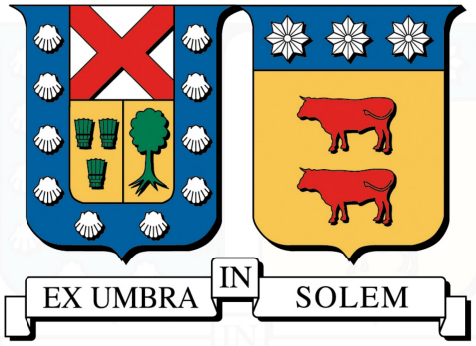
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO - CHILE



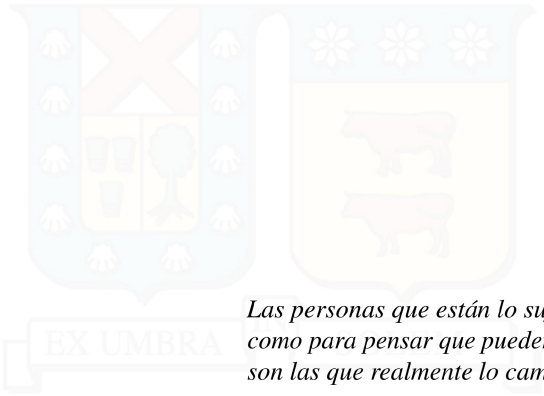
DESARROLLO DE MODELO WEIBULL-PHM PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CONDICIONAL Y VIDA REMANENTE ESPERADA EN INVERSORES FOTOVOLTAICOS.

NICOLÁS MAURICIO SILVA BRIONES

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA	:	DR. ING. DAVID GODOY R.
PROFESOR CORREFERENTE	:	ING. LUIS GUZMAN B.

JULIO 2019



Las personas que están lo suficientemente locas como para pensar que pueden cambiar el mundo son las que realmente lo cambian.-

AGRADECIMIENTOS

Antes de comenzar me gustaría tomar este espacio para hacer un pequeño reconocimiento a todas las hermosas personas que han sido parte de mi vida y que me han acompañado en estos bien vividos 24 años.

Para comenzar quiero agradecer a mis padres, Mauricio y Soledad, que son dos pilares fundamentales en mi vida. Gracias por educarme, por apoyarme, por aguantarme, por levantarme cada vez que me caí y por hacer hasta lo imposible para que en la casa nunca nos faltase nada. Sé que no he sido ni que seré el hijo perfecto, pero siempre voy a estar ahí para poder, aunque sea en una mínima parte, retribuir todo ese cariño y ese amor que me han entregado.

A mi hermana Camila, que si bien en esta última etapa de nuestras vidas hemos estado un poco distantes, siempre has sido un ejemplo para mí. Gracias por cuidarme, apoyarme y recibirme en el departamento. Sigue cumpliendo tus sueños y logrando tus metas.

A mi compañera de mi vida, Bárbara, gracias por caminar a mi lado durante este último tiempo, no pasa día en que no le agradezca a la vida por ponerte en mi camino. Gracias por aguantarme y estar a mi lado en este proceso, sin ti todo hubiese sido más difícil. Espero que este sea el comienzo de una vida llena de alegrías y de sueños cumplidos. Podría escribir un libro diciendo cuanto te amo, pero prefiero decírtelo mirando a tu carita de cucha.

A mi abuelita Menche, que me cuida desde el cielo. Gracias por cuidarme cuando pequeño y por darme esa tranquilidad y esa claridad cuando más lo necesite.

A mi familia, tíos, primos, abuelos. Gracias por los momentos compartidos y por las bonitas tardes de asado y piscina en Catapilco.

A mi amigos y amigas que fueron parte de esta aventura universitaria: Antonia, Claudio, los mexicánicos, el CAT y a todos los que se me quedan en el tintero. Gracias por amenizar la vida universitaria, por todos los carretes, los viajes, las experiencias. Son de lo más bonito que me llevo de esta etapa.

A mi querida selección de Fútbol y Futsal USM. Gracias por tantas experiencias, por tantas alegrías, por tantas frustraciones y lo más importante, por tantas enseñanzas. Fue un orgullo haber sido su capitán durante estos últimos 4 años. Gracias por ser la vía de escape a la tediosa rutina universitaria. Gracias también a los profesores del Defider por el apoyo constante tanto en lo deportivo como en lo académico, por hacer que como estudiantes de ingeniería, nos sintamos deportistas de alta competencia.

Finalmente y no menos importante, a los profesores y compañeros del equipo del proyecto Fondef ID17I10043. Gracias por los consejos, por las enseñanzas, por la buena voluntad y por el grato ambiente de trabajo que generaron durante este último año. Éxito para lo que venga en el futuro.

Es sumamente difícil resumir en una plana lo agradecido y lo feliz que me siento de tenerlos a todos ustedes mi vida. Espero que la vida les depare lo mejor a cada uno.

RESUMEN EJECUTIVO

Catalogada como una de las principales agentes de cambio en esta nueva era de la industria de la generación eléctrica y en la búsqueda constante de una matriz energética renovable no convencional, la tecnología fotovoltaica se ha hecho presente en la industria nacional y ha llegado para quedarse. En la actualidad esta incipiente industria ha llegado a posicionarse con un poco menos del 10 % de una matriz energética que hace seis años contaba con tan solo un 1 % de su participación.

El creciente desarrollo de esta tecnología ha venido de la mano con una inexperiencia y con un desconocimiento por parte de la industria que se ha visto reflejado en los precarios planes de mantenimiento que en la actualidad las empresas del rubro ejecutan sobre los equipos partícipes de los diferentes sistemas fotovoltaicos existentes. La toma de decisiones en el ámbito del mantenimiento fotovoltaico actualmente radica básicamente a la ejecución de labores del tipo correctivo y preventivo, las cuales se hacen en base a las recomendaciones del fabricante del equipo sin considerar lo importante que significa que dichos activos se encuentren expuestos a un sinfín de condiciones de operación que afectan su funcionamiento y que en un largo plazo afectan su confiabilidad.

La necesidad de mejorar los actuales planes de mantenimiento y con eso mejorar la disponibilidad de los sistemas fotovoltaicos dan pie a la implementación de modelos de mantenimiento predictivos, los cuales a partir del monitoreo de condiciones claves en la operación del sistema, otorgan la información necesaria para determinar el momento exacto de intervención del activo monitoreado. Con dicho fin, en el presente estudio se realiza una revisión del estado actual del mantenimiento fotovoltaico y con la ayuda de un análisis de criticidad, se determina al inversor como el equipo crítico de un sistema de este tipo y como el foco de análisis del estudio.

Una vez determinado el inversor como el activo crítico, se analiza su funcionamiento y se determinan las variables críticas que condicionan a este último. A partir de la información sobre el monitoreo de estas variables críticas provenientes de los procesos de operación de inversores fotovoltaicos se desarrolla un modelo de gestión activos Weibull - PHM el cual tiene como objetivo lograr determinar de manera más exacta la salud de un equipo o de un sistema a una determinada edad de operación. A raíz de esto último se estima la confiabilidad condicional y la vida remanente esperada de un inversor fotovoltaico sometido a agentes tanto internos como externos que condicionan su correcta operación y su correcto funcionamiento en el tiempo.

Los resultados obtenidos dejan en evidencia que tanto la confiabilidad condicional como la vida remanente esperada de un inversor fotovoltaico disminuyen de manera considerable cuando en su análisis de tasa de falla se consideran las respectivas condiciones de operación a los que se ven expuestos. Esta disminución es del orden del 10 % en el caso de la confiabilidad, mientras que en el caso de la vida remanente esperada es de aproximadamente 3 mil horas de operación considerando como punto de análisis el momento de puesta en marcha del equipo. Dichos resultados permiten concluir la importancia de considerar las condiciones de operación a la hora de analizar a un activo en operación. Por otra parte se concluye que la factibilidad de implementar herramientas CBM abren una gran oportunidad a la hora de la determinación de parámetros claves en el área de la gestión de activos, además de considerar al modelo Weibull - PHM como una buena aproximación a la hora de estimar la confiabilidad condicional de un equipo o de un sistema.

Finalmente se propone continuar con la línea investigativa buscando así implementar la presente herramienta al resto de equipos que existen en las diferentes topologías de sistemas fotovoltaicos presentes en la industria nacional y así, en un futuro cercano, implementar un completo plan de mantenimiento predictivo que, a raíz del monitoreo de variables, logre definir a partir de la salud de los activos el momento exacto de intervención del sistema.

ABSTRACT

Cataloged as one of the main agents of change in this new era of the electricity generation industry and in the constant search for a non-conventional renewable energy matrix, photovoltaic technology has been present in the national industry and is here to stay. At present, this incipient industry has come to position itself with a little less than 10 % of an energy matrix that only had a 1 % of its participation six years ago.

The growing development of this technology has come hand in hand with inexperience and lack of knowledge on the part of the industry that has been reflected in the precarious maintenance plans that currently the companies of the field execute on the participating teams of the different existing photovoltaic systems. The decision making in the field of photovoltaic maintenance currently lies basically in the execution of corrective and preventive tasks, which are made based on the recommendations of the equipment manufacturer without considering how important it is that these assets are exposed to an endless operating conditions that affect its operation and in the long term its reliability.

The need to improve current maintenance plans and thereby improve the availability of photovoltaic systems lead to the implementation of predictive maintenance models, which, based on the monitoring of key conditions in the operation of the system, provide the necessary information for determine the exact moment of intervention of the monitored asset. For this purpose, in the present study a review of the current state of the photovoltaic maintenance is made and with the help of a criticality analysis, the investor is determined as the critical equipment of a system of this type and as the focus of the study's analysis.

Once the investor is determined as the critical asset, its operation is analyzed and the critical variables that determine the latter are determined. A Weibull - PHM active management model is developed based on the information on the monitoring of these critical variables from the photovoltaic inverter operation processes, which aims to determine more accurately the health of an equipment or a system at a certain age of operation. As a result of the latter, the conditional reliability and the expected remaining life of a photovoltaic inverter subject to both internal and external agents that condition its correct operation and its correct performance over time are estimated.

The results obtained show that both the conditional reliability and the expected remaining life of a photovoltaic inverter decrease considerably when the respective operating conditions to which they are exposed are considered in their analysis of the failure rate. This decrease is of the order of 10 % in the case of reliability, while in the case of the expected remaining life is approximately 3 thousand hours of operation, considering the start-up time of the equipment as the analysis point. These results allow to conclude the importance of considering operating conditions when analyzing an asset in operation. On the other hand, it is concluded that the feasibility of implementing CBM tools opens a great opportunity when determining key parameters in the area of asset management, besides considering the Weibull - PHM model as a good approximation when it comes to estimate the conditional reliability of an equipment or system.

Finally, it is proposed to continue with the research line, seeking to implement the present tool to the rest of the equipment that exists in the different topologies of photovoltaic systems present in the national industry and, in the near future, to implement a complete predictive maintenance plan that, based on variable monitoring, manages to define the exact moment of system intervention based on the health of the assets.

GLOSARIO

PHM: Proportional hazard model. Modelo de tasa de fallas proporcionales.

ERNC: Energía renovables no convencionales.

FV: Fotovoltaico.

PR: Performance Ratio. Índice de rendimiento.

On-Grid: Conectado a la red.

Off-Grid: Sin conexión a la red.

FEM: Fuerza Electromotriz.

O&M: Operación y mantenimiento.

CC: Corriente continua.

CA: Corriente alterna.

VC: Tensión continua.

VA: Tensión alterna.

TOS: Technical object structure. Estructura técnica de objeto.

MTTR: Mean time to repair. Tiempo medio de reparación.

EMC: Electromagnetic compatibility. Compatibilidad electromagnética.

PCB: Printed circuit board. Placa de circuito impresa.

MPPT: Maximum power point tracker. Seguidor del punto de máxima potencia.

PWM: Pulse-width modulation. Modulación por ancho de pulsos.

FMECA: Failure mode, effects, and criticality analysis. Análisis de modo de falla, efectos y criticidad.

SCADA: Supervisory control and data acquisition . Supervisión, control y adquisición de datos

RUL: Remaining useful life. Vida remanente esperada.

Índice de Contenidos

1. Introducción **1**

2. Generalidades **5**
2.1. Tecnología Fotovoltaica . . . 5
2.2. Sistemas Fotovoltaicos . . . 5
2.2.1. Módulos Fotovoltaicos . . . 6
2.2.2. Inversor . . . 7
2.2.3. Transformador . . . 7
2.2.4. Baterías . . . 8
2.2.5. Reguladores de Carga . . . 9
2.3. Mantenimiento . . . 9
2.3.1. Mantenimiento Correctivo . . . 9
2.3.2. Mantenimiento Preventivo . . . 10
2.3.3. Mantenimiento Predictivo . . . 11
2.3.4. Mantenimiento Proactivo . . . 12

3. Estado del Arte **13**
3.1. Mantenimiento Fotovoltaico . . . 14

4. Objetivos **20**
4.1. Objetivo General . . . 20
4.2. Objetivos Específicos . . . 20

5. Análisis de Criticidad **21**
5.1. Estructura Técnica de Objeto . . . 21
5.2. Matriz de Criticidad . . . 23
5.3. Diagrama de Jack Knife . . . 24
5.4. Data Assessment . . . 25

6. Inversor **34**
6.1. Componentes . . . 34
6.1.1. Sistema de protección externos . . . 34
6.1.2. Sistema de protección internos . . . 35
6.1.3. Conmutadores . . . 35
6.1.4. Filtros DC . . . 35
6.1.5. MPPT . . . 35
6.2. Clasificación . . . 36
6.3. Topología . . . 40
6.4. FMECA . . . 41
6.5. Monitoreo de Condiciones . . . 43

7. Marco Teórico **46**

7.1. PHM 46
7.1.1. Análisis Matemático 47
7.1.1.1. Cálculo de la Confiabilidad Condicional 47
7.1.1.2. Cálculo de la Vida Remanente Esperada 48
7.1.1.3. Método de Markov 49
7.1.2. Procedimiento 50

8. Caso de Estudio **53**
8.1. Benchmarking 57

9. Conclusiones **60**
9.1. Recomendaciones 61

Referencias **62**

Índice de Tablas

1.1. Plantas fotovoltaicas con mayor capacidad instalada en actual operación de Chile. 4

5.1. Criterios de ponderación para la determinación de criticidad. 23
5.2. Recopilación de información de detenciones para plantas fotovoltaicas nacionales durante el año 2016. 25
5.3. Requerimientos mínimos de contenido de la información de monitoreo de funcionamiento para determinar el modelo de gestión de activos adecuado. 26
5.4. Planilla para implementación de herramienta Data Assessment. 27
5.5. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de identificación del activo. 28
5.6. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de modo de falla. 28
5.7. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de indicación de suspensión. 28
5.8. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de fecha de inicio de operación. 29
5.9. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de tiempo de uso antes de la falla. 29
5.10. Criterio y asignación de puntaje para el ítem costos de mantenimiento preventivo/correctivo. 29
5.11. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de tiempo de inactividad en tareas de mantenimiento preventivo/correctivo. 29
5.12. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de fecha y hora de la reparación/inspección. . . 30
5.13. Criterio y asignación de puntaje para el ítem de inspección a partir de sistemas computarizados. 30

Índice de Figuras

1.1. Evolución de los precios de los componentes de un sistema fotovoltaico durante los últimos diez años. . . . 2
1.2. Mapa radiativo de Chile continental. . . . 2
1.3. Calama Solar I. Primera planta fotovoltaica en Chile. . . . 3
1.4. Evolución de la matriz energética en Chile desde el año 2013 a la actualidad. . . . 3

2.1. Efecto fotoeléctrico sobre celda fotovoltaica. . . . 5
2.2. Esquema de un sistema fotovoltaico On-Grid. . . . 6
2.3. Esquema de un sistema fotovoltaico Off-Grid. . . . 6
2.4. Tipos de módulos fotovoltaicos según la estructura del silicio. . . . 7
2.5. Transformadores de media y alta tensión. . . . 8
2.6. Baterías de plomo-ácido utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas. . . . 8
2.7. Curva de carga y descarga para baterías de ciclo profundo. . . . 9
2.8. Representación temporal del mantenimiento correctivo. . . . 10
2.9. Representación temporal del mantenimiento preventivo. . . . 11
2.10. Representación temporal del mantenimiento predictivo. . . . 12
2.11. Representación temporal de la resistencia a la falla para los diferentes tipos de mantenimiento. 12

3.1. Tipos de limpiezas de paneles fotovoltaicos. . . . 15
3.2. Análisis termográfico a módulos fotovoltaicos. . . . 15
3.3. Análisis termográfico a inversor fotovoltaico. . . . 16
3.4. Análisis termográfico a equipos de conexión eléctrica. . . . 17
3.5. Ejecución de análisis termográfico a transformadores. . . . 18
3.6. Resultados de estudio Benchmarking asociado a fallas en sistemas fotovoltaicos. . . . 19

5.1. Estructura técnica de objeto de un sistema fotovoltaico. . . . 22
5.2. Matriz de criticidad implementada sobre los datos obtenidos en planta fotovoltaica. . . . 24
5.3. Diagrama de Jack Knife implementado sobre información de O&M fotovoltaico. . . . 25
5.4. Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de distribución según vida útil de los componentes. . . . 31
5.5. Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de política de reemplazo a determinada edad. . . . 31
5.6. Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de cálculo de intervalo de inspección. . . . 32
5.7. Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de mantenimiento basado en condiciones. . . . 32
5.8. Diagrama de radar para el puntaje obtenido contrastado con el puntaje requerido para la implementación del modelo de mantenimiento basado en condiciones. . . . 33

6.1. Evolución temporal de características de inversores para aplicaciones fotovoltaicas. . . . 34
6.2. Diagrama de flujo de un inversor central trifásico con conexión a la red. . . . 35
6.3. Estructura física de un inversor central con sus respectivos componentes. . . . 36

6.4. PCB de un inversor monofásico. 37
6.5. Funcionamiento de un circuito en configuración medio puente. 37
6.6. Funcionamiento de un circuito en configuración puente completo. 38
6.7. Funcionamiento de un circuito en configuración push-pull. 38
6.8. Representación gráfica de una modulación de tensión de un sistema monofásico por onda cuadrada. 39
6.9. Representación gráfica de una modulación de tensión de un sistema monofásico por ancho de pulso (PWM). 39
6.10. Topología para diferentes configuraciones de conexión de inversores. 41
6.11. Análisis de criticidad, efectos y modos de Falla FMECA para inversores fotovoltaicos. . . . 42
6.12. Software de monitoreo de condiciones de operación de inversores. 44
6.13. Software de monitoreo de condiciones de operación de inversores. 44
6.14. Análisis termográfico de PCB de inversor fotovoltaico. 45

7.1. Relación de estados o eventos en una cadena de Markov. 49
7.2. Ejemplo de registro de condiciones de operación a un determinado tiempo de detención. . . 50
7.3. Ejemplo de matriz de transición para cinco estados posibles. 51
7.4. Diagrama de flujo para el procedimiento de cálculo de la confiabilidad operacional con el método de Weibull-PHM. 52

8.1. Confiabilidad condicional para un inversor fotovoltaico. 55
8.2. Vida remanente esperada para un inversor fotovoltaico. 55
8.3. Confiabilidad condicional y confiabilidad sin influencia de condiciones de operación para un inversor fotovoltaico. 56
8.4. Vida remanente esperada para un inversor fotovoltaico sin inclusión de condiciones de operación. 57
8.5. Confiabilidad en función del tiempo de operación para un inversor fotovoltaico. 58
8.6. Influencia de la temperatura de operación en la confiabilidad de un inversor fotovoltaico. . . 59

1 | Introducción

El inminente cambio climático que ha tenido lugar en las últimas décadas en el mundo producto de las emisiones de gases invernaderos y del uso de combustibles fósiles, sumado a la escasez de estos últimos, han dado lugar a la necesidad de poner los ojos sobre los recursos naturales renovables disponibles en el planeta para lograr la obtención de energía y así lograr disminuir el impacto ambiental generado durante siglos por los procesos de producción de energía eléctrica. Dentro de los principales recursos que entran en la clasificación de renovables y que son capaces de considerarse como una fuente primara para la generación de energía eléctrica se encuentra el **solar**, el cual cimenta sus bases en la energía radiativa proveniente de la estrella principal del sistema solar, el Sol.

Desde los comienzos de la historia de la humanidad la energía solar de alguna u otra forma ha estado presente en la actividad humana. El ser humano desde su génesis ha sabido de la importancia del sol debido a lo indispensable que es este para el desarrollo de la vida, esto debido a que es el principal responsable de procesos fundamentales para la existencia como la fotosíntesis, el ciclo del agua, entre otros. A lo largo del desarrollo de las civilizaciones esa noción de la importancia del sol se ha ido traduciendo en variadas formas de aprovechamiento de la energía que provee la estrella, pero no fue hasta el siglo XIX cuando se descubre uno de los usos con mayor relevancia para la humanidad: La generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar.

A pesar de ser una gran oportunidad de generar energía eléctrica sin costo de combustible, en sus comienzos, allá por los años 50, la tecnología fotovoltaica no tuvo gran aceptación debido a los altos costos de los equipos que significan un sistema fotovoltaico, sumado a lo barato que eran en ese entonces los combustibles fósiles y a la poca noción que se tenía del daño ambiental que se generaba el uso indiscriminado de dichos combustibles. No fue hasta los años 70 cuando la industria fotovoltaica tuvo su irrupción definitiva en la industria, aprovechando la oportunidad que significó el aumento considerable del precio de los combustibles fósiles utilizados hasta aquel entonces. Este desarrollo de la energía fotovoltaica tuvo su primer acercamiento social recién en la década de los 80, cuando en países desarrollados de Europa como Alemana, Italia, entre otros, aparecen las primeras casas con electrificación fotovoltaica. El concepto proponía un sistema de provisión de energía descentralizado en el que cada hogar genera su propia energía de manera independiente en vez de establecer una gran central y un sistema de distribución de la misma. Este desarrollo desembocó de forma casi natural, durante los primeros años del presente siglo, en la instalación de las primeras plantas fotovoltaicas, las cuales tenían (y tienen) como principal foco generar energía eléctrica en cantidades mucho mayores que las instalaciones domiciliarias, con el fin de distribuirla y venderla de manera símil a los otros medios de generación existentes.

Esta posibilidad de generar electricidad a partir de la energía solar ha sido posible durante los últimos 50 años gracias a dos grandes razones: La disminución de los costos de generación gracias al avance de la tecnología y la conciencia social de disminuir la contaminación por concepto del uso de combustibles fósiles para los procesos de generación. Esta disminución de costos asociados al sistema fotovoltaico se puede visualizar en la figura 1.1, en donde se evidencia la evolución del precio durante los últimos diez años de cada uno de los principales componentes del sistema.

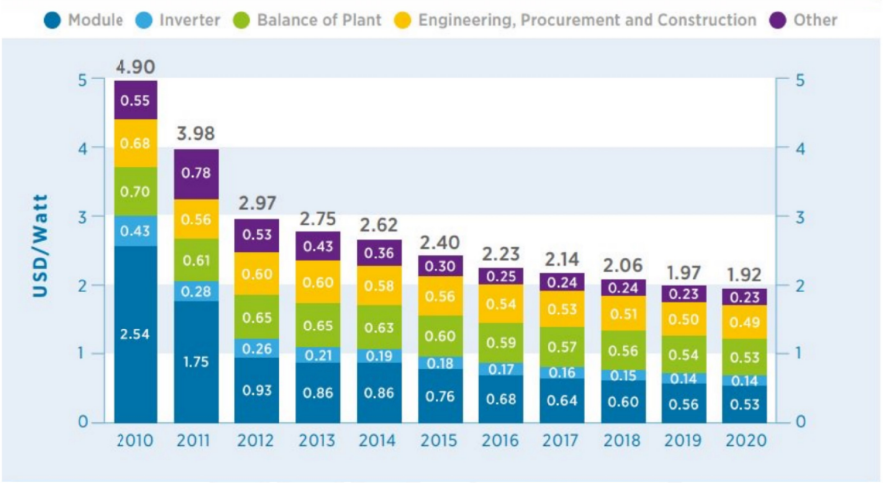


Figura 1.1: Evolución de los precios de los componentes de un sistema fotovoltaico durante los últimos diez años.
Fuente: García D. (2017).Viabilidad económica de la generación de energía eléctrica convencional para autoconsumo utilizando tecnología. [Figura]. Recuperado de https://docplayer.es/92231074-Escuela-politecnica-superior.html

Esta incipiente posibilidad de generar electricidad a partir de la radiación solar encontró en Chile una buena plaza para establecerse, debido a que en esta parte del hemisferio se encuentran algunos de los lugares más soleados y con los mayores índices de radiación del planeta, lo que favorece la implementación de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica, sistemas pioneros en esta creciente industria.

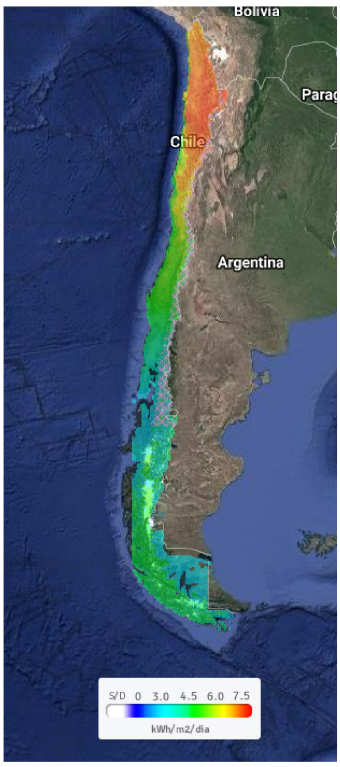


Figura 1.2: Mapa radiativo de Chile continental.
Fuente: Explorador Solar (2019). [Figura]. Recuperado de http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion

La industria fotovoltaica nacional tuvo sus inicios el año 2010 en la ciudad de Calama, región de Antofagasta. En ella se emplazó la primera planta fotovoltaica de generación eléctrica bajo el nombre de Calama Solar 1, la cual estuvo a cargo de la empresa española SolarPack y que dio a lugar a los primeros 9 MW de energía eléctrica generados a partir de energía solar y que fueron destinados a ser utilizados por parte de la industria minera del norte del país [1]. Tres años más tarde la matriz eléctrica recién contó con la presencia de la energía fotovoltaica, la cual utilizó un $0,03\,\%$ del total. Hoy en día, nueve años más tarde, el país cuenta con más de 2000 MW de capacidad instalada de generación fotovoltaica [2], lo que representa un $9,6\,\%$ del total de la matriz nacional.



Figura 1.3: Calama Solar I. Primera planta fotovoltaica en Chile.
Fuente: Proyectos SolarPack. (2010). [Figura]. Recuperado de https://www.solarpack.es/pais/chile/

El explosivo crecimiento de la industria fotovoltaica surgió de la mano con la promulgación, durante Septiembre del año 2013, de la ley 20/25, la cual propuso como meta alcanzar la inserción de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) a un $20\,\%$ para el año 2025. Al año 2019, seis años antes de la fecha propuesta, la meta establecida por el gobierno de turno fue cumplida con un gran porcentaje de participación de la generación a partir de la energía solar.

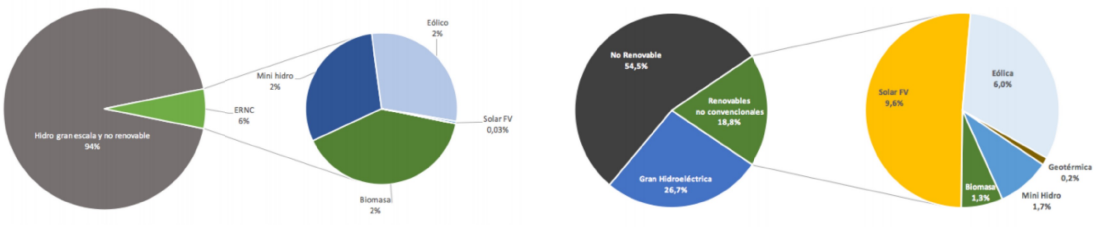


Figura 1.4: Evolución de la matriz energética en Chile desde el año 2013 a la actualidad.
Fuente: El protagonismo de las energías renovables no convencionales. (2018). [Figura]. Recuperado de http://www.acera.cl/

A raíz de este auge en la tecnología, se ha dado pie a que en la actualidad se encuentren más de 2500 proyectos fotovoltaicos en operación. Las principales plantas fotovoltaicas en operación conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) son [3]:

Tabla 1.1: Plantas fotovoltaicas con mayor capacidad instalada en actual operación de Chile.
Fuente: Revolución solar en Chile. (2017). [Tabla] Recuperado de https://www.emol.com/noticias/Economia/2017/10/03/877584

Planta Fotovoltaica	Ubicación	Potencia Instalada
El Romero	Vallenar. Región de Atacama	196 MW
Bolero	Sierra Gorda. Región de Antofagasta	146 MW
Luz del Norte	Copiapó. Región de Atacama	141 MW
Finis Terrae	María Elena. Región de Antofagasta	138 MW
Conejo Solar	Taltal. Región de Antofagasta	104 MW

El exitoso presente de la industria fotovoltaica se complementa con un auspicioso futuro para el rubro. Se espera que durante el año 2019 se aumente en 300 MW la potencia instalada en base a dicha tecnología, sumándose así a los 570 MW instalados el año 2018 [4]. Este prometedor auge de la industria ha venido de la mano con el avance de la tecnología en lo que respecta a equipos y a instalaciones, lo que ha contribuido con la disminución en el tiempo y en el costo de construcción de una planta fotovoltaica. Esta reducción de costos ha tenido como consecuencia una disminución en los precios de la generación eléctrica, logrando alcanzar un valor de USD 10 centavos por kWh, y donde se espera llegar a los USD 3 centavos por kWh en los próximos dos años [5].

Todos estos antecedentes dejan en evidencia el gran potencial que ha venido explotando y que logra proyectar hacia un futuro cercano la industria fotovoltaica en Chile. Pero como toda industria incipiente, el rubro fotovoltaico nacional cuenta en la actualidad con una inexperiencia en todas las fases del negocio: Diseño, planificación, construcción, operación y mantenimiento, lo que ha tenido como consecuencia contar con plantas fotovoltaicas con malos índices de performance (PR) y que no logran sacar el máximo provecho a la energía radiativa proveniente del Sol.

Estas falencias por la falta de experiencia y por el desconocimiento parcial del comportamiento de la tecnología han abierto una gran oportunidad de mejoras en todos los fases anteriormente mencionados, siendo en la actualidad el mantenimiento una de las áreas que posee mayor potencial para ser explotado por parte del desarrollo y la investigación. Son infinitas las variables que pueden condicionar el comportamiento, el rendimiento y la vida útil de una planta fotovoltaica, y tener consideración de estas a la hora de la planificación da gran pie a la implementación de planes de mantenimiento específicos y mucho más eficientes para el particular de cada uno de los sistemas.

El presente trabajo tiene como tarea, a raíz de un estudio actual del mantenimiento a plantas fotovoltaicas y de un análisis de criticidad de dichos sistemas, aportar al mundo del mantenimiento fotovoltaico nacional ofreciendo una herramienta capaz de ofrecer parámetros importantes a la hora de predecir la confiabilidad y la vida residual de uno de los activos más importantes dentro de un sistema de generación eléctrica a partir del recurso solar, el inversor.

2 | Generalidades

2.1. Tecnología Fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica, como su nombre lo indica, sienta sus bases en la generación de energía eléctrica a partir del efecto fotoeléctrico. Dicho efecto es un fenómeno físico-eléctrico el cual consiste en la emisión de electrones por parte de un material fotoconductor al ser estimulado por radiación electromagnética. En el caso de la generación fotovoltaica, la estimulación es generada por fotones de luz provenientes de la radiación solar que impactan sobre un módulo fotovoltaico formado por células cristalinas, generalmente de Silicio (Si). Esta interacción genera un flujo de electrones a través de los conductores de las diferentes células del panel solar lo que desemboca en la generación de una corriente eléctrica de tipo continua. Dicho efecto fotoeléctrico se visualiza en la figura 2.1.

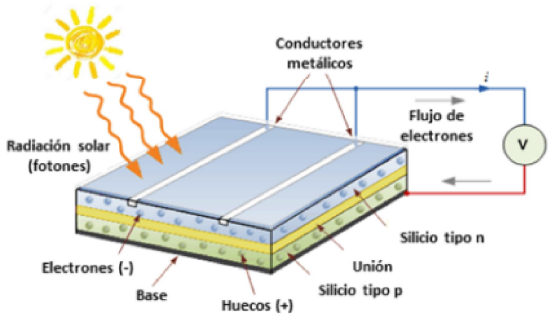


Figura 2.1: Efecto fotoeléctrico sobre celda fotovoltaica.
Fuente: Cepeda J. (2016). [Figura]. Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones.

Para lograr un posterior aprovechamiento de dicha energía proveniente del sol, es necesario que la corriente generada en las células del material fotoconductor, que es de tipo continua, sea invertida a corriente alterna y así lograr un proceso de transmisión eficiente a los centros de transformación además de un posterior consumo efectivo. Todo lo anteriormente mencionado dan forma a lo que se conoce como un Sistema Fotovoltaico, los cuáles se detallan a continuación:

2.2. Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos y procesos que logran recepcionar la energía radiativa proveniente del sol y la convierten en energía eléctrica con la misión de inyectarla a la red, autoconsumirla para iluminar una casa, bombear agua, etc. Deben su nombre a la forma de generación eléctrica que poseen, la cual es en base a la tecnología fotovoltaica detallada anteriormente. Dichos sistemas se pueden diferenciar en sistemas On-grid y sistemas Off-grid, en donde los primeros corresponden a

sistemas que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución de energía, mientras que los segundos corresponden a sistemas aislados de autoconsumo que no se encuentran conectados a la red eléctrica. Ambos sistemas se muestran en las figuras 2.2 y 2.3 respectivamente. Los componentes que dan forma a un sistema fotovoltaico se analizan a continuación:

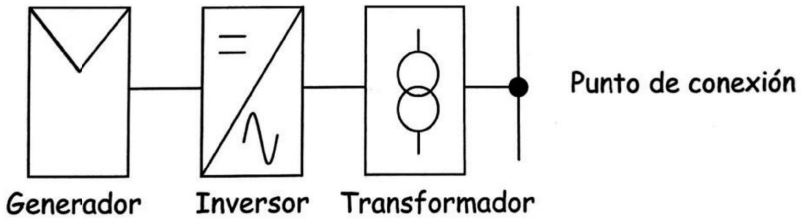


Figura 2.2: Esquema de un sistema fotovoltaico On-Grid.
Fuente: Elaboración propia

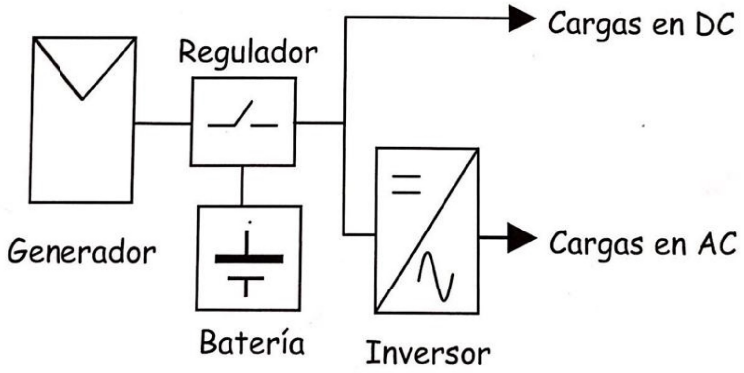


Figura 2.3: Esquema de un sistema fotovoltaico Off-Grid.
Fuente: Elaboración propia

2.2.1. Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos, más conocidos como paneles solares, son dispositivos basados en células de silicio cristalino que son capaces de producir electricidad a partir del efecto fotoeléctrico. Dependiendo del tipo de célula de silicio se pueden clasificar en monocristalinos o policristalinos, donde la diferencia entre ambos corresponde al nivel de pureza que tiene el silicio presente en la estructura del panel. Un módulo monocristalino presenta eficiencias cercanas al 22 %, mientras que los de tecnlogía policristalina tienen eficiencias de aproximadamente un 19 % [6].

La potencia máxima que entregan los paneles solares es directamente proporcional a la radiación incidente e inversamente proporcional a la temperatura de operación de las células. La ecuación que detemina la potencia máxima de salida se modela como:

$$P_m = P * \frac{G}{G*}[1 + \gamma_c(T_c - T_c*)] \tag{2.1}$$

Donde P_m es la potencia máxima de salida que entrega un generador fotovoltaico cuando recibe una irradiancia G y sus células trabajan a una temperatura T_c. El superíndice $*$ indica condiciones estándar de medida ($G* = 1000\frac{W}{m^2}$ y T_c*=25°C) y γ_c es un coeficiente de variación de la potencia con la temperatura,

que es un valor negativo característico de los módulos fotovoltaicos [6]. Otros valores de interés a la hora del diseño de un sistema fotovoltaico son la corriente de cortocircuito I_{sc} y la tensión de circuito abierto V_{oc}, los cuales sirven como cota superior a la hora de establecer los valores máximos permisibles de tensión y de corriente a la entrada del inversor.

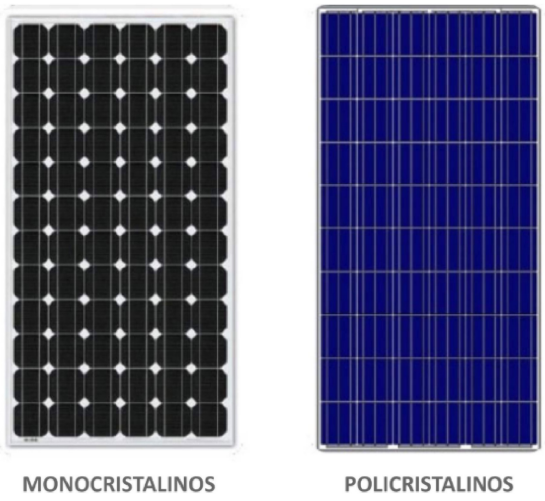


Figura 2.4: Tipos de módulos fotovoltaicos según la estructura del silicio.
Fuente: Elaboración propia

2.2.2. Inversor

También conocidos como convertidores DC/AC, son equipos encargados de convertir la corriente de tipo continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna mediante alguna estructura de interruptores que oscilan según algún determinado algoritmo. Gracias a su carácter electrónico, aseguran entregar un suministro eléctrico con la frecuencia necesaria para su acoplamiento además de entregar las protecciones necesarias para asegurar la seguridad de las personas y los equipos. Al ser el foco del presente trabajo, más adelante se profundiza de mejor manera el funcionamiento del inversor fotovoltaico.

2.2.3. Transformador

En un sistema fotovoltaico conectado a la red (de tipo On-Grid) es necesario acoplar la tensión de la generación fotovoltaica a la tensión de distribución de la red, que por conceptos de pérdidas asociadas al transporte de energía, siempre es mayor a la tensión de generación. Este aumento del voltaje es gracias a un Transformador, el cual consiste en un dispositivo eléctrico conformado por bobinas de material conductor aisladas entre sí y que se encuentran enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. La transformación de tensión es gracias al efecto de un campo electromagnético entre ambos devanados el cual genera una fuerza electromotriz (FEM) en el devanado secundario [7]. La tensión inducida gracias a dicha fuerza electromotriz depende de la cantidad de vueltas que tiene la bobina secundaria y de la tensión de entrada en el primer devanado. Dependiendo de la tensión de la red a la cual se quiere conectar el sistema fotovoltaico, los transformadores se pueden clasificar en transformadores de media tensión (de 1 a 57,5 kV) o de alta tensón (de 57,5 a 230 kV).

Adicionalmente existen dispositivos que se instalan de manera inmediata a los transformadores que tienen como misión desconectar al sistema en caso de maniobras (a través de interruptores de potencia y/o seccionadores), o bien tener dispositivos de medidas para la energía eléctrica (como transformadores de corriente). Dicho dispositivos se conocen como Celdas y existen tanto en media como en alta tensión.



Figura 2.5: A la izquierda el transformador de media tensión. A la derecha el transformador de alta tensión.
Fuente: ELM S.L. Instaladores de media tensión. (2015). [Figura]. Recuperado de http://www.elm.cat/instaladores-media-tension/

2.2.4. Baterías

Las baterías son dispositivos que permiten acumular energía, aún más específicamente energía electrica en forma de corriente continua. En el ámbito de la tecnología fotovoltaica las baterías son utilizadas en sistemas Off-grid de autoconsumo para suplir la necesidad de electricidad en las horas de ausencia del Sol. Las baterías de plomo-ácidos son las más utilizadas en el mercado fotovoltaico y se caracterizan por ser de tipo estacionarias: Pueden permanecer largos períodos de tiempo expuestas en flotación completamente cargadas y también resisten descargas profundas. Por lo general el sistema generador se dimensiona para el peor mes del año, por lo que es de suma importancia que las baterías sean capaces de resistir y estar bien protegidas ante las sobrecargas [6].



Figura 2.6: Baterías de plomo-ácido utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas.
Fuente: Batería de plomo ácido industriales. (2017). [Figura]. Recuperado de
http://www.teknica.cl/product-category/ups-power-quality/baterias/baterias-de-plomo-acido-industriales/

Los procesos de sobrecarga y de descarga profunda se relacionan estrechamente con elevados y bajos voltajes respectivamente (como se muestra en la figura 2.7), y a pesar de que este tipo de equipo son capaces de soportar ambas situaciones, no es aconsejable que ocurran de manera reiterativa en el tiempo. Para evitar ambos escenarios es que se implementan equipos encargados de la protección de las baterías, los cuales son conocidos como reguladores de carga.

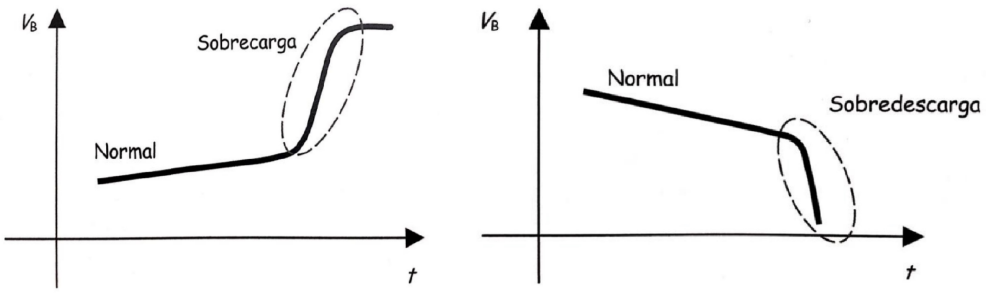


Figura 2.7: Curva de carga y descarga para baterías de ciclo profundo.
Fuente: Elaboración propia

2.2.5. Reguladores de Carga

Dispositivos que regulan el flujo de energía desde el grupo generador y así logran proteger a las baterías tanto frente a las sobredescargas como a las sobrecargas. Por otra parte también tienen la capacidad de proteger a todo el sistema fotovoltaico de sobrecorrientes y cortocircuitos. Son equipos electro-electrónicos precargados con algoritmos, los cuales establecen los niveles de tensión en los cuales el sistema fotovoltaico puede operar de manera segura. Dentro de los reguladores de carga, los más utilizados son los llamados MPPT, los cuales modulan de tal forma que el sistema opera a la tensión necesaria para otorgar la máxima potencia posible. Gran porcentaje de los inversores que se fabrican en la actualidad incluyen este regulador de carga dentro de su propia estructura, cumpliendo exactamente la misma función descrita anteriormente.

2.3. Mantenimiento

El mantenimiento se define como la combinación de todas las acciones técnicas y administrativas, incluidas las acciones de supervisión, destinadas a mantener o restaurar un activo a un estado en el que pueda llevar a cabo una función requerida [8]. La historia del mantenimiento se remonta al siglo *XVIII* con el inicio de la era de la industrialización y la aparición de las primeras máquinas en los procesos de producción o de servicios. Desde ese momento el mantenimiento ha tenido un progreso evolutivo asociado a los horizontes, a los objetivos y a las metas de cada una de las empresas, donde la experiencia y el avance de la tecnología han traído de la mano la posibilidad de culturizar a las organizaciones para tener dentro de su táctica organizacional y operacional al mantenimiento como base de la eficiencia en los procesos.

Esta evolución que ha tenido el mantenimiento a lo largo de la historia industrial ha significado la aparición de diferentes técnicas a la hora de planificar la ejecución de reparaciones y/o intervenciones a un activo. Dentro de esta clasificación es posible encontrar los siguientes tipos de mantenimiento:

2.3.1. Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo se define como el conjunto de tareas que se ejecutan buscando recuperar la funcionalidad de un equipo o de un sistema, tras la pérdida de su capacidad para realizar las funciones requeridas. Este tipo de tareas no se encuentran previamente planificadas debido a que el usuario detecta la falla cuando el equipo se encuentra en operación. Dentro de las principales tareas correctivas se pueden diferenciar [9]:

- Desvare: Reparación inmediata que devuelve al equipo a su condición de operación, pero que no lo devuelve a sus condiciones normales de operación. Es una especie de solución transitoria que integra

lo más rápido posible al equipo a su operación. Se aplica en procesos operativos que no pueden ser detenidos.

- Reparación definitiva: Como su nombre lo indica, dicha reparación devuelve al equipo a su condicion correcta y estándar de operación.

- Acción modificativa: Cuando de manera recurrente se realizan tareas correctivas que no surgen efecto y el equipo no recupera su funcionalidad de manera total, se procede a determinar la causa raíz del problema para aplicar sobre ella políticas de control que modifiquen el comportamiento del equipo, buscando así mejorar la confiabilidad y la producción del sistema.

Las tareas de mantenimiento correctivo por lo general constan de las siguientes actividades:

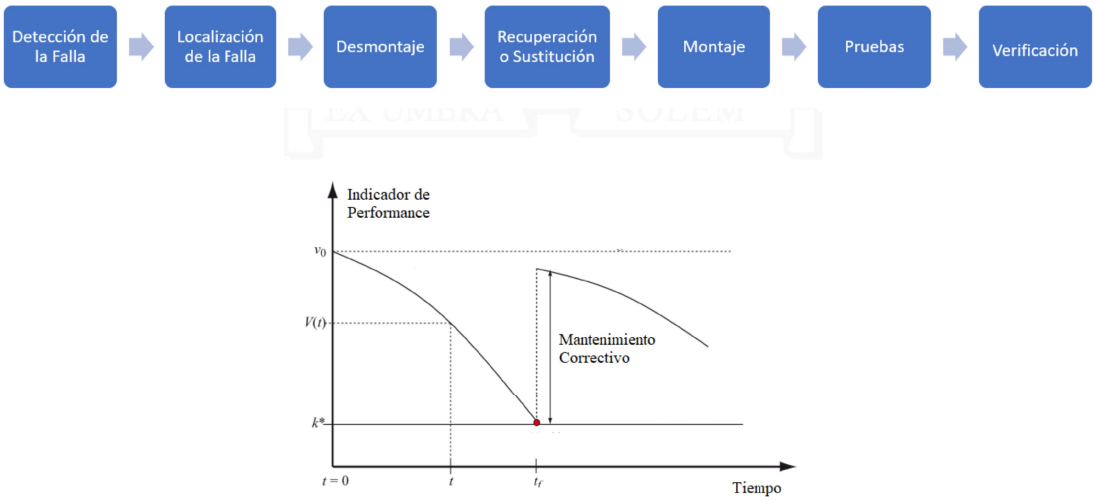


Figura 2.8: Representación temporal del mantenimiento correctivo.
Fuente: Sánchez-Silva, M., Frangopol, D. M., Padgett, J., & Soliman, M. (2016). [Figura]. Maintenance and Operation of Infrastructure Systems: Review. Journal of Structural Engineering

2.3.2. Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo es la ejecución de un sistema de inspecciones periódicas programadas racionalmente con el fin de detectar condiciones o estados inadecuados de operación de equipos y/o sistemas, que pueden ocasionar circunstancialmente paros en la producción o deterioro grave de los activos [10]. Cuando se tiene un conocimiento de los procesos y de las fallas que tienen lugar en ellos, se hace posible la planificación en el tiempo de la reposición o reparación de equipos más propensos a fallas, antes de que estas ocurran. Por lo general, la forma de medición para determinar el momento de un mantenimiento preventivo es a través de horas de trabajo, cantidad de desgaste, unidades producidas, entre otras. La principal ventaja de este tipo de mantenimiento es que permite organizar las actividades en forma anticipada, con lo cual se optimizan los recursos. Por otro lado, su gran desventaja es que cuando el equipo o componente es sustituido o ajustado funcionalmente, se pierde cierta cantidad de vida útil ya que no alcanza su estado de falla o desarrollo completo de la vida útil.

Las principales tareas de mantenimiento preventivo que tienen lugar hoy en día en la industria son:

- Control de vibraciones
- Control de temperatura
- Termografía
- Inspección visual

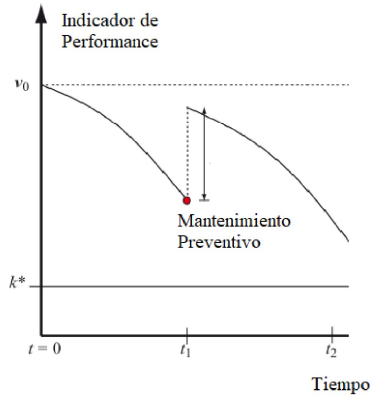


Figura 2.9: Representación temporal del mantenimiento preventivo.
Fuente: Sánchez-Silva, M., Frangopol, D. M., Padgett, J., & Soliman, M. (2016). [Figura]. Maintenance and Operation of Infrastructure Systems: Review. Journal of Structural Engineering

2.3.3. Mantenimiento Predictivo

También denominado mantenimiento basado en condiciones. Este tipo de mantenimiento tiene como misión lograr anticiparse a la falla a partir del monitoreo de diferentes condiciones de operación a las cuales se ven expuestos los diferentes equipos. Este tipo de tareas intentan que el equipo o el componente a punto de fallar pueda reemplazarse con anterioridad al fallo, con lo que los tiempos muertos o de parada sean menores, la vida útil del equipo se alargue y el costo medio del mantenimiento se minimice. La realización de mantenimiento predictivo no es barata, exige conocimientos técnicos de cierta complejidad, depende de la importancia del equipo dentro del proceso y de los daños que una avería imprevista puede ocasionar [8].

Dentro de las principales variables físicas que se monitorean en la mayoría de los procesos industriales y que representan la condición de una máquina o un equipo son:

- Temperatura de conexiones eléctricas
- Desgaste de ejes
- Modificaciones de composición externa (oxidación, corrosión, etc.
- Vibraciones

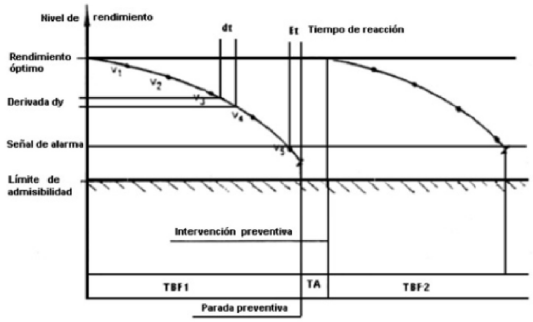


Figura 2.10: Representación temporal del mantenimiento predictivo.
Fuente: Sánchez-Silva, M., Frangopol, D. M., Padgett, J., & Soliman, M. (2016). [Figura]. Maintenance and Operation of Infrastructure Systems: Review. Journal of Structural Engineering

Si se comparan los tres tipos de mantenimiento anteriormente mencionados según el tiempo de aplicación de cada uno, y con respecto a su capacidad de resistencia al fallo, se obtienen lo siguientes resultados:

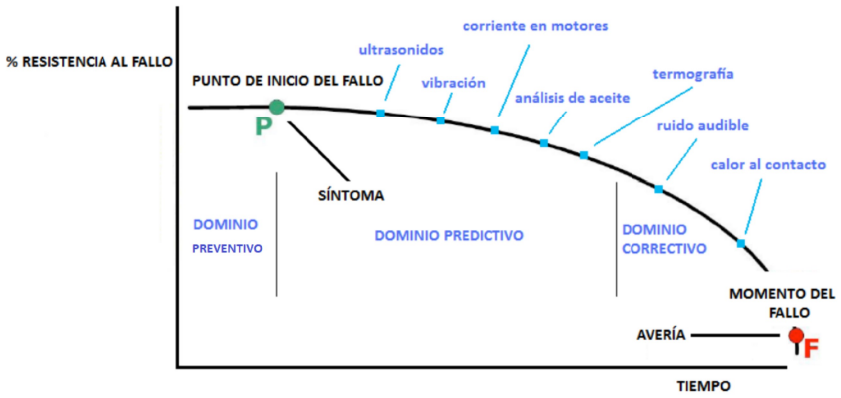


Figura 2.11: Representación temporal de la resistencia a la falla para los diferentes tipos de mantenimiento.
Fuente: Estévez A. (2013). [Figura]. Estudio de un mantenimiento predictivo basado en análisis de vibraciones implantado en instalaciones de bombeo y generación.

2.3.4. Mantenimiento Proactivo

Técnica de mantenimiento que pretende la detección y corrección de las diferentes potenciales causas de falla del equipo o de la maquinaria. Una vez identificada estas posibles causas, es necesario eliminarlas de inmediatamente para evitar que en el futuro provoquen la falla del equipo o en el corto plazo generen un mal funcionamiento de este último.

Si bien los métodos de mantenimiento proactivo requieren una mayor inversión de tiempo y dinero con respecto a los tipos de mantenimiento vistos anteriormente, los resultados suelen ser más rentables y más eficientes, y pueden prolongar la vida útil de los activos. Este enfoque a menudo reduce el tiempo de inactividad e impacta directamente la productividad general.

3 | Estado del Arte

Como se mencionó en el capítulo introductorio, una de las principales falencias que tiene en la actualidad la industria fotovoltaica nacional radica en el proceso de operación y mantenimiento. El O&M es la etapa del negocio que posee mayor duración y, como su nombre lo indica, se hacer cargo del funcionamiento y del mantenimiento del sistema. Este período en la vida de un sistema fotovoltaico no viene a corregir errores de diseño o de construcción, más bien viene a buscar lograr el máximo rendimiento posible de una determinada instalación. Cuando se trata de analizar el proceso de vida de un sistema fotovoltaico, en general es posible diferenciar siete grandes etapas:



Esta relación de continuidad entre las etapas del negocio demuestran lo importante que es para la etapa de O&M contar con un buen diseño y una buena construcción, ambos adaptados a las condiciones internas y externas que condicionan e influencian al proceso de generación eléctrica. El principal indicador de una correcta operación y un correcto mantenimiento de una instalación fotovoltaica el índice de performance PR. Este coeficiente se define como la relación entre la cantidad de energía generada a partir de una determinada radiación incidente:

$$PR = \frac{E_i}{G_s \cdot P_{max} \cdot G_{est}^{-1} \cdot F_{deg}} \tag{3.1}$$

Donde E_i corresponde a la energía generada en un determinado intervalo de tiempo medida en kWh, G_s corresponde a la irradiación solar recibida en el mismo intervalo de tiempo expresada en kWh/m^2, P_{max} corresponde a la potencia máxima instalada, G_{est} es el valor de irradiancia para condiciones estándar de medidas y F_{deg} es el factor de degradación que corrige la decadencia natural del rendimiento de los equipos. Por lo general el PR de una instalación fotovoltaica varía entre el 70 % y el 80 %. Las principales limitantes de este coeficiente de rendimiento son:

- Temperatura ambiente
- Temperatura de operación de los componentes
- Rendimiento de los equipos
- Pérdidas en módulos por suciedad y/o sombreamiento
- Pérdidas por disponibilidad

A pesar de que existen condiciones inherentes al diseño de los equipos como la eficiencia, sumado a condiciones medioambientales de operación imposibles de intervenir o de modificar como la temperatura ambiente, la mayoría de las limitantes se encuentran estrechamente relacionadas con el mantenimiento de los activos.

A continuación se detallará con mayor precisión todo lo relacionado con el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, de la forma en la que se esta llevando a cabo en la actualidad en la industria nacional y las oportunidades de mejora que existen.

3.1. Mantenimiento Fotovoltaico

Cuando se habla del mantenimiento de equipos, independientemente del sistema o del proceso que se analice, lo básico que se debe tener en consideración es el diseño y el funcionamiento de estos. La primera aproximación a ese conocimiento es posible obtenerlo a través de la documentación entregada por parte del fabricante del equipo. En dichos manuales se cuenta con un registro de los componentes del equipo, su funcionamiento, sus parámetros de operación, sus tareas de mantenimiento, las principales formas de falla y la garantía asociada al activo. Este último ítem es una de las grandes dificultades que ha presentado el desarrollo de herramientas en el área del mantenimiento de la industria fotovoltaica nacional, ya que al contar con garantías que se mueven entre los 5-10 años dependiendo del activo, las principales empresas dueñas o a cargo de la operación de una planta fotovoltaica optan por el reemplazo del equipo ante una falla, en vez de prevenirla.

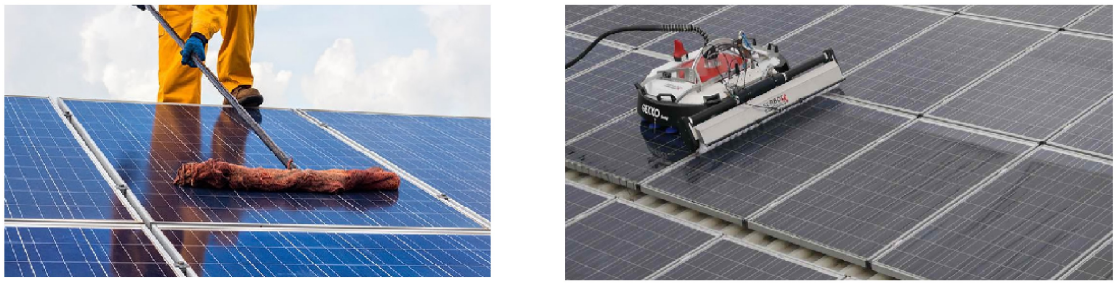
En la actualidad, la industria fotovoltaica nacional solo esta llevando a cabo tareas de mantenimiento de tipo preventivo y correctivo en los diferentes subsistemas existentes. En el primero de los casos, las principales tareas son:

1. **Mantenimiento preventivo a módulos fotovoltaicos**:
   - Limpieza de módulos: Una de las principales causas de la disminución en la generación de energía eléctrica en un sistema fotovoltaico es la suciedad que se acumula sobre los paneles solares. Esta suciedad se debe a causas externas al equipo como la ubicación geográfica de la planta fotovoltaica o bien el nivel de levantamiento de polvo debido a la actividad humana cerca de las instalaciones. Esta capa de suciedad que se acumula sobre el panel hace que este último no aproveche por completo la radiación solar incidente.

     La principal tarea de mantenimiento para solucionar dicho problema es la limpieza. La frecuencia de esta tarea esta estrechamente relacionada con la cantidad de suciedad que acumula el panel en un determinado tiempo y con el costo que signifique las labores, ya que desde el punto de vista económico no tiene sentido gastar en la limpieza más del ahorro que se esta perdiendo por la disminución de producción.

     Las metodologías utilizadas para la limpieza de módulos fotovoltaicos son las siguientes:

     - Limpieza sin agua
     - Limpieza manual con agua
     - Limpieza mecanizada con agua
     - Autolimpieza



a) b)

Figura 3.1: a) Limpieza manual sin agua de paneles fotovoltaicos. b) Limpieza mecanizada con agua de paneles fotovoltaicos.
Fuente: Todo sobre paneles Fotovoltaicos. (2018). [Figura]. Recuperado de https://panelessolaresfotovoltaicos.org/

- Análisis termográfico de módulos fotovoltaicos: Cuando los paneles solares presentan problemas internos de ruptura de celdas o bien sombreamiento sobre estas, dichas partes del equipo se pueden polarizar de forma inversa y se convierten en disipadores de energía, en vez de generadores. Estos defectos son visibles gracias a la alta disipación térmica que presentan, y la mejor forma de determinarlos es a través del análisis térmico con equipos termográficos. Este inspeccionamiento es realizado con cámaras manuales o ubicadas en drones, las cuales capturan una imagen en escala de colores que determinan los puntos calientes sobre el panel.

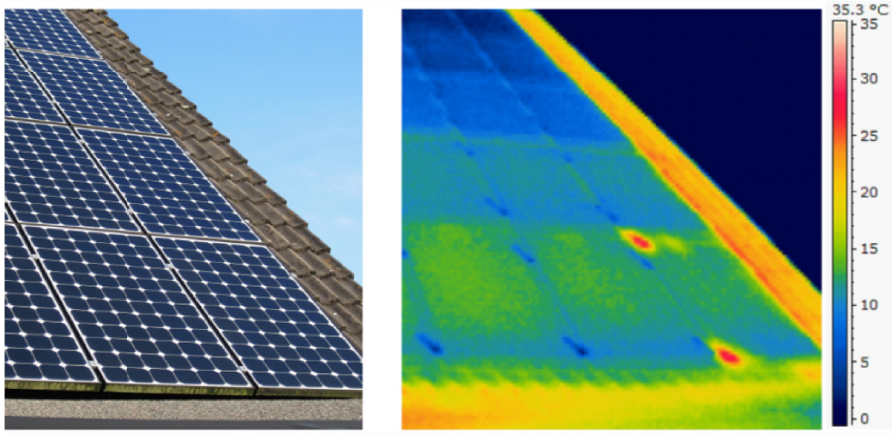


Figura 3.2: Análisis termográfico a módulos fotovoltaicos.
Fuente: Análisis Termográfico.(2016). [Figura]. Recuperado de http://octocam-maps.com/inspeccion-termografica

- Inspección Visual: Como su nombre lo indica, la inspección visual corresponde a una revisión de la apariencia física de lugares específicos del panel fotovoltaico como su estructura, elementos de sujeción, marco metálico, caja de conexiones y conectores entre paneles. Esta inspección es realizada por personal capacitado y otorga la posibilidad de detectar problemas que pueden provocar una falla en el futuro.

2. **Mantenimiento preventivo a inversores fotovoltaicos:** El mantenimiento asociado a los inversores se encuentra relacionado de manera directa con las recomendaciones del fabricante. Como en la actualidad gran porcentaje de los inversores en operación se encuentran con garantía del fabricante, es de suma importancia no realizar actividades de mantenimiento que afecten dicha garantía.

   La frecuencia con la que se realizan las diferentes tareas de mantenimiento en inversores, al igual que en el caso de los paneles, puede variar dependiendo de factores externos e internos que afecten la operación del equipo. Por otro lado, dichas tareas de mantenimiento que requieren de la desconexión del equipo suelen realizarse de noche, para así no afectar la producción de energía eléctrica. Las principales tareas de mantenimiento preventivo en inversores son:

   - Limpieza superficial de inversores: Uno de los principales enemigos que tienen las placas electrónicas es la temperatura, y un factor de aumento de temperatura es la acumulación de polvo sobre los componentes electrónicos. Dentro de los métodos utilizados para eliminar la suciedad en inversores es la limpieza con aire a compresión y la limpieza con materiales antiestáticos. Por otra parte, dentro de este proceso de eliminación de suciedad también se realizan limpieza a los filtros de aire que tienen los equipos, ya que son la principal barrera frente al ingreso de suciedad al inversor.

   - Termografía en inversores: Una de las tareas de mantenimiento preventivo que se realiza con el equipo encendido y operativo es la termografía. En ella, al igual que en el caso de los paneles, se busca determinar componentes o sectores del equipo que se encuentran trabajando a temperaturas más altas que el resto del equipo. La inspección de realiza sin la cubierta del equipo y se hace detenidamente componente por componente.

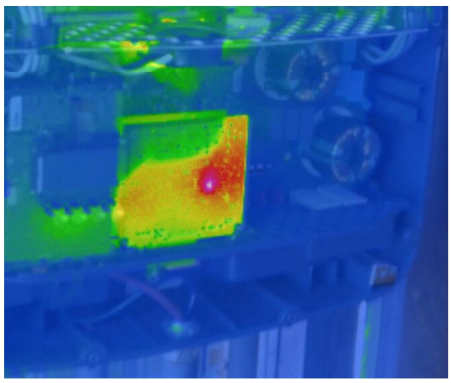


Figura 3.3: Análisis termográfico a inversor fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia

   - Mantenimiento preventivo general: Existen un conjunto de labores de mantenimiento que entran en la clasificación de preventivas tales como:

     - Comprobación de interruptores en CC y CA
     - Comprobación de fusibles y seccionadores
     - Comprobación de terminales y uniones roscadas en conexiones eléctricas

3. **Mantenimiento preventivo a equipos de conexión**: Al igual que en inversores, en la actualidad los equipos de conexión se encuentran con una garantía del fabricante que limita las labores realizadas por el equipo de mantenimiento. Para el caso de las tareas de mantenimiento de equipos de conexión que involucren la intervención de los componentes, estas se realizan con los equipos totalmente desenergizados ya que por ellos circulan niveles de tensión mortales para el ser humano. Las tareas realizadas son similares a las ejecutadas en el inversor fotovoltaico, las cuales son:

    - Termografía
    - Inspección visual y limpieza de componentes
    - Lubricación de partes móviles
    - Comprobación de fusibles, portafusibles y relés de protección
    - Comprobación de la puesta a tierra
    - Mantenimiento de las conexiones eléctricas
    - Comprobación del sistema de comunicación con el inversor
    - Comprobación del nivel de SF6
    - Conmutación del equipo de conexión para evitar el depósito de residuos de aceite carbonizado



Figura 3.4: Análisis termográfico a equipos de conexión eléctrica.
Fuente: Elaboración propia

4. **Mantenimiento preventivo en transformadores**: Como fue mencionado en el capítulo preliminar, no todas los sistemas fotovoltaicos cuentan con transformadores en su topología. Dependiendo del tamaño del transformador, estos tendrán más o menos componentes los cuales requieren un mantenimiento, el cual en la actualidad se realiza según el manual del fabricante y sin sobrepasar los límites que condicionan la garantía. La frecuencia con la que se realizan las labores preventivas a transformadores son relativas dependiendo la contaminación ambiental y las condiciones meteorológicas de la ubicación de la instalación fotovoltaica. Las tareas más recurrentes en este ámbito son:

    - Comprobación de parámetros del transformador: Dentro de esta clasificación se encuentra las tareas de comprobación de nivel de aceite, temperatura del aceite, hermeticidad del aceite, comprobación de fugas y daños, comprobación de suciedad en el aceite, reapriete de tornillería, comprobación de nivel de ruido y comprobación de zonas calientes en conexiones eléctricas.

- Comprobación de elementos eléctricos del transformador: Dentro de esta clasificación se encuentra las tareas de comprobación de funcionamiento de fusibles y seccionadores y comprobación de funcionamiento de disyuntor de potencia.
- Comprobación de estructura del transformador: Dentro de esta clasificación se encuentra las tareas de comprobación de estado de ductos, comprobación del funcionamiento de puertas y sistemas de cierre, comprobación de oxidación o desperfectos en la estructura, comprobación de las obras civiles, comprobación de funcionamiento de ventiladores.



Figura 3.5: Ejecución de análisis termográfico a transformadores.
Fuente: Elaboración propia

5. **Mantenimiento preventivo en estructuras de soporte**: Las estructuras de soporte son las bases sobre las cuales se instalan los equipos y por lo general son de metales galvanizados que evitan la corrosión y el deterioro por agentes ambientales, además de soportar esfuerzos mecánicos a los cuales se pueden ver sometidos los equipos. Dentro de las principales tareas de mantenimiento preventivo que se llevan a cabo en la actualidad en las estructuras son:

   - Inspección visual a uniones y partes fijas
   - Reapriete de piezas y tuercas sueltas
   - Eliminación de corrosión y oxidación

En el caso del mantenimiento correctivo, es imposible determinar el total de tareas de mantenimiento ejecutadas ya que estas son variables dependiendo del funcionamiento de cada instalación, pero de manera transversal es posible identificar las siguientes labores:

1. **Mantenimiento correctivo a módulos fotovoltaicos**: En la actualidad, las principales empresas y marcas responsables del desarrollo de la tecnología fotovoltaica a nivel mundial no han logrado desarrollar herramientas ni tecnologías que permitan la reparación de un panel solar, por lo que una falla de tipo estructural o eléctrica significa inevitablemente el reemplazo del equipo.

2. **Mantenimiento correctivo a inversores fotovoltaicos**: Las principales labores de mantenimiento correctivo que se llevan a cabo en la actualidad en la industria fotovoltaica nacional corresponden el reemplazo de componentes como la placa electrónica o la tarjeta de comunicación, reemplazo de

fusibles por accionamiento de estos, reseteo del equipo y en los casos más graves, y gracias a las garantías aún existentes, reemplazo del equipo.

3. **Mantenimiento correctivo a equipos de conexión**: El mantenimiento asociado a los diferentes equipos involucrados en los procesos de conexión se basa básicamente a tareas como reemplazo de protecciones eléctricas como fusibles, seccionadores y automáticos, además de reemplazo de conexiones eléctricas como mufas y terminales.

4. **Mantenimiento correctivo a transformadores**: En el caso de los transformadores, las principales correcciones que se realizan son la reparación de fugas de aceite por rotura de sellos, cambio de terminales y mufas por fallas en el sistema de conexión eléctrica y cambio de platillos aislantes.

5. **Mantenimiento correctivo a sistemas de comunicación**: Las tareas correctivas aplicadas al sistema de comunicación de plantas fotovoltaicas son principalmente el reseteo de la tarjeta de comunicación, actualización de firmware del proveedor, reemplazo del dispositivo de señal de internet.

Estas tareas de mantenimiento correctivo se asocian de manera directa con el registro de fallas presentadas en instalaciones fotovoltaicas pertenecientes a la industria nacional. Un estudio de Benchmarking realizado por el gobierno de Chile y su programa 'Energía Solar' [12] entregó como resultado la siguiente distribución de fallas:

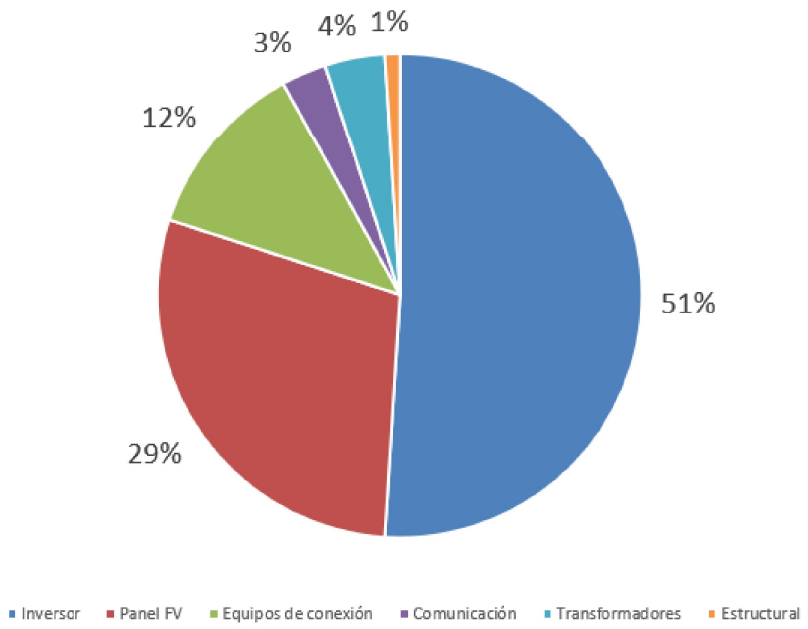


Figura 3.6: Resultados de estudio Benchmarking asociado a fallas en sistemas fotovoltaicos.
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados mostrados por el catastro realizado a la industria fotovoltaica nacional, contrastado con las labores de mantenimiento que se llevan a cabo en la actualidad, hacen necesario comenzar a enfocar los esfuerzos para desarrollar herramientas de mantenimiento que mejoren la disponibilidad de los sistemas y los preparen para el futuro, un futuro donde los grandes sistemas saldrán de su estado de garantía y su correcto funcionamiento pasarán a ser de completa responsabilidad del equipo de O&M de la planta fotovoltaica.

4 | Objetivos

4.1. Objetivo General

El objetivo general del presente estudio es desarrollar un modelo de Weibull - PHM para lograr estimar la confiabilidad condicional y vida remanente esperada en inversores fotovoltaicos y así dar la base técnica para la implementación futura de un modelo de gestión de activos enfocado en un plan de mantenimiento basado en condiciones (CBM).

4.2. Objetivos Específicos

Para cumplir el propósito anteriormente descrito, se abordarán los siguientes objetivos específicos:

- Generar un estado del arte a la industria nacional fotovoltaica para determinar las principales tareas de mantenimiento que se ejecutan en la actualidad.
- Desarrollar un análisis de criticidad que proporcione la información necesaria para determinar al activo crítico dentro de un sistema fotovoltaico.
- Evaluar, a través de la herramienta Data Assessment, la factibilidad de la aplicación de un modelo de mantenimiento basado en condiciones (CBM) a partir del monitoreo de condiciones de operación de un sistema fotovoltaico.
- Determinar los parámetros de forma y de escala para el modelo Weibull, además de determinar los pesos ponderados γ para el cálculo de la tasa de falla de riesgo proporcionales.
- Determinar, a través de un modelo de cadenas de Markov, la confiabilidad condicional y la vida remanente esperada en inversores fotovoltaicos actualmente en operación.

5 | Análisis de Criticidad

En capítulos anteriores fue posible comprender de una mejor manera el funcionamiento de un sistema fotovoltaico y se logró identificar cual es la función de cada uno de los equipos dentro de la topología de un sistema de este tipo. Una vez conocida la disposición de los activos, es preciso establecer los diferentes grados de interacción que existen entre cada uno de ellos y asi diferenciar cada uno de los subsistemas presentes en un sistema FV. En el presente capítulo se procede a clasificar cada uno de los equipos presentes con el fin de determinar a que subsistema pertenece y jerarquizar por importancia y criticidad los activos de una instalación sobre los cuales vale la pena dirigir recursos ya sean humanos, económicos o tecnológicos y de esa manera comprender la mejor forma de aplicar tareas de mantenimiento.

Un Análisis de Criticidad se define como una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global y con el fin de facilitar la toma de decisiones. Este tipo de análisis de criticidad proveen al mantenimiento la capacidad de priorizar objetos con la finalidad de brindar atención especial y recursos a aquellos que son propensos a incumplir su función.

5.1. Estructura Técnica de Objeto

Estos diferentes niveles de interacción y jerarquización a nivel de activo, pasando por los respectivos subsistemas que componene a un sistema fotovoltaico, son posibles establecer a través de una Estructura Técnica de Objeto (TOS) como la que se aprecia en la figura 5.1. Esta herramienta permite conocer de manera más completa y más acabada frente a cuales activos se ve enfrentado el análisis de criticidad y ser la base para lograr determinar el activo crítico al cual se requiere, de manera más urgente, enfocar los estudios.

A pesar de que es una herramienta muy potente a la hora de desmenuzar un sistema, el TOS se debe alinear y adecuar a las necesidades y los requerimientos del estudio. Para el presente caso, cada uno de los componentes que conforman un sistema fotovoltaico han sido seleccionado dependiendo su influencia en el funcionamiento del sistema como un todo, esto debido a que mientras mayor sea su participación en la operación de una planta, mayor es la probabilidad de que el sistema deje de generar una vez ocurra la falla del equipo. Dicho análisis lograr diferenciar cuatro grandes subsistemas presentes: El centro de generación, el centro de transformación, el centro de control y el centro de medición comercial. Este último, a pesar de ser muy importante para la inyección de energía a una red de distribución, es el menos relevante debido a que no siempre se encuentra instalado (no olvidar que las instalaciones de autoconsumo no registran inyección a la red).

Por otra parte, debido a que el presente análisis de criticidad tiene como propósito ser lo más transversal posible y que, a través de esa condición pueda ser aplicado a cualquier tipo de planta fotovoltaica, el transformador, equipo perteneciente al subsistema de transformación, no será considerado en el estudio debido a que al igual que el equipo de medición comercial no siempre se encuentra presente en un sistema fotovoltaico.

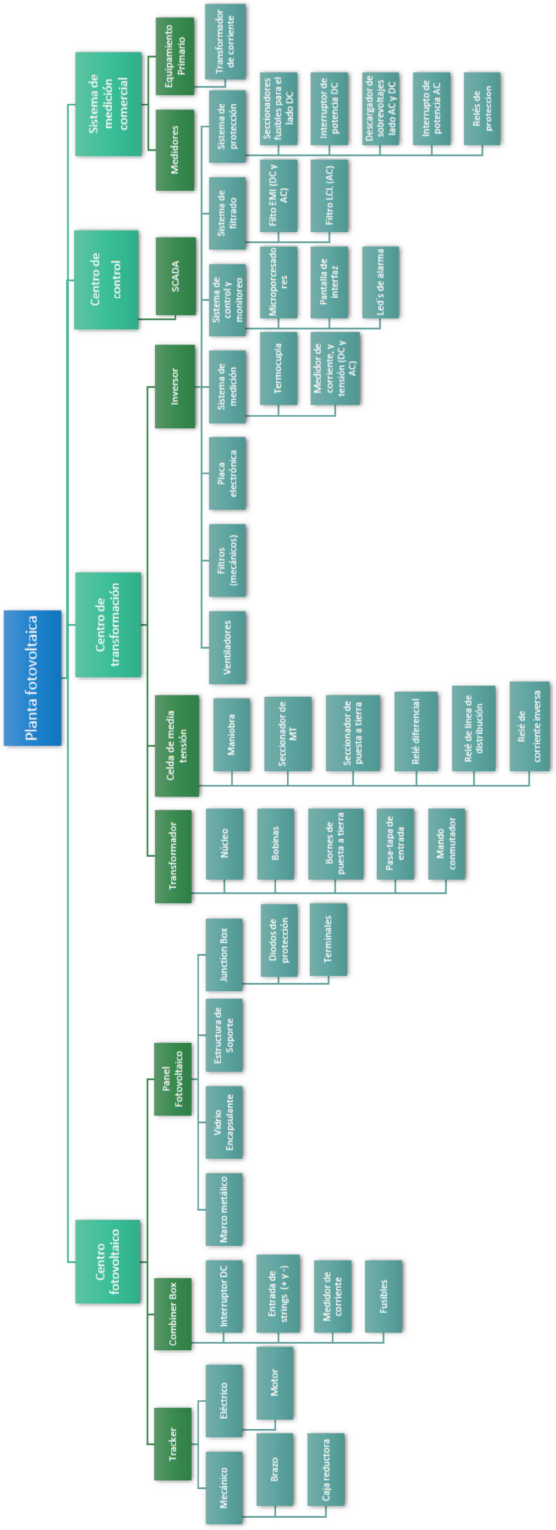


Figura 5.1: Estructura técnica de objeto de un sistema fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia

5.2. Matriz de Criticidad

Una vez conocidos los activos que dan forma a cada uno de los subsistemas mencionados en el apartado anterior, es importante clasificarlos según la importancia de estos. La herramienta utilizada con este fin es una Matriz de Criticidad, la cual clasifica a los activos según lo crítico que es su funcionamiento a la hora de que el resto del sistema actúe de manera adecuada.

El modelo de criticidad utilizado en el presente estudio se basa en el concepto de riesgo y, según un registro histórico de fallas, se define como [13]:

$$CTR = FF \cdot C \tag{5.1}$$

Donde CTR corresponde a la criticidad por riesgo, FF es la frecuencia de fallos (cantidad de fallos en un determinado tiempo) y C son las consecuencias de los eventos de fallos. El valor de las consecuencias de fallos se obtiene a partir de la expresión:

$$C = (I_o \cdot F_o) + CM + SH \tag{5.2}$$

Donde I_o corresponde al factor de impacto en la producción, F_o al factor de flexibilidad operacional, CM al factor de costos de mantenimiento y SH al factor de impacto en la seguridad, higiene y ambiente. Finalmente se tiene que:

$$CTR = FF \cdot (I_o \cdot F_o) + CM + SH \tag{5.3}$$

Desde el punto de vista de la evaluación, los criterios para ponderar cada uno de los factores que influyen en la determinación de la criticidad se estiman a partir de una serie de pautas estructuradas en la norma ISO 14224, la cual hace referencia a una visión global de los activos que componen un sistema. Estos criterios han sido adaptados, según las pautas anteriormente mencionadas, para un historial de comportamiento de fallas de una instalación fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta, norte de Chile. Los criterios quedan expuestos en la tabla 5.1

Tabla 5.1: Criterios de ponderación para la determinación de criticidad.
Fuente: Elaboración propia

Factores Ponderados					
Frecuencia de Fallos	4	3	2	1	
	Frecuente: Mayor a 5 sucesos en el año	Promedio: Entre 3 a5 eventos al año	Bueno: Entre 1 a 3 eventos el año	Excelente: 0 eventos al año	
Impacto Operacional	10	7	5	3	1
	Pérdidas de producción superiores al 75%	Pérdidas de producción entre el 50% y el 74%	Pérdidas de producción entre el 25% y el 49%	Pérdidas de producción entre el 10% y el 24%	Pérdidas de producción menor al 10%
Flexibilidad Operacional	4	2	1		
	No se cuenta con equipos de reserva para cubrir los tiempos de reemplazo y/o intervención	Se cuenta con equipos de reserva para cubrir parcialmente los tiempos de reemplazo y/o intervención	Se cuenta con equipos de reserva para cubrir totalmente los tiempos de reemplazo y/o intervención		
Costos de Mantenimiento	2	1			
	Costos de mantenimiento por sobre los USD$5000	Costos de mantenimiento bajo los USD$5000			
Seguridad, Higiene y Ambiente	8	6	3	1	
	Riesgo alto de pérdida de vida, daños graves a la salud del personal y/o daño ambiental catastrófico (irrevocable)	Riesgo medio de pérdida de vida, daños importantes la salud del personal y/o daño ambiental de difícil restauración	Riesgo mínimo de pérdida de vida y de afección a la salud del personal y/o daño ambiental menor (controlable)	No existe riesgo asociado de pérdida de vida ni de daños ambientales	

Los resultados obtenidos a partir de la muestra de datos dieron forma a la siguiente matriz de criticidad, donde el color rojo significa el mayor nivel de criticidad, el amarillo una criticidad media y el verde una criticidad baja:

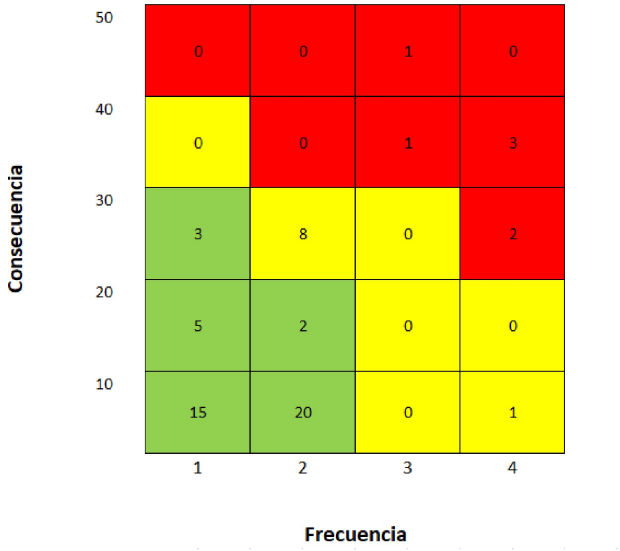


Figura 5.2: Matriz de criticidad implementada sobre los datos obtenidos en planta fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia

El análisis de los resultados obtenidos da a conocer que el 75 % de las fallas registradas corresponden a eventos considerados como de criticidad baja, mientras que aproximadamente el 12 % corresponden a fallas de carácter crítico. Dentro de esa clasificación de criticidad, el 67 % de dichas fallas se asocian a los inversores, el 14 % corresponde a fallas asociadas a generadores fotovoltaicos (módulos). El restante 19 % corresponde a fallas de menor criticidad como lo son caídas del sistema de comunicación de determinados strings, problemas de aislación en transformadores, entre otros. Otra forma de determinar el equipo crítico de un sistema es a través de un diagrama de Jack Knife, el cual se analiza a continuación.

5.3. Diagrama de Jack Knife

Método estadístico que tiene como objetivo analizar el tiempo de inactividad de equipos o sistemas usando un gráfico de dispersión. Una de las ventajas de este método es que, además de aportar datos relevantes como la frecuencia de falla y el tiempo medio de reparación (MTTR), puede aportar, a través de la división de la gráfica en cuadrantes, una clasificación de las fallas en leves, graves, crónicas y críticas.

La información necesaria para la implementación del diagrama de Jack Knife fue recopilada a través de un estudio de benchmarking de O&M de las principales plantas fotovoltaicas en operación en Chile durante el año 2016 [12]. La información utilizada para la elaboración del diagrama se visualiza en la tabla 5.2.

Para la definición de los cuadrantes del diagrama se determinan las relaciones entre el tiempo de paradas total y el número de paradas en el caso de la división horizontal, mientras que para el caso de la división vertical se determina una relación entre el número de paradas y la cantidad de equipos analizados. A su vez, en la gráfica se establecen dos rectas de indisponibilidad las cuales corresponden a un 8 % y a un 4 % respectivamente. Su interpretación se basa en que cada punto por sobre la recta generará una indisponibilidad superior al valor mencionado.

Tabla 5.2: Recopilación de información de detenciones para plantas fotovoltaicas nacionales durante el año 2016.
Fuente: Revolución solar en Chile. (2017). [Tabla]. Recuperado de https://www.emol.com/noticias/Economia/2017/10/03/877584

Equipo	Número de Paradas	Tiempo de paradas [min]	MTTR [min]
Módulo FV	360	9.281	25,78
Inversor	630	45.555	72,31
Sistema de Transformación	121	10.880	89,92
Sistema de Transmisión	205	20.818	101,55
Comunicación	50	619	12,38
Total	1.366	87.153	-

A partir de la recopilación de información, se obtuvo el siguiente diagrama de Jack Knife:

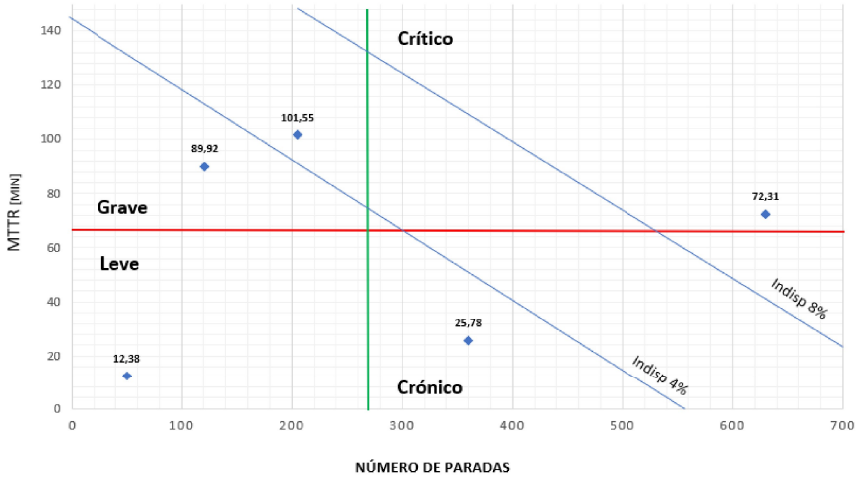


Figura 5.3: Diagrama de Jack Knife implementado sobre información de O&M fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados en los análisis de matriz de criticidad y de diagrama de Jack Knife es posible identificar al **INVERSOR** como el activo crítico dentro de una instalación de tipo fotovoltaica. Si bien los estudios dieron como resultado a dicho activo como equipo crítico, conociendo el funcionamiento de un sistema de este tipo y de manera casi intuitiva es posible llegar a la misma conclusión a la hora de determinar al componente más relevante y determinante a la hora del mantenimiento de una planta fotovoltaica. Por ejemplo, si consideramos un sistema compuesto por 2 strings de diez módulos cada uno, ambos conectados a un mismo equipo inversor, es lógico imaginar que la falla de alguno de los 20 paneles presentes en la configuración jamás va a tener tanta relevancia como la falla del inversor, ya que una falla de este último significaría la disminución total de la generación eléctrica y no la de un 50 % como lo sería la falla de un generador en alguno de los dos strings.

5.4. Data Assessment

Una vez determinado el activo crítico de un sistema fotovoltaico, que para el presente caso de estudio se ha determinado que es el inversor, es preciso estudiar que modelo matemático es a priori factible implementar, tanto como para el cálculo de confiabilidad como para el posterior desarrollo de un plan de mantenimiento. Para lograr decidir por un modelo es necesario evaluar la forma y la calidad de los datos

obtenidos a partir del monitoreo de la operación del equipo, además de determinar si el modelo seleccionado se alinea con las necesidades de la organización. En [14] es posible identificar el proceso de evaluación de los datos que se obtienen de los procesos, donde dependiendo de la calidad y la cantidad de dichos datos con los que se cuenta, es posible determinar el modelo correcto para la toma de decisiones. Los modelos que se proponen en el presente estudio son :

- Distribución según la vida útil de los componentes.
- Política de reemplazo del equipo a determinada edad.
- Cálculo del intervalo de inspección del equipo.
- Mantenimiento basado en condiciones.

Para poder determinar cual de todos los modelos anteriormente mencionados es el adecuado para los datos que entrega el proceso, es necesario evaluar dicha data logrando determinar si cumple determinados requerimientos mínimos de información, los cuales son determinados para cada uno de los modelos como se muestra en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Requerimientos mínimos de contenido de la información de monitoreo de funcionamiento para determinar el modelo de gestión de activos adecuado.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Información Requerida	Distribución según vida útil	Política de reemplazo del equipo a determinada edad	Cálculo del intervalo de inspección del equipo	Mantenimiento basado en condiciones de operación
Identificación del activo	•	•	•	•
Modo de falla	•	•	•	•
Indicador de suspensión	•	•	•	•
Fecha de inicio de operación	•	•	•	•
Tiempo de uso antes de la falla	•	•	•	•
Costo del mantenimiento preventivo		•	•	•
Costo del mantenimiento correctivo		•	•	•
Tiempo de inactividad debido al mantenimiento preventivo		•	•	•
Tiempo de inactividad debido al mantenimiento correctivo		•	•	•
Fecha y hora de la reparación/inspección			•	•
Inspección a través de sistemas computarizados				•

Si bien cualquier modelo de gestión de activos requiere de una cantidad mínima de información acerca de los procesos, la calidad de esta data y aun más, su accesibilidad, debe ser la adecuada para asegurar la implementación correcta del modelo y así lograr que este último sea una herramienta útil a la hora de la planificación de las diferentes tareas de mantenimiento. Para evaluar la calidad de la información se han establecido una serie de parámetros aplicables a los procesos que finalmente dan forma a una escala de puntuación [14] referida a cada uno de los criterios de evaluación expuestos en la tabla 5.3. En cada uno de los ítems se obtiene una calificación en una escala del 1 al 5 y a partir de esto se contrastan los resultados obtenidos frente a una puntuación mínima requerida, la cual depende del modelo estudiado.

El entregable final de la herramienta de evaluación de los distintos items se conoce como **Data Assessment** (ver tabla 5.4), el cual corresponde a una tabla resumen en donde se visualizan cada una de las calificaciones asignadas tanto a la calidad de la información que entregan los procesos como a sus respectivas tareas de mantenimiento, además de dar la opción de entregar diferentes comentarios y/o recomendaciones. Los diferentes ítems que abarca un Data Assessment y sus respectivos criterios para la determinación de la calificación obtenida en cada una de las dimensiones son los siguientes:

Tabla 5.4: Planilla para implementación de herramienta Data Assessment.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

DATA ASSESSMENT
Título proyecto:
Equipo de trabajo:
Proveedor de servicio:
Duración:

ACTIVO:				
COMPONENTES PRINCIPALES:				
GRUPOS DE DATA:	**Descripción**	**Check List (OK/P/NO)**	**Comentarios de Cliente**	**Ponderación**
1. Identificación de Activo. Selección de Línea Base.	Diagrama/layout.			
	Ubicación de activo en planta/línea/sistema.			
	Fuente(s) de acceso a data (sistemas internos, ERP's, registro manual, etc.).			
2. Historial de Fallas (Correctivo) y Suspensiones (Preventivo).	Fecha de inicio/término de historial.			
	Indicador de modo de falla (código de falla).			
	Indicador de suspensión (MP/Inspección/Otros no falla).			
	Registro de tiempo de operación o Utilización del activo - Antes de evento.			
	Fecha y duración de evento (falla/suspensión).			
	Registro de tiempo de operación o Utilización del activo - Después de evento.			
3. Historial de Costos e Intervenciones.	Costo de reemplazo preventivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).			
	Costo de reemplazo correctivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).			
	Intervalo/tiempo de intervención preventiva.			
	Intervalo/tiempo de intervención correctiva.			
	Costo de lucro cesante (promedio estimado de costos de hora pérdida por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).			
	Tiempo cesante (promedio estimado de hora pérdida por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).			
4. Historial de monitoreo de signos vitales.	Fecha/hora de evento de reparación/inspección del activo.			
	Registro de nombre (ID) y valores de signo vitales monitoreados (por ejemplo: aceite, temperatura, concentración de gases, etc.).			
	Periodicidad de obtención de data de signo vitales y facilidad de acceso con proveedor externo (si corresponde).			

1. **Identificación del activo**: Dimensión encargada de definir de manera clara y precisa al activo (o familia de activos) al (os) cual(es) se enfocan los respectivos levantamientos de información. La identificación de equipos es tanto a nivel físico (ubicación en el Layout) como a nivel de monitoreo remoto (variables monitoreadas, software de monitoreo). Los criterios para la asignación se visualizan en la tabla 5.5

Tabla 5.5: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de identificación del activo.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Identificación del activo
5	Los datos se encuentran disponibles al nivel requerido
4	Los datos se pueden asignar al nivel requerido, pero la información proviene de otros campos.
3	Los datos están disponibles en un nivel menos específico que el requerido
2	Los datos están disponibles en dos niveles menos específicos que el requerido
1	Los datos están disponibles en más de dos niveles menos específicos que el requerido

2. **Historial de fallas y/o suspensiones**: Este ítem tiene como fin canalizar toda la información referida a las diferentes fallas y/o suspensiones que tienen lugar en la operación de los equipos estudiados: Modos, tiempos antes del evento, indicadores, entre otros. Los criterios para la asignación se visualizan en las tablas 5.6, 5.7, 5.8 y 5.9.

Tabla 5.6: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de modo de falla.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N.(2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Modo de falla
5	Código que se vincula a un proceso identificado en la estructura de modos de falla
4	Código que no es posible vincularlo a un proceso identificado en la estructura de modos de falla
3	Descripción textual de los trabajos, desde donde se puede inferir el modo de falla
2	Descripción textual de los trabajos, desde donde difícilmente se puede inferir el modo de falla
1	Ninguna información sobre el modo de la falla ocurrida

Tabla 5.7: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de indicación de suspensión.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Indicador de suspensión
5	Campo de suspensión dedicado que utiliza un código de falla para identificar suspensiones
4	Descripción desde la cual se puede inferir una suspensión
3	Política sobre suspensiones que pueden usarse para inferir que ocurrió una suspensión
2	Descripción textual que, en combinación con información de otros campos, ayudan para inferir de manera clara que se ha producido una suspensión
1	Descripción textual que, en combinación con información de otros campos, ayudan para inferir de manera poco clara que se ha producido una suspensión

Tabla 5.8: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de fecha de inicio de operación.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Fecha de inicio de operación
5	La fecha de inicio refleja con precisión el inicio de la vida útil del componente
3	La fecha de inicio indica la fecha del primer evento, la vida antes del primer evento se puede estimar a partir de otras fuentes
1	La fecha de inicio indica la fecha del primer evento, la vida antes del primer evento se desconoce

Tabla 5.9: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de tiempo de uso antes de la falla.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Tiempo de uso antes de la falla
5	Se registra la utilización precisa del componente desde la fecha de inicio
3	Hay otros datos a partir de los cuales la fecha de inicio se puede inferir
1	Una estimación de la utilización está disponible, desde donde se puede inferir la fecha de inicio

3. **Historial de costos e intervenciones**: En este ítem se abarca lo relacionado con los costos y los tiempos de las diferentes tareas de mantenimiento aplicadas sobre el activo (o activos). Los criterios para la asignación se visualizan en las tablas 5.10 y 5.11.

Tabla 5.10: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de costos de mantenimiento preventivo/correctivo.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Costo del mantenimiento preventivo/correctivo
5	Costo total promedio incluyendo repuestos y mano de obra basado en datos reales
3	Costo total promedio incluyendo repuestos y mano de obra basado en una estimación planificada
2	Costo medio de respuestos o mano de obra, pero no ambos. Costos inferidos de otras fuentes
1	Costo total promedio inferido de otras fuentes

Tabla 5.11: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de tiempo de inactividad en tareas de mantenimiento preventivo/correctivo.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Tiempo de inactividad debido al mantenimiento preventivo/correctivo
5	Tiempo de inactividad promedio basado en datos reales
3	Tiempo de inactividad promedio basado en una estimación planificada
1	Tiempo de inactividad promedio inferido de otras fuentes

4. **Historial de monitoreo de signos vitales**: La última dimensión contempla lo referido a la información que recopilan los sistemas (computarizados o no) de monitoreo de condiciones de operación. Los criterios para la asignación se visualizan en las tablas 5.12 y 5.13.

Tabla 5.12: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de fecha y hora de la reparación/inspección.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Fecha y hora de la reparación/inspección
5	La fecha y hora del evento de reparación/inspección se describe con precisión en la orden de trabajo
3	La fecha y hora del evento de reparación/inspección se puede inferir desde otro campo de información
1	La fecha y hora del evento de reparación/inspección se puede inferir desde fuentes externas

Tabla 5.13: Criterio y asignación de puntaje para el ítem de inspección a partir de sistemas computarizados.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

Puntuación	Inspección a través de sistemas computarizados
5	Datos disponibles (ID de la unidad, fecha, utilización en el momento de la inspección junto con la variable y su valor) y con un determinado uso
3	Datos disponibles (ID de la unidad, fecha, utilización en el momento de la inspección junto con la variable y su valor) pero sin darles un uso
1	Los datos no se encuentran disponibles para el operador de mantenimiento

El proceso de asignación de puntajes a cada uno de los ítems debe ser de la manera más objetiva posible por parte del equipo encargado, para así demostrar la verdadera salud del proceso de monitoreo de mantenimiento y a raíz de ese estado actual, lograr evaluar y determinar de manera correcta el horizonte y los resultados esperados según el modelo de mtto seleccionado. Una vez realizada la asignación de puntajes para cada uno de los ítems mencionados, y para así lograr determinar cual de los modelos planteados es el correcto según el proceso, es necesario contrastar los resultados obtenidos frente a parámetros establecidos en [14]. Estos valores referenciales son establecidos a partir de la experiencia industrial de la evolución del mantenimiento a lo largo de la historia.

Como fue mencionado anteriormente, el presente caso de estudio toma como fuente de datos la operación y el mantenimiento de una planta fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta. Los datos obtenidos son resultado de una visita técnica realizada durante el mes de Noviembre del año 2018 en la cual se buscó hacer un levantamiento de información del estado base en el cual se encontraba trabajando la instalación, además de entregar una fuente de desarrollo a la industria fotovoltaica nacional. La aplicación de la herramienta Data Assessment a inversores fotovoltaicos, el activo crítico de una instalación fotovoltaica, dió como resultado una familia de equipos que si bien presentaban grandes fuentes para la obtención de datos, dicha información no estaba siendo aplicada de una manera correcta para la toma de decisiones. Por otra parte, el contraste de los resultados con lo estándares establecidos anteriormente entregó como conclusión que la mejor alternativa era la implementación de un modelo **basado en condiciones** (ver figura 5.8).

Una vez determinado el enfoque del presente estudio es preciso conocer la estructura de un inversor fotovoltaico, identificar sus principales componentes y así lograr comprender como las diferentes condiciones de operación afectan el funcionamiento del equipo. El siguiente capítulo tiene como finalidad describir al activo, lograr identificar las distintas topologías existentes en sistemas fotovoltaicos operando en la actualidad en la industria y finalmente definir las variables físicas que son monitoreadas y que son susceptibles a las diferentes condiciones de operación del inversor.

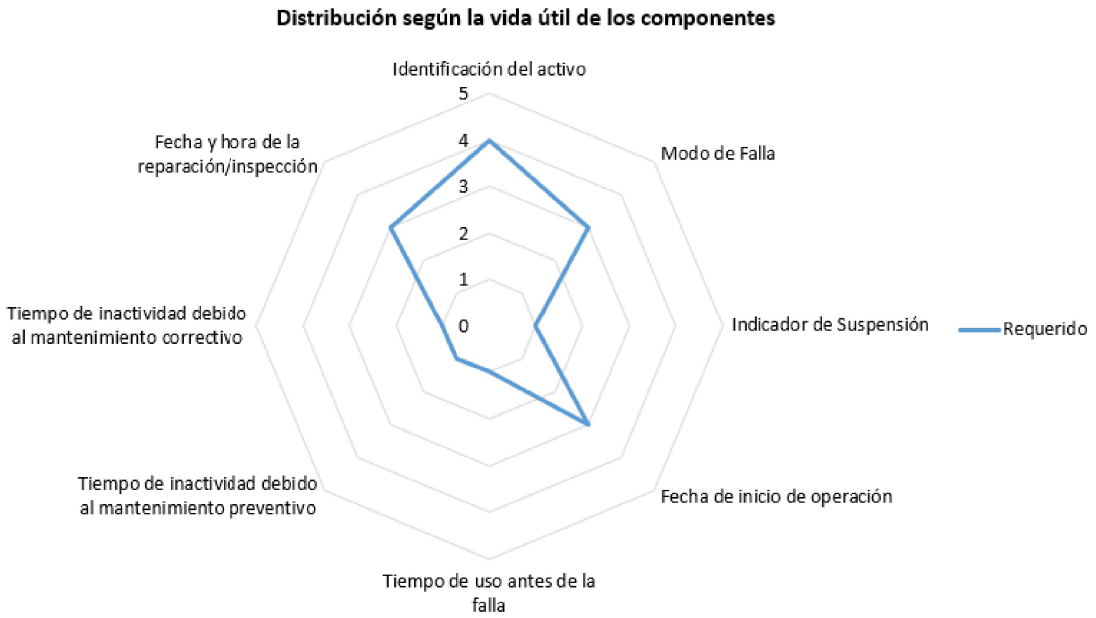


Figura 5.4: Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de distribución según vida útil de los componentes.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

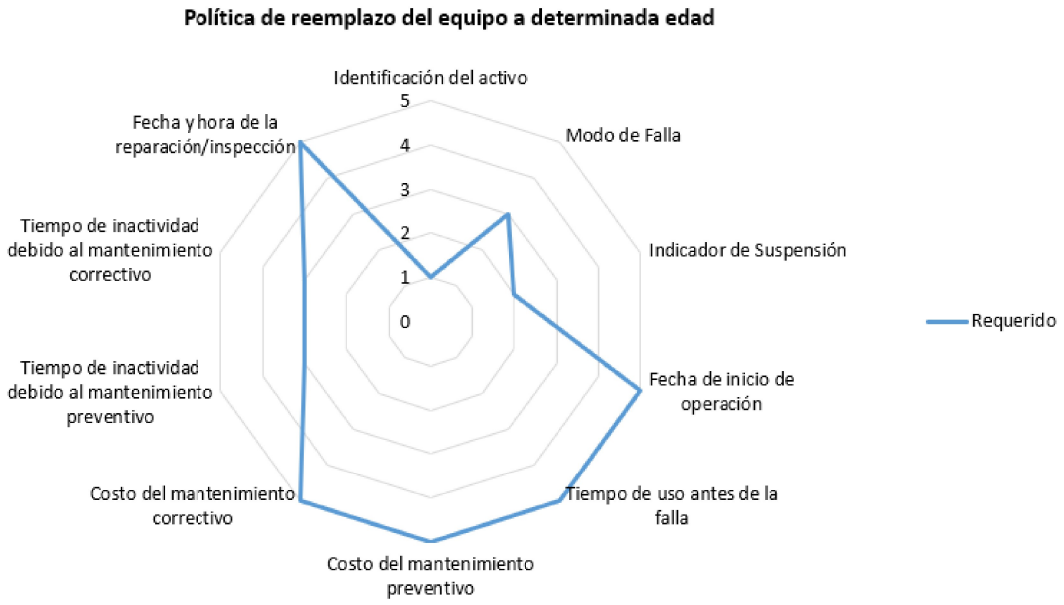


Figura 5.5: Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de política de reemplazo a determinada edad.
Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

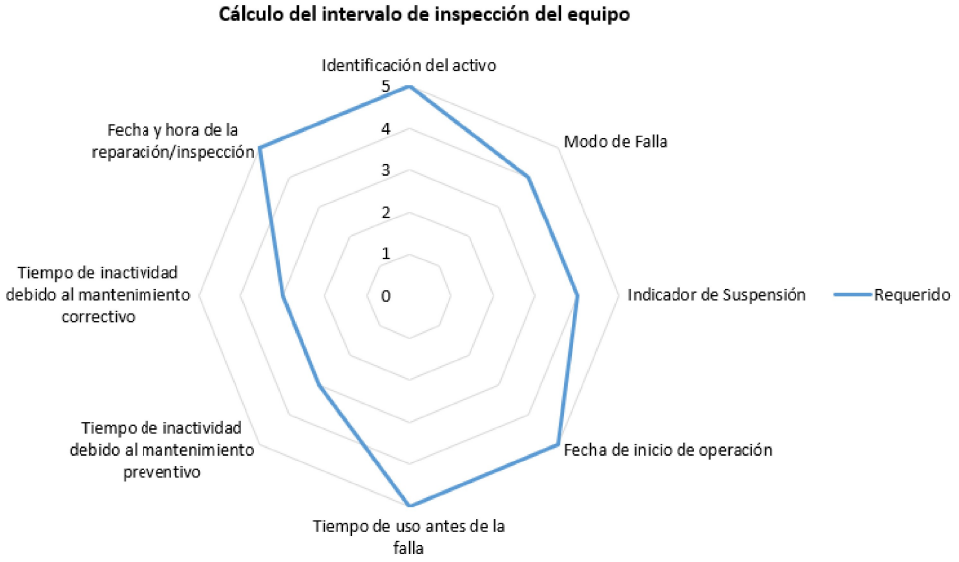


Figura 5.6: Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de cálculo de intervalo de inspección.

Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

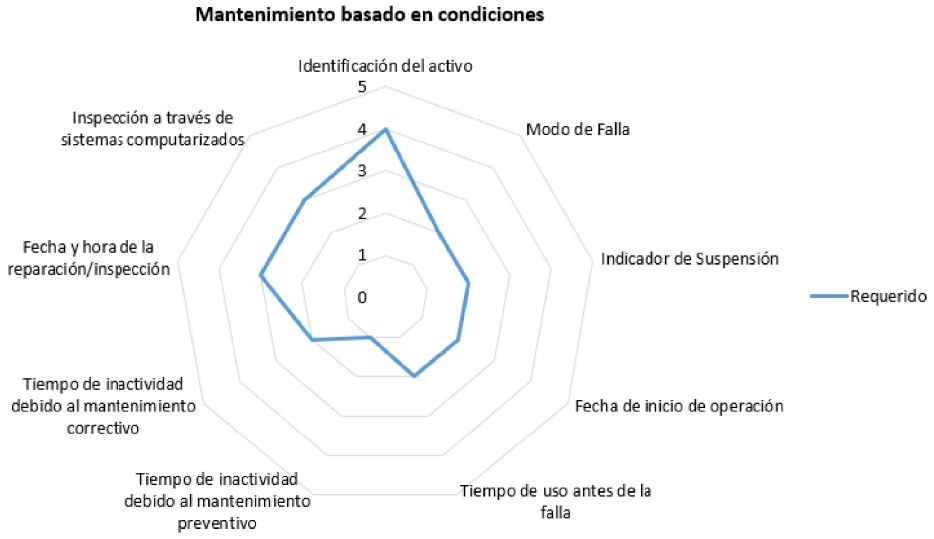


Figura 5.7: Diagrama de radar para el puntaje mínimo requerido para la implementación del modelo de mantenimiento basado en condiciones.

Fuente: Hodkiewicz M. R.; Montgomery N. (2014). [Tabla]. Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. Oxford.

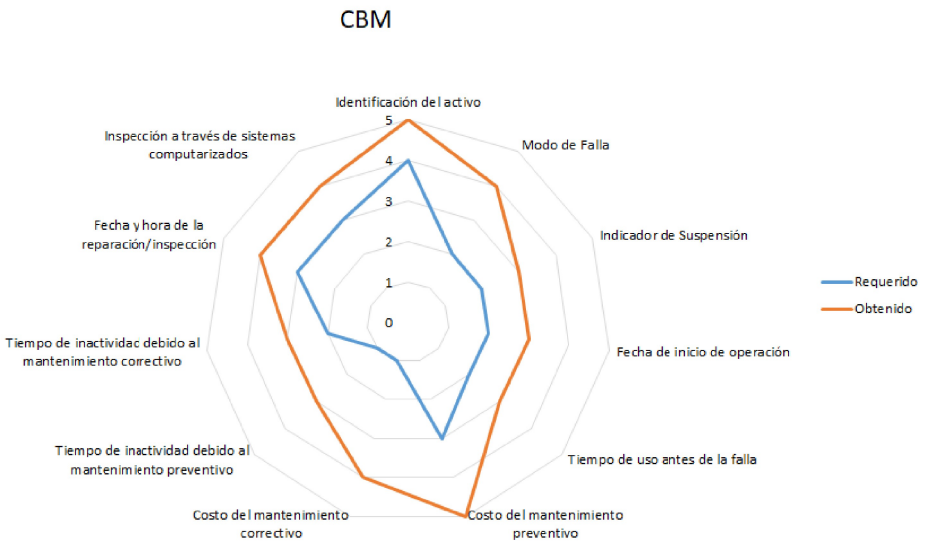


Figura 5.8: Diagrama de radar para el puntaje obtenido contrastado con el puntaje requerido para la implementación del modelo de mantenimiento basado en condiciones.
Fuente: Elaboración Propia.

6 | Inversor

Como se mencionó en el capítulo preliminar, el inversor (o también conocido como ondulador o convertidor CC/CA) es un dispositivo electrónico que tiene como función convertir corriente continua en corriente alterna mediante una estructura de interruptores de estado sólido que oscilan de acuerdo a un algoritmo. A fines del sigo XX fue cuando se dió a lugar a los primeros inversores de tipo comercial. Estos ejemplares seguían la línea de los equipos pioneros en la transformación de energía CC/CA, los vibradores electromágneticos, que no eran más que un timbre con contactores que abrían y cerraban muchas veces por segundo para transformar de corriente continua a corriente alterna. En el año 1991 la empresa alemana "SMA"lanzó al mercado su primer inversor comercial para aplicaciones fotovoltaicas, el cuál no superaba los 500 W de potencia y poseía una eficiencia menor al 90 %. Con el pasar de los años la industria ha logrado, a través de diferentes métodos de construcción, desarrollar tecnologías que ofrecen mejor eficiencia y mejor confiablidad a un menor costo.

	1990	2009	2015
Precio	1,13 $USD/W	0,34 $USD/W	0,23 $USD/W
Eficiencia	89%	96-98%	97-99%
Confiabilidad	MTBF: 0,1 Millón de horas	MTBF: 0,5 Millón de horas	MTBF: 1 Millón de horas

Figura 6.1: Evolución temporal de características de inversores para aplicaciones fotovoltaicas.
Fuente: Quezada A. (2012). [Figura]. Diseño e implementación de inversor fotovoltaico de bajo costo

6.1. Componentes

Para comprender el funcionamiento de estos equipos se realizará un análisis al flujo de energía dentro del convertidor CC/CA y así lograr identificar la función de cada componente presente en la topología de un inversor.

6.1.1. Sistema de protección externos

Antes de ingresar al inversor, el flujo de energía proveniente de la fuente de tensión (o de corriente) continua es sometido a sistemas de protección formados por interruptores automáticos y diferenciales, los cuales tienen como misión aislar eléctricamente al equipo en caso de existir una alza de corriente o impedir el electrocutamiento humano a la hora de una intervención por una fuga de corriente, respectivamente.
Por otra parte dichos sistemas logran desenergizar “aguas arriba” al inversor, lo que otorga la posibilidad de un procedimiento seguro por parte de un operario a la hora de tener que realizar una intervención al equipo.

6.1.2. Sistema de protección internos

Una vez adentro del inversor, el flujo de energía se ve sometido al accionamiento de un sistema de protección compuesto por fusibles y accionadores térmicos, los cuales tienen la misión de proteger al equipo en caso de una sobrecorriente y/o arcos eléctricos fotovoltaicos. Este sistema de protección interno del inversor es necesario debido a que en ocasiones, y por diseño de cada sistema fotovoltaico, no siempre se instala el sistema de protección externo y es muy importante mantener protegido al inversor de las fluctuaciones de parámetros eléctricos.

6.1.3. Conmutadores

Una vez que la corriente continua se encuentra dentro de los parámetros eléctricos establecidos por el equipo y no se ve restringida por los sistemas de protección, hace ingreso a los conductores presentes en la placa electrónica de potencia del inversor en donde, a raiz del control electrónico a través de algoritmos, la señal se ve interrumpida de forma cíclica por conmutadores generando así una onda cuadrada. Dentro de estos interruptores se encuentran los IGBTs, Mosfet, tiristores, etc.

6.1.4. Filtros DC

Posteriormente, la señal de corriente continua en forma cuadrada es sometida a filtros DC y a filtros EMC que provocan el rechazo de frecuencias de onda indeseadas y degradan el campo electromagnético generado por otros componentes del sistema, respectivamente. La onda resultante es de tipo sinusoidal con una frecuencia igual a la red para un posterior acople de la energía.

6.1.5. MPPT

Una vez sometido a los filtros, el flujo de energía sigue rumbo a un convertidor CC/CC también conocido como MPPT (Maximum Power Point Tracker) el cual tiene como función principal lograr maximizar la potencia de generación fotovoltaica. Para lograr dicho objetivo el convertidor, como su nombre lo indica, convierte la tensión a otros determinados niveles necesarios para lograr que, a diferentes valores de corriente continua (dependiendo la ubicación geográfica y la hora del día), el producto de ambos parámetros eléctricos sea el máximo posible.

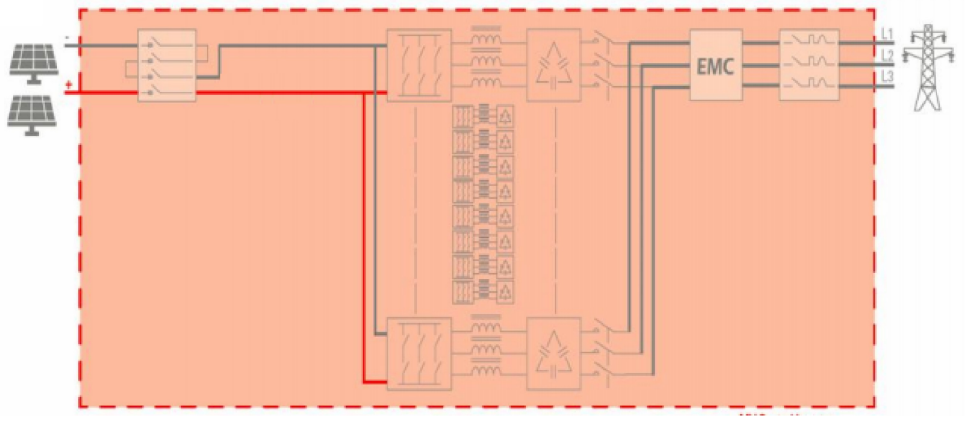
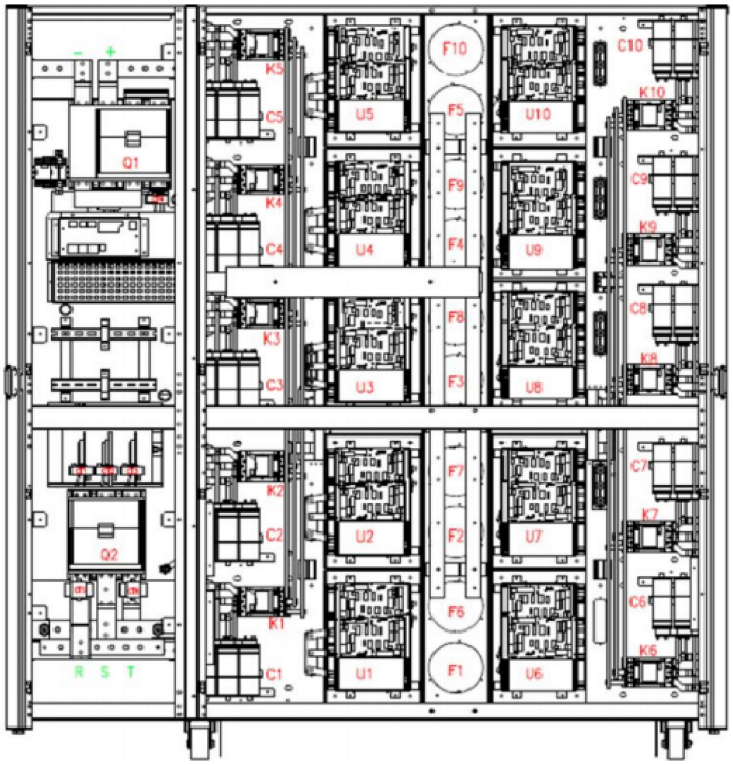


Figura 6.2: Diagrama de flujo de un inversor central trifásico con conexión a la red.
Fuente: Fimer installation manual. (2015). [Figura].

Los principales componentes encargados de la conversión de la señal continua y que dan forma a la estructura de un inversor fotovoltaico son posibles de visualizar en la figura 6.3.



Q1	Interruptor CC	**F1-F10**	Ventilador
Q2	Automático circuito CA	**CT1-CT3**	Sensor de corriente CA
U1-U10	IGBT + tarjeta PCB	**CT4**	Sensor de corriente CC
K1-K10	Contactor CA	**EMC1**	Filtro EMC CC
C1-C10	Capacitor CA	**EMC2**	Filtro EMC CA
L1-C10	Resistencias CA		

Figura 6.3: Estructura física de un inversor central con sus respectivos componentes.
Fuente: Fimer installation manual. (2015). [Figura].

6.2. Clasificación

Dependiendo del uso requerido, cada equipo tiene un diseño y una estructura diferente. A continuación se presentan las diferentes clasificaciones posibles en inversores:

- **Según la cantidad de fases**: Según el número de fases, los inversores pueden ser clasificados en dos tipos:
  (ı) Inversor Monofásico: La salida de energía se realiza a través de una única fase, lo que significa la existencia de una sola corriente de tipo alterna.

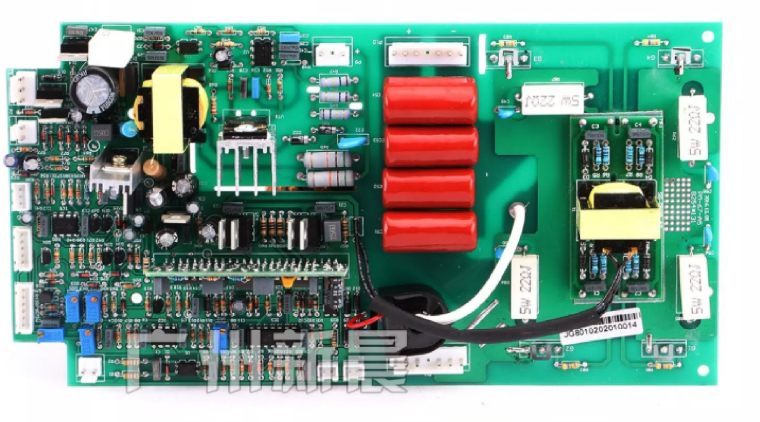


Figura 6.4: PCB de un inversor monofásico.
Fuente: Elaboración propia.

(II) Inversor Trifásico: La salida de energía se realiza a través de tres fases, lo que significa la existencia de tres corrientes de tipo alterna de iguales características.

- **Según la fuente de alimentación**: Dependiendo de la fuente de entrada de CC, se clasifican en:

  (I) Inversor de fuente de tensión: La entrada de CC es a través de una fuente de tensión. La ventaja de un VSI es la capacidad de controlar la tensión de salida del inversor independiente de la carga conectada al circuito.

  (II) Inversor de fuente de corriente: La entrada de CC es a través de una fuente de corriente. La ventaja de un CSI es la capacidad de controlar la corriente de salida del inversor independiente de la carga conectada a circuito.

- **Según la estructura de la etapa de potencia**: Dependiendo la configuración de las compuertas de potencia, se pueden clasificar en:

  (I) Inversor de medio puente: En esta configuración las compuertas electrónicas de potencia deben soportar la tensión máxima del lado de CC. La carga soporta como tensión máxima la mitad de la tensión del lado de CC y es recomendable para, a igual potencia, corrientes más altas que la configuración de puente completo. El modo de funcionamiento consiste en hacer conmutar los interruptores T_1 y T_2 de forma que cada uno se encuentre cerrado la mitad de un período, así se obtiene una onda de forma cuadrada de tensión $\frac{U_b}{2}$ sin componente continua.

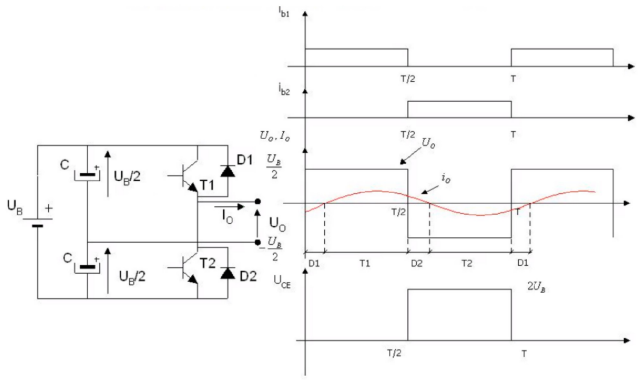


Figura 6.5: Funcionamiento de un circuito en configuración medio puente.
Fuente: E. Lorenzo. (2014). Ingeniería Fotovoltaica. Sevilla: Progensa.

(II) Inversor de puente completo: En esta configuración tanto las compuertas electrónicas de potencia como la carga deben soportar la tensión máxima del lado de CC. El modo de funcionamiento, a diferencia del caso anterior, hace conmutar dos interruptores a la vez de forma cruzada (T_1 con T_2 y T_3 con T_4) de manera que, a iguales corrientes, la potencia soportada sea mayor que en la configuración medio puente. Esta topología es recomendable para potencias altas en la carga.

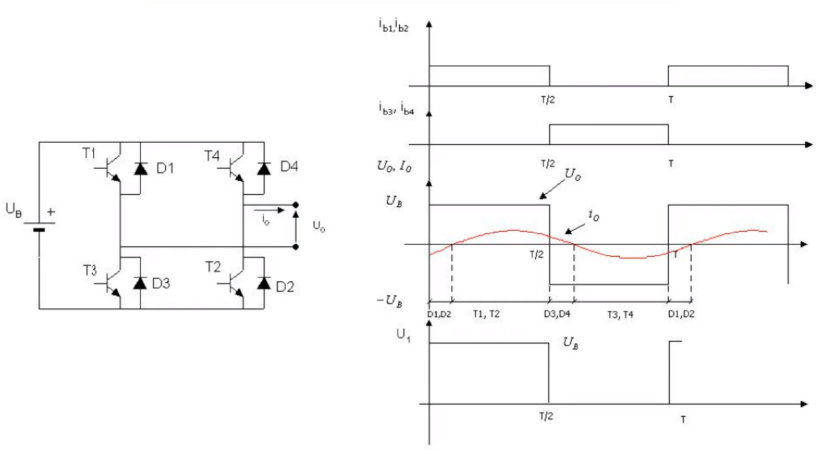


Figura 6.6: Funcionamiento de un circuito en configuración puente completo.
Fuente: E. Lorenzo. (2014). Ingeniería Fotovoltaica. Sevilla: Progensa.

(III) Inversor Push-Pull: En esta configuración tanto las compuertas electrónicas de potencia como la carga deben soportar la tensión máxima del lado de CC y las sobretensiones generadas debido a la inductancia de dispersión del transformador. Su funcionamiento se basa en hacer conmutar ambos transistores a través de señales de control externas. Cuanto T_2 se encuentra cerrado, se aplica una tensión en el devanado inferior del primario del transformador que induce una tensión de salida positiva de valor U_o. Cuando se cierra T_2 y se abre T_1 la situación se invierte, generándose una tensión en el devanado superior del transformador que finalmente induce una tensión de salida negativa de valor U_o. Esta topología sólo utiliza dos interruptores de potencia y no es recomendable para potencias de más de 10 kVA.

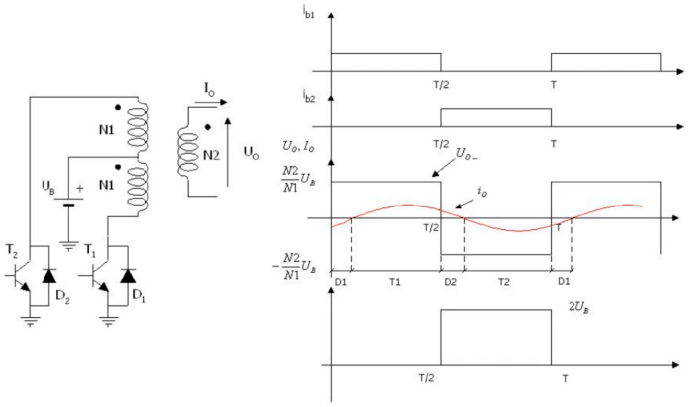


Figura 6.7: Funcionamiento de un circuito en configuración push-pull.
Fuente: E. Lorenzo. (2014). Ingeniería Fotovoltaica. Sevilla: Progensa.

- **Según la modulación de etapa de potencia**: Dependiendo en la forma en que modulan los equipos para dar origen a una tensión alterna, los inversores se pueden clasificar en:

  (I) Inversor con modulación por onda cuadrada: Este tipo de modulación corresponde al esquema de conmutación más sencillo para lograr una tensión a la salida con forma cuadrada. Su funcionamiento se basa en la interrupción períodica del voltaje de la carga a través de abertura y el cierre de los dispositivos de conmutación, generando así un voltaje de forma cuadrada como se observa en la figura 6.8.

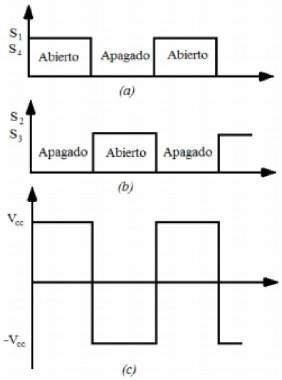


Figura 6.8: Representación gráfica de una modulación de tensión de un sistema monofásico por onda cuadrada.
Fuente: E. Lorenzo. (2014). Ingeniería Fotovoltaica. Sevilla: Progensa.

(II) Inversor con modulación por ancho de pulso [PWM]: La forma de funcionamiento de este tipo de modulación consiste en comparar una señal de control senoidal a una determinada frecuencia deseada con una señal de onda triangular. La frecuencia de la onda triangular corresponde a la frecuencia de interrupción del inversor y por lo general se mantiene constante. La frecuencia de la señal de control es conocida como la frecuencia modulante, mientras que la frecuencia de interrupción es conocida como frecuencia portadora. La señal de control se utiliza para modular la razón de servicio del interruptor. De lo anterior, se desprende que en la señal de salida es inevitable la presencia de armónicos. [PWM]

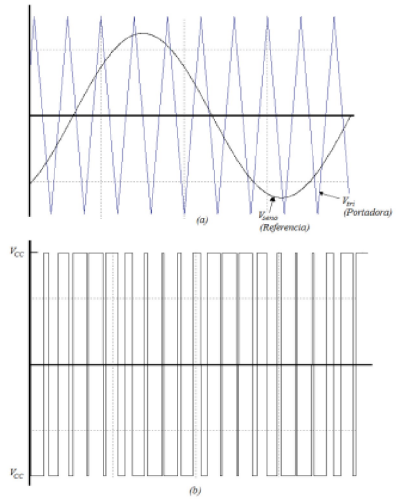


Figura 6.9: Representación gráfica de una modulación de tensión por ancho de pulso (PWM).
Fuente: E. Lorenzo. (2014). Ingeniería Fotovoltaica. Sevilla: Progensa.

6.3. Topología

Cuando se trata de reconocer la forma en la cual se involucra y participa el inversor en un sistema fotovoltaico, es posible encontrar diversas topologías y estructuras que, dependiendo del diseño y del tamaño del sistema, son las más eficientes en términos de construcción, operación, mantenimiento y costos. A continuación se indagará en las principales topologías de conexión de inversores fotovoltaicos.

- **Inversor Central**: La máxima corriente que puede circular a través de un arreglo en serie de módulos fotovoltaicos va a depender de la cantidad de paneles conectados y de la potencia de cada uno. Cuando se requiere obtener mayor potencia a la salida del arreglo, este conjunto de paneles conectados en serie (conocido como string) se puede conectar en paralelo a más arreglos del mismo tipo. Esta conexión dan paso a una especie de gran generador fotovoltaico, el cual se conecta a un inversor central. La principal ventaja de esta topología es su alta eficiencia debido al alto nivel de potencia que invierte, en desmedro de las grandes pérdidas que se pueden llegar a generar por el mal funcionamiento de un string ya sea por sombreamiento o por falla de ciertos módulos de la cadena. En la actualidad este tipo de configuraciones sigue siendo la más utilizada en aplicaciones de media y gran escala.

- **Inversor en Cadena**: En esta configuración el conjunto de strings no se encuentran conectados entre sí, por lo que cada cadena de módulos cuenta con su propio inversor y por ende con su propio seguidor de punto máximo de potencia MPPT. Este tipo de configuración es apropiada para sistemas que cuentan con módulos instalados en diferentes orientaciones o bien reciben de manera desigual la radiación solar a lo largo del día, como lo son las instalaciones domiciliarias o de pequeña escala. La principal desventaja de la configuración en cadena es la de los elevados costos por kW que significa tener un equipo para cada string.

- **Inversor Multi-Cadena**: Esta topología es una variación de la configuración en cadena, con la diferencia que el inversor presenta más de una entrada con MPPTs independientes. Su principal ventaja con respecto al caso anterior es que el equipo puede alcanzar una mayor potencia sin tener que sacrificar las ventajas de tener la conexión por strings. En este tipo de sistemas es necesario contar con un convertidor CC/CC como primera etapa de conversión para así lograr ese seguimiento individual de potencia máxima, lo cual a su vez otorga un mayor rango para la tensión de entrada.

- **Inversor Módulo**: También conocida como configuración de micro-inversor, en esta topología cada panel esta asociado a su propio inversor, con lo cual la búsqueda del máximo punto de potencia se logra de manera individual. Sus principales características son la baja potencia que generan, asociado a un alto costo debido a la gran cantidad de equipos que se requieren y a una baja eficiencia de los sistemas debido a la anteriormente mencionada baja potencia de generación. En algunos sistemas este tipo de inversores viene adherido al marco del panel fotovoltaico, por lo que no existe un tramo de transmisión de corriente continua reduciendo así los riesgos de incendios y dándole mayor simpleza a la conexión.

Cada una de las diferentes posibilidades de conexión de un sistema fotovoltaico descritas en el apartado anterior no siempre vienen asociadas a un diseño preliminar adecuado tanto para los requerimientos energéticos como para las condiciones de operación a las cuales se ven sometidos los diferentes equipos. Es por esto que se hace de suma importancia tener una buena etapa de operación y mantenimiento de los activos y así mermar cualquier tipo de problemas tanto de diseño, de construcción y/o de instalación que en el futuro signifiquen problemas en la disponibilidad de una instalación fotovoltaica.

Como se determinó en capítulos anteriores, el equipo crítico de cualquier tipo de sistema fotovoltaico es el inversor, el cual fue descrito en forma y en funcionamiento en el presente capítulo. Esta criticidad hace interesante tratar de lograr la forma adecuada de mantener a estos equipos para así llevar la disponibilidad del sistema al máximo y no tener pérdidas inesperadas de generación eléctrica. Para llevar a cabo una correcta mantenibilidad de los equipos es necesario determinar sus principales métodos de falla para ser capaces tanto de prevenir como de predecir esas potenciales fallas. Este estudio de método de fallas se conoce como

FMECA (Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis), el cual tiene como propósito dejar en evidencia las fallas que más afectan la operación y la disponibilidad de un inversor fotovoltaico.

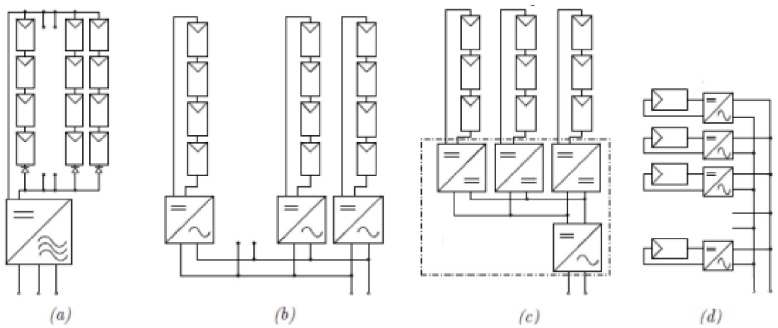


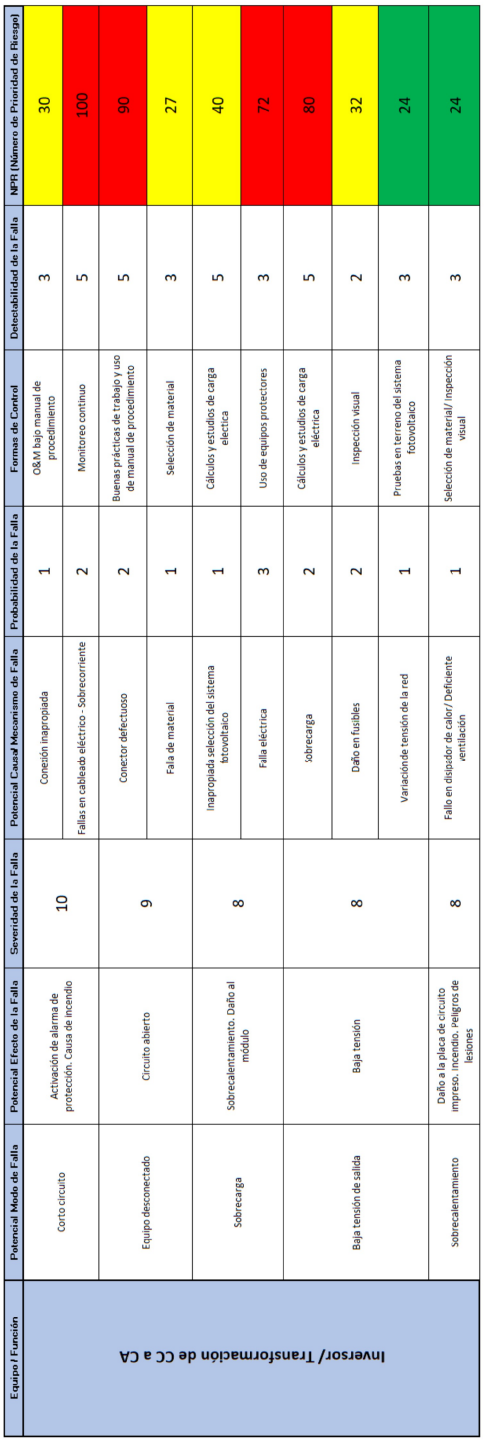
Figura 6.10: Topología para configuración con: a) Inversor Central, b) Inversor Cadena, c) Inversor Muti-Cadena y d) Inversor Módulo.
Fuente: E. Lorenzo. (2014). Ingeniería Fotovoltaica. Sevilla: Progensa.

6.4. FMECA

Una adecuada gestión de activos siempre va a asociada con un buen plan de mantenimiento, y este último a su vez va asociado con un conocimiento tanto de la operación como de las potenciales fallas de los diferentes equipos. Desde el punto de vista de las fallas, gran parte de este conocimiento previo lo otorga la experiencia, a través de la cual es posible conocer y clasificar los diferentes sucesos que tienen lugar en el funcionamiento del equipo y que ponen en riesgo el comportamiento normal de este último.

Uno de los métodos más utilizados en la industria para el conocimiento y la determinación de métodos de falla es el FMECA, el cual entrega la criticidad y los efectos de los posibles modos de falla de un activo. En el caso del presente estudio es de suma importancia conocer las potenciales maneras de fallar que tiene un inversor fotovoltaico, para saber que componentes y variables físicas se ven involucradas en estas fallas y poder determinar, a partir del monitoreo y del análisis de estas últimas, el método más adecuado para lograr prevenir o predecir dichos eventos.

Es importante considerar que una de las mejores fuentes de información para la determinación de los modos de falla es la experiencia, como se mencionó anteriormente. En un contexto nacional, la industria de generación eléctrica fotovoltaica es una industria muy prematura que cuenta con muy pocos años de funcionamiento, por lo que la experiencia no otorga las herramientas suficientes para la determinación y clasificación de eventos. Por dicho motivo se hace necesario, para llevar a cabo el análisis a través de la herramienta FMECA, una revisión bibliográfica de contexto mundial que otorgue la mayor cantidad de información posible. A partir de esta revisión bibliográfica [15] se obtuvieron los siguientes resultados:



Equipo / Función	Potencial Modo de Falla	Potencial Efecto de la Falla	Severidad de la Falla	Potencial Causal Mecanismo de Falla	Probabilidad de la Falla	Formas de Control	Detectabilidad de la Falla	NPR (Número de Prioridad de Riesgo)
Inversor/ Transformación de CC a CA	Corto circuito	Activación de alarma de protección. Causa de incendio	10	Conexión inapropiada	1	O&M bajo manual de procedimiento	3	30
				Fallas en cableado eléctrico - Sobrecorriente	2	Monitoreo continuo	5	100
	Equipo desconectado	Circuito abierto	9	Conector defectuoso	2	Buenas prácticas de trabajo y uso de manual de procedimiento	5	90
				Fala de material	1	Selección de material	3	27
	Sobrecarga	Sobrecalentamiento. Daño al módulo	8	Inapropiada selección del sistema fotovoltaico	1	Cálculos y estudios de carga electica	5	40
				Falla eléctrica	3	Uso de equipos protectores	3	72
	Baja tensión de salida	Baja tensión	8	Sobrecarga	2	Cálculos y estudios de carga eléctrica	5	80
				Daño en fusibles	2	Inspección visual	2	32
				Variaciónde tensión de la red	1	Pruebas en terreno del sistema fotovoltaico	3	24
	Sobrecalentamiento	Daño a la placa de circuito impreso. Incendio. Peligros de lesiones	8	Fallo en disipador de calor/ Deficiente ventilación	1	Selección de material/ Inspección visual	3	24

Figura 6.11: Análisis de criticidad, efectos y modos de Falla FMECA para inversores fotovoltaicos.
Fuente: Elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos a través del FMECA, en una primera parte es posible concluir que los principales modos de falla que presenta un inversor fotovoltaico son de índole eléctrico, lo cual es esperable una vez que se conoce como es la operación de un equipo de este tipo. Estas fallas eléctricas son generadas por variaciones en los parámetros básicos de funcionamiento, como lo son la corriente y la tensión tanto en el lado de continua como de alterna. Dentro de los principales modos de falla se identifican:

- **Por aumento de temperatura**: Cuando se generan problemas en los sistemas de ventilación de los inversores, ya sea por problemas mecánicos de los aparatos o por acumulación de polvo en estos, la placa electrónica de estos equipos sufre un aumento considerable de temperatura por el insuficiente flujo de aire sobre ella, provocando así que el inversor, por seguridad, entre en un estado de suspensión hasta recuperar la temperatura máxima permitida. En caso de repetir este exceso de la temperatura más de una vez en un determinado tiempo (que por lo general son menos de 10 minutos), el inversor se apaga completamente a la espera de un reinicio manual. Los inversores de primera generación, es decir, los primeros en salir al mercado, no contaban con dichos sistemas de seguridad, por lo cual dicho aumento de temperatura tenía como consecuencia el derretimiento o explosión de alguno de los componentes que constituían la PCB.

- **Por aumento de corriente continua**: Ya sea por problemas de diseño del sistema fotovoltaico o bien por una mala configuración previa del inversor, cuando la corriente generada por los paneles solares excede un valor previamente determinado en el equipo, este último, al igual que en el caso de aumento de temperatura, entra en estado de suspensión hasta disminuir el valor de corriente que circula por el lado de continua. Este aumento de la intensidad de corriente no genera una sobreproducción de energía eléctrica, más bien hace aumentar las pérdidas por transmisión y provoca el trabajo de determinados componentes de la PCB por sobre sus límites de diseño, lo que podría llegar a producir que dichos componentes terminen por quemarse.

- **Por variación de la tensión de la red**: Cuando se produce una variación de la tensión a la cual se empalma el inversor, por sobre y/o bajo los límites establecidos en este último, por seguridad el equipo entra en un estado de suspensión debido a que no logra acoplarse a la red de manera segura y así evita la sobrecarga de los diferentes componentes eléctricos que forman parte de la placa electrónica del equipo.

6.5. Monitoreo de Condiciones

Una vez establecidos los principales modos de falla, es preciso conocer si las condiciones operacionales relacionadas con las diferentes posibilidades de falla se encuentran monitoreadas o no.

En la actualidad la gran mayoría de los inversores, tanto como los de mediana como los de gran escala, se asocian a un sistema de control SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) el cual en todo momento se encuentra conectado con un servidor de recopilación de datos, entregando valores claves de la operación del equipo: Potencia, CC, VC, CA, VA, frecuencia, entre otros.

Por lo general, dichos sistemas vienen asociados a la marca del inversor, los cuales ofrecen el uso del servidor de monitoreo como parte de la compra del equipo. A continuación se pueden ver dos ejemplos de servidores de monitoreo de marcas de inversores operativos en la actualidad:

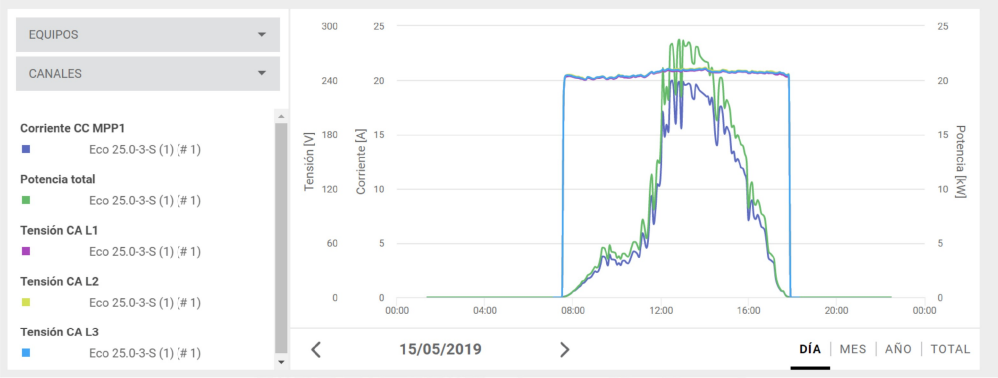


Figura 6.12: Software de monitoreo de condiciones de operación de inversores.
Fuente: Privada

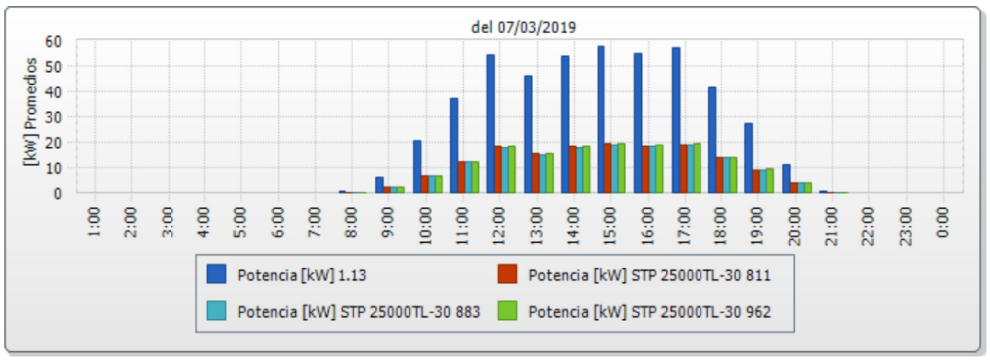


Figura 6.13: Software de monitoreo de condiciones de operación de inversores.
Fuente: Privada

Por otra parte, los registros de temperatura se encuentran a cargo de una sonda de temperatura ubicada, por lo general, en la placa electrónica del equipo. Dicha medición de temperatura no se encuentra disponible en la totalidad de los inversores que se encuentran operativos en la actualidad en la industria nacional, debido al bajo interés que existía en un comienzo por conocer la temperatura de trabajo del equipo. La solución en los casos en que no se cuenta con la medición automática es la revisión períodica del equipo a través de un análisis termográfico como se ve en la figura 6.14.

Con toda esta información es posible concluir que es potencialmente factible la aplicación de un modelo de mantenimiento basado en el monitoreo de condiciones de operación para inversores fotovoltaicos. Desde este punto de vista, uno de los principales indicadores que es importante considerar a la hora de la gestión de activos es la **CONFIABILIDAD**, la cual básicamente determina la salud de un equipo: La probabilidad de que un activo funcione de manera correcta a una determinad edad. Cuando se trata del análisis de máquinas y equipos que se ven sometidos a funcionamientos periódicos constantes y además se cuenta con un historial de fallas, uno de los modelos más versátiles y más utilizados en la industria para determinar la confiabilidad del activo es el de **Weibull**, el cual otorga una flexibilidad tal que, dependiendo de los parámetros utilizados, puede diferenciar entre equipos de iguales características independiente de como varíen sus respectivas tasas de fallas. Esta versatilidad del modelo otorga una gran oportunidad a la hora de diferenciar entre equipos que, a pesar de tener iguales características, se encuentran sometidos a diferentes condiciones de operación, pero la interrogante es: ¿Qué modelo es el adecuado para analizar la confiabilidad de inversores sometidos a diferentes estados de operación?

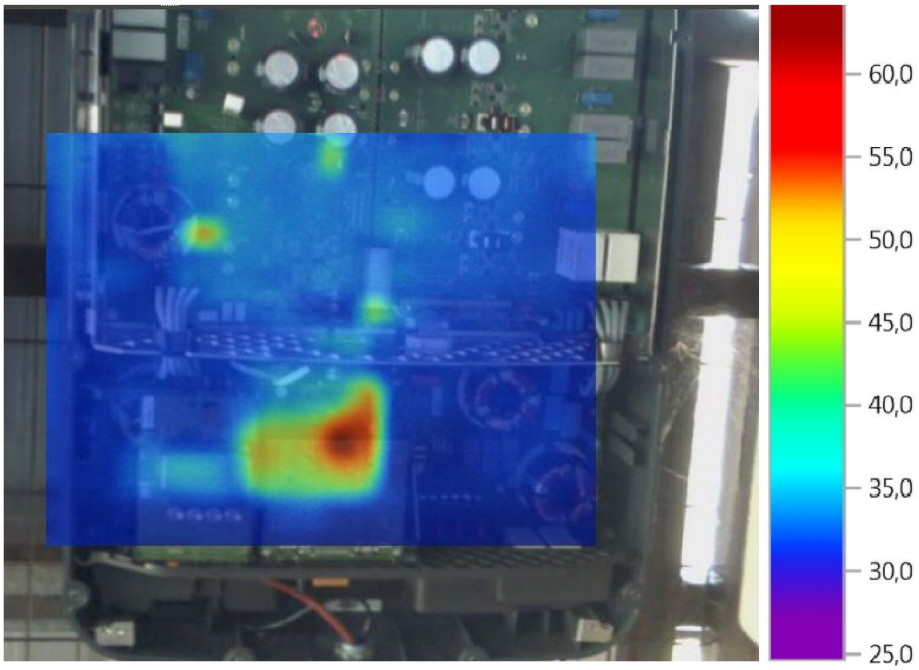


Figura 6.14: Análisis termográfico de PCB de inversor fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia.

7 | Marco Teórico

A la hora de la toma de decisiones en el área de gestión de activos, aún más específicamente en tareas de mantenimiento, las herramientas de CBM dan un amplio enfoque para comprender la salud de un equipo a través del análisis de un conjunto de mediciones de condiciones de operación que se realizan sobre la operación del activo y, comparándolas con estándares específicos establecidos previamente por expertos y/o fabricantes de dicho equipo, lograr determinar la confiabilidad y vida útil remanente de este último a una determinada edad.
Uno de estos enfoques que predispone al mantenimiento basado en condiciones es el utilizado para estimar la probabilidad condicional de falla, método que combina la antigüedad del equipo y los datos de mantenimiento correctivo usando un modelo de tasas de fallas proporcionales (PHM).

7.1. PHM

El modelo de tasas de fallas proporcionales (PHM) es un procedimiento estadístico que logra estimar el riesgo de falla del equipo a través de la medición de condiciones de operación en la falla cuando el activo esta sujeto a una política de mantenimiento correctivo. El modelo se compone de una función de riesgo basal o de referencia, que para el presente estudio corresponde una distribución de tipo Weibull y que solo toma en cuenta la edad del equipo al momento de la intervención; y de una segunda componente la cual toma en cuenta las variables que pueden considerarse como los factores de riesgo (o condiciones de operación críticas) que están siendo monitoreadas durante la operación del equipo y sus respectivos pesos asociados. Dicha composición se expresa en la ecuación 7.1:

$$h\left[t, Z(t)\right] = \frac{\beta}{\eta}\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} exp\left(\sum_{i=1}^{m} \gamma_i z_i(t)\right) \tag{7.1}$$

Donde $h\left[t, Z(t)\right]$ corresponde a la probabilidad condicional instantánea de falla a un tiempo t, dado los valores $z_i(t)$ de cada una de las covariables monitoreadas al tiempo de inspección t. Los coeficientes γ_i corresponden a los pesos asociados, los cuales indican el grado de influencia que tiene cada covariable sobre la función de riesgo.

La función de riesgo basal, la cual corresponde a una distribución de Weibull que sólo depende del tiempo de operación del activo, tiene como parámetros de entrada a los coeficientes η y β. El primero corresponde al parámetro de escala, que debe su nombre a su capacidad de extender o contraer la distribución de falla a lo largo del eje de la edad. En el caso del segundo parámetro, este corresponde al parámetro de forma que determina la forma o perfil de la distribución.

7.1.1. Análisis Matemático

Si se considera el tiempo T de falla de un activo, el cual posee un funcionamiento influenciado por sus condiciones de operación Z_n, su función de tasa de falla condicional se puede escribir como [16]:

$$\lambda(t|Z) = \lim_{\Delta t \to 0} P(t < T \leq t + \Delta t | T > t, Z(x), 0 \leq x \leq t)/\Delta t \tag{7.2}$$

La tasa de falla condicional se puede definir como la probabilidad de fallo del equipo en un tiempo infinitamente pequeño Δt cuando en el instante t el activo se encuentra operativo y sometido a una condición de operación $Z(x)$.

Si se considera a $Z(x), x \leq 0$ como una variable discreta limitada de tiempo continuo, se pueden definir una cantidad finitas de estados: $0, 1, 2, ..., n$ a los cuales se les asocia un valor numérico de las covariables o bien categorías como normal, peligro, crítico. Por otra parte, si se considera una función de distribución conjunta del proceso $I(T > t)$ y del proceso $Z(t)$ dada por:

$$L_{ij}(x,t) = P(T > t, Z(t) = j | T > x, Z(x) = i), \qquad x \leq t \tag{7.3}$$

y para todo $0 \leq a_1 < a_2 < ... < a_l < x < t$ y $i_1, i_2, ..., i_l, i, j$, las probabilidades de transición $L_{ij}(x,t)$ de la función se pueden modelar a través de un modelo de Markov (más adelante se detallará con mayor precisión el modelo). A raíz de esto último, se supondrá que la tasa de falla condicional para un proceso de falla de Markov queda determinada por:

$$\lambda(t) = h(t, Z(t)) \tag{7.4}$$

y que la relación entre la confiablidad condicional y la probabilidad de transición queda determinada por:

$$R(t|x,i) = P(T > t | T > x, Z(x) = i) = \sum_j L_{ij}(x,t), \qquad x \leq t \tag{7.5}$$

7.1.1.1. Cálculo de la Confiabilidad Condicional

Si de define $\tilde{p}$ como la probabilidad de transición del proceso $Z(t)$, condicionado a que el equipo haya sobrevivido un tiempo t, la ecuación N° 7.3 se puede reescribir como:

$$L_{ij}(x,t) = P(T > t | T > x, Z(x) = i)\tilde{p}_{ij}(x,t) \tag{7.6}$$

Por otra parte, si se define $\lim_{t \to x} \tilde{p}_{ij}(x,t) = \delta_{ij}$ y existe $\tilde{\lambda}_{ij}(x) = \frac{\partial}{\partial t}\tilde{p}_{ij}(x,t)|_{t=x}$, se puede definir de forma matricial $\tilde{\Lambda}(x) = [\tilde{\lambda}_{ij}(x)]$ y $D(x) = [h(X,i)]\delta_{ij}$ como una matriz diagonal tal que se pueda establecer la relación:

$$\frac{\partial}{\partial t}\iota(x,t) = \iota(x,t)\iota(t) = \iota(x,t)(\tilde{\Lambda}(t) - D(t)) \tag{7.7}$$

Si se considera la tasa de falla como una función del tiempo y de las covariables, el sistema matricial de la ecuación 7.7 no es de tipo lineal (incluso si el proceso $Z(t)$ es condicionalmente homogéneo), por lo que no se puede obtener una solución de manera directa. Una de las formas de resolver el sistema matricial y

obtener una solución numérica es aplicando el método de integración de productos [17]. La solución con la aplicación de dicho método se muestra a continuación:

$$\iota(x,t) = \prod_{(x,t)} \iota(u)du \qquad 0 < x < t \tag{7.8}$$

Si se considera un intervalo Δ muy pequeño y $Z(t) = Z(k\Delta)$, la aplicación del método de integración de productos se puede aproximar a [18]:

$$\iota[k] \approx \left[exp\left(- \int_{k\Delta}^{(k+1)\Delta} h(x,i)dx \right) \tilde{p}_{ij}(k\Delta, (k+1)\Delta) \right] \tag{7.9}$$

Cuando se trabaja con una distribución de tipo Weibull-PHM, la tasa de falla condicional queda determinada por:

$$h(t, Z(t)) = h_0(t)\ exp(\gamma' Z(t)) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right)\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} exp(\gamma' Z(t)), \qquad t \geq 0 \tag{7.10}$$

Y utilizando la aproximación de la ecuación 7.9 se tiene que:

$$\tilde{\iota}[k] = exp\left(- \int_{k\Delta}^{(k+1)\Delta} \left(\frac{\beta}{\eta}\right)\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} exp(\gamma' x(j))\delta_{ij}\ dt \right) exp\,(\Lambda\Delta) \tag{7.11}$$

Donde λ_{ij} corresponde a las tasas de transición. Estas últimas son funciones constantes, por partes, que representan intervalos de comportamiento de las diferentes covariables. Estas tasas de transición son independientes del tiempo total en el que se encuentran en cada estado. Por otra parte el operador δ_{ij} asegura que la matriz $\iota(t)$ sea de tipo diagonal.

$$\lambda_{ij} = \frac{n_{ij}}{t_i}, \qquad i \neq j \tag{7.12}$$

$$\lambda_{ii} = -\sum_{j \neq i} \lambda_{ij}, \qquad i = j \tag{7.13}$$

Finalmente la confiabilidad condicional queda determinada como el producto de la confiabilidad condicional de cada una de las transiciones de estado ocurridas en la operación del activo y como función de las relaciones de tiempo inicial k y tiempo final m. Esto se expresa como:

$$\iota(k\Delta, m\Delta) \approx \prod_{i=k}^{m-1} \tilde{\iota}[i] \tag{7.14}$$

7.1.1.2. Cálculo de la Vida Remanente Esperada

La vida remanente esperada (RUL) se define como el tiempo condicional esperado para el fallo, dada una determinada edad del equipo [19]. Para el presente caso, considerando un modelo PHM y asumiendo un modelo de fallas de Markov, las variables de funcionamiento también condicionan esta vida remanente, por lo que se puede expresar como:

$$e(t, Z(t)) = E(T - t | T > t, Z(t)) \tag{7.15}$$

La función RUL se puede determinar a partir de la confiabilidad condicional a través de la ecuación:

$$e(t, Z(t)) = \int_0^\infty R(t + x|t, Z(t))dx = R(x|t, Z(t))dx \tag{7.16}$$

La resolución de dicha integral no es trivial, por lo que es necesario la utilización de un método de integración numérica para obtener una buena aproximación al resultado.

7.1.1.3. Método de Markov

Una de las bases probabilísticas para analizar un activo a través del método Weibull-PHM es el método de Markov. En la sección anterior se establecieron las bases para suponer que el comportamiento de fallas de un activo expuesto a una operación influenciada por sus condiciones de operación puede ser modelado a través del método de Markov. Este método es un modelo estocástico, también denominado como cadena de Markov, que se basa en la idea de que la probabilidad de que ocurra un evento depende solo del evento anterior [20]. La adaptación al presente estudio establece que el estado futuro de un equipo solo depende del estado presente, sin influencia de los estados pasados. Es decir:

$$P(X_n = j|X_{n-1} = i) \tag{7.17}$$

Cuando dicha probabilidad es independiente del tiempo de cada uno de los estados, la cadena recibe el nombre de homogénea.

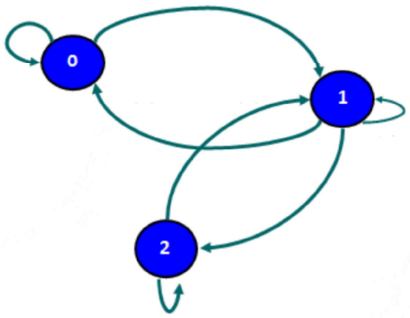


Figura 7.1: Relación de estados o eventos en una cadena de Markov.
Fuente: Elaboración propia.

Cada evento o cada cambio de estados también tiene una probabilidad de ocurrencia, la que se denomina como probabilidad de transición. La probabilidad de dado un estado i se pase a un estado j se puede escribir como:

$$p_{ij} = Pr(X_1 = j|X_0 = i) \tag{7.18}$$

Si se agrupan todas las probabilidades de transición de los m estados posibles se da paso a una matriz de transición, la cual se denota como Λ_{ij}:

$$\Lambda_{ij} = \left[p_{ij}\right] = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1m} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{m1} & p_{m2} & \cdots & p_{mm} \end{bmatrix} \tag{7.19}$$

En la ecuación 7.7 es posible evidenciar que la matriz de probabilidad de transición Λ se encuentra estrechamente relacionada con el cálculo de la confiabilidad condicional y posteriormente con la determinación de la vida remanente útil de un activo.

7.1.2. Procedimiento

En el apartado anterior fue posible analizar con profundidad el fundamento matemático que existe detrás del modelo Weibull-PHM para la determinación de la confiabilidad condicional y la vida remanente esperada de un activo. A pesar de lo interesante que resulta la aplicación de este modelo debido a su versatilidad y su adaptación a diferentes escenarios de operación de los equipos, la calidad y la cantidad de información que requiere, como entrada para el modelo, debe ser de tal forma que pueda asegurar el correcto procesamiento matemático para la posterior obtención de resultados.

En una primera parte, la información de entrada (inputs) requerida para el procesamiento del modelo proviene del monitoreo histórico de la operación del equipo. Dichos datos diferencian los instantes de detención o de falla del activo, estableciendo el tiempo de operación previo a la detención/falla del equipo. Cada una de las variables físicas monitoreadas se asumirán como variables numéricas discretas con un número finito de valores. Un ejemplo de esta registro de condiciones de operación se muestra en la figura 7.2.

Trial #	Speed v (ft/min)	Feed f (in/rev)	Depth d (in)	Tool failure time (Min)
1	340	0.00630	0.0210	70
2	570	0.00630	0.0210	29
3	340	0.01416	0.0210	60
4	570	0.01416	0.0210	28
5	340	0.00630	0.0400	64
6	570	0.00630	0.0400	32
7	340	0.01416	0.0400	44
8	570	0.01416	0.0400	24
9	440	0.00905	0.0290	35
10	440	0.00905	0.0290	31
11	440	0.00905	0.0290	38
12	440	0.00905	0.0290	35
13	305	0.00905	0.0290	52
14	635	0.00905	0.0290	23
15	440	0.00472	0.0290	40
16	440	0.01732	0.0290	28
17	440	0.00905	0.0135	46
18	440	0.00905	0.0455	33
19	305	0.00905	0.0290	46
20	635	0.00905	0.0290	27
21	440	0.00472	0.0290	37
22	440	0.01732	0.0290	34
23	440	0.00905	0.0135	41
24	440	0.00905	0.0455	28

Figura 7.2: Ejemplo de registro de condiciones de operación a un determinado tiempo de detención.
Fuente: Banjevic D. & Jardine A. (2005). [Figura]. Calculation of reliability function and remaining useful life for a Markov failure time process.

Para poder ordenar la información obtenida desde el proceso y poder empezar a dar forma al modelo PHM, estas mediciones determinan la condición del activo y lo clasifican según 'estados'. Estos estados corresponden a un grupo de determinados rangos de valores de la(s) variable(s) con sus respectivos límites,

donde estos últimos han sido establecidos según la experiencia de funcionamiento del activo o bien por recomendación del fabricante.

A partir de esta clasificación, es posible determinar las transiciones que tiene el equipo en cada una de sus detenciones, transiciones que tienen lugar entre los estados previamente definidos y que entregan la información necesaria para poder analizar la confiabilidad del equipo a través del modelo probabilístico de cadenas de Markov (o método de Markov) visto anteriormente. Estas transiciones son agrupadas en una matriz contadora de transiciones, la cual cuenta cuantas veces el equipo llegó a una condición j proveniente de un estado i. Posterior a eso, y conociendo en los diferentes estados en los cuales se encontró el activo durante el período de análisis, es necesario determinar el tiempo de operación en cada uno de estos determinados estados. Esto último para, con la implementación de las ecuaciones 7.12 y 7.13, poder determinar la matriz de tasa de transición Λ. Esta matriz tiene tantas filas y tantas columnas como estados se hayan establecido previamente.

$$\Lambda \times 10^4 = \begin{bmatrix} -2.687 & 2.687 & 0 & 0 & 0 \\ 4.015 & -7.157 & 3.142 & 0 & 0 \\ 0 & 8.566 & -11.625 & 3.059 & 0 \\ 0 & 0 & 6.378 & -12.756 & 6.378 \\ 0 & 0 & 0 & 5.830 & -5.830 \end{bmatrix}.$$

Figura 7.3: Ejemplo de matriz de transición para cinco estados posibles.
Fuente: Banjevic D. & Jardine A. (2005). [Figura]. Calculation of reliability function and remaining useful life for a Markov failure time process.

Para continuar con la implementación del modelo, es necesario conocer parámetros inherentes a la operación de un determinado equipo a analizar: El factor de escala η, factor de forma β y los pesos ponderados γ. A pesar de no ser el objetivo del presente estudio, es preciso mencionar que la obtención de estos parámetros puede ser a través de métodos de máxima verosimilitud (MLE) en el caso del factor de influencia de la condición de operación [21] y a través del método de Lewis para el caso de los parámetros de Weibull [22].

A continuación es importante determinar el período de tiempo en el cual se quiere determinar la confiabilidad condicional del equipo, y a partir de la definición de dicho intervalo, establecer un determinado paso de tiempo. Como fue establecido anteriormente, la resolución de la ecuación 7.11 debe ser aplicada para cada valor de k, por lo que una disminución del paso de tiempo significa una mayor cantidad de iteraciones, lo que se traduce en una mayor precisión en el resultado obtenido.

$$k = \frac{x}{\Delta} \qquad\qquad m = \frac{t}{\Delta} \tag{7.20}$$

donde x corresponde al momento inicial de análisis y t al momento final.

Una vez establecidos todos los valores previamente mencionados, se procede a calcular la primera parte de la ecuación 7.11. Dicha componente de la ecuación se denotará como D, y corresponde a una matriz diagonal cuadrada de dimensiones igual al número de estados previamente establecidos

$$D(t) = exp\left(- \int_{k\Delta}^{(k+1)\Delta} \left(\frac{\beta}{\eta}\right)\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} exp(\gamma' x(j))\delta_{ij}\, dt \right) \tag{7.21}$$

La resolución de la segunda componente entrega una matriz de dimensiones igual a la matriz de transiciones Λ, la cual multiplicada por la primera componente, entrega la matriz de confiabilidad condicional

estimada para un determinado valor temporal de k. Una vez obtenida cada una de las matrices de confiabilidad condicional $\tilde{\imath}$, se procede a resolver la productoria de estas últimas como se indica en la ecuación 7.14.

Finalmente, para obtener la confiabilidad condicional para cada uno de los estados analizados es necesario sumar todos los valores de una misma fila de la matriz resultante en la productoria final.

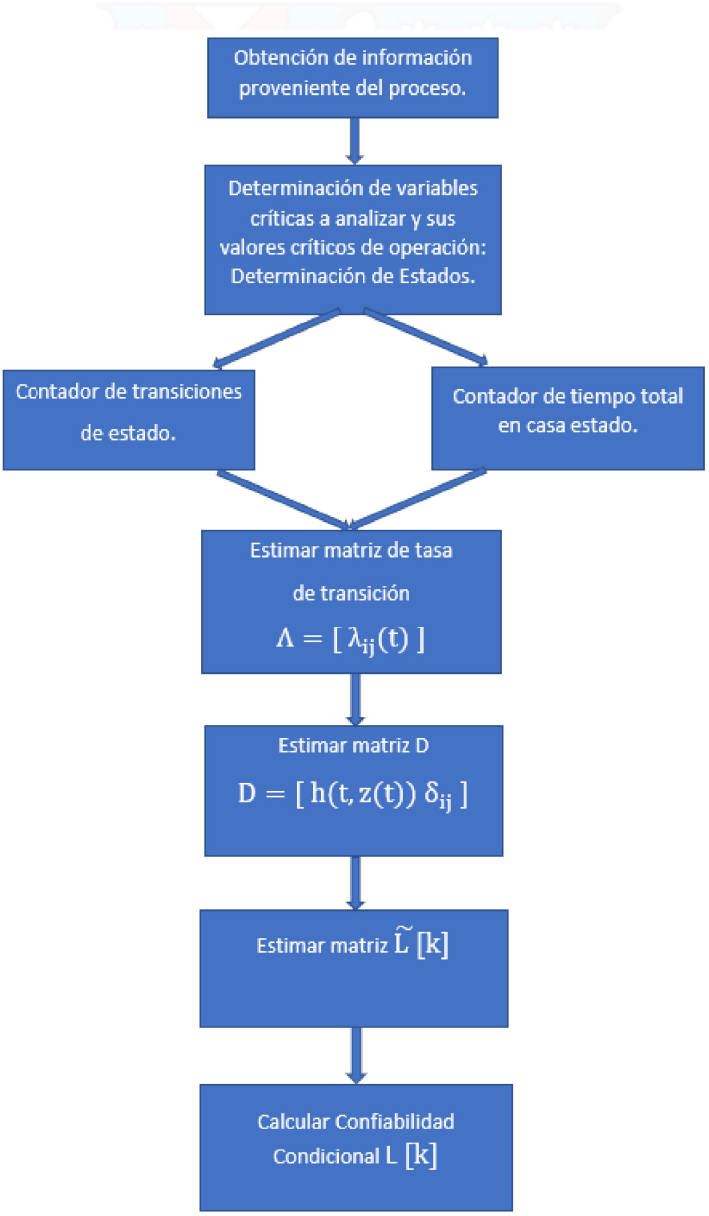


Figura 7.4: Diagrama de flujo para el procedimiento de cálculo de la confiabilidad operacional con el método de Weibull-PHM.
Fuente: Elaboración propia.

8 | Caso de Estudio

A partir de los resultados obtenidos en el análisis de criticidad anteriormente expuesto, sumado al marco teórico desarrollado en el capítulo anterior, se hace de sumo interés la asociación de ambos ítems para la implementación del modelo Weibull-PHM en un caso real de la industria nacional fotovoltaica.

El principal propósito de la aplicación del modelo, y aun más específicamente, del método Weibull-PHM, es identificar como las condiciones de operación a las cuales se ve sometido un equipo o un sistema durante su ciclo de trabajo afectan a su comportamiento futuro, afectando a parámetros claves desde el punto de vista de su gestión como un activo, parámetros tales como la confiabilidad y la vida remanente útil.

Para comenzar, es preciso mencionar que los datos utilizados en el presente estudio corresponden a un historial de fallas correspondiente a una familia de 3 inversores de 25 kW de potencia nominal pertenecientes a una empresa 'X'. Dichos equipos se encuentran instalados en una planta fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta, en donde llevan operando un poco menos de seis años. Por políticas de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica, sobre dichos inversores solamente han sido aplicadas tareas de mantenimiento de tipo correctivo, por lo que el registro cuenta sólo con datos en los momentos de falla de los equipos. Por temas de privacidad de la información de la empresa, en el presente documento no se adjunta el registro de fallas.

Como se definió en el capítulo dedicado al inversor, los modos de falla a analizar son:

- **Por aumento de temperatura**
- **Por aumento de corriente continua**
- **Por variación de la tensión de la red**

Una de las principales características que poseen los inversores fotovoltaicos, independiente si se encuentran en sistemas On-Grid u Off-Grid, es su capacidad de reaccionar frente a variaciones en sus parámetros de funcionamiento. Cuando cualquiera de los parámetros mencionados anteriormente sobrepasa los límites previamente establecidos en el equipo, límites tanto superior como inferior, el inversor se apaga de manera automática privilegiando su seguridad. Esta suspensión en la operación, al no ser planificada, será considerada una falla. A raíz de esta característica descrita, es posible definir tres estados de funcionamiento a partir de las tres variables a analizar: Estado por sobre los límites (UP), estado dentro de los límites (NORMAL) y estado bajo los límites (DOWN).

Estado de falla por aumento de condiciones

Estado de funcionamiento normal

Estado de falla por disminución de condiciones

Los límites de funcionamiento de los parámetros analizados serán dependientes del equipo a estudiar. En el presente caso, al corresponder a un inversor trifásico de 25 kW de potencia nominal conectado a la red y por la información entregada por el fabricante, los límites establecidos son los siguientes:

- **Temperatura de PCB**: Valor mínimo: 25°C. Valor máximo: 65°C.
- **Corriente Continua**: Valor mínimo: 4 A. Valor máximo: 44 A.
- **Tensión de la Red**: Valor mínimo: 360 V. Valor máximo: 400 V.

Otro de los pasos previos a la implementación del modelo es la determinación de los parámetros correspondientes a los factores de la tasa de riesgo proporcional $h(t, z(t))$. La obtención de los coeficientes β, η y γ de la ecuación 7.10 es a través del algoritmo correspondiente al modelo MLE [21]. Al no ser el foco del presente estudio la determinación de dichos parámetros, no se indagará en la resolución del método utilizado. En este caso los valores obtenidos fueron:

- $\beta = 1{,}39$
- $\eta = 11565$ hrs.
- $\gamma_{temperatura} = 4{,}3 \cdot 10^{-2}$
- $\gamma_{corriente} = 0{,}9 \cdot 10^{-2}$
- $\gamma_{tension} = 2{,}1 \cdot 10^{-2}$

Una vez determinados los datos de entrada del modelo, es posible, a partir del historial de fallas, determinar el comportamiento de las transiciones entre cada uno de los estados previamente definidos. Este comportamiento puede ser representado por la matriz de transición Λ, la cual se muestra a continuación:

$$\Lambda = \begin{bmatrix} -1{,}5 & 0{,}3 & 1{,}2 \\ 0{,}8 & -2{,}1 & 1{,}3 \\ 0{,}5 & 0{,}3 & -0{,}8 \end{bmatrix} \cdot 10^{-4} \tag{8.1}$$

A partir de esta matriz de transición, y con un análisis que comenzaba en un tiempo inicial de operacion $t_i = 0$ hrs., un tiempo final $t_f = 50000$ hrs. y un paso de tiempo $\Delta t = 100$, se procedió con el cálculo de la confiabilidad condicional $\tilde{\iota}$, la cual es resultado de la productoria entre la confiabilidad condicional calculada en cada paso de tiempo, como lo indica la ecuación 7.14. El resultado obtenido se muestra en la figura 8.1.

Los resultados obtenidos dejan en evidencia que un inversor fotovoltaico sometido a las condiciones de operación ya mencionadas y operando dentro de sus límites de buen funcionamiento tiene una probabilidad de un 68 % de haber fallado antes de las diez mil horas de trabajo, y considerando que en promedio este tipo de equipos se encuentran operativos 9 horas al día, dicho período de tiempo corresponde a aproximadamente tres años de funcionamiento cronológico. En el caso en los cuales el inversor se ha visto sometido a una operación con las respectivas condiciones por sobre los límites establecidos en el equipo (mayor temperatura, mayor corriente y mayor tensión), la probabilidad de haber fallado a las diez mil horas de operación aumenta en casi un diez porciento, llegando a una confiabilidad condicional del 23 %.

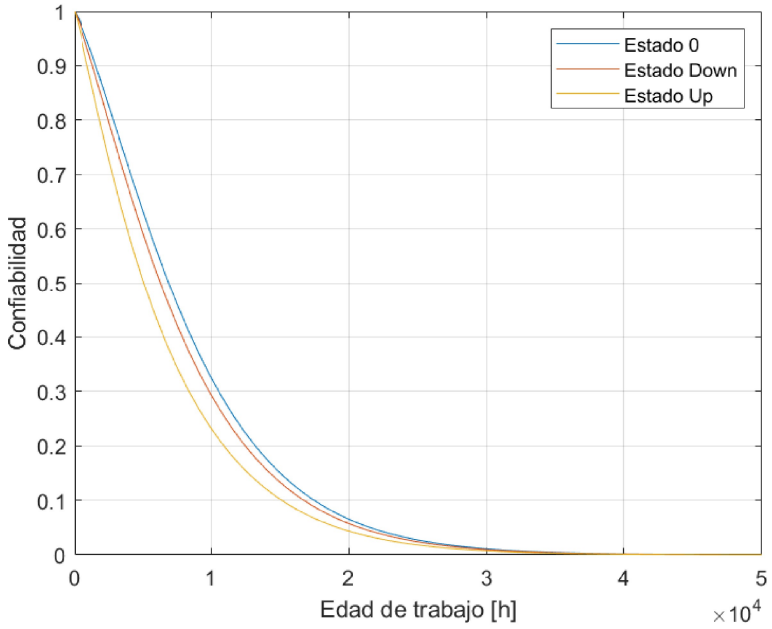


Figura 8.1: Confiabilidad condicional para un inversor fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de confiabilidad condicional obtenidos, es posible determinar la vida remanente útil que presenta un inversor fotovoltaico expuesto a sus respectivas condiciones de operación. Los resultados se muestran en la figura 8.2

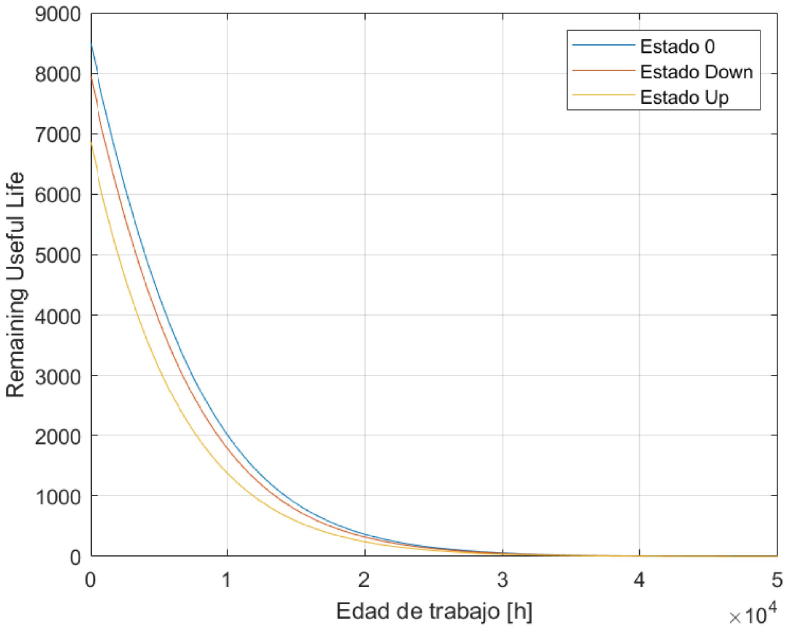


Figura 8.2: Vida remanente esperada para un inversor fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia

Otro escenario interesante de analizar es la comparativa entre la confiabilidad condicional obtenida anteriormente a partir de la influencia de las variables físicas involucradas en el funcionamiento versus una confiabilidad que, a través del mismo modelo de Weibull, solo dependa del tiempo de operación del equipo. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 8.3.

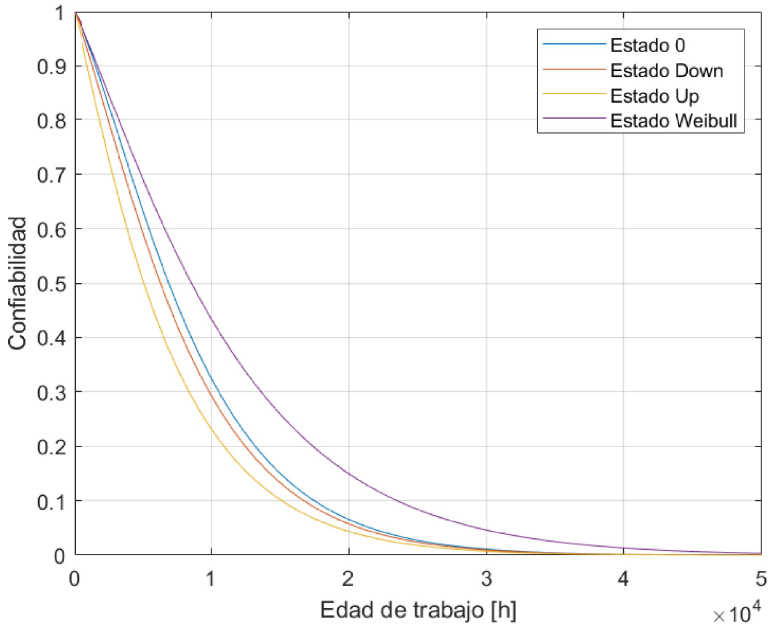


Figura 8.3: Confiabilidad condicional y confiabilidad sin influencia de condiciones de operación para un inversor fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia

Al observar la gráfica es posible evidenciar como se ve afectada la confiabilidad del equipo a lo largo del tiempo de operación de este último. Tomando como referencia las mismas diez mil horas del análisis anterior, la probabilidad de que el inversor haya fallado antes de esa edad, solo considerando al tiempo como variable del modelo de Weibull, se reduce a un 57 %, once porciento bajo la confiabilidad del mismo equipo considerando las condiciones de operación a las que se ha encontrado expuesto.

En ambos casos analizados anteriormente, es preciso mencionar que el comportamiento de las curvas obtenidas corresponde a la respuesta a un parámetro β ligeramente superior a 1, comportamiento que se puede interpretar como un equipo expuesto a fallas por desgaste o por uso. Por otra parte, actualmente en la industria fotovoltaica se cuenta con inversores con garantías por parte del fabricante o del instalador que varían entre 5 a 10 años desde la puesta en marcha del equipo, por lo que los resultados obtenidos dan a conocer que la probabilidad de que un equipo falle antes de la caducación de la garantía, sea cual sea el escenario analizado, es de aproximadamente un 80 %.

De manera similar al caso anterior, es posible obtener la vida remanente esperada para el caso comparativo tomando como referencia la confiabilidad del modelo de Weibull solo con la influencia de la variable tiempo. Los resultados de dicha comparación son posibles de visualizar en la figura 8.4

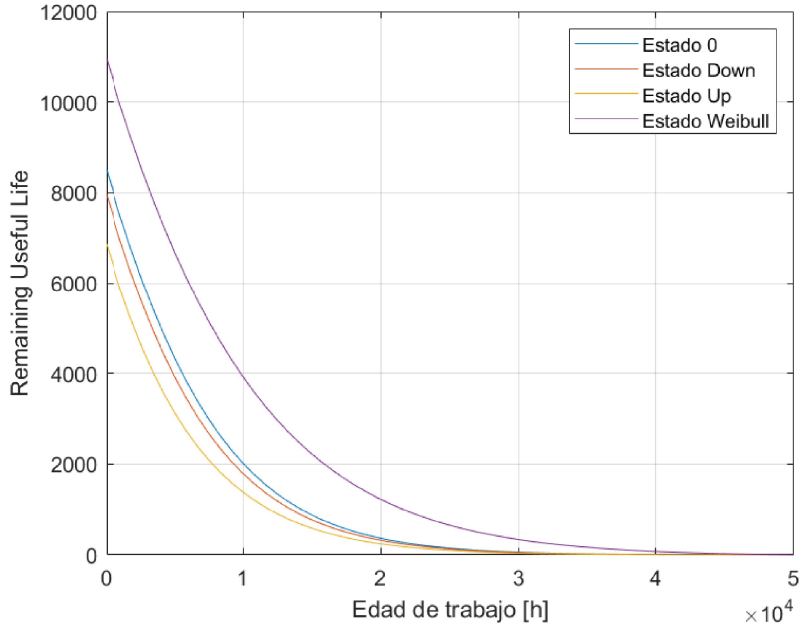


Figura 8.4: Vida remanente esperada para un inversor fotovoltaico sin inclusión de condiciones de operación.
Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos dejan en evidencia que la vida remanente estimada para un inversor fotovoltaico que se encuentra expuesto a condiciones de operación es considerablemente más baja al caso estimado en el cual no se consideran dichas condiciones. La diferencia de RUL , para el tiempo de inicio de operación del activo, es de aproximadamente tres mil horas.

Por otra parte es preciso mencionar que los resultados obtenidos en los análisis anteriormente realizados se conectan estrechamente con la cantidad y la calidad de datos obtenidos y utilizados para el presente estudio, debido a que estos últimos no abarcan la vida útil completa de un equipo de este tipo, más bien se focalizan en los primeros años de operación. Esto último debido a data a la cual fue posible acceder.

8.1. Benchmarking

A partir de los resultados obtenidos se torna de sumo interés comparar dichos resultados con estudios anteriores que tenían como objetivo determinar, a partir del modelo de Weibull, la confiabilidad de un inversor fotovoltaico. Los estudios elegidos para llevar a cabo la comparación fueron seleccionados a través de un proceso de Benchmarking.

En el primer caso se comparan los resultados de confiabilidad obtenidos en el presente estudio, con sus respectivos parámetros estimados, versus una estimación de confiabilidad a través del modelo de Weibull [23] que solo tiene dependencia temporal. Los parámetros β y η utilizados en el estudio de referencia fueron 3 y 20479 [hrs.] respectivamente. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 8.5.

La gráfica muestra que el comportamiento temporal de la curva de confiabilidad de un inversor fotovoltaico presenta una notoria relación con los resultados obtenidos en el presente estudio. La diferencia aparece cuando se analizan los horizontes de tiempo a los cuales la confiabilidad comienza a decaer. Dicha diferencia se genera debido a la determinación de parámetros del caso de estudio, en el cual se utilizó un historial de fallas que tenía como una edad máxima a la falla de aproximadamente 25 mil horas, lo cual es una edad notoriamente inferior a lo esperado como vida útil del equipo. Este historial de fallas condiciona la

determinación de parámetros, lo que genera que los resultados del presente estudio obtengan un decaimiento más acelerado de confiabilidad que para el caso externo de comparación.

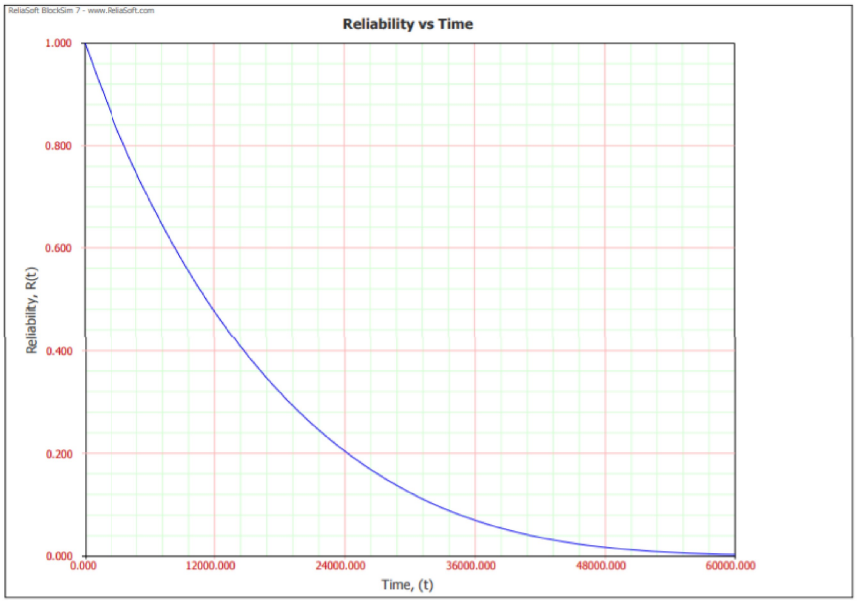


Figura 8.5: Confiabilidad en función del tiempo para un inversor fotovoltaico.
Fuente: Schenkelberg, F. (2013). Using reliability modeling and accelerated life testing to estimate solar inverter useful life. [Figura]

Finalmente se vuelve importante lograr una segunda comparación en donde se analicen los casos de influencia de las condiciones de operación. A partir del anteriormente mencionado estudio de benchmarking fue imposible obtener un estudio anterior en el cual se determinarán las influencias de las tres variables consideradas en el presente estudio, por lo que se optó por basar la comparación en un estudio que determinaba la influencia de la temperatura en la estimación de la confiabilidad de un inversor fotovoltaico a través del modelo de cadenas de Markov [24]. Los resultados de dicho estudio son posible visualizar en la figura 8.6.

La gráfica deja en evidencia que los aumentos constantes de temperatura van aumentando la probabilidad de que el equipo falle a una determinada edad de operación. Este resultado coincide con lo obtenido en el presente estudio en el cual se determinó que una constancia en fallas provocadas por el sobrecalentamiento de la placa electrónica provocarán una disminución de la confiabilidad en el tiempo. Al igual que en el caso de la comparación anterior la diferencia con respecto al caso de estudio se observa en el decaimiento de la curva con respecto al tiempo. La causa de dicha diferencia responde, al igual que en el caso anterior, con la determinación de parámetros a partir del historial de fallas, el cual se encuentra restringido a los primeros años de funcionamiento del equipo.

A su vez, a pesar de no considerar a la tensión y a la intensidad de corriente como condiciones de operación, en [24] las variaciones de dichos parámetros eléctricos vienen intrínsicamente incluidos en el análisis debido a que los relacionan con las variaciones de temperatura provocadas en la operación del equipo.

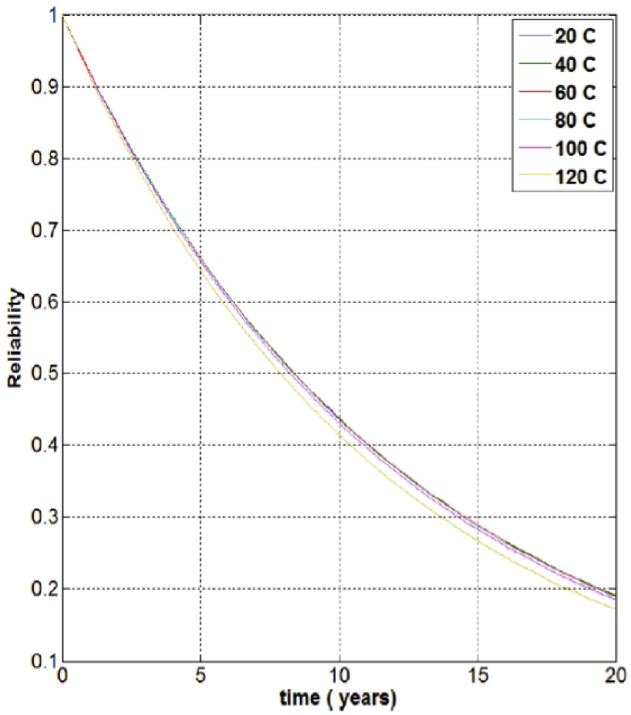


Figura 8.6: Influencia de la temperatura de operación en la confiabilidad de un inversor fotovoltaico.
Fuente: Khalil M. (2016). Markov process reliability model of PV inverter. [Figura]

9 | Conclusiones

A partir del estudio realizado es posibe evidenciar que la industria nacional fotovoltaica posee un gran potencial de información y recursos los cuales pueden aportar en la mejora continua de todos los ámbitos relacionados con la operación y el mantenimiento de sus instalaciones. En una primera parte fue posible concluir que en la actualidad el mantenimiento realizado a sistemas fotovoltaicos se restringe y se focaliza básicamente a tareas de tipo correctivas y preventivas, las cuales en un gran porcentaje se desarrollan a partir de la estandarización de procesos recomendados por los fabricantes de cada uno de los respectivos equipos. Entre las principales tareas de mantenimiento que se desarrollan en la actualidad en la industria fototovoltaica se encuentran la limpieza de módulos y la termografía a equipos eléctricos y a paneles, las cuales se realizan con determinada frecuencia previamente establecida e independiente de las condiciones de operación, tanto de agentes internos como externos, a las cuales se ve sometido el sistema. Desde el punto de vista del mantenimiento predictivo, en la actualidad el monitoreo de condiciones no se utiliza para la aplicación de herramientas CBM, más bien el único uso que se le da actualmente a dicha información es la determinación de fallas a través de la detección de disminución de la generación de energía eléctrica.

En una segunda parte, y a través de un análisis de criticidad a través de herramientas como el diagrama de Jack Knife y una matriz de criticidad, fue posible concluir que el activo crítico dentro de un sistema fotovoltaico es el Inversor. El análisis de parámetros claves dentro de la operación de un activo tales como la frecuencia de fallas , las consecuencia de esas fallas, el tiempo medio de reparación de esas fallas y la indisponibilidad causada por esas fallas dieron paso a la determinación del inversor como el activo con mayor índice de criticidad, por sobre el módulo fotovoltaico y por sobre el sistema de transformación de tensión de un sistema fotovoltaico. Esta determinación a su vez permitió concluir que las fallas a las cuales se ven expuestos este tipo de sistemas son en un gran porcentaje atribuibles a agentes externos a los equipos, como condiciones climáticas y/o condiciones de la red de distribución de energía eléctrica, condiciones que a su vez se relacionan estrechamente con el funcionamiento del equipo crítico del sistema, el inversor.

Otro objetivo importante en el presente estudio era el estudiar y analizar la factibilidad de la implementación futura de un modelo de mantenimiento basado en condiciones. Con dicho fin se implementó la herramienta Data Assessment a la operación y el mantenimiento de una planta fotovoltaica ubicada en la localidad de Calama, II región del país. A partir de dicho estudio es posible concluir que los niveles y la calidad de la información proveniente de los diferentes procesos que involucran el funcionamiento de una instalación fotovoltaica cumplen con los requisitos mínimos, desde los puntos de vista técnico, económico y administrativo, para la implementación del CBM. Por otro lado, la implementación de la herramienta FMECA permitió concluir las principales formas de falla que puede tener un inversor fotovoltaico en operación y expuesto a sus respectivas condiciones de operación. Esta determinación de modos de fallas también permitió aportar a una conclusión previa sobre la factibilidad de la implementación del mantenimiento predictivo, ya que dichas fallas se encontraban estrechamente relacionadas con las condiciones de operación que en la actualidad están siendo monitoreadas por los sistemas de comunicación del inversor.

Por otra parte, la determinación de los parámetros tanto del modelo de Weibull como del modelo PHM fue posible a través de la implementación del método de máxima verosimilitud. A partir de los resultados obtenidos a través este método se puede concluir que el inversor fotovoltaico es un equipo con un comportamiento de falla por desgaste o por uso debido a su parámetro β muy cercano a 1. Por otro lado, según los datos analizados, el parámetro de escala determina que cuando el tiempo sea igual a las 11656 hrs.

la probabilidad de falla correspondería a un 67 %. Para el caso de los pesos ponderados obtenidos obtenidos a partir del método anteriormente mencionado, es posible concluir que la condición de operación que tiene más influencia en la confiabilidad del equipo es su temperatura de operación, lo cual era un resultado esperado considerando que la operación de equipos electrónicos se ve afectada de manera negativa por un aumento de temperatura, indistintamente el equipo que sea. La segunda condición de operación más influyente fue la variación de tensión del lado de alterna, mientras que en último lugar se encuentra el aumento de corriente continua.

Finalmente y a raíz de los resultados obtenidos es posible concluir que la confiabilidad de un inversor fotovoltaico se ve considerablemente afectada a la hora de analizarlo desde la consideración de sus condiciones de operación a las cuales se encuentra sometido. Los resultados arrojaron diferencias del orden del 10 % cuando se comparaba la confiabilidad del activo entre los escenarios dependientes del tiempo y dependiente tanto del tiempo como de las condiciones de operación respectivamente. Por otra parte, y como consecuencia de la disminución de la confiabilidad, también se concluyó que la vida remanente esperada se ve afectada cuando se analiza considerando las condiciones de operación del equipo. Dichos resultados entregaron diferencias de aproximadamente tres mil horas más de vida remanente para el caso dependiente solo del tiempo de operación en el momento de inicio de funcionamiento del inversor.

9.1. Recomendaciones

A partir de la investigación y el análisis realizado en el presente estudio es posible identificar ciertas oportunidades de mejora y ciertas recomendaciones que se pueden plasmar en estudios futuros y que servirán para mejorar los resultados obtenidos.

Desde el punto de vista de la industria nacional fotovoltaica, a pesar de que se es posible identificar una generación constante de información proveniente de los procesos, es preciso hacer incapié en mejoras tanto del tratamiento como de la disponiilidad de dicha información. A pesar de que para la validación de un modelo estadístico como el aplicado en el presente estudio es necesario como mínimo 12 mediciones, el presente estudio utiliza 50 mediciones lo cual mejora la convergencia de los resultados obtenidos. Pero, ¿Qué pasaría si la información disponible fueran 500 mediciones? ¿O tal vez 1000 mediciones?, los resultados obtenidos tendrían aún más una mejor precisión y una mayor convergencia al resultado esperado. Por eso el llamado es a que la industria permita el desarrollo de la investigación en el ámbito del mantenimiento dando acceso a la información proveniente de sus procesos, y dando un soporte para que dicha información sea adquirida de forma más automática y no de la forma manual como se accede en la actualidad.

Por otra parte, se hace interesante la implementación de modelos que den paso a planes de mantenimiento predictivo en este tipo de sistemas, por lo que el presente trabajo tambíen tiene el fin de promover poder continuar con esta línea investigativa abarcando otros subsistemas como lo son los centros de transformación o los centros de generación de sistemas fotovoltaicos. Con este misma misión también resultaría beneficioso para los resultados obtenidos la inclusión de la mayor cantidad de variables físicas que condicionan la operación de un equipo, lo cual obviamente tiene que ir de la mano con la calidad y cantidad de información entregada por el proceso.

Con lo que respecta al modelo Weibull - PHM, para estudios futuros se recomienda estimar los parámetros β η y γ's con una mayor cantidad de información sobre las condiciones monitoreadas, ya que dichos valores son susceptibles a la variación de la información. En el presente estudio se utilizó data acerca de los primeros 5 años de operación de una familia de inversores, lo cual es relativamente inferior a la vida útil de este tipo de equipos, la cual se mueve entre los 10 y 12 años. Dicha mejora promoverá una mejor precisión y una mejor convergencia en los resultados obtenidos.

Referencias

[1] Terra Consuelo. (2009). *El nuevo mapa de la energía solar en el norte*. Recuperado de http://bit.ly/2XvpewO.

[2] Comisión Nacional de Energía. (2019). *Capacidad total instalada*. Recuperado de http://bit.ly/2YHwWQZ.

[3] *Revolución solar en Chile: Conoce las 10 plantas fotovoltaicas más grandes del país*. (2017). Recuperado de https://afly.co/6tw2.

[4] Portal Minero. (2019). *El fuerte crecimiento de la energía solar proyecta un auspicioso 2019*. Recuperado de http://bit.ly/2Jvrnio.

[5] Ramón Roca. (2019). *La imparable caída de los costes de la fotovoltaica*. Recuperado de http://bit.ly/2xA895u.

[6] Lorenzo E. (2014). *Ingeniería Fotovoltaica*. Sevilla: Progensa.

[7] Mendes J.C. (2017). *Transformador de Potencia en Alta Tensión: Especificación Técnica, Diseño, Desempeño General y Valor Global*. Quito: ABB.

[8] Mora Gutiérrez, A. (2010). Mantenimiento: Planeación, ejecución y control / Luis Alberto Mora Gutiérrez (1a. ed.). México D.F.: Alfaomega Grupo Editor.

[9] Félix Gómez de León. (1998). Tecnología del mantenimiento industrial. España: Universidad de Murcia.

[10] Torres D. (2005). *Mantenimiento su Implementación y Gestión. 2da. Edición*. Argentina: Editorial Universitas.

[11] Sánchez A. M. (2017). *Técnicas de mantenimiento predictivo. Metodología de aplicación en las organizaciones*. Bogotá: Universidad Católica de Colombia.

[12] CORFO. (2017). Estudio Benchmarking de Plantas Solares Fotovoltaicas en Chile. Recuperado de http://bit.ly/32fJ5yF.

[13] Améndola L.(2002). Modelos mixtos de confiabilidad. Valencia: Instituto PMM para el aprendizaje.

[14] CHODKIEWICZ, M. R.; MONTGOMERY, N. (2014). *Data fitness for purpose: assessing the quality of industrial data for use in mathematical models. En 8th International Conference on Modelling in*

Industrial Maintenance and Reliability, Institute of Mathematics and its Applications. Oxford.

[15] Dukes T. J. Schmidt B. M. (2017). *FMECA-based analyses: A SMART foundation*. Orlando.

[16] Banjevic D. & Jardine A. (2005). *Calculation of reliability function and remaining useful life for a Markov failure time process*. Ontario.

[17] Gill R. D. & Johansen S. (1990). *A survey of product-integration with a view toward application in survival analysis*. Ann. Stat.

[18] Guess F. & Proschan F. (1988). *Mean residual life: theory and applications. Handbook of Statistics*. New York.

[19] Zhang Q.; Wai-Tat Tse P.; Wan X. & Xu G. . (2014). *Remaining useful life estimation for mechanical systems based on similarity of phase space trajectory*. China: School of Mechanical Engineering, Xi'an Jiaotong University.

[20] Marín J. (2012). *Cadenas de Markov*. Recuperado de http://bit.ly/2YNn2NF.

[21] Liu H. & Makis V. (1996). *Cutting-Tool Reliability Assessment in Variable Machining Conditions*. Toronto.

[22] F. L. Lewis, L. Xie & D. Popa. (2018). *Optimal Estimation, Optimal and Robust Estimation*: CRC PREss 2008.

[23] Schenkelberg, F. (2013). *Using reliability modeling and accelerated life testing to estimate solar inverter useful life*. Canada.

[24] Khalil M. (2016). *Markov process reliability model of PV inverter*. Milan.