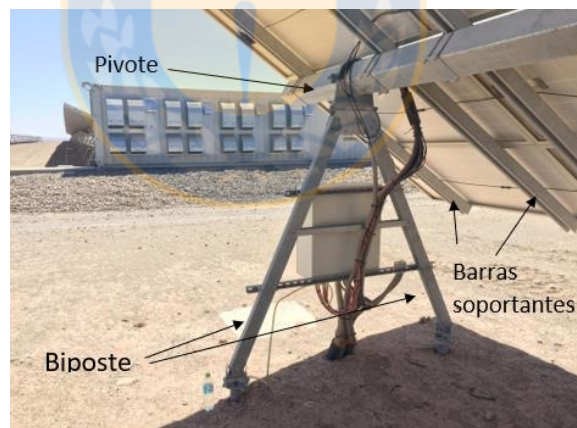


Figura 13. Estructura de montaje de sistema móvil-Planta Solar Finis Terrae.

El tipo de soporte estructural está relacionado con la cantidad y posición de módulos que pueden sostener. Este puede ser monoposte o biposte, siendo ambos utilizados para sistemas estructurales fijos y móviles. Generalmente son de acero ASTM A36 galvanizado, proporcionando mayor protección contra la corrosión, por ende, permite disminuir los niveles de mantenimiento [16].

- Estructura monoposte

La estructura monoposte consiste en pilares verticales de acero galvanizado, que actúan como soportes principales del sistema estructural. Generalmente en las plantas FV de gran capacidad, junto con el uso de sistemas móviles se disponen filas de módulos, como se muestra en la figura 14.

- Estructura biposte

La estructura biposte consiste en dos pilares verticales (sistemas fijos) o inclinados (sistemas móviles) de acero galvanizado. Generalmente este sistema es capaz de sostener por columna tres módulos en vertical o de cuatro a seis módulos en horizontal (ver figura 15).



Figura 14. Estructura monoposte en sistema móvil-Planta Andes Solar.



Figura 15. Estructura biposte en sistema móvil-Planta solar Finis Terrae.

El pilar de la estructura monoposte comúnmente se encuentra hincado o atornillado a la superficie. Por otro lado, los pilares de la estructura biposte generalmente están hincados, atornillados o sobre zapata de hormigón.

Para los sistemas estructurales de módulos fotovoltaicos existen cuatro tipos de anclaje a la superficie terrestre, los cuales se emplean según las características del terreno, determinadas mediante un estudio geotécnico previo [16]. Los anclajes mencionados son:

- A. Tornillo: Sistema de montaje ideal para terrenos muy rocosos y firmes; necesita perforaciones previas para una mejor instalación. Es un montaje rápido que no requiere movimientos de tierra y tampoco el uso de hormigón, es por ello, que se minimizan los costos de instalación y desinstalación. Los tornillos son diseñados según la necesidad del proyecto y así la estructura completa tendrá un anclaje seguro para los años de servicio de la planta solar FV (ver figura 16 a). Sin embargo, durante el proceso de anclaje está el riesgo de impactar con alguna roca de dureza mayor, deformando el tornillo y dejándolo inutilizable para operación.
- B. Zapata de hormigón: Este sistema se utiliza en terrenos heterogéneos, medianamente rocosos, en los que no se puede modificar el suelo. La planitud del terreno es fundamental para albergar las zapatas de hormigón sobre la superficie (ver figura 16 b).
- C. Hincado: Consiste en introducir bajo presión el perfil metálico, quedando parte de la estructura metálica bajo tierra (ver figura 16 c). Se puede utilizar especialmente en terrenos de mediana y gran densidad, lo que permite su rápido montaje, reduciendo costos e impacto ambiental. Las dimensiones del pilar a hincar son determinadas en base a los estudios geotécnicos del proyecto.
- D. Micropilote: Sistema de anclaje que posee como base una estructura cilíndrica de hormigón enterrada, actuando como revestimiento y soporte de la estructura metálica (ver figura 16 d). Se utilizan en terrenos con poca capacidad de carga y mucha porosidad, con presencia de rocas como caliza, dolomita y yeso. Los cálculos dimensionales se basan en estudio de campo.

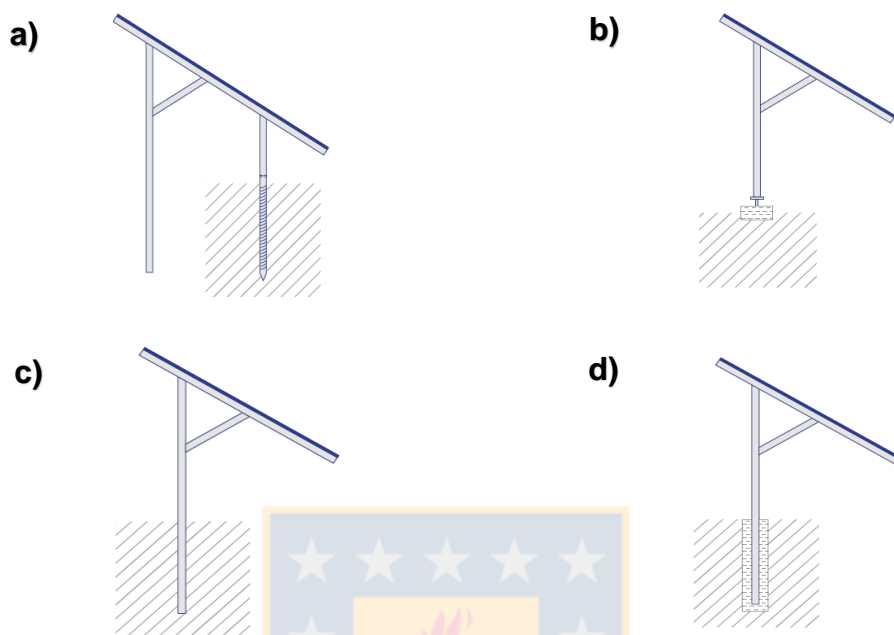


Figura 16. Tipos de anclaje para estructuras metálicas [16], a) Anclaje tipo tornillo, b) Anclaje tipo zapata, c) Anclaje tipo hincado, d) Anclaje tipo micropilote.

Como es sabido, Chile es un país sísmico, por lo que existen normas estrictas por las cuales se rigen todo tipo de construcciones. En este caso, para el diseño de estructuras e instalaciones industriales las normas se basan en la actualización de la norma chilena NCh 2369 [17], en donde los componentes estructurales como perfiles, planchas, tubos y pernos de anclaje se escogen y utilizan según su correspondiente denominación ASTM establecida, (ver anexo 2).

Como se mencionó anteriormente, las estructuras pueden ser fijas o móviles. Las estructuras móviles permiten seguir el movimiento del sol con sistemas de rastreo solar. Estos sistemas han permitido mejorar la eficiencia de conversión de la energía solar en energía eléctrica, debido a que los módulos solares pueden orientarse en la posición más adecuada, según la hora y ubicación del sol, logrando mayor captación de radiación solar. Actualmente se trabaja con cuatro tipos de sistemas de rastreo solar, los que se detallan a continuación.

- Un eje Horizontal: Este sistema permite el movimiento de módulos FV sobre un eje metálico paralelo a la superficie, lo que permite grados de libertad de hasta 60° respecto a la horizontal en barrido de este-oeste. De este modo, los módulos FV absorben los rayos solares de manera perpendicular mientras siguen al sol, logrando un aumento de eficiencia hasta de un 30% sobre el sistema fijo [18]. Este sistema se representa en la figura 17 a.
- Un eje polar: Este sistema también posee un eje de giro, que se encuentra inclinado un ángulo fijo β respecto a la superficie (norte-sur), comúnmente su valor equivale a la latitud de la zona. Además, debe tener una velocidad de giro constante (grados/hora) en el ángulo α (este-oeste). Este sistema permite incrementar la eficiencia hasta un 30% sobre una superficie fija. Este sistema se representa en la figura 17 b.
- Un eje azimutal: Sistema de giro sobre el eje vertical, mientras sigue un ángulo de giro α (este-oeste) y mantiene fijo un ángulo β (norte-sur) (ver figura 17 c). Posee una velocidad de giro variable durante el día, con una eficiencia similar al sistema de eje polar. Este sistema hace su seguimiento solar haciendo girar su pilar base, a diferencia del sistema anterior que su seguimiento lo realiza sobre la barra soportante.
- Dos ejes: Este sistema puede modificar su eje azimutal α y eje de inclinación β , manteniendo en todo momento la superficie perpendicular al sol (ver figura 17 d). Es el sistema que mejor sigue al sol, tiene un aumento de energía recibida hasta de un 40% en las mejores condiciones respecto a una instalación fija.

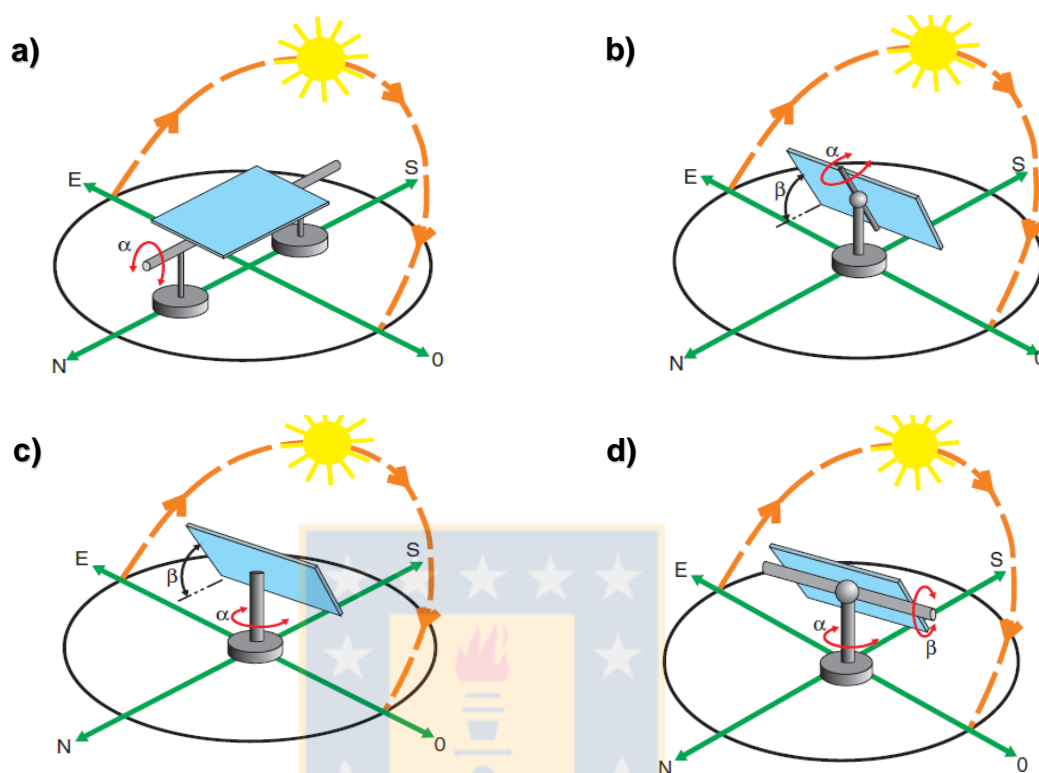


Figura 17. Sistemas de rastreo solar en estructuras móviles [19], a) Sistema de rastreo solar un eje horizontal, b) Sistema de rastreo solar un eje polar, c) Sistema de rastreo solar un eje azimutal, d) Sistema de rastreo solar de dos ejes.

El sistema de rastreo solar de dos ejes actualmente es el más eficiente, sin embargo, su complejidad de mantención y operación no son atractivos para parques fotovoltaicos de gran envergadura. Por otro lado, el sistema de seguimiento solar de un eje horizontal posee sistemas de montaje, operación y mantención de menor complejidad, haciéndolo más atractivo para la industria. En las plantas solares FV instaladas en Chile predomina el uso del sistema de seguimiento solar de un eje horizontal [3].

Un estudio realizado por ENCARE en febrero del año 2017 a ocho plantas solares FV, determinó que los sistemas de rastreo solar pueden presentar fallas debido a tres causas:

1.- Fallas de control: Problemas asociados a las instrucciones de movimientos y entrega de señales al software (SCADA).

2.- Fallas mecánicas: Los elementos mecánicos que destacan por presentar fallas son las uniones del seguidor a la estructura, reductor (conjunto de engranajes) y brazo (palanca que provoca el giro).

3.- Fallas eléctricas: Existen problemas en los componentes de fuerza del sistema de rastreo, entre ellos destacan el motor, suministro de energía y cables de fuerza.

A partir del año 2018 se estimó que el 45.7 % de las plantas solares fotovoltaicas en Chile utilizan un sistema estructural fijo, en segundo lugar, se encuentra el sistema estructural móvil de un eje horizontal que abarca un 44.4% dentro de las plantas solares FV y solo un 3% utiliza sistema estructural móvil con rastreo solar de doble eje [3].

3.2.2 Materiales estructurales y Problemas asociados

En una planta solar fotovoltaica se deben considerar tanto factores mecánicos tales como diseño, tensiones mecánicas, resistencia mecánica, entre otros, como factores ambientales que influyen de manera directa en el comportamiento de los materiales. La corrosión es uno de los problemas más frecuentes en materiales metálicos y se manifiesta de diversas maneras, lo que provoca finalmente la degradación y posterior falla del material. Es por ello que la selección de materiales y el uso de recubrimientos es importante para minimizar problemas de degradación y posteriores fallas.

Los aceros estructurales se caracterizan por su bajo precio y fácil protección. Se protegen generalmente con recubrimientos superficiales de zinc (galvanizado) [20], el cual es un metal anódico que se degrada primero que el metal base que protege (acero). Por su parte, el aluminio estructural también utilizado como material estructural en plantas FV, se protege mediante un tratamiento superficial conocido como anodizado, el cual forma una delgada película de óxido superficial (espesor del orden de micrones), que permite proteger al aluminio contra la corrosión generalizada y galvánica entre otras, y brinda mayor resistencia al desgaste [21].

En las visitas a plantas solares fotovoltaicas en Chile, operativas en la región de Antofagasta, se observaron anomalías en los materiales, reconocidos mediante una inspección visual hecha en terreno, especialmente en las plantas El Bolero Este y Uribe Solar. En la figura 18, fotografía tomada en la planta solar FV El Bolero Este en Sierra Gorda, se observa el componente mecánico correspondiente al eje de giro. Dicho componente posee zonas de color anaranjado, mostrando claramente problemas de corrosión. Es sabido que la zona de Sierra Gorda es rica en minerales, por lo que se presume que el polvo adherido al componente estructural, junto con el rocío (electrolito generado al descender la temperatura, donde el aire se condensa en forma de gotas) produjo corrosión galvánica, afectando al componente estructural.

En la figura 19, fotografía tomada en la planta FV Uribe Solar, se observan indicios de desgaste erosivo sobre las barras soportantes, debido al efecto de los fuertes vientos y partículas de polvo de la zona.



Figura 18. Componente estructural corroído- Planta solar El Bolero Este.

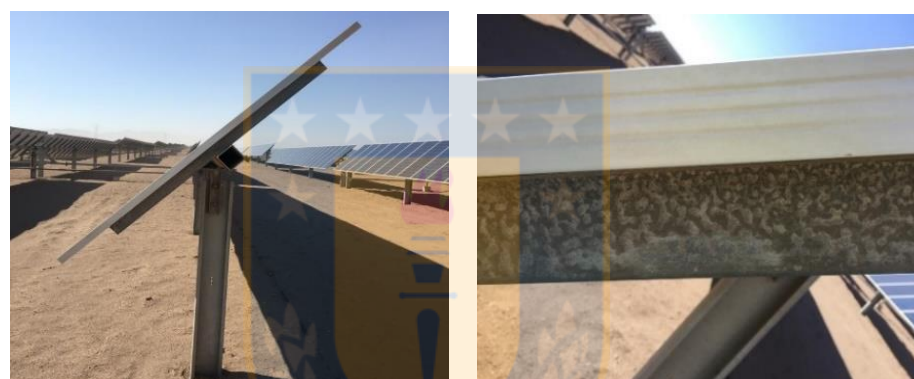


Figura 19. Componente estructural con indicios de erosión- Planta Uribe Solar.

Como se mencionó anteriormente, en los sistemas solares fotovoltaicos es común el uso de acero bajo carbono recubierto con zinc como soporte estructural, sin embargo, la durabilidad de la protección depende en gran parte del espesor del recubrimiento y ambiente al que estén expuestos. La norma ASTM A123 indica cómo se debe realizar el galvanizado. Por otro lado, la adición de aluminio al zinc, conocida como galfan (5% de aluminio y 95% de zinc), se utiliza como revestimiento de aceros, produciendo un aumento en la protección contra la corrosión. La utilización de pinturas contra la corrosión es mínima en plantas solares FV, debido a su alta permeabilidad al agua, oxígeno y a problemas de descomposición al estar expuesta a alta radiación.

Por otro lado, en los sistemas fotovoltaicos el tipo de aluminio más utilizado corresponde a la serie 6XXX, ya que posee buena formabilidad, soldabilidad, maquinabilidad y resistencia a la corrosión. Series de aluminio del tipo 6061 y 6063, que poseen elementos aleantes como magnesio y silicio, generalmente son utilizadas como soportes y componentes estructurales [20]. En Chile, comúnmente el aluminio es utilizado en estructura de montaje sobre techo, debido a su bajo peso y requerimiento de baja capacidad portante de módulos a sostener. Cabe destacar que las estructuras de aluminio generalmente no son utilizadas en parques fotovoltaicos, debido a que sus propiedades mecánicas son bastantes inferiores que las del acero. Para contrarrestar este problema, el volumen estructural del aluminio sería excesivamente alto.

El estudio realizado por ENCARE para los componentes estructurales, se determinó que presentan una frecuencia mínima de falla, no obstante, los problemas que pueden presentar los sistemas estructurales principalmente son:

- 1.- Fallas estructurales: Estas son originadas por problemas de diseño o de calidad. Estas fallas se encuentran en las uniones pilares-parrillas y de manera independiente en cada uno de los componentes mencionados.
- 2.- Fallas por corrosión: Generalmente causadas por el lavado de los módulos fotovoltaicos, mala aplicación del anticorrosivo y problemas en la etapa de construcción-montaje.

3.2.3 Conexiones eléctricas


En un parque fotovoltaico existen tres líneas de transmisión; de baja, media y de alta tensión. En ellas fluctúan distintas intensidades de corrientes. Como se observa en la tabla 1 cada aplicación eléctrica tiene asociado un nivel de voltaje.

Tabla 1. Niveles de voltaje según aplicación [6].

Nivel de Voltaje	Aplicación
Bajo	Cableado entre paneles
	Paneles a caja de conexiones
	Caja de conexiones a inversor y de inversor al transformador
Medio	Transformador a subestación
Alto y extra alto	Subestación a red

La selección de materiales para cables eléctricos debe ser la adecuada dependiendo a la línea de transmisión a la que van a pertenecer, ya sea baja, media o alta tensión. El voltaje de cables de baja tensión fluctúa entre 0,6 a 1 kilovoltios (kV) en corriente alterna (CA) y 1,8 kV en corriente continua (CC). En cables de media tensión el voltaje varía de 5 a 38kV y en cables de alta tensión el voltaje alcanza los 150kV. Según el nivel de voltaje existen diferentes materiales de refuerzo, tipos de aislantes y revestimientos [22].

Un ejemplo de cable eléctrico de baja tensión proveniente de la empresa General Cable-exzhellent solar, con el tipo de conductor y recubrimientos adecuados para paneles FV con seguimiento solar, puede verse en la figura 20. Este cable eléctrico se encuentra certificado por TUV (TUV Rheinland es una corporación alemana que certifica componentes fotovoltaicos), cumpliendo con la exigencia de la normativa chilena [23].



Materiales	
Conductor	Cobre estañado, flexible clase 5
Aislamiento	Compuesto de EVA reticulado libre de halógenos
Cubierta exterior	Compuesto de EVA reticulado libre de halógenos
Aplicación	-Interconexión de módulos -Entre caja de conexiones y los inversores

Figura 20. Cable eléctrico de baja tensión, fuente General Cable [23].

El material conductor debe ser capaz de transmitir corriente eléctrica de la forma más eficiente posible. Es por ello que su elección es importante a nivel de ingeniería, existiendo varias alternativas, como las que se presentan en la tabla 2, en donde se muestra la propiedad de resistividad eléctrica de los metales más adecuados para ser utilizados como conductores eléctricos a temperatura ambiente.

Tabla 2. Resistividad eléctrica de metales a 20°C [24].

Metal	Ohm-mm ² /m x10 ⁻⁸
Plata	1.629
Cobre recocido	1.724
Cobre estañado	1.741-1.814
Aluminio	2.803-2.828
Sodio	4.3
Nickel	7.8

Considerando los datos entregados por la tabla 2 y a factores económicos, se determina que el cobre y aluminio son los materiales más adecuados para ser utilizados como conductores eléctricos. Ambos metales poseen ventajas y

desventajas respecto al otro [24], tales como:

- 1.- La conductividad eléctrica del aluminio es aproximadamente 62% de la conductividad del cobre.
- 2.- El peso de un cable desnudo de aluminio respecto a uno de Cobre es 48% inferior.
- 3.- Mínimas cantidades de impurezas metálicas en el cobre pueden reducir su conductividad eléctrica a un 80 %, en cambio, alta concentración de impurezas reduce la conductividad del aluminio a un 85%.

La aplicación en parque fotovoltaicos (zona de baja tensión) no requiere cables de grandes dimensiones, sin embargo, se requiere la mayor eficiencia del conductor eléctrico, además, de bajas dimensiones y flexible. En base a lo anterior, los conductores de cobre son los más adecuados.

Por su parte, la aislación de los conductores eléctricos de baja tensión está hecha de polímeros. Existe una extensa variedad de polímeros para ser utilizados como aislante y revestimiento, los cuales según su composición química y estructura interna permiten propiedades térmicas y eléctricas específicas. Actualmente los polímeros de mayor uso se dividen en dos grandes grupos [25]:

- 1.- Termoplásticos: Se caracterizan por ser cadenas moleculares lineales y se pueden conformar por moldeo o extrusión. Estos polímeros al calentarse se ablandan y al enfriarse se endurecen y cuando alcanzan la temperatura de transición vítrea disminuyen considerablemente sus propiedades mecánicas.
- 2.- Termoestables: Son polímeros con estructura molecular cruzada debido al curado en su proceso de fabricación; este curado es realizado con calor o mediante reacciones químicas. Los polímeros termoestables pueden ser rígidos o flexibles, presentando buena resistencia ante deformaciones térmicas.

Cuando se utiliza como aislante de un conductor eléctrico permite un mejor funcionamiento y eficiencia del mismo a temperaturas más elevadas, comparado con polímeros termoplásticos.

Los polímeros termoplásticos más utilizados como aislante y revestimiento de conductores eléctricos son:

- Cloruro de Polivinilo (PVC): Sólo se procesa con aditivos, tales como plastificantes y lubricantes. Estos aditivos son perjudiciales para el cable, causando pérdidas eléctricas a temperaturas más bajas. Sin embargo, suelen ser aislantes adecuados para conductores eléctricos con voltaje de hasta 6 kV.
- Polietileno (PE): Es un material con excelentes propiedades eléctricas, como alta resistencia dieléctrica y baja permitividad (tendencia de un material a polarizarse). Puede ser utilizado como aislante y revestimiento. Sus pérdidas eléctricas son mínimas y se deben a óxidos formados en el proceso de polimerización. El polietileno de baja densidad (LDPE) se ablanda a temperaturas de 80-90 °C y el polietileno de alta densidad (HDPE) se ablandan sobre los 110°C. Este polímero tiene una baja retardación de llama, es decir, se quema muy fácilmente, lo que limita su uso.
- Polipropileno (PP): Es un polímero con un punto de fusión sobre los 160°C, con propiedades mecánicas superiores al polietileno, destacando una dureza más elevada. Actualmente avances tecnológicos han permitido obtener mayor flexibilidad para el polipropileno. Sin embargo, su sensibilidad a la luz ultravioleta y agentes oxidantes originan fácilmente degradación sobre el polímero.

Por su parte, los polímeros termoestables más utilizados como aislantes y revestimiento de conductores eléctricos son:

- **Caucho Natural (NR):** Este polímero como aislante y revestimiento de conductores eléctricos es el menos utilizado, debido a que su temperatura de trabajo no supera los 60°C. Para lograr entrecruzamiento en su estructura molecular se utiliza azufre y otros productos químicos. La presencia de estos elementos produce contaminación en el cobre (difusión), disminuyendo la eficiencia del conductor.
- **Caucho de Etileno-Propileno (EPR):** Es un polímero que posee gran estabilidad en sus enlaces carbono-carbono, debido a la aplicación de calor para su entrecruzamiento. Además, el uso de peróxidos para el entrecruzamiento proporciona mejores propiedades eléctricas y elevada resistencia al envejecimiento. El polímero EPR puede ser utilizado como aislante y revestimiento de conductores eléctricos, soportando temperaturas de trabajo de hasta 90°C.
- **Polietileno Reticulado (XLPE):** Este material proviene de la reticulación del polietileno termoplástico. El polímero XLPE alcanza una temperatura de trabajo de hasta 90°C, manteniendo sus excelentes propiedades eléctricas de aislación. Su mayor uso es como aislante eléctrico.
- **Etileno-Acetato de Vinilo Reticulado (EVA):** Este copolímero puede ser utilizado como aislante y revestimiento exterior; en servicio soporta temperaturas de hasta 110°C. Para los recubrimientos de cables eléctricos el porcentaje en peso de acetato de vinilo varía entre 18 a 28%, siendo el resto de etileno [26]. Junto al caucho sintético poseen resistencia al envejecimiento más elevada comparado con XLPE, EPR y caucho natural, además retarda la propagación de llamas. No obstante, la propiedad de permitividad eléctrica es inferior a EPR. La reticulación del copolímero EVA (XLEVA), se realiza con objeto de mejorar su estabilidad a temperaturas más altas y aumentar su resistencia dieléctrica.

- Goma de Silicona (SI): Se utiliza generalmente como revestimiento de cables eléctricos, con un adecuado funcionamiento hasta los 180°C. Sin embargo, a temperatura ambiente sus propiedades mecánicas son inferiores a los otros polímeros termoestables.
- Goma de Cloropreno (CR o PCP): También conocido como neopreno, estos polímeros son muy flexibles y presentan elevada resistencia a la abrasión y al agrietamiento. Su principal uso es como material de revestimiento de cables eléctricos.
- Elastómero etileno- acrílico (EMA): Su nombre comercial es Vamac. Se caracteriza por presentar poca generación de humo y una baja ignición en presencia de llamas. Es un material libre de halógenos con gran resistencia al calor.

En base a lo anterior, los polímeros de mayor interés para ser utilizados en parques FV instalados en el Desierto de Atacama son los polímeros termoestables, destacando su buen comportamiento a temperaturas elevadas (90-110°C). Estos polímeros son: polietileno reticulado (XLPE), copolímero etileno acetato de vinilo reticulado (XLEVA) y caucho de etileno -propileno (EPR). Se descartan los otros polímeros termostables, debido a que presentan componentes halogenados como el cloro, elemento que genera residuos tóxicos en presencia de llamas. Además, el proceso de reticulación de dichos polímeros termoestables, conocido como vulcanización, utiliza agentes como azufre, elemento que reacciona con el conductor eléctrico de cobre, traspasando impurezas y disminuyendo su conductividad eléctrica. Es por ello, que comúnmente los conductores eléctricos de cobre se encuentran recubiertos de estaño, evitando que el cobre se contamine con impurezas.

3.3 Proceso de reticulación de polímeros

Corresponde a la formación de una red tridimensional en la estructura polimérica, en donde se enlazan los átomos de carbono de los polímeros mediante enlace directo entre ellos o por medio de un puente químico que une a los átomos de carbono. El proceso de reticulación mejora propiedades de resistencia al impacto, crecimiento de grietas y estrés ambiental. Cabe destacar que la densidad y resistencia a la tracción no se ven modificadas por el proceso de reticulación [27]. La reticulación de polímeros puede realizarse mediante dos procesos: físico y químico. A continuación, se explican las características principales de cada proceso.

La reticulación mediante el proceso físico implica la generación de radicales libres se produce con el uso de radiación de alta energía, donde posteriormente se unen las cadenas poliméricas (ver figura 21). Los resultados de las propiedades físicas y químicas dependen de la reacción de reticulación. Este método utiliza procesos de alta energía como rayos X, gamma, protones, electrones y haces de neutrones, generándose reacciones químicas entre los radicales libres que se encuentran en alta concentración. La reticulación mediante el proceso físico logra un grado de reticulación de un 35% hasta 75%.

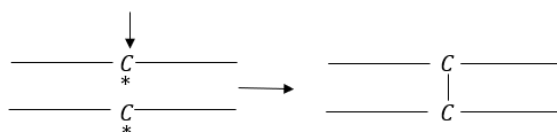


Figura 21. Reticulación átomos de carbono mediante proceso físico [27].

La reticulación de los polímeros mediante el proceso químico se lleva a cabo con el enlace carbono-carbono utilizando compuestos químicos como peróxidos e injertos de silanos que actúan como iniciadores. Estos métodos se detallan a continuación.

La reticulación por peróxidos es utilizada mayoritariamente en polímeros termoplásticos como el polietileno, transformándolo en un polímero termoestable (XLPE). La reticulación se lleva a cabo a presiones y temperaturas altas, en donde los radicales libres generados se unen entre sí. Estas reacciones ocurren hasta que se consume todo el peróxido, logrando un porcentaje de reticulación hasta de un 90% [27]. La importancia de los peróxidos se determina por su elevada eficiencia para entrecruzar cadenas poliméricas, como polietileno de baja densidad (LDPE), caucho etileno-propileno (EPR) y siliconas (SI), ya que estos polímeros no se pueden procesar con otros agentes. Uno de los aditivos más utilizado es el peróxido de dicumilo (DCP), aumentando considerablemente la estabilidad térmica [28]. En la figura 22 se observan los átomos de carbono entrecruzados.

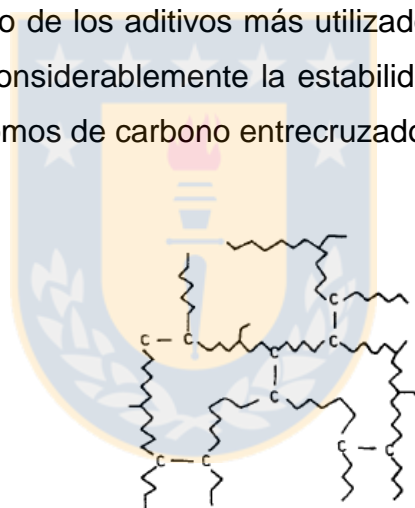


Figura 22. Entrecruzamiento de átomos de carbono [29].

Por su parte, la reticulación mediante injerto de silanos también es conocida como reticulación húmeda por la presencia de agua en su proceso. Este método utiliza peróxido como iniciador, para que los injertos de silanos puedan introducirse en la cadena polimérica. El uso de catalizadores activa y acelera la reacción química y el proceso se realiza a una temperatura entre 50-80°C, logrando un grado de reticulación de hasta un 70%. Los injertos de silanos permiten la unión entre cadenas mediante puentes tridimensionales de -silicio-oxígeno-silicio- (ver figura 23). Su energía de enlace supera a la energía de

enlace simple -Carbono-Carbono- formado por reticulación de peróxido, lo que permite una mayor estabilidad térmica en el proceso de reticulación, específicamente contra la degradación y el envejecimiento termo-oxidativo del aire [29].

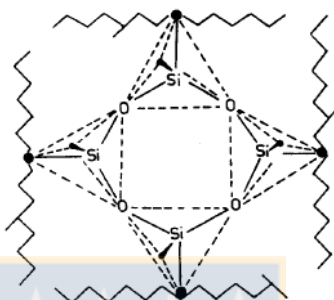


Figura 23. Enlaces tridimensionales mediante injertos de silanos [29].

En los cables de baja tensión se utilizan generalmente recubrimientos de polietilenos reticulados con silanos, mientras que en los cables de alta tensión se utilizan recubrimientos de polietilenos reticulados con peróxidos [30] debido a la alta rigidez requerida.

3.4 Degradación de polímeros

Existen tres tipos de envejecimientos en polímeros, estos son: físico, químico y eléctrico. Estos fenómenos son perjudiciales para los polímeros, básicamente disminuyen sus propiedades eléctricas y mecánicas [31]. Las características de estos tipos de degradación son:

1.- Envejecimiento físico: Fenómeno conocido como relajación estructural, que afecta a los espacios libres en las cadenas poliméricas, (ver figura 24). La presencia de volumen libre indica un estado amorfo del polímero, que influye en su densidad y comportamiento mecánico, afectando a la durabilidad del polímero. Además, debido a la expansión térmica y esfuerzos mecánicos asociados se generan microgrietas y microcavidades.

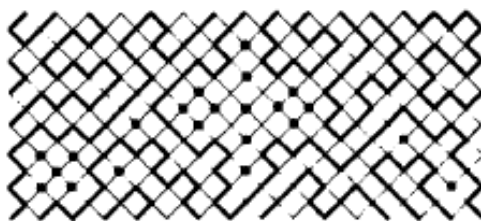


Figura 24. Volumen libre en estructura polimérica [31].

2.- Envejecimiento químico: Este proceso se origina con la presencia de radicales libres en la estructura, permitiendo la escisión de la cadena. Esto puede ocurrir por la transferencia de radicales libres entre cadenas o por la eyección de monómeros volátiles.

Los problemas pueden ser térmicos u oxidativos, provocados por absorción UV u otra radiación ionizante. En polímeros utilizados como aislantes o revestimientos de cables eléctricos, se origina envejecimiento térmico por la corriente eléctrica que circula, afectando la estabilidad química del aislante. Por su parte, el envejecimiento oxidativo se origina mediante foto-oxidación, cuando un fotón rompe el enlace -carbono-carbono-, razón por la que se usan antioxidantes e inhibidores en el proceso de reticulación. No obstante, en algunos casos estos antioxidantes se aglomeran formando clusters y pueden causar agrietamiento por estrés e impulsar la oxidación.

3.- Envejecimiento eléctrico: Este envejecimiento que afecta al deterioro de los polímeros tiene por nombre arborescencia eléctrica, fenómeno que se produce en los cables eléctricos en servicio. La arborescencia eléctrica puede originarse a voltajes bajos (3kV), en donde el material aislante está sometido a un estrés eléctrico en un tiempo prologado. En la estructura del polímero se canalizan espacios (huecos) a nivel micrométrico de diámetro, generándose un corto circuito si abarca el aislante, (ver figura 25).

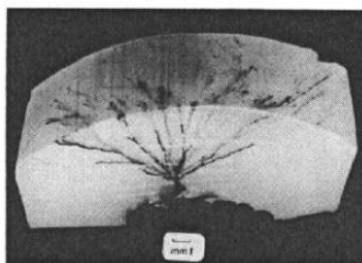


Figura 25. Arborescencia eléctrica [31].

3.5 Norma para cables eléctricos de baja tensión

En Chile, actualmente se utilizan cables de baja tensión compuestos de conductores de cobre recubiertos de estaño, con aislante y revestimiento exterior de polímeros reticulados. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Ministerio de Energía establecieron una descripción detallada de las especificaciones que deben cumplir los cables eléctricos de baja tensión en sistemas fotovoltaicos. Estos artículos corresponden a la Instrucción Técnica RGR N°02/2014 Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red y al Pliego Técnico formativo RTIC N°4 Conductores; materiales y sistemas de canalización.

La Instrucción Técnica RGR N°02/2014 básicamente establece que:

- Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.
- Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos

para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007 (certificación de componentes fotovoltaicos) [32].

Por su parte, las especificaciones estipuladas en el pliego técnico formativo RTIC N°4 indican las características constructivas para cualquier tipo de instalación fotovoltaica, móvil, fija, sobre tejado, con materiales que resistan las condiciones ambientales según la ubicación. También se informan los códigos de identificación, condiciones de uso y materiales para los conductores eléctricos. Los cables eléctricos según RTIC N°4 deben cumplir con al menos una de las siguientes normas:

- UNE-EN 50618: Designada para cables eléctricos, que son diseñados para trabajar a una temperatura máxima nominal de 90°C y el conductor hasta 120°C por un tiempo de 20.000 horas límite. Esta norma es aplicada a cables eléctricos unipolares flexibles, con aislante y cubierta de compuesto reticulado libre de halógenos y baja emisión de humos [33]. Los cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos bajo esta norma se encuentran con la designación H1Z2Z2-K.
- TÜV 2PFG 1169/08.2007: Esta certificación en particular, establece los requisitos de cables eléctricos en sistemas fotovoltaicos, aplicado para cables flexibles de un solo núcleo, donde circule corriente continua con una tensión máxima de 1.8kV.

Comercialmente existe una gran variedad de cables eléctricos y se diferencian según el tipo de conductor y los materiales utilizados como aislante y revestimiento. Sobre el revestimiento exterior de cada cable eléctrico están definidas una serie de codificaciones, según la norma IEC 60502 “Cables de alimentación con aislamiento extruido y sus accesorios para voltajes nominales desde 1 kV hasta 30 kV” que establece las normas de diseño.

La codificación que llevan sobre la cubierta exterior los cables eléctricos está compuesta de letras y números, en donde cada letra y número correspondiente indican el tipo de material de fabricación, ya sea el conductor, el aislante y cubierta exterior, para el caso de cables de baja tensión. La misma nomenclatura se utiliza para cables de mayor tensión, donde se requieren otros componentes adicionales.

- Aislante:

R/X: Polietileno reticulado (XLPE).

Z1: Poliolefina termoplástica libre de halógenos.

Z: Elastómero termoestable libre de halógenos.

V: Policloruro de vinilo (PVC).

S: Compuesto termoestable de silicona libre de halógenos.

D: Elastómero de etileno-propileno (EPR).

- Pantalla, revestimiento interior, asiento de armadura:

C3: Pantalla de hilos de cobre dispuestos helicoidalmente.

C4: Pantalla de cobre en forma de trenza, sobre los conductores aislados reunidos.

V: Policloruro de vinilo (PVC).

Z1: Poliolefina termoplástica libre de halógenos.

- Tipo de armadura

F: Fleje de acero dispuesto helicoidalmente.

FA: Fleje de aluminio dispuesto helicoidalmente.

FA3: Fleje de aluminio corrugado longitudinalmente.

M: Corona de hilos de acero.

MA: Corona de hilos de aluminio.

- Cubierta exterior

V: Policloruro de vinilo (PVC).

Z1: Poliolefina termoplástica libre de halógenos.

Z: Elastómero termoestable libre de halógenos.

N: Polímero clorado vulcanizado

- Conductor:

-K: Flexible de cobre (clase 5) para instalaciones fijas.

-F: Flexible de cobre (clase 5) para servicios móviles.

-D: Flexible para cables de máquinas de soldar.

A modo de ejemplo, la tabla 3 muestra la clasificación del cable RV-K de la empresa TOP Cable.

Tabla 3. Ejemplo de codificación de cable eléctrico, fuente TOP CABLE [34].

Marca comercial	Aislante	Pantalla	Tipo de armadura	Cubierta exterior	Conductor	Tensión nominal (kV)
TOP Cable	R			V	-K	1kV

Así, el ejemplo dado en la tabla 3 corresponde a un cable eléctrico de baja tensión (1 kV), con conductor eléctrico de cobre flexible (clase 5), el material aislante de polietileno reticulado (XLPE) y el material de revestimiento de policloruro de vinilo (PVC).

3.6 Conectores eléctricos

En sistemas solares fotovoltaicos los conectores eléctricos permiten conexión segura entre módulos fotovoltaicos (ver figura 26), permitiendo la continuidad eléctrica. En Chile, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles bajo el documento Instrucción Técnica RGR N°02/2014 titulado Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, estipuló que:

- Las conexiones eléctricas deberán permitir un montaje rápido, manteniendo la seguridad y la impermeabilidad del sistema. La interconexión de los módulos de la unidad de generación fotovoltaica deberá realizarse con conectores que deben cumplir con el siguiente requisito:
- Deberán ser a prueba de agua tipo MC4 o equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica. Las siglas MC corresponde a la palabra Multi-Contact nombre del fabricante y el número 4 indica el diámetro del pasador de PIN (4 mm). Adicionalmente, deben cumplir con los requerimientos técnicos de la instalación, en conformidad a la norma IEC 60998-1, que establece requisitos de conexión para circuitos de baja tensión [32].

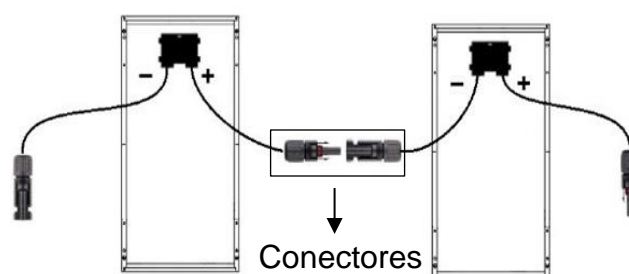


Figura 26. Sistema de conectores eléctricos para módulos fotovoltaicos [35].

Cabe destacar que los conectores eléctricos MC4 son una versión mejorada de los conectores MC3, debido a su fácil montaje. Además, poseen un anclaje de seguridad (snap in) y un grado de protección contra el agua superior respecto al conector MC3. Este anclaje de seguridad evita que la conexión eléctrica se desacople mediante estiramientos [36]. A continuación, se muestran los conectores eléctricos MC4 hembra y macho en la figura 27.

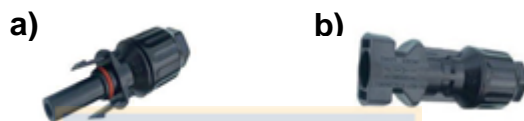


Figura 27. Acopladores MC4, a) Hembra, b) Macho.

Como se dijo anteriormente, este conector eléctrico es conocido en el mercado por su seguridad de acople, es por ello, que existe una herramienta especializada que permite el desacople del conector llamada llave MC4, (ver figura 28).



Figura 28. Herramienta de desacople conector MC4 [36].

A modo de ejemplo, en la tabla 4 se muestra la descripción detallada del conector eléctrico MC4 que ofrece comercialmente la empresa CONERMEX, en donde se indican los materiales utilizados, grado de protección, rango de temperatura de trabajo y certificación del producto.

Tabla 4. Especificaciones conector eléctrico MC4, fuente CONERMEX [37].

Descripción del producto	
Tensión nominal	0,6/1kV CC (Certificación TÜV)
Rango de temperatura	-40°C a 85°C
Clase protección	Clase II (doble material aislante)
Material contacto	Cobre estañado
Material del conductor	Poli óxido de fenilo (PPO)
Grado protección	IP67 (según Norma IEC529)

Para identificar el grado de protección de los conectores eléctricos se usa la sigla IP XX, que indica el nivel de protección de ingreso contra objetos sólidos y de agua, para el primer y segundo dígito respectivamente, según la norma IEC 529. Detalles se muestran en las tablas 5 y 6 [38].

Tabla 5. Grado de protección de conectores contra objetos sólidos [38].

Primer Dígito	Grados de protección con respecto a cuerpos extraños y objeto sólidos
0	Sin Protección
1	Protección contra objetos sólidos con Ø 50 mm y superior
2	Protección contra objetos sólidos con Ø 12.5 mm y superior
3	Protección contra objetos sólidos con Ø 2.5 mm y superior
4	Protección contra objetos sólidos con Ø 1.0 mm y superior
5	Protección contra polvo a una presión de 200 mm de columna de agua
6	Protección total contra polvo

Tabla 6. Grado de protección de conectores contra agua [38].

Segundo Dígito	Grado de protección con respecto al ingreso perjudicial de agua
0	Sin protección
1	Protección contra caídas verticales de agua
2	Protección contra caídas verticales de gotas de agua para una inclinación máxima de 15°
3	Protección contra salpicaduras de agua de un ángulo hasta 60° en ambos lados
4	Protección contra salpicaduras de agua en todas direcciones
5	Protección contra chorros de agua a baja presión
6	Protección contra agua que por momentos inunda el equipo por ejemplo mares embravecidos
7	Protección contra inmersión
8	Protección contra sumersión

En el contexto del comportamiento de los componentes eléctricos en plantas solares FV instaladas en Chile, una investigación indicó que un 7 % de las fallas corresponden a la zona de instalaciones de baja tensión y un 5% de las fallas se originan en los rastreadores solares [39] (ver figura 29).

En la zona de instalaciones de baja tensión, liderando con un 97% de frecuencia de falla destacan los fusibles, esto a causa de que se queman por exceso de irradiancia, falla propia o por causas desconocidas. En menor instancia, el 3% de las fallas se debe a problemas en los conectores eléctricos; se desconoce la causa de origen, (ver figura 30).

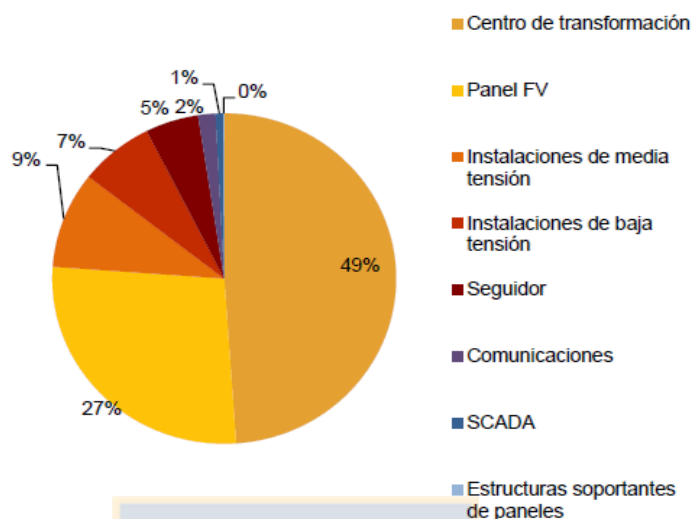


Figura 29. Distribución de tipos de fallas en plantas solares FV en Chile [39].

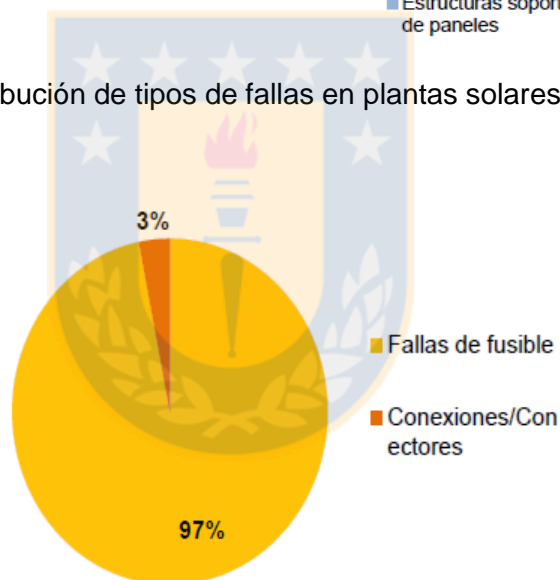


Figura 30. Distribución de fallas en instalación de baja tensión [39].

3.7 Diseño de estructura de montaje

Utilizando los conocimientos adquiridos en el levantamiento de información presentado anteriormente y con la información proveniente de la literatura, se realizó una propuesta de diseño estructural para la instalación de seis módulos bifaciales en el techo del edificio Tecnológico Mecánico de la Universidad de

Concepción. Con objeto de estudiar a futuro el rendimiento de los módulos BF, dicha estructura tiene características de diseño que permitan el análisis del mayor número de variables respecto de la posición de los módulos BF.

Por otro lado, es importante estudiar la influencia de la ubicación geográfica en el rendimiento, ya que, a diferencia de Atacama, Concepción se encuentra más alejado de la línea del Ecuador, por ende, existe una diferencia importante en la trayectoria del sol en invierno y verano. Así, se hace importante analizar la obtención de la máxima potencia instantánea de los módulos solares bifaciales según la posición respecto al sol. Adicionalmente, un estudio acabado de la eficiencia de los módulos BF debe comprender otros factores que intervienen en el rendimiento como son: el albedo (modificando la superficie), altura de módulos respecto al suelo y la inclinación (ángulo variable) de dichos módulos.

El sistema estructural será instalado con orientación norte-sur en un eje polar. Cabe mencionar que la inclinación de sistema estructural es de 36.7° , ángulo óptimo promedio según las estaciones verano-invierno en Concepción. Este sistema está compuesto de tres pilares tipo monoposte, junto con un eje de giro que permite el seguimiento del sol (este-oeste). Adicionalmente, el eje de giro tiene como agregado una cavidad tipo riel, sobre el cual se instalarán barras soportantes móviles y fijas en las que se ubicarán los módulos BF

Los materiales que serán utilizados en la construcción del sistema estructural son: acero galvanizado y polietileno de alta densidad. El acero galvanizado abarca toda la estructura gruesa del sistema como pilares, eje, barras soportantes. Por su parte, el polietileno de alta densidad será utilizado con diferentes propósitos:

1. Elemento de desgaste, que será instalado entre el eje de giro y barras soportantes, (ver figura 31).
2. Elemento que evita el contacto de distintos materiales, por lo que será instalado entre el marco de aluminio de los módulos y las barras soportantes

de acero galvanizado, (ver figura 32). A su vez, minimiza las vibraciones generadas por vientos, otorgando seguridad a los módulos.

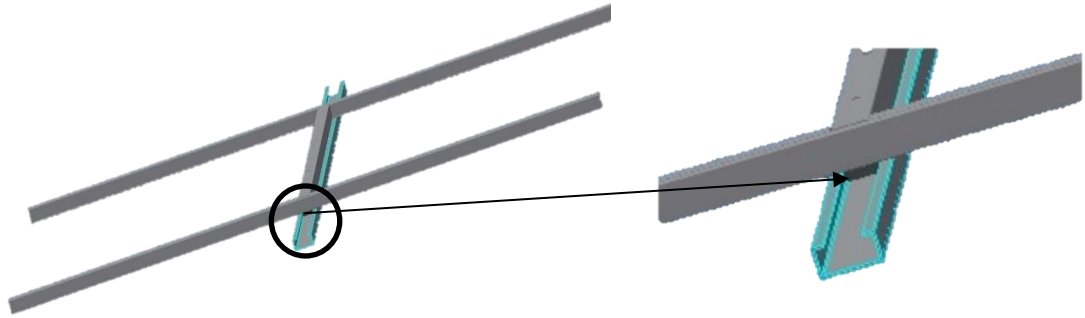


Figura 31. Ubicación polietileno de alta densidad, entre eje de giro y barra soportante.

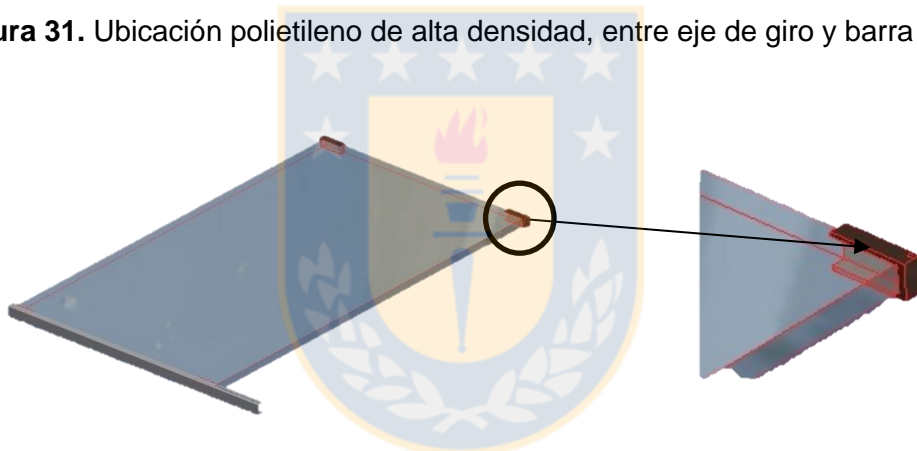


Figura 32. Ubicación polietileno de alta densidad, entre marco y barra soportante.

Con respecto al diseño estructural, este cumple las siguientes especificaciones:

1.- Para permitir un mayor ingreso de luz a la superficie del techo y obtener un mayor albedo, las barras soportantes de los módulos laterales, que podrán desplazarse sobre el eje de giro, permitiendo una abertura máxima de 25 cm, con respecto a los módulos centrales (ver figura 33), que tendrán barras soportantes fijas.

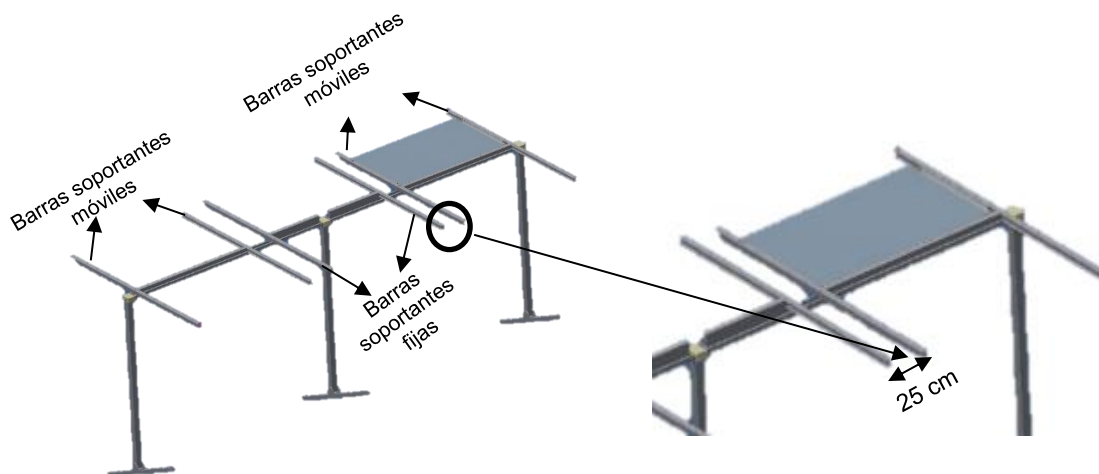


Figura 33. Abertura máxima de 25 cm de barra soportante móvil respecto la barra soportante fija.

2.- Todos los módulos tendrán la libertad de movimiento dentro las barras soportantes (tipo cajón), permitiendo una abertura máxima de 20 cm con respecto al eje de giro. De igual forma que el punto anterior, se maximiza el ingreso de radiación solar a la superficie (albedo).

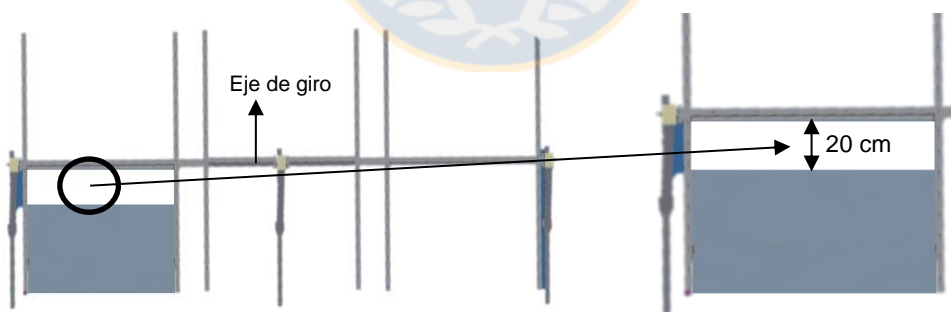


Figura 34. Abertura máxima de 20 cm de los módulos BF respecto al eje de giro.

3.- Cuando el eje de giro alcance su mayor ángulo (90°), los módulos se posicionarán de forma perpendicular al techo (posición toalla). El módulo que consiga menor altura ($H_{\text{mín}}$), se ubicará 100 cm sobre el techo.

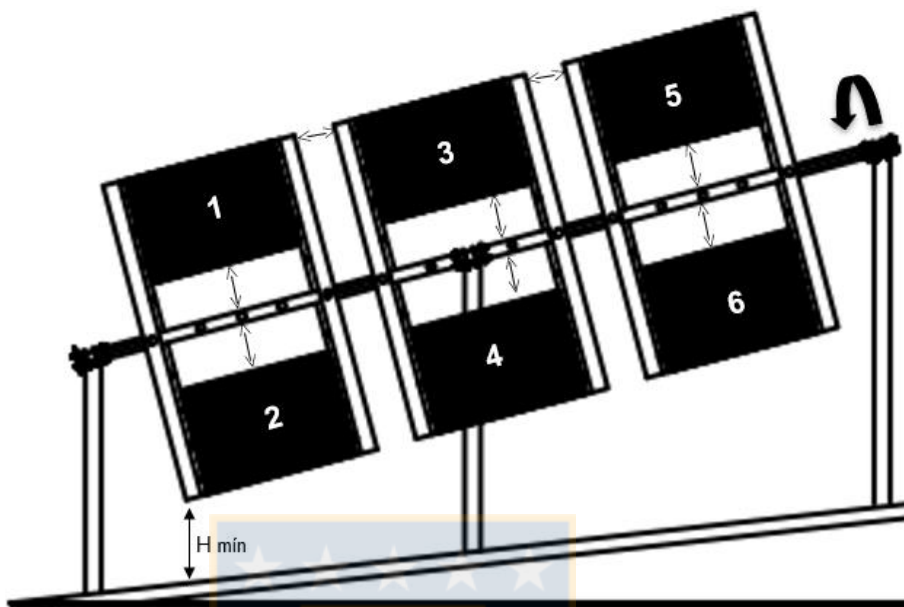


Figura 35. Propuesta de diseño estructural para módulos BF, en posición de 90°.

En resumen, con este sistema estructural se podrá estudiar el rendimiento para los módulos solares bifaciales, en base a los parámetros que influyen en la eficiencia, como el albedo, altura de módulos y ángulo de inclinación respecto al sol. El albedo se verá influenciado por el mayor ingreso de radiación solar sobre la superficie del techo, mediante las aberturas que permiten las barras soportantes sobre el eje de giro y el desplazamiento de los módulos en las barras soportantes. Por otro lado, el diseño estructural y su inclinación sobre el techo ubicará a los módulos a diferentes alturas. Por su parte, la rotación que permite el eje de giro posicionará a los módulos en un ángulo fijo según el requerimiento, este ángulo fijo podrá estar en el rango de 0° a 90°.

Capítulo 4: Conclusiones

Mediante el presente trabajo se levantó información de las características y comportamiento de materiales de las estructuras de montaje, cables y conectores eléctricos de parques solares FV, ubicados en el desierto de Atacama, zona que se caracteriza por su alta radiación y aridez.

De la información obtenida en visitas a terreno en las plantas solares FV que no superan los 10 años en servicio, se concluye que:

- Las estructuras soportantes de módulos en los parques solares FV son de acero galvanizado, permitiendo la protección frente agentes corrosivos. No obstante, mediante una inspección visual se observó la presencia de dos tipos de anomalías, la primera es corrosión galvánica en un componente del eje de giro, en la planta solar El Bolero, presumiblemente causada al estar ubicada en una zona rica en minerales que pudieron adherirse a la estructura, y la segunda anomalía corresponde a indicios de desgaste por erosión en las barras soportantes de la planta FV Uribe Solar, ubicada en una zona de fuertes vientos, que junto a las partículas de polvo impactan sobre la estructura.
- Por su parte, los cables eléctricos de baja tensión utilizados en los parques solares FV visitados en la región de Antofagasta, cumplen con las exigencias requeridas según la normativa chilena. Se utilizan conductores de cobre estañado (flexibles), con material aislante y revestimiento exterior de polímeros termoestables (reticulados), cumpliendo con las exigencias de TUV y/o EN 50618. Cabe destacar, que los polímeros con un elevado porcentaje de reticulación (hasta un 90%) son más susceptibles a generar tensiones mecánicas y transformarse en futuras grietas. Según la información obtenida de la visita a terreno, junto con la inspección visual, se verificó que los cables eléctricos de baja tensión a la fecha no han presentado ningún tipo de falla.

- Los conectores eléctricos, al igual que los cables eléctricos, cumplen con las exigencias de la normativa chilena, siendo estos conectores del tipo MC4, permitiendo una conexión segura. Además, estos conectores poseen el grado de protección IP más elevado según la norma IEC 529. Mediante la inspección visual, se determinó que la frecuencia de falla de los conectores MC4 es mínima en las plantas FV visitadas.
- Se diseñó una estructura de soporte para módulos solares BF, la cual permite el estudio de las variables más influyentes en el rendimiento, como el albedo, altura de módulos y ubicación geográfica e inclinación.



Referencias

- [1] Tyagi, V. V., Rahim, N. A., Rahim, N. A., Jeyraj, A., & Selvaraj, L. (2013). Progress in solar PV technology: Research and achievement. *Renewable and sustainable energy reviews*, 20, 443-461.
- [2] Iea.org. (2019). TCEP: Solar PV. [online] Disponible en: <https://www.iea.org/tcep/power/renewables/solar/> [Accedido 28 Sep. 2018].
- [3] Zurita, A., Castillejo-Cuberos, A., García, M., Mata-Torres, C., Simsek, Y., García, R., ... & Escobar, R. A. (2018). State of the art and future prospects for solar PV development in Chile. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, 701-727.
- [4] Sea.gob.cl. (2018). SEA Chile. [online] Disponible en: <http://www.sea.gob.cl/> [Accedido 12 May 2018].
- [5] Cne.cl. (2019). [online] Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_ERNC_v201810.pdf [Accedido 30 Sep. 2018].
- [6] Renewable Power Solar Energy Product & Solutions. (2016). [ebook] Kentucky: SunGen, pp.2-3. Disponible en: <http://www.generalcable.com> [Accedido 10 Aug. 2018].
- [7] Castejon, A. and Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. [Pozuelo de Alarcón]: Editex, pp.15-24.
- [8] Energías Renovables. (n.d.). Tipos de paneles fotovoltaicos. [online] Disponible en: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/> [Accedido 3 Oct. 2018].
- [9] TRITEC-Intervento. (2016). Tipos de paneles solares fotovoltaicos | Energía solar Fotovoltaica | TRITEC-Intervento. [online] Disponible en: <http://www.tritec->

intervento.cl/productostritec/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/ [Accedido 4 Apr. 2018].

[10] Iordan, S. (2008). Análisis comparativo de plantas solares fotovoltaicas conectadas a la red. [ebook] Valencia, pp.30-31. Disponible en: <http://deeea.urv.cat/DEEEA/Iguasch/Sonialordan%20PFC.pdf> [Accedido 1 Oct. 2018].

[11] Guerrero-Lemus, R., Vega, R., Kim, T., Kimm, A., & Shephard, L. E. (2016). Bifacial solar photovoltaics—A technology review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 60, 1533-1549.

[12] IS-ARQuitectura | Prefab. (n.d.). Paneles fotovoltaicos con células bifaciales, de bSolar. [online] Disponible en: <https://blog.is-arquitectura.es/2012/07/08/paneles-fotovoltaicos-con-doble-cara-de-bsolar/> [Accedido 17 Oct. 2018].

[13] SunFields: Venta Paneles Solares, Inversores y Equipos Fotovoltaicos. (n.d.). Efecto degradación potencial inducido paneles solares - SunFields. [online] Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/efecto-degradacion-pid/> [Accedido 25 Nov. 2018].

[14] Friesen, G., Herrmann, W., Belluardo, G. and Herteleer, B. (2018). Photovoltaic Module Energy Yield Measurements: Existing Approaches and Best Practice. Report IEA-PVPS T13-11:2018, pp.25-26.

[15] Yusufoglu, U., Pletzer, T., Koduvelikulathu, L., Comparotto, C., Kopecek, R. and Kurz, H. (2015). Analysis of the Annual Performance of Bifacial Modules and Optimization Methods. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(1), pp.320-328.

[16] Estructuras fijas para paneles solares. (2018). Buenos Aires, Argentina: EITGROUP, pp.3-10.

[17] Actualización NCh 2369- Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales. (2017). Santiago, Chile: Instituto de la Construcción, pp.63-64.

- [18] Racharla, S., & Rajan, K. (2017). Solar tracking system—a review. *International Journal of Sustainable Engineering*, 10(2), 72-81.
- [19] Castejon, A. and Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. [Pozuelo de Alarcón]: Editex, pp.192-193.
- [20] Messenger, R. and Ventre, J. (2004). *Photovoltaic systems engineering*. 2nd ed. Boca Raton: CRC Press, pp.169-174.
- [21] Avalumitran.com. (n.d.). Procesos a fondo: El Anodizado de Aluminio | AV Alumitran. [online] Disponible en: <http://www.avalumitran.com/nuestros-procesos-a-fondo-el-anodizado-de-aluminio/> [Accedido 15 Oct. 2018].
- [22] Cables de Media y Alta Tensión. (2016). [ebook] Santiago, CHILE: General Cable-Cocesa. Disponible en: <http://www.generalcable.cl> [Accedido 27 Aug. 2018].
- [23] Cables de baja tensión. (n.d.). [ebook] Barcelona, España: General Cable, p.74. Disponible en: http://cairo.ad/uploads/archivos/general_cable.pdf [Accedido 31 Jul. 2018].
- [24] Thue, W. (1999). *Electrical power cable engineering*. New York: Marcel Dekker, pp.33-35.
- [25] Moore, G. (2000). *Electric cables handbook/BICCCables*. 3rd ed. Oxford: BSCI, pp.51-64.
- [26] Barlow, A. (1991). The chemistry of polyethylene insulation. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 7(1), 8-19.
- [27] Tamboli, S. M., Mhaske, S. T., & Kale, D. D. (2004). Crosslinked polyethylene.
- [28] Akiba, M., & Hashim, A. S. (1997). Vulcanization and crosslinking in elastomers. *Progress in polymer science*, 22(3), 475-521.

- [29] Sen, A. K., Mukherjee, B., Bhattacharyya, A. S., De, P. P., & Bhowmick, A. K. (1992). Degradation of silane-and peroxide-cross-linked polyethylene and ethylene propylene rubber. *Polymer degradation and stability*, 36(3), 281-289.
- [30] Morshedean, J., & MOHAMMAD, H. P. (2009). Polyethylene cross-linking by two-step silane method: a review.
- [31] Dissado, L. A., & Fothergill, J. C. (1992). *Electrical degradation and breakdown in polymers (Vol. 9)*. IET, pp. 49-59.
- [32] Sec.cl. (2018). *Diseño y Ejecución De Las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red*. [online] Disponible en: http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_NET_METERING/RGR_02.PDF [Accedido 30 Jun. 2018].
- [33] Mateo, V. M. (2016). *Gestión de Montajes de Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. España: Paraninfo, pp.205.
- [34] Designación de los cables de Baja Tensión. (n.d.). [ebook] Top Cable, pp.1-7. Disponible en: https://www.topcable.com/descargas/blog/topcable_designacion_cables.pdf [Accedido 21 Aug. 2018].
- [35] Solar-electric.com. (2018). *Solar Panel Connectors and Cables | Northern Arizona Wind & Sun*. [online] Disponible en: <https://www.solar-electric.com/how-to-use-mc4-connectors-cables.html> [Accedido 13 Jul. 2018].
- [36] CCEEA.MX. (2018). *Conectores MC4 - CCEEA*. [online] Disponible en: <https://ccee.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/conectores-mc4> [Accedido 14 Jul. 2018].
- [37] Conermex.com.mx. (2018). *CONECTOR TIPO MC4-H, MC4-M*. [online] Disponible en: http://www.conermex.com.mx/hojas-tecnicas/13_Conectores-cables/mc4-h-mc4-m.pdf [Accedido 21 Jul. 2018].

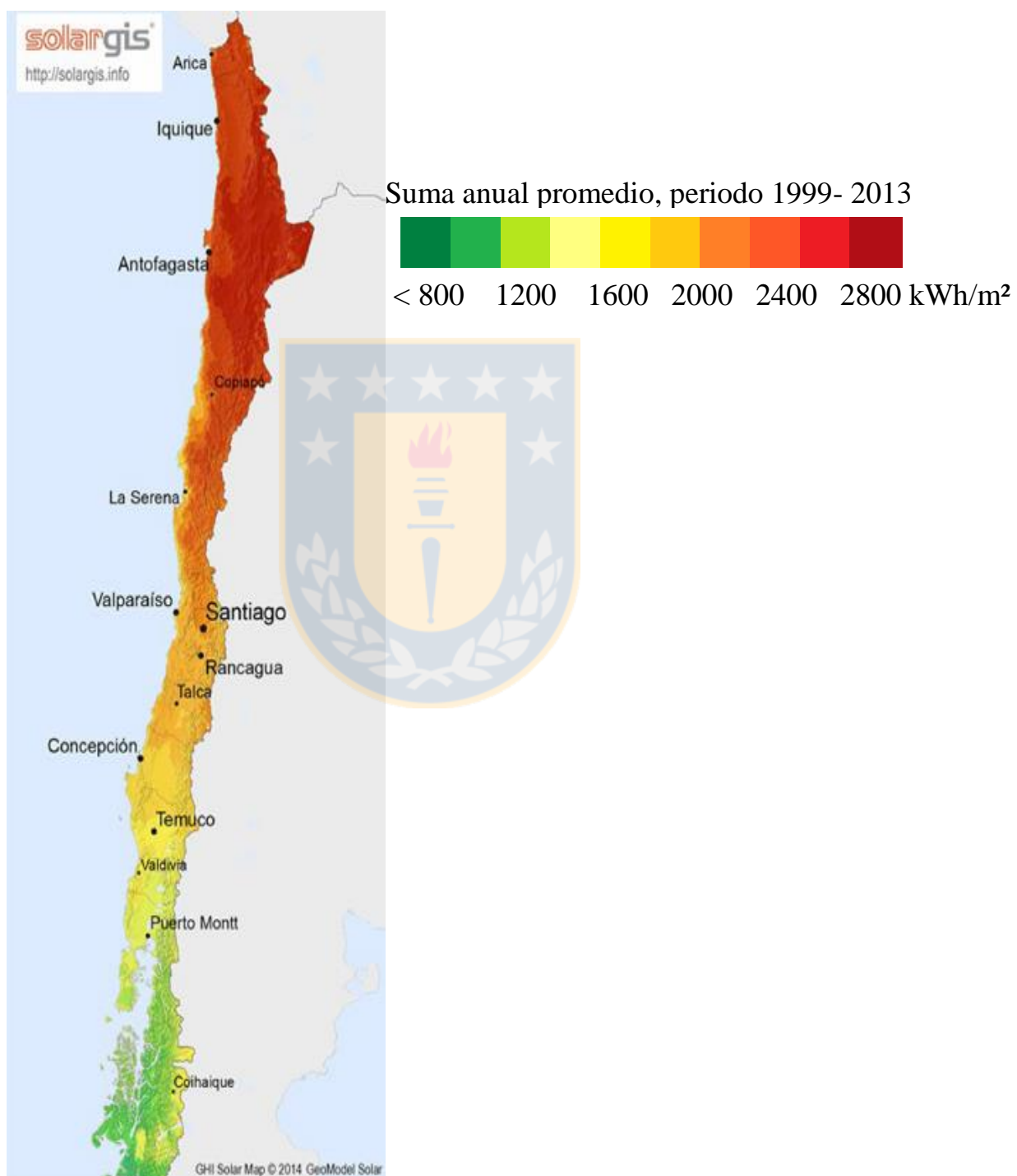
[38] Metring.com. (2018). Protección según IEC. [online] Disponible en: <http://metring.com/notes/HI-10-65-MT2009.pdf> [Accedido 4 Ago. 2018].

[39] Estudio Benchmarking de plantas solares fotovoltaicas en Chile. (2017). [ebook] Santiago, CHILE: Encare-Energía 360, pp.24-30. Disponible en: http://www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2017/04/Informe-Benchmarking-Plantas-Solares-Fotovoltaicas_actualizaci%C3%B3n.pdf [Accedido 16 May 2018].



Anexos

Anexo 1: Mapa de la irradiación global horizontal en Chile [3].



Anexo 2: Actualización norma chilena NCh 2319 [18].

ACERO		FORMATO / USOS
Denominación	Grados	
ASTM A36	-	Perfiles, planchas, láminas y barras
ASTM A242	-	
ASTM A529	50 / 55	
ASTM A572	42 / 50 / 55	
ASTM A588	-	
ASTM A709	36 / 50	
ASTM A913	50 / 60 / 65	
ASTM A992	50	
ASTM A1011 HSLAS	55	
ASTM A1043	36 / 50	
DIN.17100	St.44.2/44.3/52.3	
NCh 203 A250ESP	-	
NCh 203 A345ESP	-	
ASTM A53	B	Tubos estructurales
ASTM A500	B / C	
ASTM A501	-	
ASTM A653	40	Acero recubierto: decks y perfiles livianos
ASTM A792	40	
ASTM A36	-	Pernos de anclaje
ASTM A193	B7	
ASTM A354	BD	
ASTM A449	-	
ASTM A572	42 / 50 / 55	
ASTM A588	-	
ASTM F1554	36 / 55 / 105	

Anexo 3: Especificaciones de cables eléctricos de baja tensión utilizados en plantas solares FV en Chile.

<u>Cables Eléctricos</u>	Andes Solar	Finis Terrae	María Elena	El Bolero (Este)	Uribe solar
Codificación	PV1-F	PV ZZ-F (AS) PV1-F	PV1-F /USE-2/ PV WIRE Wet or Dry	PV WIRE PV1-F	PV WIRE PV1- F
Certificación	TÜV 2 pfg 1169/08.2007	TÜV 2 pfg 1169/08.2007 EN 50618 UL USE-2	TÜV 2 pfg 1169/08.2007 EN 50618 UL 4703	TÜV 2 pfg 1169/08.2007 UL	TÜV 2 pfg 1169/08.2007
Conductor	Cobre estañado clase 5	Cobre estañado clase 5	Cobre estañado clase 5	Cobre estañado clase 5	Cobre estañado clase 5
Aislante	XLPE reticulación rayos ē	XLEVA	XLPO reticulación rayos ē	XLPO	XLPE
Revestimiento	XLPE reticulación rayos ē	XLEVA	XLPO reticulación rayos ē	XLPO	XLPE
Marca	WUXI XINHONGYE	TOP CABLE	SUN RES	BAOHING 1	ZHEJIANG RENHE