UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO – CHILE

“DISEÑO DE UN LABORATORIO PARA DEGRADACIÓN ACELERADA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR RADIACIÓN ULTRAVIOLETA”

THOMAS BRELLENTHIN KOHEN

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: DR. ING. RODRIGO BARRAZA V.

PROFESOR CORREFERENTE: ING. FEDERICO CASTILLO B.

AGOSTO 2020

Dedicatoria

Agradezco a mi profesor guía y a todo el equipo FONDEF por darme la oportunidad de realizar este trabajo, por su confianza y su buena disposición para ayudar siempre que lo necesité.

También quiero dar gracias a todos mis compañeros que me han brindado su apoyo, consejos, ayuda, pero sobretodo su amistad.

Un especial agradecimiento para mi compañera Bárbara que estuvo conmigo y siempre me motivó durante los tiempos difíciles en los que se realizó esta memoria.

Finalmente, quiero dedicar este trabajo a mi madre Katherine por su incondicional esfuerzo para darme la oportunidad de estudiar y por haber hecho de mi la persona que soy hoy en día.

RESUMEN

En este documento se presenta el trabajo realizado para el diseño de un laboratorio de envejecimiento acelerado por radiación ultravioleta. Para esto, se hizo una revisión de las metodologías utilizadas actualmente en laboratorios alrededor del mundo y luego se seleccionaron equipos y materiales para reacondicionar una jaula de Faraday y construir una cámara climatizada donde se controlen radiación y temperatura para realizar la prueba de precondicionamiento UV descrita en la norma IEC 61215.

Se revisaron los requisitos para la realización de las pruebas de calidad de módulos fotovoltaicos que deben realizarse antes de la prueba de precondicionamiento, añadiendo procedimientos que aumentan la capacidad de evaluación de los módulos. Se identificaron los parámetros para hacer pruebas de degradación más exigentes que caractericen la operación en climas específicos, adoptando una metodología ya probada y modificándola para obtener resultados más representativos de climas con alta radiación UV.

ABSTRACT

This document presents the work done for the design of an ultraviolet radiation accelerated aging laboratory. For this, a review of the methodologies currently used in laboratories around the world was carried out and then equipment and materials were selected to recondition a Faraday cage and build an environmental chamber where radiation and temperature are controlled to perform the UV preconditioning test described in the IEC 61215 standard.

Additionally, the requirements for the photovoltaic module quality tests that must be carried out prior to the preconditioning test were reviewed, adding procedures that improve the capacity of evaluation of modules. The parameters to carry out more demanding degradation tests that characterize the operation in specific climates were determined, adopting an already proven methodology and modifying it to obtain more representative results in climates with high UV radiation.

GLOSARIO

UV: Ultravioleta.

IF: Infrarrojo.

Indoor: Condiciones controladas en un recinto interior.

Outdoor: Condiciones de terreno al aire libre.

Curvas IV: Curva de intensidad y voltaje.

FV: Fotovoltaico.

EVA: Etileno acetato de vinilo (Ethylene Vinyl Acetate).

EL: Electroluminiscencia.

MQT: Prueba de calidad de módulo (Module Quality Test).

V_{oc}: Voltaje en circuito abierto.

I_{sc}: Corriente en cortocircuito.

P_{max}: Potencia máxima.

CC: Corriente continua.

Curva IV: Curva de intensidad y voltaje.

STC: Condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions)

ÍNDICE

RESUMEN iii

ABSTRACT iv

GLOSARIO v

ÍNDICE vi

ÍNDICE DE TABLAS viii

ÍNDICE DE FIGURAS ix

1. INTRODUCCIÓN xi

2. OBJETIVOS xii

2.1. Objetivo General xii

2.2. Objetivos Específicos xii

3. ESTADO DEL ARTE 1

3.1. Energía Fotovoltaica 1

3.2. Radiación en Chile 2

3.3. Normas 5

3.4. Laboratorios Indoor Existentes 9

3.4.1. SERIS, Instituto de Investigación de Energía Solar de Singapur 9

3.4.2. NREL, Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los EE.UU. 10

3.4.3. Fraunhofer ISE, Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar 11

3.4.4. Durasol 11

3.4.5. PVPMC, Colaborativo de Modelación de Rendimiento FV 12

3.5. Métodos Experimentales 12

4. LABORATORIO DE DEGRADACIÓN ACELERADA 15

4.1. Propuesta de Laboratorio 15

4.2. Ubicación 15
4.3. Requerimiento de Espacio 16
4.4. Diseño Preliminar 17
4.5. Recursos Materiales 19
4.5.1. Irradiación UV 19
4.5.2. Calefacción 21
4.5.3. Circulación de Aire 23
4.5.4. Controlador 24
4.5.5. Sensor de Radiación UV 25
4.5.6. Sensor de Temperatura 26
4.5.7. Aislante 26
4.5.8. Enchapado 29
4.5.9. Estructura 29
4.6. Diseño Final 30
5. METODOLOGÍAS 33
5.1. Identificación y Documentación 33
5.1.2.2. Información entregada por los documentos 35
5.2. Evaluación de Estado de Salud de los Módulos FV 37
5.2.1. Prueba de Inspección Visual (MQT 01) 37
5.2.2. Determinación de Potencia Máxima (MQT 02) 39
5.2.3. Estabilización Inicial (MQT 19.1) 39
5.2.4. Rendimiento a Condiciones de Prueba Estándar (MQT 06.1) 41
5.2.5. Prueba de Aislamiento (MQT 03) 42
5.2.6. Prueba de Corriente de Fuga Húmeda (MQT 15) 43
5.2.8. Obtención de Curva IV 46

5.2.9. Electroluminiscencia 47
5.2.10. Fluorescencia UV 49
5.3. Parámetros para Caracterizar Climas 50
5.3.1. Radiación Total 56
5.3.2. Temperatura 56
5.3.3. Porcentajes de Radiación UV-A y UV-B 57
5.3.4. Metodología Propuesta 58
5.3.5. Diseño del laboratorio UV para Caracterizar Climas 59
6. CONCLUSIONES 60
7. Recomendaciones 61
8. BIBLIOGRAFÍA 62
9. ANEXOS 67
9.1. Datalogger Campbell CR1000X 67
9.2. Ecuaciones Resueltas en EES (Engineering Equation Solver) 69
9.3. Calor Perdido vs. Temperatura para cada Aislante 73
9.4. Programa para Medir y Controlar Temperatura en la Cámara Térmica 75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4-1: Capacidades de Prueba. 20
Tabla 4-2: Sistema de Iluminación. 20
Tabla 4-3: Sistema Eléctrico. 20
Tabla 4-4: Requerimientos de Instalación y Dimensiones. 20
Tabla 4-5: Opciones de Calefacción. 22
Tabla 4-6: Opciones de Circulación de Aire. 23
Tabla 4-7: Características del sensor de radiación UV. 25
Tabla 4-8: Características del termistor 110PV-L. 26

Tabla 4-9: Resistencias térmicas para cada opción de aislante. 27
Tabla 5-1: Características h.a.l.m cetisPV-Outdoortest. 47
Tabla 5-2: Requerimientos para EL. 49
Tabla 5-3: Descripción de símbolos del esquema de clasificación climática de Köppen. 51
Tabla 5-4: Factores aplicados a las distintas clasificaciones de clima. 52
Tabla 5-5: Procedimientos para realizar pruebas de degradación acelerada para climas específicos (T = temperatura, H = humedad, I = irradiación CMD = carga mecánica dinámica, S/A = sal/arena, CT = ciclos térmicos). [39] 53
Tabla 5-6: Modificación de las pruebas de caracterización de climas áridos. 58
Tabla 9-1: Características CR1000X. 67
Tabla 9-2: Valores de Calor Perdido vs Temperatura sin aislar la cámara térmica. 73
Tabla 9-3: Valores de Calor Perdido vs Temperatura aislando la cámara térmica con Aislapol de 50 mm. 74
Tabla 9-4: Valores de Calor Perdido vs Temperatura aislando la cámara térmica con Lana de Vidrio de 80 mm. 74
Tabla 9-5:Valores de Calor Perdido vs Temperatura aislando la cámara térmica con Lana de Vidrio de 120 mm. 74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1: Componentes de un módulo fotovoltaico [2]. 2
Figura 3-2: Decoloración o empardecimiento de las celdas fotovoltaicas [6]. 3
Figura 3-3: Delaminación de la membrana EVA [6]. 4
Figura 3-4: Dosis anuales de irradiación UV superficial estimadas para todas las condiciones del cielo en el desierto de Atacama: (a) UV-B; (b) UV-A. [4] 5
Figura 3-5: Flujo de pruebas de la norma IEC 61215-1. 7
Figura 4-1: Jaula de Faraday en estado actual. 16
Figura 4-2: Vista superior de sección destinada del Laboratorio de Alta Tensión para Laboratorios Indoor. 17

Figura 4-3: Vista frontal, superior y lateral del espacio mínimo requerido por el equipo de irradiación. 18
Figura 4-4: Vista superior de la propuesta inicial de división de la Jaula de Faraday. 19
Figura 4-5: Equipo Eternal Sun UV150200, colgador de módulos (izquierda) y fuente de iluminación ultravioleta (derecha) [26]. 21
Figura 4-6: Baterías Calefactoras Fabrestel. [27] 22
Figura 4-7: Datalogger Campbell CR1000X para medición y control. 24
Figura 4-8: Relé estado sólido Fotek TSR-40DA-H [28]. 25
Figura 4-9: Pérdidas de calor en función de la temperatura para cada opción de aislante. (Ver datos en Anexo 9.3). 28
Figura 4-10: Plancha de aluminio de 3 mm adosada a perfil de aluminio T-slot. 29
Figura 4-11: Vistas de perfil, frente y superior de la cámara térmica con partes fijas en rojo, semi-fijas en amarillo y móviles en verde. 31
Figura 4-12: Modelo tridimensional del armazón de la cámara térmica. 32
Figura 4-13: Posición de equipos dentro de la cámara (Blanco: Cámara; Rojo: Resistencias; Azul: Ventilador; Amarillo: Eternal Sun UV150200; Morado: Módulo FV; Celeste: Sensor de temperatura). 33
Figura 5-1: Imagen obtenida con EL luminiscencia de un módulo nuevo recibido en la UTFSM Campus Santiago. 48
Figura 5-2: Disposición para obtener imagen con fluorescencia UV. [38]..... 50
Figura 5-3: Tipos de clima a lo largo de Chile [41]. 54
Figura 5-4: Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Chile por región hasta Abril del 2020 [42]..... 55

1. INTRODUCCIÓN

Debido al aumento explosivo en los últimos años de las plantas FV en Chile [1], ha nacido la necesidad de mejorar la operación y mantenimiento de éstas, por esto la Universidad Técnica Federico Santa María se adjudicó un Fondo de Fomento al Desarrollo Científico y Tecnológico (Fondef) con el propósito de introducir mantenimiento predictivo con monitoreo y seguimiento de condiciones en tiempo real, introduciendo este tipo de mantenimiento a la industria FV para de reducir costos de labores de operación y mantenimiento y aumentar disponibilidad de la planta. Estas plantas están expuestas a duras condiciones climáticas que degradan los módulos FV repercutiendo en el rendimiento y la fiabilidad a largo plazo de estos, siendo la radiación UV uno de los factores más significativos de envejecimiento. Por esto, en el marco de proyectos dentro del Fondef, nace la necesidad de evaluar correctamente el ciclo de vida de los paneles estudiando específicamente el desgaste por radiación UV.

El presente trabajo consiste en el diseño de un laboratorio indoor para realizar pruebas de envejecimiento acelerado por radiación UV, la revisión de diversas metodologías para evaluar la salud de los módulos antes y después de realizadas las pruebas y la identificación de parámetros que permitan hacer pruebas para caracterizar la degradación en distintos climas.

Las pruebas de degradación se realizarán irradiando los módulos fotovoltaicos con luz ultravioleta utilizando el equipo Eternal Sun UV150200 dentro de un espacio confinado a temperatura controlada por un tiempo determinado. Para esto, se diseña una cámara climática resolviendo ecuaciones de balance térmico para la elección de equipos y materiales y así adaptar una jaula de Faraday para su construcción.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

El objetivo general de este trabajo de título es diseñar un laboratorio para realizar pruebas de envejecimiento acelerado con radiación ultra violeta en condiciones controladas. Se desea habilitar una instalación para realizar pruebas que permitan caracterizar paneles FV estudiando el grado de degradación que estos sufran al exponerlos a radiación UV en un determinado tiempo, de modo de poder evaluar si cumplen con los requisitos mínimos esperados.

2.2. Objetivos Específicos

Para cumplir con el objetivo general se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Revisar el estado del arte relacionado a los métodos que se ocupan actualmente para la degradación acelerada de módulos dentro de laboratorios.
- Diseñar una cámara térmica para la implementación de los procesos de degradación a través de radiación y a temperatura controlada.
- Plantear un método para determinar el estado de salud de los módulos antes y después de realizada la prueba de degradación acelerada.
- Caracterizar parámetros relevantes para implementar pruebas a climas específicos.

3. ESTADO DEL ARTE

A continuación, se describe el contexto en el que se realiza el trabajo, además de condiciones que motivan la realización de éste. En Chile se tienen características que diferencian esta zona del resto del mundo, entre estas, existen condiciones particularmente favorables para proyectos fotovoltaicos, pero también, con sus respectivos problemas. Existe un marco normativo que rige los procesos y los métodos que se ocupan actualmente en las pruebas a módulos FV a nivel internacional que se ha incorporado a la realidad nacional mediante normas chilenas y en los últimos años se han obtenido resultados prometedores de nuevos métodos experimentales.

3.1. Energía Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una energía renovable que aprovecha la radiación electromagnética proveniente del Sol para producir electricidad. La cantidad de energía que incide en una determinada área y tiempo ($kWh/m^2\ al\ día$) es uno de los principales criterios para elegir la ubicación de una planta de energía solar.

Para realizar la transformación de energía solar a eléctrica se utilizan los paneles o módulos fotovoltaicos, que están formados principalmente por numerosas celdas conectadas en serie y paralelo, además de una serie de elementos que las recubren con la finalidad de protegerlas de agentes externos y dotar al módulo de rigidez.

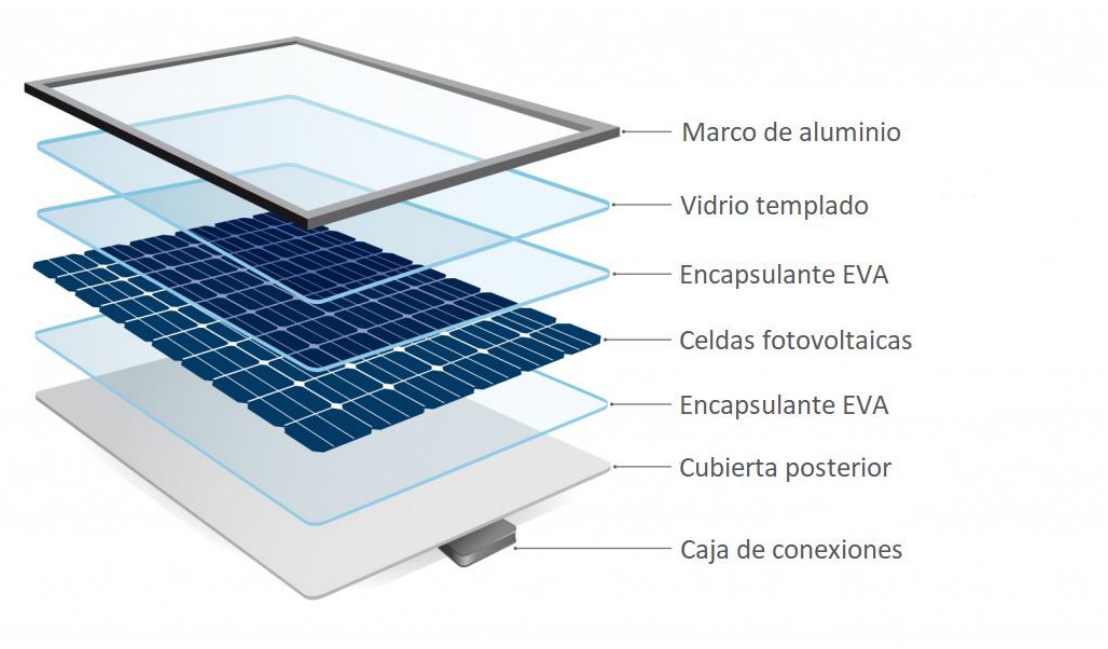

Figura 3-1: Componentes de un módulo fotovoltaico [2].

El marco de aluminio otorga rigidez y estanqueidad al conjunto y tiene las perforaciones necesarias para montar el módulo a la estructura de soporte. El vidrio templado protege al panel de fenómenos atmosféricos y permite la transmisión de luz solar. El encapsulante EVA (Etileno acetato de vinilo) protege las celdas frente a la abrasión, la humedad, los rayos UV y las vibraciones. La cubierta posterior refleja la luz que logra pasar por las celdas haciendo que esta vuelva a incidir sobre las mismas. Finalmente, la caja de conexiones aloja todas las conexiones eléctricas y las protege de las condiciones ambientales.

3.2. Radiación en Chile

En particular, la zona norte de Chile (principalmente en el desierto de Atacama) es una de las zonas con mayor incidencia solar en el mundo [3], lo que le otorga su gran potencial para proyectos FV. Esto sumado al avance de las tecnologías FV en el mundo ha resultado en un notable aumento de proyectos de energía solar en Chile.

De la misma forma que en la zona norte de Chile se encuentran altos valores de radiación solar, también se hallan algunos de los valores más altos de radiación ultravioleta en el mundo. Esto debido a las condiciones que caracterizan esta zona;

altitud elevada, condiciones mayoritariamente despejadas, y una columna de ozono relativamente baja [4].

La mayor parte de la radiación UV que llega a la Tierra emitida por el Sol lo hace en tres formas; UV-A, UV-B y UV-C. De estas, la UV-C no llega a la superficie, pues es absorbida por el oxígeno y la capa de ozono, la UV-B también es absorbida por el ozono, pero una fracción de esta llega a la superficie, y así, la radiación UV que llega principalmente a la superficie es la UV-A.

A pesar de ser sólo una pequeña parte de la radiación solar total (aproximadamente 9%) y que la mayor parte de esta sea absorbida en la atmósfera, también es parte de la energía que se transforma en electricidad, pero genera un problema, y es que esta interfiere con los enlaces moleculares y degrada los componentes de los módulos FV, en especial los polímeros, resultando en una disminución en la energía producida [5].

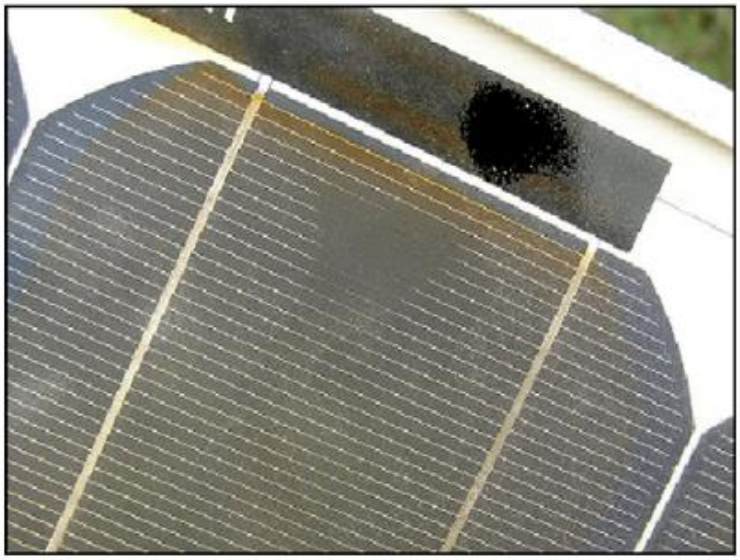

Figura 3-2: Decoloración o empardecimiento de las celdas fotovoltaicas [6].

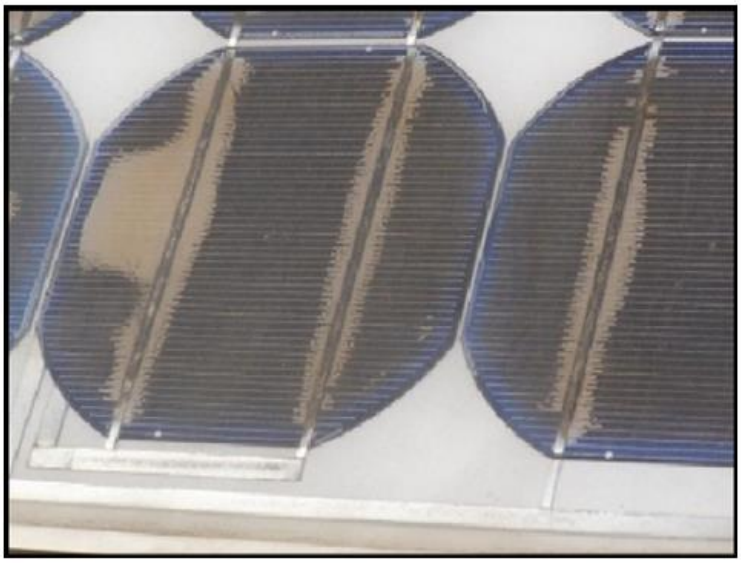

Figura 3-3: Delaminación de la membrana EVA [6].

Los daños más comunes generados por la radiación UV son la descoloración o empardecimiento (Figura 3-2) y la delaminación (Figura 3-3), pero también se genera degradación intrínseca de los materiales de los sistemas fotovoltaicos que no son visibles, pero que se pueden detectar en la disminución de potencia del módulo.

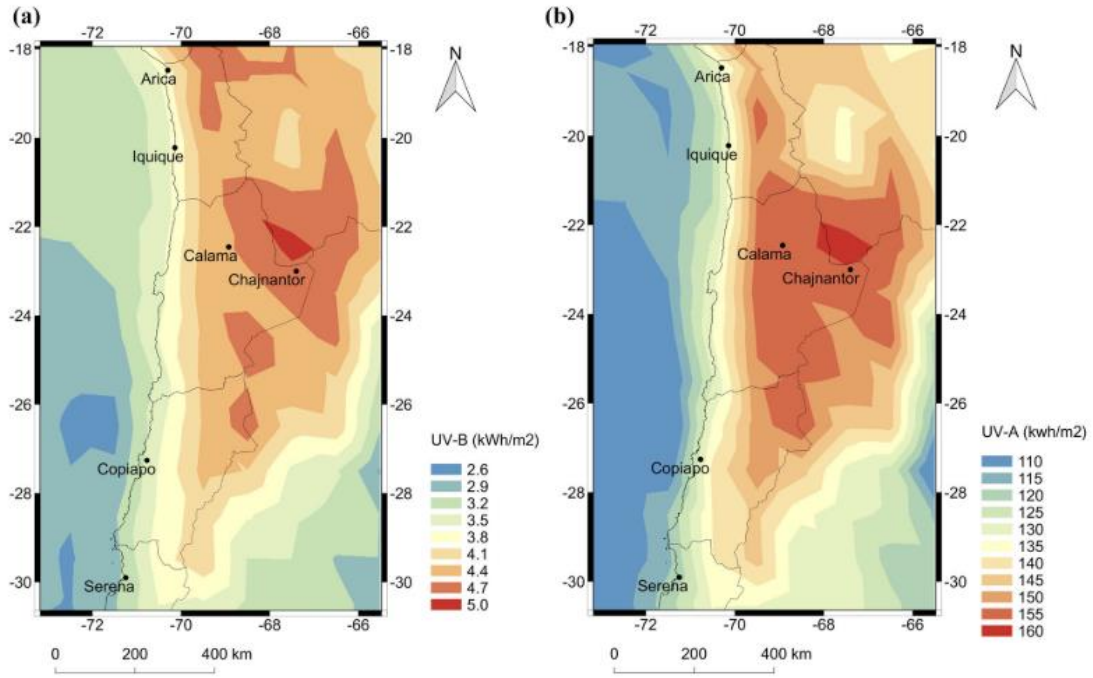

Figura 3-4: Dosis anuales de irradiación UV superficial estimadas para todas las condiciones del cielo en el desierto de Atacama: (a) UV-B; (b) UV-A. [4]

Por estas razones, resulta de gran interés caracterizar la radiación UV en el desierto de Atacama. En la Figura 3-4 se observan algunos resultados obtenidos el año 2018 [4], donde se puede ver que no sólo se encuentran altos niveles de radiación UV-A y UV-B en toda la zona norte, sino que esta aumenta a medida que se sube por la cordillera. En este mismo estudio, se caracteriza el espectro de radiación UV en el desierto de Atacama, obteniendo dosis de radiación UV-A anuales de 130 kWh/m^2 y de 3.5 kWh/m^2 de UV-B en zonas costeras, mientras que en la meseta andina se obtienen niveles anuales de 160 kWh/m^2 de UV-A y 5 kWh/m^2.

Estas dosis son importantes, ya que al momento de simular las condiciones en el desierto de Atacama se deben considerar los porcentajes de radiación UV-A y UV-B para adquirir una fuente de luz ultravioleta pertinente.

3.3. Normas

En el contexto de la ley 20.571 (Generación Distribuida o Net Billing), la Superintendencia de Electricidad y Combustible exige como requisito mínimo de

aceptación la norma internacional IEC 61215. Los módulos fotovoltaicos que pasen este requisito mínimo pueden inyectar legalmente energía a la red eléctrica nacional.

La IEC 61215 estandariza los procedimientos y requisitos para la calificación y aprobación de paneles FV terrestres para operaciones de largo plazo en climas al aire libre y está compuesta por la IEC 61215-1 [7] que establece los requerimientos de las pruebas, la norma IEC 61215-1-1 [8] que reúne los requisitos para paneles de silicio cristalino (lo más comunes), la norma IEC 61215-1-2 [9] que reúne los requisitos para paneles de telururo de cadmio de capa fina y la norma IEC 61215-2 [10] que fija los procedimientos para realizar las pruebas. Asimismo, cabe mencionar que desde el 2018 el Instituto Nacional de Normalización (INN) elaboró normas chilenas (NCh) que homologan estas al contexto nacional traduciendo las anteriores al español.

En estas normas se define una secuencia de pruebas que tienen como objetivo determinar las características eléctricas y térmicas del módulo FV, además de mostrar, en la medida de lo posible y dentro de las limitaciones razonables de costo y tiempo, que el módulo es capaz de soportar una exposición prolongada en determinados climas. Esto, teniendo en cuenta que la esperanza de vida real de los módulos calificados dependerá de su diseño, su entorno y las condiciones bajo las cuales son operados.

Para realizar la certificación de la norma IEC 61215 se toman 10 módulos del mismo tipo y se les somete a distintos niveles de pruebas llamadas “Pruebas de Calidad de Módulo” o MQT por sus siglas en inglés, teniendo en total 19 de estas. Hay 5 secuencias distintas en las que se realizan las pruebas donde algunas se repiten y otras son únicas de la secuencia. Luego de estas, se considera que el diseño de los módulos no obtiene la certificación si 2 o más de estos no pasan los criterios eléctricos definidos en la norma IEC 61215-1.

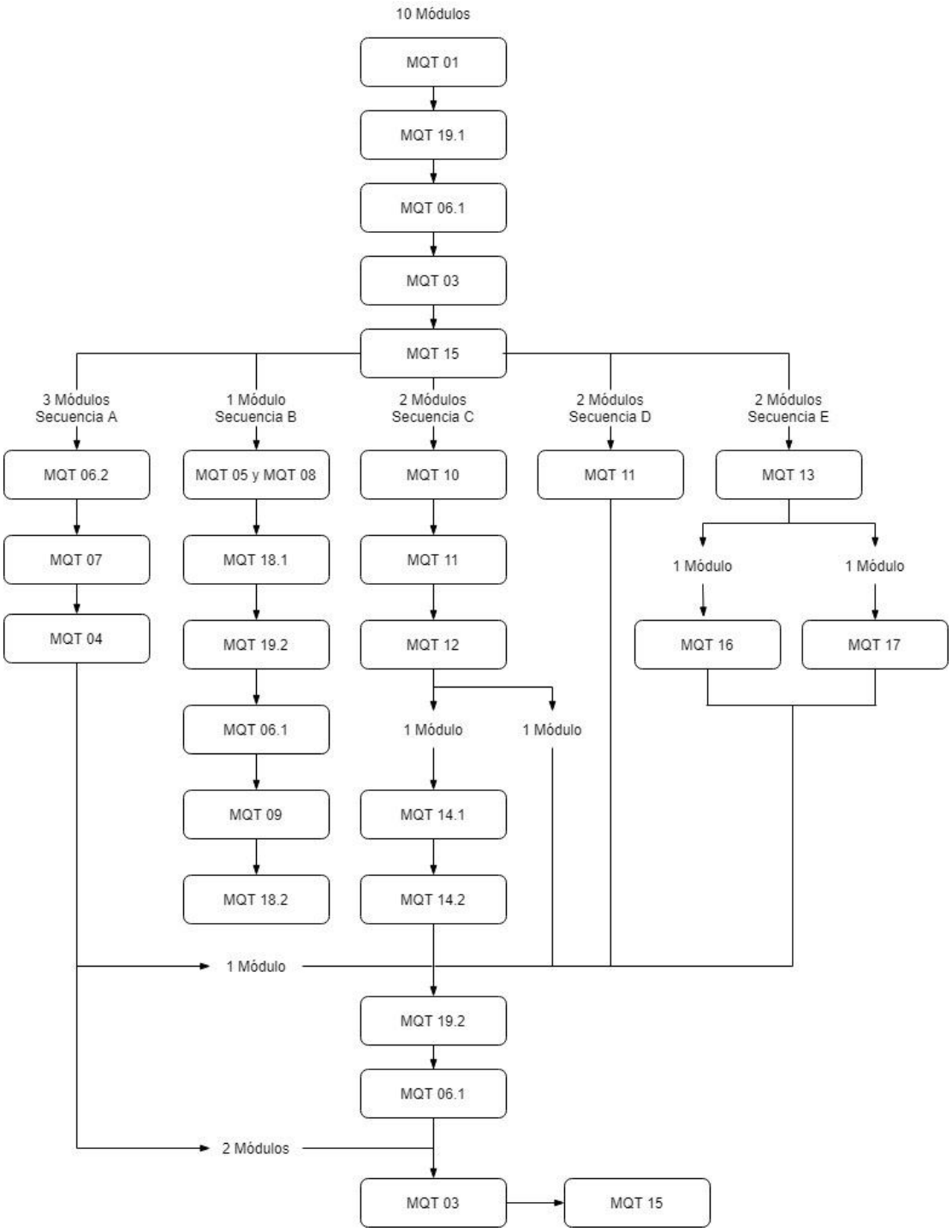

Figura 3-5: Flujo de pruebas de la norma IEC 61215-1.

Dentro de estas pruebas se encuentra la que se desea diseñar en este trabajo, la prueba de precondicionamiento UV (MQT 10). En esta, se identifican los materiales y adhesivos que son susceptibles a la degradación UV y se realiza antes de las pruebas de ciclo térmico y congelamiento de humedad.

La prueba requiere:

- Una cámara térmica que pueda mantener la temperatura a $60°C$ con una variación máxima de $\pm 5°C$.
- Un sensor para medir la temperatura del módulo con una precisión de $\pm 2°C$ y una repetibilidad de $\pm 0{,}5°C$ (este debe ir en la parte de atrás o adelante del panel cerca del punto medio del mismo y sin obstruir la luz UV incidente).
- Instrumentación para medir la capacidad de luz UV, dentro de los rangos de longitud de onda entre $280\ nm$ a $320\ nm$ y $320\ nm$ a $400\ nm$, con una incertidumbre igual o inferior a 15%.
- Una fuente de radiación UV capaz de producir irradiación uniforme en el plano de prueba del módulo, sin niveles de irradiación apreciables bajo longitudes de onda de $280\ nm$ y para fuentes de luz con contenido espectral insignificante en el rango visible, el módulo debe estar en cortocircuito, conectado a una carga de tamaño tal que el panel opere a máxima potencia.

Seguir estas normas se ha vuelto clave para lograr una alta confiabilidad, pero a medida que crece la industria fotovoltaica se ha vuelto necesario el generar nuevos estándares que estudien los mecanismos de desgaste de forma más profunda para aumentar aún más la confiabilidad y durabilidad de los sistemas fotovoltaicos. No obstante, la creación de nuevos estándares puede demorar años y la industria requiere métodos de prueba actualizados lo más pronto posible, por lo tanto, resulta de gran interés generar pruebas incluso antes de que puedan adoptarse como estándares.

De esta forma nace la idea de las pruebas de calificación más allá de la norma (Qualification Plus Testing). El año 2014, el NREL (Laboratorio Nacional de Energía

Renovable de los EE.UU) hace un reporte [11] que propone un conjunto de pruebas para la verificación más allá de la norma. En éste, se resume la motivación y la lógica de cada una de las pruebas basada en un tipo de degradación observada en operación y muestra evidencia de los puntos débiles que las nuevas pruebas han encontrado, así identificando y previniendo fallas.

En particular, en este reporte encontramos cuatro pruebas propuestas relacionadas a la degradación UV, en estas, se sigue una metodología similar a la del test actual de precondicionamiento, pero se estudian los efectos de la radiación en distintos componentes del módulo (no sólo ensayando el módulo completo) y se varían las condiciones en función de las dosis de radiación que reciben en operación y la temperatura que requieran para lograr una degradación semejante a la real. De esta forma, estas pruebas estudian por separado el comportamiento de los encapsulantes, las cubiertas posteriores (backsheets), los conectores/cables y las cajas de conexiones.

3.4. Laboratorios Indoor Existentes

En esta sección se presentan algunos laboratorios que estudian la degradación de sistemas FV en condiciones indoor principalmente. En estos se controlan condiciones como temperatura, radiación, humedad, etc.

3.4.1. SERIS, Instituto de Investigación de Energía Solar de Singapur

El Instituto de Investigación de Energía Solar de Singapur (SERIS) de la Universidad Nacional de Singapur (NUS) es el instituto nacional de Singapur para la investigación de energía solar aplicada, comenzando sus operaciones el año 2008 [12].

SERIS cuenta con un laboratorio dedicado a la prueba y certificación de módulos fotovoltaicos que desde el año 2012 está acreditado en la norma ISO/IEC 17025 y desde el 2018 ha ampliado su acreditación a pruebas de confiabilidad y seguridad (IEC 61215, IEC 61730 y UL 1703), con especial atención a los modos de degradación severa que ocurren en el clima tropical cálido y húmedo del sudeste asiático [13].

Este laboratorio cuenta con las capacidades para realizar diversas pruebas de degradación normadas, como las de exposición UV, confiabilidad térmica y mecánica, de aislamiento, puntos calientes, etc., pero además cuenta con pruebas prolongadas

fuera de la norma para caracterizar las condiciones de operación en regiones con clima tropical.

3.4.2. NREL, Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los EE.UU.

El Centro de Investigación de Energía Solar [14] se realizan investigaciones relacionadas a las áreas de la energía fotovoltaica y las ciencias básicas de la energía. Esta instalación permite la síntesis avanzada de materiales para silicio, perovskita, punto cuántico y células solares de múltiples funciones III-V de ultra alta eficiencia. Se experimenta sobre contactos, capas de ventanas, encapsulantes y soluciones de empaque. Además, esta instalación se destaca por la caracterización de equipos FV, investigación computacional y estudios de ciencias básicas.

Para caracterización se ocupan técnicas como la espectroscopía laser. Para medir defectos estructurales y electrónicos se utilizan otros métodos como microscopía de transmisión por electrones, catodoluminiscencia, corriente inducida por haz de electrones y fotoluminiscencia de barrido. Otra caracterización incluye la espectrometría de masas de iones para resolver la distribución de elementos y dopantes en materiales de células solares.

Los estudios computacionales utilizan la supercomputadora Peregrine de NREL. Con esta se estudia la física fundamental de semiconductores y las propiedades de defectos, el análisis de dispositivos computacionales y la investigación de los atributos de compuestos materiales potenciales.

Además de esto, el Centro de Investigación de Energía Solar también incluye el laboratorio de certificación independiente de NREL para módulos solares multifuncionales, bifaciales y de unión simple.

De manera similar, el Centro de Ciencia y Tecnología del NREL [15] también se dedica a diversas investigaciones en el área FV. La instalación permite la síntesis avanzada de materiales para tecnologías de paneles solares, así como contactos, óxidos conductores transparentes y nuevos materiales. La instalación también cuenta con amplios laboratorios de apoyo y caracterización de vanguardia.

3.4.3. Fraunhofer ISE, Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar

Fraunhofer ISE es el instituto de investigación solar más grande de Europa. El instituto tiene como objetivo crear las bases tecnológicas para el suministro de energía eficiente y sobre una base ambientalmente racional en países industrializados, emergentes y en desarrollo [16].

Los laboratorios Fraunhofer cuentan con la capacidad de realizar todas las pruebas de certificación de la norma IEC 61215 para módulos de silicio cristalino y de película delgada. Se pueden realizar pruebas con equipos y secuencias especiales que toman en cuenta el clima en el que operan los módulos, además de pruebas que analizan tipos de degradación específica y otras solicitadas hechas según las especificaciones del cliente. A través de estas pruebas, Fraunhofer también entrega el servicio de benchmarking (análisis comparativo), ofreciendo un proceso paso a paso que compara información entregada por el fabricante e información obtenida empíricamente de las pruebas de certificación para recomendar al cliente la mejor opción de módulo para una determinada planta FV, dando la posibilidad de hacer pruebas que se adapten a parámetros específicos a la ubicación de ésta [17].

3.4.4. Durasol

Durasol es una plataforma coordinada por la CEA (Comisión Francesa de Energías Alternativas y Energía Atómica) que se constituye de siete socios del desarrollo de la industria, la investigación y la tecnología, que contribuyen con su equipo y experiencia a proyectos relacionados con la durabilidad de los materiales y sistemas solares [18]. Estos tienen como objetivo aumentar la durabilidad de cualquier tipo de sistemas de energía solar, como la energía solar fotovoltaica, solar térmica o por concentración.

Esta plataforma cuenta con laboratorios outdoor e indoor que tienen la posibilidad de estudiar efectos degradantes como: UV, ciclos térmicos, niebla salina, alta humedad y temperatura, así como altos voltajes del sistema para estudios PID (degradación inducida por potencial) [19]. Si bien la capacidad de prueba indoor no es suficiente para cubrir todas las necesidades de la norma IEC 61215, esto se complementa con las

capacidades de prueba outdoor que es capaz de caracterizar distintos climas a través de laboratorios localizados en variadas ubicaciones.

3.4.5. PVPMC, Colaborativo de Modelación de Rendimiento FV

El Laboratorio Nacional de Sandia (Sandia National Laboratories) facilita el trabajo colaborativo de un grupo de profesionales en el área fotovoltaica para crear PVPMC [20]. Este grupo busca mejorar la precisión y aumentar la rigurosidad de los modelos y análisis de rendimiento fotovoltaico que luego se utilizan para evaluar el rendimiento actual (índice de rendimiento) y determinar el valor futuro de los proyectos de generación fotovoltaica (expresado como el rendimiento de energía previsto). De esta forma se busca disminuir el riesgo de inversión en proyectos fotovoltaicos. Así, su objetivo es reunir y organizar el conjunto de información más completo, transparente y preciso sobre el modelado del rendimiento del sistema fotovoltaico [21].

En este marco, desde el 2016 se inicia el Proyecto de Vida Útil FV (PV Lifetime Project) que mide perfiles de degradación de módulos y sistemas fotovoltaicos a lo largo del tiempo para caracterizar distintos módulos y tecnologías. Si bien se monitorean datos en distintas condiciones climáticas outdoor, se busca suplementar estos con datos obtenidos en condiciones indoor para compararlos y aumentar la precisión de los perfiles de degradación utilizados en las evaluaciones de rendimiento.

El foco está puesto en los módulos fotovoltaicos, además de otros elementos unidos a este como las cajas de conexiones, diodos de derivación y componentes electrónicos del módulo. Para el estudio se miden condiciones en el Laboratorio Nacional de Sandia en Nuevo México, en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable en Colorado y en la Universidad de Florida Central. Los sistemas serán monitoreados continuamente para detectar corriente y voltaje de CC, así como curvas I-V periódicas a nivel de cadena.

3.5. Métodos Experimentales

Debido a que el test actual de degradación UV que presenta la norma IEC 61215 no requiere radiación suficientemente alta como para evaluar una vida útil de 20 años [22] de manera similar a las pruebas propuestas en el reporte de pruebas más allá de la norma, se han propuesto diferentes métodos experimentales para evaluar el

rendimiento de los módulos FV y poder predecir su comportamiento al ser sometidos a distintas condiciones de radiación ultravioleta.

En el año 2008, el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (National Renewable Energy Laboratory) en Denver, Estados Unidos, estudió el comportamiento de los módulos al someterlos a un test altamente acelerado en el que se aumentaba la intensidad de la radiación y el tiempo de exposición obteniendo una irradiación equivalente a 20 años en tan sólo 6 meses [22]. Este experimento obtuvo resultados más parecidos a la operación en terreno pudiéndose observar una pérdida considerable en la adhesión del encapsulante EVA.

En otras investigaciones, a través de exposición prolongada a radiación UV se han reunido datos relevantes para establecer un modelo predictivo de la degradación en cualquier tipo de condiciones, mostrando también que el factor de degradación más relevante es la exposición a radiación UV [23].

Más recientemente, se ha logrado llegar a modelos predictivos que entregan una aproximación preliminar de la evolución del rendimiento energético, pero sin entregar información del proceso físico teniendo lugar en el módulo [24]. No obstante, en estos mismos, se recalca que hay que tener en consideración que estos modelos se han hecho haciendo numerosas suposiciones y simplificaciones, como la de sólo tomar en cuenta las condiciones de trabajo dejando de lado el factor de los materiales de los cuales están compuesto los paneles. También es relevante que estos modelos no son universales, por lo que pueden describir el comportamiento de un tipo específico de tecnología FV, pero fallar en otra. Sumado a esto, estos modelos se obtienen a través de observaciones en laboratorios indoor, por lo que todavía no se puede afirmar una interpretación de cómo se comportarían realmente los módulos para distintas condiciones ambientales. Por estas razones es importante seguir desarrollando modelos que tomen en cuenta tanto los materiales como los distintos tipos de estrés ambiental.

Otros experimentos toman una ruta diferente, en vez de tratar de caracterizar la vida útil de un módulo comparan la degradación de distintos tipos de materiales asumiendo una degradación proporcional en el tiempo, donde se ha demostrado, por ejemplo, que

los módulos de ESS (Elkem Solar Silicon) se degradan a menor velocidad que los módulos de silicio policristalino estándar [25].

4. LABORATORIO DE DEGRADACIÓN ACELERADA

4.1. Propuesta de Laboratorio

La implementación del Laboratorio de Degradación Acelerada por Radiación UV, ubicado en la Sede San Joaquín permitirá la realización de la prueba de precondicionamiento UV definida en la norma IEC 61215, controlando condiciones de temperatura y radiación ultravioleta dentro de un espacio asilado para certificar módulos solares. Además de esto, el diseño contará con la flexibilidad de adaptarse a pruebas que vayan más allá de la norma actual y a pruebas que se apliquen a otros componentes.

4.2. Ubicación

El Laboratorio de Degradación Acelerada se ubica dentro del Laboratorio de Alta Tensión del campus San Joaquín de la Universidad Técnica Federico Santa María, en la dirección Vicuña Mackenna 3939, comuna de San Joaquín, Santiago de Chile. Para aprovechar material y espacio su construcción empezó con la adaptación de una jaula de Faraday de $3{,}35\ (m)$ de largo, $2{,}20\ (m)$ de ancho y $3{,}05\ (m)$ de alto, proporcionada por el Laboratorio de Alta Tensión. Este espacio se comparte con el Laboratorio de Electroluminiscencia, ya que ambas pruebas se pueden localizar en este espacio haciendo modificaciones menores y de manera que las pruebas indoor se ubiquen cerca para disminuir el transporte de los módulos.

Figura 4-1: Jaula de Faraday en estado actual.

4.3. Requerimiento de Espacio

El Laboratorio de Alta Tensión aporta el espacio para la construcción de los laboratorios indoor. Este espacio incluye el ocupado por la Jaula de Faraday junto a un espacio desocupado para posicionar equipos adicionales. En el caso de requerir agrandar la jaula, se puede hacer, mientras se mantenga la capacidad de esta para anular campos electromagnéticos externos, es decir, que la cámara siga funcionando como jaula de Faraday.

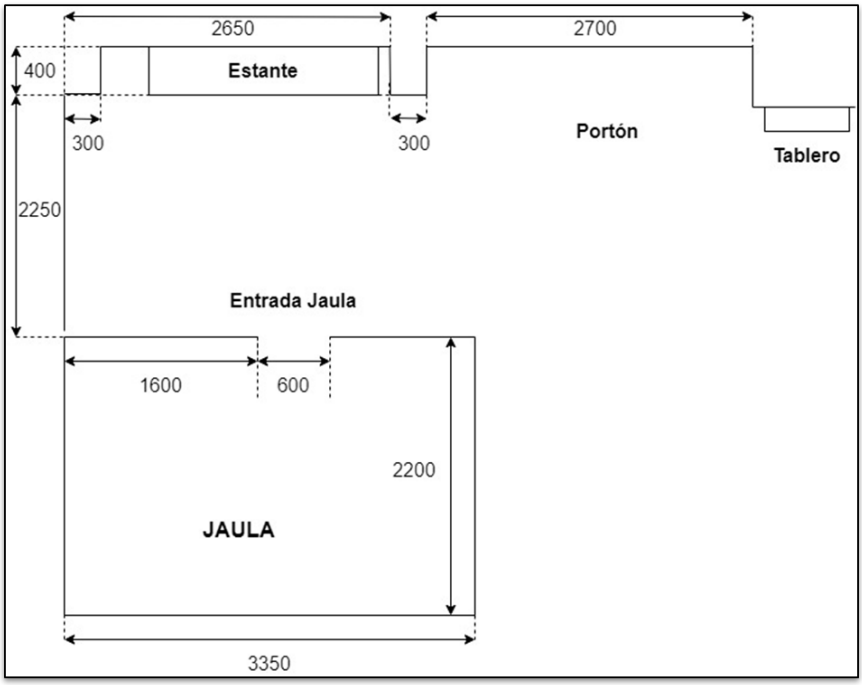

Figura 4-2: Vista superior de sección destinada del Laboratorio de Alta Tensión para Laboratorios Indoor.

Para diseñar el laboratorio dentro de la Jaula de Faraday se deben considerar 2 variables principalmente, los materiales y equipos necesarios para realizar la prueba, en particular, los que ocupen más espacio, y además las dimensiones que necesitará el laboratorio vecino de EL.

Es importante destacar que se trata de hacer la cámara de calentamiento lo más compacta posible, de modo de hacer más eficiente la transmisión de calor dentro de la cámara, reduciendo el tiempo que se debe esperar a que esta se caliente y disminuyendo la energía necesaria para la climatización del espacio. Así el diseño minimiza costos energéticos y de materiales requeridos para la construcción.

4.4. Diseño Preliminar

Previamente a repartir el espacio dentro de la Jaula de Faraday se establecen las dimensiones mínimas para construir la cámara de calentamiento. Para esto, en primer lugar, sólo se considerando las dimensiones necesarias para ubicar el equipo de

irradiación UV (2250 mm x 800 mm x 2450 mm), a partir de esto se diseñará la cámara de calentamiento.

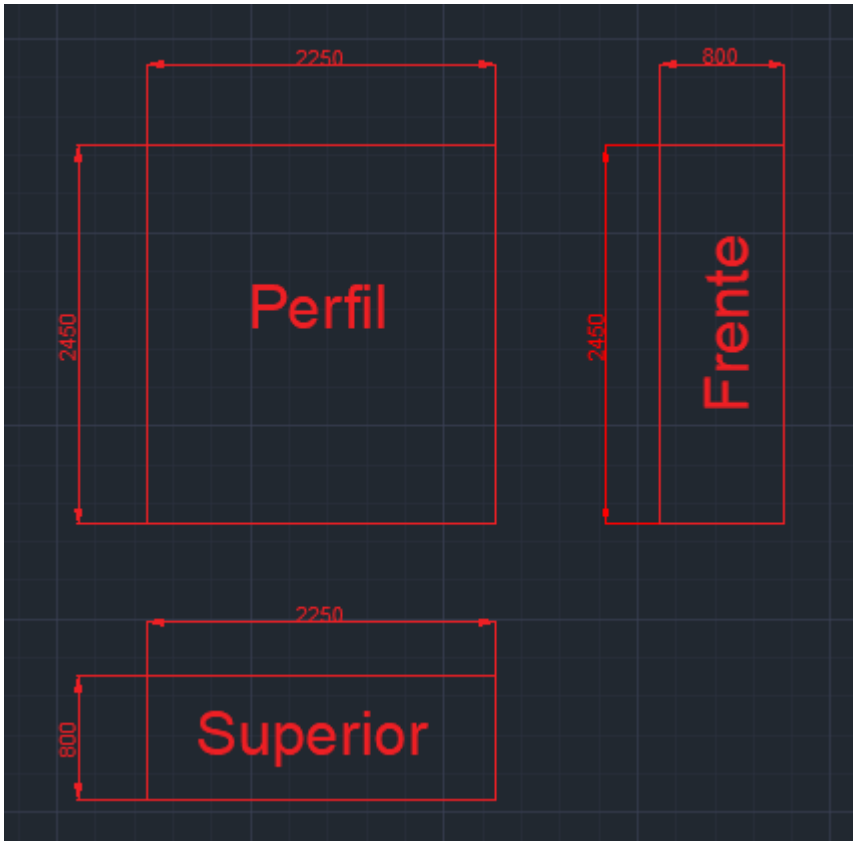

Figura 4-3: Vista frontal, superior y lateral del espacio mínimo requerido por el equipo de irradiación.

Para dimensionar la cámara también se considera espacio para instalar aislamiento térmico en toda la superficie de la cámara, la instalación de otros equipos dentro de esta y dejar espacio suficiente para poder entrar y realizar maniobras en el interior como acomodar paneles o sensores.

De esta forma, teniendo en cuenta los requerimientos de espacio del laboratorio de EL, se hace una división inicial que considera además una expansión de 200 mm de la Jaula de Faraday para poder introducir y sacar el equipo de irradiación UV con facilidad por una puerta contemplada en la pared de $1610\ mm$ de ancho.

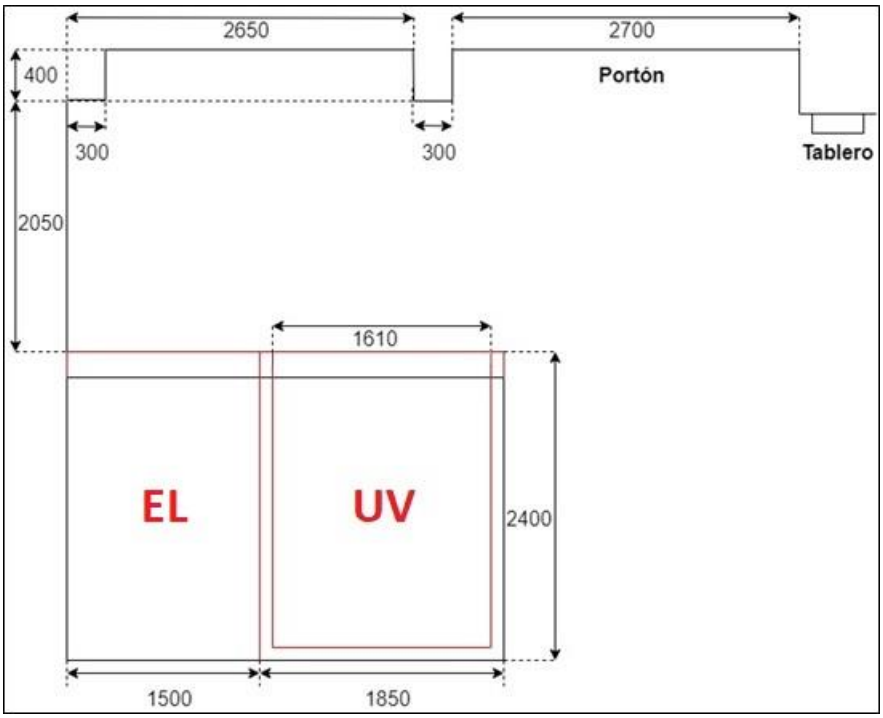

Figura 4-4: Vista superior de la propuesta inicial de división de la Jaula de Faraday.

Luego, para hacer un diseño más detallado, se procede a analizar todos los recursos materiales a utilizar.

4.5. Recursos Materiales

Las principales actividades que se deben realizar para hacer la prueba posible son la emisión de radiación UV y el calentamiento de la cámara, pero además de estas dos, también se requiere de una serie de funciones secundarias para corroborar que el test se haga bajo la norma.

4.5.1. Irradiación UV

La irradiación de rayos UV a los paneles se realiza mediante el sistema de precondicionamiento y degradación UV150200 de Eternal Sun. Este equipo está constituido por una serie de tubos fluorescentes posicionados a ambos lados de un estante que irradia a los módulos que pueden ser posicionados a ambos lados de este a través de colgadores que los sostienen. El UV150200 cuenta con las siguientes características:

Tabla 4-1: Capacidades de Prueba.

Intensidad UV	2 soles UV-A + UV-B 91,6 W/m² en el rango de 280 nm a 400 nm
Distribución Espectral	UV-A (320 nm – 400 nm): 95% UV-B (280 nm – 320 nm): 5%
Uniformidad de Radiación	± 15%
Estabilidad de Radiación	± 5%
Duración de prueba de 15 kWh/m²	163 horas

Tabla 4-2: Sistema de Iluminación.

Tipo de lámpara	Tubo fluorescente
Vida útil de lámpara	1000 horas (mínimo)
Número de lámparas	25
Tiempo para intensidad máxima	10 minutos

Tabla 4-3: Sistema Eléctrico.

Consumo de energía	4 kVA
Conexión	380 V – 400 V, 50-60 Hz, trifásico +N +PE, 16A CEEform
Estabilidad de red admisible	± 10%

Tabla 4-4: Requerimientos de Instalación y Dimensiones.

Dimensiones de área de prueba	1500 mm x 2000 mm (largo x alto)
Área Iluminada	1800 mm x 2300 mm (largo x alto)
Dimensiones de disposición	2250 mm x 800 mm x 2450 mm (largo x ancho x alto)
Peso del sistema	160 kg
Condiciones ambientales	Bajo nivel de polvo

Características:

- Incluye colgador para posicionar los módulos
- Materiales resistentes a cámaras térmicas hasta 80°C
- Concepto “sobre ruedas” para máxima flexibilidad

Figura 4-5: Equipo Eternal Sun UV150200, colgador de módulos (izquierda) y fuente de iluminación ultravioleta (derecha) [26].

4.5.2. Calefacción

Para alcanzar la temperatura deseada en la cámara térmica, se decide utilizar una batería calefactora alimentada por energía eléctrica, debido a el laboratorio de alta tensión cuenta con alimentación de corriente monofásica y trifásica y, además, en éste se realizan otras experiencias con personas presentes periódicamente, por lo que es importante contar con una fuente de calor con bajos niveles de ruido y contaminación.

Para este fin, se tienen las siguientes opciones:

Tabla 4-5: Opciones de Calefacción.

Equipos	**Batería Calefactora para Ducto**	**Termoconventor de Aire Estático**	**Calefactor Eléctrico de Alta Temperatura Kill Mann**
Marca	Fabrestel	Tre C - Everwatt	Met Mann
Potencia	6 kW en 2 etapas	6 kW en 1 etapa	1,6 kW a 7,6 kW
Alimentación	380 V Trifásica	230 V Monofásica	Monofásica, Trifásica o ambas
Termostato de Seguridad	Incluido	Incluido	No incluido
Control Electrónico	No incluido	No incluido	Algoritmo PID

Todas estas opciones son capaces de cumplir el propósito deseado, pero debido a que la universidad ya contaba con un dispositivo de control electrónico (Datalogger Campbell CR1000X), la única diferencia considerable entre estas es el precio. De esta manera, se elige el la Batería Eléctrica para Ducto marca Fabrestel.

Figura 4-6: Baterías Calefactoras Fabrestel. [27]

4.5.3. Circulación de Aire

Con el objetivo de no generar puntos calientes en los módulos y para mantener una temperatura homogénea se requiere de un sistema que recircule el aire dentro de la cámara térmica. Para esto se consideran los siguientes equipos:

Tabla 4-6: Opciones de Circulación de Aire.

Equipos	**Ventilador Industrial para Alta Temperatura**	**Ventilador helicoidal tubular, con motor IP65**	**Circulador de Aire de Axial de Alta Temperatura**
Marca	DAYTON	SODECA	XPOWER
Modelo	216NR8	HEPT-31-4M/H	X-35AR
Flujo de Aire	$7985\ m^3/h$	$2400\ m^3/h$	$2922\ m^3/h$
Potencia	$186\ W$	$130\ W$	$186\ W$
Alimentación	$115V\ /\ 60\ Hz$ Monofásica	$230\ V\ /\ 50\ Hz$ Monofásica	$115V\ /\ 60\ Hz$ Monofásica
Amperaje	$2{,}8\ A$	$0{,}75\ A$	$1{,}6\ A$
Temperatura de Trabajo	Hasta $60°C$	De $-25°C$ a $60°C$	Hasta $82°C$
Diámetro de aspas	$51\ cm$	$31\ cm$	$48\ cm$
Instalación	Base con ruedas	Colgado a pared	Base estática con rotación en 360°

Es importante tener en cuenta que si bien se requiere que el módulo fotovoltaico a probar esté a una temperatura de alrededor de $60°C$, la temperatura de la cámara siempre será algo menor a esta, debido a que el panel se calienta por sobre la temperatura ambiente al ser irradiado por luz UV. De esta manera, todos pueden trabajar sin superar su temperatura de trabajo dentro de la cámara.

En este caso, las tres opciones cumplen el propósito y son relativamente similares, por lo que la elección depende de factores como la disponibilidad y el precio. Debido a esto, se opta por el ventilador HEPT-31-4M/H de la marca SODECA que va montado frente a la resistencia eléctrica.

Finalmente, teniendo en cuenta que a futuro se planea expandir la capacidad de prueba de módulos y que algunas de estas pruebas requieren una temperatura por sobre los $60°C$, se recomienda la adquisición futura de un ventilador que trabaje a temperaturas más elevadas. De esta forma, se podrán realizar pruebas de degradación

más exigentes y se aumenta la seguridad de los equipos en caso de superar accidentalmente los límites de temperatura en la cámara térmica.

4.5.4. Controlador

Para medir y controlar las variables de temperatura y potencia se utilizará un sistema de control electrónico que permite una respuesta inmediata de modo de mantener la temperatura por largos periodos de tiempos sin necesidad de un operador presente durante el test.

El controlador elegido es el Datalogger Campbell CR1000X. Este dispositivo tiene un bajo consumo de energía y su función es medir señales de sensores, controlar telecomunicaciones, analizar datos, controlar dispositivos externos y almacenar datos y programas en su memoria. La electrónica está protegida contra la radiofrecuencia mediante una carcasa sellada de acero inoxidable. El reloj interno se mantiene con una batería de respaldo. Se programa mediante el lenguaje CRBasic que permite implementar rutinas para procesado y análisis de los datos. (Ver características en Anexo 9.1).

Figura 4-7: Datalogger Campbell CR1000X para medición y control.

A este controlador llegará la señal de medición de temperatura para luego a través de un programa modificar la potencia entregada al banco de resistencias.

Como la señal que entrega el Datalogger es de un máximo de 5VDC, se ocupa un relé trifásico para activar y desactivar la energización de las resistencias.

Figura 4-8: Relé estado sólido Fotek TSR-40DA-H [28].

Este relé soporta una corriente máxima de 25 A, mayor a la corriente máxima que entregan las resistencias de aproximadamente 9 A. Su entrada de control es de entre 4 VDC y 32 VDC, de modo que el Datalogger lo puede accionar. Mientras que su salida es de entre 90 VAC y 480 VAC, por lo que soporta los 380 VAC que entregan las resistencias.

4.5.5. Sensor de Radiación UV

Para medir la radiación incidente en el plano de prueba de los módulos fotovoltaicos se utilizan dos sensores UV que vienen incluidos con el equipo de irradiación Eternal Sun UV150200.

Tabla 4-7: Características del sensor de radiación UV.

Espectro medido	$280\ nm$ a $400\ nm$
Rango de medición	Hasta $400\ W/m^2$
Resolución	$0{,}1\ W/m^2$
Incertidumbre	$< 5\%$
Temperatura de trabajo	Hasta $80°C$

4.5.6. Sensor de Temperatura

Para medir la temperatura de los módulos fotovoltaicos se cuenta con un termistor 110PV-L de marca Campbell Scientific compatible con el Datalogger Campbell CR1000X.

Tabla 4-8: Características del termistor 110PV-L.

Rango de medición de temperatura	$-40°C$ a $135°C$
Rango de temperatura de supervivencia	$-50°C$ a $140°C$
Incertidumbre de temperatura	$\pm$ 0.2$°C$ ($-40°C$ a $70°C$) $\pm$ 0.5$°C$ de tolerancia ($71°C$ a $105°C$) $\pm$ 1$°C$ de tolerancia ($106°C$ a $135°C$)
Error de ecuación de linealización de Steinhart-Hart	0.0024$°C$ (a $-40°C$) máximo
Material del disco	Aluminio anodizado
Material de la cubierta del cable	Termoplástico vulcanizado
Material de conexión de cable/sonda	Termoplástico vulcanizado

4.5.7. Aislante

Para mantener la cámara térmica a la temperatura deseada se requiere un buen aislante de modo de no tener variaciones bruscas de temperatura y no perder energía en el calentamiento de esta, haciendo el proceso lo más eficiente posible. Además, se debe resguardar no aumentar considerablemente la temperatura en la habitación contigua, pues la prueba de EL tiene requerimientos de temperatura distintos.

Para aislar la cámara se tienen 3 opciones de materiales de aislación: Aislapol, Lana de vidrio de 80 (mm) y Lana de vidrio de 120 (mm). En primera instancia, teniendo los espesores y los coeficientes de conductividad térmica se calculan las resistencias térmicas de cada uno:

Tabla 4-9: Resistencias térmicas para cada opción de aislante.

Material Aislante	**Resistencia Térmica (K/W)**
Aislapol de **50** mm	1,39
Lana de Vidrio de **80** mm	2,50
Lana de Vidrio de **120** mm	3,75

Con estos valores ya se presume que la Lana de Vidrio de 120 mm es la mejor opción, pues a mayor resistencia térmica más lenta es la transmisión de calor de la cámara al exterior, pero esta transferencia también cambia con las dimensiones de la cámara que a su vez varían levemente con el espesor del aislante, por esto, a través del software EES (Ver Anexo 9.2) se calcula de forma iterativa y se grafica la pérdida de calor en la cámara (Q_{perd}) en función de la temperatura en la cámara (T_{cam}) empezando con una temperatura en la cámara de $25°C$, considerando una potencia de calentamiento (Q_{cal}) de $6600\ W$, una potencia de ventilador (W_{vent}) de $132\ W$ e intervalos de tiempo de $100\ s$.

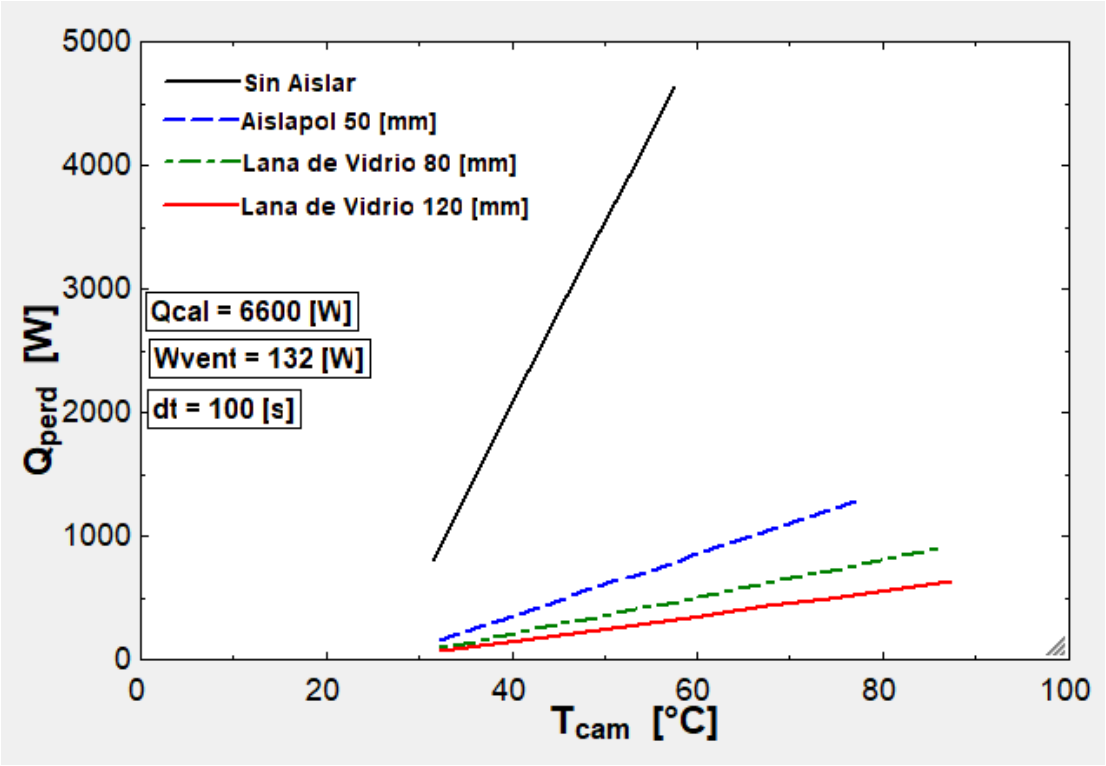

Figura 4-9: Pérdidas de calor en función de la temperatura para cada opción de aislante. (Ver datos en Anexo 9.3).

En la Figura 4-9 se grafica también la pérdida de calor si no se usara aislante, de esta forma se puede ver de forma cuantitativa la importancia del aislante en el diseño de la cámara para la eficiencia de esta, lo que también ayuda a un control de temperatura más preciso, pues las variaciones de potencia serán menores para mantener los 60°C necesarios.

De esta forma se elige la Lana de Vidrio de 120 mm, pues no sólo es la que minimiza las pérdidas, sino que también es la que tiene mejor relación de resistencia térmica con espesor necesario, lo que no deja de ser importante, ya que el espacio es limitado.

4.5.8. Enchapado

La Jaula de Faraday estaba originalmente construida con planchas de aluminio liso de 3 mm de espesor. Para mantener las características eléctricas de la jaula y darle continuidad al proyecto se seguirá trabajando con estas en el caso de tener que agregar más material.

4.5.9. Estructura

Para sostener las planchas de acero de la jaula se ocupa una estructura compuesta por perfiles de aluminio T-slot de medidas 30 x 30. Originalmente la estructura de la Jaula de Faraday se mantiene unida a través de silicona, pero para su construcción final se recomienda soldar las partes fijas e interiores de la cámara térmica o usar otro medio de fijación para no comprometer la solidez de esta al aumentar la temperatura en su interior.

Figura 4-10: Plancha de aluminio de 3 mm adosada a perfil de aluminio T-slot.

4.6. Diseño Final

Habiendo definido los recursos y el espacio a utilizar se realiza el diseño final del laboratorio indoor que consiste principalmente en la cámara térmica donde se posicionan los equipos y los módulos fotovoltaicos.

El reparto de espacio en el diseño preliminar se mantiene, pero se aumenta la ampliación a 40 cm en vez de 20 cm para que los elementos dentro de la cámara tengan algo de holgura. Las paredes, el techo y el suelo de la cámara se aíslan térmicamente con Lana de Vidrio de $120\,mm$ y se enchapa esta misma a ambos lados con las planchas de aluminio.

En cuanto a la estructura, la cámara térmica se separa en 3 secciones que se dividen respecto a su movilidad, una parte completamente móvil, una semi-fija y otra completamente fija. La parte móvil consiste de una pared donde se instala una puerta por la que se ingresa a la cámara para fijar los módulos en el equipo de irradiación. La sección semi-fija es una pared pensada para desarmarse en caso de tener que retirar el equipo de irradiación de la cámara o de tener que realizar algún trabajo importante dentro de esta. El resto de la cámara es completamente fija, esto significa que una vez instalada ya no se puede retirar fácilmente. Todo esto se puede ver más claramente en la Figura 4-11.

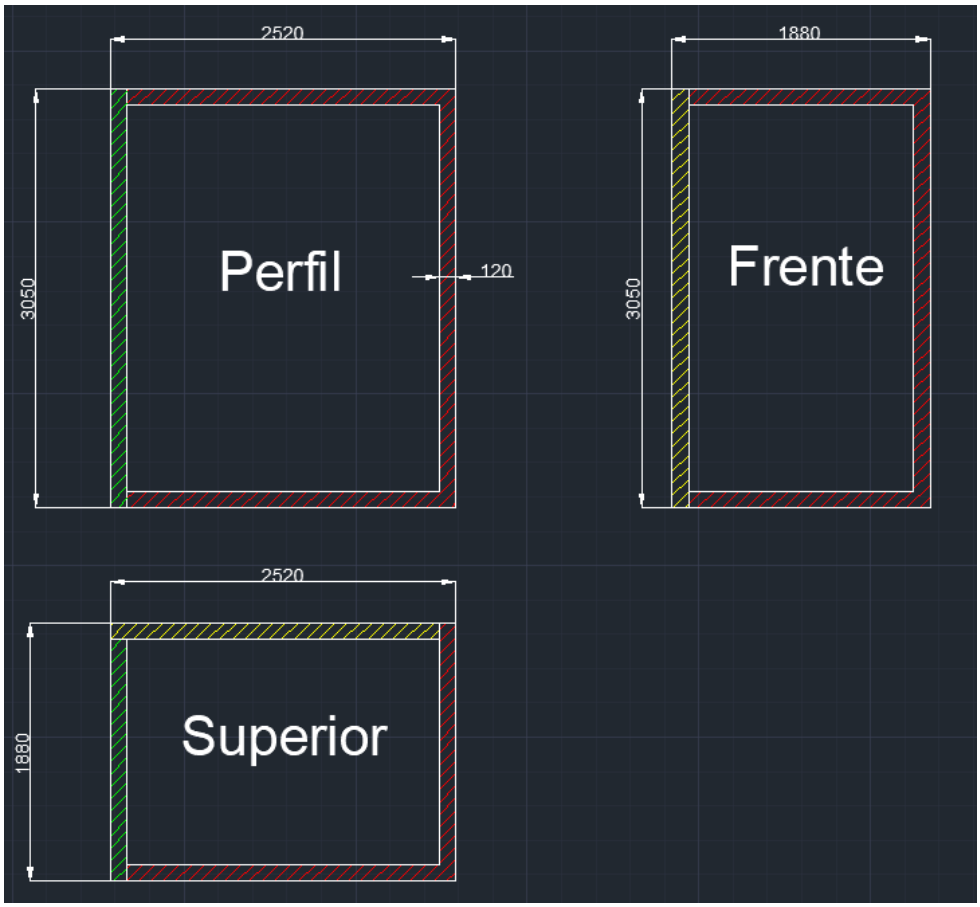

Figura 4-11: Vistas de perfil, frente y superior de la cámara térmica con partes fijas en rojo, semi-fijas en amarillo y móviles en verde.

Para construir el armazón se utilizan los perfiles de aluminio T-slot (Figura 4-12) y entre estos van posicionadas las planchas de aluminio para cubrir la lana de vidrio que se instala entre estas mismas. Estas planchas luego se pueden pegar o soldar a los perfiles para aumentar la rigidez de la cámara, pero teniendo cuidado de no incluir la pared semi-fija, ya que las planchas de aluminio sólo se deslizan entre los perfiles T-slot para poder desmantelarla con facilidad.

Figura 4-12: Modelo tridimensional del armazón de la cámara térmica.

La batería calefactora y el ventilador estarán posicionados en la parte superior de la cámara, la batería en el centro del techo y el ventilador en una esquina de la cámara apuntando al suelo diagonalmente para que el aire caliente que tiende a subir baje y se reparta por la cámara.

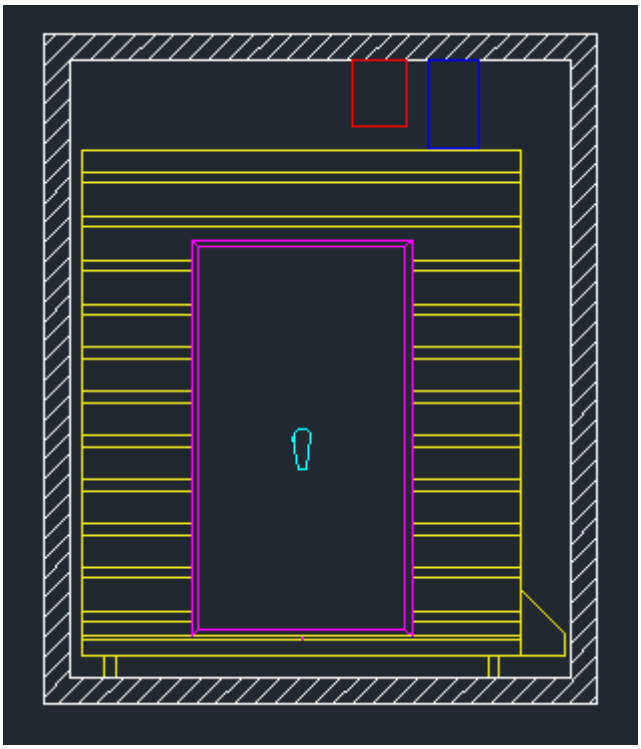

Figura 4-13: Posición de equipos dentro de la cámara (Blanco: Cámara; Rojo: Resistencias; Azul: Ventilador; Amarillo: Eternal Sun UV150200; Morado: Módulo FV; Celeste: Sensor de temperatura).

Para controlar la temperatura en la cámara se hace un programa (Ver Anexo 9.4) a través del software Short Cut de Campbell para utilizarse en el Datalogger Campbell CR1000X. En éste, se guardan los valores de temperatura medidos por el termistor 100PV-L cada 15 segundos, si la temperatura supera el límite superior de 63°C la batería calefactora se apaga y si esta baja a menos de $57°C$ se vuelve a encender.

5. METODOLOGÍAS

5.1. Identificación y Documentación

Para identificar los módulos y garantizar la información suficiente de los módulos se ocupará el método según la norma IEC 61215-1:2016 [7], ya que esto facilita la realización de la prueba MQT 10 y se mantiene la consistencia con las demás pruebas. Según la norma, los módulos FV deben contar con la siguiente información:

5.1.1. Placa

Todos los módulos deben tener en ellos la siguiente información de forma clara y legible:

a) Nombre, nombre comercial registrado o marca registrada del fabricante;

b) Designación de tipo o número de modelo;

c) Número de serie (a menos que esté marcado en otra parte del producto);

d) Fecha y lugar de fabricación; alternativamente, el número de serie que permite rastrear la fecha y lugar de fabricación;

e) Voltaje máximo del sistema;

f) Clase de protección contra descargas eléctricas;

g) V_{oc} incluyendo tolerancias;

h) I_{sc} incluyendo tolerancias;

i) P_{max}, incluidas las tolerancias.

Todos los datos eléctricos se mostrarán en relación con las condiciones de prueba estándar ($1000\ W/m^2$, $25\ °C$, $1{,}5\ AM$).

Se utilizarán símbolos internacionales cuando corresponda.

El cumplimiento del marcado se verifica mediante inspección y MQT 06.1

5.1.2. Documentación

5.1.2.1. Requerimientos mínimos

Los módulos deben ser provistos con documentación que describa los métodos de instalación mecánicos y eléctricos, así como las clasificaciones eléctricas del módulo. La documentación deberá indicar la clase de protección contra descargas eléctricas bajo las cuales el módulo ha sido calificado y cualquier limitación específica requerida para esa clase. La documentación asegurará que los instaladores y operadores reciben la

documentación adecuada y suficiente para la seguridad instalación, uso y mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

5.1.2.2. Información entregada por los documentos

a) Toda la información requerida en 5.1.2.1 desde e) hasta i);

b) Límites de corriente inversa de acuerdo con IEC 61730-2 [29];

- El tipo y los límites del dispositivo de protección contra sobre-corriente son dados en la norma IEC 60269-6 [30]. Se recomiendan dispositivos de protección contra sobre-corriente con un límite de sobrecarga de 1 h, 1,35 I_n, donde In es el valor nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente.

- Se recomiendan configuraciones máximas de módulos en serie / paralelo;

c) Tolerancia establecida por el fabricante para V_{oc}, I_{sc} y salida de potencia máxima bajo condiciones de prueba estándar;

d) Coeficiente de temperatura para voltaje en circuito abierto;

e) Coeficiente de temperatura para potencia máxima;

f) Coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito.

Todos los datos eléctricos mencionados anteriormente se mostrarán en relación con las condiciones de prueba estándar ($1000\ W/m^2$, $25\ °C$, $1{,}5\ AM$). Además, se deben especificar los siguientes parámetros:

g) Temperatura nominal de funcionamiento del módulo (NMOT);

h) Rendimiento en NMOT (MQT 06.2);

i) Rendimiento a baja irradiancia (MQT 07).

Se utilizarán símbolos internacionales cuando corresponda.

El cumplimiento se verifica mediante inspección, MQT 04 y MQT 07.

La documentación eléctrica debe incluir una descripción detallada del método de instalación de cableado eléctrico a utilizar. Esta descripción debe incluir:

j) Los diámetros mínimos de cable para módulos destinados al cableado de campo;

k) Cualquier limitación en los métodos de cableado y la gestión de cables que se aplican al compartimento de cableado o caja;

l) El tamaño, tipo, material y límites de temperatura de los conductores que se utilizarán;

m) Tipo de terminales para cableado de campo;

n) Modelos / tipos de conectores fotovoltaicos específicos y fabricante al que deben parearse los conectores del módulo

o) Los métodos de unión que se utilizarán (si corresponde); todo el hardware provisto o especificado deberá ser identificado en la documentación;

p) El tipo y las clasificaciones del diodo de derivación que se utilizará (si corresponde);

q) Limitaciones de montaje (p. ej., pendiente, orientación, medios de montaje, enfriamiento);

r) Una declaración que indique las clasificaciones de fuego y el estándar aplicado, así como las limitaciones a esa clasificación (por ejemplo, pendiente de instalación, subestructura u otra información de instalación aplicable);

s) Una declaración que indique la carga de diseño por cada medio mecánico para asegurar el módulo evaluado durante la prueba de carga mecánica estática según MQT 16. A discreción del fabricante, también se puede tener en cuenta la carga de prueba y/o el factor de seguridad γ_m.

Para permitir un mayor rendimiento de un módulo como resultado de ciertas condiciones de uso, las instrucciones de instalación deben incluir parámetros relevantes especificados por el fabricante o la siguiente declaración o una declaración equivalente:

"En condiciones normales, es probable que un módulo fotovoltaico experimente condiciones que produce más corriente y / o voltaje que el reportado en condiciones de prueba estándar. En consecuencia, los valores de I_{SC} y V_{OC} marcados en este módulo deben multiplicarse por un factor de 1,25 al determinar las clasificaciones de voltaje de los componentes, las clasificaciones de corriente del conductor y el tamaño de los controles conectado a la salida FV ".

Instrucciones de ensamblaje: Estas instrucciones deben ser provistas con un producto enviado en subconjuntos, y deben ser detalladas y adecuadas al grado requerido para facilitar el ensamblaje completo y seguro del producto.

5.2. Evaluación de Estado de Salud de los Módulos FV

En esta sección se definen las pruebas a realizar desde el principio y hasta la prueba de precondicionamiento UV (MQT 10) de la secuencia C según lo estipulado en la norma IEC 61215-1 [7]. Se presentan los procedimientos para realizar cada prueba según la norma IEC 61215-2 [10] y se explican las diferencias en los procedimientos dependiendo del tipo de tecnología que se ocupe según las normas IEC 61215-1-1 [8] e IEC 61215-1-2 [9]. Luego de esto se presentan procedimientos adicionales que entregan información adicional de la salud de los módulos.

5.2.1. Prueba de Inspección Visual (MQT 01)

Esta prueba definida en la norma IEC 61215-2:2017 [10] tiene como propósito detectar cualquier defecto visible y además de ser la primera de la secuencia de interés, también debe repetirse después de la MQT 10. El procedimiento para realizarla es inspeccionar el módulo FV bajo una iluminación de no menos de $1000\ lux$. Se debe tomar nota y/o fotografiar la naturaleza y posición de cualquier grieta, burbuja o delaminación, etc., que pueda empeorar o afectar adversamente el rendimiento del

módulo en las pruebas subsiguientes. Para pasar esta prueba no se debe encontrar evidencia de daños visibles mayores como:

a) Superficies externas rotas, agrietadas o rotas.

b) Superficies externas dobladas o desalineadas, incluidos sustratos, sustratos, marcos y cajas de conexiones en la medida en que el funcionamiento del módulo fotovoltaico se vea afectado.

c) Burbujas o delaminaciones que forman un camino continuo entre el circuito eléctrico y el borde del módulo

d) Si la integridad mecánica depende de la laminación u otros medios de adhesión, la suma del área de todas las burbujas no debe exceder el 1% del área total del módulo.

e) Evidencia de cualquier encapsulante fundido o quemado, lámina posterior, lámina frontal, diodo o componente FV activo.

f) Pérdida de integridad mecánica en la medida que la instalación y operación del módulo se vean deterioradas.

g) Células agrietadas/rotas que pueden remover más del 10% del área activa de la célula fotovoltaica del circuito eléctrico del módulo FV.

h) Vacíos o corrosión visible de cualquiera de las capas de los circuitos activos del módulo que se extiendan sobre más del 10% de cualquier célula.

i) Interconexiones rotas, juntas o terminales.

j) Cualquier parte activa en cortocircuito o partes eléctricas activas expuestas.

k) La placa del módulo (etiqueta) ya no se adhiere o la información no se puede leer.

Si bien esta prueba requiere pocos equipos adicionales, es necesario ser riguroso, ya que en el transporte de los módulos pueden ocurrir daños que elevan drásticamente la degradación y que esta prueba puede evidenciar tempranamente.

5.2.2. Determinación de Potencia Máxima (MQT 02)

Este procedimiento se describe para otorgar repetibilidad al momento de medir la potencia antes y después de pruebas de condiciones ambientales y durante el proceso de estabilización.

Para realizar la medición se requiere de:

- Una fuente de radiación (luz solar natural o un simulador solar)
- Un aparato de referencia FV de acuerdo a la norma IEC 60904-2 [31]
- Un medio para montar los módulos y el aparato de referencia en un plano normal al haz de luz
- Un aparato para medir la curva IV de acuerdo a la norma IEC 60904-1 [32]

La forma de tomar la medición se hace de acuerdo a la norma IEC 60904-1[32] a condiciones específicas de radiación y temperatura, tratando de hacerlo dentro del rango recomendado de entre $700\ W/m^2$ y $1100\ W/m^2$ para la radiación y entre $25°C$ y $50°C$ para la temperatura. Para módulos lineares se pueden hacer las respectivas correcciones de temperatura (según la norma IEC 60891[33]) para comparar distintas mediciones. Para módulos no lineares las mediciones se deben hacer con una variación menor o igual al 5% de radiación y $2°C$ de temperatura.

5.2.3. Estabilización Inicial (MQT 19.1)

Después de realizada la Inspección Visual, se realiza la Estabilización Inicial. En este proceso se busca alcanzar una potencia eléctricamente estable del módulo y éste se debe repetir hasta que la medición hecha al final del procedimiento [10] cumpla el siguiente requisito:

$$(P_{máx} - P_{mín})/P_{prom} < x \qquad (1)$$

Dónde $P_{máx}$, $P_{mín}$ y P_{prom} son la potencia máxima, potencia mínima y potencia promedio respectivamente obtenidas a través de mediciones de curva IV y x depende del tipo de tecnología, siendo $0{,}01$ para módulos de silicio cristalino y $0{,}02$ para módulos de capa fina de telururo de cadmio.

Cabe destacar que este procedimiento se puede realizar de forma indoor o outdoor, pero debido a las limitaciones actuales, sólo se describe el proceso outdoor. Para realizarlo se tienen los siguientes requerimientos:

a) Un dispositivo de referencia adecuado, con integrador, para monitorear la irradiación.

b) Un arreglo para montar los módulos, según lo recomendado por el fabricante, coplanario con el dispositivo de referencia.

c) Solo los niveles de irradiación superiores a $500\ W/m^2$ contarán para la dosis de irradiación total requerida para verificar la estabilización.

d) Medios para medir la temperatura del módulo con una precisión de ± 2,0 ° C y una repetibilidad de ± 0,5 ° C. El sensor de temperatura se debe montar en una posición representativa de la temperatura promedio del módulo.

e) Una carga resistiva del tamaño tal que el módulo opere cerca de su punto de máxima potencia o un rastreador electrónico de punto de máxima potencia (MPPT). Se recomienda un dispositivo de seguimiento de punto de máxima potencia, por ejemplo, un microinversor.

Cumpliendo estos requisitos se puede proceder a realizar el siguiente procedimiento:

a) Medir la potencia de salida de cada módulo utilizando el procedimiento de determinación de potencia máxima (MQT 02) a cualquier temperatura conveniente del módulo dentro del rango permitido que pueda reproducirse dentro de ± 2 ° C para futuras mediciones intermedias.

b) Conectar la carga a los módulos y montarlos, según lo recomendado por el fabricante, con el dispositivo de referencia en el plano de prueba del simulador.

c) Registrar los niveles de irradiación, irradiación integrada, temperatura y carga resistiva utilizada del módulo.

d) Someter cada módulo a al menos dos intervalos de irradiación (de 5 kWh/m^2 para módulos de silicio cristalino y de 20 kWh/m^2 para módulos de capa fina de telururo de cadmio) hasta que se estabilice su valor de potencia máxima y cumpla el requisito definido en la Ecuación 1.

e) La potencia de salida se medirá utilizando el procedimiento MQT 02. El período de tiempo entre la exposición a la luz, incluidas las mediciones de MQT 02, y la determinación final de la potencia máxima de acuerdo con MQT 06.1 no es crucial en el caso de utilizar módulos de silicio, pero debe reportarse para todas las mediciones. En el caso de módulos de capa fina debe ser de entre 30 y 60 min.

f) Las mediciones intermedias de MQT 02 se realizarán en intervalos de dosis de irradiación integrados aproximadamente iguales. Todas las mediciones de potencia máxima intermedia se realizarán a cualquier temperatura conveniente del módulo reproducida dentro de ± 2 ° C.

g) Informar la irradiación integrada y todos los parámetros en los que se alcanza esta estabilidad. Indicar el tipo de carga utilizada y mostrar los perfiles de temperatura e irradiancia.

Cabe destacar, que en cuatro de las cinco secuencias se debe realizar una última estabilización de forma similar a la inicial, y que estas dos estabilizaciones entregan información cuantitativa del estado de salud de los módulos.

5.2.4. Rendimiento a Condiciones de Prueba Estándar (MQT 06.1)

Como su nombre indica, esta prueba busca encontrar el rendimiento a condiciones de prueba estándar (STC) para verificar la información nominal del módulo.

Para determinar estas condiciones se requiere mantener el módulo a (25 ± 2)°C y trazar la curva IV de este al estar expuesto a una fuente luminosa (luz solar natural o simulador solar) con una irradiancia de $(1000 \pm 100)\ W/m^2$ de acuerdo a la norma IEC 60904-1 [32].

Si no se pueden mantener la temperatura en el rango indicado, esta puede ser corregida usando las metodologías de las normas IEC 60904 [32] o IEC 60891 [33].

5.2.5. Prueba de Aislamiento (MQT 03)

Luego de la MQT 01 debe realizarse la Prueba de Aislamiento MQT 03. Esta prueba tiene como propósito corroborar que el módulo esté suficientemente bien aislado y no haya fugas eléctricas a las partes accesibles [10].

Para realizar la MQT 03 se requieren de dos aparatos; una fuente de voltaje capaz de administrar una corriente continua (CC) limitada de $500\ V$ o $1000\ V$ más el doble del máximo voltaje de sistema del módulo y un instrumento que mida resistencia de aislamiento.

Según la norma IEC 61215-2:2017 [10], el procedimiento sigue el siguiente orden:

a) Conectar los terminales de salida en corto del módulo al terminal positivo de un medidor de aislamiento CC con una limitación de corriente.

b) Conectar las partes metálicas expuestas de los módulos al terminal negativo del medidor. Si los módulos no tienen marco o si el marco es un conductor eléctrico deficiente se debe envolver los bordes con una lámina conductora. Todas las superficies poliméricas (frontal/posterior, caja de conexiones) del módulo se deben cubrir con lámina conductora. Conectar todas las partes cubiertas de lámina conductora también al terminal negativo de medidor.

   Algunas tecnologías de módulos pueden ser sensibles a la polarización estática si el módulo es mantenido a voltaje positivo al marco. En este caso, la conexión del probador debe hacerse de la manera opuesta. Si corresponde, la información con respecto a la sensibilidad a la polarización estática debe ser proporcionada por el fabricante.

c) Aumentar el voltaje aplicado a una proporción que no exceda los $500\ V/s$ hasta un máximo igual a 1000 V más dos veces la tensión máxima del sistema. Si el máximo voltaje del sistema no excede los $50\ V$, el voltaje aplicado debe ser de $500\ V$. Mantener el voltaje a este nivel durante $1\ min$.

d) Reducir el voltaje aplicado a cero y cortocircuitar los terminales del equipo de prueba para descargar la acumulación de voltaje en el módulo.

e) Eliminar el cortocircuito.

f) Aumentar el voltaje aplicado por el equipo de prueba a una proporción que no exceda los $500\ V/s$ hasta $500\ V$ o el voltaje máximo del sistema, el que sea mayor. Mantener el voltaje a este valor durante $2\ min$. Luego determinar la resistencia de aislamiento.

g) Reducir el voltaje aplicado a cero y cortocircuitar los terminales del equipo de prueba para descargar la acumulación de voltaje en el módulo.

h) Retirar el cortocircuito y desconectar el equipo de prueba del módulo

Para aprobar esta prueba se deben cumplir los siguientes requerimientos:

- No debe haber ruptura dieléctrica o corrientes superficiales durante c)
- Para módulos con un área menor a $0{,}1\ m^2$, la resistencia de aislamiento no debe ser menor a $400\ M\Omega$.
- Para módulos con un área mayor a $0{,}1\ m^2$, la resistencia de aislamiento multiplicada por el área del módulo no debe ser menor a $400\ M\Omega m^2$.

5.2.6. Prueba de Corriente de Fuga Húmeda (MQT 15)

Esta prueba se realiza justo antes de la MQT 10, pero también debe repetirse después de esta. La norma IEC 61215-2:2017 [10] la define y tiene como propósito evaluar el aislamiento del módulo en condiciones de funcionamiento húmedas y verificar que la humedad de la lluvia, la niebla, el rocío o la nieve fundida no ingrese a las partes activas del circuito del módulo, donde puede causar corrosión, falla a tierra o peligro para la seguridad.

Para realizar esta prueba se requieren los siguientes implementos:

a) Un canal o tanque poco profundo de tamaño suficiente para permitir que el módulo con marco se coloque en la solución en una posición plana y horizontal. Este deberá contener una solución de agua/agente humectante suficiente para

humedecer las superficies del módulo a probar y cumplir con los siguientes requisitos:

- Resistividad: $3500\ \Omega/cm$ o menos
- Temperatura de la solución: $(22\ \pm\ 2)\ °C$

La profundidad de la solución debe ser suficiente para cubrir todas las superficies, excepto las entradas de la caja de conexiones no diseñadas para inmersión.

b) Equipo de pulverización que contenga la misma solución, si toda la caja de conexiones no va a ser sumergido.

c) Fuente de voltaje de CC, con limitación de corriente, capaz de aplicar 500 V o el máximo de tensión nominal del módulo, lo que sea más alto.

d) Instrumento para medir la resistencia del aislamiento.

Para realizar la prueba se debe corroborar que todas las conexiones sean representativas de la instalación de cableado de campo recomendada, y se deben tomar precauciones para garantizar que las corrientes de fuga no se originen en el cableado de instrumentación conectado al módulo. Luego se siguen los siguientes pasos:

a) Sumerja el módulo en el tanque de la solución requerida a una profundidad suficiente para cubrir toda la superficie, excepto entradas de caja de conexiones no diseñadas para inmersión. Si no están sumergido las entradas de cable deben rociarse completamente con la solución. Si el módulo cuenta con un conector de acoplamiento, el conector debe rociarse durante la prueba.

b) Conecte los terminales de salida en corto del módulo al terminal positivo del equipo de prueba. Conecte la solución de prueba líquida al terminal negativo del equipo de prueba utilizando un conductor metálico adecuado.

Algunas tecnologías de módulos pueden ser sensibles a la polarización estática si el módulo se mantiene a voltaje positivo al marco. En este caso, la conexión del

multímetro se realizará en el sentido contrario. Si corresponde, la información con respecto a la sensibilidad a la polarización estática deberá ser proporcionado por el fabricante.

c) Aumente el voltaje aplicado por el equipo de prueba a una proporción que no exceda los $500\,V/s$ para $500\,V$ o el voltaje máximo del sistema para el módulo, el que sea mayor. Mantener el voltaje a este nivel durante 2 min. Luego determine la resistencia del aislamiento.

d) Reduzca el voltaje aplicado a cero y cortocircuite los terminales del equipo de prueba para descargar la acumulación de voltaje en el módulo.

e) Asegúrese de que la solución utilizada esté bien limpiada del módulo antes de continuar con la prueba.

El módulo pasará la prueba si:

- Para módulos con un área de menos de $0{,}1\,m^2$, la resistencia de aislamiento no es menor a $400\,M\Omega$.
- Para módulos con un área mayor de $0{,}1\,m^2$, la resistencia de aislamiento medida multiplicada por el área del módulo no es inferior a $40\,M\Omega \cdot m^2$.

5.2.7. Prueba de Precondicionamiento UV (MQT 10)

Como se adelantaba anteriormente, la prueba principal a realizar dentro del laboratorio de degradación es la de Precondicionamiento UV perteneciente a la norma IEC 61215. Teniendo preparados los aparatos listados en la norma (cámara térmica, sensor de temperatura, medidor de irradiancia y fuente de luz UV) se puede proceder a realizar el test.

De acuerdo la norma IEC 61215-2:2017 [10] y considerando los equipos que se ocupan, el procedimiento para realizar el test es el siguiente:

a) Usando el piranómetro calibrado en las longitudes de onda entre $280\,nm$ y $400\,nm$ comprobar que no se excedan los $250\,W/m^2$ (aproximadamente

5 veces la radiación natural del sol en el espectro UV) y que tenga una uniformidad de $\pm 15\%$ en todo el plano de prueba.

b) Montar el o los módulos en el plano medido en a). Estos deben estar cortocircuitados o conectados a un resistor si la fuente de luz UV emite suficientemente luz visible como para que el módulo genere 20% o más que la potencia medida a STC. Luego, cerciorarse de que el sensor de temperatura indique $60 \pm 5°C$ (si se prueba más de un panel se puede medir la temperatura en sólo uno mientras sea representativo).

c) Someter al módulo a una irradiación UV equivalente a $15\ kWh/m^2$ entre las longitudes de onda de $280\ nm$ a $400\ nm$, donde la fracción de radiación perteneciente a la banda de $280\ nm$ a $320\ nm$ se encuentre entre el 3% y el 10% del total de energía radiativa, manteniendo la temperatura entre el rango de $60 \pm 5°C$.

Después de realizado este test, se repiten las pruebas MQT 01 (Inspección Visual) y MQT 15 (Corriente de Fuga Húmeda).

Hay que tener en cuenta, que este test sólo mide condiciones mínimas de funcionamiento de acuerdo a la norma IEC 61215, no se irradia a los módulos con una radiación total suficiente como para entregar información de la vida útil de un panel, sólo está diseñado para proveer un estándar [22].

5.2.8. Obtención de Curva IV

Una de las curvas características de un módulo fotovoltaico es la curva de intensidad-voltaje también abreviada como Curva IV, que grafica los valores de intensidad de corriente y el voltaje medidos experimentalmente a condiciones determinadas de irradiancia y temperatura.

La potencia es una función de la corriente y el voltaje, por lo que cualquier cosa que reduzca la corriente o el voltaje generado por un sistema FV reducirá la energía que se produce. La forma o el perfil de la curva IV, por lo tanto, proporciona una indicación visual altamente efectiva del rendimiento de un módulo FV.

Este procedimiento es de vital importancia, pues no sólo se debe utilizar en varias pruebas de la norma IEC 61215, sino que también puede entregar otros parámetros que facilitan la evaluación de salud del módulo.

Una ventaja de este método de evaluación es que las medidas corregidas se pueden utilizar para una comparación directa con las cifras de la placa de los módulos. Como parte del proceso de fabricación, los módulos se prueban en condiciones estándar (STC) con una irradiancia de $1000\ W/m^2$, una temperatura de $25°C$ y una masa de aire de 1.5. Las mediciones de irradiancia y temperatura capturadas al mismo tiempo que los datos de la curva IV se pueden usar para convertir las mediciones de la curva IV de campo a STC.

Para obtener la curva IV de los módulos se ocupa el equipo h.a.l.m cetisPV-Outdoortest [34], el cual tiene las siguientes especificaciones técnicas:

Tabla 5-1: Características h.a.l.m cetisPV-Outdoortest.

Rango de Operación	Voltaje: $12{,}5\ V$ - $1000\ V$ Corriente: $2\ A$ - $100\ A$ Temperatura: $-10°C\ a\ 100°C$
Resolución	Resolución de Voltaje y Corriente menor a $0{,}004\%$
Tiempo de Medición	$0{,}12\ s$
Puntos de Datos	Sobre 512
Fuente de Alimentación	$12\ VDC$ - $24\ VDC$ Batería con duración aproximada de 8 $[hrs]$

5.2.9. Electroluminiscencia

La prueba de electroluminiscencia (EL), es una técnica de medición no destructiva que consta del mismo funcionamiento que un diodo emisor de luz. Esta prueba se realiza a los paneles solares, introduciendo un flujo eléctrico a través de las células

solares. La EL es una técnica que sirve para caracterizar las células solares y el módulo fotovoltaico, es útil ya que es rápida, no destructiva, sensible a los efectos de los parámetros de resistencia y recombinación, de derivación y serie. La EL emitida por una célula solar en diagonal hacia adelante, puede ser detectada por una cámara de CCD en condiciones de oscuridad [35]. El procedimiento para realizar esta prueba está detallado en la norma IEC 60904-13:2018 [36].

En el contexto de las pruebas de degradación UV, este método se puede ocupar después de la recepción de los paneles y antes de realizar otras pruebas, pues en el transporte se pueden dañar los módulos de formas que no son perceptibles a simple vista.

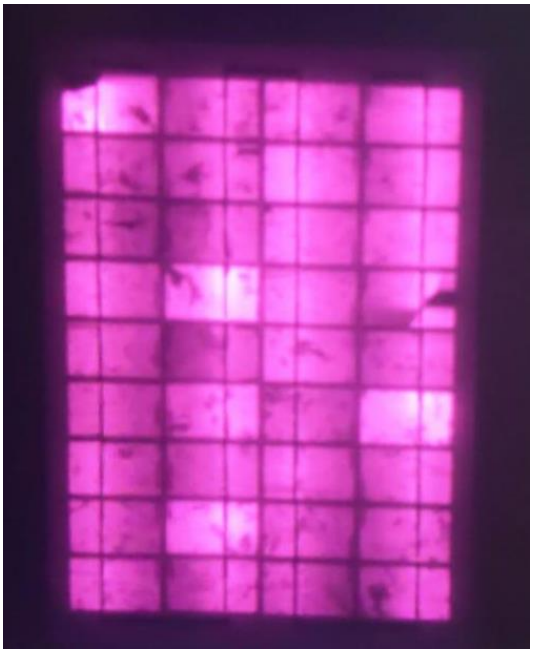

Figura 5-1: Imagen obtenida con EL luminiscencia de un módulo nuevo recibido en la UTFSM Campus Santiago.

El laboratorio en el que se realizarán estás pruebas estará ubicado en la misma estructura (Jaula de Faraday) en que se realizarán las pruebas de degradación UV, pero separados por una pared aislada, debido a que se tienen requerimientos de temperatura e iluminación distintos.

Tabla 5-2: Requerimientos para EL.

Temperatura	$25 \pm 5\,°C$
Humedad Relativa	45% - 85%
Iluminación	Oscuridad total
Distancia Módulo-Cámara Visual	$1{,}7 \pm 0{,}1\,m$
Fuente de Tensión	$500\,W$, $45\,V$, CC
Equipos Adicionales	Amperímetro

Para obtener la imagen se utiliza una Cámara Fotográfica Nikon D750 modificada usando un Lente 17-35 f/4 pro Fx Lense, Filtro Pasa Alto $850\,nm$, un trípode y un disparador remoto.

5.2.10. Fluorescencia UV

El método más común de detección de decoloración encapsulante es la inspección visual; una técnica útil para identificar este fenómeno cuando el daño es severo. Sin embargo, detectar las etapas iniciales de decoloración puede ser difícil a simple vista y también es subjetivo. La fotografía con fluorescencia UV (UVF) es un método de caracterización relativamente nuevo que puede eliminar esta subjetividad al resaltar las áreas exactas en las que el panel se torna de color amarillo/marrón. [5]

Este método consiste en irradiar los módulos con luz UV en una pieza lo más oscura posible, al absorber esta radiación, los cromóforos excitables por UV presentes en la región amarilla del encapsulante emiten fluorescencia y luego se puede obtener una imagen de los daños al fotografiar los módulos con una cámara visual. [37]

La disposición más común para obtener estas imágenes es usando dos conjuntos de luces ultravioleta que irradian el módulo en un ángulo de 45° con la superficie del panel, esto se hace para minimizar el deslumbramiento en las imágenes visuales debido a la reflexión de la luz UV. De esta forma el módulo emite luz visible que se captura con la cámara posicionada entre los dos conjuntos.

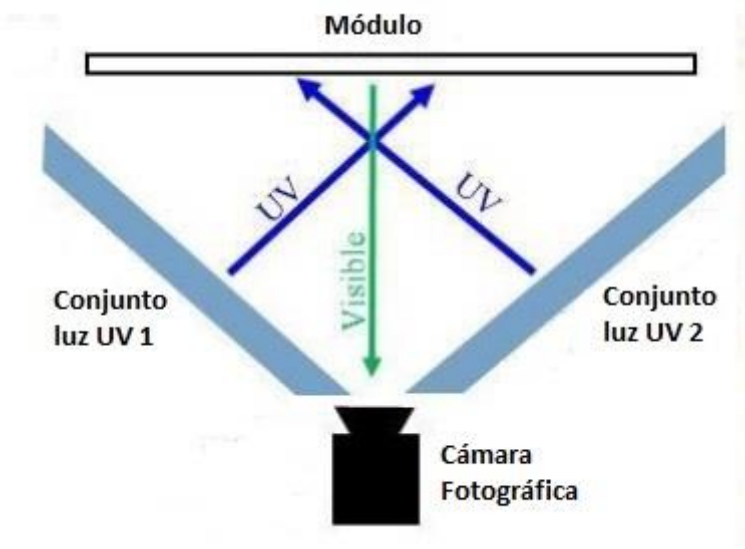

Figura 5-2: Disposición para obtener imagen con fluorescencia UV. [38]

Para analizar y comparar las imágenes obtenidas se utiliza el índice de amarillez, el cual es un número calculado a partir de datos espectrofotométricos que describe el cambio en el color de una muestra de prueba de claro o blanco a amarillo.

5.3. Parámetros para Caracterizar Climas

La radiación UV es un factor importante en la degradación de módulos fotovoltaicos, pero no es el único factor degradante. Más aún, resulta pertinente el estudio de la combinación de efectos degradantes para simular la operación en diferentes condiciones climáticas, lo que ya ha mostrado resultados de degradación variada dependiendo del tipo de combinación, la duración y el modo (secuencial versus constante) de estrés aplicado [39]. Por lo tanto, para hacer pruebas más representativas de las condiciones de trabajo en las que se desempeñarán los módulos se desea encontrar los parámetros a controlar durante las pruebas de degradación.

Para esta labor se ocupa el método de clasificación de climas Köppen–Geiger [40] donde se definen 5 tipos de climas principales:

- Clima A: Tropical o Macrotérmico
- Clima B: Seco (Árido y Semiárido)
- Clima C: Templado o Mesotérmico
- Clima D: Continental o Microtérmico
- Clima E: Polar o Hekistotérmico

Estos climas se subdividen por sus diferentes combinaciones de parámetros como temperatura máxima, mínima y promedio anual, precipitaciones, humedad, radiación, etc., obteniendo las siguientes clasificaciones:

Tabla 5-3: Descripción de símbolos del esquema de clasificación climática de Köppen.

Primer Término	Segundo Término	Tercer Término
A (Tropical)	f (selva tropical) m (monzón) w (sabana, invierno seco) s (sabana, verano seco)	-
B (Seco)	W (árido) S (semiárido)	h (caliente) k (frío)
C (Templado)	w (invierno seco) f (sin estación seca) s (verano seco)	a (verano caluroso) b (verano cálido) c (verano frío)
D (Continental)	w (invierno seco) f (sin estación seca) s (verano seco)	a (verano caluroso) b (verano cálido) c (verano frío) d (invierno muy frío)
E (Polar)	T (tundra) F (gélido)	-

Todas las variables que diferencian estos climas, también afectan el funcionamiento y la vida útil de los módulos fotovoltaicos. Para poder realizar pruebas específicas para cada uno de estos climas, se deben elaborar combinaciones de variables que

representen las condiciones de trabajo de los módulos en cada uno de estos, aislando los parámetros que afecten considerablemente la degradación.

Es por esto, que en nuevos estudios se han realizado combinaciones usando estas variables, como el realizado por el proyecto de investigación australiano INFINITY [39], que busca crear nuevas pruebas de envejecimiento artificial acelerado para simular la degradación continua de los módulos fotovoltaicos, aplicando los siguientes factores degradantes para caracterizar climas:

Tabla 5-4: Factores aplicados a las distintas clasificaciones de clima.

Clasificación de Clima	**Factor Aplicado**
A (Tropical)	Temperatura, humedad e irradiación elevadas.
B (Árido)	Temperaturas e irradiación altas, carga mecánica dinámica y abrasión por arena.
C (Templado)	Temperatura, humedad e irradiación moderadas y niebla salina.
D (Continental)	Temperatura y humedad moderadas, carga mecánica dinámica, ciclos térmicos e irradiación alta.
E (Polar)	Temperatura y humedad moderadas, ciclos térmicos e irradiación alta.

Debido a que es la más ocupada en la comunidad FV [39], se toma la prueba de calor húmedo (MQT 13) y se modifica aplicando distintas combinaciones de los factores mencionados en la Tabla 5-4. En esta prueba originalmente se somete a los módulos a una temperatura de $(85 \pm 2)\ °C$ con una humedad relativa de $(85 \pm 5)\ \%$ en un periodo ininterrumpido de $1000\ h$. De esta forma se obtienen resultados de 14 escenarios distintos siguiendo los procedimientos de la Tabla 5-5.

Tabla 5-5: Procedimientos para realizar pruebas de degradación acelerada para climas específicos (T = temperatura, H = humedad, I = irradiación CMD = carga mecánica dinámica, S/A = sal/arena, CT = ciclos térmicos). [39]

Código	**Clima**	**Duración (h)**	**N**	**T (°C)**	**H (%)**	**I (W/m²)**	**CMD (ciclos)**	**S/A**	**CT (ciclos)**	**Intervalos (h)**
MQT 13	-	1000	1	85	85	-	-	-	-	Constante
Moderado1	C	1000	1	85	85	1000	-	-	-	Constante
Moderado2	C	1000 / 7 ciclos	1	60	40	1000	-	-	-	48
			2	85	85	-	-	-	-	96
Moderado3	D	1000 / 7 ciclos	1	60	40	1000	-	-	-	48
			2	85	85	-	-	-	-	96
			3	-	-	-	1000	-	-	24
Moderado4	C	1000 / 7 ciclos	1	60	40	1000	-	-	-	48
			2	85	85	-	-	-	-	96
			3	60	-	-	-	Niebla salina	-	24
Moderado5	D	3000 / 7 ciclos	1	60	40	1000	-	-	-	48
			2	85	85	-	-	-	-	96
			3	-40 +85	-	-	-	-	50	300
Tropical1	A	3000	1	85	85	-	-	-	-	Constante
Tropical2	A	3000	1	90	90	-	-	-	-	Constante
Tropical3	A	1000 / 7 ciclos	1	80	60	1000	-	-	-	48
			2	90	90	-	-	-	-	96
Árido1	B	1000	1	95	50	1200	-	-	-	Constante
Árido2	B	1000 / 7 ciclos	1	80	40	1200	-	-	-	48
			2	95	50	-	-	-	-	48
			3	-	-	-	1000	-	-	24
Árido3	B	1000 / 7 ciclos	1	80	40	1200	-	-	-	48
			2	95	50	-	-	-	-	48
			3	60	-	-	-	Abrasión de arena	-	48
Alpino1	D	1000	1	85	85	1200	-	-	-	Constante
Alpino2	D	1000	1	85	85	1200	-	-	-	48
			2	-	-	-	1000	-	-	24
Alpino3	E	1000 / 3 ciclos	1	60	40	1200	-	-	-	48
			2	85	85	-	-	-	-	96
			3	-	-	-	-	-	-	300

Para el caso específico de Chile, un país con gran extensión de norte a sur, se presenta una gran variedad de climas como se puede notar en la Figura 5-3.

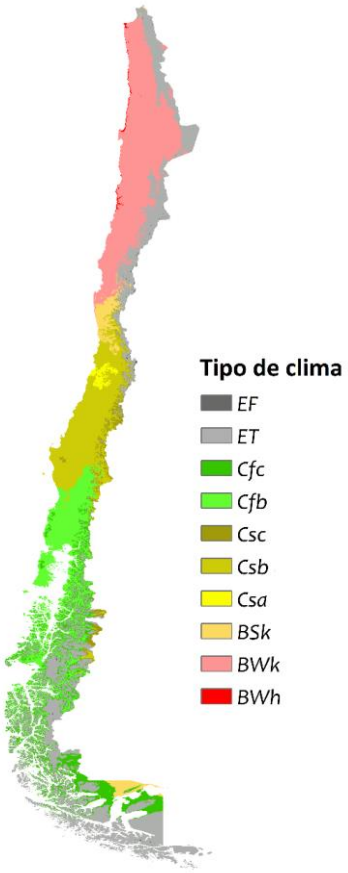

Figura 5-3: Tipos de clima a lo largo de Chile [41].

Debido a la gran variedad de climas y a la cantidad de combinaciones de variables que se debe hacer para cada uno de estos, resulta conveniente reducir los tipos de climas a analizar, para esto, se puede sólo considerar los lugares donde allá una mayor densidad de proyectos fotovoltaicos, que es a la vez la zona con mayor potencial.

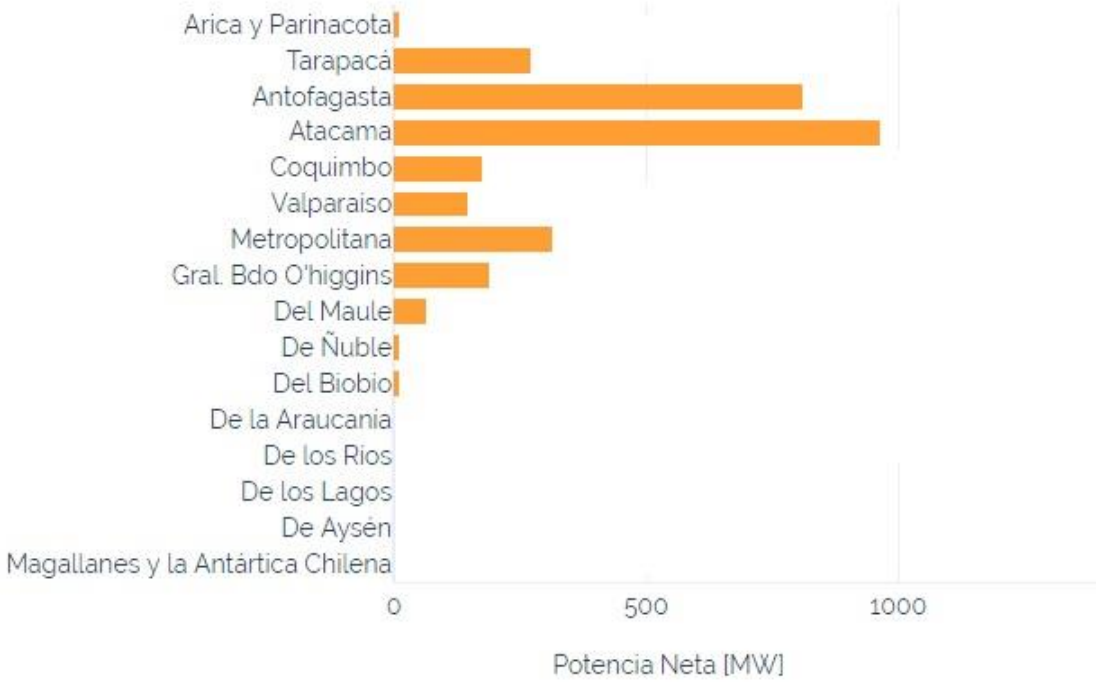

Figura 5-4: Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Chile por región hasta Abril del 2020 [42].

Como se puede ver en la Figura 5-4, gran parte (aproximadamente 60%) de la capacidad instalada de energía solar FV se concentrada en las regiones de Antofagasta y Atacama, que cuentan con climas mayoritariamente BWk (árido frío) y BWh (árido caliente). Es justamente en estos climas donde se encuentran altos niveles de radiación UV estudiados en este trabajo.

A pesar del aumento de radiación para las pruebas que caracterizan climas áridos, no hay en estas un énfasis en el espectro UV, pues la radiación a la que son sometidos los módulos es luz solar simulada (de $300\ nm$ a $2500\ nm$). Por esto, resulta de interés mejorar estas pruebas aplicando la metodología de la prueba de precondicionamiento UV, pero aumentando la degradación causada por éste.

Antes de proponer una modificación a las pruebas, es de importancia identificar cuáles son las variables que se pueden modificar en la prueba de precondicionamiento

y cuáles son las magnitudes de estas variables para obtener resultados más similares a los obtenidos en terreno.

5.3.1. Radiación Total

El test de precondicionamiento UV (MQT 10) irradia a los módulos con una radiación UV total equivalente a un funcionamiento de aproximadamente entre 1 y 2 meses (dependiendo de la zona). Esta radiación no es suficiente como para obtener resultados que ayuden a estimar la vida útil de un panel, por esto, la principal condición a variar en una prueba que tenga como propósito estimar la degradación de un panel FV es la radiación total.

Para realizar efectivamente el MQT 10 se debe irradiar a los módulos FV con una radiación de $15\ kWh/m^2$ con una intensidad de no más de $250\ W/m^2$ equivalente a a 5 soles [10]. Considerando estos datos, lo más rápido que se puede realizar el test es en 60 horas. En este caso en particular, ocupando el equipo Eternal Sun UV150200 se irradia con una intensidad de $91{,}6\ W/m^2$ (aproximadamente 2 soles) en un período de 163 horas. Una prueba futura debería apuntar a aumentar la radiación total, ya sea aumentando la intensidad de la radiación o el tiempo de exposición de los módulos.

En este caso en particular, la intensidad se ve limitada por el equipo de irradiación UV, por lo que aumentarla requiere un cambio de equipo o una modificación a éste (cambiar tubos fluorescentes), pero fácilmente se puede aumentar el tiempo de exposición para conseguir una radiación total más alta.

5.3.2. Temperatura

En el test de precondicionamiento, la temperatura de los módulos se mantiene a $60°C$ permitiendo una variación de $5°C$. Esta variable se mantiene así, debido a que usualmente la temperatura de un panel FV varía entre $40°C$ y $60°C$ durante una operación con alta radiación UV [43].

Esta variable no sólo es importante para simular la operación de un módulo FV, sino que también es un factor que aporta degradación y la cataliza [44]. En el caso de pruebas de degradación experimentales se han usado modelos matemáticos de degradación que indican que un aumento a $90°C$ aceleraría la prueba por lo menos por

un factor de 10, o que haría posible hacer pruebas con dosis de radiación UV más altas [43].

Para elevar la temperatura de la prueba diseñada en el laboratorio se puede aumentar la potencia de las resistencias, pero también se debe considerar el aporte de calor de la fuente de iluminación UV, ya que se ha advertido una diferencia de hasta $30°C$ entre la temperatura ambiente de la cámara térmica y la temperatura de los módulos FV [43].

5.3.3. Porcentajes de Radiación UV-A y UV-B

En el desierto de Atacama en Chile se encuentran algunos de los valores más altos de radiación UV en el mundo, especialmente de radiación UV-B [4], pero en cuanto a porcentajes de UV-A y UV-B se encuentran resultados no intuitivos, debido a que a pesar de ser una de las áreas con mayores niveles de radiación UV-B, el porcentaje de esta radiación en el espectro UV es menor que en el promedio mundial, esto pues la radiación UV-A aumenta en mayor medida que la UV-B. De esta forma en el desierto de Atacama se mide una distribución en el espectro UV de alrededor de 3% de radiación UV-B y un 97% de UV-A, en comparación al promedio de 5% de UV-B y 95% de UV-A.

En el caso de la prueba de precondicionamiento, se requiere un porcentaje de radiación UV-B entre 3% y 10% con el resto en radiación UV-A. Más particularmente, con el equipo Eternal Sun UV150200 se logra una distribución común de 5% de UV-B y 95% de UV-A.

Una prueba de degradación para el caso particular de Chile puede caracterizar de mejor forma el espectro ocupando tubos fluorescentes con un aporte de 3% de radiación UV-B y un 97% de UV-A, pero teniendo en cuenta que la intensidad debe ser alta para alcanzar un aporte de radiación UV-B representativo. En el caso del equipo de radiación Eternal Sun UV150200, se recomienda utilizar tubos fluorescentes para camas de bronceado como las CLEO Advantage producidas por Philips [45] o las Ergoline producidas por JK-Licht [46].

5.3.4. Metodología Propuesta

Ya que la investigación en esta área es todavía muy limitada, se propone utilizar como base la metodología ocupada por el proyecto INFINITY [39], pero modificando las pruebas para caracterizar climas áridos, ya que se considera que la incorporación de degradación por radiación UV es de suma importancia para recrear efectivamente el desgaste obtenido en terreno.

Para modificar esta metodología se agrega o cambia una secuencia de cada escenario árido para incluir un procedimiento similar al descrito por el NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los EE.UU) y que está en revisión para ser adoptado como norma [11]. En éste, se irradia los módulos con una radiación de $56 \pm 5\ W/m^2$ entre 300 nm y 400 nm, con una temperatura de cámara de $70 \pm 5\ °C$, humedad de $50 \pm 10\ \%$ y por un tiempo de $4000\ h$.

Tabla 5-6: Modificación de las pruebas de caracterización de climas áridos.

Código	**Clima**	**Duración (h)**	**N**	**T (°C)**	**H (%)**	**I (W/m²)**	**CMD (ciclos)**	**S/A**	**CT (ciclos)**	**Intervalos (h)**
Árido1	B	1000 / 7 ciclos	1	95	50	1200	-	-	-	48
			2	70	50	56 (300-400 nm)	-	-	-	96
Árido2	B	1000 / 7 ciclos	1	95	50	1200	-	-	-	48
			2	70	50	56 (300-400 nm	-	-	-	48
			3	-	-	-	1000	-	-	24
Árido3	B	1000 / 7 ciclos	1	95	50	1200	-	-	-	48
			2	70	50	56 (300-400 nm	-	-	-	48
			3	60	-	-	-	Abrasión de arena	-	48

5.3.5. Diseño del laboratorio UV para Caracterizar Climas

Debido a las limitaciones de temperatura y radiación del laboratorio de degradación UV, una prueba de degradación aceleración por radiación UV más exigente que la norma y que pueda simular condiciones de trabajo en climas específicos requeriría cambios y/o modificaciones importantes a los equipos utilizados. Debido a los límites de intensidad y de temperatura del equipo Eternal Sun 150200, se recomienda el diseño y construcción de un equipo de radiación de menor escala, pero especializado para realizar pruebas a condiciones más intensas.

Para la fuente de radiación el desafío yace en encontrar lámparas que simulen niveles de radiación UV similares a los producidos por el sol, pero manteniendo niveles bajos de radiación en las regiones de luz visible (VIS) e infrarrojo cercano (NIR). En experiencias anteriores [22],[23],[47] se han utilizado lámparas de xenón con filtros para reducir la radiación en espectros no deseados, pero se debe prestar atención en el aporte de calor producido por estas fuentes de luz para no superar los límites de temperatura al que se quiere realizar la prueba [43]. Sin embargo, para evitar utilizar filtros y no añadir calor adicional se han realizado pruebas de degradación con tubos fluorescentes UVA-340 [38], que irradian sólo dentro del espectro UV. Las proporciones de UV-A y UV-B dependerán de la lámpara escogida y el filtro (si es que se utiliza). Para este caso se recomienda utilizar lámparas UVA-340 o UVB-313EL [48] que irradian a mayor intensidad.

En cuanto a la cámara térmica, se puede utilizar la misma del diseño original, ya que esta es capaz de lograr temperaturas más altas con las resistencias elegidas, pero se debe retirar el ventilador actual, pues no es apto para temperaturas por sobre los $60°C$. No obstante, el uso de ventilador para esta prueba no sería necesario, ya que al ser de menor tamaño se espera una temperatura más homogénea de los módulos sin la necesidad de un ventilador.

6. CONCLUSIONES

Se revisaron metodologías actuales para el estudio de la degradación acelerada de módulos fotovoltaicos y se eligió la presentada en la norma IEC 61215 para el diseño de una prueba de precondicionamiento UV y se estudiaron metodologías experimentales para profundizar la caracterización de este tipo de degradación.

Se logró el diseño de una cámara térmica que puede mantener una temperatura constante y contener al equipo de radiación UV Eternal Sun UV150200 para la realización de la prueba de precondicionamiento y con la capacidad de realizar pruebas más complejas a futuro.

Para la determinación de salud de los módulos FV se deben seguir los procedimientos indicados en la norma IEC 61215, teniendo en cuenta las pruebas que deben ser realizadas en los módulos y la documentación con la que debe contar cada uno. Sumado a esto, se agregan procedimientos adicionales para identificar fallas que la norma no es capaz de advertir y para poder hacer una comparación entre distintos módulos y sus estados de salud antes y después de realizada la prueba.

En el caso particular de la prueba de degradación UV, se identifican tres parámetros (radiación total, temperatura y distribución en el espectro UV) a modificar si se quiere realizar una nueva prueba de precondicionamiento que obtenga resultados más parecidos a los obtenidos en la operación en la zona norte de Chile. Más aún, para caracterizar la degradación obtenida en distintas condiciones climáticas se adopta una metodología que toma en cuenta cinco climas distintos, con esfuerzos y condiciones que se combinan de maneras únicas para cada uno, pero modificando el procedimiento para caracterizar climas áridos, pues se considera importante la adición de degradación por radiación UV.

De esta forma, se logra un diseño para un laboratorio de degradación acelerada en el cuál se puede estudiar el desgaste producido a los módulos fotovoltaicos por la radiación UV y más aun, se puede llevar a cabo un análisis comparativo entre módulos analizando sus características eléctricas antes y después de realizada la prueba.

7. Recomendaciones

Se debe tener en cuenta, que la información y las capacidades de prueba de degradación de paneles FV es todavía muy limitada. Los fabricantes generalmente garantizan que se espera que la vida útil del módulo FV sea de 25 años con una reducción del 20% en su potencia durante este período. Actualmente, los módulos deben pasar las pruebas de certificación antes de operar en el exterior, pero incluso si estas son superadas, algunos módulos aún fallarán dentro del período de garantía, pues las condiciones ambientales varían con respecto al lugar de operación y de la misma forma, la vida útil del módulo también cambia. Por estas razones, se debe avanzar a la realización de pruebas más rigurosas y que caractericen las condiciones de operación de los módulos.

Como trabajos futuros, se recomienda en primer lugar la construcción del laboratorio diseñado en este trabajo, y luego de esto continuar con el diseño, construcción y adquisición de equipos necesarios para realizar las demás pruebas de la norma IEC 61215, empezando por las pruebas anteriores a la MQT 10 que comparten todas las secuencias. Luego de esto, avanzar con pruebas más allá de la norma que reflejen mejor la degradación obtenida en terreno y que se acerquen obtener resultados de la vida útil de los módulos.

8. BIBLIOGRAFÍA

[1] C. Espinoza, “Energía solar ha tenido explosivo crecimiento en Chile”, 2017.

[2] GSES, “Recycling PV Modules”, 2019. https://www.gses.com.au/recycling-pv-modules/ (accedido sep. 08, 2020).

[3] A. Molina, M. Falvey, y R. Rondanelli, “A solar radiation database for Chile”, *Sci. Rep.*, vol. 7, nº 1, pp. 1–11, 2017, doi: 10.1038/s41598-017-13761-x.

[4] R. R. Cordero *et al.*, “Ultraviolet radiation in the Atacama Desert”, *Antonie van Leeuwenhoek, Int. J. Gen. Mol. Microbiol.*, vol. 111, nº 8, pp. 1301–1313, 2018, doi: 10.1007/s10482-018-1075-z.

[5] H. Gopalakrishna, A. Sinha, K. Dolia, D. Jordan, y G. Tamizhmani, “Nondestructive Characterization and Accelerated UV Testing of Browned Field-Aged PV Modules”, *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, nº 6, pp. 1733–1740, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2927920.

[6] O. S. Sastry *et al.*, “Performance analysis of field exposed single crystalline silicon modules”, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, nº 9, pp. 1463–1468, 2010, doi: 10.1016/j.solmat.2010.03.035.

[7] IEC, “IEC 61215-1:2016, Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements”, nº August, 2016.

[8] IEC, “IEC 61215-1-1:2016, Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) Modules”, nº August, 2016.

[9] IEC, “IEC 61215-1-2:2017, Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules”, *BSI Stand. Publ.*, nº November, 2017.

[10] IEC, “IEC 61215-2:2017, Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures”, *BSI Stand. Publ.*, nº

November, 2017.

[11] J. Wohlgemuth y S. Kurtz, “Photovoltaic Module Qualification Plus Testing”, *2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2014*, nº December, pp. 3589–3594, 2014, doi: 10.1109/PVSC.2014.6924883.

[12] SERIS, “Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS)”. http://www.seris.nus.edu.sg/about-us/about-seris.html (accedido jun. 09, 2020).

[13] SERIS, “SERIS PV Module Testing Laboratory”. http://www.seris.nus.edu.sg/facilities-and-lab/pv-module-testing.html# (accedido jun. 09, 2020).

[14] NREL, “Solar Energy Research Facility”. https://www.nrel.gov/pv/solar-energy-research-facility.html (accedido jun. 09, 2020).

[15] NREL, “Science and Technology Facility”. https://www.nrel.gov/pv/science-technology-facility.html (accedido jun. 09, 2020).

[16] Fraunhofer, “Fraunhofer ISE”. https://www.ise.fraunhofer.de/en/about-us.html (accedido jun. 18, 2020).

[17] Fraunhofer, “Franhofer TestLab PV Modules”. https://www.ise.fraunhofer.de/en/rd-infrastructure/accredited-labs/testlab-pv-modules.html (accedido jun. 18, 2020).

[18] Durasol, “The Durasol Platform”. https://www.durasol.fr/A-network-of-partners-of-excellence (accedido jun. 18, 2020).

[19] Durasol, “Equipments Overview”. https://www.durasol.fr/Overview (accedido jun. 18, 2020).

[20] PVPMC, “National Laboratory collaborative to Improve Photovoltaic Performance Modeling”. https://pvpmc.sandia.gov/ (accedido jun. 09, 2020).

[21] PVPMC, “PV Lifetime Project”. https://pvpmc.sandia.gov/pv-research/pv-lifetime-project/ (accedido jun. 09, 2020).

[22] M. D. Kempe, “Accelerated UV test methods and selection criteria for encapsulants of photovoltaic modules”, *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 3–8, 2008, doi: 10.1109/PVSC.2008.4922771.

[23] A. Badiee, R. Wildman, y I. Ashcroft, “Effect of UV aging on degradation of Ethylene-vinyl Acetate (EVA) as encapsulant in photovoltaic (PV) modules”, *Reliab. Photovolt. Cells, Modul. Components, Syst. VII*, vol. 9179, nº February 2017, p. 91790O, 2014, doi: 10.1117/12.2062007.

[24] S. Lindig, I. Kaaya, K. Weiß, D. Moser, y M. Topic, “Review of Statistical and Analytical Degradation Models for Photovoltaic Modules and Systems as Well as Related Improvements”, *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, nº 6, pp. 1773–1786, 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2870532.

[25] M. Tayyib, J. O. Odden, y T. O. Saetre, “UV-induced degradation study of multicrystalline silicon solar cells made from different silicon materials”, *Energy Procedia*, vol. 38, pp. 626–635, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.07.326.

[26] E. Sun, “UV150200 Model Specifications”. 2019.

[27] “Baterías Calefactoras Fabrestel”. http://fabrestel.cl/baterias.html (accedido may 25, 2020).

[28] GETEC, “Relés trifásicos, serie TRS, Fotek”, 2020. http://www.getec.cl/inicio/info/Reles.pdf (accedido sep. 09, 2020).

[29] IEC, “IEC 61730-2:2018, Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing”, nº June, 2018.

[30] IEC, “IEC 60269-6:2011, Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems”, 2011.

[31] IEC, “IEC 60904-2: Photovoltaic devices — Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices”, 2015.

[32] IEC, “IEC 60904-1: Photovoltaic devices — Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristic”, *Handb. Photonics, Second Ed.*, vol. 3, pp. 8-1-8–27, 2006, doi: 10.1007/978-90-481-9751-4_100648.

[33] IEC, “IEC 60891: Photovoltaic devices — Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics”, 2010.

[34] “Halm gmbh, CetisPV-Outdoortest”. http://www.halm.de/en/products/outdoor.html (accedido may 25, 2020).

[35] J. Alfredo, U. Chávez, y R. Hilda, “Revista de Ingeniería Eléctrica Estudio para detección de defectos en Paneles Solares por medio de la Técnica de Electroluminiscencia Study to detect Defects in Solar Panels by means of Electroluminescence Revista de Ingeniería Eléctrica”, *Revista de Ingeniería Eléctrica*, vol. 2, nº 5, pp. 1–9, 2018.

[36] IEC, *PD IEC TS 60904-13:2018 Photovoltaic Devices Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules*, nº February. 2018.

[37] K. Dolia, A. Sinha, S. Tatapudi, J. Oh, y G. S. Tamizh Mani, “Early Detection of Encapsulant Discoloration by UV Fluorescence Imaging and Yellowness Index Measurements”, *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC*, pp. 1267–1272, 2018, doi: 10.1109/PVSC.2018.8547939.

[38] K. Dolia, “Accelerated UV Testing and Characterization of PV Modules with UV-cut and UV-pass EVA Encapsulants”, nº May, p. 51, 2018.

[39] G. C. Eder *et al.*, “Climate specific accelerated ageing tests and evaluation of ageing induced electrical, physical, and chemical changes”, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 27, nº 11, pp. 934–949, 2019, doi: 10.1002/pip.3090.

[40] D. H. Tom McKnight, Tom L. McKnight, *Physical Geography: A Landscape Appreciation*, 6th Bk&CD. Prentice Hall College Div (on 1999-07-20), 2000.

[41] A. Peterson, “Köppen climate types in Chile”. 2016.

[42] “Estadísticas Acera”, 2020. https://acera.cl/estadisticas/ (accedido may 29, 2020).

[43] M. Koehl, D. Philipp, N. Lenck, y M. Zundel, “Development and application of a UV light source for PV-module testing”, *Reliab. Photovolt. Cells, Modul. Components, Syst. II*, vol. 7412, nº August 2009, p. 741202, 2009, doi: 10.1117/12.825939.

[44] A. Badiee, I. A. Ashcroft, y R. D. Wildman, “The thermo-mechanical degradation of ethylene vinyl acetate used as a solar panel adhesive and encapsulant”, *Int. J. Adhes. Adhes.*, vol. 68, pp. 212–218, 2016, doi: 10.1016/j.ijadhadh.2016.03.008.

[45] iSOLde, “Low pressure lamps”. https://www.isoldelicht.de/en/products-low-pressure-lamps/ (accedido jun. 02, 2020).

[46] JK-International, “Ergoline UV lamps”. https://www.jk-licht.com/en/lamps/ergoline/ergoline_uv_lamps/ (accedido jun. 02, 2020).

[47] D. C. Miller *et al.*, “Degradation in PV encapsulant strength of attachment: An interlaboratory study towards a climate-specific test”, *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, vol. 2016-Novem, pp. 95–100, 2016, doi: 10.1109/PVSC.2016.7749556.

[48] Q-LAB, “UV LAMPS AND OPTICAL FILTERS”. https://www.q-lab.com/products/lamps-optical-filters/lamps-and-optical-filters (accedido ago. 04, 2020).

9. ANEXOS

9.1. Datalogger Campbell CR1000X

Tabla 9-1: Características CR1000X.

Rango de temperatura operacional	-40° a +70°C (estándar) -55° a +85°C (extendido) *Ambiente sin condensación*
Material de caja	Aluminio recubierto
Entradas analógicas	16 diferenciales individuales o 8 diferenciales (configurados individualmente)
Contadores de pulso	10 (P1 a P2 y C1 a C8)
Terminales de voltaje de excitación	4 (VX1 to VX4)
Fuente máxima / corriente de sumidero	±40 mA (voltaje de excitación) 50 mA (conmutado regulado)
Puertos de comunicación	Ethernet USB Micro B CS I/O RS-232 CPI RS-485
Puertos de almacenamiento de datos	microSD
Conmutado 12 voltios	2 terminales
Digital I/O	8 terminales (C1 a C8) configurables para entrada y salida digital. Incluye estado alto/bajo, modulación de ancho de pulso, interrupción externa, temporización de borde, conteo de pulso de cierre del interruptor, conteo de pulso de alta frecuencia, UART, RS-232, RS-485, SDM, SDI-12, I2C y función SPI. Los

	terminales son configurables en pares para lógica de 5 V o 3.3 V para algunas funciones.
Límite de entrada	±5 V
Exactitud de voltaje analógico	Las especificaciones de precisión no incluyen ruido de señal o de medición. • ± (0.04% de medición + offset) de 0°C a 40°C • ± (0.06% de medición + offset) de -40°C a 70°C • ± (0.08% de medición + offset) de -55°C a 85°C (rango de temperatura extendido)
ADC	24-bit
Requerimientos de poder	10 a 18 Vdc de entrada
Precisión de reloj en tiempo real	±3 min. por año (Corrección GPS opcional hasta ±10 µs)
Protocolos de Internet	Ethernet, PPP, CS I/O IP, RNDIS, ICMP/Ping, Auto-IP(APIPA), IPv4, IPv6, UDP, TCP, TLS (v1.2), DNS, DHCP, SLAAC, SNMPv3, NTP, Telnet, HTTP(S), FTP(S), SMTP/TLS, POP3/TLS
Protocolos de comunicación	CPI, PakBus, SDM, SDI-12, Modbus, TCP, DNP3, UDP, NTCIP, NMEA 0183, I2C, SPI, y otros.
SRAM con respaldo de batería para uso de CPU y almacenamiento final	4 MB
Almacenamiento de datos	4 MB SRAM + 72 MB flash (Expansión de almacenamiento de hasta 16 GB con tarjeta de memoria flash microSD extraíble.)

Drenaje de corriente inactiva, promedio	< 1 mA (a 12 Vdc)
Drenaje de corriente activa promedio	1 mA (1 Hz escaneado a 12 Vdc) 55 mA (20 Hz escaneado a 12 Vdc)
Dimensiones	23,8 x 10,1 x 6,2 cm (9,4 x 4,0 x 2,4 in.) Espacio libre adicional requerido para cables.
Peso	0,86 kg (1,9 lb)

9.2. Ecuaciones Resueltas en EES (Engineering Equation Solver)

```
$IF PARAMETRICTABLE = HEATING_1
    T_room_i = tablevalue('HEATING_1';tablerun#-1;'T_room')

    T_s_int = (  T_room_i + T_amb ) / 2

    "Balance Energia"

    Q_dot_cal + W_dot_fan = dUdt_int + Q_loss

    m_material = 100 [kg]
    c_material = SpecHeat(Aluminum; T= T_room_i ) { 1000 [J/kg-K]}
    dUdt_int = m_material * c_material * ( T_room - tablevalue('HEATING_1';tablerun#-
1;'T_room') ) / 100 [s]

    Q_loss =  U * A * ( T_room - T_eq )
    U = 1 / Req
    Req =  Rconv_int + Rcond_pared + Rconv_ext

    Rconv_int = 1 / h_lat
    Rconv_ext = 1/ h_ext

    Call External_Flow_Plate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ;  P ; vel_air ; Largo: tau_sup ;
h_sup ; Cf_sup ; Nusselt_sup ; Re_sup )                    "Superior"
    Call External_Flow_Square(Fluid$ ; T_room_i; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto : Fd_lat\L_lat ;
h_lat ; Cd_lat ; Nusselt_lat ; Re_lat )                    "Laterales"
    Call External_Flow_VerticalPlate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto :
Fd_fro\L_fro ; h_fro ; Cd_fro ; Nusselt_fro ; Re_fro )      "Frontal"
{    h_lat = 12 [W/m^2-K]}

    k_pared = conductivity(Stainless_AISI310; T=T_room_i)
    Rcond_pared = e_pared / k_pared


$ENDIF

$IF PARAMETRICTABLE = HEATING_2                "Aislapol"
    T_room_i = tablevalue('HEATING_2';tablerun#-1;'T_room')

    T_s_int = (  T_room_i + T_amb ) / 2
```

```
    "Balance Energia"

    Q_dot_cal + W_dot_fan = dUdt_int + Q_loss

    m_material = 100 [kg]
    c_material = SpecHeat(Aluminum; T= T_room_i ) { 1000 [J/kg-K]}
    dUdt_int = m_material * c_material * ( T_room - tablevalue('HEATING_2';tablerun#-
1;'T_room') ) / 100 [s]

    Q_loss =  U * A * ( T_room - T_eq )
    U = 1 / Req
    Req =  Rconv_int + Rcond_pared + Rconv_ext + Rcond_aislante

    Rconv_int = 1 / h_lat
    Rconv_ext = 1/ h_ext

    Call External_Flow_Plate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ;  P ; vel_air ; Largo: tau_sup ;
h_sup ; Cf_sup ; Nusselt_sup ; Re_sup )                    "Superior"
    Call External_Flow_Square(Fluid$ ; T_room_i; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto : Fd_lat\L_lat ;
h_lat ; Cd_lat ; Nusselt_lat ; Re_lat )                    "Laterales"
    Call External_Flow_VerticalPlate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto :
Fd_fro\L_fro ; h_fro ; Cd_fro ; Nusselt_fro ; Re_fro )      "Frontal"
{   h_lat = 12 [W/m^2-K]}

    k_pared = conductivity(Stainless_AISI310; T=T_room_i)
    Rcond_pared = e_pared / k_pared

    "Aislante Aislapol"

{   Densidad_aislante = 10 [kg/m^3]
    K_aislante = 0,043 [W/m-K]}

    Densidad_aislante = 30 [kg/m^3]
    k_aislante = 0,036 [W/m-K]

    e_aislante = 50 [mm] * convert(mm;m)

    Rcond_aislante = e_aislante / k_aislante

$ENDIF


$IF PARAMETRICTABLE = HEATING_3                    "Lana de Vidrio 80mm"
    T_room_i = tablevalue('HEATING_3';tablerun#-1;'T_room')

    T_s_int = (  T_room_i + T_amb ) / 2

    "Balance Energia"

    Q_dot_cal + W_dot_fan = dUdt_int + Q_loss

    m_material = 100 [kg]
    c_material = SpecHeat(Aluminum; T= T_room_i ) { 1000 [J/kg-K]}
    dUdt_int = m_material * c_material * ( T_room - tablevalue('HEATING_3';tablerun#-
1;'T_room') ) / 100 [s]
```

```
    Q_loss =  U * A * ( T_room - T_eq )
    U = 1 / Req
    Req =  Rconv_int + Rcond_pared + Rconv_ext + Rcond_aislante

    Rconv_int = 1 / h_lat
    Rconv_ext = 1/ h_ext

    Call External_Flow_Plate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ;  P ; vel_air ; Largo: tau_sup ;
h_sup ; Cf_sup ; Nusselt_sup ; Re_sup )                    "Superior"
    Call External_Flow_Square(Fluid$ ; T_room_i; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto : Fd_lat\L_lat ;
h_lat ; Cd_lat ; Nusselt_lat ; Re_lat )                    "Laterales"
    Call External_Flow_VerticalPlate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto :
Fd_fro\L_fro ; h_fro ; Cd_fro ; Nusselt_fro ; Re_fro )      "Frontal"
{   h_lat = 12 [W/m^2-K]}

    k_pared = conductivity(Stainless_AISI310; T=T_room_i)
    Rcond_pared = e_pared / k_pared

    "Aislante Lana de Vidrio 80 mm"

{   Densidad_aislante = 10 [kg/m^3]
    K_aislante = 0,046 [W/m-K]}

    Densidad_aislante = 50 [kg/m^3]
    k_aislante = 0,032 [W/m-K]

    e_aislante = 80 [mm] * convert(mm;m)

    Rcond_aislante = e_aislante / k_aislante

$ENDIF

$IF PARAMETRICTABLE = HEATING_3                "Lana de Vidrio 120mm"
    T_room_i = tablevalue('HEATING_3';tablerun#-1;'T_room')

    T_s_int = (  T_room_i + T_amb ) / 2

    "Balance Energia"

    Q_dot_cal + W_dot_fan = dUdt_int + Q_loss

    m_material = 100 [kg]
    c_material = SpecHeat(Aluminum; T= T_room_i ) { 1000 [J/kg-K]}
    dUdt_int = m_material * c_material * ( T_room - tablevalue('HEATING_3';tablerun#-
1;'T_room') ) / 100 [s]

    Q_loss =  U * A * ( T_room - T_eq )
    U = 1 / Req
    Req =  Rconv_int + Rcond_pared + Rconv_ext + Rcond_aislante

    Rconv_int = 1 / h_lat
    Rconv_ext = 1/ h_ext

    Call External_Flow_Plate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ;  P ; vel_air ; Largo: tau_sup ;
h_sup ; Cf_sup ; Nusselt_sup ; Re_sup )                    "Superior"
```

```
    Call External_Flow_Square(Fluid$ ; T_room_i; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto : Fd_lat\L_lat ;
h_lat ; Cd_lat ; Nusselt_lat ; Re_lat )                    "Laterales"
    Call External_Flow_VerticalPlate(Fluid$ ; T_room_i ; T_s_int ; P ; vel_air ; Alto :
Fd_fro\L_fro ; h_fro ; Cd_fro ; Nusselt_fro ; Re_fro )      "Frontal"
{   h_lat = 12 [W/m^2-K]}

    k_pared = conductivity(Stainless_AISI310; T=T_room_i)
    Rcond_pared = e_pared / k_pared

    "Aislante Lana de Vidrio 120 mm"

{   Densidad_aislante = 10 [kg/m^3]
    K_aislante = 0,046 [W/m-K]}

    Densidad_aislante = 50 [kg/m^3]
    k_aislante = 0,032 [W/m-K]

    e_aislante = 120 [mm] * convert(mm;m)

    Rcond_aislante = e_aislante / k_aislante

$ENDIF

"Dimensiones"
Largo = 3,38 [m]
Ancho = 2,25 [m]
Alto = 3,05 [m]


"Áreas"
A_sup = Largo * Ancho
A_lat = Alto * Ancho
A_fro = Alto * Largo

A = A_sup + A_lat * 2 + A_fro * 2


"Volumen"
Vol = Largo * Ancho * Alto


"Pared INOX"
e_pared = 1 [mm] * convert(mm;m)


"Condiciones ambientales"
T_amb = converttemp(C ; K ; 20)
T_cielo = converttemp(C ; K ; 15)

I_rad = 300 [W]
h_ext = 5 [W/m^2-K]
T_eq = T_amb + epsilon_ext * I_rad / h_ext

P = 1 [atm] * convert(atm;Pa)
epsilon_ext = 0,10 [-]
```

```
"Condiciones buscadas"
T_max = converttemp(C ; K ; 85)
T_min = converttemp(C ; K ; -40)

Fluid$ = 'air'


"Air Properties"
cv_air = 718 [J/kg-K]
rho_air = 1,174 [kg/m3]
m_air = Vol * rho_air


"Potencia de Calentamiento"
Voltaje = 220 [V]
I_res = 30 [A]
Q_dot_cal = Voltaje * I_res


"Potencia de Ventilación"
I_fan = 0,60 [A]
W_dot_fan = Voltaje * I_fan

V_dot_air = 1140 [m^3/h] * convert (m^3/h ; m^3/s)

D_fan = 220 [mm] * convert(mm;m)
V_dot_air = ( pi# * D_fan^2 / 4 ) * vel_air
m_dot_air = rho_air / V_dot_air
```

9.3. Calor Perdido vs. Temperatura para cada Aislante

Tabla 9-2: Valores de Calor Perdido vs Temperatura sin aislar la cámara térmica.

Sin Aislar		
Tiempo [s]	**Calor Perdido [W]**	**Temperatura [°C]**
100	803	32
200	1631	37
300	2336	42
400	2941	46
500	3462	50
600	3910	53
700	4296	55
800	4628	58

Tabla 9-3: Valores de Calor Perdido vs Temperatura aislando la cámara térmica con Aislapol de 50 mm.

Aislapol 50 [mm]		
Tiempo [s]	**Calor Perdido [W]**	**Temperatura [°C]**
100	154	32
200	331	39
300	501	46
400	666	53
500	827	59
600	983	65
700	1134	71
800	1281	77

Tabla 9-4: Valores de Calor Perdido vs Temperatura aislando la cámara térmica con Lana de Vidrio de 80 mm.

Lana de Vidrio 80 [mm]		
Tiempo [s]	**Calor Perdido [W]**	**Temperatura [°C]**
100	94	32
200	202	40
300	307	47
400	411	53
500	513	60
600	612	67
700	710	73
800	807	80

Tabla 9-5:Valores de Calor Perdido vs Temperatura aislando la cámara térmica con Lana de Vidrio de 120 mm.

Lana de Vidrio 120 [mm]		
Tiempo [s]	**Calor Perdido [W]**	**Temperatura [°C]**
100	65	32
200	140	40
300	214	47
400	287	54
500	359	61
600	430	68
700	500	74
800	569	81

9.4. Programa para Medir y Controlar Temperatura en la Cámara Térmica

```
1.   'Declare Variables and Units
2.   Dim R110PV
3.   Public BattV
4.   Public PTemp_C
5.   Public DisableFlag As Boolean
6.   Public T110PV_C
7.
8.   Units BattV=Volts
9.   Units PTemp_C=Deg C
10.        Units T110PV_C=Deg C
11.
12.        'Define Data Tables
13.        DataTable(FiveMinutes,True,-1)
14.              DataInterval(0,5,Min,10)
15.              Minimum(1,BattV,FP2,False,False)
16.              Minimum(1,T110PV_C,FP2,False,False)
17.              Maximum(1,T110PV_C,FP2,False,False)
18.              Average(1,T110PV_C,FP2,False)
19.        EndTable
20.
21.        DataTable(OneHour,True,-1)
22.              DataInterval(0,60,Min,10)
23.              Minimum(1,BattV,FP2,False,False)
24.              Minimum(1,T110PV_C,FP2,False,True)
25.              Maximum(1,T110PV_C,FP2,False,True)
26.              Average(1,T110PV_C,FP2,False)
27.        EndTable
28.
29.        DataTable(Daily,True,-1)
30.              DataInterval(0,24,Hr,10)
31.              Minimum(1,BattV,FP2,False,True)
32.              Minimum(1,T110PV_C,FP2,False,True)
33.              Maximum(1,T110PV_C,FP2,False,True)
34.              Average(1,T110PV_C,FP2,False)
35.        EndTable
36.
37.        'Main Program
38.        BeginProg
39.              'Main Scan
40.              Scan(15,Sec,1,0)
41.                      'Default CR1000X Datalogger Battery
   Voltage measurement 'BattV'
42.                      Battery(BattV)
43.                      'Default CR1000X Datalogger Wiring Panel
   Temperature measurement 'PTemp_C'
44.                      PanelTemp(PTemp C,50)
45.                      '110PV Surface Temperature Probe
   measurement 'T110PV_C'
46.                      BrHalf(R110PV,1,mV5000,1,VX1,1,2500,True
   ,0,50,1,0)
47.                      'Convert mV to ohms
```

```
48.                     R110PV=4990*(1-R110PV)/R110PV
49.                     'Subtract cable resistance (see 110PV
   cable label for cable resistance)
50.                     R110PV=R110PV-0.5
51.                     'Convert resistance to temperature using
   Steinhart-Hart equation
52.                     T110PV_C=1/(1.129241E-3+2.341077E-
   4*LN(R110PV)+8.775468E-8*LN(R110PV)^3)-273.15
53.                     'Simple Control w/ Deadband
54.                     If DisableFlag=False Then
55.                             If T110PV_C<57 Then
56.                                     PortSet(C1,1)
57.                             Else
58.                                     If T110PV_C>63 Then
59.                                             PortSet(C1,0)
60.                                     EndIf
61.                             EndIf
62.                     Else
63.                             PortSet(C1,0)
64.                     EndIf
65.                     'Call Data Tables and Store Data
66.                     CallTable FiveMinutes
67.                     CallTable OneHour
68.                     CallTable Daily
69.             NextScan
70.         EndProg
```