

2019-05

# ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CONDICIONAL Y VIDA REMANENTE ESPERADA EN PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA LA APLICACIÓN DE MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN

ARANCIBIA FUENTES, JAVIER IGNACIO

---

<https://hdl.handle.net/11673/47909>

*Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA*

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA  
MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO-CHILE



Análisis de confiabilidad condicional y vida  
remanente esperada en paneles solares fotovoltaicos  
para la aplicación de modelo de mantenimiento  
basado en condición.

Javier Ignacio Arancibia Fuentes

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO  
CIVIL MECÁNICO

Profesor Guía: David Godoy R.

Profesor Coguía: Luis Guzmán B.

Mayo 2019

# Índice

Capítulo 1 .....	8
1.1 Introducción .....	8
1.2 Problemática.....	8
1.3 Estado del arte .....	15
1.3.1Mantenimiento .....	15
1.3.2 El modelo de riesgos proporcionales (PHM).....	18
1.3.3 Implementación de CBM en distintas industrias .....	19
Capítulo 2 .....	22
2 Objetivos .....	22
2.1 Objetivo General .....	22
2.2 Objetivos Específicos.....	22
Capítulo 3 .....	23
3.1 Metodología .....	23
3.2Desarrollo de la metodología .....	24
3.2.1 Levantamiento de información. ....	24
3.2.1.1 Operación: .....	24
3.2.1.2 Mantenimiento .....	25
3.2.1.2.1 Paneles fotovoltaicos. ....	25
3.2.1.2.2Trackers .....	27
3.2.1.2.3 String box.....	29
3.2.1.2.4 Centro de transformación .....	30
3.2.2 Implementación del Data Assessment .....	31
3.2.3 Determinación de las Variables críticas.....	42
3.2.4 Estudio benchmarking para estimar los parámetros involucrados en la tasa de falla de paneles solares. ....	49
Capitulo 4 .....	52

4.1 Definiendo la cadena de Markov para la confiabilidad condicional de un módulo fotovoltaico ..... 52

4.2 Caso de estudio ..... 61

Capítulo 5 ..... 69

    Conclusiones Recomendaciones y Trabajos futuros..... 69

Capítulo 6 ..... 71

    Bibliografía ..... 71

Anexo ..... 74

## Índice de ilustraciones

Ilustración 1.1: Escenario de baja y alta emisión. Fuente [22].....	9
Ilustración 1.2: Evolución del mercado de paneles fotovoltaicos. Fuente[4]	10
Ilustración 1.3: Potencia mundial instalada fotovoltaica Fuente [5] .....	11
Ilustración 1.4: Mapa del recurso solar de Chile. Fuente:[23] .....	12
Ilustración 1.5: Matriz energética chilena en el 2017. Fuente [24].....	13
Ilustración 1.6: Estado de proyectos ERNC en el país (MW) Fuente:[25] ...	13
Ilustración 1.7: Cuadro resume estado de proyectos ERNC. Fuente [26].....	14
Ilustración 1.8: Curva del mantenimiento preventivo respecto a fallas. Fuente [27] .....	16
Ilustración 1.9: Curva del mantenimiento correctivo respecto de las fallas. Fuente [27].....	16
Ilustración 1.10: Curva del mantenimiento predictivo respecto de las fallas. Fuente [27].....	17
Ilustración 3.1: Tractor de limpieza.....	27
Ilustración 3.2: Cableado sin abrazaderas .....	27
Ilustración 3.3: Grasera principal obstruida por mal diseño.....	28
Ilustración 3.4: Estructura soportante inadecuada.....	28
Ilustración 3.5: Posición de defensa del tracker. ....	29
Ilustración 3.6: Data Assessment para modulo fotovoltaico .....	39
Ilustración 3.7: Diagrama de flujo para la construcción del Data Assessment. .....	40
Ilustración 3.8: Data Assessment para paneles solares .....	41
Ilustración 3.9: Data Assessment para inversores .....	41
Ilustración 3.10: Influencia de la temperatura en el rendimiento del módulo fotovoltaico. Fuente [27] .....	47
Ilustración 3.11: Extracto tabla distribución para la tasa de fallas de diversos componentes. Fuente [19] .....	51
Ilustración 4.1: Matriz probabilidad de transición .....	52
Ilustración 4.2: Matriz probabilidad de transición, transcurrido un cambio de estado .....	53
Ilustración 4.3: Diagrama de transición de estados para la cadena de Markov en caso de contemplar 5 estados.....	53

Ilustración 4.4: Extracto de los datos para construir la matriz tasa de transición .....	55
Ilustración 4.5: Confiabilidad condicional para un $\gamma=0.2$ .....	62
Ilustración 4.6: Confiabilidad condicional para un $\gamma=0.1$ .....	62
Ilustración 4.7: Confiabilidad condicional para un $\gamma=0.07$ .....	63
Ilustración 4.8: Confiabilidad condicional para un $\gamma=0.05$ .....	63
Ilustración 4.9: Confiabilidad condicional para un $\gamma=0.03$ .....	64
Ilustración 4.10: RUL con $\gamma=0.2$ .....	65
Ilustración 4.11: RUL con $\gamma =0.1$ .....	66
Ilustración 4.12: RUL con $\gamma =0.07$ .....	66
Ilustración 4.13:RUL con $\gamma =0.05$ .....	67
Ilustración 4.14: RUL con $\gamma =0.03$ .....	67

## Índice de tablas

Tabla 3.1: Data requerida para la implementación de un CBM Fuente[11] .	32
Tabla 3.2: Puntuación identificación del activo. Fuente [11].....	34
Tabla 3.3: Puntuación fecha inicio/termino historial. Fuente [11].....	34
Tabla 3.4: Puntuación Indicador de modo de falla. Fuente [11] .....	35
Tabla 3.5: Puntuación Indicador de suspensión (MP/ inspección/ otros no falla) . Fuente [11].....	35
Tabla 3.6: Puntuación Registro de tiempos de operación o utilización del activo antes del evento. Fuente [11].....	35
Tabla 3.7: Puntuación fecha y duración del evento (Falla/suspensión). Fuente [11] .....	36
Tabla 3.8: Puntuación registro de tiempos de operación o utilización del activo después del evento. Fuente [11] .....	36
Tabla 3.9: Puntuación Costo de reemplazo preventivo. Fuente [11] .....	36
Tabla 3.10: Puntuación Costo de reemplazo correctivo. Fuente [11] .....	37
Tabla 3.11: Puntuación Intervalo/tiempo de intervención preventiva. Fuente [11] .....	37
Tabla 3.12: Puntuación Intervalo/tiempo de intervención correctiva. Fuente [11] .....	37
Tabla 3.13: Puntuación Costo de lucro cesante. Fuente [11] .....	37
Tabla 3.14: Puntuación Tiempo cesante. Fuente [11] .....	38
Tabla 3.15: Puntuación Fecha/hora de evento de reparación/inspección del activo. Fuente [11].....	38
Tabla 3.16: Puntuación Registro de nombre (ID) y valores de signo vitales monitoreados. Fuente [11].....	38
Tabla 3.17: Puntuación para evaluar la severidad de la falla. Fuente [12].....	43
Tabla 3.18: Puntuación para la Probabilidad de falla. Fuente [12] .....	44
Tabla 3.19: Puntuación para la detección de fallas. Fuente [12].....	45

Tabla 3.20: Extracto FMECA para módulos fotovoltaicos.Fuente: elaboración propia.....	46
Tabla 3.21: Gravedad de la falla y su sobretemperatura asociada .....	48
Tabla 3.22: Porcentaje de fallas detectadas según gravedad de la falla .....	48
Tabla 4.1: Gravedad de falla, estado y rango de sobretemperatura .....	54
Tabla 4.2: Extracto de datos inputs y outputs para la construcción de la confiabilidad condicional .....	54
Tabla 4.3: Matriz contadora de transición de estado .....	55
Tabla 4.4: Extracto de la tabla diferencia t y sus respectivos tiempos de estados .....	56
Tabla 4.5: Matriz tasa de transición. ....	56
Tabla 4.6: Extracto de la estructura de datos para el historial de fallas. ....	59
Tabla 4.7: Variación de los parámetros de escala $\eta$ y forma $\beta$ al incluir distintas condiciones de monitoreo. Fuente [21] .....	60
Tabla 4.8: Valor de la estimación de los parámetros de escala y forma. ....	61



# Capítulo 1

## 1.1 Introducción

El continuo aumento de la energía solar fotovoltaica ha conducido al mercado a replantear las actuales políticas y estrategias de operación y mantenimiento (O&M), en especial las aplicadas a uno de los elementos centrales en la conversión energética: el panel solar fotovoltaico (FV). Las empresas en la actualidad suelen basar las decisiones de mantenimiento en base a las recomendaciones indicadas por el fabricante las cuales, en reiteradas ocasiones, conlleva a gastos adicionales y a un desperdicio de parte de la vida útil del activo. Para optimizar las decisiones económicas tomadas por las empresas, se ha implementado una herramienta que permite optimizar la toma de decisiones de O&M y maximizar la vida útil del activo a través de la estimación de la salud y vida útil remanente del activo, lo cual se enmarca en la implementación de un modelo que monitoree condiciones, específicamente fallas asociadas a la temperatura. Se espera que el modelo CBM entregue como resultado una edad de desgaste acelerado asociado al conjunto de paneles solares, en el cual la temperatura sea el factor con mayor influencia. En conclusión, la aplicación de un modelo CBM sobre un panel solar FV optimiza los tiempos de mantenimiento lo cual se traduce en una disminución de los costos de operación. Dado los buenos resultados, se plantea la implementación del modelo CBM para un futuro sobre otros activos de la planta como los tracking solares o el inversor.

## 1.2 Problemática

Para entender el auge que ha presentado la industria fotovoltaica es preciso identificar y comprender ciertos antecedentes que a continuación serán presentados

En primer lugar se tiene al calentamiento global, este fenómeno es uno de los problemas a nivel mundial que debe ser afrontado de manera urgente, puesto que podría significar el aumento de la temperatura global. El principal responsable del calentamiento global es el  $CO_2$  el cual se produce en la combustión, es por esto que si no se toman medidas en cuanto a la reducción en la emisión de este agente, el aumento de la temperatura global sería inevitable [3].

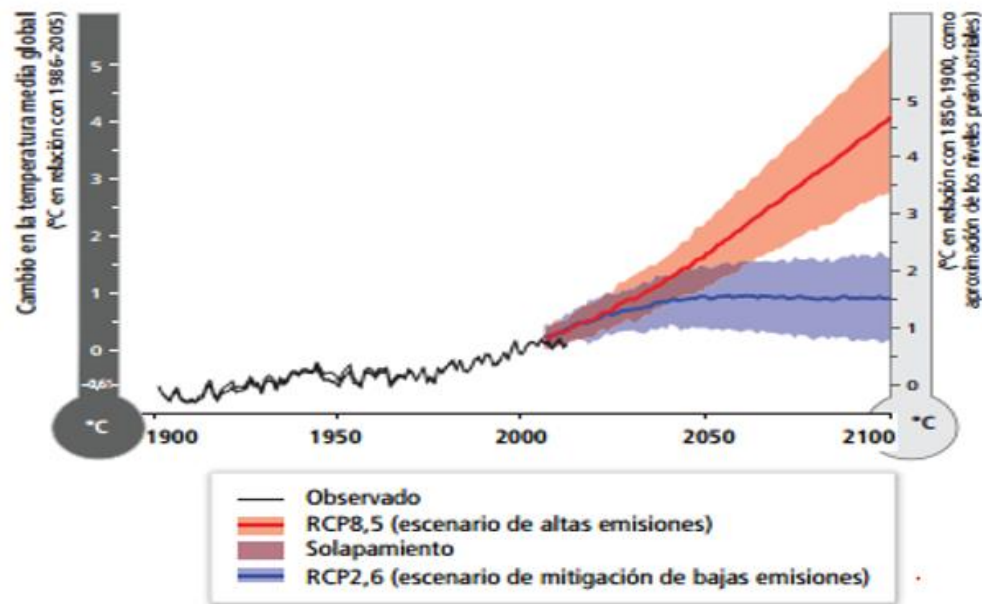


Ilustración 1.1: Escenario de baja y alta emisión. Fuente [22]

Para afrontar esta problemática es que, en 2015 en París se realizó la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático el cual tenía por objetivo mantener la temperatura media mundial “muy por debajo” de dos grados centígrados respecto a los niveles preindustriales, aunque los países se comprometen a llevar a cabo todos los esfuerzos necesarios para que no rebase los 1,5 grados y evitar así “los impactos más catastróficos del cambio climático”[3].

Por su parte la resolución de esta conferencia se tradujo en el acuerdo de 187 países de los 195 que forman parte de la convención de cambio climático de la ONU, a comprometerse en la lucha contra el cambio climático por lo que esto se traduce en cierta medida en el fomento y desarrollo de las energías amigables con el medioambiente [3].

El compromiso menciona que los países desarrollados “deben” contribuir a financiar la mitigación y la adaptación en los Estados en desarrollo, y anima a otros

países que estén en condiciones económicas de hacerlo a que también aporten voluntariamente. Las naciones ricas deberán movilizar un mínimo de 100.000 millones anualmente desde 2020 para apoyar la mitigación y adaptación al cambio climático en los países en desarrollo, así como revisar al alza esa cantidad antes de 2025[3].

En segundo lugar la irrupción de china en la fabricación de módulos solares abarato los costos de producción e incluso permitió estandarizar la tecnología solar por lo que este factor también es de suma importancia, puesto que atrae la inversión y fomenta el desarrollo de esta industria. A continuación se presenta un gráfico que muestra como china se apodero paulatinamente del mercado de los paneles solares desplazando ampliamente a sus competidores [4].

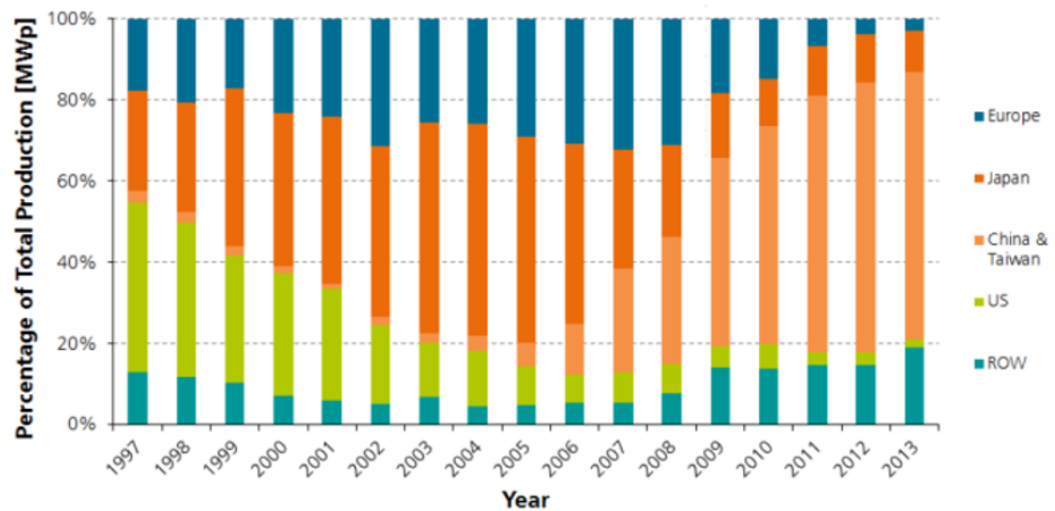


Ilustración 1.2: Evolución del mercado de paneles fotovoltaicos. Fuente: [4]

Ahora bien, el escenario anterior, a su vez se tradujo en un aumento de la capacidad instalada en el mundo de energía proveniente de plantas fotovoltaicas, a continuación se presenta un gráfico donde se presenta al aumento paulatino de la capacidad instalada proveniente de fuentes fotovoltaicas donde se destacan China, Alemania y Japón [5].

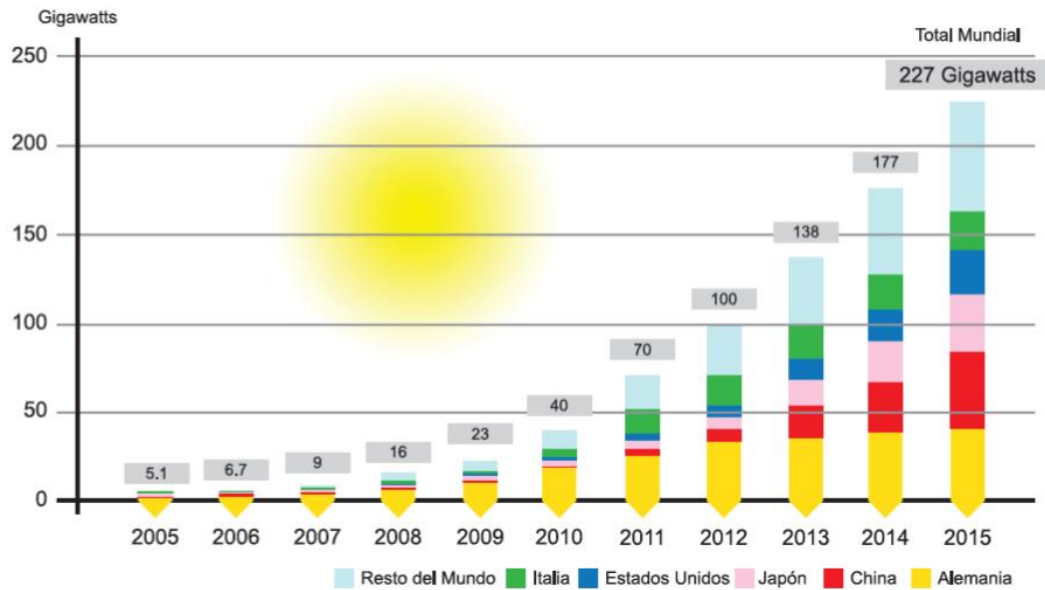


Ilustración 1.3: Potencia mundial instalada fotovoltaica Fuente [5]

Ahora bien ya se han considerado ciertos factores de carácter externo a nuestra realidad nacional, por lo que ahora corresponde identificar los factores que permitirán el desarrollo de esta tecnología en nuestro país.

Uno de los factores más relevantes para nuestro país es la abundancia del recurso solar en el territorio, específicamente en la zona norte, donde los niveles de radiación global son lo suficientemente altos para la instalación de plantas solares, incluso en nuestro país se registran los niveles de radiación global más altos de nuestro planeta [3] por lo que esto refleja sin duda el potencial que posee el norte de Chile para el aprovechamiento de este recurso. A continuación se presenta la distribución de radiación global promedio anual a lo largo de nuestro país.

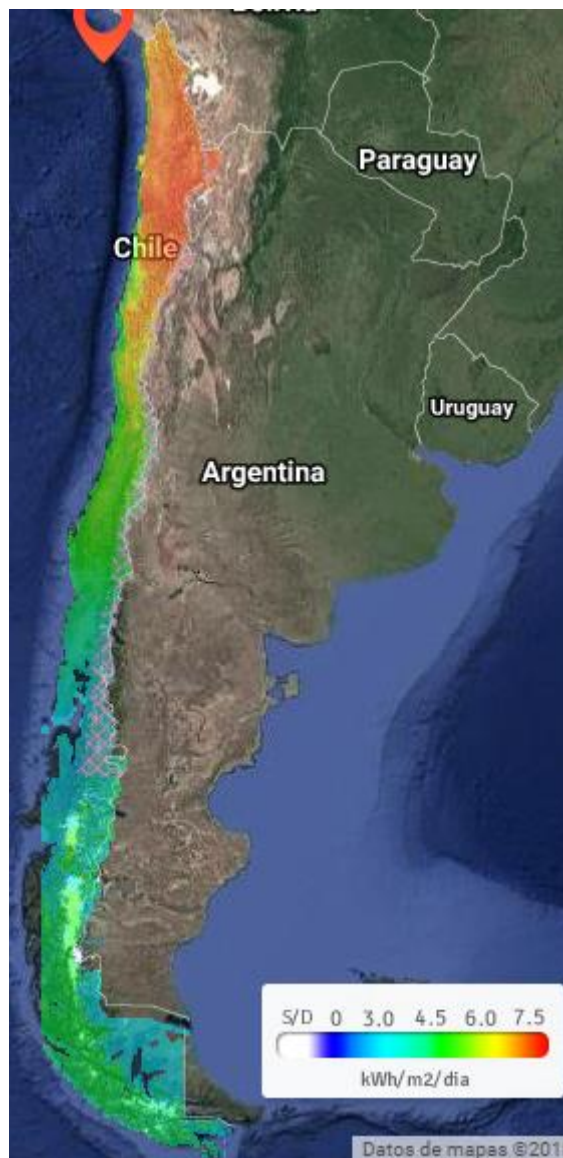


Ilustración 1.4: Mapa del recurso solar de Chile. Fuente:[23]

Otro aspecto importante a considerar LEY 20.698 (20/25) donde se busca fomentar y desarrollar las energías renovables no convencionales (ERNC) ocupando un 20% de la matriz energética Chilena para el año 2025[6], Esto refleja el compromiso del país con la sustentabilidad de su matriz energética y, además, genera las condiciones para que las fuentes de energía ERNC puedan convertirse en un aporte relevante. Ahora bien hay que destacar que esta meta está muy pronta a ser cumplida puesto que en octubre de 2017 las ERNC totalizaron el 20,2% de la generación de los sistemas interconectados del Norte Grande (SING) y Central (SIC), representativos de casi la totalidad del consumo eléctrico del país [7] por lo que la reformulación de esta ley y en consecuencia la modificación de esta meta

podría incentivar aún más el mercado de las ERNC. A continuación se muestra un gráfico que representa el porcentaje de ERNC instalados a principios de 2017.

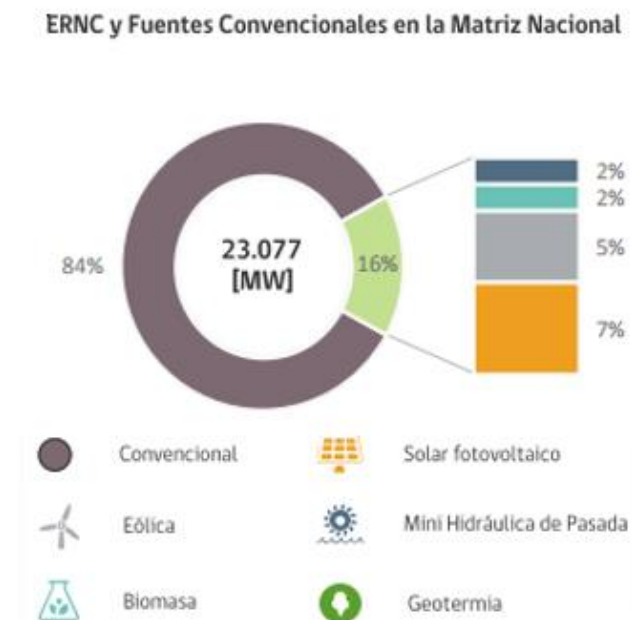


Ilustración 1.5: Matriz energética chilena en el 2017. Fuente [24]

Ahora bien es necesario identificar como dentro de todas las tecnologías ERNC, la energía solar está tomando la mayor relevancia, es por esto que continuación se presentan dos tablas que explican como la tecnología solar está creciendo en mayor medida que las demás ERNC.

Estado	Operación	Construcción	SEIA	
			RCA aprobada, sin construir	En calificación
Mini-Hidro	260	64	178	125
Eólica	205	90	2800	1670
Biomasa	278	170	69	7
Solar	1	0,3	694	2471
Geotermia	0	0	50	70
<b>Total</b>	<b>743</b>	<b>325</b>	<b>3791</b>	<b>4343</b>

Ilustración 1.6: Estado de proyectos ERNC en el país (MW) Fuente:[25]

Tecnología	Operación (1) [MW]	En Pruebas [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada (2) [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa (3)	468	3	0	498	59
Eólica	1.535	3	538	9.513	3.039
Geotermia	0	24	0	120	100
Mini Hidro (4)	488	20	75	824	165
Solar - PV	2.111	167	242	16.276	7.687
Solar - CSP	0	0	110	2.348	300
Total	4.602	218	964	29.579	11.350

*Ilustración 1.7: Cuadro resume estado de proyectos ERNC. Fuente [26]*

Tomando en cuenta estas dos tablas es posible apreciar el aumento explosivo de la tecnología solar en nuestro país y como seguirá aumentando dentro de los próximos años, lo que refleja cómo han influido en el mercado el compromiso del país en fomentar esta tecnología además de como todos los antecedentes externos anteriormente planteados han también contribuido en este aumento de la potencia instalada del sector energético solar.

Ahora bien esta aumento explosivo de la tecnología solar en Chile no ha ido acompañada de una correcta implementación, si bien el recurso solar es abundante, la poca consideración de las condiciones operacionales en la fase de diseño, se traduce en un complejo escenario para el O&M, puesto que muchos de los equipos involucrados en la planta solar fotovoltaica no están diseñados para operar en condiciones tan adversas, esto a su vez implica que los costos de operación hayan aumentado con respecto a lo presupuestado en la fase de diseño.

Las condiciones a las cuales se están sometiendo los equipos de las plantas fotovoltaicas difieren radicalmente con las pruebas que se realizan en los laboratorios, por lo que la vida útil de los activos se está acortando. Otro de las problemáticas que están experimentando los O&M de las plantas solares fotovoltaicas, es que su performance siempre se está evaluando con respecto a las rendimientos asegurados por los fabricantes, y la realidad indica que operar en un clima tan implacable como el del desierto de Atacama, no es posible sobrepasar la producción esperada según el performance de diseño de los diferentes equipos.

Por su parte el mantenimiento en plantas solares se caracteriza por ser netamente correctivo, lo cual indica la falta de experiencia en esta materia, esto debido a lo relativamente nueva que es la implementación de esta tecnología de generación energética en nuestro país[8].

Considerando los antecedentes planteados anteriormente es que surge la oportunidad de implementar un sistema de mantenimiento autónomo basado en condición para plantas fotovoltaicas en climas desérticos y de alta radiación, el cual busca estimar la confiabilidad y el estado de salud de un activo en particular, en este caso el modulo fotovoltaico, considerando los factores climatológicos que podrían influir en la vida útil del activo. Cabe destacar que estos sistemas de mantenimiento, serán únicos y diferentes para cada planta, debido a que es de tipo CBM, donde se deben considerar la salud del activo en estudio y por otro lado las condiciones a monitorear que se ven afectadas directamente por la realidad geográfica y climatológica de cada planta, lo cual representa un desafío interesante a la hora de evaluar cada planta para la futura implementación de esta tecnología.

## **1.3 Estado del arte**

### **1.3.1 Mantenimiento**

Se puede definir como conjunto de acciones tomadas para prevenir que un dispositivo o componente falle o para reparar la degradación de un equipo debido a su operación para mantenerlo en buen estado de funcionamiento [9]. Dentro de los modelos de mantenimiento, se pueden diferenciar tres grandes grupos:

- **Mantenimiento preventivo:** Se define como la ejecución planificada de un sistema de inspecciones periódicas, cíclicas y programadas y de un servicio de trabajos de mantenimiento previsto como necesario, para aplicar a todas las instalaciones, maquinas o equipos, con el fin de disminuir los casos de emergencias y permitir un mayor tiempo de operación en forma continua, se efectúa con la intención de reducir al mínimo la probabilidad de falla, o evitar la degradación de las instalaciones, sistemas, máquinas y equipos [9].



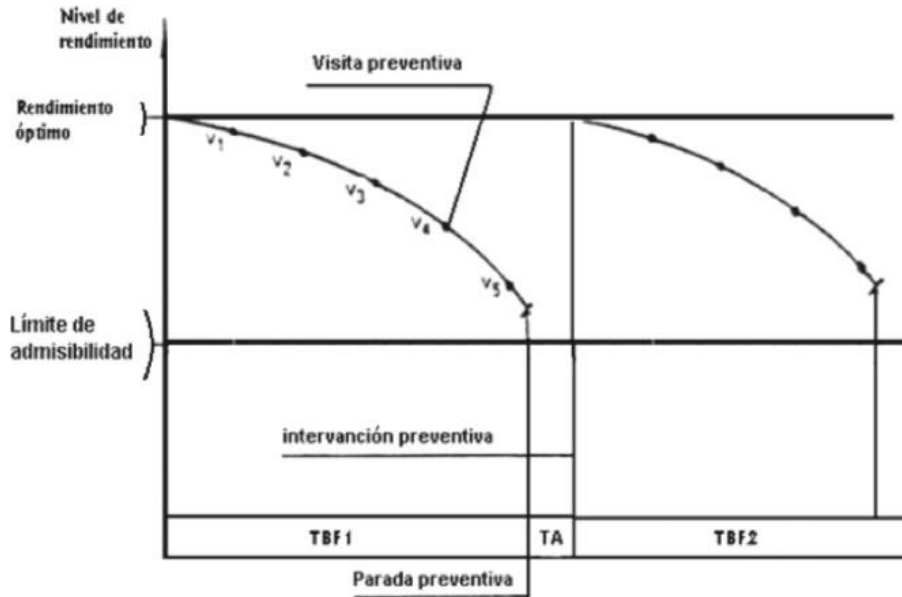


Ilustración 1.8: Curva del mantenimiento preventivo respecto a fallas. Fuente [27]

- **Mantenimiento correctivo:** Se define como una intervención necesaria para poder solucionar un defecto o una falla ya ocurrida. Es la actividad de reparar averías a medida que estas se van produciendo en máquinas o equipos, el personal encargado de notificar la avería es el mismo operador y el encargado de realizar la reparación es el personal de mantenimiento [9].

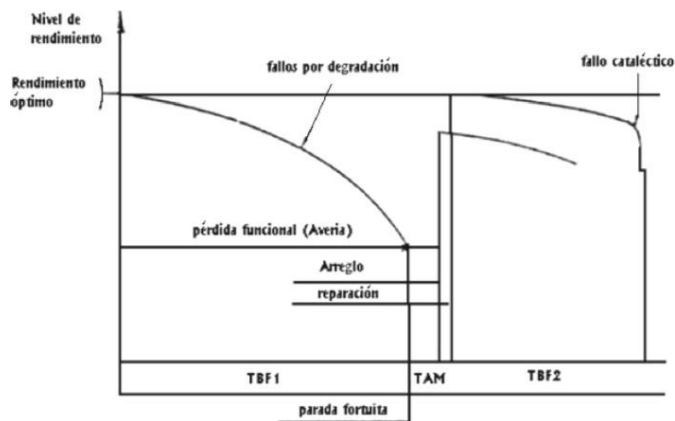


Ilustración 1.9: Curva del mantenimiento correctivo respecto de las fallas. Fuente [27]

- **Mantenimiento predictivo:** El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar a través de condiciones el punto futuro de falla de un

componente de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza [9]

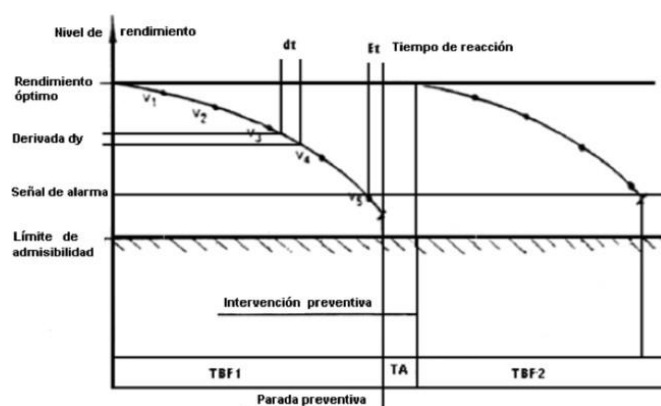


Ilustración 1.10: Curva del mantenimiento predictivo respecto de las fallas. Fuente [27]

Por su parte es posible identificar ciertas problemáticas que se generan a la hora del mantenimiento de plantas fotovoltaicas, las cuales fueron identificadas producto de una visita a terreno en una planta fotovoltaica en la región de Antofagasta.. Dentro de las principales problemáticas se encuentran:

- **Procesos de mantenimiento sin definir**, en muchas instalaciones no existe un protocolo de mantenimiento para los equipos que operan en la planta, por lo que no existen manuales de operación ni mantenimiento, no existen documentos que respalden los procedimientos.
- **Planes de mantenimiento preventivo estándar**, en un gran porcentaje de las plantas en operación los trabajos de mantenimiento preventivo se desarrollan en base a información que entrega el proveedor del equipo, sin considerar las condiciones a las que se encuentra expuesta la operación del activo, lo que condiciona el cumplimiento del ciclo de vida útil del equipo.
- **Ausencia del mantenimiento predictivo**, en la actualidad no existe la implementación de un modelo de mantenimiento capaz de predecir, a través del monitoreo de variables, la ocurrencia de una falla.
- **No uso de la información disponible**, en la actualidad, y gracias a la cantidad de sistemas de monitoreo electrónicos instalados en las plantas fotovoltaicas, se registran un amplio rango de variables de funcionamiento que no están siendo utilizadas a la hora del análisis y de la toma de decisiones asociadas a los planes de mantenimiento.
- **Acelerada obsolescencia tecnológica**, gracias al rápido avance de la tecnología en el área de equipos que se encuentran en instalaciones

fotovoltaicas, los tiempos de reemplazo se han acelerado.

Tomando en cuenta lo anterior es que surge la idea de emigrar hacia un mantenimiento predictivo, específicamente un mantenimiento basado en condición en un activo definido, en este caso se buscara implementar un modelo CBM para paneles solares, si bien no hay experiencia en estos modelos en la industria fotovoltaica, se presentaran diversos ejemplos de implementación de CBM de tipo Weibull PHM en diferentes industrias y sus beneficios asociados.

### 1.3.2 El modelo de riesgos proporcionales (PHM)

Representa un procedimiento estadístico robusto que permite estimar el riesgo de falla de un equipo asociado a alguna condición externa o interna, siempre y cuando está sujeto al monitoreo de condición. Un PHM puede tomar varias formas, pero todas consideran una función de riesgo basal con un componente que toma en cuenta las covariables que se utilizan para mejorar la predicción de falla.

La forma particular que se utilizara en esta investigación se conoce como Weibull PHM, un PHM con una función basal de tipo Weibull expresada como:

$$\lambda[t, z(t)] = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp \left\{ \sum_{i=1}^m \gamma_i z_i(t) \right\} \quad (1)$$

Donde  $h [t, Z (t)]$  es la probabilidad condicional (instantánea) de falla en el tiempo  $t$  dados los valores de  $z_1 (t), z_2(t) \dots z_m (t)$ . Cada  $z_i(t)$  en la (1) ( $i = 1, 2, \dots m$ ) representa una variable asociada a la condición monitoreada en el momento de la inspección al instante  $t$  [10].

Estos datos de condición se llaman covariables. Los valores  $\gamma_i$  son los parámetros covariados que, junto con los valores  $z_i$ , Indica el grado de influencia que cada covariable tiene en la función de riesgo, cabe destacar que para esta investigación la función  $h [t, Z (t)]$  será equivalente a la tasa de falla.

El modelo consta de dos partes: la primera parte es una función de riesgo basal, la cual considera la antigüedad del equipo al momento de la inspección  $\frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1}$ , mientras que la segunda parte,  $\exp [\gamma_1 z_1 (t) + \gamma_2 z_2 (t) + \dots + \gamma_m z_m (t)]$ , toma en cuenta las variables que pueden considerarse como los

factores de riesgo clave que se utilizan para monitorear el estado del equipo y sus pesos asociados[10]

Para un mayor detalle de cómo construir este modelo y sus respectivos parámetros que inciden en el revisar el libro de quien creo este modelo [29] donde también podrá encontrar otros modelos asociados al análisis de data de supervivencia.

### 1.3.3 Implementación de CBM en distintas industrias

#### Procesamiento de alimentos: uso de monitoreo de vibración

Una empresa llevó a cabo un control regular de vibraciones de los rodamientos críticos de una bomba en particular. En cada inspección, un acelerómetro proporcionó 21 mediciones, se estableció que entre las 21 mediciones de vibración, solo 3 fueron clave para caracterizar las fallas del rodamiento: velocidad en la dirección axial en tanto el primer como el segundo ancho de banda y la velocidad en la dirección vertical en el primer ancho de banda. En la planta, el impacto económico de una falla del rodamiento fue 9.5 veces mayor que cuando se reemplazó el rodamiento de manera preventiva. Teniendo en cuenta el riesgo obtenido del PHM y los costos, quedó claro que al seguir el enfoque de optimización, el costo total podría reducirse en aproximadamente un 35% [10]

#### Minería del carbón: uso del análisis de aceite

Los motores eléctricos de las ruedas en una flota de camiones de acarreo en una operación de minería a cielo abierto fueron sujetos a muestreo de aceite de forma regular. Doce mediciones resultaron de cada inspección. Estos se compararon con los límites de advertencia y acción para decidir si el motor de la rueda se debe retirar de forma preventiva. Se midieron concentraciones en PPM de Al, Cr, Ca, Fe, Ni, Ti, Pb, Si, Sn y sedimentos.

Después de aplicar un PHM al conjunto de datos, solo se identificaron dos factores de riesgo clave: mediciones de hierro (Fe) y sedimentos. En cuanto a las mediciones de análisis de aceite se estableció una alta relación con el riesgo de que el motor de la rueda falle debido a que los modos de falla se monitorean a través del análisis de aceite. La consecuencia del costo de una falla del motor de la rueda

se estimó en tres veces el costo de reemplazarla de manera preventiva, por su parte el beneficio económico de seguir la estrategia de reemplazo óptima se tradujo en una reducción de costos estimada del 22% [10]

Transporte: uso de la inspección visual.

Los rodamientos de bolas del motor de tracción en los trenes se inspeccionaron a intervalos regulares para determinar el color de la grasa, la cual podría estar en uno de cuatro estados: gris claro, gris, gris oscuro o negro. Según el color de la grasa y el momento de la próxima inspección, se tomó la decisión de reemplazar los rodamientos de bolas o dejarlos en servicio. Como resultado de la construcción de un PHM que relaciona el peligro de que un rodamiento falle antes de la próxima inspección planificada, se tomó la decisión de reducir drásticamente el intervalo entre las revisiones de 3.5 años a 1 año. Antes de emprender el estudio, la organización de transporte sufría, en promedio, nueve paradas de tren por año. El número esperado con un intervalo de inspección reducido se estimó en uno por año. El año después del estudio, el sistema de transporte identificó dos fallas del sistema debido a un defecto en los rodamientos de bolas. El beneficio económico general se identificó como una reducción en el costo total del 55%. Cabe mencionar que esto incluía el costo de inspectores adicionales y tuvo en cuenta la reducción en la interrupción de pasajeros [10].

Como se mencionó anteriormente no se tiene registro de la implementación un modelo CBM en la industria fotovoltaica, pero si es posible apreciar los beneficios que esto ha significado en otras industrias, por lo que la correcta implementación de este tipo de mantenimiento podría ser muy provechoso para la industria fotovoltaica.

Ahora bien los siguientes capítulos de esta investigación se buscara establecer los objetivos específicos y generales, los cuales debe ir acorde a la implementación de un CBM, con el cual pueda finalmente pueda establecer la salud de los activos en estudio, para ello se construye una metodología, la cual va a ser desarrollada de manera lógica, en primera instancia se realizara un levantamiento de información en cuanto a las prácticas de operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica emplazada en la región de Antofagasta, luego se describirá el procedimiento para la aplicación de un Data Assessment , con lo cual se evaluara la potencialidad de aplicar un modelo CBM para la misma planta fotovoltaica en el cual se hizo el levantamiento de información. El paso siguiente es determinar las variables críticas que se introducirán como parámetro

de influencia para el modelo PHM, esto se realizara a través de un FMEA (Failure mode effects and analysis), posteriormente se realizara un estudio benchmarking para establecer los parámetros que inciden en un modelo de tipo Weibull PHM, específicamente investigar sobre las tasas de fallas asociadas a condiciones operacionales, una vez desarrollado este tópico es posible continuar con la construcción de la confiabilidad condicional para un panel fotovoltaico, y finalmente se podrá establecer el RUL para el activo en estudio. La investigación finaliza con las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros, donde se abordara las complicaciones y limitantes que se presentaron para llevar a cabo esta investigación además del análisis de los resultados obtenidos en la sección anterior.

# Capítulo 2

## 2 Objetivos

### 2.1 Objetivo General

Establecer un procedimiento para la implementación de un modelo predictivo, específicamente para un mantenimiento basado en condición (CBM) que utilice el modelo PHM aplicado a un panel fotovoltaico, a través de data, este modelo será utilizado para incorporar un sistema de alarma que optimice el ciclo de vida del activo y permita realizar un correcto remplazo de estos.

### 2.2 Objetivos Específicos

- Realizar un estado del arte respecto a los tipos de mantenimientos empleados en la industria fotovoltaica
- Generar levantamiento información de paneles solares fotovoltaicos a través de la herramienta Data Assessment para evaluar la potencialidad de aplicar un modelo de decisión que optimice el reemplazo de los activos
- Identificar variables críticas disponibles en los datos actuales de plantas que permitan realizar un monitoreo de condición para los paneles fotovoltaicos.
- Desarrollar un estudio benchmarking para estimar parámetros de la tasa de falla de paneles fotovoltaicos que operen en climas desérticos y de alta radiación
- Determinar la confiabilidad condicional de paneles fotovoltaicos a través de un modelo de Markov.
- Calcular de la vida remanente esperada a través de un modelo de Markov para la aplicación de un modelo de riesgos proporcionales (PHM) que defina el momento óptimo para el reemplazo de paneles fotovoltaicos.

# Capítulo 3

## 3.1 Metodología

A continuación se presenta la secuencia lógica de investigación:

Visita a terreno para llevar a cabo un levantamiento de información, que contemple los tipos de mantenimiento y operación que se realizan en las pantallas fotovoltaicas.

Aplicación de un Data Assessment en terreno para un panel fotovoltaico: En esta sección se evaluará la potencialidad de aplicar un mantenimiento predictivo, para ello se utilizará la herramienta Data Assessment donde se evaluarán las dimensiones involucradas para asegurar la implementación de un modelo PHM en el marco de implementación de un mantenimiento basado en condición.

Determinación de variables: Luego de identificar al panel como equipo de estudio, se determinará cuáles son las variables con mayor influencia en el comportamiento del activo frente a la operación a través de un FMEA, considerando también las variables disponibles que se monitorean en el proceso mismo las cuales también son evaluadas por el Data Assessment.

Benchmarking para estimar la tasa de falla: Se investigarán diversos documentos con el fin de poder modelar la tasa de falla involucrada en el modelo de Cox (PHM) para ello una vez evaluadas las variables críticas se procederá a establecer parámetros de forma y pesos ponderados de las variables a monitorear, las cuales inciden directamente en la tasa de falla que se busca modelar a través del modelo PHM.

Matriz de transición de estados Markov: En esta sección se pretende establecer la confiabilidad condicional del panel fotovoltaico mediante un método probabilístico, este se nutre a su vez de la tasa de falla anteriormente modelada, para finalmente mediante integración numérica establecer el RUL (Remaining useful life)



## **3.2 Desarrollo de la metodología**

### **3.2.1 Levantamiento de información.**

A continuación se expondrá información de O&M proveniente de una planta fotovoltaica que se emplaza en la región de Antofagasta, donde se presenta un clima árido y de alta radiación. A partir de esta información se busca evidenciar las prácticas de operación y mantenimiento realizadas en la rutina del personal de la planta.

#### **3.2.1.1 Operación:**

La operación de una planta fotovoltaica de generación en Chile se ve mermada ya que no existen manuales ni protocolos de operación donde se estandaricen las tareas necesarias para una correcta operación. El O&M de la planta se ve sobrepasado debido a la cantidad de tareas que deben realizarse en la planta, por lo que su labor se remite a la gestión, delegación de tareas, supervisión del sistema SCADA e informes de producción diario. Cabe destacar que debido a las dimensiones y tamaño de la planta es necesario contar con camionetas para asegurar un tiempo de respuesta óptimo a la hora de identificar posibles fallas o realizar inspecciones.

El sistema SCADA está interconectado y permite una operación remota mediante puertas de acceso VPN a través de IP, lo que permite monitorear el desempeño de la planta y sus componentes ya sea en terreno, desde el celular o cualquier dispositivo que soporte la plataforma de control remoto. Cabe destacar que esta herramienta le otorga flexibilidad y tiempos de respuesta bastante rápidos ya que la supervisión del SCADA es realizada por varios agentes. Por su parte, el sistema SCADA es quien reúne todos los datos provenientes del monitoreo y control de cada equipo que posee la planta por lo que esta plataforma es de suma importancia a la hora de tener un control en tiempo real de la planta.

La operación en cuanto a media y alta tensión se basa en la utilización de la norma NEMA, la cual presenta la simbología y dispositivos empleados a la hora de realizar maniobras eléctricas además de los procedimientos a seguir. Cabe destacar que la operación de una planta fotovoltaica tiene muchos elementos en común con otras tecnologías de generación eléctrica, desde la subestación hasta

la conexión a la red podemos identificar muchos equipos en común, por lo que las maniobras asociadas son similares o casi idénticas en muchos casos.

Por otro lado no existe un protocolo de operación para potencia reactiva, es decir se desconoce el efecto de esta potencia a la hora de la operación de la planta, hay que considerar que para acoplarse a la red es necesario mantener una frecuencia constante de 50 [Hz], lo cual se realiza de forma automática y con variaciones de 1 [cHz] por parte del inversor, lo que facilita enormemente el procedimiento de acoplamiento a la red.

Por las noches la planta queda energizada y en media tensión, la idea de esta práctica era para facilitar la partida de los inversores ya que necesitaban estar energizados para poder iniciar sus labores en la mañana, de no ser así la partida de los inversores se retrasaría lo que implicaría menor producción a lo largo del día, cabe destacar que esta práctica podría afectar considerablemente la vida útil del activo.

Debido a la trayectoria solar, que es distinta para los solsticios de invierno y verano, es que el O&M plantea establecer diferentes configuraciones en los trackers a la hora de programar el seguimiento, lo que podría traducirse en un aumento de producción, en la práctica solo se cuenta con tipo de seguimiento, lo anterior podría representar una oportunidad de mejora al corto plazo.

La planta fotovoltaica opera con cuatro empresas externas que se dedican al mantenimiento de la planta. Por otro lado la operación y gestión del mantenimiento recaen sobre el O&M.

Las empresas involucradas en el mantenimiento son:

“E1”, la cual se dedica netamente a la supervisión, actualización y mantenimiento de los trackers, cabe destacar que esta empresa contaba con una oficina propia dentro de la planta por lo que su intervención a la hora de mantener supervisar y actualizar era de forma inmediata

“E2” empresa encargada del manteamiento (Combiner Box, Transformadores, inversores, celdas) cabe destacar que esta empresa está autorizada por la marca fabricante de inversores para realizar todas las labores de mantenimiento de sus inversores.

“E3” colabora en conjunto con “E2” pero solo se enfoca en alta tensión y media tensión, específicamente en el mantenimiento de celdas

“E4” (cableado, string box, Paneles) la empresa de limpieza está certificada por Jinko la cual es indispensable a la hora de respetar garantías.

Según la opinión personal del O&M la idea es no exteriorizar estas labores e intentar contar con personal propio calificado para estas labores puesto que podría significar un ahorro importante para la empresa generadora de electricidad.

Finalmente en cuanto al Soiling, se tiene un sistema de control y alarma que establece que cuando exista cierto porcentaje de pérdida de eficiencia en string, se proceda a limpiar. Este nivel de ensuciamiento se alcanza en dos meses de operación y la limpieza total del parque demora alrededor de 3 meses.

### **3.2.1.2 Mantenimiento**

Cabe destacar que los mantenimientos realizados en la planta la gran mayoría son netamente correctivos debido a los problemas de diseños y no considerar las condiciones operacionales desarrolladas en el entorno a la hora de diseñar la planta fotovoltaica ( alta radiación, altas temperaturas , baja humedad), por lo que el mantenimiento preventivo se presenta en menor medida.

Es importante destacar que cada labor de mantenimiento es documentada y coordinada mediante comunicación de radio entre el O&M y el equipo en terreno que procede a identificar y corregir la falla.

A continuación se presentaran las labores de mantenimientos asociadas a algunos equipos que componen la planta fotovoltaica.

#### **3.2.1.2.1 Paneles fotovoltaicos.**

La limpieza de todos los paneles que componen la planta se realiza en 3 meses, para luego operar sin necesidad de limpieza durante 2 meses, hasta que se alcanza un nivel de suciedad que afecta considerablemente la eficiencia y por ende la producción. Esta decisión se debe a que no es rentable para el O&M limpiar con tanta frecuencia debido a la envergadura de la planta y el desafío logístico y económico que esto representa. Por otro lado los sistemas de limpieza se realizan con un tractor con brazo telescópico hidráulico y rodillo el cual posee un estanque de 1 [m<sup>3</sup>] en su parte posterior para alimentar al rodillo. Cabe destacar que la limpieza se realiza con un ángulo de 36 ° respecto a la horizontal.



*Ilustración 11: Tractor de limpieza*

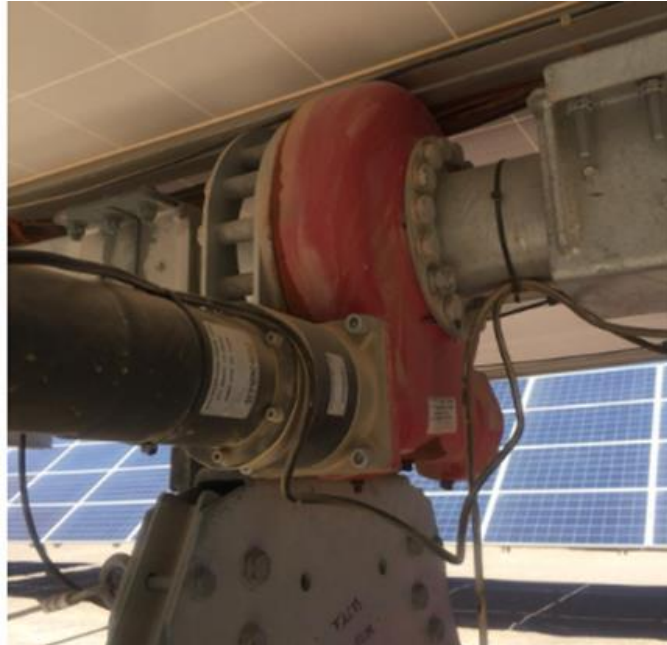
Otra labor importante que se realiza en cuanto al mantenimiento de paneles es la inspección de las amarras o abrazaderas que permiten mantener ordenado el cableado que va por debajo del panel. Es común que debido a la alta radiación estas abrazaderas plásticas se tornen demasiado frágil y no duren más de 2 meses instaladas, lo que induce una falla aún más catastrófica que podría ser el atrapamiento de cables provenientes del panel en el eje del tracker, provocando inicialmente la desconexión de los conectores MC4 o bien que se corte el cableado del panel, es por esto que la inspección visual juega un papel importantísimo para prevenir estas fallas.



*Ilustración 12: Cableado sin abrazaderas*

### 3.2.1.2 Trackers

Se realizan labores de lubricación en las graseras inferiores del tornillo sin fin que se acopla al motor eléctrico, debido a errores de diseño la grasera del rodamiento principal se encuentra bloqueada por la misma estructura de sujeción por lo que es imposible realizar el relleno de grasa.



*Ilustración 13: Grasera principal obstruida por mal diseño*

Se realizan instalaciones de refuerzo en los trackers para evitar la torsión excesiva de los ejes debido al mal diseño de vigas, que no permite soportar la cantidad de paneles, si bien la torsión no supera los  $7^\circ$ , esto implica un menor aprovechamiento del recurso solar, lo que se traduce en una menor producción de energía.



*Ilustración 14: Estructura soportante inadecuada*

Cabe destacar que una cierta cantidad de trackers poseen anemómetros (específicamente los trackers de cabecera) que permiten monitorear la velocidad del viento, lo cual es relevante a la hora de presentarse velocidades por sobre los 60 [km/h] puesto que este fenómeno podría traducirse en cargas excesivas en los trackers por lo que se activa un sistema de alarma que permite a los trackers posicionarse de tal forma que se reduzcan al mínimo las cargas efectuadas por el viento, es importante destacar el tracker de cabecera se comunica con los tracker que lo siguen y permite adoptar la posición de defensa denominada “stow”.



*Ilustración.3.5: Posición de defensa del tracker.*

Otra labor de mantenimiento correctivo que se realiza en los trackers, es el restablecimiento de la comunicación, este se realiza reiniciando las tarjetas de comunicaciones de los trackers. Cabe destacar que cuando los trackers pierden comunicación, estos se quedan inmóviles y no realizan el seguimiento programado, por lo que esto se traduce en una menor producción, para detectar esta falla se debe monitorear visualmente el SCADA que controla los paneles y en caso de pérdida de comunicación se activa una alarma visual.

### **3.2.1.2.3 String box**

Se realizan termografías con una frecuencia de una vez por año, con el fin de detectar puntos calientes que pudieran ser ocasionados por sobre corrientes. Inspecciones visuales y reapriete de conexiones para evitar puntos calientes para así evitar cortocircuitos o inflamación del aislante. En el caso de presentarse sobrecorriente en los strings cada string box posee portafusibles y fusibles para cada string.

### 3.2.1.2.4 Centro de transformación

Este subsistema de la planta fotovoltaica está conformada por varios equipos, entre ellos se encuentra el inversor, la celda de media tensión, el transformador de baja a media tensión, la celda de alta tensión y finalmente el transformador de media a alta tensión. Cabe destacar que la función de este subsistema es poder inyectar a la red la potencia requerida en la red, otorgando maniobrabilidad y seguridad a la hora de ser necesario una intervención. Durante la visita a la planta fotovoltaica, se enfatizó en el mantenimiento correctivo del inversor, por lo que a continuación, las tareas que se presentan estarán netamente enfocadas en este equipo.

Uno de las principales tareas que se realizan con una muy alta frecuencia es el cambio de filtro de las cabinas de inversores, puesto que el clima desértico presenta mucho polvo en suspensión, también conocido como chusca, este agente se incrusta en los poros de los filtros y los satura rápidamente, una consecuencia de este fenómeno, es que al interior de las cabinas se alcanzan temperaturas elevadas, las cuales se traducen en la falla de componentes electrónicos en el inversor, lo que se traduce en una menor producción de potencia.

Ahora bien es preciso mencionar el derating por temperatura: Fenómeno que se produce en el inversor, el cual consiste en la reducción controlada de la potencia de este.

Si en los componentes monitorizados por la tarjeta supervisora del inversor alcanza la temperatura máxima permitida 55°C, el inversor desplaza su punto de operación a una potencia menor. Al hacerlo, la potencia se reduce gradualmente con el MPPT:

En cuanto la temperatura de los componentes que están en riesgo es inferior al valor crítico, el inversor se dirige de nuevo al punto de operación máximo.

El derating se produce en el inversor por:

- El inversor no puede disipar el calor que se produce en las zonas de potencia, mal diseño de la extracción de aire.
- En condiciones climáticas extremas de alta temperatura, combinada con la temperatura de los inversores y cabinas.
- Falla del sistema propio de extracción de aire, ventiladores asociados a módulos de potencia.
- Filtros de admisión saturados por chusca (polvo exclusivo de la zona desértica chilena).

Por los antecedentes anteriormente mencionados, es preciso evidenciar que es fundamental la ventilación para regular la temperatura en las cabinas de inversores, por lo que las mejoras en esta materia sería de mucha utilidad para investigaciones futuras.

### **3.2.2 Implementación del Data Assessment**

A continuación se presentara detalladamente la herramienta y entregable del proceso de levantamiento de información, para evaluar la posibilidad de la implementación de un modelo PHM asociado al monitoreo de condiciones.

La toma de decisiones en cuanto a la operación y mantenimiento de cualquier industria tiene que ir acompañada de la obtención e interpretación de información proveniente del proceso mismo, es por esto que asegurar la calidad de la información es un proceso de suma importancia a la hora de tomar decisiones.

Para asegurar una correcta toma de decisión en cuanto al O&M de una planta fotovoltaica se utilizara la herramienta “Data Assessment”, la cual permitirá en primera instancia diagnosticar el como una planta fotovoltaica está gestionando su información para evaluar la potencialidad de la implementación de un modelo predictivo de mantenimiento basado en condición CBM.

Cabe destacar que el Data Assessment es un paso previo para la tomas de decisiones en cuanto confiabilidad y mantenimiento, por lo que existen diversos tipos de decisiones relacionados estas dos áreas mencionadas anteriormente, por ejemplo se tiene la predicción de la vida de los componentes; reemplazo de componentes (mantenimiento planificado) por antigüedad, cálculo del intervalo de inspección, mantenimiento basado en la condición, requisitos de ahorro de capital , crecimiento de la confiabilidad y costos del ciclo de vida[11].

La tabla 3.1 muestra los campos de datos requeridos para los primeros siete decisiones enumeradas anteriormente. Los datos de predicción de vida útil de los componentes forman una primera sección que se muestra en la columna de la izquierda de la tabla. Este segmento requiere que se cumplan cierta calidad mínima de datos asociados como lo son la identificación del componente, su modo de falla, un código que indica si la falla es en realidad un fallo o una suspensión, una referencia a la política de inspección si el modo de fallo está oculto para identificar el intervalo censura, la fecha de inicio para la instalación del componente, el tiempo de utilización del activo (por ejemplo, motor horas) en el momento en que se instala el componente, la fecha del evento que puede ser una falla, suspensión, inspección u otra intervención, y el tiempo de utilización del activo al suscitarse el evento.



Estos elementos de datos básicos son necesarios hasta cierto punto. Para todas las demás decisiones a la derecha de la columna anterior pasan a ser predicciones de vida de componentes basadas en la edad que requieren datos adicionales sobre los costos. Para poder optar por decisiones de inspección se requiere todavía de más datos, sobre el tiempo asociado al trabajo de inspección. Finalmente, se requiere información adicional para las decisiones de CBM la cual será el enfoque de esta investigación y a su vez es el tipo de decisión a nivel de componente que mayor calidad de data requiere [11].

Data requerida	Decisión en componentes				Decisión sobre el sistema		
	Distribución la vida del componente	Reemplazo por edad	Calculo del intervalo de inspección	Mantenimiento basado en condición	Capital Spares	Crecimiento de la confiabilidad	Ciclo del costo de vida (LCC)
Identificación del activo	X	X	X	X	X	X	X
Modo de falla	X	X	X	X	X	X	X
Indicador de suspensión	X	X	X	X	X	X	X
Tiempo de inicio	X	X	X	X	X	X	X
Tiempo de utilización desde el comienzo	X	X	X	X	X	X	X
Fecha del evento	X	X	X	X	X	X	X
Utilización hasta el evento	X	X	X	X	X	X	X
Costo de reemplazo preventivo		X	X	X			X
Costo de reemplazo correctivo		X	X	X	X		X
Downtime del reemplazo preventivo		X	X	X			X
Downtime del reemplazo correctivo		X	X	X			X
Tiempo y fecha de la reparación/inspección			X	X	X		
Valore del monitoreo de condiciones(CM)				X			

Tabla 3.1: Data requerida para la implementación de un CBM Fuente [11]

Ahora bien, el Data Assessment es una herramienta que considera cuatro dimensiones claves para la toma de decisiones relacionadas con la confiabilidad y mantenimiento de alguna actividad productiva. Además cabe destacar que es de carácter singular en el sentido de que se aplica a una sola “familia” de activos, para este caso particular de la investigación será empleado en módulos fotovoltaicos.

Por su parte la forma de cuantificar la calidad de la información en esta herramienta, se relaciona con la accesibilidad y disponibilidad de la información, para ello se elaboraran tablas donde se ponderan y explican cada una de las puntuaciones para calificar cada dimensión involucrada en la calidad de la información asociada al activo.

Retomando con la idea de las cuatro dimensiones fundamentales, estas últimas se dividen en:

- Identificación del activo.
- Historial de fallas y suspensiones.
- Historial de costos e intervenciones.
- Historial de monitoreo de signos vitales.

**1. Identificación de activos:** Esta dimensión consta de tres subdimensiones, las cuales están orientadas a evaluar y cuantificar cómo se identifican los activos ya sea por su ubicación, distribución, etc. y hasta qué grado se tiene un control de ellas. Dentro de las 3 subdimensiones se tienen:

- Diagrama / Layout de los activos en la planta
- Ubicación de activo en planta/línea/sistema
- Fuentes de acceso a data (sistemas internos, ERP`s, registro manual, etc)

Cabe destacar que esta dimensión es esencial en el sentido de que se puede identificar la forma y grado en que se tiene información del activo a evaluar, a continuación se presenta la tabla de puntuación de la calidad de la información la cual es aplicada a cada una de las tres subdimensiones.

Nota	Identificación de activo
5	Los datos están disponible a nivel requerido
4	Los datos pueden ser localizados al nivel requerido, usando información de otras fuentes
3	Los datos están disponibles a 1 nivel menos que el requerido. Se requiere fuente externa para acceso a niveles restantes
2	Los datos están disponibles a 2 niveles menos que el requerido. Se requiere fuente externa para acceso a niveles restantes
1	Los datos están disponibles a más de 2 niveles menos que el requerido. Se requiere fuente externa para acceso a niveles restantes

Tabla 3.2: Puntuación identificación del activo. Fuente [11]

**2. Historial de fallas suspensiones:** Esta dimensión consta de seis sub-dimensiones las cuales se orientan a cuantificar la forma en que se detectan las fallas, y cómo distinguir si se refieren a fallas o suspensiones, además de los tiempos involucrados en las fallas o suspensiones. Básicamente esta dimensión se relaciona con todo lo que tiene que ver con fallas y suspensiones y cómo podría registrarse la información relacionada con las fallas, dentro de las cuales se tiene las siguientes sub-dimensiones y sus puntuaciones asociadas:

- Fecha inicio/término historial.

Nota	Fecha inicio/término historial.
5	Fecha (y hora) de inicio que refleja con precisión la vida del componente.
4	Fecha (y hora) de inicio que indica el primer evento. La vida antes de ese primer evento no es explícita, pero puede ser fácilmente inferida.
3	Fecha (y hora) de inicio que indica el primer evento. La vida antes de ese primer evento puede ser estimada desde otras fuentes
2	Fecha (y hora) de inicio que indica el primer evento. Dificultades mayores en inferir la vida antes de ese primer evento
1	Fecha (y hora) de inicio que indica el primer evento. La vida antes de ese primer evento es desconocida

Tabla 3.3: Puntuación fecha inicio/termino historial. Fuente [11]

- Indicador de modo de falla (código de falla).

Nota	Indicador de modo de falla (código de falla)
5	Código o descriptor de falla definido, vinculado a un proceso estructurado de identificación de modos de falla ( o código que identifica falla aún no definida, pero está en proceso para identificar y gestionar código)
4	Código o descriptor de falla definido, que fue desarrollado sin referencias en un proceso estructurado de identificación de modos de falla
3	Descripción del trabajo en formato libre o personalizado, cuyo modo de falla puede ser inferido
2	Texto en formato libre o personalizado que describe el trabajo realizado desde el cual un modo de falla no puede ser fácilmente inferido.
1	Una falla ocurrió no hay otra información disponible

Tabla 3.4: Puntuación Indicador de modo de falla. Fuente [11]

- Indicador de suspensión (MP/ inspección/ otros no falla).

Nota	Indicador de suspensión ( MP/ inspección/ otros no falla)
5	Campo de suspensión dedicado, o uso de un código de modo de falla para identificar suspensiones.
4	Descriptor desde el cual una suspensión puede ser inferida
3	Política sobre suspensiones que puede ser usada para inferir la ocurrencia de una suspensión
2	Texto en formato libre o personalizado que en combinación con información de otras fuentes, puede ser usado para inferir la ocurrencia de una suspensión
1	Texto en formato libre o personalizado que describe el trabajo a realizar , desde el cual una suspensión no puede ser fácilmente inferida

Tabla 3.5: Puntuación Indicador de suspensión (MP/ inspección/ otros no falla) . Fuente [11]

- Registro de tiempos de operación o utilización del activo antes del evento.

Nota	Registro de tiempos de operación o utilización del activo antes del evento
5	Registro de la utilización del componente, que se usa en conjunto con la fecha de inicio para determinar la vida útil real
4	Registro de la utilización del componente, que no se usa en conjunto con la fecha de inicio para determinar la vida útil real.
3	Utilización del componente puede ser inferida desde la fecha de evento (tiempo calendario)
2	Utilización del componente puede ser inferida con dificultades desde la fecha de evento
1	Utilización del componente puede ser inferida desde la fecha del evento ( tiempo calendario), pero la utilización real es altamente variable

Tabla 3.6: Puntuación Registro de tiempos de operación o utilización del activo antes del evento. Fuente [11]

- Fecha y duración del evento (Falla/suspensión).

Nota	Fecha y duración del evento (Falla/suspensión).
5	Fecha (y hora) de evento se describe con precisión (esta información se captura en orden de trabajo) y no depende de la fecha en que se registró la reparación
4	Fecha (y hora) de evento se registra, es dependiente de la fecha desde que se realizó el trabajo
3	Fecha (y hora) de evento puede ser inferida desde la fecha en que se realizó el trabajo
2	Fecha (y hora) de evento puede ser inferida con dificultades desde fecha en que se realizó el trabajo
1	Fecha (y hora) de evento puede ser inferida desde otros registros

Tabla 3.7: Puntuación fecha y duración del evento (Falla/suspensión). Fuente [11]

- Registro de tiempos de operación o utilización del activo después del evento.

Nota	Registro de tiempos de operación o utilización del activo después del evento
5	Registro de la utilización del componente, que se usa en conjunto con la fecha de inicio para determinar la vida útil real
4	Registro de la utilización del componente, que no se usa en conjunto con la fecha de inicio para determinar la vida útil real.
3	Utilización del componente puede ser inferida desde la fecha de evento (tiempo calendario)
2	Utilización del componente puede ser inferida con dificultades desde la fecha de evento
1	Utilización del componente puede ser inferida desde la fecha del evento ( tiempo calendario), pero la utilización real es altamente variable

Tabla 3.8: Puntuación registro de tiempos de operación o utilización del activo después del evento. Fuente [11]

**3. Historial de costos e intervenciones:** Esta dimensión se refiere a cómo se tiene conocimiento de costos en cuanto a repuestos, intervenciones, inspecciones etc. Se contempla todo lo relacionado con el mantenimiento de un activo. Esta dimensión posee sus propias tablas de puntuación y se subdivide en la siguientes sub-dimensiones:

- Costo de reemplazo preventivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).

Nota	Costo de reemplazo preventivo
5	Costo total promedio, incluyendo mano de obra y materiales basado sobre datos reales.
4	Costo total promedio, incluyendo mano de obra y materiales, basado sobre planificación estimada
3	Costo total promedio de mano de obra y materiales, puede inferirse desde datos existentes (reales o planificados)
2	Costo promedio de mano de obra o materiales (no ambos), usando datos inferidos desde otras fuentes
1	Costo puede ser inferido desde otros registros

Tabla 3.9: Puntuación Costo de reemplazo preventivo. Fuente [11]

- Costo de reemplazo correctivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).

Nota	Costo de reemplazo correctivo
5	Costo total promedio, incluyendo mano de obra y materiales basado sobre datos reales.
4	Costo total promedio, incluyendo mano de obra y materiales, basado sobre planificación estimada
3	Costo total promedio de mano de obra y materiales, puede inferirse desde datos existentes (reales o planificados)
2	Costo promedio de mano de obra o materiales (no ambos), usando datos inferidos desde otras fuentes
1	Costo puede ser inferido desde otros registros

Tabla 3.10: Puntuación Costo de reemplazo correctivo. Fuente [11]

- Intervalo/tiempo de intervención preventiva.

Nota	Intervalo/tiempo de intervención preventiva
5	Tiempo de detención promedio basado sobre datos reales
4	Tiempo de detención promedio que puede ser inferido desde datos reales
3	Tiempo de detención promedio basado sobre planificación estimada
2	Tiempo de detención promedio que puede ser inferido desde planificación
1	Tiempo de detención promedio que puede ser inferido desde otras fuentes

Tabla 3.11: Puntuación Intervalo/tiempo de intervención preventiva. Fuente [11]

- Intervalo/tiempo de intervención correctiva.

Nota	Intervalo/tiempo de intervención correctiva
5	Tiempo de detención promedio basado sobre datos reales
4	Tiempo de detención promedio que puede ser inferido desde datos reales
3	Tiempo de detención promedio basado sobre planificación estimada
2	Tiempo de detención promedio que puede ser inferido desde planificación
1	Tiempo de detención promedio que puede ser inferido desde otras fuentes

Tabla 3.12: Puntuación Intervalo/tiempo de intervención correctiva. Fuente [11]

- Costo de lucro cesante (promedio estimado de costos de pérdida hora por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).

Nota	Costo de lucro cesante
5	Costo total promedio basado sobre datos reales.
4	Costo total promedio basado sobre planificación estimada
3	Costo total puede inferirse desde datos existentes (reales o planificados)
2	Costo promedio usando datos inferidos desde otras fuentes
1	Costo puede ser inferido desde otros registros

Tabla 3.13: Puntuación Costo de lucro cesante. Fuente [11]

- Tiempo cesante (promedio estimado de pérdida hora por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).

Nota	Tiempo cesante
5	Tiempo cesante promedio basado sobre datos reales
4	Tiempo cesante promedio que puede ser inferido desde datos reales
3	Tiempo cesante promedio basado sobre planificación estimada
2	Tiempo cesante promedio que puede ser inferido desde planificación
1	Tiempo cesante promedio que puede ser inferido desde otras fuentes

Tabla 3.14: Puntuación Tiempo cesante. Fuente [11]

Básicamente la idea es identificar todo lo relacionado con el impacto de un mantenimiento en cuanto a los costos asociados a cada uno de ellas, por lo que es parte fundamental en cuanto a la hora de tomar decisiones relacionadas con la confiabilidad y mantenimiento del sistema a estudiar.

**4. Historial de monitoreo de signos vitales:** Esta dimensión evalúa la calidad de la información proveniente del monitoreo de los signos vitales, considerando las siguientes subdimensiones:

- Fecha/hora de evento de reparación/inspección del activo.

Nota	Fecha/hora de evento de reparación/inspección del activo
5	Fecha y hora de evento de reparación, se describe con precisión (esta información se captura desde una OT) y no depende de la fecha en que se generó la orden
4	Fecha y hora de evento son registradas, es dependiente desde la fecha en que se generó al orden
3	Fecha y hora de evento de reparación (inicio/final) puede ser inferida desde otros campos el mismo registro
2	Fecha y hora de evento puede ser inferidas con dificultades desde otros campos en el mismo registro
1	Fecha y hora de evento de reparación (inicio/final) puede ser inferida desde otras fuentes.

Tabla 3.15: Puntuación Fecha/hora de evento de reparación/inspección del activo. Fuente [11]

- Registro de nombre (ID) y valores de signo vitales monitoreados.

Nota	Registro de nombre (ID) y valores de signo vitales monitoreados
5	Identificación de activo, fecha, utilización al momento de la inspección MC, junto con la variable y su valor
4	Identificación de activo, fecha, variable MC y su valor. Utilización no es explícita, pero puede ser inferida al momento de inspección
3	Identificación de activo, fecha, variable MC y su valor, sin registro de utilización al momento de inspección
2	Existen datos MC accesibles al gestionado de activos, pero necesitan de edición mayor para obtener: identificación de activo, fecha, utilización y variable MC con su valor
1	Fecha y hora de evento de reparación (inicio/final) puede ser inferida desde otras fuentes

Tabla 3.16: Puntuación Registro de nombre (ID) y valores de signo vitales monitoreados. Fuente [11]

- Periodicidad de obtención de data de signo vitales y facilidad de acceso con proveedor externo (si corresponde).

Ahora bien, surge la pregunta ¿Cómo implementamos esta herramienta? Para responder a esta interrogante es preciso establecer una especie de procedimiento que asegure la correcta implementación de esta herramienta.

**Paso 0:** Definir el o los activos de interés que se pretende aplicar el modelo de toma de decisiones. Cabe destacar que la herramienta “Data Assessment” evalúa las dimensiones anteriormente mencionadas únicamente para un solo componente de la planta, en este caso se trabajara con los paneles fotovoltaicos de la planta.

**Paso 1:** Mediante una visita en terreno lo primero que debe realizarse es una subdivisión del o los activos a estudiar, ya sea por tecnología, ubicación, edad, etc. Estas subdivisiones se llamarán familias y permiten identificar diferencias en las condiciones operacionales, las cuales podrían traducirse en fallas y detenciones diferentes para cada una de las familias.

**Paso 2:** Realizar la evaluación de cada una de las dimensiones para cuantificar en qué nivel se encuentra la calidad de la data recolectada. Para cuantificar la calidad de la data se establecen 5 niveles para cada subdimensión.

**Paso 3:** Una vez cuantificada la calidad de la data es preciso graficarlas y compararlas mediante un gráfico de radar el cual permite comparar qué tan lejos o cerca estamos del modelo de decisión PHM. A continuación se presenta un ejemplo en donde la línea celeste indica las puntuaciones mínimas requeridas para implementar un CBM y en naranja las obtenidas.

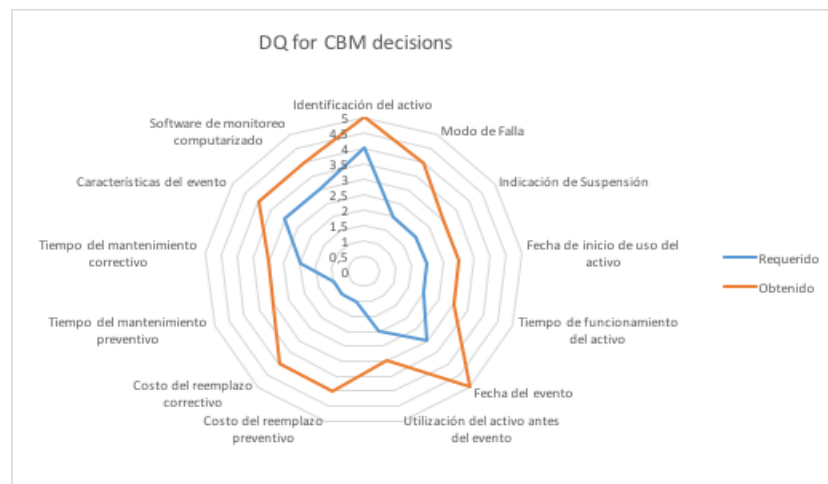
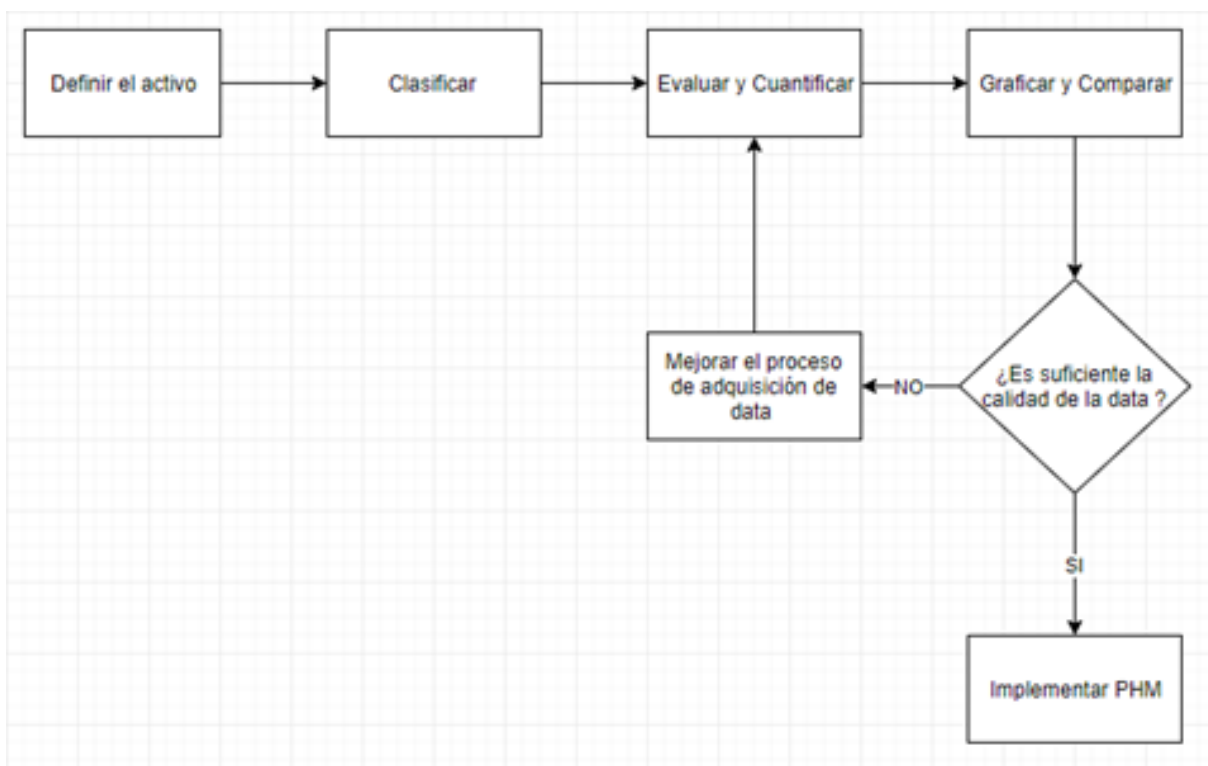


Ilustración 15: Data Assessment para modulo fotovoltaico



**Paso 4:** En este paso es preciso distinguir si la calidad de la data es suficiente para poder implementar algún modelo de decisión en este caso el PHM. En caso de no ser así, se abre la posibilidad de implementar las herramientas complementarias que mejoren la calidad de la data. Estas herramientas complementarias serán detalladas más adelante y el cómo podría mejorar la calidad de la data.

**Paso 5:** En el caso en que la calidad de la data no sea suficiente para implementar un modelo de decisión de tipo CBM, es preciso identificar en qué dimensión se presentan las deficiencias de la calidad de la data.



*Ilustración 16: Diagrama de flujo para la construcción del Data Assessment.*

Finalmente en la visita a terreno se implementó la herramienta Data Assessment tanto para paneles como para inversores, se obtuvieron los siguientes resultados.

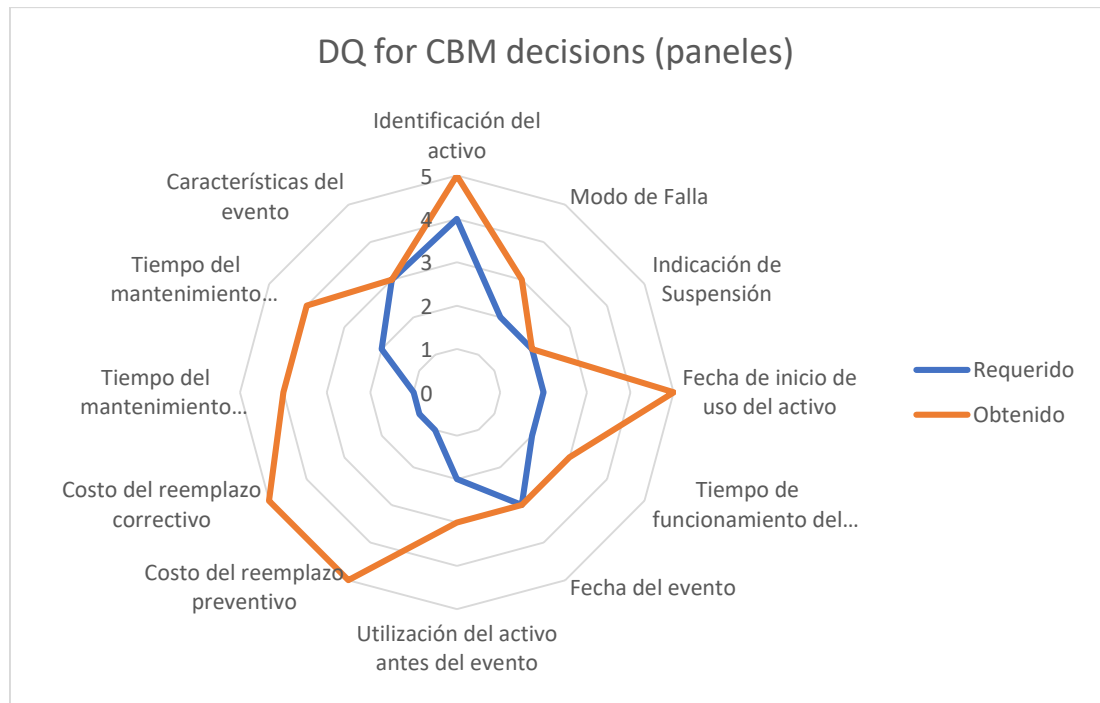


Ilustración 17: Data Assessment para paneles solares

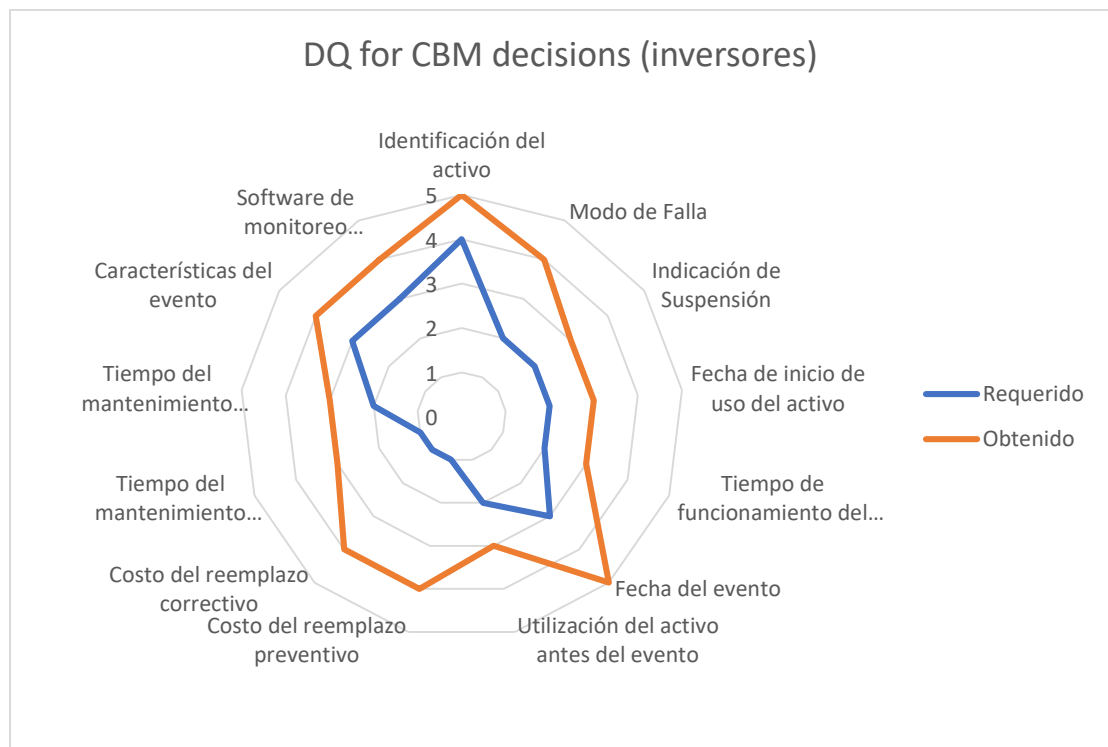


Ilustración 18: Data Assessment para inversores

Cabe destacar que si bien el objetivo de esta investigación es definir un modelo PHM para paneles, se aprovechó la visita en terreno para levantar información con respecto a inversores, de los gráficos de radar anterior se aprecia que el inversor cuenta con un sistema de monitoreo y control más riguroso en comparación al del panel fotovoltaico, por lo que en futuras investigaciones sería atractivo estudiar e implementar esta herramienta al inversor. Los detalles de la evaluación para cada dimensión se adjuntan en el anexo.

### **3.2.3 Determinación de las Variables críticas.**

Esta sección es de crucial importancia para nutrir al modelo PHM con sus inputs respectivo, es por ello que la idea de identificar las variables críticas se relaciona con asociar cada una de estas variables a un historial de fallas, es decir cuantificar la influencia de cada uno de las variables que se están monitoreando en el proceso.

Para determinar las variables críticas que inciden en el buen funcionamiento del activo involucrado, en este caso el panel fotovoltaico, es que se procederá a evaluar mediante un FMECA la pérdida de funcionalidad del activo, y en base a esto identificar las variables que impiden la correcta operación del activo.

El FMEA es una herramienta de priorización de actividades que permiten identificar las causas y efectos asociados a una falla, ya sea de un proceso, un sistema etc.[12]. A continuación se presenta una metodología básica para implementar esta herramienta y luego un ejemplo de cómo se aplicó esta herramienta en el estudio de una planta fotovoltaica, específicamente en los equipos de generación como lo son los paneles fotovoltaicos.

**Paso 1 (Identificación):** Se debe identificar el activo a estudiar y definir su función en el proceso.

**Paso 2 (Modo de falla):** Se debe plantear el modo de falla considerando la pérdida de funcionalidad del activo, es decir especificar como el activo deja de cumplir una tarea o función.

**Paso (Efectos)3:** Se debe indagar en los posibles efectos que podría ocasionar la presencia de la falla, tanto para el sistema como para la seguridad de las personas, mientras más efectos se conozcan de la falla mayor será el grado de conocimiento del sistema.

**Paso 4 (severidad):** Se debe cuantificar la severidad de la ocurrencia de una falla, es decir, como afecta a la correcta operación del sistema y su seguridad,

puede darse el caso en que una falla afecte de tal manera al sistema que no pueda seguir operando. Con el número 1 para no severo y número 10 para extremadamente severo.

<b>Efecto</b>	<b>Severidad del efecto</b>	<b>Ranking</b>
<b>Peligroso sin previo aviso</b>	Clasificación de gravedad muy alta cuando un modo de falla potencial afecta la operación segura del sistema sin advertencia	<b>10</b>
<b>Peligroso con advertencia</b>	Clasificación de severidad muy alta cuando un modo de falla potencial afecta la operación segura del sistema con advertencia	<b>9</b>
<b>Muy alto</b>	Sistema inoperable con fallo destructivo sin comprometer la seguridad.	<b>8</b>
<b>Alto</b>	Sistema inoperable con daños en el equipo.	<b>7</b>
<b>Moderado</b>	Sistema inoperable con daños menores.	<b>6</b>
<b>Bajo</b>	Sistema inoperable sin daños.	<b>5</b>
<b>Muy bajo</b>	Sistema operable con degradación significativa del rendimiento.	<b>4</b>
<b>Menor</b>	Sistema operable con cierta degradación del rendimiento.	<b>3</b>
<b>Muy menor</b>	Sistema operable con mínima interferencia	<b>2</b>
<b>Ninguno</b>	Sin efecto	<b>1</b>

*Tabla 3.17: Puntuación para evaluar la severidad de la falla. Fuente [12]*

**Paso 5(Causas):** Se debe indagar en las posibles causas de esta falla o perdida de funcionalidad, cabe destacar que es posible que una falla se deba a diversas causas, la idea es identificar la mayor cantidad de causas posibles para posteriormente controlar estos riesgos.

**Paso 6(% que ocasiona la falla funcional):** en el caso que se tenga conocimiento de cómo las causas que ocasionan la falla podrían aportar a la probabilidad de que esta se suscite, es decir la frecuencia con que una vez detectada la falla se pueda asignar a una causa determinada.

**Paso 7(Ocurrencia/Probabilidad):** Se debe asignar un cierto grado de probabilidad ya sea por datos históricos o por la apreciación de un operario con experiencia que sugiera cuan probable o frecuente es una falla. Aquí como su nombre lo indica se le asigna un valor de escala a que tan frecuente ocurre esta falla. Se cuantifica con el número 1 fallas que no ocurren usualmente y el número 10 para fallas que continuamente se presentan.

<b>Probabilidad de falla</b>	<b>Probabilidad de falla</b>	<b>Ranking</b>
<b>Muy alto: La falla es casi inevitable</b>	>1 en 2	<b>10</b>
	1 en 3	<b>9</b>
<b>Alta: fallos repetidos</b>	1 en 8	<b>8</b>
	1 en 20	<b>7</b>
<b>Moderado: Fallas ocasionales</b>	1 en 80	<b>6</b>
	1 en 400	<b>5</b>
	1 en 2,000	<b>4</b>
<b>Bajo : Relativamente pocas fallas</b>	1 en 15,000	<b>3</b>
	1 en 150,000	<b>2</b>
<b>Remoto: La falla es poco probable</b>	<1 en 1,500,000	<b>1</b>

*Tabla 3.18: Puntuación para la Probabilidad de falla. Fuente [12]*

**Paso 8(medidas de control):** Se deben identificar y establecer medidas de control que mitiguen las causas potenciales asociadas a cada falla.

**Paso 9(Detección):** una vez ocurrida la falla que tan fácil es para el sistema detectar la falla, además es preciso identificar los sistemas de control que se puedan monitorear las fallas en el caso de existir. Aquí el número 1 significa que hay excelentes controles para detectar las fallas y el número 10 significa que el control de detección sobre la falla es muy pobre o no existe.

<b>Detección</b>	<b>Probabilidad de detección por Control de Diseño</b>	<b>Ranking</b>
<b>Incertidumbre absoluto</b>	El control de diseño no puede detectar la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>10</b>
<b>Muy remota</b>	<b>Posibilidad muy remota:</b> el control de diseño detectará la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>9</b>
<b>Remota</b>	<b>Posibilidad remota:</b> el control de diseño detectará la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>8</b>
<b>Muy baja</b>	<b>Muy baja probabilidad</b> de que el control de diseño detecte la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>7</b>
<b>Baja</b>	<b>Baja probabilidad</b> de que el control de diseño detecte la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>6</b>
<b>Moderado</b>	<b>Probabilidad moderada:</b> el control de diseño detectará la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>5</b>
<b>Moderadamente alto</b>	<b>Moderadamente alta probabilidad</b> de que el control de diseño detecte una posible causa / mecanismo y el modo de falla subsiguiente	<b>4</b>
<b>Alta</b>	<b>Alta probabilidad</b> de que el control de diseño detecte la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>3</b>
<b>Muy alta</b>	<b>Muy alta probabilidad</b> de que el control de diseño detecte la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>2</b>
<b>Casi seguro</b>	El control de diseño detectará la causa / mecanismo potencial y el modo de falla subsiguiente	<b>1</b>

*Tabla 3.19: Puntuación para la detección de fallas. Fuente [12]*

**Paso 10 (NPR):** Calcular el NPR (Numero Prioritario de Riesgo) de cada efecto  $NPR = Severidad, Ocurrencia, Detección$ . Este es el número clave que se utilizara para identificar dónde se enfocaran los trabajos. Por ejemplo, tenemos una Severidad de 10 (muy severo), Ocurrencia de 10 (pasa todo el tiempo) y Detección de 10 (no puede ser detectado) entonces nuestro NPR es 1000. Significa que es un problema que necesita ser resuelto de inmediato

**Paso 11 (priorización):** Priorizar los Modos de Falla acorde al NPR. Se debe decidir dónde enfocarse primero.

A continuación se presenta un extracto del FMECA elaborado para paneles fotovoltaicos, donde establecen algunos modos de falla y se ponderan los factores de severidad , probabilidad de ocurrencia y detectabilidad, la tabla completa se encuentra en el apéndice para mayor comprensión.

Item / Function	Potential Failure Mode(s)	Potential Effect(s) of Failure	Sev	Potential Cause(s)/ Mechanism(s) of Failure	% que ocasionan la falla funcional	Prob	Current Design Controls	Det	RPN
PV Panel/ Convertir la energía solar en energía eléctrica	Vidrio frontal quebrado	Descargas eléctricas al personal de O&M. Peligro de incendio. Reducción de potencia	10	Manejo inadecuado.	6,50%	3	Buenas prácticas de trabajo y uso de manual de procedimiento	2	60
				Estrés térmico			Condiciones fluctuantes de temperatura. Las labores de limpieza deben considerar este efecto		0
				Vandalismo		1	Sin control	n/a	n/a
	Puntos calientes/ HotSpots	Reducción de potencia	9	Microfisuras o rotura del vidrio encapsulante		6	Análisis de termografía	3	162

Tabla 3.20: Extracto FMECA para módulos fotovoltaicos. Fuente :elaboración propia.

Ahora bien considerando el FMECA construido, se identifica por una parte los efectos de las fallas, las que en su gran mayoría se traducen en la pérdida de potencia, las cuales son posible identificar mediante variables eléctricas, como la tensión y la corriente, es por esto que estas dos variables anteriormente mencionadas podrían ser variables potencialmente críticas a la hora de detectar la pérdida de potencia.

El aumento temperatura también es un efecto recurrente a la hora de presentarse fallas en los paneles, por lo que se considerara para la selección de variables críticas.

La temperatura superficial del panel es de crucial importancia, puesto que influye directamente en la eficiencia del panel a continuación se presenta en una gráfica de curva IV que representa como la temperatura influye finalmente en la potencia generada por el modulo fotovoltaico.

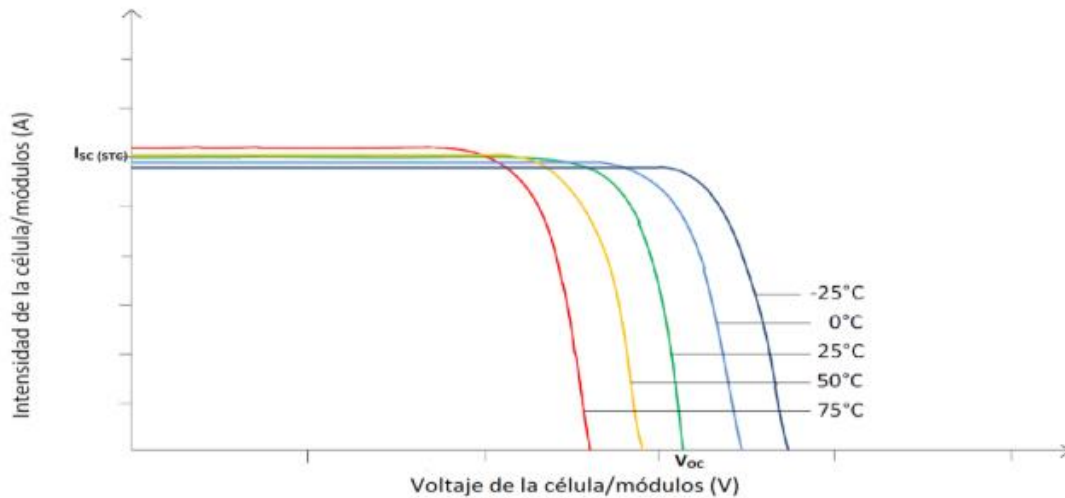


Ilustración 19: Influencia de la temperatura en el rendimiento del módulo fotovoltaico. Fuente [27]

A su vez se debe considerar que los rendimientos nominales que presentan los paneles están asociados a pruebas de laboratorio controladas, las cuales a su vez están asociadas a las condiciones de prueba estándar (STC), lo que garantiza una comparación y evaluación de diferentes módulos fotovoltaicos. STC es un estándar de la industria que indica el rendimiento de los módulos fotovoltaicos y especifica una temperatura de celda de  $25^{\circ}\text{C}$  y una irradiancia de  $1000\text{ [W / m}^2\text{]}$  con un espectro de masa de aire de 1.5 (AM1.5)[13]. Estos corresponden a la irradiación y al espectro de la luz solar que inciden en un día claro en una superficie inclinada a  $37^{\circ}$  con orientación solar con el sol en un ángulo de  $41.81^{\circ}$  sobre el horizonte. Ahora bien considerando lo anterior las temperaturas que experimentan los paneles solares en operación por lo general están por sobre los  $25^{\circ}\text{C}$  lo que se traduce a su vez en una baja en el rendimiento, esta es una de las causas que sugieren la criticidad de esta variable a considerar como input del modelo PHM.

Por otro lado la temperatura también está asociada a diferentes fallas en el panel tales como hotspots productos de sombreadamientos, caja de diodos quemados, roturas de la capa protectora, fractura de celda etc. [13]. Esto también avala la decisión de considerar la temperatura como variable crítica.

La robustez del modelo permite incluir una gran cantidad de variables, a cada una de estas variables tendrá asociada un peso, el cual podría traducirse en la influencia que esta tiene en la falla, además es preciso destacar que este proceso de cuantificar la influencia de las variables monitoreadas en las fallas es modificable, en el sentido de que podría seguir una lógica de iteración, para ir



descartando variables a medida que se identifica su baja influencia en las fallas, esto a su vez modificara la influencia de cada una de las variables en cada iteración. Por lo que realizar muchas veces este proceso tampoco es recomendable.

Debido a los antecedentes planteados anteriormente se considerara para este estudio, solo la influencia de la temperatura para el modelo PHM que se utilizara, no obstante sería posible incluir más variables críticas para cuantificar su influencia en las fallas presentadas por los módulos fotovoltaicos.

Ahora bien puesto que se seleccionó la temperatura como variable critica, es preciso establecer estados de funcionamiento asociado a fallas, para ello el modelo trabajara con tres estados de fallas asociado a sus respectivas sobretemperaturas, los cuales a su vez se asocian a la gravedad de la falla, para ello se tiene la siguiente tabla que explica de mejor manera los estados seleccionados.

<b>Tipo de falla</b>	<b>Rango de sobretemperatura [°C]</b>
Leve	$5 < \Delta T < 15$
Mediana	$5 < \Delta T < 30$
Grave	$\Delta T > 30$

*Tabla 3.21: Gravedad de la falla y su sobretemperatura asociada*

Cabe destacar que los rangos de sobretemperatura asociados a fallas no son arbitrarios, son obtenidos de un estudio que recabo parámetros térmicos y eléctricos en un planta fotovoltaica de Yéchar, Mallorca, España. Para la implementación de un sistema de monitoreo preventivo, en el cual a través de la termografía se monitorio un universo de 245 módulos de los cuales 66 presentaron fallas [14], este estudio es la base para la simulación de datos puesto que también se observó una cierta distribución para cada rango de sobretemperatura, a continuación se muestra la tabla de distribución de fallas.

<b>Tipo de falla</b>	<b>Porcentaje de fallas</b>
Leve	1,5%
Mediana	9,1%
Grave	89,4%

*Tabla 3.22: Porcentaje de fallas detectadas según gravedad de la falla*

### 3.2.4 Estudio benchmarking para estimar los parámetros involucrados en la tasa de falla de paneles solares.

Mediante una revisión bibliográfica de papers y estudios asociados a la confiabilidad en la industria fotovoltaica, se pretende identificar si es que existen documentos que establezcan los parámetros para estimar la tasa de falla de una distribución tipo Weibull PHM, es decir que se establezcan los parámetros  $\beta, \eta$  y  $\gamma$  con los cuales se configura la función de tasa de falla (ver Ecuación (1)).

La confiabilidad  $R(t)$  es la capacidad de realizar el trabajo requerido, sin fallas, para un intervalo de tiempo dado  $t$ , bajo condiciones dadas [15]. Por su parte se relaciona estrechamente con la tasa de falla debido a que matemáticamente se involucra en el cálculo de la confiabilidad, se tiene por lo tanto que:

$$R(t) = \exp \left[ - \int_0^t \lambda(u) du \right] \quad (2)$$

Ahora bien estudios recientes buscan determinar la confiabilidad a través de la evolución de riesgos a mediante un análisis de árbol de falla (FTA) y un FMEA, donde se contemplan todos los subsistemas que componen una planta fotovoltaica, nutriéndose de tasas de fallas para cada uno de los componentes más importante de cada subsistema [16]. Por su parte la limitación de estos estudios es que solo consideran tasas de fallas que no involucran la influencia de las condiciones operacionales ni el monitoreo de condiciones.

Otro estudio relacionado con el modelamiento de la confiabilidad de una planta fotovoltaica donde se analizan los sistemas más preponderantes desde el punto de vista eléctrico/electrónico, donde se consideran inversores, strings de paneles. Lo atractivo e innovador de este estudio es que establece un procedimiento para calcular la tasa de falla del inversor a través del cálculo de la tasa de falla de los componentes electrónicos que componen este activo. Por su parte para la tasa de falla del panel fotovoltaico, se calcula a nivel de string, considerando la cantidad de paneles que componen el este arreglo, considerando los tiempos de reparación, además del fusible protector de la combiner box, que también se debe considerar en la confiabilidad, ya que en caso de “quemarse” este elemento, se pierde el aporte de todo el string [17]. Sin ir más allá se identifica que para configurar la confiabilidad del sistema nuevamente no se consideran las condiciones operacionales ni el monitoreo de condiciones asociados al módulo fotovoltaico.

Otro estudio presenta un método para evaluar la confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red a gran escala. Mediante un El árbol de fallas y un FMEA asociado al análisis de probabilidad se utilizan para calcular la ecuación de confiabilidad, el modelo desarrollado se aplica en datos de estándares militares y en datos tomados de la literatura científica. El método proporciona una herramienta útil para destacar los diferentes impactos que generan los diferentes componentes de una instalación fotovoltaica en la confiabilidad del sistema [18]. Nuevamente solo se entregan tasas de fallas para el modulo fotovoltaico, que no consideran las condiciones operacionales ni el monitoreo de condiciones.

Finalmente en un estudio asociado al estudio de la confiabilidad y disponibilidad se recopilan y analizan datos de campo, los tiempos de falla y los tiempos de reparación, durante un período de cinco años desde un sistema fotovoltaico de 4,6 MWdc operado por Tucson Electric Power (TEP) en Springerville, Arizona. Las distribuciones de fallas y reparaciones se ajustaron a estos datos de campo [19]. Estos resultados luego se utilizaron como input en un modelo RBD (diagrama de bloques asociado a la confiabilidad) y producir estimaciones de confiabilidad y disponibilidad a nivel del sistema. Los resultados de estos análisis son:

- Un resumen de las fallas para cada componente principal del sistema
- Un resumen de las distribuciones de fallas y la reparación. tiempos para cada componente principal,
- Confiabilidad y disponibilidad del sistema en función del tiempo. proyecciones,
- Una estimación del número de fallas para cada principal Componente sobre la vida del sistema.

Por su parte otro aspecto importante que se destaca de este estudio es que las tasas de fallas que arrojó el software con que se procesaron los datos, obedecen a distribuciones Weibull, lo que implica que es posible inferir mayor información del estado de los activos y a su vez asociarlos a un mejor estudio de la confiabilidad.

A continuación se adjunta los resultados obtenidos en el estudio que propone este paper:

<b>PV Component/ RBD Block</b>	<b>Distribution</b>	<b>Beta or Log SD (Shape)</b>	<b>Eta or Log Mean or Lambda (Scale)</b>	<b>Gamma (Location)</b>
AC disconnect	Weibull 3-RRX	0.35	11000	3.9
Lightning	Exponential 1-RRX		0.00022	
Row Box	Weibull 2-RRX	0.51	1.2E+06	
PV Module	Weibull 3-RRX	0.28	5.2E+12	17
480/34.5 KV Transformer	Weibull 2-RRX	0.58	7100	
208/480 Transformer	Weibull 3-RRX	0.15	1.3E+10	28
Marshalling Box	Lognormal 2-RRX	2.3	10	

*Ilustración 20: Extracto tabla distribución para la tasa de fallas de diversos componentes. Fuente [19]*

Ahora bien, se tiene que para el modulo fotovoltaico se establecen parámetros de forma y escala, pero nuevamente este estudio no considera la influencia de las condiciones operacionales, ni tampoco el monitoreo de condiciones, por lo que no se logran establecer los parámetros asociados a una distribución Weibull PHM, pero si puede servir como línea base para tener una idea de donde partir a la hora de modelar la tasa de falla de los módulos fotovoltaicos.

Finalmente se aprecia que si bien existen estudios que pueden modelar la confiabilidad de una instalación fotovoltaica, en ninguno de estos, se identifica la influencia de ciertos parámetros o condiciones que podrían ser monitoreadas, para modelar las tasa de fallas que involucra cada activo. Es por esto que la presente investigación busca establecer una línea base para futuras investigaciones que permitan incluir condiciones de monitoreo asociada a historiales de fallas.

## Capítulo 4

### 4.1 Definiendo la cadena de Markov para la confiabilidad condicional de un módulo fotovoltaico

Una cadena de Markov es un proceso estocástico de estado finito en el cual el comportamiento probabilístico futuro del proceso depende solo del estado presente. Los dos conceptos clave de una cadena de Markov son el estado del sistema y las transiciones de estado que el sistema puede experimentar [20].

La ilustración 23 muestra las transiciones posibles para un sistema dado que puede estar en uno de los cinco estados al comienzo de cada inspección o monitoreo del panel fotovoltaico.

Supongamos que cada posible transición del estado  $i$  (al comienzo de la inspección) al estado  $j$  (al comienzo de la siguiente inspección) se produce con una probabilidad,  $p_{ij}$ , llamada probabilidad de transición de un paso. Entonces tenemos la matriz de transición [20].

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1r} \\ & \vdots & & \\ & \vdots & & \\ p_{r1} & p_{r2} & \dots & p_{rr} \end{bmatrix}.$$

Ilustración 21: Matriz probabilidad de transición

$$\sum_j p_{ij} = 1 \text{ para todo } i$$

Sea  $x_j$  la probabilidad de que el sistema se encuentre actualmente en el estado  $j$ . El comportamiento probabilístico actual del sistema puede ser representado por el vector de probabilidad, una matriz con una sola fila:

$X_0 = [x_1, x_2, \dots, x_r]$  con  $x_j \geq 0$  y  $\sum_j x_j = 1$  Para todos los  $j$

El comportamiento probabilístico del sistema después de una transición de un paso, es decir, en la inspección 1, es:

$$X_0 \times P = [x_1, x_2, \dots, x_r] \times \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1r} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ p_{r1} & p_{r2} & \dots & p_{rr} \end{bmatrix}$$

$$= \left[ \sum_{j=1}^r (x_j p_{1j}), \sum_{j=1}^r (x_j p_{2j}), \dots, \sum_{j=1}^r (x_j p_{rj}) \right].$$

Ilustración 4.22: Matriz probabilidad de transición, transcurrido un cambio de estado

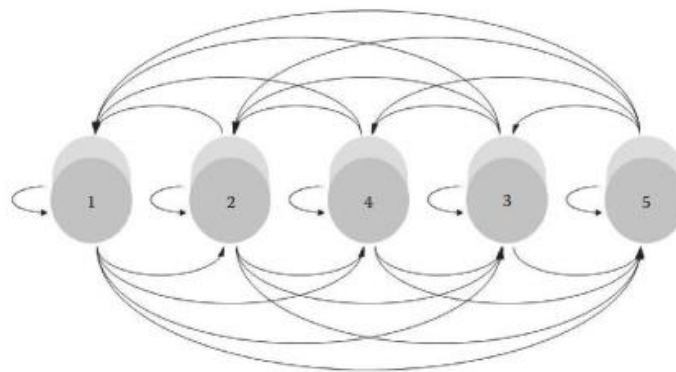


Ilustración 23.3: Diagrama de transición de estados para la cadena de Markov en caso de contemplar 5 estados

Si la misma matriz de transición describe completamente el comportamiento probabilístico de tal sistema para todas las transiciones futuras de un solo paso, dicho sistema se llama cadena de Markov con probabilidades de transición estacionarias, o una cadena de Markov homogénea.

Para construir la confiabilidad condicional, lo primero es establecer estados para la condición monitoreada, para este estudio se definirán estados relacionados con la temperatura, por lo que se establecen 3 estados, todos ellos asociados a una falla, los cuales se definen mediante las sobretemperaturas asociadas a la gravedad de la falla en paneles fotovoltaicos, a continuación se muestra una tabla con los diferentes rangos de temperatura de operación del módulo fotovoltaico.

Tipo de falla	Estado	Rango de sobretemperatura [°C]
Leve	x(0)	$5 < \Delta T < 15$
Mediana	x(1)	$5 < \Delta T < 30$
Grave	x(2)	$\Delta T > 30$

Tabla 4.123: Gravedad de falla, estado y rango de sobretemperatura

Ahora bien una vez definida los estados para la temperatura es necesario definir una estructura que permita ordenar los datos de entrada del modelo, para ello se ordenan los datos de forma vectorial, donde se identifican categorías para cada columna, a continuación se presentan cada una de estas categorías:

- **Identificación del activo**
- **Working Age (edad al tiempo del evento )**
- **Condición monitoreada**

En base a estas 3 variables anteriores de tipo “input” se puede construir nuevas variables que permiten construir la matriz tasa de transición, para ello se tiene que:

- **Estado de la condición:** En base a la tabla22, los datos de la condición monitoreada se clasifican asignándole un estado para cada uno de ellos
- **Estado del siguiente evento:** esta columna de datos asigna el estado del dato siguiente a continuación del estado actual.
- **Probabilidad (estado actual, estado siguiente):** Esta columna de datos asigna un numero considerando el dato de la variable “estado de la condición” y “estado del siguiente estado”

A continuación se muestra la tabla de datos, donde los datos outputs (rojo) se construyen en base a los datos inputs (verde):

Identificación	WorkingAge	CM $\Delta T$ °C	Estado actual	Estado siguiente	Probabilidad
i1	232,90	5,50	1	1	11
i1	233	7,11	1	1	11
i1	562,20	6,09	1	1	11
i1	562,3	12,32	1	1	11
i1	870,30	12,31	1	3	13
i10	159,20	25,04	3	3	33
i10	500,70	28,31	3	3	33
i10	780,30	2047,20	3	3	33

Tabla 24.2: Extracto de datos inputs y outputs para la construcción de la confiabilidad condicional

Luego se define la matriz contador, donde se define cuantas veces el activo en estudio paso de estar en un estado  $i$  a un estado  $j$ , para ello se toman en cuenta los datos de la columna “probabilidad”, a continuación se presenta la estructura de la matriz.

j	1	2	3
1-j	113	165	1
2-j	160	237	9
3-j	7	4	3

Tabla 4.3: Matriz contadora de transición de estado

Ahora bien es preciso definir la matriz de tasa de transición, para ello es necesario definir previamente la matriz contadora de tiempo para cada estado, la estructura de esta matriz posee cuatro columnas las cuales son:

- **Diferencia t:** en esta columna se comprueba que el dato proveniente de CM corresponda al mismo activo (casillas azul y roja), en caso de ser así, se restan los tiempos, es decir el “Working Age” siguiente (casilla purpura) menos el “Working Age”(casilla verde) actual, en caso de que la identificación de los activos sea distinta, se asigna un valor 0.

Ident	WorkingAge	CM	Estado actual	Estado siguiente	Probab.
i1	232,90	5,50	1	1	11
i1	233	7,11	1	1	11
i1	562,20	6,09	1	1	11
i1	562,3	12,32	1	1	11

Ilustración 4.4: Extracto de los datos para construir la matriz tasa de transición.

- $t_1$ : Comprueba que la columna “Estado” proveniente del dato en estudio corresponda al estado 1, en caso de ser así asigna el valor del dato de la columna “Diferencia t”, de no ser así asigna el valor 0.
- $t_2$ : Comprueba que la columna “Estado” proveniente del dato en estudio corresponda al estado 2, en caso de ser así asigna el valor del dato de la columna “Diferencia t”, de no ser así asigna el valor 0.
- $t_3$ : Comprueba que la columna “Estado” proveniente del dato en estudio corresponda al estado 3, en caso de ser así asigna el valor del dato de la columna “Diferencia t”, de no ser así asigna el valor 0.



Diferencia t (WorkingAge)	t_1	t_2	t_3
0,10	0,1	0	0
329,20	329,2	0	0
0,10	0,1	0	0
308,00	308	0	0

Tabla 25: Extracto de la tabla diferencia t y sus respectivos tiempos de estados

Una vez analizado todos los datos se procede a sumar por separado cada uno de los “ $t_i$ ” para obtener el tiempo total “ $t_{t_i}$ ” en que permaneció el activo en cada uno de los estados, donde estos “ $t_{t_i}$ ” serán utilizados para construir la matriz de tasa de transición.

Se define el algoritmo que permite asignarle un valor a cada elemento de la matriz tasa de transición:

$$\lambda_{ij} = \frac{n_{ij}}{t_{t_i}}, i \neq j \quad (2)$$

$$\lambda_{ii} = - \sum_{j \neq i} \lambda_{ij} \quad (3)$$

j	1	2	3
p1-j	-0,00203	0,00202	0,00001
p2-j	0,00159	-0,00168	0,00009
p3-j	0,00316	0,00181	-0,00497

Tabla 26: Matriz tasa de transición.

Ahora que se tiene la matriz tasa de transición, la cual se denotara por la letra “A” es posible comenzar con el procedimiento para construir la confiabilidad condicional.

La confiabilidad condicional nos presenta un escenario probabilístico, donde es posible estimar la confiabilidad de un activo considerando un tiempo de inicio (el cual puede ser distinto de cero) hasta un tiempo final, para ello es necesario considerar la siguiente aproximación:

$$L[i] \approx \exp \left\{ - \int_{k\Delta}^{(k+1)\Delta} D(t) dt \right\} \exp(A\Delta) \quad (4)$$

Donde D está definido como:

$$D = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp\{\gamma_i z_i\} \delta_{ij} \quad (5)$$

Donde el operador  $\delta_{ij}$  indica que la matriz D solo tendrá elementos diagonales. El resto de términos serán de valor 0.

La expresión simbólica obtenida de la integración de la expresión D resulta:

$$- \int_{k\Delta}^{(k+1)\Delta} D(t) dt = \left( \frac{\Delta}{\eta} \right)^{\beta} \exp\{\gamma_i z_i\} * \{k^{\beta} - (k+1)^{\beta}\} \quad (6)$$

Por su parte el termino  $k$  representa el tiempo de inicio donde se evaluara la confiabilidad condicional, por su parte el termino  $m$  representa el tiempo final donde se evaluara la confiabilidad condicional, finalmente el parámetro  $\Delta$  corresponde a la discretización temporal. Para dejar aún más claros estos últimos tres parámetros, se tiene un caso en que se quiere evaluar la confiabilidad condicional desde las 5000 hora, hasta las 6000 horas, primero se toma en cuenta la discretización temporal, asumiendo un  $\Delta = 100$ , entonces  $k = 50$ ,  $m = 60$ .

Ahora tomando en cuenta la expresión “ $\exp(A\Delta)$ ” de la Ecuacion 4 deben tomar todos los elementos de la matriz A y multiplicarlos por el termino  $\Delta$ , luego se debe tener en cuenta el siguiente algoritmo para la construcción de este termino matricial.

$$\begin{aligned} p_{ij} &= \exp(A\Delta) \quad \text{para } i = j \text{ (elementos diagonales)} \\ p_{ij} &= \exp(A\Delta) - 1 \quad \text{para } i \neq j \text{ (elementos no diagonales)} \end{aligned}$$

Finalmente a esta matriz será denotada por P.

Ahora bien es preciso construir el segundo término matricial que proviene de la siguiente expresión:

$$\exp \left\{ - \int_{k\Delta}^{(k+1)\Delta} D(t) dt \right\} \quad (7)$$

Ahora bien considerando la ecuación 6 la expresión simbólica se evalúa para cada estado  $x(i)$ , por lo que se obtiene un término matricial al cual denotaremos por  $R$ . cabe destacar que para cada estado se tomaran valores intermedios para cada uno de los dos primeros estados asumiendo que estos valores serían los más probables para cada uno de ellos, en cambio para el estado 3, se asumirá que el valor más probable será de 40°C.

Ahora se tiene que:

$$L[i] = R * P \quad (8)$$

Finalmente se tiene que:

$$L[k\Delta, m\Delta] \approx \prod_{i=k}^{m-1} L[i] \quad (9)$$

Finalmente con este procedimiento es posible estimar la confiabilidad condicional dado un tiempo inicial.

El siguiente paso es estimar el RUL (remaining useful life), para ello se debe integrar en el tiempo las curvas obtenidas de la confiabilidad condicional para cada uno de los estados.

Ahora bien para la investigación, puesto que no se cuenta con datos reales asociado a fallas, se simularan datos conforme a lo expuesto en la tabla 3.22 y el capítulo 3.2.4 por lo que en base a estos datos simulados y el procedimiento planteado anteriormente podrán obtenerse la confiabilidad condicional y el RUL asociado a los datos obtenidos.

Ahora bien para poder estimar los parámetros asociados a un modelo Weibull PHM, es decir  $\beta, \eta$  y  $\gamma$ , se utilizara el método de Lewis, si bien este

método no sirve para determinar el parámetro  $\gamma$  servirá como referencia para la estimación de los parámetros  $\beta, \eta$ .

El método de Lewis consiste en la estimación de parámetros  $\beta, \eta$ , a través de la estimación de la confiabilidad de datos que poseen censura, es decir un historial de fallas que contemple tanto fallas como suspensiones. Donde las fallas se le asigna el número 0 y a las suspensiones el número 1. Por su parte el historial de fallas también debe contar con la edad a la que se presentó el evento y el número de medición. A continuación se muestra un extracto de los datos simulados y su estructura.

i	t (horas)	delta
0		
1	1731	0
2	1897	0
3	2723	0
4	2831	0
5	3611	0
6	3656	0

Tabla 27: Extracto de la estructura de datos para el historial de fallas.

Cabe destacar que para la data simulada solo se trabajaran con eventos de falla, es decir la columna delta estará asociada a valores 0. Por su parte la estimación de la confiabilidad viene dado por la siguiente expresión:

$$\hat{R}(t_i) = \left( \frac{n+1-i}{n+2-i} \right)^{1-\delta_i} \hat{R}(t_{i-1}) \quad (10)$$

Donde  $n$  representa la cantidad de datos e  $i$  el número de la medición, por su parte el  $\delta_i$  se asocia a la falla o suspensión, por lo que su valor será 0 o 1 dependiendo del evento, para este caso siempre será 0. Ahora bien el termino  $\hat{R}(t_{i-1})$  representa la confiabilidad calculada para la medición anterior, para el caso particular de la primera medición se asumirá que la confiabilidad anterior es del 100%.

Ahora bien para la estimación de los parámetros  $\beta, \eta$  se debe tener en cuenta el siguiente procedimiento asociado a las siguientes expresiones.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (11)$$

$$\ln(-\ln(R(t))) = \beta \ln(t) - \beta \ln(\eta) \quad (12)$$

Considerar la forma de la ecuación de la recta:

$$y = ax + b \quad (13)$$

Por lo que se tiene que:

$$x = \ln(t) \quad (14)$$

$$y = \ln(-\ln(R(t))) \quad (15)$$

Con esto se busca linealizar los datos y así obtener una recta donde la pendiente será el parámetro  $\beta$ , por su parte para estimar el parámetro  $\eta$  se tiene la siguiente expresión:

$$\eta = e^{\frac{-b}{\beta}} \quad (16)$$

Con la data simulada se obtiene la siguiente estimación de los parámetros  $\eta$  y  $\beta$ .

Con estos parámetros estimados se tendrá una referencia de los valores reales para cada uno de ellos, si bien estos valores referenciales obedecen a la distribución planteada en el capítulo 3.2.4, se debe tener en cuenta que es solo data simulada y no es posible extraer información real de esta modelación, lo que sí es rescatable es el procedimiento planteado.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que si consideramos la influencia de la temperatura asociada a las fallas, es decir la inclusión del parámetro  $\gamma$ , los parámetros  $\eta$  y  $\beta$  se verán afectados, para entender la influencia de los  $\gamma_i$ , es decir la inclusión de más condiciones a monitorear asociados a la falla, se presenta una tabla donde se aprecia el cambio en los valores de los parámetros de escala y forma, esta tabla es producto de la implementación de un modelo PHM para la industria de la aviación[21].

Concomitant variable coefficients							Weibull parameters			
Fe	Cr	Cu	Mg	Fe × time*	Fe × Cr	Fe†	O/C	Shape	Scale	L. L.‡
—	—	—	—	—	—	—	—	3.42	16,913	-204.7
0.10	0.20	0.04	-0.55	—	—	—	—	3.41	17,856	-201.1
0.12	—	—	—	—	—	—	—	3.29	18,008	-202.9
0.64	—	—	—	-0.04	—	—	—	3.86	17,280	-202.0
0.04	—	—	—	—	-0.04	—	—	3.26	17,273	-201.9
0.13	—	—	—	—	—	-0.02	—	3.24	18,058	-202.7
0.15	—	—	—	—	—	—	-0.52	3.30	18,149	-202.8

Tabla 4.7: Variación de los parámetros de escala  $\eta$  y forma  $\beta$  al incluir distintas condiciones de monitoreo. Fuente [21]

Se aprecia que la inclusión de distintas condiciones a monitorear afectan en menor medida al parámetro de forma  $\beta$ , por su parte el que mayormente se ve afectado es el parámetro  $\eta$ . Con esto es posible solventar la idea anterior de estimar los parámetros de forma y escala a través del método de Lewis.

## 4.2 Caso de estudio

A continuación se mostraran los resultados obtenidos de la simulación de datos asociados a la falla de módulos fotovoltaicos, considerando el monitoreo de la temperatura, como parámetro de influencia en un modelo Weibull PHM. Para la data simulada se debe tener en cuenta la distribución de fallas y segmentación mediante estados de sobretemperatura, la cual se encuentra en las tablas 3.21 y 3.22. Por su parte la explicación y justificación de la elección de estos estados se encuentra en el capítulo 3.2.3.

De la estimación de los parámetros mediante el método de Lewis, se observa que el parámetro  $\hat{\beta}$  arroja un valor mayor a 1 por lo que indicaría que la tasa de fallas crecerá en el tiempo, es decir los activos se encuentran en una etapa de desgaste donde comienzan a aumentar la cantidad de fallas. Si bien estos datos son solo simulación, podrían servir como referencia para estudios futuros. En cuanto al parámetro  $\gamma$  se aprecia una edad de casi 11000 horas donde la confiabilidad sería cercana al 37%, esto propone un escenario de desgaste acelerado, puesto que la vida útil que aseguran los fabricantes de paneles fluctúa entre los 20 a 25 años, por lo que este parámetro también debe ser revisado a la hora de incluir data real.

Parámetro	Valor
$\hat{\eta}$	10986 [hrs]
$\hat{\beta}$	1,62 [-]

Tabla 4.8: Valor de la estimación de los parámetros de escala y forma.

Ahora puesto que no se tienen referencias sobre el parámetro  $\gamma$ , el cual cuantifica la influencia de la temperatura en las fallas presentadas, se presentara un análisis de sensibilidad de este parámetro para la estimación de la confiabilidad condicional y el RUL, donde se evaluarán distintos escenarios para cada valor de  $\gamma$ .

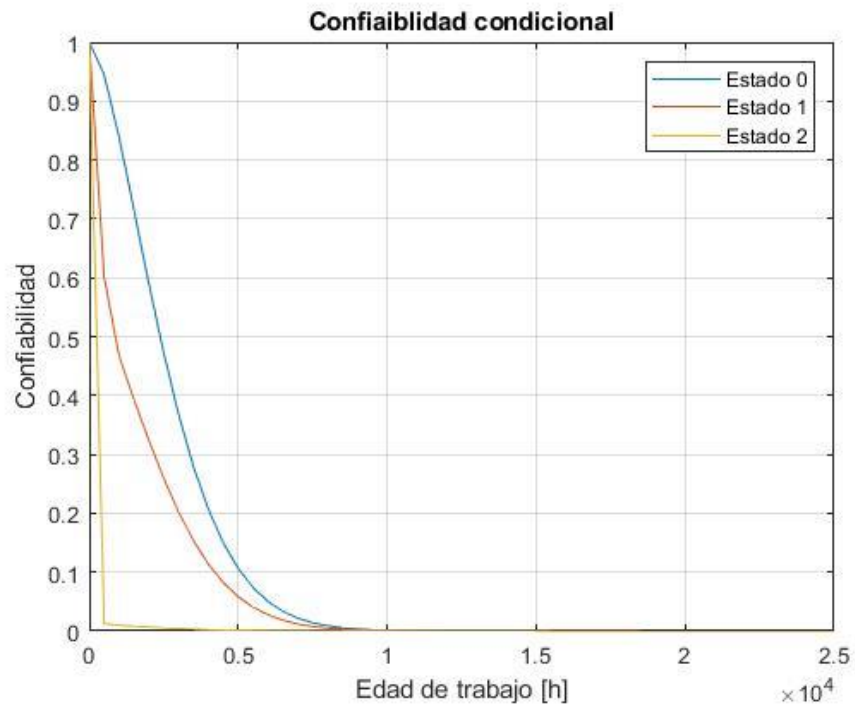


Ilustración 4.5: Confiabilidad condicional para un  $\gamma=0.2$

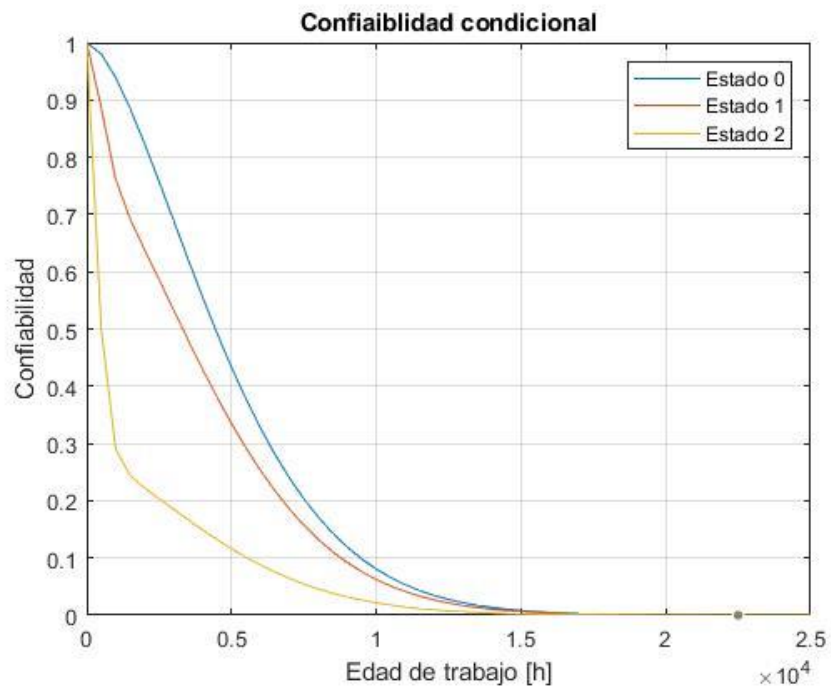


Ilustración 246: Confiabilidad condicional para un  $\gamma=0.1$

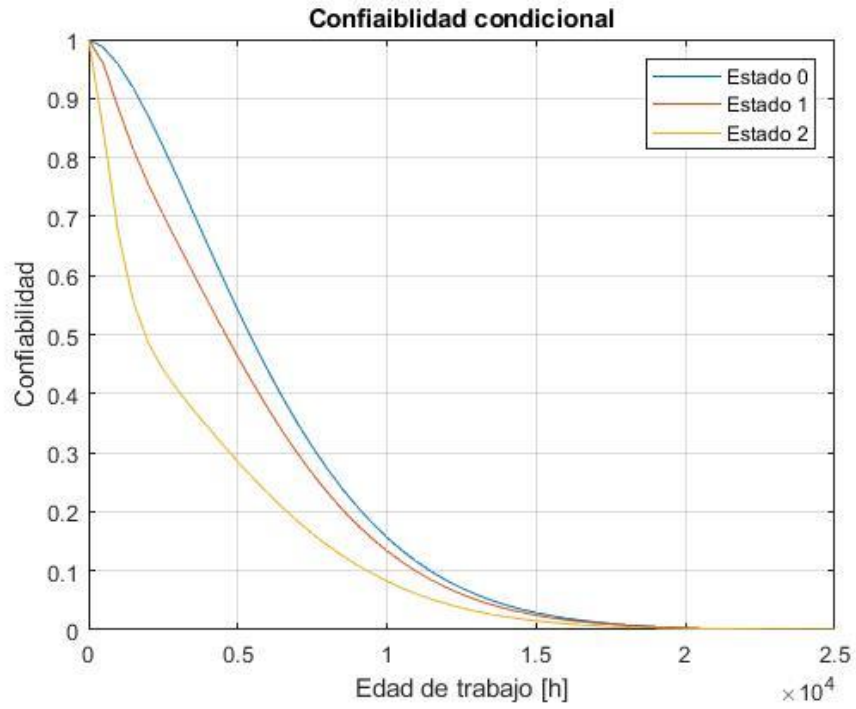


Ilustración 4.7: Confiabilidad condicional para un gamma=0.07

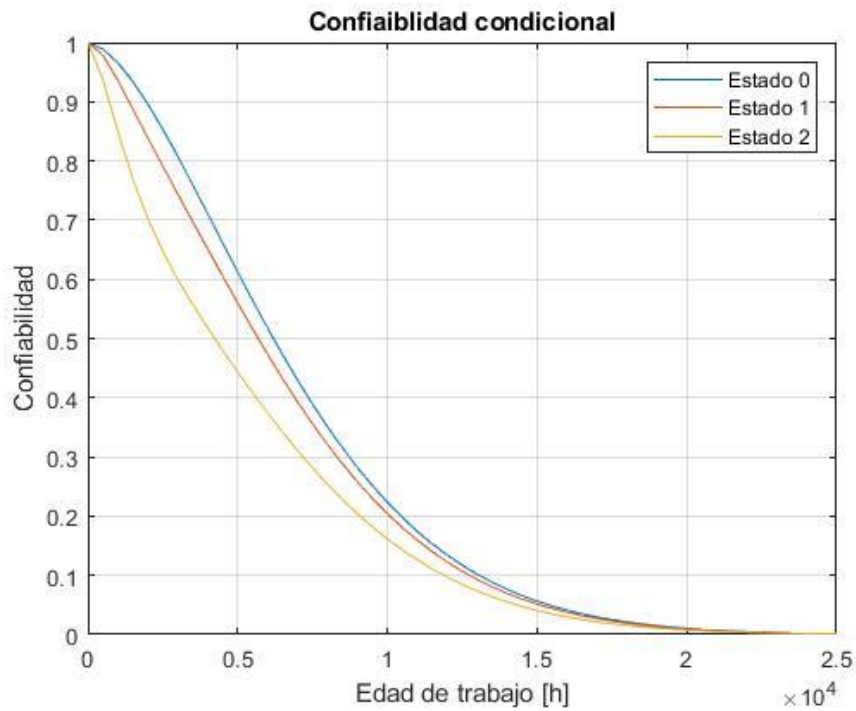


Ilustración 4.8: Confiabilidad condicional para un gamma=0.05



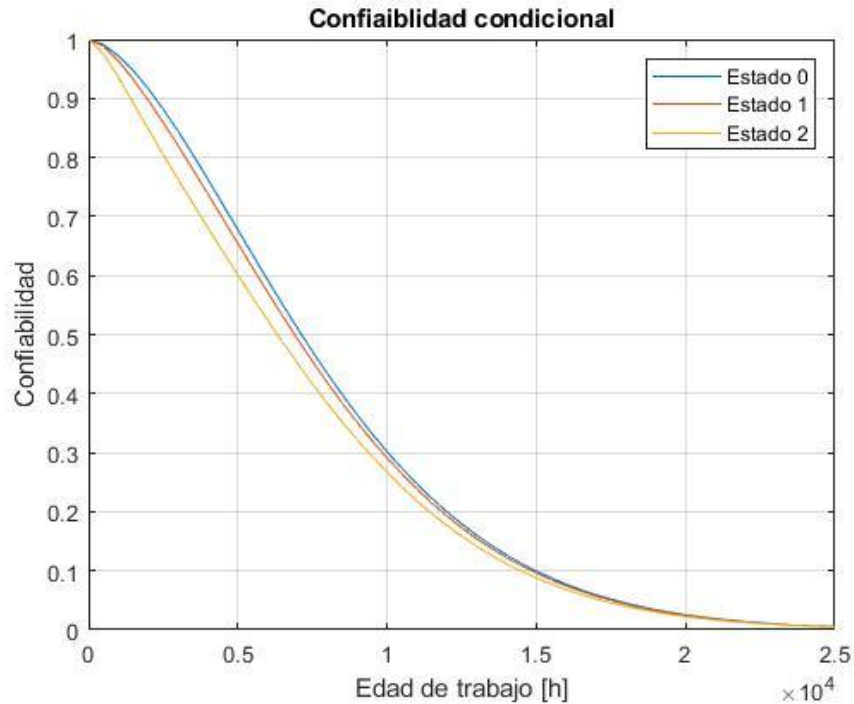


Ilustración 4.9: Confiabilidad condicional para un  $\gamma=0.03$

Se aprecia que a medida que el valor  $\gamma$  disminuye, la curva de confiabilidad condicional se desplaza hacia la derecha, es decir el tiempo de vida de los activos aumenta, puesto que la influencia de la covariable de temperatura pierde peso, a su vez cada una de las curvas asociadas a un estado se acercan entre ellas, en efecto, esto se traduce en como la temperatura está asociada a una falla, a medida que este valor disminuye, la influencia de la temperatura en las fallas también. Por su parte como era de esperar a medida que la sobretemperatura es mayor la confiabilidad decae más abruptamente que en estados de sobretemperatura más bajas.

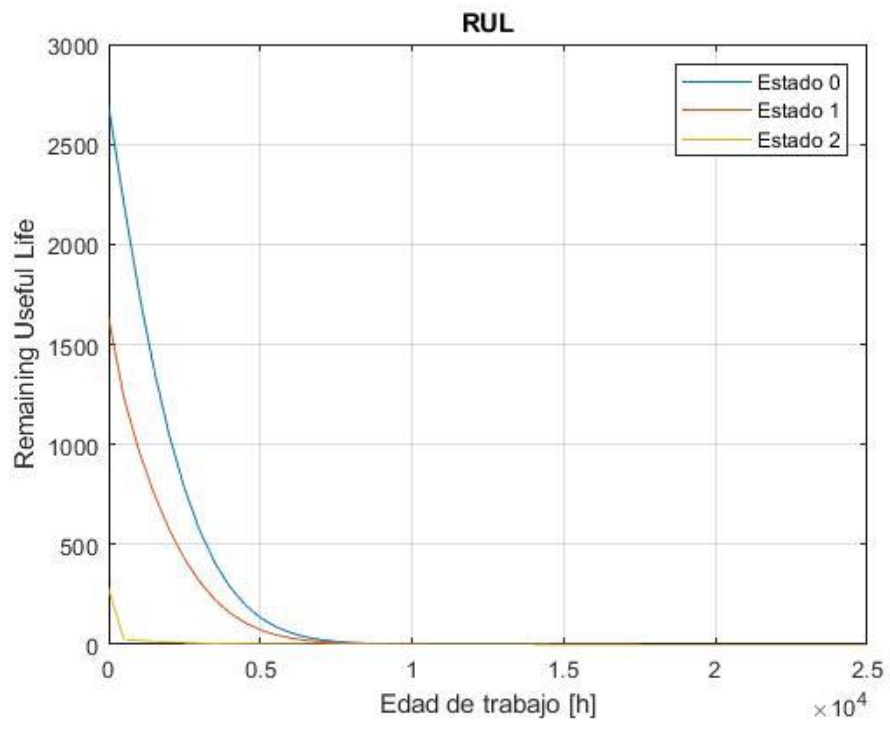


Ilustración 4.10: RUL con  $\gamma=0.2$

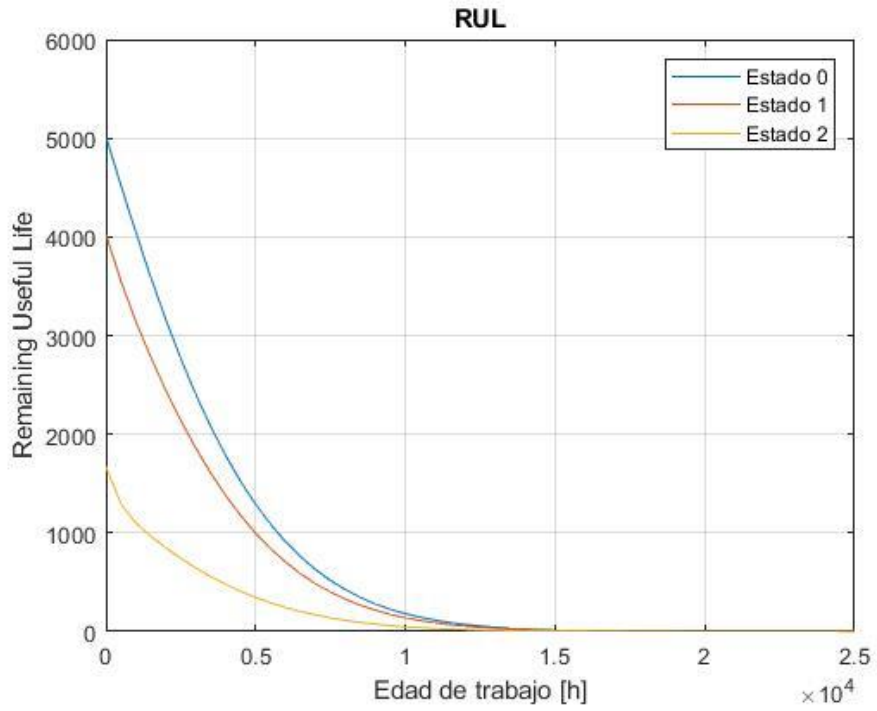


Ilustración 4.11: RUL con  $\gamma = 0.1$

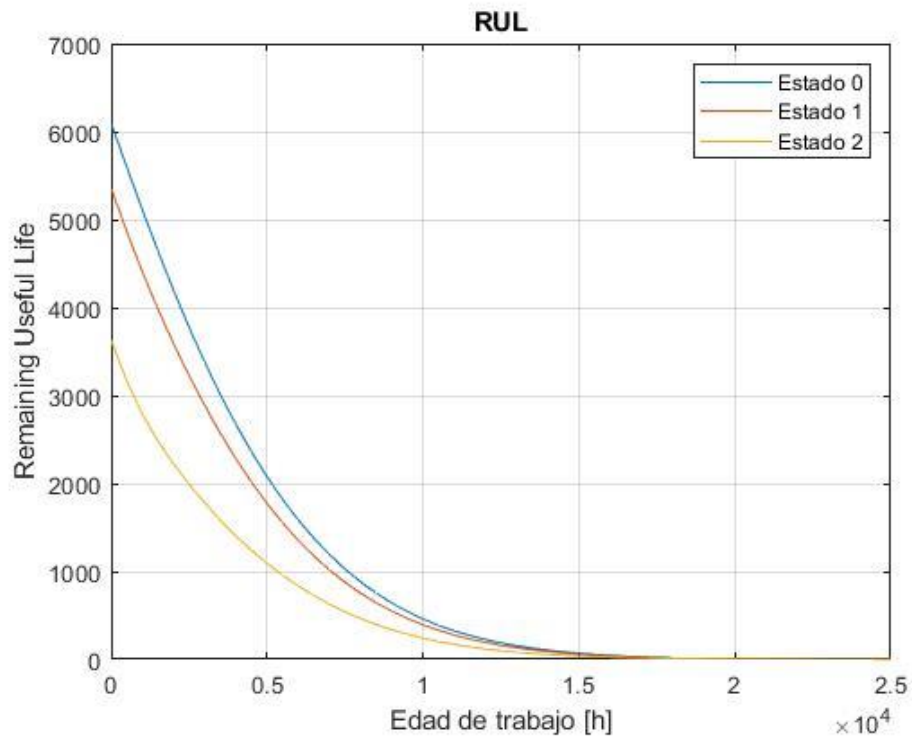


Ilustración 4.12: RUL con  $\gamma = 0.07$

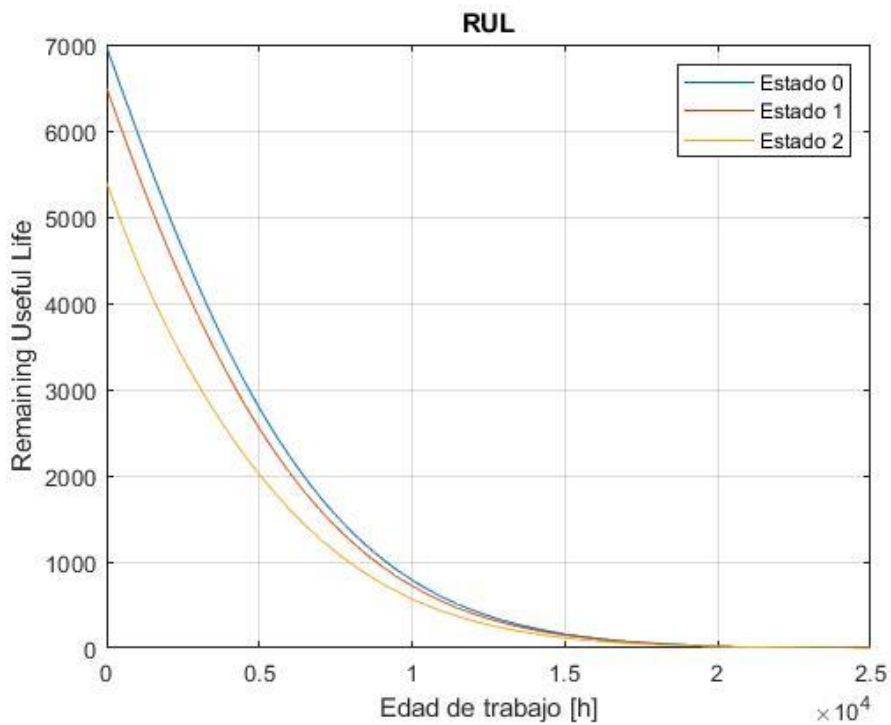


Ilustración 4.13: RUL con  $\gamma = 0.05$

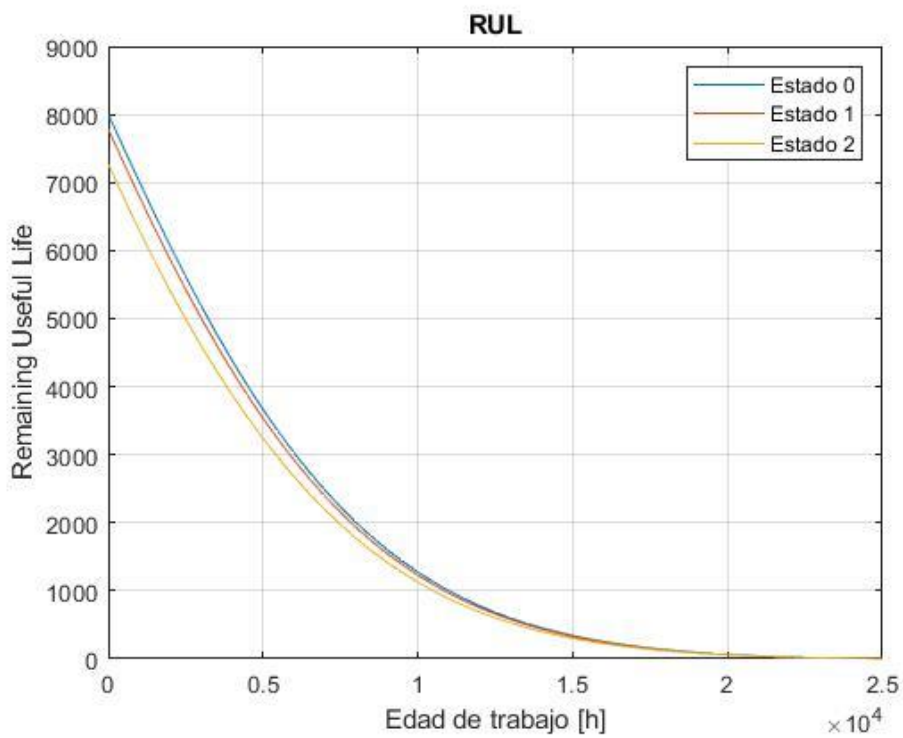


Ilustración 4.14: RUL con  $\gamma = 0.03$

Ahora bien la curva del RUL a medida que el parámetro  $\gamma$  disminuye se aprecia como esta, se desplaza hacia la derecha, simultáneamente también se logra apreciar que los valores iniciales que toma el RUL aumentan, a su vez se aprecia como las curvas asociadas a cada estado comienzan a aproximarse.

Las curvas de confiabilidad condicional nos muestran los posibles escenarios de confiabilidad que puede presentar el activo en estudio, considerando los diferentes estados de fallas, en este caso la sobretensión asociada a una falla. La utilidad de poder construir esta curva, es que mediante la integración de esta en el tiempo, será posible evaluar la salud del activo, específicamente el RUL, por lo que nos permitirá conocer y estimar cuanta vida útil posee aun el activo. El siguiente paso de esta herramienta será cruzar y optimizar las decisiones del O&M considerando las variables económicas, es decir las que se relacionan con costos de intervenciones preventivas y correctivas, si bien esto no se desarrolló en la investigación. También servirá como línea base para la implementación de la dimensión económica.

Ahora bien tomando en cuenta los datos simulados anteriormente y los valores de los parámetros asociados a la predicción de confiabilidad condicional y RUL se debe tener en cuenta que si bien los resultados entregados no proviene de datos reales, esta investigación propone un procedimiento lógico que permitirá comparar los resultados obtenidos con data real, esto podría ser la línea base para la implementación de mantenimientos de tipo CBM en la industria fotovoltaica, por lo que podría significar un real aporte para mejorar las tareas y performance de los O&M.

## Capítulo 5

### Conclusiones

La existencia de mantenimientos netamente correctivos en la industria fotovoltaica, obedece a la etapa que esta se encuentra, debido a la antigüedad de las planta fotovoltaicas chilenas (no más de 5 años de operación), es que es posible realizar cambios y remplazos de los activos que presenten fallas castastroficas,esto se debe a las garantías y tipos de contrato que existen en esta industria de parte de los fabricantes de equipos.

La aplicación de un modelo de mantenimiento basado en condición (CBM) es una herramienta muy potente a la hora de eficientar las labores de mantenimiento, para la implementación de este modelo es necesario realizar un diagnóstico previo de cómo el proceso está administrando su información. La data de calidad extraída del proceso propicia la posibilidad de implementar un tipo de mantenimiento basado en condición, en el cual el monitoreo de variables que influyen el proceso son utilizados para diagnosticar y evaluar la salud de los activos en estudio.

Ahora bien en cuanto a la identificación de variables críticas, en esta investigación solo se trabajó con una variable, en este caso la temperatura, en el caso en que se decida incorporar más variables al modelo, la estimación de parámetros es más compleja y se deben contemplar otros métodos, la presente investigación es una línea base para futuras investigaciones que busquen robustecer el modelo PHM, en donde sería interesante aplicar este modelo con data real proveniente de algún historial de fallas de una planta fotovoltaica.

Actualmente la tasa de falla de los módulos fotovoltaicos solo se modelan en base a la variable tiempo, por lo que la inclusión de más parámetros que modelen la tasa de fallas de los módulos seria una herramienta que podría aportar

en el mejor entendimiento de la confiabilidad global del sistema. En este estudio se propone un modelo de riesgos proporcionales que permite configurar la tasa de falla y por consiguiente la confiabilidad del activo mediante la inclusión de la variable temperatura.

La confiabilidad condicional permite estimar la salud del activo de manera más detallada e identificando la influencia de variables que se incorporan al modelo de riesgos proporcionales, mediante la construcción de esta curva es posible establecer tiempos de intervenciones y remplazos de manera óptima, por otro lado la integración temporal de esta curva, permite establecer el “Remaining useful life” donde es posible predecir cuanta vida útil le resta al activo por lo que también permite optimizar los remplazos e intervenciones, lo que finalmente se traduce en un uso eficiente de los activos.

## **Recomendaciones**

Se tiene que en el capítulo 3.2.3 donde se explica el procedimiento para la implementación del Data Assessment, sería importante establecer un procedimiento que contemple la implementación de herramientas que mejoren la calidad de la data asociada a cada una de las dimensiones que contempla el Data Assessment, esto en el caso en que no se pudiera aplicar un modelo de decisiones de tipo CBM. Esto podría mejorar las dimensiones que no satisfacen la ponderación mínima para la aplicación de un CBM.

Por su parte la aplicación de un modelo CBM podría expandirse a otros activos que componen la planta fotovoltaica, pero siempre debe ir acompañado del diagnóstico e implementación previa del Data Assessment. Como parte de la investigación se realizó un Data Assessment para inversores, donde se obtuvieron mejores resultados a comparación de los módulos solares, lo que podría abrir la puerta para futuras investigaciones en cuanto a la implementación de un modelo PHM para los inversores que operan en plantas fotovoltaicas.

Las parámetros que se monitorean en una instalación fotovoltaica, específicamente en los módulos solares, se realiza a nivel String, es decir no existe detalle a nivel panel en cuanto a la generación individual de cada uno, tampoco se tiene el control de la temperatura individual de cada uno de ellos, por lo que la aplicación de un modelo PHM se complica a la hora de buscar implementar esta herramienta a escalas demasiado grandes, puesto que si quisiera implementar esta herramienta, los monitoreo deberían presentar un nivel de detalle más profundo.

Por su parte la falta de base de datos de fallas reales, que se asocien condiciones monitoreadas, es un tópico importante en esta investigación puesto que sería imperante cruzar data, es decir habría que procesar y operar la data para obtener información útil para el modelo, esto podría significar la aplicación de BigData en los procesos de adquisición de datos, lo que podría presentar una línea investigativa que podría surgir de esta investigación.

Actualmente en la industria fotovoltaica no existe precedentes de la aplicación de estos modelos de mantenimiento predictivos, por lo que el desarrollo de esta línea investigativa sería una alternativa atractiva para mejorar y afrontar los desafíos que se presentan hoy en día para los O&M de las instalaciones fotovoltaicas. Si bien en esta industria existe una gran cantidad de data extraída del proceso mismo, actualmente no se utiliza esta información, por lo que es un recurso que aún no se ha explotado del todo, en caso de enfocar los esfuerzos en el uso de esta data, la misma data podría enseñarnos como realmente se está llevando a cabo el proceso de generación en una planta fotovoltaica.

Finalmente la aplicación de un modelo PHM busca optimizar la decisiones de remplazo o intervenciones de equipos, para ellos es muy importante considerar los costos que influyen en estas intervenciones, si bien en la investigación no se consideraron los factores económicos, es un tópico a incluir en futuras investigaciones que busquen implementar un modelo PHM.

## **Capítulo 6**

### **Bibliografía**



- [1] MINISTERIO DE ENERGÍA (2015). Políticas Publicas Participativas La experiencia de Energía-2050. Santiago.
- [2] CORFO, comité solar e innovación energética. (2017). Estudio Benchmarking de Plantas Solares Fotovoltaicas en Chile. Recuperado de: <http://www.comitesolar.cl/documentos/solicitar-documento>
- [3] NACIONES UNIDAS UNFCC (2015). Aprobación del Acuerdo de Paris. Disponible en <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/109s.pdf>
- [4] BURGER, Bruno. Fraunhofer institute for solar energy systems ISE. 2017.
- [5] REN21 (2016).Renewables 2016 global estatus repor Disponible en: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>. [Accedido: 24-abr-2019].
- [6] Ley N° 20698. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 22 de octubre de 2013
- [7] COMISION NACIONAL DE ENERGIA (2017). Reporte mensual ERNC octubre 2017 volumen N°14. Disponible en [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual\\_ERNC\\_v201710.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_ERNC_v201710.pdf)
- [8] VERONICA SMINK.(8 diciembre 2010)BBC Mundo Argentina, "Chile tendrá la primera planta de energía solar de América del Sur", Disponible en: [https://www.bbc.com/mundo/noticias/2010/12/101207\\_chile\\_energia\\_solar\\_rg](https://www.bbc.com/mundo/noticias/2010/12/101207_chile_energia_solar_rg).
- [9] TORRES, D. Mantenimiento su Implementación y Gestión. 2da. Edición. Argentina. Editorial Universitas, 2005..
- [10] JARDINE, Andrew KS; TSANG, Albert HC. Maintenance, replacement, and reliability: theory and applications. CRC press, 2005.
- [11] HODKIEWICZ, M. R.; MONTGOMERY, N. 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. 2014. p. 125-130.
- [12] BASU, Jayanta Bhusan. Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) of a Rooftop PV System. International Journal of Scientific Engineering and Research (IJSER), 2015, vol. 3, no 9.

- [13] BUERHOP, Cl, et al. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2012, vol. 107, p. 154-164.
- [14] TOLEDO, Carlos, et al. Measurement of Thermal and Electrical Parameters in Photovoltaic Systems for Predictive and Cross-Correlated Monitorization. *Energies*, 2019, vol. 12, no 4, p. 668.
- [15] MIL-STD-721C Definitions of terms for Reliability and Maintainability, 12 de junio 1981.
- [16] BASCHEL, Stefan, et al. Impact of Component Reliability on Large Scale Photovoltaic Systems' Performance. *Energies*, 2018, vol. 11, no 6, p. 1579.
- [17] ZHANG, Peng, et al. Reliability evaluation of grid-connected photovoltaic power systems. *IEEE transactions on sustainable energy*, 2012, vol. 3, no 3, p. 379-389.
- [18] ZINI, Gabriele; MANGEANT, Christophe; MERTEN, Jens. Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems. *Renewable Energy*, 2011, vol. 36, no 9, p. 2334-2340.
- [19] COLLINS, Elmer, et al. Reliability and availability analysis of a fielded photovoltaic system. En 2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE, 2009. p. 002316-002321.
- [20] WINSTON, Wayne; GOLDBERG, J. B. *Operations Research Applications and Algorithms 4th*. Belmont, CA: Brooks/Cole, 2003.
- [21] JARDINE, A. K. S.; ANDERSON, P. M.; MANN, D. S. Application of the Weibull proportional hazards model to aircraft and marine engine failure data. *Quality and reliability engineering international*, 1987, vol. 3, no 2, p. 77-82.
- [22] IPCC (PANEL INTERGUBERNAMENTAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO). *Cambio climático 2014: Impactos, adaptación y vulnerabilidad-Resumen para responsables de políticas. Contribución del Grupo de trabajo II al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio*. 2014.
- [23] SOLAR, Explorador. *Ministerio de Energía. Explorador Solar*, 2017.

[24] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2017). Reporte mensual ERNC julio 2017 volumen N°11. Disponible en: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/07/RMensual\\_ERNC\\_v201707.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/07/RMensual_ERNC_v201707.pdf)

[25] MINISTERIO DEL MEDIOAMBIENTE. Reporte estadístico proyectos en el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) Junio 2012

[26] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2017). Reporte mensual ERNC Noviembre 2018 volumen N°27. Disponible en: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual\\_ERNC\\_v201811.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_ERNC_v201811.pdf)

[27] TORRES, L. D. Mantenimiento, Su implementación y gestión (Universitas Ed. Segunda Edición ed.). Argentina: Universitas, Argentina, 2005.

[28] INGELIBRE «Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica», 09 noviembre 2014. Disponible en: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>

## **Anexo**

Data Assessment para módulos fotovoltaicos, realizado en la visita a la planta fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta.

<b>GRUPOS DE DATA:</b>	<b>Descripción</b>	<b>Check List (OK/P/NO)</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Ponderación</b>
<b>1. Identificación de Activo. Selección de Línea Base.</b>	Diagrama/layout.	ok	existencia de layout, las familias serán divididas por caminos , tecnología idéntica	5
	Ubicación de activo en planta/línea/sistema.	ok	geo referenciado , se identifica a nivel string	4
	Fuente(s) de acceso a data (sistemas internos, ERP's, registro manual, etc.).	SCADA SDI y SCADA FIMER	Se monitorea solamente corriente	5
<b>2. Historial de Fallas (Correctivo) y Suspensiones (Preventivo).</b>	Fecha de inicio/término de historial.	ok	el interruptor seccionador permite intervenir bajo carga por lo que no se registran intervenciones ni fallos de los módulos, solo se registra el cambio de componentes y se carga al SAP , se puede inferir desde OT	2
	Indicador de modo de falla (código de falla).	ok	No existe código de falla , pero puede ser inferido desde las OT	3
	Indicador de suspensión (MP/Inspección/Otros no falla).	ok	debido a la poca influencia en la producción las caídas de string e intervenciones no se registran, pero si se puede desprender desde OT	3
	Registro de tiempo de operación o Utilización del activo - Antes de evento.	ok	desde las ordenes de trabajo de intervenciones , podría calcularse los tiempos de utilización	3
	Fecha y duración de evento (falla/suspensión).	ok	Desde la orden de trabajo es posible calcularlo	3
	Registro de tiempo de operación o Utilización del activo - Después de evento.	ok	se registra el funcionamiento a nivel línea ( conjuntos de cabinas - inversores-stringbox -string)	2
	<b>3. Historial de Costos e Intervenciones.</b>	Costo de reemplazo preventivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).	ok	existen registro, pero no en la planta , el encargado de MMTO lo posee

<b>GRUPOS DE DATA:</b>	<b>Descripción</b>	<b>Check List (OK/P/NO)</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Ponderación</b>
	Costo de reemplazo correctivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).	ok	existen registro, pero no en la planta , el encargado de MMTO lo posee	5
	Intervalo/tiempo de intervención preventiva.	ok	se registran también en las ordenes de trabajo SAP	4
	Intervalo/tiempo de intervención correctiva.	ok	se registran también en las ordenes de trabajo SAP	4
	Costo de lucro cesante (promedio estimado de costos de hora pérdida por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).	ok	reportes diarios de producción	5
	Tiempo cesante (promedio estimado de hora pérdida por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).	ok	reportes diarios de producción	4
<b>4. Historial de monitoreo de signos vitales.</b>	Fecha/hora de evento de reparación/inspección del activo.	ok	el SCADA monitorea constantemente las corrientes de cada string, este registro dura 3 meses	4
	Registro de nombre (ID) y valores de signo vitales monitoreados (por ejemplo: aceite, temperatura, concentración de gases, etc.).	ok	Solo se registra la corriente en el SCADA , la temperatura ambiente y de módulos se registra solo en algunos strings , y se obtiene desde SCADA, además se monitorea la velocidad del viento para cada string pero solo como sistema de seguridad en caso de vientos elevados	4
	Periodicidad de obtención de data de signo vitales y facilidad de acceso con proveedor externo (si corresponde).	ok	cada un minuto y se accede desde SCADA	4

Data Assessment para inversores, realizado en la visita a la planta fotovoltaica ubicada en la región de Antofagasta.

GRUPOS DE DATA:	Descripción	Check List (OK/P/NO)	Comentarios	Ponderación
<b>1. Identificación de Activo. Selección de Línea Base.</b>	Diagrama/layout.	OK	Seccionado por camino/cabina según Layout	5
	Ubicación de activo en planta/línea/sistema.	OK	Se identifica según cabina	5
	Fuente(s) de acceso a data (sistemas internos, ERP's, registro manual, etc.).	OK	Scada Inverter Fimer, Reportes de fallas, SAP	4
<b>2. Historial de Fallas (Correctivo) y Suspensiones (Preventivo).</b>	Fecha de inicio/término de historial.	OK	Se infiere desde historial de fallas cargadas en SAP	2
	Indicador de modo de falla (código de falla).	OK	Código de Falla interno en OT (lo maneja el O&M y la empresa contratista)	4
	Indicador de suspensión (MP/Inspección/Otros no falla).	OK	Se infiere desde las OT, no existe indicador directo	2
	Registro de tiempo de operación o Utilización del activo - Antes de evento.	OK	Se infiere desde historial de OT	2
	Fecha y duración de evento (falla/suspensión).	OK	Duración del mantenimiento registrado en las OT	4
	Registro de tiempo de operación o Utilización del activo - Después de evento.	OK	Se infiere desde historial de OT	2
<b>3. Historial de Costos e Intervenciones.</b>	Costo de reemplazo preventivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).	OK	Existe información, pero confidencial para la gerencia de mantenimiento	5
	Costo de reemplazo correctivo (promedio estimado de costos directos de intervención: personal, materiales, y/o recursos directos similares).	OK	Existe información, pero confidencial para la gerencia de mantenimiento	5
	Intervalo/tiempo de intervención preventiva.	OK	Disponible en las OT y SAP	4
	Intervalo/tiempo de intervención correctiva.	OK	Disponible en las OT y SAP	4
	Costo de lucro cesante (promedio estimado de costos de hora pérdida por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).	OK	Se infiere según rendimiento habitual de la planta v/s los reportes diarios de producción, que la gerencia de operaciones envía diariamente al O&M de la planta	4

<b>GRUPOS DE DATA:</b>	<b>Descripción</b>	<b>Check List (OK/P/NO)</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Ponderación</b>
	Tiempo cesante (promedio estimado de hora pérdida por tener el activo -i.e. transformador- sin funcionar).	OK	Se infiere según rendimiento habitual de la planta v/s los reportes diarios de producción, que la gerencia de operaciones envía diariamente al O&M de la planta	4
<b>4. Historial de monitoreo de signos vitales.</b>	Fecha/hora de evento de reparación/inspección del activo.	OK	Disponible en OT y SAP	5
	Registro de nombre (ID) y valores de signo vitales monitoreados (por ejemplo: aceite, temperatura, concentración de gases, etc.).	OK	Temperatura ambiente, Temperatura de cabina, Temperatura de módulo, Corriente, Voltaje, Potencia Activa, Potencia Reactiva (todas monitoreadas) y Nivel de ensuciamiento (no monitoreada)	4
	Periodicidad de obtención de data de signo vitales y facilidad de acceso con proveedor externo (si corresponde).	OK	Datos disponibles en Scada Inverter Fimer hasta con tres meses de anticipación	3

FMEA para el modulo fotovoltaico.

Item / Function	Potential Failure Mode(s)	Potential Effect(s) of Failure	Sev	Potential Cause(s)/ Mechanism(s) of Failure	% que ocasionan la falla funcional	Prob	Current Design Controls	Det	RPN
PV Panel/ Convertir la energía solar en energía eléctrica	Vidrio frontal quebrado	Descargas eléctricas al personal de O&M. Peligro de incendio. Reducción de potencia	10	Manejo inadecuado.	6,50%	3	Buenas prácticas de trabajo y uso de manual de procedimiento	2	60
				Estrés térmico			Condiciones fluctuantes de temperatura. Las labores de limpieza deben considerar este efecto		0
				Vandalismo		1	Sin control	n/a	n/a
	Puntos calientes/ HotSpots	Reducción de potencia	9	Microfisuras o rotura del vidrio encapsulante		6	Análisis de termografía	3	162
	Falla en la caja de conexiones /Junction Box	Los módulos no entregan suministro eléctrico. Degradación del panel	9	Presencia de humedad y agentes externos en la caja de conexiones.		7	Inspeccionar periódicamente la caja de conexiones y el estado de los elementos	7	441
	Delaminación	Reducción de potencia	7			4		6	168
	Ensuciamiento/ Soiling	Reducción de potencia	9	Acumulación de polvo	23,40%	9	Limpieza periódica	3	243
	Decoloración de EVA	Reducción de potencia	7		11,60%	8		7	392
	PID	Reducción de potencia	9		5,00%	8			0
	Sombreado/ Soiling	Reducción de potencia	10	Ubicación incorrecta	16,80%	9	Mantenimiento de los alrededores (vegetación)	3	270



Item / Function	Potential Failure Mode(s)	Potential Effect(s) of Failure	Sev	Potential Cause(s)/ Mechanism(s) of Failure	% que ocasionan la falla funcional	Prob	Current Design Controls	Det	RPN
	Celda quebrada/ micro cracks	Descargas eléctricas al personal de O&M. Peligro de incendio. Reducción de potencia	5			8		7	280
	Fallo en las cintas de soldadura/ weld ribbons	Reducción de potencia	7			6		8	336
	Interconexiones rotas	Descargas eléctricas al personal de O&M. Peligro de incendio. Reducción de potencia	6	Falta de apriete en conectores		6	Buenas prácticas de trabajo y uso de manual de procedimiento	7	252
	Corrosión	Deterioro en las zonas metálicas del panel	9	Ambiente agresivo		8	Mantenimiento regular	5	360
				Uso de agentes limpiadores			Escoger otro método de limpieza		
	Falla en el microcontrolador	Reducción de potencia	5			5	Buenas prácticas de trabajo y uso de manual de procedimiento	8	200
	Falla en la protección GFCI	Reducción de potencia	7			4	Buenas prácticas de trabajo y uso de manual de procedimiento	5	140
	Inclinación incorrecta	Reducción de potencia	7	No se tienen los datos de ubicación geográfica		3	Considerar la latitud geográfica al momento del diseño.	2	42
				Tracker mal calibrado		3	Monitoreo periódico de la calibración del tracker	3	63
	Orientación incorrecta	Reducción de potencia	7	No se tienen los datos de ubicación geográfica		3	Uso de datos meteorológicos	2	42

Item / Function	Potential Failure Mode(s)	Potential Effect(s) of Failure	Sev	Potential Cause(s)/ Mechanism(s) of Failure	% que ocasionan la falla funcional	Prob	Current Design Controls	Det	RPN
	Sobre temperatura	Reducción del voltaje de circuito abierto		Deficiente selección de los módulos			Selección adecuada de paneles considerando condiciones climáticas de operación		0
	Diodo en cortocircuito	Daño en el panel	10	Presencia de humedad y agentes externos en la caja de conexiones		2	Inspeccionar periódicamente la caja de conexiones y el estado de los elementos	4	80