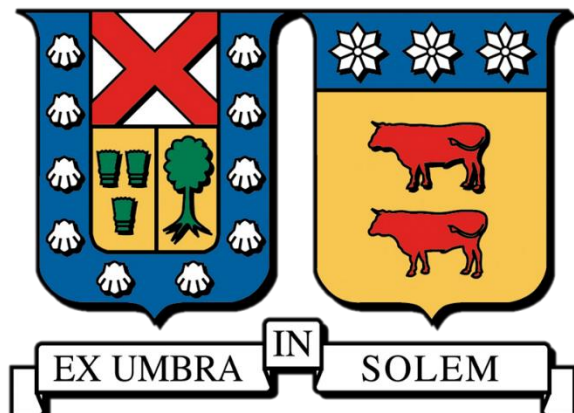


**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
SEDE VIÑA DEL MAR – JOSÉ MIGUEL CARRERA**



“PROPUESTA DE DISEÑO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN  
CONFIABILIDAD A EQUIPO CRÍTICO DE PARQUE FOTOVOLTAICO”

Trabajo de Titulación para optar al Título de  
Ingeniero en Mantenimiento Industrial.

Alumno:

Sr. Juan Antonio Figueroa Torres.

Profesor Guía:

Mg. Ing. Ricardo Ciudad Cartagena

## RESUMEN

**KEYWORDS:** RCM; DISPONIBILIDAD; FMECA, PLAN DE MANTENIMIENTO.

Este documento presenta un estudio de caso sobre un parque fotovoltaico, en el que se llevará a cabo un análisis basado en la metodología RCM (Reliability Centered Maintenance). El propósito de aplicar esta metodología es reducir los costos asociados a las pérdidas de producción ocasionadas por fallas recurrentes en este tipo de plantas generadoras de energía

En primer lugar, se proporcionará el contexto en el que se emplearán en este análisis. Se aclararán y explicarán los conceptos clave que se abordarán a lo largo del documento. Además, se describirá el funcionamiento de las plantas de generación solar fotovoltaica, desde la captación de la radiación solar hasta su distribución como energía, centrándose en los sistemas, subsistemas y equipos que lo conforman esta cadena productiva.

A continuación, se presentará la metodología RCM, donde se considerarán las normativas, requisitos y especificaciones técnicas necesarias para aplicarla correctamente en el desarrollo de la metodología.

Posteriormente se realizará un análisis de criticidad a los ya mencionados equipos para que de esta manera se pueda definir cuál de ellos presenta un mayor riesgo para la producción, para luego identificar y establecer cada uno de los modos de falla para los distintos eventos que se presentan, evaluando costos de manera cuantitativa, tanto de repuestos como de las nuevas propuestas de mantenimiento a realizar, para dar a conocer nuestra opción más adecuada.

Lo que se busca obtener a partir de este análisis es un aumento en la producción de energía a través de la disminución de tiempos muertos de producción, y a su vez generar un aumento en la confiabilidad y disponibilidad por parte del sistema o equipo crítico encontrado, permitiendo desarrollar una planificación adecuada de las tareas de mantenimiento principalmente en busca de acciones preventivas y basadas en la condición del equipo, además de la realización de tareas del tipo no invasivas e intentando anticipar las detenciones inesperadas, para que de esta manera se aprovechen de manera eficiente los recursos empleados para el correcto funcionamiento de este. Para esto nos enfocaremos en distintos indicadores de gestión de mantenimiento y costos asociados a las nuevas tareas de mantenimiento en comparación con las existentes.

# INDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>3</b>
OBJETIVO GENERAL .....	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
<b>1    CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES E IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO CRÍTICO.</b> .....	<b>4</b>
1.1    ANTECEDENTES GENERALES.....	5
1.2    CONTEXTO OPERACIONAL.....	6
1.3    PRESENTACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA .....	9
1.4    ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y JERARQUIZACIÓN DE ACTIVOS .....	10
1.4.1 <i>Resultados análisis de criticidad.</i> .....	13
<b>2    CAPÍTULO 2: APLICACIÓN DE METODOLOGÍA RCM Y PRPUESTA DE TAREAS DE</b> <b>MANTENIMIENTO A EQUIPO CRÍTICO.</b> .....	<b>14</b>
2.1    METODOLOGIA RCM.....	15
2.2    EQUIPO CRÍTICO. ....	16
2.2.1 <i>Inversor SG3125HV-MV-30.</i> .....	16
2.3    CONTEXTO OPERACIONAL .....	17
2.3.1 <i>Propósito del proceso/equipo crítico.</i> .....	17
2.3.2 <i>Descripción del proceso.</i> .....	17
2.4    DEFINICIÓN DE FUNCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DEL SISTEMA. ....	18
2.4.1 <i>Función primaria.</i> .....	18
2.4.2 <i>Funciones secundarias.</i> .....	18
2.5    FALLAS FUNCIONALES. ....	19
2.6    MODOS DE FALLAS.....	19
2.7    ANÁLISIS MODOS DE FALLOS, EFECTOS DE LOS FALLOS Y SU CRITICIDAD.....	21
2.7.1 <i>Cuantificación del riesgo.</i> .....	24
2.7.2 <i>Impacto en seguridad y medio ambiente.</i> .....	24
2.7.3 <i>Jerarquización por riesgo de (FMECA) de los modos de falla del sistema/equipo.</i> 25	
2.8    SELECCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO. ....	28
2.8.1 <i>Hoja de desición.</i> .....	31
2.8.2 <i>COSTO DE las actividades de mantenimiento.</i> .....	32
<b>3    CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.</b> .....	<b>33</b>
3.1    COSTOS ASOCIADOS A LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD.....	34
3.1.1 <i>Análisis de costos Resultantes de RCM.</i> .....	35
3.2    PLAN ACTUAL DE MANTENIMIENTO. ....	36
3.2.1 <i>Problemas presentes en el plan actual de mantenimniento.</i> .....	37
3.2.2 <i>Tareas asociadas al actual plan de mantenimiento.</i> .....	38
3.3    ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LA PROPUESTA. ....	39
3.3.1 <i>Análisis económico de rentabilidad.</i> .....	40
3.3.2 <i>IMPACTO EN LA DISPONIBILIDAD.</i> .....	42
<b>CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>44</b>

<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>46</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>48</b>
3.4    ANEXO A: CURVA DE EFICIENCIA DE INVERSOR.....	48
3.5    ANEXO B: DATOS TÉCNICOS INVERSOR. ....	49

### **INDICE DE FIGURA.**

Figura 1-1 Esquema Básica de un Parque Fotovoltaico.....	5
Figura 1-2 Ubicación Parque Fotovoltaico .....	7
Figura 1-3 Layout Planta Fotovoltaica .....	8
Figura 1-4 Matriz de Criticidad (frecuencia x consecuencia) .....	13
Figura 2-1 Esquema Aplicación de Metodología RCM.....	15
Figura 2-2 Inversor SG3125HV-MV-30.....	16
Figura 2-3 Diagrama de Funcionamiento Interno del Inversor.....	18
Figura 2-4 Árbol de decisión Parte 1 .....	28

### **INDICE DE TABLA.**

Tabla 1-1 Ponderación FF .....	11
Tabla 1-2 Ponderación IO .....	11
Tabla 1-3 Ponderación FO .....	12
Tabla 1-4 Ponderación CM .....	12
Tabla 1-5 Ponderación SHA.....	12
Tabla 1-6 Resultados Análisis de Criticidad.....	13
Tabla 2-1 FMECA (Parte 1).....	21
Tabla 2-2 FMECA (Parte 2).....	22
Tabla 2-3 FMECA (Parte 3).....	23

Tabla 2-4 Jerarquización del Riesgo Parte 1 .....	25
Tabla 2-5 Jerarquización del Riesgo Parte 2 .....	26
Tabla 2-6 Definición de Actividades de Mantenimiento. ....	31
Tabla 2-7 Costos Asociados a las Actividades de Mantenimiento. ....	32
Tabla 3-1 Costos Total de Actividades de Mantenimiento. ....	35
Tabla 3-2 Comparación de Costos .....	41
Tabla 3-3 Ahorro Potencial .....	41

### **INDICE DE ECUACIÓN.**

Ecuación 1-1 CTR.....	10
Ecuación 1-2 Consecuencia(C). ....	11
Ecuación 1-3 CTR completa .....	11
Ecuación 2-1 Riesgo Cuantitativo.....	24

### **INDICE DE GRÁFICO.**

Gráfico 2-1 Jerarquización Por Riesgo. ....	27
Gráfico 3-1 Disponibilidad.....	43

## INTRODUCCIÓN

Chile cuenta con una gran capacidad para desarrollar y consolidar fuentes para la obtención de energía renovables no convencionales (ERNC), actualmente cuenta con alrededor de un 24% de la generación eléctrica nacional a través de este tipo de energía y un 53% aproximadamente se obtiene de la energía solar a través de paneles fotovoltaicos, ya que contamos con una de las áreas más ricas en radiación solar del mundo.

El avance en esta área los últimos 10 años ha sido exponencial en la obtención y generación de energía, cada uno de estos parques de generación eléctrica están diseñados para operar 25 años, esto si se realizan la correcta ejecución de los mantenimientos y consideramos contextos operacionales óptimos para estos equipos.

De esta manera en el presente documento se llevará a cabo un análisis en el cual se implementará la metodología RCM a través del cual identificaremos los fallos potenciales que se puedan presentar en los equipos y proponer las medidas necesarias para evitarlas, reduciendo los costes producto de mantenimientos innecesarios y generando las planificaciones de las tareas a realizar para el correcto funcionamiento del equipo considerado crítico.

Para aplicar esta metodología se considerarán los distintos factores que afectan directa como indirectamente el correcto funcionamiento de un parque fotovoltaico, considerando el contexto operacional de los equipos en donde se abarca desde el lugar geográfico dónde se emplean hasta sus requerimientos técnicos y capacidades. Además de considerar los tipos de instalación y estructuras que conforma este tipo de plantas.

Por otra parte, se identificará la criticidad que presentan los distintos equipos identificando el componente o elemento que presente mayor riesgo a producir una falla para la planta de generación eléctrica, incorporando la matriz FMECA para identificar, las funciones de este y los modos de falla presente, considerando los efectos que estos tienen en la producción, en consideración de estos factores se tomaran las medidas de mitigación necesarias y se tendrá en cuenta el seguimiento y control de las misma, para ver la eficacia de la implementación de tareas preventivas y basadas en condición.

La finalidad de este análisis es enfrentar la problemática presente en la producción de energía eléctrica a través de estas instalaciones, donde esta se ve mermada por las fallas y tiempos de reparación que detienen su funcionamiento, el cual ya se ve condicionado por las horas en que pueden funcionar estas plantas ya que solo funcionan cuando hay presencia de radiación solar.

Lo que buscamos es el aumento de la confiabilidad y disponibilidad de los equipos presentes en la generación de energía, considerando indicadores claves enfocados

principal mente en la disminución de tiempos de tiempos de reparación y disminución de fallas inesperada, buscando un aumento en la producción, basados en la implementación de tareas preventivas y tareas basadas en condición, con el fin de disminuir costos productos del no funcionamiento de los equipos o la planta en general.

## **OBJETIVOS.**

### **OBJETIVO GENERAL.**

Proponer plan de mantenimiento a equipo crítico de parque fotovoltaico Villa Alemana a través de la aplicación de la metodología RCM, con el fin de realizar mejoras en el plan de mantenimiento.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Realizar análisis de los sistemas y equipos que componen el parque fotovoltaico, considerando todos los factores que influyen en este con el fin de identificar el sistema/equipos de mayor criticidad.
- Elaborar y establecer una propuesta que permita programar tareas de mantenimiento adecuadas que garanticen una alta confiabilidad del equipo, contribuyendo al correcto funcionamiento de la planta.
- Evaluar la viabilidad técnica y económica de la propuesta considerando los modos de fallas y la frecuencia en que estos se presentan a través de un análisis costo-beneficio comparando el plan de mantenimiento actual con el generado al utilizar la metodología RCM.

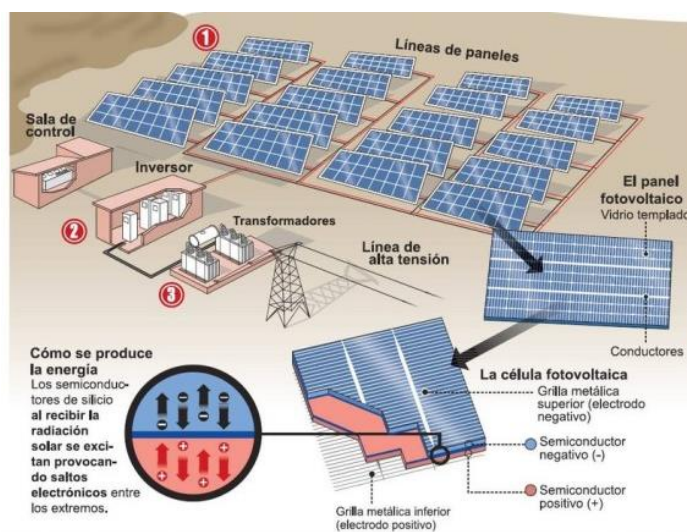
1 **CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES E IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO  
CRÍTICO.**

## 1.1 ANTECEDENTES GENERALES

Las plantas fotovoltaicas se dividen en dos grandes grupos los que presentan el mismo objetivo, la obtención de energía a través de la radiación solar, por un lado, se presentan las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica, generalmente estas presentan un banco de baterías para el almacenamiento de energía eléctrica, normalmente este tipo de instalación se utiliza en lugares aislados donde no se presenta la red de energía convencional, la aplicación más frecuente de estas instalaciones es en lugares o zonas rurales, a sistemas de bombeo para riego agrícola, iluminación y señalización de caminos.

El otro tipo de instalación que se presenta son las **conectadas a la red eléctrica**, el objetivo de este tipo de centrales es la inyección de energía producida a la red de transmisión eléctrica a través de líneas generalmente de media tensión que van dirigidas a subestaciones de distribución encargadas de dirigirlas a los clientes finales. Al inyectar energía a la red es donde este tipo de plantas reciben ingresos por venta de energía a las compañías eléctricas, en este trabajo la aplicación de la metodología se enfocará en este último grupo.

La composición básica de un campo fotovoltaico conectado a la red es la siguiente.



Fuente: (Germinfotovoltaica.blogspot, 2018)

Figura 1-1 Esquema Básico de un Parque Fotovoltaico.

El proceso comienza con la captación de la radiación solar por medio de paneles fotovoltaicos instalados en el parque solar. Estos paneles están compuestos por células fotovoltaicas que convierten la luz solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.

La radiación solar incide sobre los paneles fotovoltaicos, provocando que los fotones de luz exciten los electrones en las células fotovoltaicas, generando corriente eléctrica de corriente continua (CC). Esta corriente continua se dirige a través de inversores, donde se convierte en corriente alterna (CA).

La electricidad generada pasa a través de sistemas de transformación y estabilización para garantizar que la energía producida tenga la calidad adecuada y esté en un nivel de voltaje seguro y compatible con la red eléctrica.

Una vez que la energía ha sido transformada y estabilizada, se conecta a la red eléctrica local a través de subestaciones eléctricas. La energía solar producida se inyecta en la red eléctrica, donde se mezcla con la electricidad generada por otras fuentes, como plantas de energía convencionales.

La energía solar generada se distribuye a través de la red eléctrica a los clientes finales, como hogares, empresas, instituciones públicas, etc. La electricidad viaja a través de líneas de transmisión y distribución hasta llegar a los puntos de consumo.

Finalmente, la energía solar generada en el parque fotovoltaico se utiliza para alimentar dispositivos eléctricos en hogares, empresas u otras instalaciones. Los clientes finales utilizan esta electricidad para iluminación, calefacción, refrigeración, electrodomésticos, equipos industriales, entre otros usos.

En resumen, el proceso de producción de energía solar en un parque fotovoltaico implica la captación de la radiación solar, la conversión de la luz solar en electricidad, la conexión a la red eléctrica, la distribución a los clientes finales y el consumo de la energía generada. Este proceso ofrece una fuente de energía renovable y sostenible que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a mitigar el cambio climático.

## **1.2 CONTEXTO OPERACIONAL.**

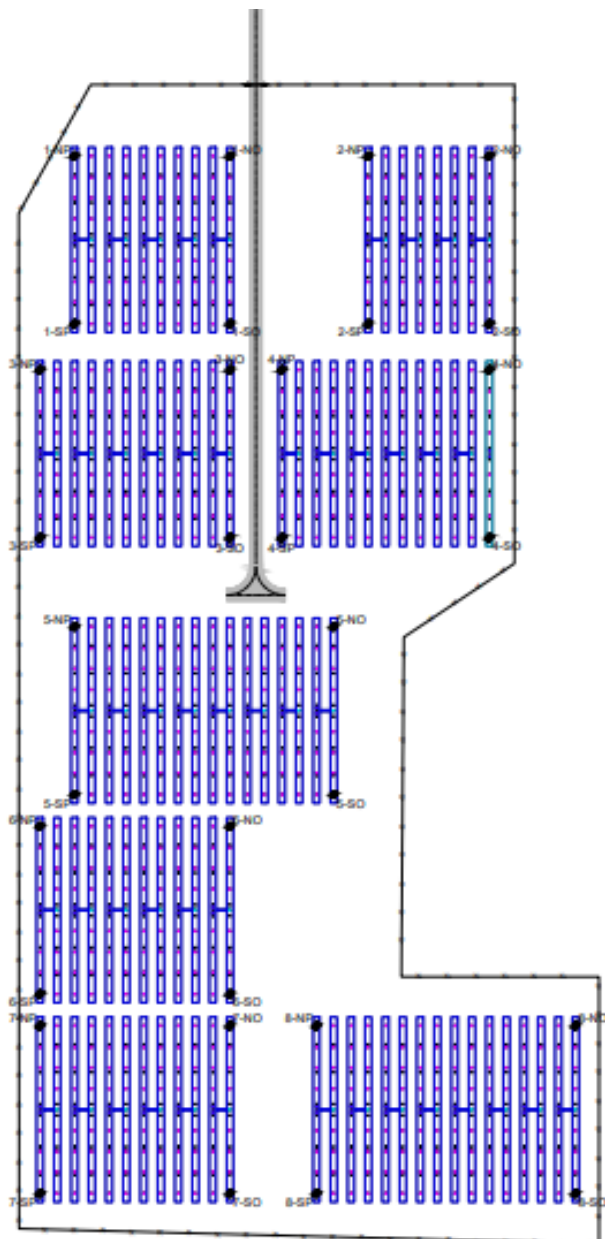
El PFV Villa Alemana se encuentra ubicado en la ruta F-572 Fundo lo Moscoso comuna de Villa Alemana, Región de Valparaíso, Chile.



*Fuente: Google Maps.*

Figura 1-2 Ubicación Parque Fotovoltaico

Dispone de una capacidad de producción estimada de 2,99 MWp, gracias a su sistema equipado con una estructura de STI Norland que incluye un sistema de seguimiento, este es el encargado de mantener la inclinación y orientación de los paneles, impulsado a través de un motor eléctrico el que se encuentra conectado al sistema de control computacional del PFV, este es el encargado de transmitir la señal. Esta infraestructura se divide en 8 campos, y cada seguidor está equipado con 64 paneles bifaciales, cubriendo en total una superficie de aproximadamente  $11.560 m^2$ . Este parque cuenta con una temperatura de funcionamiento que va en un rango de  $50^{\circ}C$  a  $60^{\circ}C$ .



*Fuente: Elaboración Propia.*

Figura 1-3 Layout Planta Fotovoltaica

El PFV se ubica en una geografía accidentada, principalmente desniveles de terreno. Para llevar a cabo la instalación y montaje de la estructura, se llevaron a cabo estudios y mediciones de los niveles del terreno. Fue necesario intervenir el suelo para ajustarlo a niveles de tolerancia adecuados para las estructuras.

### 1.3 PRESENTACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

La problemática que se presenta en este tipo de plantas es que su funcionamiento está limitado a las horas de captación de rayos solares y a las condiciones de clima presente en las distintas áreas en donde se ubican, condicionando su productividad, si a esto le sumamos las fallas que se pueden presentar en los distintos sistemas y equipos que lo componen el rendimiento y obtención de energía a través de este modelo, disminuye significativamente.

Otra consideración para tener en cuenta es el contexto operacional en el cual se encuentran emplazados los PFV, debido a que los diversos equipos y componentes se encuentran expuestos a las condiciones del clima, temperatura, geografía, polución en el aire, etc. Los planes de mantenimiento para PFV que no consideren estos aspectos pueden ocasionar diversas pérdidas de producción.

El mantenimiento adecuado es fundamental para garantizar el correcto funcionamiento de las instalaciones solares y maximizar la generación de energía. A continuación, se presentan algunos ejemplos de posibles pérdidas de producción causadas por planes de mantenimiento que no se adecuen a los sistemas que lo conforman:

- **Reducción del rendimiento de los paneles solares:** Si los paneles solares no reciben un mantenimiento regular, pueden acumular suciedad, polvo o residuos que afectan su eficiencia. Esto reduce la cantidad de luz solar que pueden capturar y convertir en energía eléctrica, lo que resulta en una disminución de la producción de energía que va desde un 10% a un 25% según el grado de polución o residuos presente en él.
- **Fallos en los equipos del sistema:** Los inversores, cables, conexiones y otros componentes del sistema fotovoltaico también requieren mantenimiento adecuado. Si no se realizan inspecciones regulares, podrían producirse fallos en estos elementos. Los inversores defectuosos, por ejemplo, pueden afectar el rendimiento de todo el sistema y reducir la producción de energía a la totalidad.
- **Pérdidas por tiempo de inactividad:** Si los planes de mantenimiento no incluyen inspecciones preventivas y detección temprana de posibles problemas, existe un mayor riesgo de tiempo de inactividad no planificado. Las fallas repentinas en el sistema pueden requerir tiempo adicional para su reparación, lo que significa que el parque fotovoltaico no producirá energía durante ese período afectando directamente la disponibilidad de la planta.

- **Degradación acelerada de equipos:** La falta de mantenimiento puede acelerar el deterioro de los equipos y componentes del parque fotovoltaico. Por ejemplo, si no se realizan limpiezas periódicas de los paneles solares, es más probable que se acumule suciedad que puede causar daños a largo plazo. La falta de mantenimiento también puede contribuir a la corrosión de las estructuras metálicas o al desgaste prematuro de los cables reduciendo la vida útil considerablemente.

Por lo tanto, centraremos nuestra atención principalmente en las pérdidas derivadas de fallos en los equipos que componen el sistema. Esto se debe a que, en caso de presentarse alguna falla funcional, ya sea total o parcial, las pérdidas de rendimiento debido a los diversos modos de falla que puedan presentarse son considerablemente mayores, afectando la producción total del sistema.

En términos generales, los planes de mantenimiento que no se ajusten a cada contexto pueden resultar en una disminución significativa de la producción de energía en parques fotovoltaicos. Es fundamental implementar un programa de mantenimiento adecuado que incluya inspecciones regulares, limpieza de paneles solares, revisión de componentes y seguimiento de la eficiencia del sistema para maximizar la generación de energía y prevenir posibles problemas que puedan afectar la producción.

#### 1.4 ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y JERARQUIZACIÓN DE ACTIVOS

Se cuenta con una variedad de activos en el PFV es por ello por lo que a través de la jerarquización se pretende identificar y seleccionar al equipo o componente que presente un mayor riesgo para la producción y el funcionamiento de la planta, para esto consideraremos la aplicación del modelo de criticidad semicuantitativo “CTR”.

Este modelo busca a través de distintos factores comparar la frecuencia de un fallo por la severidad de este, con el fin de obtener la criticidad total por riesgo, este es un modelo bastante sencillo y práctico de emplear. A continuación, se presentarán las expresiones y fórmulas detallada para emplear este método:

$$CTR = FF \times C$$

*Ecuación 1-1 CTR*

Donde:

- CTR: Criticidad total por Riesgo.
- FF: Frecuencia de fallos (Fallos/Año).
- C: Consecuencia de los eventos de fallo.

Además, el valor de consecuencia se obtiene de la siguiente expresión:

$$C = (IO \times FO) + CM + SHA$$

*Ecuación 1-2 Consecuencia(C).*

Siendo:

- IO: Factor de impacto en la producción.
- FO: Factor de flexibilidad operacional.
- CM: Factor de Costes de mantenimiento.
- SHA: Factor de seguridad, higiene y ambiente.

La expresión final para este modelo es la siguiente:

$$CTR = FF \times ((IO \times FO) + CM + SHA)$$

*Ecuación 1-3 CTR completa*

Para cada uno de los factores antes mencionados existe una ponderación para la evaluación de la metodología, esta ponderación se obtiene a través de la estimación del riesgo e importancia dada a cada criterio.

- ✓ Factor de Frecuencia de Fallo (FF).

Frecuencia de Fallos (FF)	Ponderación
Frecuente: mayor a 2 eventos al año	4
Promedio: 1 y 2 eventos al año	3
Bueno: entre 0,5 y 1 evento al año	2
Excelente: menos de 0,5 eventos al año	1

*Fuente: (Parra & Crespo, 2012)*

Tabla 1-1 Ponderación FF

- ✓ Factores de Consecuencias:

- Impacto Operacional (IO).

Impacto Operacional (IO)	Ponderación
Perdidas de producción superiores al 75%	10
Perdidas de producción entre el 50% y el 74%	7
Perdidas de producción entre el 25% y el 49%	5
Perdidas de producción entre el 10% y el 24%	3
Perdidas de producción menor al 10%	1

*Fuente: (Parra & Crespo, 2012)*

Tabla 1-2 Ponderación IO

- Impacto por Flexibilidad Operacional (FO).

Impacto por Flexibilidad Operacional (FO)	Ponderación
No se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción, tiempos de reparación y logística muy grandes	4
Se cuenta con unidades de reserva que logran cubrir de forma parcial el impacto de producción, tiempos de reparación y logística intermedios	2
Se cuenta con unidades de reserva en línea, tiempos de reparación y logística pequeños	1

*Fuente: (Parra & Crespo, 2012)*

Tabla 1-3 Ponderación FO

- Impacto por Costes de Mantenimiento (CM).

Impacto en Costes de Mantenimiento (CM)	Ponderación
Costes de reparación, materiales y mano de obra superiores a \$3.000.000.	2
Costes de reparación, materiales y mano de obra inferiores a \$3.000.0000.	1

*Fuente: (Parra & Crespo, 2012)*

Tabla 1-4 Ponderación CM

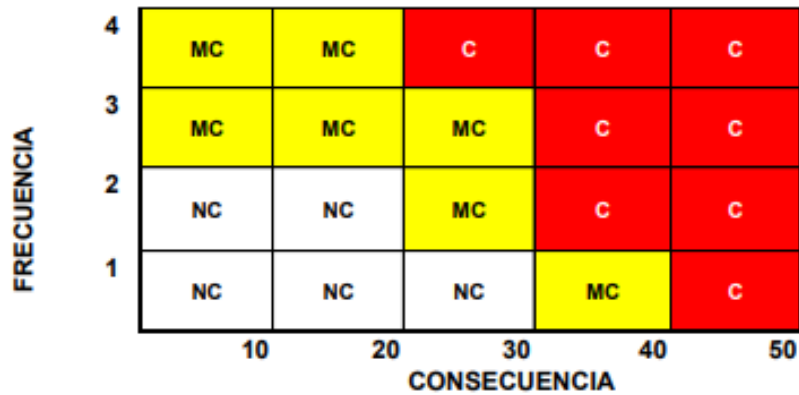
- Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA).

Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA)	Ponderación
Riesgo alto de pérdida de vida, daños graves a la salud del personal y/o incidente ambiental mayor (catastrófico) que exceden los límites permitidos	8
Riesgo medio de pérdida de vida, daños importantes a la salud, y/o incidente ambiental de difícil restauración	6
Riesgo mínimo de pérdida de vida y afección a la salud (recuperable en el corto plazo) y/o incidente ambiental menor (controlable), derrames fáciles de contener y fugas repetitivas	3
No existe ningún riesgo de pérdida de vida, ni afección a la salud, ni daños ambientales	1

*Fuente: (Parra & Crespo, 2012)*

Tabla 1-5 Ponderación SHA

Obtenidos los resultados del valor CTR este se clasifica en áreas de jerarquización, a continuación, se muestra la matriz propuesta por el modelo donde cada color representa el grado de criticidad en el que se encuentra el equipo o sistema, como se observa el color blanco los no críticos, color amarillo medianamente críticos o semi críticos y por último de color rojo los equipos críticos que con forman el PFV.



Fuente: (Parra & Crespo, 2012)

Figura 1-4 Matriz de Criticidad (frecuencia x consecuencia)

#### 1.4.1 RESULTADOS ANÁLISIS DE CRITICIDAD.

Al determinar la CTR para cada equipo asociado a la línea de producción del PFV, se observan los siguientes resultados:

Sistema/Equipos	CTR	Jerarquización.
Inversores	150	CRÍTICOS
Transformadores	144	
Canalización y Cableado	52	SEMI CRÍTICO
Caja de Agrupamiento	27	NO CRÍTICO
Modulo Fotovoltaico	20	
Seguidor	16	
Estación meteorológica	6	

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 1-6 Resultados Análisis de Criticidad

Como se observa el sistema crítico asociado a la producción de energía solar que presenta el mayor riesgo es el sistema de inversión eléctrica, es por lo que se le dará énfasis en la aplicación y utilización de la metodología RCM.

**2 CAPÍTULO 2: APLICACIÓN DE METODOLOGÍA RCM Y PRPUESTA DE TAREAS DE MANTENIMIENTO A EQUIPO CRÍTICO.**

## 2.1 METODOLOGIA RCM.

Ya realizada la evaluación de criticidad donde se obtuvo que el equipo de la PFV que cuenta con una mayor criticidad es el Inversor, a continuación, se realizara la aplicación de la metodología RCM.

El mantenimiento centrado en confiabilidad es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual (Moubray, 2004).

La metodología RCM debe responder a 7 preguntas:

- ¿Cuáles son las funciones y parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿En qué sentido es importante la falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

A continuación, se muestra un esquema de la aplicación de la metodología RCM ampliada, en donde se observan los pasos a seguir y la interacción de estos.



Fuente: (Campos López, Tolentino Eslava, Toledo Velázquez, & Tolentino Eslava, 2018)

Figura 2-1 Esquema Aplicación de Metodología RCM

## 2.2 EQUIPO CRÍTICO.

Tras la aplicación del análisis y la jerarquización mediante el modelo de criticidad semicuantitativo "CTR", se obtuvo que el sistema de inversión presenta el mayor riesgo para la producción y operatividad eficiente de la planta en cuestión. En virtud de esta evaluación, se presentará detalladamente el equipo crítico identificado como el inversor SG3125HV-MV-30. Dada su importancia estratégica y su impacto directo en la continuidad de las operaciones, se procederá a aplicar la metodología RCM con el objetivo de garantizar su óptimo desempeño y mitigar cualquier riesgo potencial asociado a su funcionamiento.

### 2.2.1 INVERSOR SG3125HV-MV-30.

El inversor que se utiliza en el caso de estudio corresponde al sungrow modelo SG3125HV-MV-30, el cual desempeñan un papel crucial para optimizar la eficiencia de la generación de energía solar. Así mismo, llevan a cabo tareas de supervisión y control con el fin de asegurar que la electricidad producida esté en el formato adecuado y sea compatible con los requisitos de la red eléctrica o del sistema al que se conecta. Además, cuenta con un papel fundamental en el monitoreo y control de las fluctuaciones de energía dentro de la producción del PFV.



*Fuente: Manual del Equipo.*

Figura 2-2 Inversor SG3125HV-MV-30

### **2.2.1.1 DATOS TECNICOS.**

- Max. Tensión de entrada (DC): 1500 V.
- Potencia de salida (AC): 3125 kVA.
- Eficiencia: 99%
- Dimensiones: 6058\*2896\*2438 mm.
- Peso: 15 T.
- Rango funcionamiento temperatura ambiente: -35 °C a 60 °C.
- Altitud máxima de operación: 1000 msnm

### **2.3 CONTEXTO OPERACIONAL.**

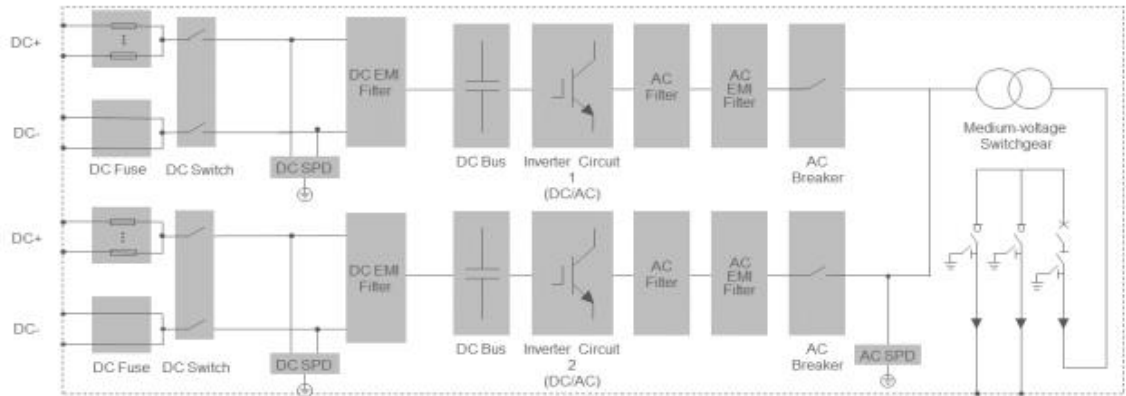
#### **2.3.1 PROPÓSITO DEL PROCESO/EQUIPO CRÍTICO.**

El objetivo principal del inversor SG3125HV-MV-30 en el PFV consiste en transformar la energía solar en una forma de energía funcional, inicialmente en forma de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC).

#### **2.3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.**

La obtención de energía a través de las celdas fotovoltaicas es transportada a través de una red canalizada hasta el inversor, el rango de operación de este equipo es de 875 [V] a 1500 [V] en DC.

Obteniéndose a la salida del proceso una tensión en el rango de 20 [kV] a 35 [kV] en AC a una frecuencia de 45-50 Hz entregada al centro de transformación.



Fuente: Manual del Equipo.

Figura 2-3 Diagrama de Funcionamiento Interno del Inversor

## **2.4 DEFINICIÓN DE FUNCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DEL SISTEMA.**

Función se define “como lo que el dueño o usuario desea que realice un activo físico o sistema” (SAE JA 1011, 1999). Puede ser entendida como el rol o propósito específico que desempeña un componente, equipo o sistema dentro de un entorno de operación.

### **2.4.1 FUNCIÓN PRIMARIA.**

La función principal del sistema es transformar la corriente eléctrica continua a corriente alterna, con la calidad establecida y de forma segura.

### **2.4.2 FUNCIONES SECUNDARIAS.**

La función secundaria del sistema es el monitoreo y control de parámetros de funcionamiento de la red.

Otra función secundaria que presenta el equipo es la protección de las instalaciones ante el paso de corriente inapropiada.

## 2.5 FALLAS FUNCIONALES.

“Es el estado en el que un activo físico o sistema no se encuentra disponible para ejercer una función específica a un nivel de desempeño deseado” (SAE JA 1012, 2002).

Para el siguiente caso se establecieron para cada función primaria y secundaria dos fallos funcionales respectivamente, estos son.

- No transforma corriente continua a corriente alterna.
- No eleva tensión de la corriente alterna.
- Fallo en la tarjeta de control cuando se produce una tensión o frecuencia fuera de rango de operación.
- El centro de control no recibe señal del estado del equipo.
- Fallo en las protecciones cuando se produce una sobreintensidad.
- Disparo de las protecciones cuando no hay sobreintensidad.

## 2.6 MODOS DE FALLAS

“Forma en que la falla ocurre” (BS ISO 14224:2016, 2016) , de esta manera el autor también la define de una manera más precisa, como un modo de falla es cualquier evento que causa una falla funcional.

A continuación, se definieron 3 modos de fallas para cada falla funcional, estos son:

- Daño en el variador de potencia.
- Saturación de PI de la corriente.
- Error en la configuración del convertidor AD.
- Deterioro en el núcleo.
- Fallo en los bornes.
- Daño en los devanados.
- Daño mecánico en el interruptor automático de salida del transformador.
- Daño mecánico en tarjeta de control ante una frecuencia fuera de rango [49 Hz- 51 Hz].
- Daño mecánico en los capacitores o diodos.
- Error en la conexión.
- Error de configuración informática.
- Error de sistema.

- Daño mecánico en uno o más fusibles de protección.
- Daño mecánico en el magnetotérmico auxiliar de protección.
- Daño mecánico en uno o más descargadores de protección.
- Daño mecánico en el interruptor automático de salida del transformador.
- Daño mecánico en el seleccionador ante una sobreintensidad.
- Daño mecánico en el contactor AC.

## 2.7 ANÁLISIS MODOS DE FALLOS, EFECTOS DE LOS FALLOS Y SU CRITICIDAD.

Sistema/ Subsistema	#	Descripción de la Función	#	Falla Funcional	#	Modo de Falla	Efecto Falla	FREC. FALLAS	MTTR (LOG- EJEC-P EN MARCHA)	IMP. PROD. CLP/hr	COSTOS DIRECTOS POR FALLA CLP/falla	IMP SEG	IMP AMB	RIESGO CUANTITATIVO CLP/año	RIESGO CUALITATIVO	GRÁFICO
Inversor	1	Transformar la corriente eléctrica continua a corriente alterna, con la calidad establecida y de forma segura.	1.1	No transformar corriente continua en corriente alterna.	1.1.1	Daño en el variador de potencia.	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Provoca la parada de planta. Acción correctiva:	2	3	\$ 623.285	\$ 1.000.000	A	C	\$ 5.739.711	AC	2,00
					1.1.2	Saturación del PI de corriente	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Daño en Controlador PI Acción correctiva:	1	3	\$ 311.643	\$ 1.000.000	A	C	\$ 1.934.928	AC	2,00
					1.1.3	Error en la configuración del convertidor AC	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Parada total del inversor, Alarma del inversor. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00
			1.2	No eleva tensión de la corriente alterna.	1.2.1	Deterioro en el nucleo	Evidente: No Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Rotura parcial o total que no permite transmitir el flujo. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	A	C	\$ 2.246.570	AC	2,00
					1.2.2	Fallo en los bornes	Evidente: Sí Afecta SHA: Sí Efecto operacional (síntomas): Bornas no bien conctadas provocando que no pueda ser sobretensionada. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00
					1.2.3	Daño en los devanados	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Daño en bobinas provocando una mala elevación de tensión u omite la acción. Acción correctiva:	1	6	\$ 311.643	\$ 1.000.000	A	C	\$ 2.869.855	AC	2,00

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-1 FMECA (Parte 1)

Inversor	2	Monitoreo y control de parámetros de funcionamiento de la red y el sistema.	2.1	Fallo en la tarjeta de control cuando se produce una tensión o frecuencia fuera de rango.	2.1.1	Daño mecánico en el interruptor automático de salida del transformador.	Evidente: No Afecta SHA: Si Efecto operacional (síntomas): Salta el interruptor sin la aparición de una sobretensión. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.500.000	B	C	\$ 2.746.570	BC	3,00
					2.1.2	Daño mecánico en tarjeta de control ante una frecuencia fuera de rango [49 Hz- 51 Hz].	Evidente: Si Afecta SHA: Si Efecto operacional (síntomas): Alarma del inversor, parada del inversor. Acción correctiva:	2	4	\$ 623.285	\$ 1.000.000	B	C	\$ 6.986.281	BC	3,00
					2.1.3	Daño mecánico en los capacitores o diodos .	Evidente: Si Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma del inversor, parada del inversor. Acción correctiva:	1	5	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.558.213	BC	3,00
			2.2	El centro de control no recibe señal del estado del equipo.	2.2.1	Error en la conexión.	Evidente: No Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): No hay recepción de datos por parte del inversor. Acción correctiva:	2	5	\$ 623.285	\$ 1.000.000	C	C	\$ 8.232.851	CC	3,00
					2.2.2	Error de configuración informática.	Evidente: Si Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Paro de comunicaciones, alarma del inversor Acción correctiva:	1	6	\$ 311.643	\$ 1.000.000	C	C	\$ 2.869.855	CC	3,00
					2.2.3	Error de sistema.	Evidente: Si Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Parada de comunicaciones, alarma del inversor. Acción correctiva:	1	6	\$ 311.643	\$ 1.000.000	C	C	\$ 2.869.855	CC	3,00

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-2 FMECA (Parte 2).

Inversor	3	Proteger las instalaciones ante el paso de corriente inapropiada.	3.1	Fallo en las protecciones cuando se produce una sobreintensidad	3.1.1	Daño mecánico en uno o más fusibles de protección.	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma en el inversor, parada de la producción. Acción correctiva:	1	5	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.558.213	BC	3,00
					3.1.2	Daño mecánico en el magnetotérmico auxiliar de protección.	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma del inversor, parada del inversor. Acción correctiva:	1	5	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.558.213	BC	3,00
					3.1.3	Daño mecánico en uno o más descargadores de protección.	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma inversor, parada del inversor. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00
			3.2	Disparo del las protecciones cuando no hay una sobreintensidad.	3.2.1	Daño mecánico en el interruptor automático de salida del transformador.	Evidente: No Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Salta el interruptor sin aparición de sobreintensidad. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 2.500.000	B	C	\$ 3.746.570	BC	3,00
					3.2.2	Daño mecánico en el seleccionador ante una sobreintensidad.	Evidente: Sí Afecta SHA: Sí Efecto operacional (síntomas): Parada del inversor, alarma del inversor. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.250.000	B	C	\$ 2.496.570	BC	3,00
					3.2.3	Daño mecánico en el contactor AC.	Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Parada del inversor, alarma del inversor Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-3 FMECA (Parte 3).

### 2.7.1 CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO.

Para el cálculo del riesgo cuantitativo se utiliza la siguiente formula:

$$\text{Riesgo Cuantitativo} = \text{FREC. FALLAS} \times (\text{MTTR} \times \text{IMP. PROD} + \text{COST. DIREC. FALLAS})$$

*Ecuación 2-1 Riesgo Cuantitativo*

Donde:

- FREC. FALLAS: Frecuencia anual.
- MTTR: Incluye tiempos logísticos, ejecución de tareas de mantenimiento y puesta en marcha del sistema/equipo.
- IMP. PROD: Costos de ineficiencia por hora.
- COST.DIREC. FALLAS: Costos de reparación de falla.

### 2.7.2 IMPACTO EN SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.

Este cálculo de riesgo se realiza de manera cualitativa, abarca dos grandes áreas las que son seguridad y medio ambiente, para cuantificación se utiliza un modelo de clasificación, estas son:

- Clasificación A: Alto impacto en ambiente o seguridad ante la ocurrencia de este modo de fallo.
- Clasificación B: Mediano impacto en ambiente o seguridad ante la ocurrencia de este modo de fallo.
- Clasificación C: Bajo impacto en ambiente o seguridad ante la ocurrencia de este modo de fallo.

Al realizar la combinación de las clasificaciones estas entregan un riesgo él se representa en máximo, medio y mínimo.

- Clasificación A-A: Riesgo Máximo
- Clasificación A-C, A-B o B-A: Riesgo Medio
- Clasificación B-C o CC: Riesgo Mínimo

**2.7.3 JERARQUIZACIÓN POR RIESGO DE (FMECA) DE LOS MODOS DE FALLA DEL SISTEMA/EQUIPO.**

Efecto Falla	FREC. FALLAS	MTTR (LOG-EJEC-P EN MARCHA)	IMP. PROD. CLP/hr	COSTOS DIRECTOS POR FALLA CLP/falla	IMP SEG	IMP AMB	RIESGO CUANTITATIVO CLP/año	RIESGO CUALITATIVO	GRÁFICO
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Provoca la parada de planta. Acción correctiva:	2	3	\$ 623.285	\$ 1.000.000	A	C	\$ 5.739.711	AC	2,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Daño en Controlador PI Acción correctiva:	1	3	\$ 311.643	\$ 1.000.000	A	C	\$ 1.934.928	AC	2,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Parada total del inversor, Alarma del inversor. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00
Evidente: No Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Rotura parcial o total que no permite transmitir el flujo. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	A	C	\$ 2.246.570	AC	2,00
Evidente: Sí Afecta SHA: Sí Efecto operacional (síntomas): Bornas no bien conctadas provocando que no pueda ser sobretensionada. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Daño en bobinas provocando una mala elevación de tensión u omite la acción. Acción correctiva:	1	6	\$ 311.643	\$ 1.000.000	A	C	\$ 2.869.855	AC	2,00
Evidente: No Afecta SHA: Si Efecto operacional (síntomas):Salta el interruptor sin la aparición de una sobreintensidad. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.500.000	B	C	\$ 2.746.570	BC	3,00
Evidente: Si Afecta SHA: Si Efecto operacional (síntomas): Alarma del inversor, parada del inversor. Acción correctiva:	2	4	\$ 623.285	\$ 1.000.000	B	C	\$ 6.986.281	BC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma del inversor, parada del iversor. Acción correctiva:	1	5	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.558.213	BC	3,00

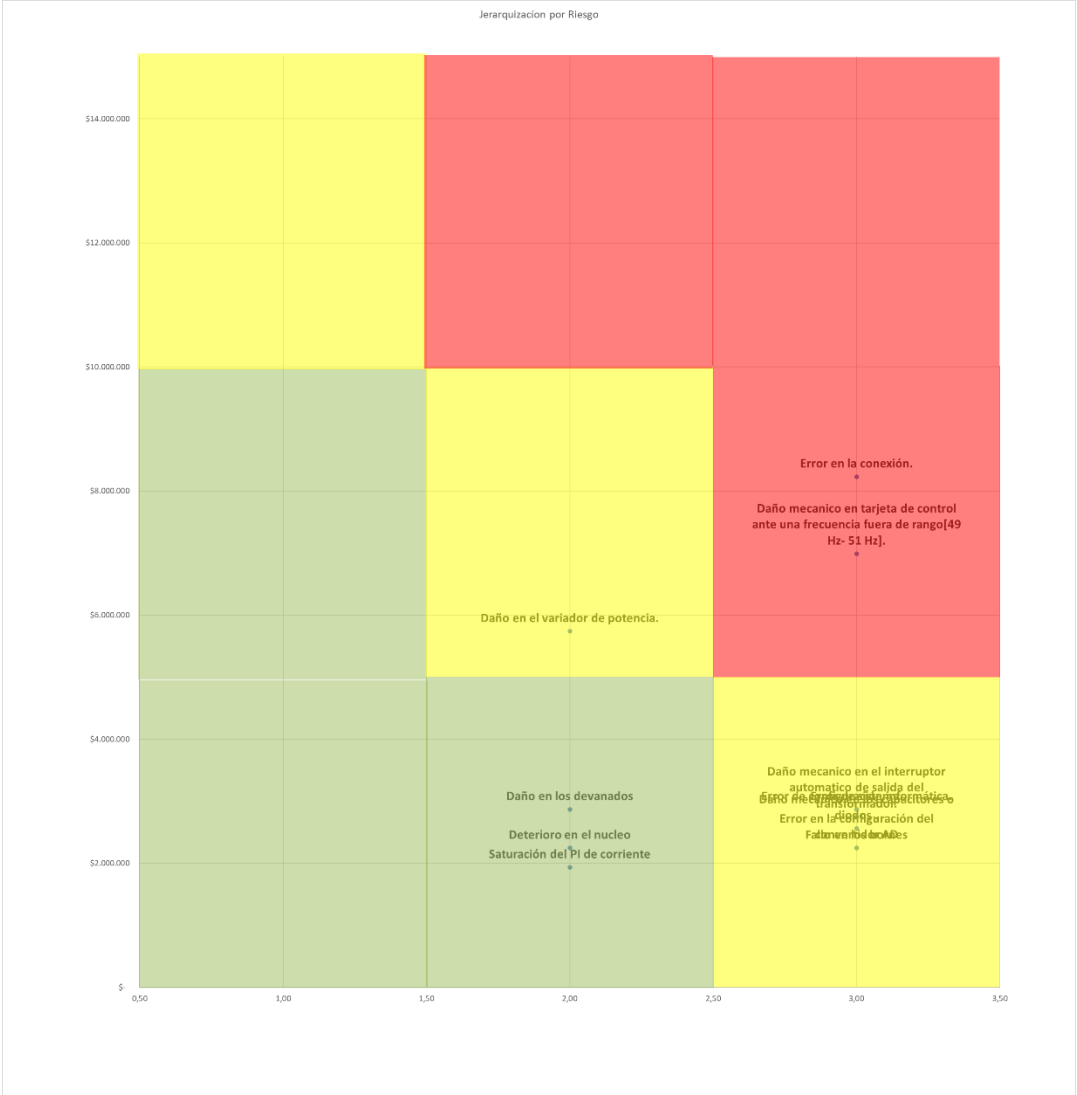
Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-4 Jerarquización del Riesgo Parte 1

Evidente: No Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): No hay recepción de datos por parte del inversor. Acción correctiva:	2	5	\$ 623.285	\$ 1.000.000	C	C	\$ 8.232.851	CC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Paro de comunicaciones, alarma del inversor Acción correctiva:	1	6	\$ 311.643	\$ 1.000.000	C	C	\$ 2.869.855	CC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Parada de comunicaciones, alarma del inversor. Acción correctiva:	1	6	\$ 311.643	\$ 1.000.000	C	C	\$ 2.869.855	CC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma en el inversor, parada de la producción. Acción correctiva:	1	5	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.558.213	BC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma del inversor, parada del inversor. Acción correctiva:	1	5	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.558.213	BC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Alarma inversor, parada del inversor. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00
Evidente: No Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Salta el interruptor sin aparición de sobreintensidad. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 2.500.000	B	C	\$ 3.746.570	BC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: Sí Efecto operacional (síntomas): Parada del inversor, alarma del inversor. Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.250.000	B	C	\$ 2.496.570	BC	3,00
Evidente: Sí Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Parada del inversor, alarma del inversor Acción correctiva:	1	4	\$ 311.643	\$ 1.000.000	B	C	\$ 2.246.570	BC	3,00

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-5 Jerarquización del Riesgo Parte 2



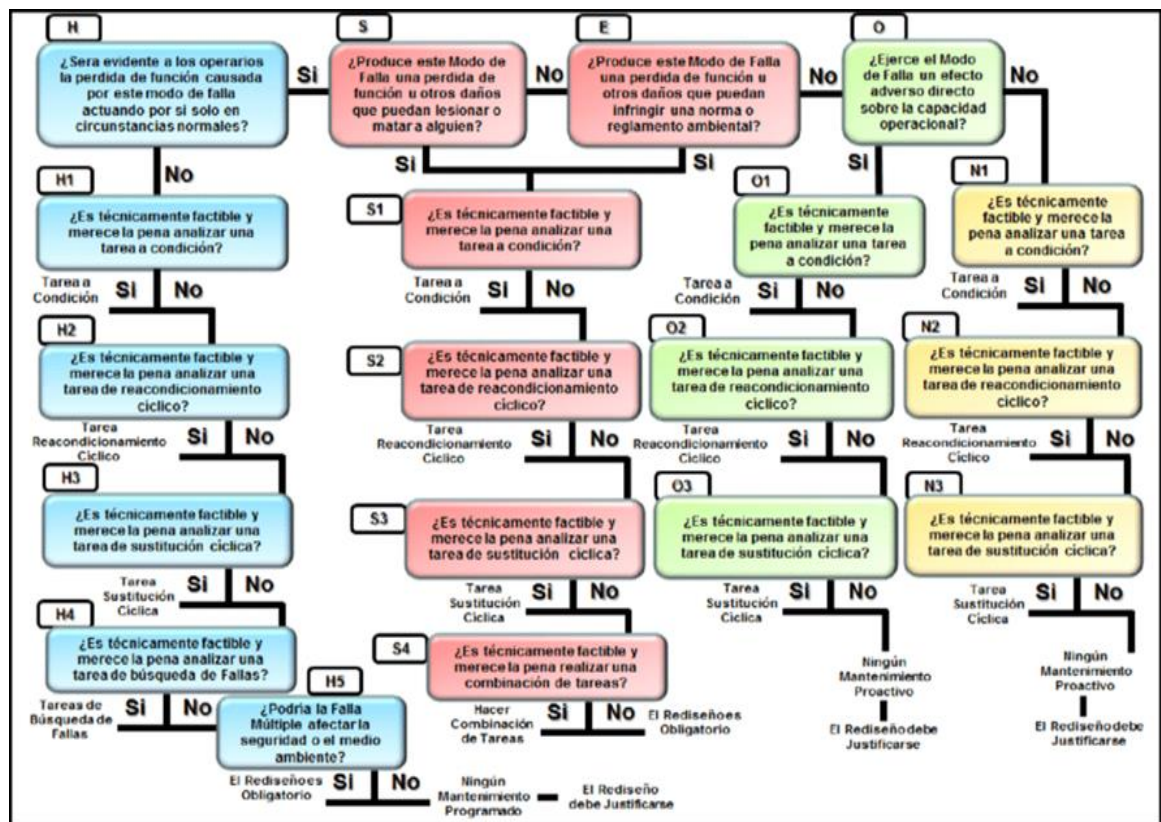
Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 2-1 Jerarquización Por Riesgo.

## 2.8 SELECCIÓN DE ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO.

La selección de las actividades de mantenimiento se realizan a través del diagrama de decisión, este diagrama guía a los analistas a través de una serie de preguntas estructuradas, generalmente en forma de árbol de decisiones, que los ayuda a identificar las acciones apropiadas basadas en el análisis de riesgos y la criticidad de cada componente. Estas preguntas suelen abordar aspectos como la función del equipo, los modos de falla posibles, las consecuencias de dichas fallas y las estrategias de mantenimiento disponibles. El diagrama de decisiones es una parte fundamental del proceso de RCM, ya que facilita la selección de las acciones de mantenimiento más efectivas para optimizar la confiabilidad y disponibilidad del equipo.

A continuación, se muestra el árbol de decisiones:



Fuente: (Moubray, 2004).

Figura 2-4 Árbol de decisión Parte 1

El diagrama de decisión separa las tareas de mantenimiento proactivo en distintos grupos, estos son los siguientes:

- Tarea de condición: es una acción planificada que se lleva a cabo en respuesta a condiciones específicas de deterioro o desviación detectadas durante el monitoreo regular de equipos. En el contexto del RCM, estas tareas se activan ante señales de posible fallo para prevenir averías y optimizar la disponibilidad de los activos industriales. Se enfocan en actuar solo cuando sea necesario, reduciendo el tiempo de inactividad no planificado y prolongando la vida útil del equipo.
- Tarea de reacondicionamiento cíclico: son aquellas acciones planificadas que se realizan periódicamente para restaurar o mejorar las condiciones de un equipo o componente específico, independientemente de que este presente algún síntoma de deterioro o fallo inminente. Estas tareas se llevan a cabo en intervalos regulares basados en el tiempo de operación o en ciclos específicos de funcionamiento del equipo con el objetivo de mantener su confiabilidad y disponibilidad a lo largo del tiempo. La implementación efectiva de tareas de reacondicionamiento cíclico contribuye a evitar fallos prematuros, reducir costos de mantenimiento y prolongar la vida útil de los activos industriales.
- Tarea de sustitución cíclica: es muy similar a la tarea de reacondicionamiento cíclico con la diferencia que estas son acciones planificadas que se llevan a cabo periódicamente, independientemente de la condición actual del equipo. Estas tareas se programan para prevenir fallas futuras y se basan en intervalos regulares determinados por la experiencia, recomendaciones del fabricante o análisis de datos históricos de fallos. Aunque no se basan directamente en la condición actual del equipo, son una estrategia de mantenimiento preventivo clave para evitar interrupciones no planificadas y garantizar la confiabilidad y disponibilidad del equipo a lo largo del tiempo.
- Rediseño: implica modificar o mejorar un sistema, componente o proceso para eliminar o reducir la frecuencia o impacto de los modos de falla identificados durante el análisis de confiabilidad. Esta estrategia busca abordar las causas subyacentes de las fallas y mejorar la confiabilidad, la disponibilidad y la eficiencia del equipo a lo largo de su vida útil, en lugar de simplemente mitigar los síntomas de las fallas mediante acciones correctivas o preventivas. El rediseño puede incluir cambios en el diseño

del equipo, la selección de materiales, los métodos de fabricación, los procedimientos operativos o cualquier otro aspecto relevante que pueda influir en la confiabilidad y el rendimiento del sistema.

**2.8.1 HOJA DE DECISIÓN.**

							Sistema: Sala de Inversores			Sistema N° 1			Facilitador:	Fecha	Hoja N° 1
							Subsistema: Inversor Principal			Subsistema N°: 1			Auditor:	Fecha	de 1
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Acción a falla de			Tarea Propuesta.	Intervalo inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4			
1	1	1	S	N	N	S	S								
1	1	2	S	N	N	S	S						Inspección o cambio de componentes.	Semestral	
1	1	3	S	N	N	S	S						Chequeo de configuración.	Semestral	Técnico Especialista
1	2	1	S	N	N	S	N	S					Reparación del núcleo	Anual	Electricista
1	2	2	N				N	S					Cambio de bornes.	Anual	
1	2	3	N				N	S					Reparación de devanados.	Anual	
2	1	1	S	N	N	S	S						Cambio de interruptor	Semestral	
2	1	2	N				S						Cambio de tarjeta de control	Semestral	
2	1	3	N				N	S					Cambio de capacitores o diodos.	Semestral	
2	2	1	S	N	N	S	N	S					Chequeo de comunicaciones y contadores.	Semestral	Técnico Especialista
2	2	2	S	N	N	S	N	S					Chequeo de comunicaciones y contadores.	Semestral	
2	2	3	N				S						Chequeo de comunicaciones y contadores.	Semestral	
3	1	1	N				S						Prueba funcional de elementos de seguridad.	Trimestral	Técnico Especialista
3	1	2	N				S						Prueba funcional de elementos de seguridad.	Trimestral	
3	1	3	N				S						Prueba funcional de elementos de seguridad.	Trimestral	
3	2	1	N				S						Prueba funcional de elementos de seguridad.	Trimestral	
3	2	2	N				S						Prueba funcional de elementos de seguridad.	Trimestral	
3	2	3	N				S						Prueba funcional de elementos de seguridad.	Trimestral	

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-6 Definición de Actividades de Mantenimiento.

## 2.8.2 COSTO DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO.

#	Modo de Falla	Actividad Mtto	Acción a ejecutar	Frecuencia de aplicación	Numero de personas	HH - ejecución	Tarifa Especialidad	Insumos, Materiales, o servicios requeridos	PTTO ANUAL
1.1.1	Daño en el variador de potencia.	Tarea a condición	Inspección o cambio de componentes.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 500.000	\$ 660.000
1.1.2	Saturación del PI de corriente	Tarea a condición	Inspección o cambio de componentes.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 500.000	\$ 660.000
1.1.3	Error en la configuración del convertidor AC	Tarea a condición	Chequeo de configuración.	2	2	5	\$ 10.000	\$ 450.000	\$ 650.000
1.2.1	Deterioro en el nucleo	Tarea de reacondicionamiento cíclico	Reparación del nucleo	1	2	4	\$ 10.000	\$ 650.000	\$ 730.000
1.2.2	Fallo en los bornes	Tarea de sustitución cíclica	Cambio de bornes.	1	2	3	\$ 10.000	\$ 250.000	\$ 310.000
1.2.3	Daño en los devanados	Tarea de reacondicionamiento cíclico	Reparación de devanados.	1	2	6	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 520.000
2.1.1	Daño mecanico en el interruptor automatico de salida del transformador.	Tarea a condición	Cambio de interruptor	2	2	6	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 540.000
2.1.2	Daño mecanico en tarjeta de control ante una frecuencia fuera de rango[49 Hz- 51 Hz].	Tarea a condición	Cambio de tarjeta de control	2	2	4	\$ 10.000	\$ 750.000	\$ 910.000
2.1.3	Daño mecánico en los capacitores o diodos .	Tarea de sustitución cíclica	Cambio de capacitores o diodos.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 460.000
2.2.1	Error en la conexión.	Tarea de reacondicionamiento cíclico	Chequeo de comunicaciones y contadores.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 560.000
2.2.2	Error de configuración informática.	Tarea de reacondicionamiento cíclico	Chequeo de comunicaciones y contadores.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 560.000
2.2.3	Error de sistema.	Tarea de condición	Chequeo de comunicaciones y contadores.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 560.000
3.1.1	Daño mecánico en uno o más fusibles de protección.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	4	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 540.000
3.1.2	Daño mecánico en el magnetotérmico auxiliar de protección.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.1.3	Daño mecánico en uno o más descargadores de protección.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.2.1	Daño mecanico en el interruptor automatico de salida del transformador.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.2.2	Daño mecánico en el seleccionador ante una sobreintensidad.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.2.3	Daño mecánico en el contactor AC.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-7 Costos Asociados a las Actividades de Mantenimiento.

**3 CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.**

### **3.1 COSTOS ASOCIADOS A LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD.**

En el próximo capítulo, se realizará un exhaustivo análisis de los resultados derivados de la implementación de la metodología RCM en el sistema de inversión. Este análisis comprenderá una comparación entre el plan en vigor y el nuevo plan propuesto para el equipo estudiado. Se llevarán a cabo comparativas detalladas que resaltarán las ventajas inherentes a la aplicación de las tareas propuestas para el mantenimiento de estos equipos.

El objetivo principal es incrementar la disponibilidad operativa de los equipos mediante la ejecución de tareas de naturaleza preventivas y proactiva. Se pretende así modificar el enfoque actual, el cual se centra mayormente en la ejecución de tareas correctivas y preventivas en la mayoría de estos equipos.

En lo que respecta a los costos asociados al plan de mantenimiento propuesto para el equipo crítico, estos se dividen en dos categorías principales: costos directos y costos indirectos de mantenimiento. Los costos directos surgen como resultado de los trabajos realizados durante el mantenimiento, ya sea de naturaleza preventiva o correctiva. Entre los costos comunes asociados a las operaciones de mantenimiento se encuentran: la mano de obra utilizada, los repuestos, los materiales, los insumos y el tiempo medio requerido para reparar una falla.

Por otro lado, están los costos indirectos, los cuales no se contemplan durante la ejecución del mantenimiento. Estos gastos no pueden vincularse directamente con el proceso específico de la empresa. Aquí se incluyen los gastos relacionados con los nuevos repuestos almacenados en el depósito, los repuestos específicos adquiridos en el momento de la falla, así como los costos asociados al traslado de personal, la compra de insumos o repuestos, y la contratación de personal especializado para tareas específicas. Además, se debe considerar la pérdida de producción, un costo de suma importancia en el ámbito de la producción de energía, ya que representa un impacto económico considerable.

### 3.1.1 ANÁLISIS DE COSTOS RESULTANTES DE RCM.

A continuación, se presentan los costos de implementación de las actividades resultantes de la aplicación de la metodología RCM:

#	Modo de Falla	Actividad Mtto	Acción a ejecutar	Frecuencia de aplicación	Numero de personas	HH - ejecución	Tarifa Especialidad	Insumos, Materiales, o servicios requeridos	PTTO ANUAL
1.1.1	Daño en el variador de potencia.	Tarea a condición	Inspección o cambio de componentes.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 500.000	\$ 660.000
1.1.2	Saturación del PI de corriente	Tarea a condición	Inspección o cambio de componentes.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 500.000	\$ 660.000
1.1.3	Error en la configuración del convertidor AC	Tarea a condición	Chequeo de configuración.	2	2	5	\$ 10.000	\$ 450.000	\$ 650.000
1.2.1	Deterioro en el nucleo	Tarea de reacondicionamiento cíclico	Reparación del nucleo	1	2	4	\$ 10.000	\$ 650.000	\$ 730.000
1.2.2	Fallo en los bornes	Tarea de sustitución cíclica	Cambio de bornes.	1	2	3	\$ 10.000	\$ 250.000	\$ 310.000
1.2.3	Daño en los devanados	Tarea de reacondicionamiento	Reparación de devanados.	1	2	6	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 520.000
2.1.1	Daño mecanico en el interruptor automatico de salida del	Tarea a condición	Cambio de interruptor	2	2	6	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 540.000
2.1.2	Daño mecanico en tarjeta de control ante una frecuencia fuera de rango[49 Hz- 51 Hz].	Tarea a condición	Cambio de tarjeta de control	2	2	4	\$ 10.000	\$ 750.000	\$ 910.000
2.1.3	Daño mecánico en los capacitores o diodos .	Tarea de sustitución cíclica	Cambio de capacitores o diodos.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 460.000
2.2.1	Error en la conexión.	Tarea de reacondicionamiento cíclico	Chequeo de comunicaciones y contadores.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 560.000
2.2.2	Error de configuración informática.	Tarea de reacondicionamiento cíclico	Chequeo de comunicaciones y contadores.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 560.000
2.2.3	Error de sitema.	Tarea de condición	Chequeo de comunicaciones y contadores.	2	2	4	\$ 10.000	\$ 400.000	\$ 560.000
3.1.1	Daño mecánico en uno o más fusibles de protección.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	4	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 540.000
3.1.2	Daño mecánico en el magnetotérmico auxiliar de protección.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.1.3	Daño mecánico en uno o más descargadores de protección.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.2.1	Daño mecanico en el interruptor automatico de salida del	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.2.2	Daño mecánico en el seleccionador ante una sobreintensidad.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
3.2.3	Daño mecánico en el contactor AC.	Tarea a condición	Prueba funcional de elementos de seguridad.	3	2	3	\$ 10.000	\$ 300.000	\$ 480.000
<b>Costo Total</b>									<b>\$ 10.060.000</b>

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 3-1 Costos Total de Actividades de Mantenimiento.

El costo total anual derivado de la ejecución de las tareas de mantenimiento corresponde a \$10.060.000 CLP. Este presupuesto anual comprende una variedad de elementos esenciales para llevar a cabo las labores de mantenimiento de manera efectiva y eficiente. Incluye no solo los costos asociados con los insumos, materiales y herramientas necesarios para cada acción específica, sino también las tarifas por hora de personal que debe contar con las capacidades necesarias para la ejecución de cada tarea. Dichas tarifas varían en función de la especialización del trabajador y la cantidad de horas dedicadas a la ejecución de estas. Así mismo, se considera meticulosamente la frecuencia con la que se realiza cada actividad de mantenimiento, asegurando así una gestión adecuada de los recursos y una planificación efectiva para mantener la operatividad óptima de los equipos y sistemas.

### **3.2 PLAN ACTUAL DE MANTENIMIENTO.**

El plan de mantenimiento actual para este PFV y el equipo específico en cuestión tiene un costo aproximado de \$8.000.000 CLP/ Anual, este se fundamenta en una estrategia que incorpora una combinación de actividades y tareas predictivas, preventivas y correctivas. La gestión integral del mantenimiento se ejecuta mediante el empleo del software SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), una herramienta avanzada diseñada para monitorear y controlar diversos procesos de manera continua y en tiempo real. El sistema SCADA despliega una variedad de funciones esenciales que facilitan la supervisión eficiente y el control efectivo de las operaciones en el PFV. Entre estas funciones se incluyen la adquisición de datos en tiempo real procedentes de sensores y dispositivos ubicados en distintas áreas del parque, permitiendo así una visión completa y detallada del estado operativo de cada componente.

Por otro lado, las funciones preventivas del SCADA permiten la programación y ejecución de tareas de mantenimiento planificadas de manera proactiva. Esto incluye actividades como la limpieza regular de paneles solares, la inspección de equipos y la realización de ajustes necesarios para garantizar un rendimiento óptimo y prevenir posibles fallas.

En resumen, el software SCADA desempeña un papel crucial en la gestión eficaz del mantenimiento en un PFV, ofreciendo una amplia gama de funciones que abarcan desde la adquisición de datos en tiempo real hasta la ejecución de acciones predictivas,

preventivas y correctivas para garantizar la continuidad operativa y la eficiencia del sistema.

Las actividades de mantenimiento son ejecutadas por empresas externas contratadas por el PFV, las cuales desempeñan un papel crucial en el mantenimiento de las instalaciones. Principalmente, estas empresas realizan visitas periódicas al terreno donde se llevan a cabo una variedad de tareas fundamentales. Entre estas labores se incluyen la limpieza para garantizar su eficiencia operativa, inspecciones detalladas del funcionamiento del sistema para identificar posibles problemas o anomalías, y la realización de reparaciones según sea necesario. Estas reparaciones se llevan a cabo en respuesta a las Órdenes de Trabajo (OT) proporcionadas por la empresa mandante, que detallan las acciones correctivas requeridas para abordar cualquier problema o falla identificados durante las inspecciones o el monitoreo del sistema.

### **3.2.1 PROBLEMAS PRESENTES EN EL PLAN ACTUAL DE MANTENIMIENTO.**

Al examinar el plan de mantenimiento actual de este parque fotovoltaico, se pueden identificar varios aspectos negativos que surgen de su implementación. Uno de los aspectos críticos a considerar es la indisponibilidad del equipo, esta puede ser causada por una variedad de factores, como averías inesperadas, espera por la llegada de repuestos o materiales, tiempos de configuración y ajustes, entre otros.

En el caso del plan actual de mantenimiento hay un total de 80 horas al año en el que el equipo se encuentra detenido debido a fallas inesperadas, afectando directamente la eficiencia operativa de este y la productividad de la planta. Se estima que estas pérdidas ascienden a aproximadamente \$ 59.400.536 CLP/año. Es claro que estos lapsos de inactividad representan un desafío significativo que requiere una atención inmediata para mejorar tanto la eficiencia como la eficacia del plan de mantenimiento.

### **3.2.2 TAREAS ASOCIADAS AL ACTUAL PLAN DE MANTENIMIENTO.**

1. Tareas Predictivas: Las tareas predictivas se centran en la detección temprana de posibles problemas antes de que se conviertan en fallas mayores. Para ello, se utilizan tecnologías avanzadas de monitoreo, como sistemas de supervisión remota y análisis de datos, para evaluar continuamente el rendimiento del parque. Estas tareas incluyen:
  - a. Monitoreo del rendimiento de los inversores para detectar anomalías en la producción de energía.
  - b. Análisis termográficos periódicos para identificar puntos calientes que puedan indicar problemas de conexión o deterioro.
  - c. Inspecciones visuales regulares de los componentes del parque, como cables, conexiones y sistemas de montaje, para detectar signos de desgaste o daño.
  
2. Tareas Preventivas: Las tareas preventivas se realizan de manera programada para evitar la ocurrencia de fallas y maximizar la fiabilidad del parque. Estas acciones se llevan a cabo de acuerdo con un calendario de mantenimiento planificado y pueden incluir:
  - a. Limpieza regular para eliminar suciedad, polvo y otros residuos que puedan reducir la eficiencia de la generación de energía.
  - b. Inspección y mantenimiento de los sistemas de montaje para garantizar su integridad estructural y su capacidad para soportar condiciones climáticas adversas.
  - c. Reemplazo periódico de componentes sujetos a desgaste, como cables, conectores y fusibles, para evitar fallas inesperadas y garantizar un funcionamiento continuo del parque.
  
3. Tareas Correctivas: Las tareas correctivas se realizan en respuesta a fallas o problemas identificados durante las tareas predictivas o preventivas, con el objetivo de restaurar la operación normal del parque lo más rápido posible. Estas acciones pueden incluir:

- a. Reparación o reemplazo de componentes o elementos dañados y defectuosos.
- b. Solución de problemas eléctricos, como cortocircuitos o conexiones sueltas, para restaurar la continuidad del flujo de energía.
- c. Reparación de equipos o sistemas de monitoreo, para restablecer la funcionalidad completa del parque.

### **3.3 ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LA PROPUESTA.**

El análisis que se presenta tiene como finalidad comparar dos enfoques de mantenimiento aplicados a los sistemas de inversores eléctricos instalados en un PFV. Este análisis considerará factores críticos como costos, factibilidad técnica y económica.

El primer enfoque evaluado es el plan de mantenimiento actualmente en uso, mientras que el segundo se fundamenta en la metodología RCM. Es esencial destacar que la implementación de un plan de mantenimiento eficaz es crucial para asegurar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas de inversores en un PFV, dado su papel determinante en la generación de energía solar.

La metodología RCM se concentra en optimizar el mantenimiento al identificar las tareas críticas y efectivas para mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema. Esto puede resultar en una mayor factibilidad técnica y económica a largo plazo. Por otro lado, el enfoque actual puede presentar limitaciones en términos de eficiencia y efectividad en la gestión de activos, lo que potencialmente genera costos adicionales y riesgos asociados a las fallas.

El objetivo de este análisis comparativo es determinar cuál de los dos enfoques ofrece un mayor valor económico al PFV. Se evaluarán aspectos como disponibilidad, confiabilidad, costos de mantenimiento, pérdida de producción y mitigación de riesgos asociados a las fallas a lo largo del ciclo de vida operativo del sistema.

### 3.3.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE RENTABILIDAD.

Dada la importancia crucial de diseñar un plan de mantenimiento basado en la confiabilidad para un equipo crítico, para garantizar la continuidad de la línea de producción, es fundamental considerar los riesgos inherentes a su implementación y funcionamiento. Este proceso se enfrenta a diversos desafíos económicos significativos que deben abordarse de manera integral.

Desde la fase inicial de implementación hasta la capacitación del personal en el uso de nuevas herramientas y la adquisición de materiales y elementos de protección personal, cada uno de estos aspectos representa un reto económico que debe ser evaluado con cuidado. Cualquier deficiencia en estas áreas podría resultar en costos adicionales inesperados.

A continuación, se procederá a comparar los costos actuales de mantenimiento con los costos propuestos al aplicar la metodología RCM y el ahorro potencial que se espera lograr tras la implementación de esta propuesta.

Antes de RCM				Propuesta RCM			
#	Modo de Falla	Frecuencia fallas/año	Riesgo \$/año	Costo de Implementación RCM	Frecuencia Esperada fallas/año	Riesgo Futuro esperado \$/año	Ahorro potencial
1.1.1	Daño en el variador de potencia.	2	\$ 5.739.711	\$ 660.000	1	\$ 2.869.855	\$ 2.869.855
1.1.2	Saturación del PI de corriente	1	\$ 1.934.928	\$ 660.000	0,5	\$ 967.464	\$ 967.464
1.1.3	Error en la configuración del convertidor AC	1	\$ 2.246.570	\$ 650.000	0,5	\$ 1.123.285	\$ 1.123.285
1.2.1	Deterioro en el núcleo	1	\$ 2.246.570	\$ 730.000	0,5	\$ 1.123.285	\$ 1.123.285
1.2.2	Fallo en los bornes	1	\$ 2.246.570	\$ 310.000	0,5	\$ 1.123.285	\$ 1.123.285
1.2.3	Daño en los devanados	1	\$ 2.869.855	\$ 520.000	0,5	\$ 1.434.928	\$ 1.434.928
2.1.1	Daño mecánico en el interruptor automático de salida del transformador.	1	\$ 2.746.570	\$ 540.000	0,5	\$ 1.373.285	\$ 1.373.285
2.1.2	Daño mecánico en tarjeta de control ante una frecuencia fuera de rango [49 Hz-51 Hz].	2	\$ 6.986.281	\$ 910.000	1	\$ 3.493.140	\$ 3.493.140
2.1.3	Daño mecánico en los capacitores o diodos.	1	\$ 2.558.213	\$ 460.000	0,5	\$ 1.279.106	\$ 1.279.106
2.2.1	Error en la conexión.	2	\$ 8.232.851	\$ 560.000	1	\$ 4.116.426	\$ 4.116.426

2.2.2	Error de configuración informática.	1	\$ 2.869.855	\$ 560.000	0,5	\$ 1.434.928	\$ 1.434.928
2.2.3	Error de sistema.	1	\$ 2.869.855	\$ 560.000	0,5	\$ 1.434.928	\$ 1.434.928
3.1.1	Daño mecánico en uno o más fusibles de protección.	1	\$ 2.558.213	\$ 540.000	0,5	\$ 1.279.106	\$ 1.279.106
3.1.2	Daño mecánico en el magnetotérmico auxiliar de protección.	1	\$ 2.558.213	\$ 480.000	0,5	\$ 1.279.106	\$ 1.279.106
3.1.3	Daño mecánico en uno o más descargadores de protección.	1	\$ 2.246.570	\$ 480.000	0,5	\$ 1.123.285	\$ 1.123.285
3.2.1	Daño mecánico en el interruptor automático de salida del transformador.	1	\$ 3.746.570	\$ 480.000	0,5	\$ 1.873.285	\$ 1.873.285
3.2.2	Daño mecánico en el selector ante una sobrecarga.	1	\$ 2.496.570	\$ 480.000	0,5	\$ 1.248.285	\$ 1.248.285
3.2.3	Daño mecánico en el contactor AC.	1	\$ 2.246.570	\$ 480.000	0,5	\$ 1.123.285	\$ 1.123.285
<b>TOTAL</b>		<b>21</b>	<b>\$ 59.400.536</b>	<b>\$ 10.060.000</b>	<b>10,5</b>	<b>\$ 29.700.268</b>	<b>\$29.700.268</b>

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 3-2 Comparación de Costos

Tras un análisis de los datos presentados en la tabla anterior, se hace evidente que la implementación de la propuesta basada en la confiabilidad tiene el potencial de generar un ahorro estimado en \$29.700.268. Este ahorro surge como resultado directo de la proyección de una reducción del 50% en la frecuencia de ocurrencia de los modos de fallo, en comparación con el estado previo a la aplicación RCM.

Riesgo por Año sin RCM	Porcentaje de Ahorro.	Ahorro Potencial después de RCM.
\$ 59.400.536	50%	\$ 29.700.268

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3-3 Ahorro Potencial

Al tener en cuenta que el costo de implementación del RCM asciende a \$10.060.000 y que el riesgo anual previo a la adopción del RCM es de \$59.400.536, resulta

claro que la inversión anual requerida es comparativamente baja. Esta inversión representa aproximadamente el 17% del riesgo previo al RCM, lo que constituye una ventaja notable en la mejora del rendimiento y la eficiencia del sistema de inversión eléctrica. Esta relación costo-efectividad subraya la importancia estratégica de implementar el RCM como una medida para mitigar riesgos y maximizar la rentabilidad a largo plazo.

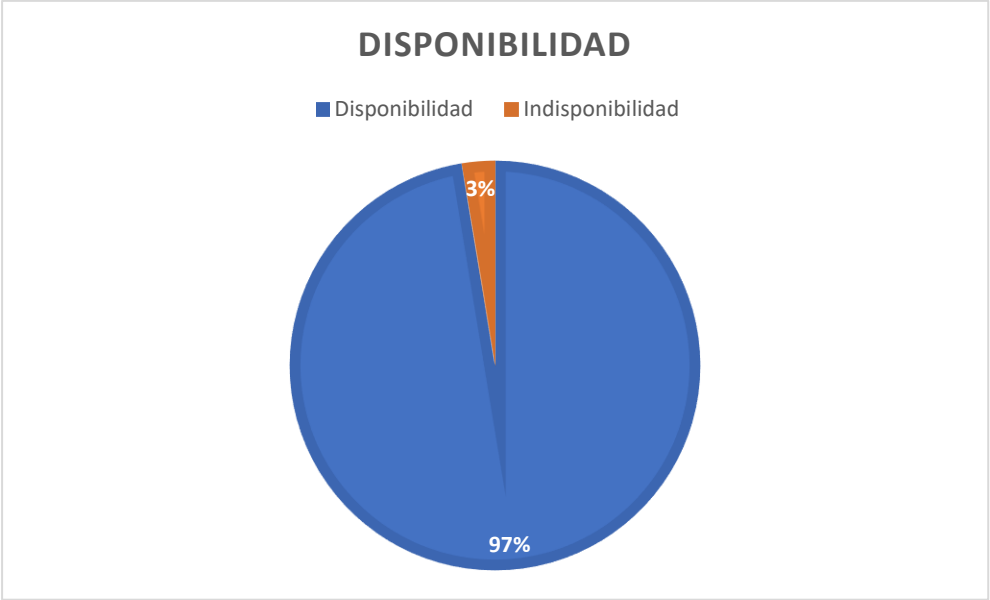
### **3.3.2 IMPACTO EN LA DISPONIBILIDAD.**

Al considerar una propuesta de diseño de un plan de mantenimiento un indicador a considerar es la disponibilidad, este dato es de suma importancia para el área de mantenimiento, este se refiere a la capacidad de que un equipo, sistema o activo esté en condiciones de operar cuando se requiera y cumplir con su función prevista. La mejora de la disponibilidad es un objetivo importante, ya que se traduce en una mayor eficiencia operativa, menor tiempo de inactividad y una producción más constante y confiable

Una alta disponibilidad indica que el equipo está funcionando de manera confiable y con un mínimo de tiempo de inactividad no planificada, por otro lado, una baja disponibilidad nos indica que el equipo está experimentando una cantidad significativa de tiempo de inactividad.

En el caso del equipo en estudio la disponibilidad esperada es de 99%, actualmente según los últimos datos este equipo cuenta con una disponibilidad del 97%, se espera que con la aplicación de RCM un beneficio sea el aumento y mejora de la disponibilidad, a su vez disminuir los tiempos de inactividad no planificada y riesgos operativos asociados.

Con la optimización de tiempos, así como los ajustes en disponibilidad, se espera que esta aumente en un 2% hablando cuantitativamente, lo que genera que el área de mantenimiento este cumpliendo con el objetivo de disponibilidad esperada que propone a empresa.



*Fuente: Elaboración Propia.*

**Gráfico 3-1 Disponibilidad**

## **CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES.**

Al analizar los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo del diseño de propuesta de plan de mantenimiento, se puede concluir que se alcanzaron satisfactoriamente tanto el objetivo general como los objetivos específicos planteados. Los resultados evidencian que las estrategias implementadas han sido efectivas en abordar las necesidades del equipo crítico, garantizando su eficiencia y confiabilidad operativa.

El diseño de una propuesta de mantenimiento basada en confiabilidad para el equipo crítico de un parque fotovoltaico representa un avance significativo en la gestión de activos en la industria de la energía, a través de las actividades y acciones de mantenimiento que aseguren el funcionamiento del equipo en rangos óptimos y de esta forma consigan los objetivos de producción.

La información y datos son esenciales para la utilización de la metodología RCM, sobre todo para el análisis de criticidad y jerarquización de los equipos, identificando al inversor como el equipo de mayor importancia para la producción, de esta manera se identificaron los procesos, funciones y parámetros de estos últimos que se deben tener en cuenta a la hora de operar como el contexto en el cual se encuentra considerando clima, geografía y temperatura.

Los resultados obtenidos para este equipo fueron estudiados a través del análisis de FMECA apoyándose en las normas SAE JA 1011 y JA 1012, identificando los modos de falla y acciones a aplicar para corregir la probabilidad de que estas se vuelvan a presentar en un futuro, para esto hay que centrarse en acciones preventivas y proactivas si es el caso, para optimizar al máximo el rendimiento y la rentabilidad de los parques fotovoltaicos, esto indica una mejora sustancial en la eficiencia operativa y el uso de recursos.

Esta reducción de costos puede atribuirse directamente a la identificación precisa de las actividades de mantenimiento críticas y la optimización de la frecuencia y la naturaleza de estas actividades. Al minimizar el mantenimiento no crítico y centrarse en las tareas esenciales, se logra un equilibrio óptimo entre la confiabilidad del equipo y la eficiencia de los recursos.

Además, el aumento en la disponibilidad del equipo en un 2% desde 97% al 99% significa logro significativo que tiene implicaciones importantes en términos de producción de energía y rentabilidad económica. Una mayor disponibilidad del equipo

significa menos tiempo de inactividad no planificado y una capacidad operativa más consistente y confiable. Esto se traduce directamente en una mayor producción de energía y, por lo tanto, en un mayor retorno de la inversión para el propietario del parque fotovoltaico.

La propuesta de mantenimiento basada en confiabilidad para equipos críticos de parques fotovoltaicos no solo ofrece resultados tangibles en términos de reducción de costos y aumento de la disponibilidad, sino que también establece un marco sólido para la mejora continua y la optimización de la gestión de activos en la industria de la energía solar. Este enfoque tiene el potencial de influir positivamente en la sostenibilidad y la rentabilidad de proyectos futuros, contribuyendo así al crecimiento y la expansión de la energía solar como una fuente de energía limpia y renovable.

Las recomendaciones adicionales, como el control y manejo de la información y datos de los equipos, la capacitación del personal y la gestión de los repuestos e inventario, son fundamentales para mantener y mejorar los beneficios obtenidos a través de la propuesta de mantenimiento basada en confiabilidad. La gestión eficaz de la información y el conocimiento garantiza que las decisiones de mantenimiento se basen en datos precisos y actualizados, lo que aumenta la efectividad de las estrategias de mantenimiento a largo plazo. Además, la capacitación del personal en nuevas acciones de mantenimiento garantiza que estén preparados para implementar y mantener estas estrategias de manera efectiva.

En este ámbito es importante considerar la realización de una auditoría luego de la implementación y aplicación de la propuesta del plan de mantenimiento, este establece un proceso sistemático de evaluación y revisión de las prácticas y procedimientos de mantenimiento de una organización o instalación. El objetivo principal de una auditoría de mantenimiento es identificar áreas de mejora, garantizar el cumplimiento de los estándares y normativas aplicables, y optimizar la eficiencia y la efectividad de las operaciones de mantenimiento. En última instancia, una auditoría de mantenimiento contribuye a garantizar la fiabilidad, seguridad y eficiencia de las operaciones en una organización.

## **BIBLIOGRAFÍA**

Arata Andreani, A., & Furlanetto, L. (2005). *Manual de Gestión de Activos y Mantenimiento*. Santiago de Chile : RIL.

BS ISO 14224:2016. (2016). *Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural-recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos*. Brussels: CENTRO DE GESTIÓN CEN-CENELEC.

Campos López, O., Tolentino Eslava, G., Toledo Velázquez, M., & Tolentino Eslava, R. (28 de Noviembre de 2018). *Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) considerando taxonomía de equipos, base de datos y criticidad de efectos [Figura 5]*. Obtenido de redalyc.org: <https://www.redalyc.org/journal/614/61458265006/html/#gf5>

Crisóstomo Barrero, Á. (s.f.). Aplicación de la metodología RCM en plantas solares fotovoltaicas. *Trabajo Fin de Grado en Ingeniería de la Energía*. Universidad de Sevilla, Sevilla.

Duque Ramírez, P. (2022). *Ingeniería del Mantenimiento*. Viña del Mar, Chile: Departamento de Mecánica, Curso Ingeniería de Mantenimiento.

Germinfotovoltaica.blogspot. (28 de Abril de 2018). *Planta Fotovoltaica.Concepto[Imagen]*. Obtenido de Germinfotovoltaica.blogspot: <https://germinfotovoltaica.blogspot.com/2018/04/planta-fotovoltaicaconcepto.html>

Moubray, J. (2004). *RCM 2: Reliability Centered Maintenance Second Edition*. Leicestershire: Aladon Ltd.

Parra, C., & Crespo, A. (2012). *Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos*. Dept. Industrial Management. University of Seville: Ingeman.

Pistarelli, A. J. (2010). *Manual de mantenimiento: ingeniería, gestión y organización*. Buenos Aires.

SAE JA 1011. (1999). *Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Estados Unidos: SAE.

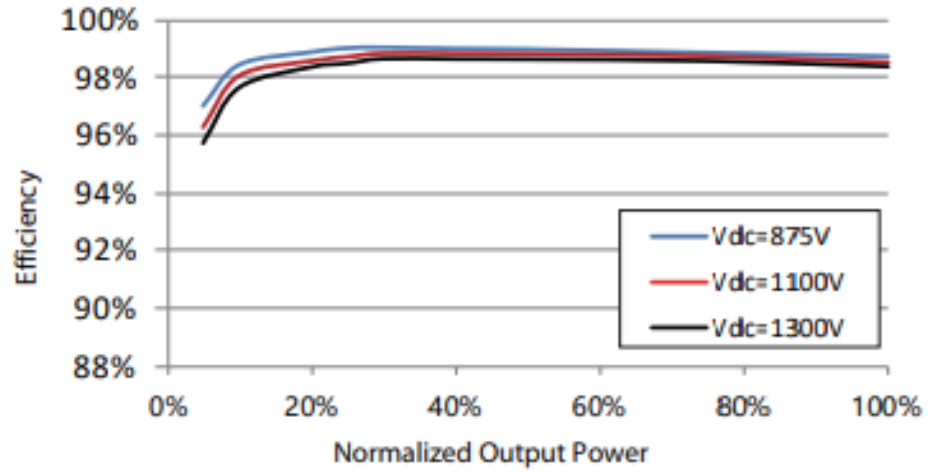
SAE JA 1012. (2002). *Una Guía para la Norma de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)*. Estados Unidos : SAE.

Soto Olea, G., Hernández Venegas, J., Almarza, D., & Jofré, I. (2018). *Guía de operación y mantenimiento de* . Santiago de Chile: Ministerio de Energía de Chile.

SUNGROW. (2022). *SG3125HV-MV-30*. China: Sungrow Power Supply Co., Ltd.

## ANEXOS

### 3.4 ANEXO A: CURVA DE EFICIENCIA DE INVERSOR.



*Fuente: (SUNGROW, 2022)*

### 3.5 ANEXO B: DATOS TÉCNICOS INVERSOR.

Type designation	SG3125HV-MV-30
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	2
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)
Max. PV input current	3997 A
Max. DC short-circuit current	10000 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A
AC voltage range	20 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
<b>Efficiency</b>	
Inverter max. efficiency	99.0%
Inverter Euro. efficiency	98.7%
<b>Transformer</b>	
Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
<b>Protection &amp; Function</b>	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm
Weight	15 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Fuente: (SUNGROW, 2022)