



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS**

**INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS**

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**

**OPTIMIZACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO CON BASE A  
MODELO DE CONFIABILIDAD DE LA UNIDAD 1 DE LA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA OVIACHIC**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**

**ING. JUAN CARLOS MORALES HERNÁNDEZ**

**DIRECTOR: DR. FERNANDO ZENAIDO SIERRA ESPINOSA**

**SINODALES: DR. GUSTAVO URQUIZA BELTRÁN**

**DRA. LAURA LILIA CASTRO GÓMEZ**

**DR. JOSÉ ALFREDO RODRÍGUEZ RAMÍREZ**

**DR. JUAN CARLOS GARCÍA CASTREJÓN**

**CUERNAVACA, MORELOS**

**MARZO, 2019**

## I. RESUMEN

Los estudios relativos a la confiabilidad de activos han crecido de forma significativa en los últimos años, ya que se ha demostrado los grandes beneficios que se obtienen al tener implementado un sistema de gestión de activos en cualquier rama de la industria,

Ante los cambios presentados en nuestra empresa por las modificaciones de la Reforma Energética, actualmente en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) estamos aún en una etapa de transición de ser una empresa social (sin generar ganancias) a una empresa productiva de estado (cuyo objetivo es la generación de riqueza para el País) posicionándonos en un ambiente de competencia con grandes empresas internacionales en la producción de energía eléctrica, en el denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); por lo anterior, la Coordinación de Generación Hidroeléctrica (CGH) de la Subdirección de Generación (SDG), ha establecido la necesidad de redireccionar la administración y gestión del proceso esencial de nuestros centros de trabajo, el cual es el Mantenimiento. Actualmente, se desarrollan estrategias tendientes a mantener adecuados valores de Disponibilidad de las unidades de generación, sin embargo, se requiere innovar estas estrategias bajo un enfoque de “beneficios económicos”, para que el proceso de mantenimiento sea visto bajo un enfoque de rentabilidad para la empresa y no de costos.

Tal y como lo menciona John Moubray, *“durante los últimos veinte años, el Mantenimiento ha cambiado, quizás más que cualquier otra disciplina gerencial. Estos cambios se deben principalmente al enorme aumento en número y en variedad de los activos físicos (planta, equipamiento, edificaciones) que deben de ser mantenidos en todo el mundo, diseños más complejos, nuevos métodos de mantenimiento, y una óptica cambiante en la organización del mantenimiento y sus responsabilidades [1]”*

Lo anterior, obliga a las Empresas de la CFE a innovar e implementar nuevos modelos para la planeación de las estrategias de mantenimiento, con el objetivo de obtener resultados diferentes ante esta nueva etapa de competencia, y mantenernos como una Empresa competitiva.

Además, resulta primordial, crear una nueva cultura de “mantenimiento y confiabilidad” con el fin de que, el mantenimiento de todas las unidades de generación hidroeléctrica sean realizados bajo el mismo enfoque y metodologías, asegurando resultados excelentes, reduciendo los eventos e impactos de fallas y las indisponibilidades por mantenimiento programado; y muy importante es asegurar que el recurso económico autorizado sea destinado a aquellos activos (equipos) que realmente lo requieran en base a un modelo de confiabilidad sustentado en análisis ingenieriles, probabilísticos y estadísticos logrando de que el proceso de mantenimiento sea eficaz (priorización de activos), eficiente (cumplimiento de estándares) y rentable (financiero).

Es por ello, que se estableció el proyecto para la “Optimización de Planes de Mantenimiento en base a Modelo de Confiabilidad en la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Oviachic” de la Subgerencia Regional de Generación Hidroeléctrica Noroeste (SRGHNO), para obtener como producto entregable, los planes de mantenimiento optimizados, que aseguren que dichos activos, realizarán su función en el contexto operativo en el cual se encuentran, para beneficio de la Central Hidroeléctrica.

## II. ABSTRACT

Asset reliability studies have grown significantly in recent years as the great benefits of having an asset management system in any branch of the industry have been demonstrated,

In light of the changes introduced in our company by the modifications of the Energy Reform, currently in the Federal Electricity Commission (CFE) we are still in a transition phase from being a social company (without generating profits) to a productive state enterprise (The goal is the generation of wealth for the country) positioning ourselves in an environment of competition with large international companies in the production of electric power, in the so-called Wholesale Electricity Market (MEM); Therefore, the Coordination of Hydroelectric Generation (CGH) of the Generation Branch (SDG), has established the need to redirect the administration and management of the essential process of our work centers, which is Maintenance. Currently, strategies are developed to maintain adequate values of Availability of generation units, however, these strategies need to be innovated under an "economic benefits" approach, so that the maintenance process is seen under a profitability approach for the Company and not cost.

As John Moubray mentions, "over the last twenty years, Maintenance has changed, perhaps more than any other managerial discipline. These changes are mainly due to the enormous increase in number and variety of physical assets (plant, equipment, buildings) that need to be maintained around the world, more complex designs, new maintenance methods, and a changing perspective in the organization Of maintenance and its responsibilities.<sup>1</sup>

This requires the CFE Companies to innovate and implement new models for the planning of maintenance strategies, with the objective of obtaining different results before this new stage of competition, and keep us as a competitive company.

In addition, it is essential to create a new culture of "maintenance and reliability" so that the maintenance of all hydroelectric generation units are carried out under the same approach and methodologies, ensuring excellent results, reducing the events and impacts of failures And unavailability for scheduled maintenance; And very important is to ensure that the authorized economic resource is allocated to those assets (equipment) that actually require



it based on a model of reliability based on engineering, probabilistic and statistical analysis, making the maintenance process efficient (asset prioritization ), Efficient (standards compliance) and cost-effective (financial).

For this reason, the project for the "Optimization of Maintenance Plans based on Reliability Model" was set up in Unit 1 of the Hydroelectric Power Station of the Subregional Regional Hydroelectric Power Generation (SRGHNO), to obtain as deliverable product, Optimized maintenance plans to ensure that these assets will perform their function in the operational context in which they are located, for the benefit of the Hydroelectric Power Plant.

### **III. AGRADECIMIENTOS**

Agradezco infinitamente a todas las personas que hicieron posible la realización de estos estudios de nivel maestría, por la confianza depositada en mí.

A mi Esposa, por su gran apoyo incondicional para concluir eficazmente todos los proyectos en los que estoy involucrado; sé que ella, es mi más ferviente admiradora y confía plenamente en mí. Gracias por amarme.

A mis Tres preciosos tesoros, Karla Elizabeth (Karely), Juan Carlos y Fausto Arturo, mis hij@s, que siempre me han brindado su gran amor y que, a la vez, me sirve como mi principal motivación para desarrollarme y ser mejor día tras día.

A mis Padres, por la educación que me brindaron y, sobre todo, por las fuertes bases morales y éticas que me sembraron.

A la mejor empresa generadora de energía, Comisión Federal de Electricidad, al promover el desarrollo de sus trabajadores, haciéndonos cada vez mejores, con la finalidad de que esta empresa se mantenga como uno de los pilares en el desarrollo de México. Gracias a la Coordinación de Generación Hidroeléctrica por promover este tipo de estudios académicos y a la Subgerencia Regional de Generación Hidroeléctrica Noroeste, por la oportunidad brindada para mi desarrollo profesional.

Al personal docente de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM), por sus enseñanzas, en especial a los Doctores Fernando Sierra y Gustavo Urquiza.

Para aquellas personas que siempre han demostrado una confianza en mi persona, recordándome que se pueden lograr nuestras metas, en especial a Andrés Jesús Torruco Ruiz, Carlos Beltrán Aldana, Juan Ernesto Alcaraz Pacheco, Gerardo Alfredo Estrada Torres, Geovanni Noriega Sandoval, Julián Andrade Rendón y Ricardo Espino Osuna; y en estos últimos 3 años, al Dr. Eduardo Humberto Guerrero Flores, por ser el mejor líder con quién he laborado y sobre todo, por ser un extraordinario mentor para mi desarrollo profesional, y

apoyarme para alcanzar una madurez personal a través de los escenarios que vivo, con una visión nacional de la generación de energía eléctrica.

Reconocimiento especial al Dr. Januz Kubiack, que sin sus consejos, experiencias y apoyo no hubiera sido posible el término de este trabajo, le envío un abrazo en donde quiera que esté.

A DIOS, POR SIEMPRE ACORDARSE DE MI Y AYUDARME EN MIS SUEÑOS Y PLANES.  
GRACIAS

## **IV. ALCANCE, OBJETIVOS Y METAS**

### IV.1 Alcance:

El alcance del presente trabajo de investigación es a los activos (equipos) de la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Oviachic.

### IV.2 Objetivos

El objetivo general es el siguiente:

Establecer y mantener un Modelo de Confiabilidad para optimizar (mejorar) de forma permanente los Planes de Mantenimiento de la Unidad 1 de la C.H. Oviachic, para asegurar la eficacia y la eficiencia en la determinación de estrategias de mantenimiento a los activos de esta Unidad Generadora.

### IV.3 Metas:

- a) Optimizar los Planes de Mantenimiento a los Activos de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic
- b) Reducción de fallas en equipos de las centrales generadoras.
- c) Reducción de indisponibilidad por mantenimiento programado.
- d) Recuperación de confiabilidad de los equipos.
- e) Incremento en ingresos por generación derivados de una mejor planeación de mantenimiento.
- f) Reducción de penalizaciones y costos por fallas.
- g) Cambio cultural en la gestión del Proceso de Mantenimiento.

## V. INDICE

	<i>Página</i>
I. Resumen.	1
II. Abstract.	3
III. Agradecimientos.	5
IV. Alcance, Objetivos y Metas.	7
V. Índice.	8
<b>1. Introducción: Bases del Mantenimiento.</b>	<b>18</b>
1.1 Definición de Mantenimiento.	18
1.2 El Mantenimiento como “visión de negocio”.	18
1.3 Función del Departamento de Mantenimiento.	19
1.4 Clasificación de Mantenimientos.	20
1.5 Política de Mantenimiento.	20
1.6 Proceso de Mantenimiento.	21
1.6.1 Planeación y Programación de tareas de mantenimiento	22
1.6.1.1. Planeación de tareas de mantenimiento	22
1.6.1.2. Programación de tareas de mantenimiento	23
1.6.2. Ejecución de tareas de mantenimiento	23
1.6.3. Verificación de tareas de mantenimiento	23
1.6.4. Control (mejoras) de las tareas de mantenimiento	24
1.7 Diferencias entre Planeación y Programación de Mantenimiento.	24
1.8 Las Estadísticas de Mantenimiento a nivel mundial.	25
1.9 Evolución del Mantenimiento.	26
1.10 Los Planes del Mantenimiento.	28
<b>2. Marco Teórico: Sustentos de Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento.</b>	<b>29</b>
2.1 Introducción.	29
2.2 Retos para los Activos (Equipos).	29
2.3 Lineamientos para asegurar la efectividad permanente de los planes de mantenimiento.	30
2.4 Comprendiendo la Falla.	31
2.5 Curva de la Bañera o Curva de Davis.	32
2.6 Patrones de Falla de los Activos.	33
2.7 Contexto Operativo.	34
2.8 Concepción del Mantenimiento.	36
2.9 Etapas para la Planeación del Mantenimiento.	36
<b>3. Sistema de Gestión de Activos.</b>	<b>38</b>
3.1 Que es un Sistema de Gestión de Activos.	38
3.2 Beneficios de la Implementación de un Sistema de Gestión de Activos.	38
3.3 Norma de Referencia.	39
3.4 Modelo de Confiabilidad para Unidades Hidroeléctricas.	42
<b>4 Centrales de Generación Hidroeléctricas y alcance de Modelo de Confiabilidad</b>	<b>43</b>
4.1 Conceptos Generales.	43
4.2 Alcance del Modelo de Confiabilidad.	48

<b>5</b>	<b>Central Hidroeléctrica Oviachic.</b>	60
5.1	Localización.	60
5.2	Generalidades	61
<b>6</b>	<b>Diagnóstico de Unidad 1 de la C. H. Oviachic.</b>	64
6.1	Planes de Mantenimiento.	64
6.2	Relación Costos de Mantenimiento (pesos/MW mantenido), Indisponibilidad por falla, Indisponibilidad por mantenimiento programado y número de eventos de falla (sustentos para optimizar planes de mantenimiento).	69
6.3	Relación de Indicador Megawatt mantenido contra costos	70
<b>7</b>	<b>Desarrollo: Fuentes de Información (Estadística histórica de Activos de la Unidad 1).</b>	71
<b>8</b>	<b>Determinación de Activos Críticos (Aplicación de Modelo Matemático).</b>	76
8.1	Modelo Matemático	80
8.2	Gestión de Riesgos	95
<b>9</b>	<b>Herramientas de Confiabilidad Principales.</b>	102
9.1	Ingeniería de Confiabilidad	102
9.2	Modelo Costo-Beneficio-Riesgo	155
9.3	Mantenimiento Basado en Confiabilidad (RCM/MCC) a Transformador de Potencia	192
<b>10</b>	<b>Clasificación de Órdenes de Mantenimiento</b>	196
<b>11</b>	<b>Hojas de Ruta, Elementos que la componen</b>	197
<b>12</b>	<b>Resultados: Plantillas de Estrategias de Mantenimiento por “Sistema” en Unidades Hidroeléctricas</b>	197
12.1	Tareas de Mantenimiento a Protecciones	198
12.2	Tareas de Mantenimiento a Equipo Electrónico (Contaminación de H <sub>2</sub> S)	199
12.3	Tareas de Mantenimiento a Regulador de Voltaje	200
12.4	Tareas de Mantenimiento a Interruptores	201
12.5	Tareas de Mantenimiento a Chumaceras de Generador	202
12.6	Tareas de Mantenimiento a Regulador de Velocidad Mecánico	203
12.7	Tareas de Mantenimiento por MCC/RCM a Transformador de Potencia	204
<b>13</b>	<b>Conclusiones a los Resultados Evaluados</b>	208
<b>14</b>	<b>Recomendaciones</b>	208
<b>15</b>	<b>Conclusiones Generales del Proyecto</b>	209
<b>16</b>	<b>Prospectivas</b>	210
<b>17</b>	<b>Referencias</b>	212
<b>18</b>	<b>Citas</b>	213
<b>19</b>	<b>Apéndices</b>	214
19.1	Definiciones de Confiabilidad	214
19.2	Instructivo para Cálculo de Parámetros de Weibull	217
VI.	Lista de Tablas	010
VII.	Lista de Figuras	013

## VI. Lista de Tablas

No.	Descripción	Página
Tabla 1	Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica	49
Tabla 2	Relación de Costos de Mantenimiento Fijos y Variables de la C. H. Oviachic 2010-2015	69
Tabla 3	Eventos de falla de unidad 1 de la C.H. Oviachic 1998-2016	71
Tabla 4	Resumen Estadístico-Operativo de la C.H. Oviachic 1998-2016	80
Tabla 5	Resumen Estadístico-Operativo de la C.H. Oviachic	81
Tabla 6	Estadística de horas de operación 1998-2016 y promedio 2017 de la Unidad 1 C.H. Oviachic	84
Tabla 7	Estadística de eventos de falla 1998-2016 Componente Electrónico por contaminación de ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) de la Unidad 1 C.H. Oviachic	85
Tabla 8	Estadística de eventos de falla 1998-2016 Componente Electrónico por contaminación de ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) del Regulador de Voltaje de Unidad 1 C.H. Oviachic	85
Tabla 9	Estadística de eventos de falla 1998-2016 del Regulador de Voltaje de Unidad 1 C.H. Oviachic	86
Tabla 10	Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Protecciones de Unidad 1 C.H. Oviachic	86
Tabla 11	Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Interruptores de Unidad 1 C.H. Oviachic	87
Tabla 12	Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Control de Regulador de Voltaje de Unidad 1 C.H. Oviachic	87
Tabla 13	Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Alta Temperatura Generador de Unidad 1 C.H. Oviachic	87
Tabla 14	Estadística de eventos de falla 1998-2016 de válvula de control de turbina de Unidad 1 C.H. Oviachic	87
Tabla 15	Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Generador de Unidad 1 C.H. Oviachic	88
Tabla 16	Estadística de eventos de falla 1998-2016 de caja de carbones de Unidad 1 C.H. Oviachic	88
Tabla 17	Resumen de Modelo Matemático para Sistemas de U1 de la C.H. Oviachic	93
Tabla 18	Eventos de mayor afectación a la Disponibilidad de U1 de la C.H. Oviachic	95
Tabla 19	Eventos relacionados a Protecciones de U1 de la C.H. Oviachic	104
Tabla 20	Parámetros de Confiabilidad relacionados a Protecciones de U1 de la C.H. Oviachic	106
Tabla 21	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Protecciones	107
Tabla 22	Parámetros de Confiabilidad relacionados a Protecciones	112
Tabla 23	Tipos de Falla presentados en Protecciones	112
Tabla 24	Definiciones de $\beta$ según su valor y relación con estado físico de Activos y estrategias de mantenimiento	113
Tabla 25	Eventos relacionados a contaminación por H <sub>2</sub> S de U1 de la C.H. Oviachic	114
Tabla 26	Parámetros de Confiabilidad relacionados a contaminación de H <sub>2</sub> S de U1 de la C.H. Oviachic	114

Tabla 27	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de contaminación de H2S	115
Tabla 28	Parámetros de Confiabilidad relacionados a contaminación de H2S	119
Tabla 29	Tipos de Falla presentados por contaminación de H2S	119
Tabla 30	Eventos relacionados a Regulador de Voltaje por contaminación por H2S de U1 de la C.H. Oviachic	120
Tabla 31	Parámetros de Confiabilidad Regulador de Voltaje por contaminación de H2S de U1 de la C.H. Oviachic	120
Tabla 32	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	120
Tabla 33	Parámetros de Confiabilidad relacionados a Regulador de Voltaje contaminación de H2S	125
Tabla 34	Tipos de Falla presentados de Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	125
Tabla 35	Eventos relacionados a Regulador de Voltaje de U1 de la C.H. Oviachic	126
Tabla 36	Parámetros de Confiabilidad Regulador de Voltaje	126
Tabla 37	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador de Voltaje	127
Tabla 38	Parámetros de Confiabilidad relacionados a Regulador de Voltaje	131
Tabla 39	Tipos de Falla presentados de Regulador de Voltaje	131
Tabla 40	Eventos relacionados a Regulador de Voltaje-Control	132
Tabla 41	Parámetros de Confiabilidad Regulador de Voltaje-Control	132
Tabla 42	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador de Voltaje-Control	132
Tabla 43	Parámetros de Confiabilidad relacionados a Regulador de Voltaje-Control	137
Tabla 44	Tipos de Falla presentados de Regulador de Voltaje-Control	137
Tabla 45	Eventos relacionados a Interruptores	138
Tabla 46	Parámetros de Confiabilidad de Interruptores	138
Tabla 47	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Interruptores	138
Tabla 48	Parámetros de Confiabilidad relacionados a Interruptores	143
Tabla 49	Tipos de Falla presentados de Interruptores	143
Tabla 50	Eventos relacionados Generador-Chumaceras	144
Tabla 51	Parámetros de Confiabilidad de Generador-Chumaceras	144
Tabla 52	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Generador-Chumaceras	144
Tabla 53	Parámetros de Confiabilidad relacionados a Generador-Chumaceras	148
Tabla 54	Tipos de Falla presentados de Generador-Chumaceras	148
Tabla 55	Eventos relacionados Regulador Velocidad-V20Q	149
Tabla 56	Parámetros de Confiabilidad de Regulador Velocidad-V20Q	149
Tabla 57	Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador Velocidad-V20Q	149
Tabla 58	Parámetros de Confiabilidad relacionados de Regulador Velocidad-V20Q	154
Tabla 59	Tipos de Falla presentados de Regulador Velocidad-V20Q	154
Tabla 60	Resumen de Ecuaciones de Confiabilidad de Sistemas Críticos	154
Tabla 61	Relación de costos y tiempos relacionados a protecciones	157



Tabla 62	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios Protecciones	158
Tabla 63	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios Protecciones	159
Tabla 64	Relación de costos y tiempos relacionados al equipo electrónico (contaminación H2S)	161
Tabla 65	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios equipo electrónico (contaminación H2S)	162
Tabla 66	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios equipo electrónico (contaminación H2S)	164
Tabla 67	Relación de costos y tiempos relacionados al regulador de voltaje (contaminación por H2S)	166
Tabla 68	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios Regulador de Voltaje (contaminación por H2S)	167
Tabla 69	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios Regulador de Voltaje (contaminación por H2S)	168
Tabla 70	Relación de costos y tiempos relacionados al Regulador de Voltaje	170
Tabla 71	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios Regulador de Voltaje	171
Tabla 72	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios Regulador de Voltaje	172
Tabla 73	Relación de costos y tiempos relacionados al sistema de control Regulador de Voltaje	174
Tabla 74	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios Sistema de Control Regulador de Voltaje	175
Tabla 75	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios Sistema de Control Regulador de Voltaje	176
Tabla 76	Relación de costos y tiempos relacionados a Interruptores	178
Tabla 77	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios Interruptores	179
Tabla 78	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios Interruptores	180
Tabla 79	Relación de costos y tiempos relacionados al generador chumaceras (altas temperaturas)	182
Tabla 80	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios generador chumaceras (altas temperaturas)	183
Tabla 81	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios generador chumaceras (altas temperaturas)	184
Tabla 82	Relación de costos y tiempos relacionados al regulador de velocidad (V20Q)	186
Tabla 83	Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios Regulador de Velocidad (V20Q)	187
Tabla 84	Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios Regulador de Velocidad (V20Q)	188
Tabla 85	Resumen de Tipos de Falla, Clasificación, Tareas recomendadas y frecuencias óptimas	190
Tabla 86	Aplicación de la Metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC/RCM) al Transformador de Potencia	192
Tabla 87	Clasificación de Ordenes de Mantenimiento	196

## VII. Lista de Figuras

No.	Descripción	Página
Figura 1	Clasificación de Estrategias de Mantenimiento de la Subdirección de Generación	20
Figura 2	Proceso de Mantenimiento	21
Figura 3	Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento	22
Figura 4	Conceptos relacionados a Mantenimiento	25
Figura 5	Evolución de la Eficacia del Mantenimiento	27
Figura 6	Causas del por qué los Activos fallan	30
Figura 7	Curva de la Bañera o Curva de Davis	32
Figura 8	Disposición de Bombas Principal y con Redundancia	34
Figura 9	Concepción del Mantenimiento	36
Figura 10	Etapas para la Planeación del Mantenimiento	37
Figura 11	Fases de la ISO 55000	41
Figura 12	Elementos e Interrelación de la ISO 55000	41
Figura 13	Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento	42
Figura 14	Esquema básico de una Central Hidroeléctrica	48
Figura 15	Localización Geográfica de la C. H. Oviachic	60
Figura 16	Infraestructura Hidroeléctrica de México	61
Figura 17	Vista del Piso de Generadores de la C. H. Oviachic	62
Figura 18	Diagrama Unifilar de la C. H. Oviachic	63
Figura 19	Datos Técnicos y de Desempeño de la C. H. Oviachic	63
Figura 20	Comparativo de Indisponibilidades mantenimiento programado vs falla Unidad 1 CH Oviachic 1998-2014	64
Figura 21	Comparativo de Indisponibilidades mantenimiento programado vs falla vs eventos Unidad 1 CH Oviachic 1998-2014	65
Figura 22	Comparativo de Eventos vs horas de indisponibilidad por falla Unidad 1 CH Oviachic 1998-2014	65
Figura 23	Relación de Órdenes de Mantenimiento de Unidad 1 año 2015	66
Figura 24	Relación de Órdenes de Mantenimiento de Unidad 2 año 2015	67
Figura 25	Relación de Órdenes de Mantenimiento de equipo común C.H. Oviachic año 2015	67
Figura 26	Porcentaje (%) por clase de Mantenimiento año 2015	68
Figura 27	Planes de Mantenimiento por especialidad en C. H. Oviachic año 2015	68
Figura 28	Segunda etapa de Modelo de Confiabilidad Determinación de Equipos Críticos usando el Modelo Matemático para Criticidad	76
Figura 29	Equipos Críticos de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central	76
Figura 30	Equipos Críticos "Mecánicos" de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central	77
Figura 31	Equipos Críticos "Eléctricos" de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central	77
Figura 32	Equipos Críticos "Instrumentación y Control" de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central	78

Figura 33	Equipos Críticos “Protecciones” de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central	78
Figura 34	Distribución de Equipos Críticos por especialidad de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central	79
Figura 35	Clasificación de Activos “Críticos No Críticos y Corre a la Falla” de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central	79
Figura 36	Comportamiento de “Confiabilidad” de Unidades 1 y 2 de la C. H. Oviachic	81
Figura 37	Comportamiento de Tasas de Falla por Sistemas de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	82
Figura 38	Determinación de Modelo Matemático (Ecuación) de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	83
Figura 39	Modelo Matemático (Ecuación) para Contaminación por H <sub>2</sub> S de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	88
Figura 40	Modelo Matemático (Ecuación) para Contaminación por H <sub>2</sub> S de Regulador de Voltaje Unidad 1 de la C. H. Oviachic	89
Figura 41	Modelo Matemático (Ecuación) Regulador de Voltaje de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	89
Figura 42	Modelo Matemático (Ecuación) Protecciones de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	90
Figura 43	Modelo Matemático (Ecuación) Interruptores de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	90
Figura 44	Modelo Matemático (Ecuación) Control Regulador Voltaje de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	91
Figura 45	Modelo Matemático (Ecuación) alta temperatura chumacera Generador de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	91
Figura 46	Modelo Matemático (Ecuación) válvula V20Q de Regulador de Velocidad de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	92
Figura 47	Modelo Matemático (Ecuación) Generador de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	92
Figura 48	Modelo Matemático (Ecuación) caja de carbones de turbina de Unidad 1 de la C. H. Oviachic	93
Figura 49	Segunda etapa de Modelo de Confiabilidad Determinación de Equipos Críticos usando los Riesgos de Activos para Criticidad	95
Figura 50	Riesgos Económicos derivados de Falla en Transformador de Potencia	96
Figura 51	Riesgos Económicos derivados de Falla en Componentes Electrónicos	97
Figura 52	Riesgos Económicos derivados de Falla en Anillos Rozantes	98
Figura 53	Riesgos Económicos derivados de Falla en Tubo Difusor (Anillo de Garganta)	99
Figura 54	Riesgos Económicos derivados de Falla en Interruptores	100
Figura 55	Tiempos importantes siglas y demás mediciones usadas en los análisis de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad	105
Figura 56	Cálculo de Parámetros de Weibull de Protecciones	106
Figura 57	Tasa de Falla Protecciones	108
Figura 58	Tiempo entre Falla de Protecciones	108
Figura 59	Diferencia de tiempo entre falla de Protecciones	109
Figura 60	Tiempo medio entre fallas (MTBF) de Protecciones	109
Figura 61	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) de Protecciones	110
Figura 62	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla de Protecciones	110
Figura 63	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Protecciones con MTTR promedio	111
Figura 64	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Protecciones con MTTR mayor	111
Figura 65	Curva de la Bañera	113

Figura 66	Tasa de Falla por contaminación de H2S	115
Figura 67	Tiempo entre Falla por contaminación de H2S	115
Figura 68	Diferencia de tiempo entre falla por contaminación de H2S	116
Figura 69	Tiempo medio entre fallas (MTBF) por contaminación de H2S	116
Figura 70	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) por contaminación de H2S	117
Figura 71	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por contaminación de H2S	117
Figura 72	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla por contaminación de H2S con MTTR promedio	118
Figura 73	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla por contaminación de H2S con MTTR mayor	118
Figura 74	Tasa de Falla Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	121
Figura 75	Tiempo entre Falla Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	121
Figura 76	Diferencia de tiempo entre falla Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	122
Figura 77	Tiempo medio entre fallas (MTBF) Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	122
Figura 78	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	123
Figura 79	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Regulador de Voltaje por contaminación de H2S	123
Figura 80	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje por contaminación de H2S con MTTR promedio	124
Figura 81	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje por contaminación de H2S con MTTR mayor	124
Figura 82	Tasa de Falla Regulador de Voltaje	127
Figura 83	Tiempo entre Falla Regulador de Voltaje	127
Figura 84	Diferencia de tiempo entre falla Regulador de Voltaje	128
Figura 85	Tiempo medio entre fallas (MTBF) Regulador de Voltaje	128
Figura 86	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Regulador de Voltaje	129
Figura 87	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Regulador de Voltaje	129
Figura 88	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje MTTR Promedio	130
Figura 89	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje MTTR Mayor	130
Figura 90	Tasa de Falla Regulador de Voltaje-Control	133
Figura 91	Tiempo entre Falla Regulador de Voltaje-Control	133
Figura 92	Diferencia de tiempo entre falla Regulador de Voltaje-Control	134
Figura 93	Tiempo medio entre fallas (MTBF) Regulador de Voltaje-Control	134
Figura 94	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Regulador de Voltaje-Control	135
Figura 95	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Regulador de Voltaje-Control	135
Figura 96	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje-Control MTTR Promedio	136
Figura 97	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje-Control MTTR Mayor	136
Figura 98	Tasa de Falla Interruptores	139
Figura 99	Tiempo entre Falla de Interruptores	139
Figura 100	Diferencia de tiempo entre falla de Interruptores	140

Figura 101	Tiempo medio entre fallas (MTBF) Interruptores	140
Figura 102	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR)	141
Figura 103	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Interruptores	141
Figura 104	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Interruptores MTTR	142
Figura 105	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Interruptores MTTR Mayor	142
Figura 106	Tasa de Falla de Generador-Chumaceras	144
Figura 107	Tiempo entre Falla de Generador-Chumaceras	145
Figura 108	Diferencia de tiempo entre falla de Generador-Chumaceras	145
Figura 109	Tiempo medio entre fallas (MTBF) Generador-Chumaceras	146
Figura 110	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Generador-Chumaceras	146
Figura 111	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Generador-Chumaceras	147
Figura 112	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Generador-Chumaceras MTTR Promedio	147
Figura 113	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Generador-Chumaceras MTTR Mayor	148
Figura 114	Tasa de Falla de Regulador Velocidad-V20Q	150
Figura 115	Tiempo entre Falla de Regulador Velocidad-V20Q	150
Figura 116	Diferencia de tiempo entre falla de Regulador Velocidad-V20Q	151
Figura 117	Tiempo medio entre fallas (MTBF) de Regulador Velocidad-V20Q	151
Figura 118	Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) de Regulador Velocidad-V20Q	152
Figura 119	Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla de Regulador Velocidad-V20Q	152
Figura 120	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador Velocidad-V20Q MTTR Promedio	153
Figura 121	Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador Velocidad-V20Q MTTR Mayor	153
Figura 122	Modelo Costo-Beneficio-Riesgo	156
Figura 123	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla Protecciones	157
Figura 124	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%) Protecciones	158
Figura 125	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Protecciones	159
Figura 126	Costos de Mantenimiento Protecciones	160
Figura 127	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Protecciones	160
Figura 128	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla. Contaminación H2S	161
Figura 129	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%)	163
Figura 130	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Contaminación H2S	163
Figura 131	Costos de Mantenimiento Contaminación H2S	165
Figura 132	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Contaminación H2S	165
Figura 133	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla. Regulador Voltaje H2S	166
Figura 134	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%) Regulador Voltaje H2S	167
Figura 135	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Regulador Voltaje H2S	168

Figura 136	Costos de Mantenimiento Regulador Voltaje H2S	169
Figura 137	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Regulador Voltaje H2S	169
Figura 138	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla Regulador de Voltaje	170
Figura 139	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%) Regulador de Voltaje	171
Figura 140	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Regulador de Voltaje	172
Figura 141	Costos de Mantenimiento Regulador de Voltaje	173
Figura 142	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Regulador de Voltaje	173
Figura 143	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla. Regulador de Voltaje Control	174
Figura 144	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%) Regulador de Voltaje Control	175
Figura 145	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Regulador de Voltaje Control	176
Figura 146	Costos de Mantenimiento Regulador de Voltaje Control	177
Figura 147	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Regulador de Voltaje Control	177
Figura 148	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla. Interruptores	178
Figura 149	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%). Interruptores	179
Figura 150	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Interruptores	180
Figura 151	Costos de Mantenimiento Interruptores	181
Figura 152	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Interruptores	181
Figura 153	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla. Chumaceras Alta Temperatura	182
Figura 154	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%). Válvula V20Q	183
Figura 155	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Chumaceras Alta Temperatura	184
Figura 156	Costos de Mantenimiento Chumaceras Alta Temperatura	185
Figura 157	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Chumaceras Alta Temperatura	185
Figura 158	Simulación de Montecarlo Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla. Válvula V20Q	186
Figura 159	Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios 5% Medio y 95%). Válvula V20Q	187
Figura 160	Simulación de Montecarlo Costos de Mantenimiento Válvula V20Q	188
Figura 161	Costos de Mantenimiento Válvula V20Q	189
Figura 162	Gráfica de Riesgo vs Costos determinación de frecuencia de intervención óptima Válvula V20Q	189
Figura 163	Modelo de Aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC/RCM)	191

# 1 INTRODUCCIÓN: BASES DEL MANTENIMIENTO

## 1.1 Definición de Mantenimiento

Una idea general de lo que es el Mantenimiento, se puede resumir en el trabajo necesario para mantener en buen estado de funcionamiento todo tipo de bienes, como edificios y máquinas.

Se puede decir que el Mantenimiento nació con los primeros hombres. Desde el momento en que el hombre busca cubrir su cuerpo de las inclemencias del tiempo, está haciendo Mantenimiento, el de su propia persona. Cuando el hombre buscó materias grasas para engrasar los ejes de su carreta, inició las bases de los métodos que actualmente se usan.

Una definición de Mantenimiento podría ser la siguiente:

*“Aplicación de actividades a los equipos de una unidad de generación e instalaciones, con la finalidad de conservar y recuperar las funciones para los cuales fueron diseñados, debiendo asegurar su optimización y confiabilidad”.*

El objetivo de las actividades de Mantenimiento que se aplican a los equipos de una instalación es mantener la Funcionalidad de la misma; lo anterior propone la identificación de las causas de las posibles fallas de los equipos y la ejecución de actividades de Mantenimiento que se consideren convenientes, es decir, seleccionar aquellas tareas o actividades de mantenimiento más eficaces para tratar de impedir la aparición de dichas causas de falla, dar prioridad a la aplicación de estrategias de mantenimiento resultados de los análisis correspondientes, que contribuirá a la reducción de las fallas durante la operación así como a la disminución de Indisponibilidades por mantenimiento programado.

## 1.2 El Mantenimiento como Visión de Negocio

Anteriormente, la CFE tenía como objetivo principal un bien social: otorgar a la sociedad mexicana el servicio de la energía, sin fines de lucro; por lo que en el proceso de mantenimiento su directriz no estaba enfocada a la rentabilidad.

A partir del año 2015, Comisión Federal de Electricidad se ha convertido en Empresa Productiva del Estado, derivado de la aprobación de la reforma energética en México lo que la hace ser una empresa del estado con participación en el mercado eléctrico mayorista como el resto de las empresas particulares productoras de energía eléctrica.

Esta nueva clasificación, ahora tiene como objetivo “generar valor económico” y cuyas ganancias que se obtienen de estas actividades se entregan al estado mexicano y sirven

para reinvertir en la propia Comisión Federal de Electricidad.

Es por ello, que debemos de mejorar nuestras formas de trabajar buscando en todo momento hacer más productiva nuestra empresa para continuar en este mercado de forma competitiva y tener la tranquilidad de que nuestra empresa seguirá conservando la excelencia para bienestar de nuestro País.

Para ser más competitivos, debemos de asegurar que el recurso económico proporcionado, se invierta únicamente a los equipos que realmente lo requieran y en frecuencias de intervención más adecuadas, optimizando los recursos para asegurar la disponibilidad y confiabilidad de las unidades generadoras obteniendo como resultado, ser rentables en el proceso de mantenimiento.

El enfoque actual del mantenimiento nos lleva a realizar inversiones hacia los activos que reditúen en ganancias, no considerándolos como costos, si no como gastos no incurridos (ahorros), al evitar eventos de fallas y optimizando los tiempos de Indisponibilidad por Mantenimiento Programado, ; lo anterior se logra mediante la mejora sustancial y optimizada de tareas de mantenimiento que aseguren alcanzar y mantener valores competitivos de disponibilidad y confiabilidad operacional que nos traerá como resultados, importantes beneficios financieros y sin poner el riesgo la posición de la Comisión Federal de Electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)"<sup>[2]</sup>.

### **1.3 Función del Departamento de Mantenimiento**

Ante el desarrollo de nuevas tecnologías, modelos y sobre todo, de sistemas para la administración de mantenimiento (SAP/R3, Sistema del ciclo Deming –PHVA-, SIMAG, Sistema para la Gestión Operativa, Equipos Naturales de Alto Desempeño, Sistema para el Control de Acciones Correctivas y Preventivas, entre otros) y por la esbelta estructura de los departamentos de mantenimiento en las Centrales Hidroeléctricas, las funciones del personal de mantenimiento ha crecido de singular manera; en algunos casos, ante la demanda de sistemas, se han “descuidado” las funciones esenciales de este importante departamento, por ello debemos de situarnos en el contexto correcto para llevar a cabo nuestras responsabilidades dándoles la prioridad adecuada; en el escenario de la CFE, la función se resume de la siguiente manera:

*“Realizar la planeación y programación oportuna y eficaz de las tareas de mantenimiento para recuperar la función de los activos, ejecutando en tiempo y forma las diferentes estrategias de mantenimiento, optimizando los recursos utilizados que garanticen la calidad del mantenimiento, asegurando la confiabilidad operativa de los activos intervenidos e identificando áreas de oportunidad para tomar acciones de mejora continua en las estrategias aplicadas” <sup>[3]</sup>.*



## 1.4 Clasificación de Mantenimiento

La identificación y el alcance de los diferentes tipos de mantenimiento, se establece considerando los lineamientos, políticas y directrices de la Subdirección de Generación los cuales se clasifican de acuerdo a la siguiente figura para el proceso hidroeléctrico,

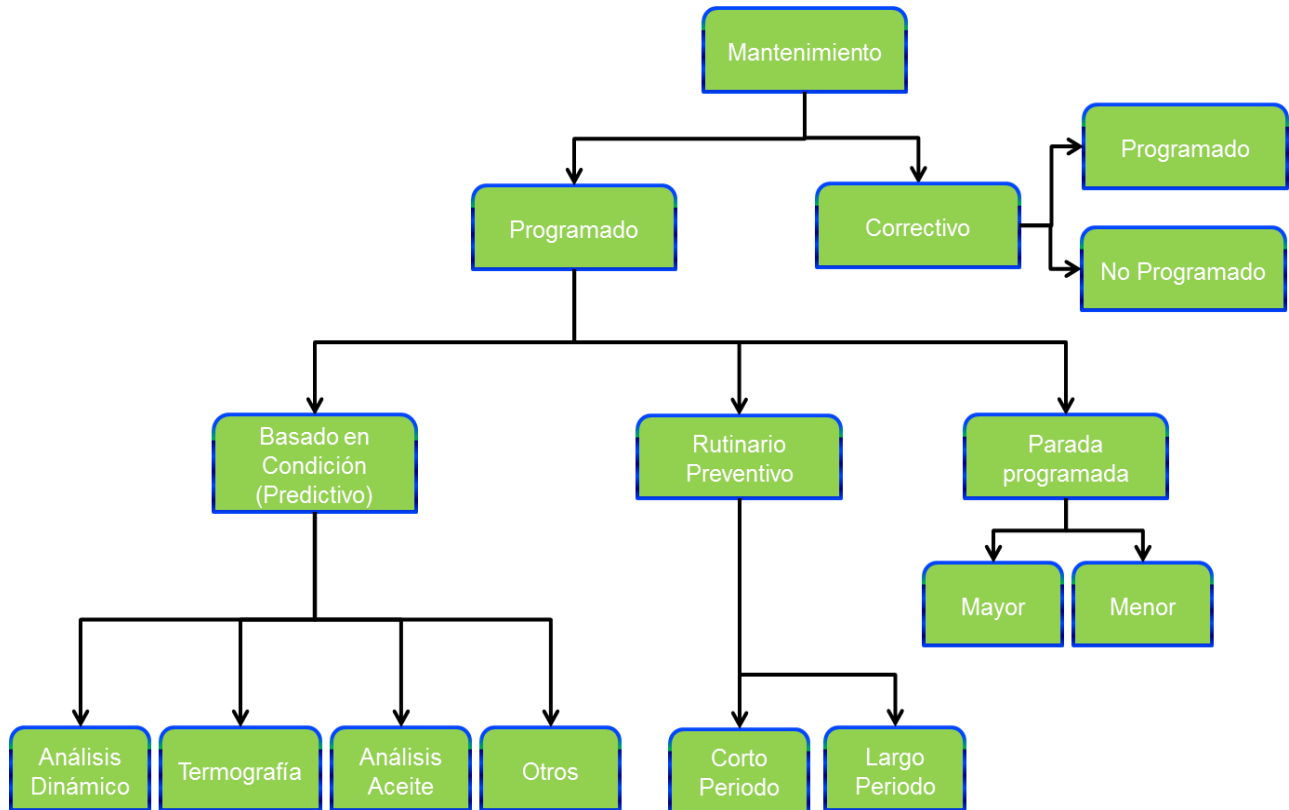


Figura 1: Clasificación de Estrategias de Mantenimiento de la SDG

Para conocer las definiciones de cada una de las estrategias de mantenimiento, se recomienda estudiar el anexo 1, Glosario de Términos de Gestión de Activos.

## 1.5 Política de Mantenimiento

Como lo mencionamos anteriormente, el mantenimiento ayuda a que los equipos conserven y recuperen las funciones para los cuales fueron diseñados, debiendo asegurar su optimización y confiabilidad. Y además, destacando que se deben sustentar las estrategias que planeamos ejecutar.

La Política de mantenimiento, tiene una gran importancia dentro de las Centrales de Generación, ya que incluye la garantía de que los activos realizarán las funciones para las

cuales fueron diseñadas, alcanzando las metas establecidas; para el caso de la CFE la Política de Mantenimiento queda definida como:

*“Garantizar la Disponibilidad, Confiabilidad y Rentabilidad de las unidades generadoras, a través de la determinación y ejecución de estrategias de mantenimientos para lograr y mantener los índices de competitividad como empresa productiva del estado” [4].*

## 1.6 Proceso de Mantenimiento

Tocaremos este importante tema solo de forma breve, ya que este proceso, esencial para toda la industria, podría alcanzar un alcance para otro trabajo de investigación (tesis). Sin embargo, se analizarán los puntos más relevantes como sustento de este trabajo de investigación.

El Proceso de Mantenimiento, tiene como finalidad asegurar una eficaz y eficiente planeación, ejecución, verificación y mejora continua de la gestión y organización del mantenimiento; es por ello que las centrales en el ámbito de la SDG, deben de asegurar el cumplimiento del proceso de mantenimiento mostrado a continuación:

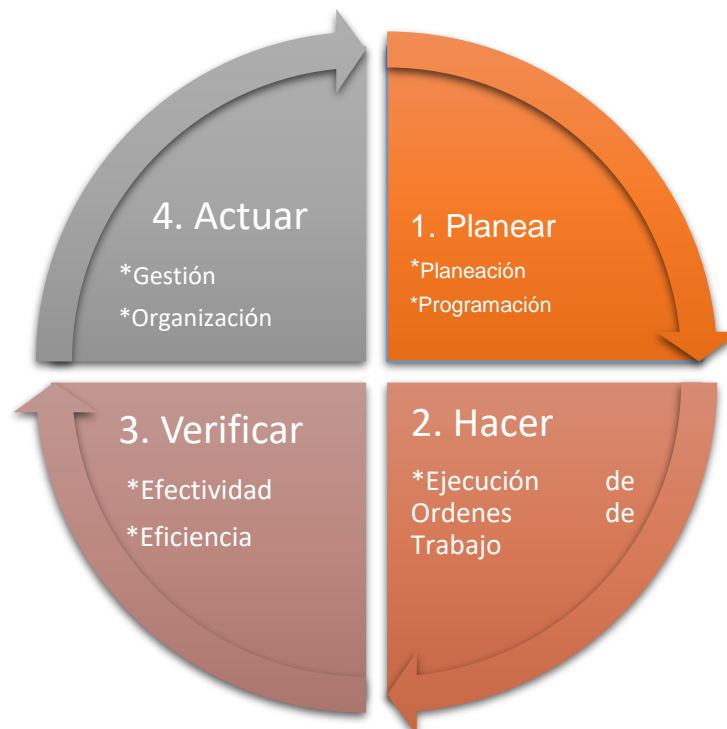
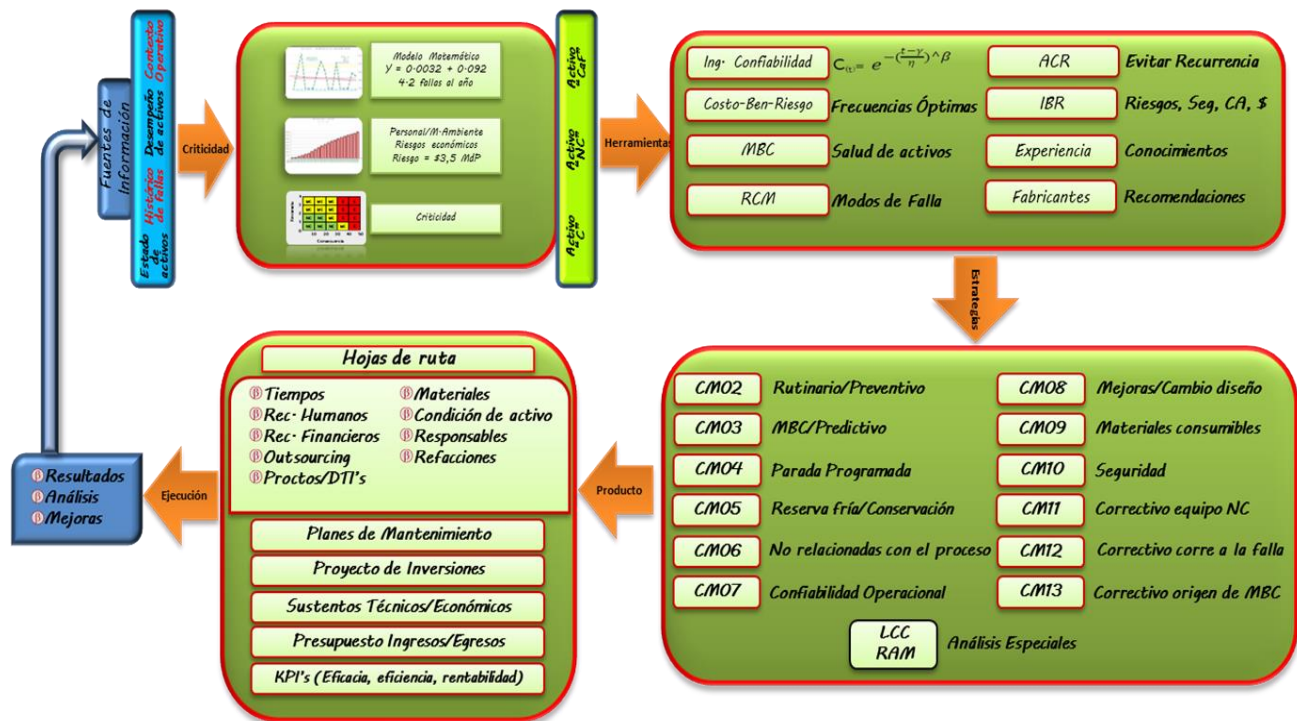


Figura 2: Proceso de Mantenimiento

## 1.6.1. Planeación y Programación de tareas de mantenimiento:

### 1.6.1.1. Planeación de tareas de mantenimiento

Esta es la Etapa más importante para un Proceso de Mantenimiento eficaz, eficiente y de mejora continua, ya que, al tener un Modelo de Planeación de Mantenimiento basado en Confiabilidad, aseguramos que las estrategias de mantenimiento son las óptimas, y que los activos seleccionados son los que requieren de forma prioritaria, la inversión de recursos para afectar lo menos posible al proceso de generación. En esta etapa, se enfoca a realizar los análisis Ingenieriles, Probabilísticos y Estadísticos para determinar de forma eficaz, las estrategias de mantenimiento y frecuencias que serán aplicadas a los activos de la unidad generadora; como un pequeño adelanto, el modelo diseñado y propuesto por el autor de esta tesis, y tema principal de este trabajo de investigación es el mostrado a continuación:



**Figura 3: Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento**

Analizando y desarrollando cada etapa del Modelo mostrado, se obtendrá como producto, las hojas de ruta y planes de mantenimiento bajo un análisis técnico-económico, el cual, estudiaremos en capítulos posteriores.

Se debe de asegurar que el producto de la etapa de planeación sea que todos los equipos que resultaron con tareas de mantenimiento, cuenten con planes, los cuales deben incluir: tareas a ejecutar y procedimientos, tiempo requerido, si se hará con unidad fuera de servicio

o en operación, requerimientos humanos, refacciones necesarias, herramientas y equipos de prueba, contratación de servicios. Lo anterior, para que se considere en la siguiente etapa de la planeación, denominada Programación.

Es muy importante mencionar, que dentro de la planeación de estrategias de mantenimiento, se debe de considerar los programas y proyectos de inversión, para incluir los recursos financieros que contribuyan al logro de los programas de mantenimiento para el cumplimiento de objetivos, y así, ayudar a alcanzar los valores de disponibilidad y confiabilidad de los activos.

#### **1.6.1.2. Programación de tareas de mantenimiento:**

La Programación de las estrategias de Mantenimiento, busca establecer los periodos más adecuados para la ejecución de las estrategias de mantenimiento, incluyendo al menos no afectar la seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), aspectos económicos (MEM) y técnicos (Confiabilidad de los Activos); se recomienda utilizar un Sistema Computarizado para la Administración del Mantenimiento (CMMS).

#### **1.6.2. Ejecución de tareas de mantenimiento:**

Esta etapa, se relaciona directamente a la ejecución de las actividades planeadas y programadas, realizándolas con la mayor eficiencia posibles, incluyendo aspectos de seguridad y ambientales.

La ejecución de los trabajos de mantenimiento deberán ser única y exclusivamente de las actividades que estén programadas en el CMMS, con la orden de trabajo creada por el propio sistema, las cuales se realizarán con los alcances, fechas y tiempos de ejecución establecidos en la etapa de planeación; estas actividades deberán efectuarse con personal calificado y/o certificado con apego a procedimientos técnicos vigentes, los cuales incluyen las medidas de seguridad específicas y los controles para evitar los impactos ambientales de cada tarea, mismos que deberán estar controlados de acuerdo al área correspondiente.

#### **1.6.3. Verificación de tareas de mantenimiento:**

En esta etapa, se confirma por medio de bases técnicas-operativas, si el mantenimiento efectuado resultó "efectivo", por lo que se deben de realizar las pruebas operativas que nos confirmen si realmente el resultado del mantenimiento logró beneficios en el desempeño del activo; incluyendo además, si los trabajos realizados por los ejecutores se hizo de manera eficiente, cumpliendo con todos los aspectos planeados, ayudados por la aplicación de auditorías, verificaciones técnicas, guías técnicas y análisis de evolución de indicadores.

Para confirmar que el personal responsable de las actividades de mantenimiento realizó de forma eficiente sus actividades, se deberán aplicar los siguientes métodos, dependiendo del objetivo de la verificación:

- **Auditorías de Mantenimiento:** Se deberán aplicar revisiones sistemáticas a las actividades de mantenimiento ejecutadas para evaluar el cumplimiento.
- **Indicadores de Mantenimiento:** Se debe de llevar un control y seguimiento de los indicadores establecidos en el proceso de mantenimiento, para detectar desviaciones y aplicar las acciones correctivas correspondientes.
- **Verificaciones Técnicas:** Con el objetivo de verificar el estado operativo de los equipos después de mantenimiento, se deberán aplicar las guías técnicas por tecnología.

#### **1.6.4. Control (Mejoras) de tareas de mantenimiento:**

Aspecto fundamental en el proceso de mantenimiento, que tiene como objetivo incorporar mejores prácticas en la gestión y organización del mantenimiento; para ello, deben aplicarse estrategias para asegurar que las mejoras identificadas, se documenten de forma confiable y segura

Las mejoras en los planes de mantenimiento tienen como objetivo la optimización en la planeación de las actividades de mantenimiento; estas mejoras retroalimentadas por el personal responsable de la ejecución, deben de ir enfocadas a la fase de planeación, básicamente, en confirmar si el plan de mantenimiento es eficaz, o bien, modificarlo en base a la detección de nuevas actividades.

Además, se debe analizar si las frecuencias de intervención son las adecuadas, en base a sus condiciones operativas y estado físico del mismo activo.

#### **1.7 Diferencias entre Planeación, Programación, Plan y Programa de Mantenimiento**

Es destacable, el tener perfectamente claro los conceptos claves del mantenimiento, para evitar confusiones al momento de realizar los análisis. De forma rápida y práctica, analizaremos los conceptos relacionados:

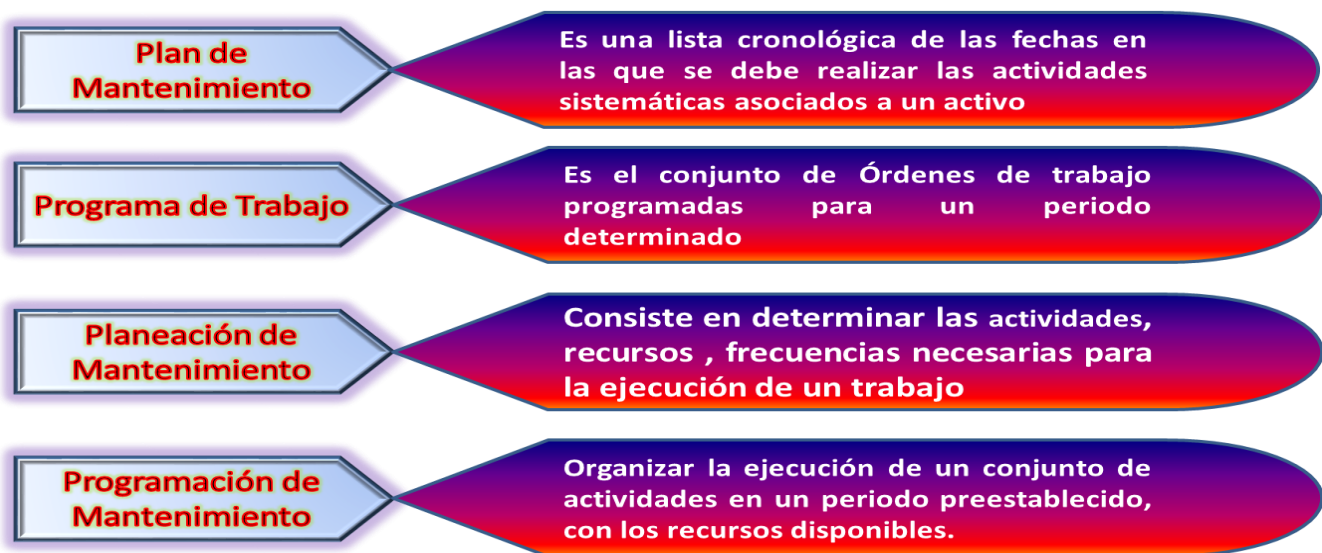


Figura 4: Conceptos relacionados a Mantenimiento

Para confirmar, el objetivo de este trabajo de investigación es el estudio e implementación de un modelo de confiabilidad para “La Planeación del Mantenimiento”.

## 1.8 Las Estadísticas de Mantenimiento a nivel Mundial

En el mantenimiento tradicional de la industria, se tienen resultados impactantes, que nos indican que debemos de implementar modelos para mantener bajo control la planeación del mantenimiento. Para muestra, se muestra la estadística en este rubro [5]:

- ⓑ Aproximadamente el 60% de las fallas, dan aviso antes de que ocurra la falla funcional.
- ⓑ Aproximadamente el 40% de las fallas, son ocultas.
- ⓑ 80% de las fallas ocultas requieren tareas de búsqueda de fallas (inspección, pruebas).
- ⓑ Del 20 al 35% de las fallas, son relativas al monitoreo basado en condición.
- ⓑ Del 30 al 40% de las fallas, son atribuidas al modo de operar de los equipos.
- ⓑ **Más del 75% de las frecuencias del Mantenimiento Preventivo (MP) son incorrectas comparadas con el intervalo Falla Potencial-Falla Funcional.**
- ⓑ **Obtener un correcto intervalo de mantenimiento, generalmente reduce entre un 40 a 70% las tareas de mantenimiento.**
- ⓑ Mejorar en la confiabilidad puede incrementar la capacidad de equipamiento entre un 35 a 60%.

Destaco los resultados de la estadística en “negrita”, ya que es una problemática “oculta” para muchas empresas, ya que tradicionalmente, los programas de mantenimiento se diseñaban principalmente con las recomendaciones del fabricante, lo cual no es malo, ya que en esos tiempos era con lo único que se contaba, sin embargo, estas recomendaciones de los fabricantes quedan limitadas, al no considerar el contexto operativo en el cual nuestro activo se está desempeñando. Es por ello de la importancia de incluir todos los escenarios

posibles al momento de determinar la planeación y programación de las estrategias de mantenimiento.

## **1.9 Evolución del Mantenimiento.**

En la industria, año tras año se busca con intensidad, mejoras en el proceso de mantenimiento, tanto en eficacia como en eficiencia, tal y como se muestra en la siguiente figura 5 “evolución en la eficacia del mantenimiento”, en la cual se refleja, por un parte, como se han ido reduciendo los costos anuales de mantenimiento en función del valor de la inversión en la instalación, y complementariamente, como se han ido mejorando los indicadores de Disponibilidad de las instalaciones en cuestión. Es decir, en el año 2004 (año en que se diseñó la figura 5) se puede decir que las Disponibilidades del 97-98% en conjunto, son indicadores asociadas a empresas modernas, y que, asociadamente, un 2% del valor de la inversión inicial se destinará a costos de operación y mantenimiento, y será considerado suficiente para los modernos sistemas que se pongan en servicio. Es por ello, la importancia de “optimizar” los costos relacionados a mantenimiento (incluidos, los ahorros o gastos no incurridos al evitar fallas y reducir los tiempos de intervención por estrategias de mantenimiento).<sup>[6]</sup>

Uno de los aspectos más difíciles cuando afrontamos un cambio, en la concientización de las personas que están involucradas, sobre todo, cuando los resultados que se han obtenido a través del tiempo se concluyen como “razonablemente bien”. En las áreas de mantenimiento es aún más complejo, pues el cambio derivado de nuevos escenarios debería partir desde los mismos departamentos. Inclusive, uno mismo debe de estar completamente convencido de la necesidad de cambiar a la Empresa, de Innovar los métodos y procedimientos del mantenimiento y muy importante, mantenerlo en mejora continua con Modelos de Gestión; es por ello la importancia de estar conscientes de la “necesidad de reinventar la Empresa”.

EVOLUCIÓN DE LA EFICACIA DEL MANTENIMIENTO

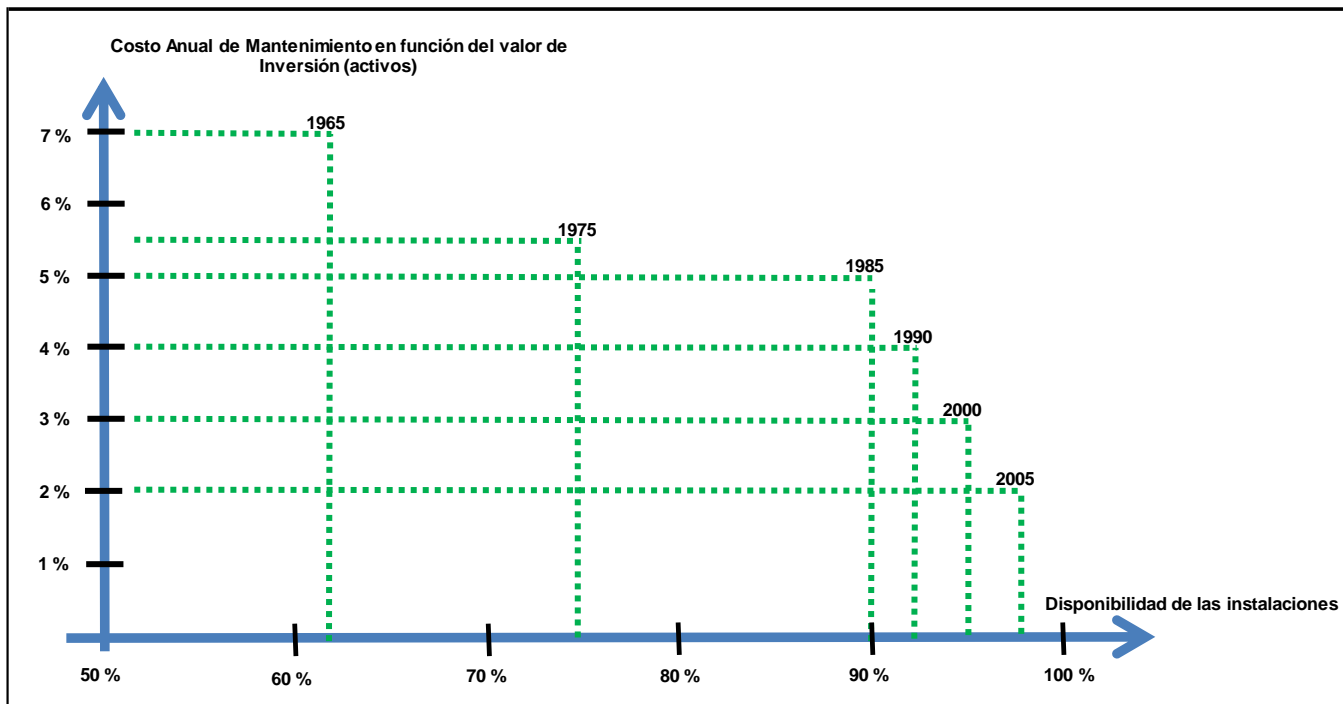


Figura 5: Evolución de la Eficacia del Mantenimiento [6]

Actualmente, el mundo evoluciona rápidamente; y esta evolución no deja fuera al Mantenimiento. A partir de los años 30's, grandes especialistas de mantenimiento han identificado 3 generaciones en la evolución del mantenimiento:

<b>Generación I</b>	Esta se extiende hasta la segunda guerra mundial, el tiempo de parada de la máquina no era importante y no había necesidad de un mantenimiento sistemático; Se reparaba cuando fallaba.
<b>Generación II</b>	La presión de los tiempos de guerra todo lo cambio. Se presentó una disminución abrupta del número de trabajadores y el tiempo de parada de las máquinas tomo una relevancia importante. La complejidad de los nuevos equipos aumentaba al aumentar la mecanización; Se trabaja en aumentar la Disponibilidad, la vida de los equipos y un menor costo.
<b>Generación III</b>	Desde mediados de la década de los 70's el proceso del cambio en la industria creció; Los cambios se clasificaron en nuevas expectativas, nuevas investigaciones y nuevas técnicas; mayor disponibilidad y confiabilidad, mayor seguridad, mejor calidad del producto, ningún daño al medio ambiente, mayor vida a los equipos, mayor costo-eficacia.



Inclusive, algunos especialistas incluyen una cuarta etapa, característica por la gestión integrada del mantenimiento basada en nuevos conceptos, disciplinas y metodologías. Debemos de evolucionar a esta nueva cultura y no quedarnos rezagados en este mundo con evolución constante.

### **1.10 Los Planes del Mantenimiento**

Tal y como se describió en la figura 4, conceptos relacionados a mantenimiento, la Planeación del Mantenimiento consiste en determinar las actividades, recursos y frecuencias necesarias para realizar un trabajo de mantenimiento; esto debe servir de sustento para el Plan de Mantenimiento de la Empresa, que es una lista cronológica de las fechas en las que se debe de realizar las actividades sistemáticas asociadas a un activo.

Es importante considerar, que el plan de mantenimiento debe de incluir al menos:

- ⓑ Las Actividades
- ⓑ Las tareas a ejecutar y relacionarla a los procedimientos
- ⓑ Identificar al Activo
- ⓑ El tiempo requerido
- ⓑ Condición del Activo (en operación o fuera de servicio)
- ⓑ Personal
- ⓑ Herramientas
- ⓑ Refacciones
- ⓑ Outsourcing (Servicios a Terceros).

Los Planes de Mantenimiento, deben de incluir las estrategias típicas para conservar y mantener a los activos, resultado de los análisis del Modelo de Confiabilidad, tales como:

- ⓑ Inspecciones (In)
- ⓑ Ajustes (Aj)
- ⓑ Pruebas (Pr)
- ⓑ Calibraciones (Ca)
- ⓑ Alineaciones (Al)
- ⓑ Sustituciones (Su)
- ⓑ Búsqueda de fallas (Bf)
- ⓑ Limpieza (Li)
- ⓑ Rehabilitaciones (Rh)
- ⓑ Reparaciones (Re)

## **2 MARCO TEÓRICO: SUSTENTOS DEL MODELO DE CONFIABILIDAD PARA OPTIMIZACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO.**

### **2.1 Introducción**

Los programas de Mantenimiento inicialmente fueron realizados con base a las recomendaciones de los fabricantes del equipo, donde de antemano se aseguraban en muchas ocasiones de no correr ningún riesgo de falla, protegiendo la garantía a costa de incrementar la frecuencia de mantenimiento.

Con el tiempo se han mejorado ya, en algunos casos con la experiencia del personal, dichos programas y se han mejorado también los métodos de trabajo.

Sin embargo se continúan presentando fallas en los equipos, entre intervenciones programadas, por lo que se requiere identificar las causas que están provocando esta fallas para controlarlas y/o eliminarlas, con lo cual obtendremos más confiabilidad en el desempeño del equipo y por lo tanto podremos prolongar la frecuencia de la aplicación de trabajos de mantenimiento.

Como un objetivo básico, el mantenimiento procura contribuir por todos los medios posibles, reducir el costo final de la operación de un equipo. De este, se desprende un objetivo técnico por el que se trata de conservar en condiciones de funcionamiento seguro y eficiente todo el equipo, maquinaria y estructuras.

El personal de mantenimiento tiene dos puntos de vista para cumplir estos objetivos: el aspecto humano y el técnico. El evitar accidentes previene pérdidas humanas y de grandes responsabilidades; por el lado técnico, la maquinaria, las instalaciones y los equipos bien mantenidos no provocarán pérdidas económicas y facilitarán la producción continua y eficiente de las maquinas.

Entonces, el papel del mantenimiento no es para arreglar la avería en tiempo record ni ser “reparadores”; y por ende, debe de evolucionar en los procedimientos de planear sus mantenimientos incluyendo modelos de confiabilidad, basados en disciplinas, métodos y análisis probabilísticos/estadísticos para determinar las estrategias y frecuencias de mantenimientos.

### **2.2 Retos para los Activos**

¿Cuáles consideran que deberían ser los principales retos del personal de mantenimiento en relación a los equipos/activos de nuestros centros de trabajo?

- a) ¿Cómo diseñar y asegurar el mejor plan de mantenimiento?
- b) ¿Qué impactos (personal, medio ambiente, producción, finanzas) podemos tener si un activo falla?

- c) ¿Cuál es el momento “ideal” para sustituir nuestros activos?
- d) ¿Con que herramientas contamos para hacerlos más confiables?

Debemos de inquietarnos y esforzarnos a responder estos retos, ya que los beneficios que alcanzaremos serán muy atractivos, y si no lo hacemos, tendremos un gran riesgo de poco a poco, perder una competitividad en cualquier Mercado.

Un sustento muy importante para tratar de contestar a los retos antes mencionados, es el conocer y comprender el “por qué los activos fallan”, ya que con esto, podemos alinear/enfocar nuestras estrategias de mantenimiento a evitar que estas causas se presenten y ocasionen un dolor de cabeza en nuestra organización.



Figura 6: Causas del por qué los Activos fallan

### 2.3 Lineamientos para asegurar la efectividad permanente de los Planes de Mantenimiento

Como recomendación, los Planes de Mantenimiento se deben de cumplir con las siguientes premisas:

1. Es para equipos en buen estado, no para reconstruir activos.
2. Se deben de generar de manera integral.
3. Todo plan de mantenimiento debe incluir recursos, procedimientos y riesgos.

4. El análisis del refaccionamiento crítico, debe de hacerse anualmente.
5. Se debe de asegurar que el plan de mantenimiento es efectivo, si el activo es más confiable y el desempeño del mismo es mejor.
6. Las frecuencias y actividades del Plan, deben de ser revisadas de manera periódica.
7. Las frecuencias de las tareas del MBC dependen del intervalo P-F.
8. Las frecuencias de las tareas preventivas dependen de la vida operativa del modo de falla.
9. Las frecuencias de las tareas detectivas dependen de la tolerabilidad de la ocurrencia de fallas múltiples.
10. Los manuales del fabricante tiene un valor muy limitado para definir las estrategias y frecuencias de mantenimiento.

## **2.4 Comprendiendo la Falla.**

Las organizaciones adquieren Activos físicos por que desean que efectúen alguna tarea y además esperan que cumplan sus funciones en relación con ciertos estándares aceptables de funcionamiento. Sin embargo, si por alguna razón es incapaz de hacer su función, este se considera fallado.

Esto lleva a la definición clásica de falla:

***“Se define falla, como la incapacidad de cualquier activo de hacer aquello que sus usuarios quieren que haga”.***

La definición citada trata el concepto de falla de la manera que se aplica a un activo como un todo. En la práctica, esta definición es muy vaga ya que no distingue claramente entre el estado de la falla (falla funcional) y los eventos que causan este estado de falla (modos de falla). Además resulta simplista ya que no tiene en cuenta el hecho de que cada activo tiene más de una función y por lo general cada función tiene más de un estándar de funcionamiento deseado.

Lo anterior, nos direcciona a definir una falla en términos de pérdidas de una función específica, más que la falla del Activo como un todo. El límite entre el funcionamiento satisfactorio y la falla está determinado por el estándar de funcionamiento. Dado que este estándar de funcionamiento se aplica a funciones individuales, “falla” puede ser definida precisamente por la definición de falla funcional:

***“Incapacidad de cualquier Activo físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario”***

Es importante comprender y aplicar estos conceptos de Falla para implementar un adecuado Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en Confiabilidad.

## 2.5 Curva de la Bañera o Curva de Davis

Las diferentes acciones que se deciden sobre las tareas que se deben de realizar por parte de mantenimiento (y en ocasiones por parte de Producción), tienen en parte, un sustento significativo en la famosa “curva de la bañera o de Davies” donde se muestra la evolución en el tiempo frente a la tasa de fallas ( $\lambda$ ); de acuerdo con el análisis realizado, se obtienen los sustentos para seleccionar las mejores estrategias de mantenimiento (ya sean programadas o no programadas) al determinar la fase en la que se encuentra un Activo.

La curva de la bañera, es un gráfica que representa los fallos durante el período de vida útil de un sistema o máquina. Se llama así porque tiene la forma una bañera cortada a lo largo.

Teóricamente, la curva de la bañera, identifica 3 etapas en las cuales puede estar un activo:

1. Mortalidad Infantil o Fallas Prematuras: Se caracteriza por tener una elevada tasa de fallas que desciende rápidamente con el tiempo; estas fallas pueden deberse a diferentes razones como equipos defectuosos, instalaciones incorrectas, errores del diseño, errores en la operación o desconocimientos o falta de procedimientos:
2. Fallas al Azar o Fallas Aleatorias: etapa con una tasa de falla menor y constante; las fallas no se producen debido a causas inherentes al Activo, si por causas aleatorias externas, como accidentes fortuitos, mala operación condiciones inadecuadas u otros.
3. Fallas por Desgaste: etapa caracterizada por una tasa de fallas rápidamente creciente y se relacionan con el desgaste natural debido al transcurso del tiempo

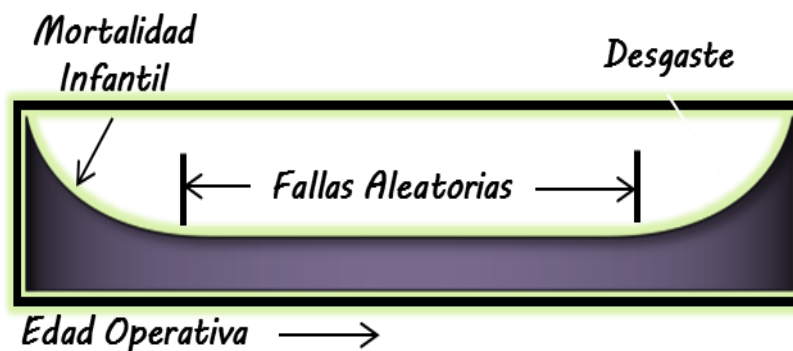
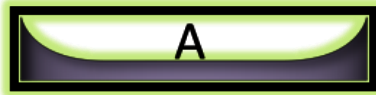


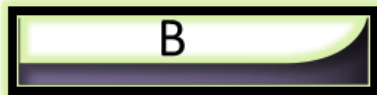
Figura 7: Curva de la Bañera o Curva de Davies

## 2.6 Patrones de Falla de los Activos.

De acuerdo a lo estudiado en el capítulo 1.9 Evolución del Mantenimiento, en la tercera generación se rompió un paradigma en la manera de analizar las fallas, ya que de un enfoque tradicional, en donde se tenía la hipótesis de que la mayoría de los equipos operan confiablemente en un periodo "X" y luego se desgastan, un trabajo de investigación de Nowlan y Heap relacionado a las fallas de la Aviación, determinaron que en los activos se pueden presentar hasta 6 patrones de falla, los cuales se identificaron como patrones:



Comienza con un comportamiento conocido como "mortalidad infantil" o "falla prematura" y termina con un comportamiento debido al desgaste (wear out); Igual que la Curva de la Bañera o Davies.



Se presenta un incremento pequeño o despreciable y termina con un comportamiento debido al desgaste (wear out); fallas por edad o tiempo



Aunque la tasa de falla incrementa de manera regular, no existen zonas claras de mortalidad infantil o desgaste



Un brusco incremento de la tasa de falla al inicio de la vida útil, seguido de un periodo de fallas aleatorias



Patrón de Fallas Aleatorias



Alta Mortalidad infantil seguida de una zona de tasa de falla constante

Como resultados de los análisis en la aviación, se identificaron los orígenes de los 6 patrones de fallas mostrados, obteniendo resultados muy claros respecto a la diversidad de las fallas, en resumen:

- El 11% de las fallas tienen una relación con el envejecimiento de los Activos (Patrón A con un 4%; Patrón B con un 2% y Patrón C con un 5%).
- El 89% de las fallas no tienen una relación con el envejecimiento, que incluye a los Patrones D con un 7%, E con un 14% y F con un 68%; En definitiva, estos patrones de falla son los más complejos de analizar y generalmente se asocian con componentes electrónicos

Como dato adicional, no es conveniente ejecutar tareas de mantenimiento preventivo a Activos en la etapa de “fallas aleatorias” ya que se corre el riesgo que en vez de disminuir la tasa de fallas, se incremente.

## 2.7 Contexto Operativo

El contexto operacional es el **entorno** donde funciona el equipo.

Equipos iguales pueden tener distintas estrategias de mantenimiento si su **contexto operacional es diferente**.

Ejemplo: El **plan de mantenimiento** para la bomba A (única en un circuito) no debería ser el mismo que para la bomba 1 y la bomba 2 que es reserva de la 1.



Figura 8: Disposición de Bombas, Principal y con redundancia

El **contexto operacional** es muy importante: Las estrategias de mantenimiento deberían ser distintas en el caso de que equipos (iguales en diseño) estén instalados en ambientes diferentes, por ejemplo uno en una sala a temperatura ambiente y otro cerca de un horno de fundición. Lo mismo con ambientes polvorientos ó agresivos para los equipos.

El contexto operativo no solo afecta las expectativas de funcionamiento sino que también afecta la naturaleza de los modos de falla que pueden ocurrir, sus consecuencias, periodicidad en que pueden ocurrir y que controles debemos de implementar para manejarlas.

Cualquier profesional de mantenimiento que inicie un proceso de planeación de mantenimiento, debe asegurarse de tener un claro entendimiento del contexto operacional.

Algunos aspectos para considerar son:

- a) **Tipo de Operación: continua o intermitente:** El alcance va desde operaciones de procesos continuos en los cuales casi todos los equipos están interconectados o bien, a equipos que operan ciertas horas y manera independiente; sus planes de mantenimiento deben de ser muy diferentes, sobre todo por las consecuencias que se pudieran tener después de una falla
- b) **Redundancia:** Resulta muy claro, que las estrategias de mantenimiento de las 3 bombas mostradas en la figura 8, deben de ser muy diferentes
- c) **Estándares de Medio Ambiente:** Aquí, debemos de analizarlo de 2 maneras:
  - ∞ El impacto que el activo pudiera tener sobre el medio ambiente
  - ∞ El ambiente en donde se instaló el activo (humedad, contaminación, temperatura)
- d) **Riesgos para la Seguridad:** El principal activo en toda organización es el “ser humano”; por ello resulta importante identificar aquellos activos que pudieran tener como consecuencia algún daño a cualquier colaborador y mantenerlo bajo control con estrictas estrategias de mantenimiento (temperaturas, presión, espacios confinados, electricidad, ambiente laboral)
- e) **Organización del Trabajo (turnos):** En las plantas que operan un turno, la producción perdida por fallas se puede recuperar; en cambio, en las plantas de operación continua no se puede recuperar; es muy difícil encontrar el tiempo para dar el mantenimiento, por lo que las estrategias de mantenimiento deben de formularse con dedicación especial y se deben de revisar las políticas de mantenimiento. Algunas plantas operan 5 días a la semana y por 8 horas; otras operan 7 días a la semana y por 24 horas y algunas entre estos 2 extremos.
- f) **Tiempos de reparación (Tiempo Medio para Reparar –MTTR-):** Velocidad de respuesta a la falla; influyen los reportes de fallas, actitud del personal, mantenibilidad, control de refacciones, herramientas, conocimientos y habilidad.
- g) **Control de Refacciones:** Optimización de stocks de refacciones y políticas de administración de fallas asociadas; se basa en el hecho de que la única razón de mantener un stock de refacciones minimizar o eliminar las consecuencias de las fallas.
- h) **Demanda del Mercado:** El contexto operacional presenta una demanda estacional para los productos que brindamos; al momento de máxima demanda las consecuencias operacionales (no ingresos y penalizaciones) son mucho más impactantes.

Por todas las razones mencionadas, es esencial asegurarse que todo trabajador de cualquier Empresa involucrada en el desarrollo de un Programa de Mantenimiento de cualquier activo físico comprenda totalmente el contexto operacional del mismo.



## 2.8 Concepción del Mantenimiento.

En resumen, debemos de establecer estrategias de mantenimiento eficaces, o sea, que seleccionemos los equipos que realmente necesitan alguna intervención para evitar alguna indisponibilidad por falla y así, además, disminuir los tiempos de indisponibilidad por mantenimiento programado; lo anterior repercute directamente en la Disponibilidad Operacional de las unidades y por ende, en los resultados económicos finales.

Además, se tiene la política desde hace algunos años, de optimizar todos los recursos al momento de ejecutar las actividades, y estos recursos incluyen a la mano de obra, materiales, refacciones, servicios a terceros, para asegurar una mayor rentabilidad en proceso de mantenimiento.

Para comprender más lo mencionado anteriormente, se resume la concepción del mantenimiento en la siguiente figura:

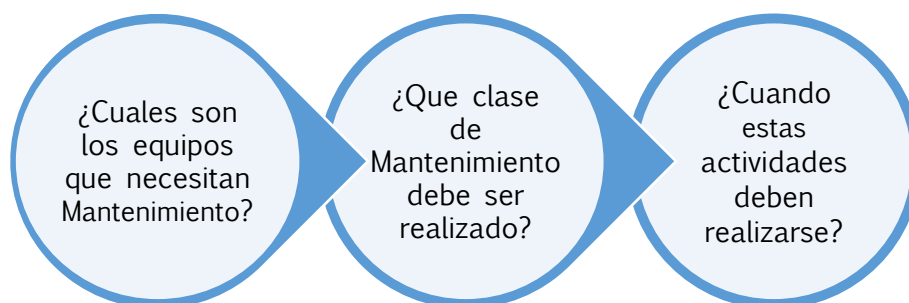


Figura 9: Concepción del Mantenimiento

## 2.9 Etapas para la Planeación del Mantenimiento.

Tal y como se mostró en la figura 3, la Planeación del Mantenimiento es un aspecto relevante para asegurar un adecuado y oportuno Proceso de Mantenimiento, y debemos de tener claro, que esta Planeación incluye hasta la aplicación de las Herramientas de Confiabilidad, una vez que se hayan identificado los Activos críticos en base a las metodologías establecidas. A manera de simplificar esta etapa, en la figura se resumen las etapas:

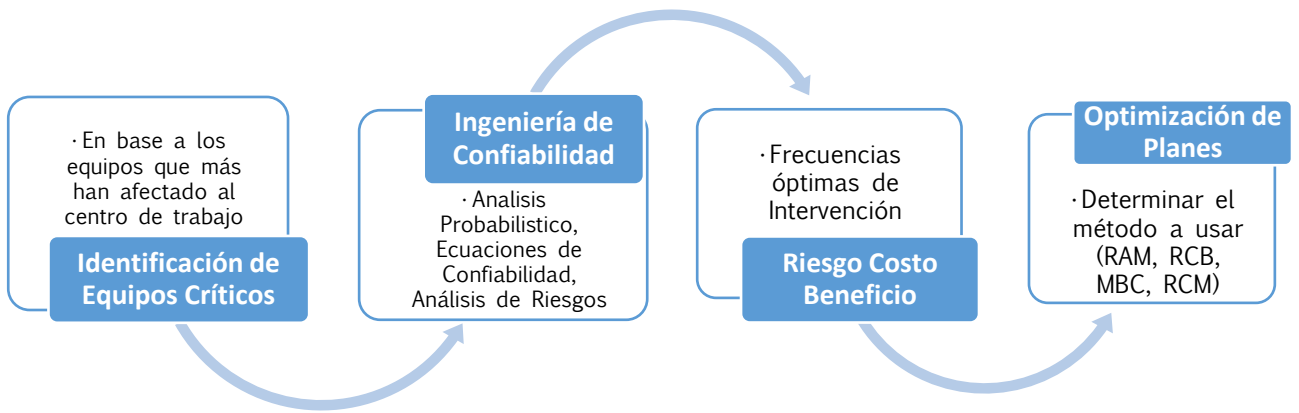


Figura 10: Etapas para la Planeación del Mantenimiento

Este será nuestro primer análisis de la totalidad del Modelo de Confiabilidad.

### **3 SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS.**

#### **3.1 Que es un Sistema de Gestión de Activos (SGA).**

En Definitiva, ante el nuevo escenario de la CFE, las nuevas Empresas deben experimentar una serie de transformaciones profundas a nivel tecnológico, organizacional, económico, metodológico y humano, bajo la exigencia de mejorar la productividad y la competitividad, trayendo consigo una serie de desafíos que deben ser afrontados de forma rápida, eficiente y eficaz.

Hacer mantenimiento actualmente, implica nuevos retos asociados a la necesidad de optimizar la eficiencia y eficacia, teniendo repercusiones directas en la gestión del mantenimiento; a nivel mundial, se han generado procesos evolutivos que han originado técnicas y estrategias centradas no solo a las intervenciones de los Activos, sino también en una verdadera gestión que aborde desde la perspectiva gerencial y sistemática, una acertada relación con el trabajo administrativo, técnico y operativo de mantenimiento, naciendo los Sistemas de Gestión de Activos (SGA).

Un SGA son “actividades coordinadas de una organización para materializar el valor de sus Activos” o bien “conjunto de actividades coordinadas que una organización usa para conseguir que sus Activos entreguen resultados y objetivos de manera sostenible, soportando el logro de sus beneficios con un balance entre el costo, el riesgo y el desempeño organizacional.”<sup>[7]</sup>

Es importante establecer que un SGA es necesario bajo los requerimientos establecidos en la Norma ISO 55000, para asegurar que los objetivos, en cuanto al desempeño de sus Activos serán alcanzados consistente y sosteniblemente en el tiempo, ofreciendo los métodos de control.<sup>[8]</sup>

#### **3.2 Beneficios de la Implementación de un Sistema de Gestión de Activos (SGA).**

Al lograr la implementación de un SGA, buscamos alcanzar los siguientes beneficios:

- ⓑ Alineamiento de la Visión de las Empresas.
- ⓑ Menos barreras internas y más soporte corporativo.
- ⓑ Mejores resultados financieros.
- ⓑ Mejor Administración del Riesgo.
- ⓑ Mejores Servicios y Productos.
- ⓑ Cumplimiento en la Responsabilidad Social y Corporativa.
- ⓑ Demostrar el cumplimiento con las regulaciones y requerimientos.

- ⓑ Mejor reputación.
- ⓑ Mejora en la Sostenibilidad Organizacional.

Teniendo un enfoque soportado en los siguientes principios:

- ⓑ Los Activos existen para generar valor a la Empresa y sus Accionistas.
- ⓑ La Gestión de Activos transforma la Política en decisiones técnicas y financieras, planes y actividades.
- ⓑ Liderazgo y cultura son determinantes en la realización del Valor.
- ⓑ La Gestión de Activos asegura que los Activos cumplan con su función.

Es muy importante destacar, que la clave para que un SGA se implemente y mantenga, es el convencimiento de los Directivos de las Empresas, así como, de estar plenamente conscientes de que se requiere un cambio cultural en relación a los nuevos escenarios y enfoques en la ejecución del Proceso de Mantenimiento. Internacionalmente, es el principal obstáculo para llevarlo a cabo.

Y, se muestran los elementos del SGA:

- ⓑ Contexto Organizacional.
- ⓑ Liderazgo.
- ⓑ Planeación.
- ⓑ Soporte.
- ⓑ Operación
- ⓑ Evaluación al Desempeño.
- ⓑ Mejora.

Finalmente, podemos concluir que un SGA puede producir una mejora muy significativa en los balances financieros de cualquier Empresa, pero para lograrlo se requiere principalmente de un cambio cultural de los Directivos y colaboradores, o sea, en todos los niveles de la Organización y jamás debe ser responsabilidad de un solo departamento o área de la Empresa. Es un proyecto cuyos beneficios serán grandiosos para mantenernos en este nuevo y gran Mercado de Electricidad.

### **3.3 Norma de Referencia.**

La Norma especializada para la Gestión de Activos es la identificada como ISO-55000, la cual es una mejora del estándar internacional PASS 55, iniciada en Inglaterra.

Antes de escribir acerca de lo que se puede conseguir en la actualidad a partir de la norma ISO-55000 vamos a explorar cómo y dónde los profesionales de mantenimiento y operaciones, con apoyo de los habilitadores (Finanzas, Recursos Humanos, Materiales, Proyectos, Medio Ambiente, Seguridad Industrial...), pueden influir en la gestión de activos.

La gestión de activos consiste en la optimización del ciclo de vida del activo para ofrecer el rendimiento especificado por los propietarios de los mismos de una manera segura, socialmente beneficiosa y ambientalmente responsable.

La ISO 55000 proporciona “la combinación óptima de los costes, los riesgos relacionados con los activos, el rendimiento y la situación de los activos y sistemas de activos a través de todo el ciclo de vida.”

La nueva norma ISO 55000, es el presente y futuro de la gestión de activos.

La filosofía es mantener la intención de proporcionar una medida de las buenas prácticas en la gestión de activos, por lo que la ISO 55000 allana el camino hacia la gestión de activos empresariales de clase mundial, convirtiéndose así en un concepto atractivo para la Industria Pública o Privada.

**La ISO 55000 se compone, pues, de tres normas que se complementan:**

- **ISO 55000: Gestión de Activos (información general, principios y terminología)**
- **ISO 55001: Gestión de Activos (requerimientos)**
- **ISO 55002: Gestión de Activos (directrices sobre la aplicación de la norma ISO 55001)**

Para simplificar los requisitos de la Norma ISO 55000, en la figura 11 se muestran las fases que se deben de implementar para cumplir con los requisitos de la Gestión de Activos, puntualizando que este trabajo de investigación, se direcciona a una pequeña parte de dicho modelo de Gestión de Activos, a lo relacionado a la Planeación y Control Operacional (Modelo de Confiabilidad); considerando que debe ser la parte esencial para implementar en su totalidad un Sistema de Gestión de Activos. Para que quede aún más claro, en la figura 12 observamos todos los elementos y su interrelación para una efectiva implementación de Gestión de Activos. De la sección de Operación, se tiene incluido la Planeación Operacional y Control, de donde surge el Modelo de Confiabilidad mostrado en la figura 3 de este documento.

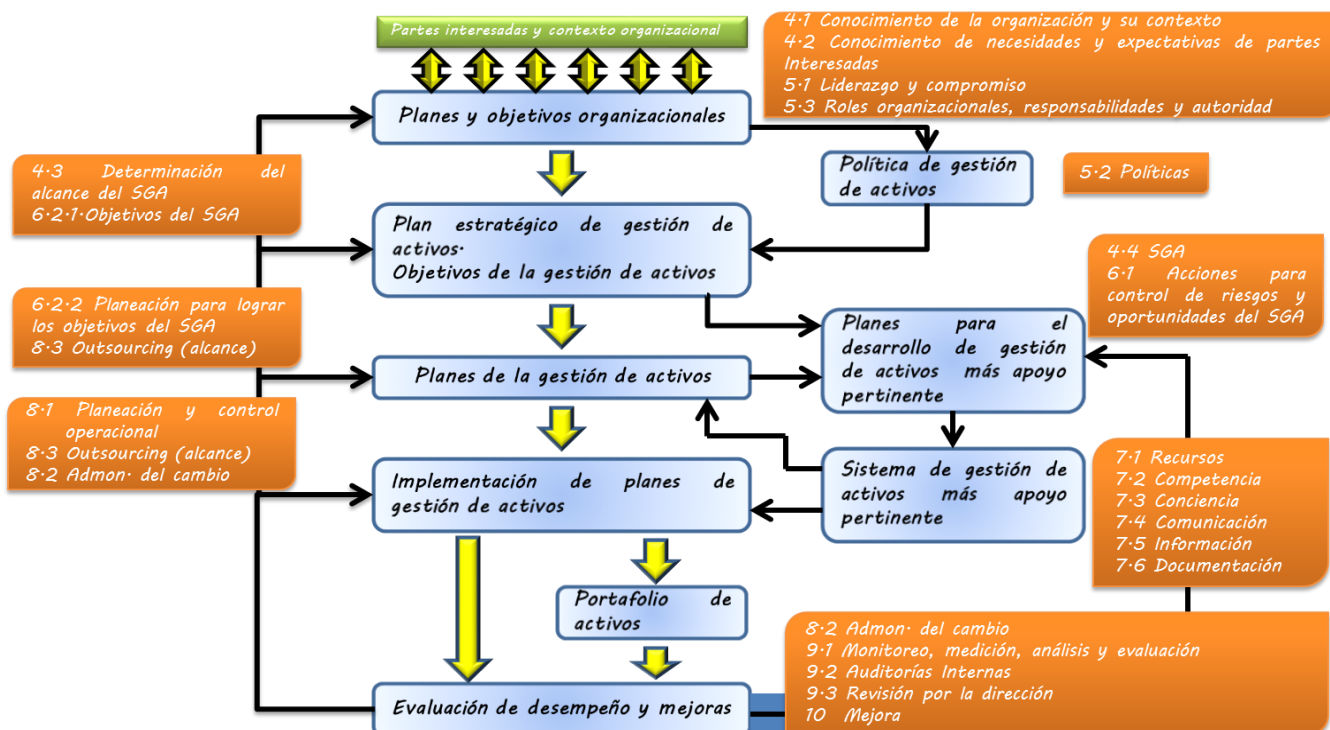


Figura 11: Fases de la ISO 55000



Figura 12: Elementos e interrelación de la ISO 55000

### 3.4 Modelo de Confiabilidad para Unidades Hidroeléctricas.

Tal y como se explicó en el punto 1.6.1.1., la Planeación de las tareas de mantenimiento se sustentarán en el siguiente modelo de confiabilidad, creado por el autor de esta Tesis, el cual requiere de una aplicación permanente a través de la mejora de este con el personal especialista de cada central generadora.

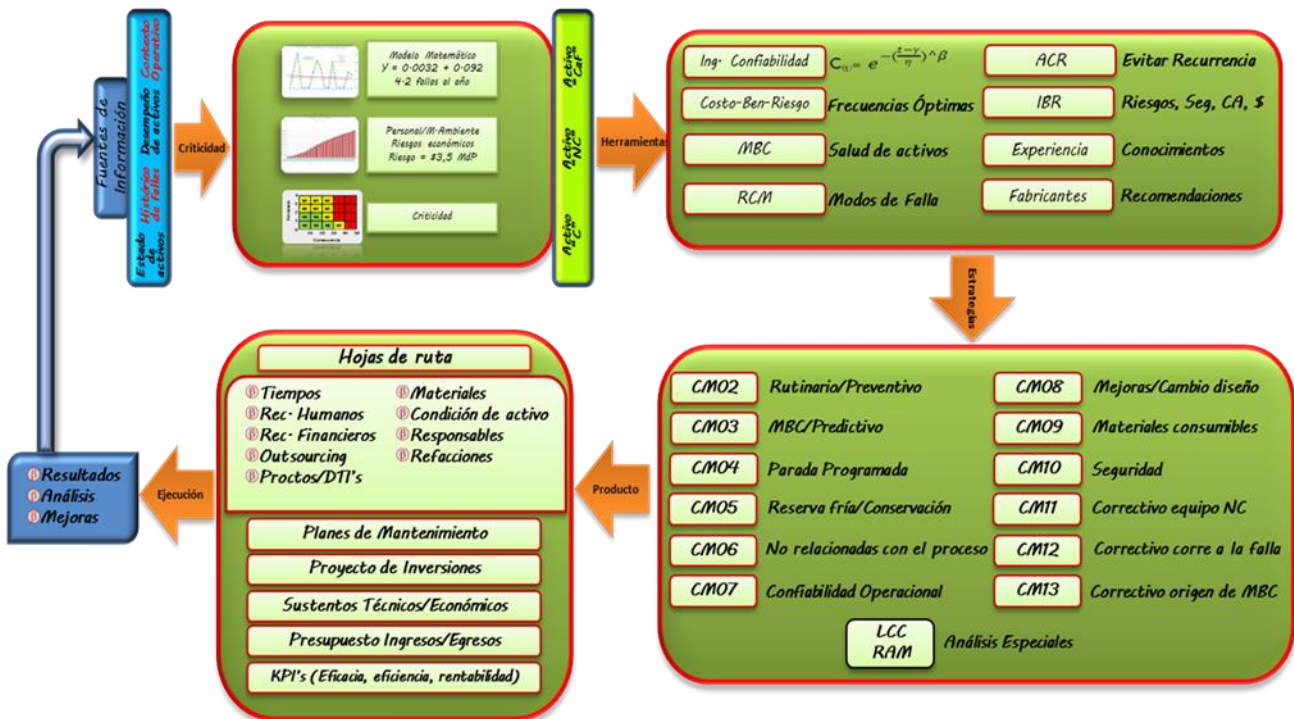


Figura 13: Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento

## 4 Centrales de Generación Hidroeléctricas y alcance de Modelo de Confiabilidad.

### 4.1 Conceptos Generales

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión. Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales, a saber:

- A. Por su tipo de embalse.
- B. Por el tipo de carga que suministran.
- C. Por la altura de la caída del agua.

De acuerdo a su tipo de embalse, las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

#### ➡ Centrales de lecho de río

Generalmente estas centrales se caracterizan por tener un gran caudal y poca altura. La central eléctrica se instala en el curso mismo del río o en un canal desviado después de interceptar el mismo por un dique de contención. Se pueden subclasificar en centrales con embalse de regulación diaria o semanal y sin embalse. En las centrales sin embalse el agua se utiliza solamente cuando está disponible y por lo tanto no pueden operarse en forma controlada para satisfacer una porción determinada de la curva de carga. Las centrales con embalse pueden ser utilizadas para satisfacer una porción determinada de la curva de carga. Las centrales con embalse pueden ser utilizadas para satisfacer partes de la curva de demanda dependiendo de la capacidad del embalse.

#### ➡ Centrales con embalse

Estas centrales utilizan un embalse aguas arriba que almacena el agua para ser utilizada en forma controlada de acuerdo con políticas de operación de centrales y requerimientos de



suministro del sistema de energía eléctrica al que se conecta. Estos embalses generalmente son de regulación anual o plurianual lo que permite una operación controlada de la central por periodos largos. Esta característica permite a estas centrales ser operadas para satisfacer cargas base o cargas pico del sistema.

### ➡ **Centrales de rebombeo**

Este tipo de centrales utiliza dos embalses para su operación. Uno situado aguas arriba de la central y el otro situado aguas abajo. Durante los periodos de poca demanda de energía del sistema, se utiliza energía eléctrica de otras centrales conectadas eléctricamente con la central de rebombeo para bombear agua del embalse aguas abajo hacia el embalse aguas arriba. Durante los periodos de gran demanda de energía el agua del embalse superior se utiliza para generar energía eléctrica. Este proceso de utilizar el equipo motriz como turbina y bomba se lleva a cabo por la misma maquina mediante un diseño especial de la turbina que la hace operar ya sea como turbina o como bomba. Durante el periodo de rebombeo el generador eléctrico opera como motor síncrono haciendo funcionar a la turbina que actúa como bomba. En el proceso inverso la maquina síncrona opera como motor movido por la turbina. Durante horas de demanda pico las centrales de rebombeo reducen el costo de operación de las centrales termoeléctricas al operar conjuntamente.

Por el tipo de Carga que suministran las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

#### ➤ **Centrales para carga base**

Este tipo de centrales satisfacen la carga base de la curva de demanda del sistema de energía eléctrico, es decir, carga que es prácticamente constante. Las centrales hidroeléctricas de lecho de río sin embalse y las centrales con embalse de regulación anual o plurianual en periodos de lluvia son las mejor calificadas para operar como central base.

#### ➤ **Centrales para carga pico**

Estas centrales satisfacen los picos de la curva de demanda del sistema de energía eléctrica. Las centrales de lecho de río con embalse, así como las centrales de rebombeo son especialmente adecuadas para operar durante los periodos de demanda pico. Las centrales con embalse de regulación anual y plurianual también son utilizadas para cubrir los picos de demanda.

De acuerdo con la altura de la caída de agua de las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

➤ **Centrales con gran altura**

Este tipo de centrales se caracteriza por tener turbinas pequeñas de tipo Francis lenta o Pelton. Debido a la gran altura de la caída de agua, no requieren de embalses de gran tamaño. La altura de la caída de agua es de 300 m o más, los costos de estas centrales son generalmente bajos.

➤ **Centrales de mediana altura**

Las características principales de estas centrales son embalses de regulación anual o plurianual, turbinas Francis de velocidad normal o Kaplan o turbinas Hélice y costos regulares. La altura de la caída de agua es entre 70 y 300 metros.

➤ **Centrales con altura pequeña**

Estas centrales son generalmente del tipo de lecho de río sin embalse de regulación diaria. Las turbinas son del tipo Francis Express, Kaplan o de Hélice y son de gran tamaño. La altura de la caída de agua es de 70 metros o menos.

En general una central hidroeléctrica está constituida por los siguientes elementos:

**PRESA:** Es una obra civil construida para derivar toda o una parte de la capacidad de un río. En las instalaciones hidroeléctricas de agua fluyente la presa tiene la función de crear en un punto establecido del río una elevación de la superficie libre del agua sobre aquella correspondiente al nivel normal de tal forma que permita la derivación del agua en la obra de toma y en el canal de derivación.

La construcción de una presa está ligada con una central hidroeléctrica y cumple básicamente con tres finalidades:

- 1) Concentrar el desnivel de un río para producir una caída de agua.
- 2) Crear un gran almacenamiento de agua capaz de regular el nivel o el flujo del agua.
- 3) Elevar el nivel del agua para facilitar su entrada en un canal, en un túnel o en una tubería que se usan para alimentar turbinas.

**CANAL DE DERIVACIÓN:** Sirve para conducir el agua desde la presa al recipiente de carga o a las turbinas de la central. Se construyen en forma de tubería o a la intemperie. Cuando el salto es superior a 15 metros se recomienda que entre el agua a una cámara de presión.

En general, los elementos de conducción de agua que relacionan la toma de agua con las turbinas son:

- a) canales o túneles con superficie de agua libre y
- b) tuberías.

La selección del tipo de conducto de agua depende principalmente del tipo de turbina que se use en la central y de las condiciones topográficas.

En las instalaciones hidroeléctricas en donde se usan tuberías de presión se pueden alcanzar velocidades del agua del orden de 3m/s hasta 6m/s.

La función de las tuberías de presión es conducir el agua de la cámara de presión a las turbinas cuando por la altura de la caída se requiere este arreglo para transformar la energía potencial de posición en energía potencial de presión.

Se presentan dos casos importantes de analizar:

- 1) Cuando la unión de la cámara de presión o del embalse donde parte la tubería forzada se puede hacer con una tubería de gran pendiente y longitud relativamente pequeña, la tubería de presión se puede dirigir directamente a la turbina.
- 2) Cuando la cámara de presión o embalse se encuentra muy alejada de las turbinas se puede presentar el caso llamado *golpe de ariete* el cual provoca una sobrepresión en la tubería.

**POZO DE OSCILACIÓN:** En las instalaciones hidráulicas donde se usan tuberías de presión para alimentación de turbinas, existen variaciones de presión cuando se hacen operaciones de cierre de válvulas. A esta variación de presión en las tuberías se le conoce como *golpe de ariete*. La variación de presión puede ser por encima o debajo de la presión normal. Esta variación se produce por fluctuaciones bruscas en el caudal y ocurre cuando la carga de trabajo que alimenta la turbina disminuye bruscamente y el regulador automático de la turbina cierra súbitamente la admisión del agua, los efectos de esto provocan un golpe de ariete positivo, es decir una sobrepresión brusca. Por el contrario, cuando aumenta la carga de la turbina, se demanda más agua y el regulador abre la admisión provocando una depresión brusca en la tubería.

En tuberías de presión de gran longitud los efectos del *golpe de ariete* son importantes debido a que el agua tarda más tiempo para acelerarse o desacelerarse y acoplar la velocidad de la

tubería al nuevo régimen de velocidad. Para aliviar el efecto del *golpe de ariete* se construyen *pozos de oscilación* cuya función principal es acelerar o retardar una masa de agua durante la apertura al cierre de la admisión.

**VÁLVULAS:** Las válvulas u órganos de obturación en las centrales hidroeléctricas se utilizan para abrir y cerrar circulación de agua por las tuberías, de acuerdo con la función que desempeñen pueden ser:

1) *Válvulas de seccionamiento:* La función de estas válvulas es cerrar la circulación de agua hacia las turbinas cuando sea requerido.

2) *Válvulas de seguridad:* Estas válvulas normalmente están equipadas con dispositivos automáticos de cierre para operar cuando la velocidad del agua exceda a un valor máximo fijado como límite y desde luego cerrar también el conducto cuando el gasto de agua exceda al que la turbina use normalmente o en caso de desboque de la misma.

Por lo general las válvulas están provistas de dispositivos para operación a control remoto para accionarse desde la sala de control de la central.

**OBRA DE TOMA:** Las compuertas que se usan en las instalaciones hidráulicas se emplean para cerrar los conductos de agua como son los canales y tuberías y para regular el gasto o caudal de agua en estos conductos.

En las centrales hidroeléctricas se instalan en las tomas de agua, en los drenajes de fondo, en los canales de derivación, etc. Normalmente el elemento de cierre de las compuertas debe quedar fuera del conducto cuando la compuerta está totalmente abierta.

**CANAL DE DESFOGUE O DE DESCARGA:** El agua después que se ha inyectado en las turbinas, a reacción sale del rodete con una cierta turbulencia a través del llamado canal de descarga que se conduce a algún otro canal de descarga o a algún río cercano a la central. Esta agua se puede almacenar en otra obra de presa más debajo de la central.

La sección del canal de descarga es normalmente rectangular y se usa para limitar la velocidad del agua. Para las turbinas en cámara libre o en cámara forzada la altura del canal de descarga constituye una pérdida de la potencia obtenida en la instalación por efecto de la disminución del salto menor disponible.

**CASA DE MAQUINAS:** Es la construcción donde se ubican las maquinas (turbinas, Generadores, etc.) así como los elementos de regulación y comando.

En la figura 14, se muestra el esquema general de una Central de Generación de Energía Eléctrica de la tecnología Hidroeléctrica.

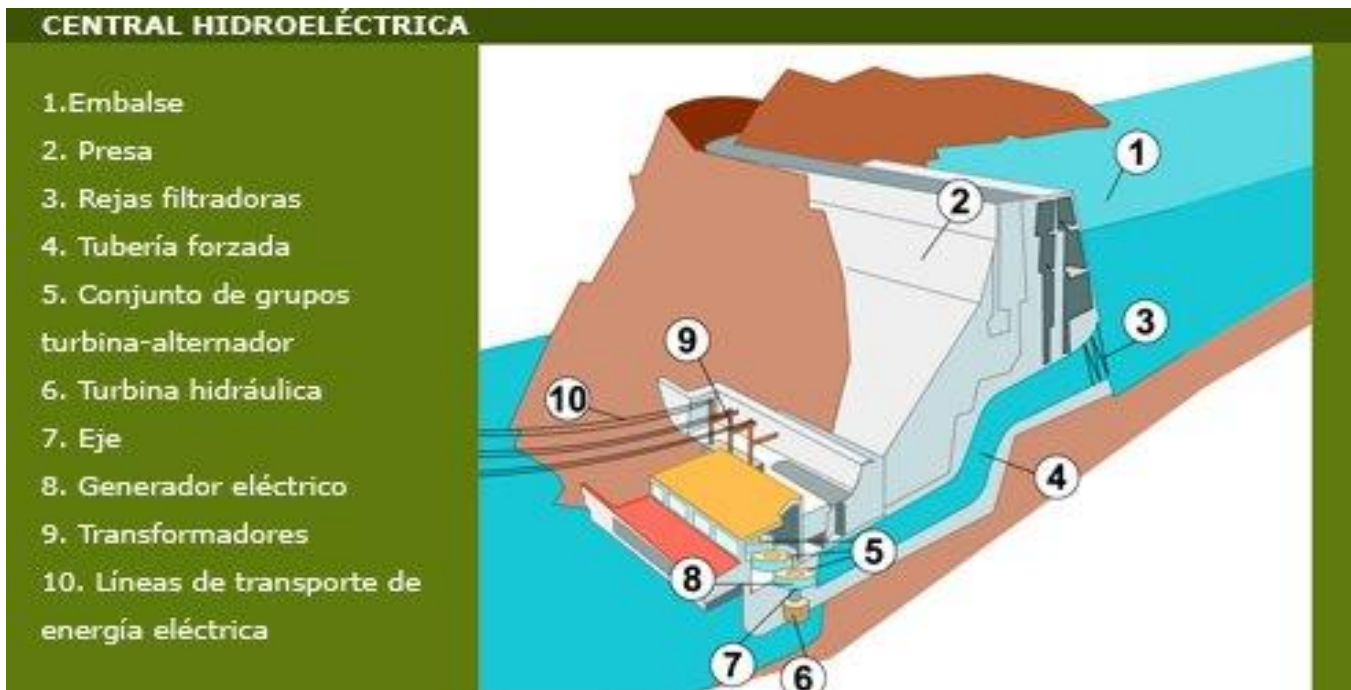


Figura 14: Esquema básico de una Central Hidroeléctrica

#### 4.2 Alcance del Modelo de Confiabilidad

Podemos indicar, que el alcance de aplicación del modelo de confiabilidad es a todos los Activos que se relacionan con la disponibilidad de una Unidad Generadora. Desde Obra de Toma hasta el equipo de entrega de energía eléctrica, que es el interruptor de máquina. Para facilitar comprender el universo de Sistemas, Equipos y Componentes, se muestran en forma de tablas aquellos que implican un riesgo de Indisponibilidad por la ocurrencia de fallas.

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica

Sistema	Equipo	Componente
Obra de Toma y su control	Compuerta de obra de toma	Tanque del sistema oleodinámico de obra de toma
		Motor
		Bomba de aceite obra de toma
		Bomba de recuperación de fugas obra de toma
		Sistema de automatización de obra de toma
		Microswitch de posición
		Tuberías
		Electroválvulas
		Control
		Instrumentación obra de toma
		Servomotor obra de toma
		Sensor de Nivel
		Sensor de Posición
		Sensor de Presión
		Sensor de Temperatura
	Circuito de Alimentación de CA	
	Motor de Recuperación	
	Mecanismo de izaje	
	Rejillas de obra de toma	Rejillas
	Grúas de obra de toma	Motores y controles
Anclajes		
Rieles		
Mecanismo de izaje		
Cables, cadenas y carretes		
Tubería a Presión	Tubería a presión	Tubería a Presión
		Túneles de tubería a presión
		Pozo de Oscilación
		Válvula de seguridad
		Válvula de aereación
		Lumbreras
		Sensor de presión
		Registro de Acceso
		Juntas de expansión
		Taludes y bermas de tubería a presión
	Bermas	
	Muros de contención	
	Machones y silletas de tubería a presión	Machones
		Atraques
		Silletas

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente
Válvula de Admisión	Válvula principal	Tanque
		Tuberías
		Filtros
		Motor
		Bomba
		Electroválvulas
		Control
		Servomotor
		Equipo de Medición e Instrumentación de válvula principal
		Sensor de Proximidad
		Cuerpo de Válvula
		Sellos
		Contrapesos
		Chumaceras
		Bujes
	Muñones	
	Válvula de drenaje	
	Válvula de by-pass	Equipo de Medición e Instrumentación de válvula de by-pass
		Equipo de Control
		Motor de actuador
Tuberías		
Cuerpo de Válvula		
Mecanismo de apertura y cierre		
Servomotor		
Sellos		
Turbina	Caracol de turbina	Caracol
		Registros de acceso
		Equipo de Medición e Instrumentación
		Válvula de sobrepresión del caracol
	Distribuidor de turbina	Álabes
		Bielas
		Bujes
		Pernos de Seguridad
		Anillo de regulación
		Antedistribuidor
		Equipo de Instrumentación de Distribuidor (micro's de ruptura de pernos y posición de distribuidor)
		Inyectores / Agujas
		Deflectores
		Obturador
		Cangilones
	Rodete	Rodete
		Aspas y mecanismos de operación
		Anillos de desgaste
		Cono
		Sello de flecha (estopero)
		Sensor de nivel de fuga de estopero
		Escudo Superior
		Escudo Inferior
		Flecha
		Medidor de Flujo de agua a anillos de desgaste
		Medidor de Flujo de agua a estopero
	Sensor de temperatura de agua de estopero	
	Tubo de aspiración	Tubo de Aspiración
		Tubo rompedor de vacío
		Registros de acceso
		Equipo de Instrumentación tubo difusor (presión)
		Anillo de garganta
	Válvula de drenaje	

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente
Regulador de Velocidad Electrónico	Regulador de Velocidad Electrónico	Transductores
		Sensores de Velocidad
		Módulo de control
		Protección de Sobrevelocidad
		PLC's
		Generador de imanes permanentes
		Control
		Retroalimentación
		Tablillas
		Fuentes de alimentación
Regulador de Velocidad Mecánico	Regulador de Velocidad Mecánico	Compresor de Aire
		Tanque acumulador presión de aire
		Vejiga (botella) de Nitrógeno
		Motor de compresor
		Válvula alivio tanque acumulador presión aire
		Válvula de drenaje tanque acumulador presión aire
		Sistema de automatización sist. aire regulación
		Sensor de Presión de aire
		Tanque aire-aceite
		Válvula de alivio Tanque Aire-Aceite
		Válvula de Drenaje
		Sensor de nivel de aceite
		Sensor de presión de aceite
		Sistema de automatización sist. aire-aceite regulación
		Tanque de reposo
		Filtros
		Motor (sistema de enfriamiento)
		Bomba (sistema de enfriamiento)
		Válvulas
		Sensor de nivel de aceite
		Sensor de Presión
		Sensor de temperatura
		Motor Sistema de Regulación
		Bomba de regulación
		Electroválvulas
		Control
		Microswitch de posición
		Servomotor
		Sensor de Nivel
		Sensor de Presión
Sensor de Temperatura		
Dispositivo de Sobrevelocidad mecánico		
Balancines		
Contrapesos		
Protecciones		
Condensador Síncrono	Sistema de desanegado	Compresor de aire
		Motor de compresor
		Tanque de aire
		Compuertas cilíndricas
		Servomotores
		Actuadores
		Cabezal de aire a presión
		Válvulas de control
		Sensores de nivel
		Sensores de presión
		Agua de Enfriamiento
		Sensor de flujo
Sistema de automatización sistema de desanegado		



Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente
Engrase	Sistema de Engrase	Depósitos
		Bombas
		Líneas de presión
		Sistema de distribución
		Graseras
Desfogue	Compuerta de desfogue	Galería de oscilación
		Compuertas
		Mecanismos de Izaje
		Sellos
		Mecanismos de by-pass
		Guías
		Elementos de medición
	Grúas	Grúas
		Polipastos
Agua de Enfriamiento	Sistema de Agua de enfriamiento	Tuberías
		Filtros principales
		Motor de filtro
		Válvulas reguladoras
		Válvulas de compuerta
		Filtros auxiliares
		Cabezal de agua de enfriamiento
		Válvulas de distribución
		Sistema de automatización de agua de enfriamiento
		Sensores de Presión
		Sensores de Flujo
		Sensores de temperatura
		Electroválvulas
		Centros de carga
	Planta de tratamiento de agua	Torres de enfriamiento
		Ventiladores
		Celdas
		Bombas
		Válvulas
		Bacines
		Filtros
		Ductos
		Centros de carga
Chumacera Guía	Chumacera Guía Turbina	Tanque de reposo
		Tuberías
		Segmentos Guía
		Cuba
		Rodamientos
		Sensor de nivel
		Sensor de temperatura de aceite / agua
		Sensor de temperatura de metal
		Sensor de flujo de aceite
		Sensor de vibración
		Enfriamiento de chumacera guía turbina
	Motor	
	Intercambiador de Calor	
	Válvulas	
	Extracción de vapores de aceite de chumacera guía turbina	Sensor de flujo de agua
		Motor
		Extractor
		Filtro
		Ductos

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente	
Aereación de Turbina	Inyección de aire	Compresores	
		Tanques	
		Tuberías	
		Válvulas	
		Sensores de Presión	
		Sistema de automatización de inyección de aire	
Generador (Rotor y Estator)	Generador	Estator	
		Núcleo	
		Devanado	
		Rotor	
		Polos	
		Sensor de temperatura	
		Sensor Airgap (entrehierro)	
		Cable de excitación	
		Anillos colectores y escobillas	
		Barras de excitación	
		Laminado	
		Flecha	
		Sistema de enfriamiento	Sistema de enfriamiento
	Válvulas		
	Sensor de flujo de agua		
	Sensor de Temperatura		
	Sistema contra incendio	Sistema contra incendio	Tanques
			Ductos
			Válvulas
			Boquillas
			Actuadores
			Electroválvulas
			Sensores de humo
			Sensores de temperatura
			Sensores de presión
			Alarmas
	Sistema de automatización de sistema vs incendio		
Excitación	Regulador Automático de Tensión	Puente de tiristores	
		Sistema de Enfriamiento	
		Regulador automático de tensión	
		Amplificadores	
		Reóstatos	
		Amplidina	
	Transformador de excitación	Transformador de excitación	Instrumentación de medición y protección
			Conexiones
			Interruptor de campo
	Interruptor de campo	Interruptor de campo	Resistencia de Descarga
			Sistema de automatización de interruptor de campo
			Excitatriz
	Excitador Principal	Excitador Principal	Excitación inicial (31G)
			Ventilador de anillos rozantes

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente		
Frenado e izaje	Frenado	Compresores		
		Tanques		
		Válvula de alivio		
		Gatos		
		Balatas		
		Pista de frenado		
		Sistema de automatización de frenado		
		Recolectores de polvo de balatas		
		Freno de contrachorro		
		Sensores de posición de gatos		
	Izaje	Bombas		
Gatos				
Sistema hidráulico				
Bus de Fase Aislada y cables de potencia	Bus de fase aislada	Tanque		
		Válvula de alivio		
		Compresor		
		Secadores		
		Tablero de control y medición		
		Conductores		
		Barras de potencia		
		Motor de compresor		
		Inyectores de aire		
		Carcasa		
		Aisladores		
		Trenzas		
		Válvulas de control		
	Cables de potencia	Cables de potencia		
		Trenzas		
		Envolvertes		
		Aisladores		
		Sistema de medición		
		Chumaceras	Chumaceras (Guía, Carga y Combinada de Generador)	Cuba
				Segmentos Guía
Segmentos de carga				
Anillo de carga				
Intercambiadores de calor				
Bomba CA lubricación forzada				
Motor CA lubricación forzada				
Bomba CD lubricación forzada				
Motor CD lubricación forzada				
Bomba CA circulación de aceite				
Motor CA circulación de aceite				
Bomba CD circulación de aceite				
Motor CD circulación de aceite				
Sistema de Extracción de vapores				
Sensor de nivel				
Sensor de temperatura de aceite				
Sensor de temperatura de metal				
Sensor de flujo de agua				
Válvulas				
Filtros				
Sensor de flujo de aceite				
Sensores de Vibración (radial, axial, absolutas)				

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente			
Corriente Directa	Bancos de baterías	Cargadores de baterías			
		Extractores			
		Inversores			
		Elementos de medición			
		Banco de Baterías			
	Tableros	Tableros de control Elementos de medición			
Corriente Alterna	CCM	Fuentes de alimentación			
		Arrancadores			
		SIMOCODEs			
		Sistema de control protección y medición			
	Tableros	Tableros de control Elementos de medición Interruptores Electromagnéticos y Termomagnéticos			
		Servicios propios	Interruptores		
Transformadores	Transformadores Equipos de protección				
	Buses		Circuitos de corriente Red de distribución Sistema de automatización de servicios propios		
Achique de la Central		Achique de la central	Bombas		
			Motores		
	Tuberías				
	Válvulas				
	Tablero de control				
	Centros de carga				
	Arrancadores				
	Eductores				
	Sensor de nivel				
	Sensor de flujo				
	Sistema de automatización de operación de sistema de achique				
SE alta tensión 230-400 kV	Interruptores	Interruptores Boquillas Contactores Elementos de medición			
		Buses	Buses Cuchillas de unidad Cuchillas de puesta a tierra		
			Cuarto de Control	Tableros Gabinetes de comunicaciones Elementos de medición Sistema de automatización de SE 230-400 kV	
				SE de media tensión 115-161 kV	Interruptores
	Buses	Buses Cuchillas de unidad Cuchillas de puesta a tierra			
		Cuarto de Control	Tableros Gabinetes de comunicaciones Elementos de medición Sistema de automatización de SE 115-161 kV		

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente	
SE de baja tensión 13.2 - 69 kV	Interruptores	Interruptores	
		Boquillas	
		Contactores	
		Elementos de medición	
	Buses	Buses	
		Cuchillas de unidad	
		Cuchillas de puesta a tierra	
	Cuarto de Control	Tableros	
		Gabinetes de comunicaciones	
		Elementos de medición	
		Sistema de automatización de SE 13.2-69 kV	
	Transformadores	Transformador	Núcleo
			Devanados
Boquillas			
Cambiador de Tap's			
Aceite			
Tanque			
Elemento desecante			
Filtro de aceite			
Válvula de sobrepresión			
Radiadores			
Ventiladores			
Contactores			
Sensor de temperatura			
Sensor de nivel de aceite			
Bombas de recirculación de aceite			
Cableado de control de auxiliares			
Detector de hidrógeno y agua			
Sistema contra incendio		Tanques	
		Bomba Principal	
		Bomba auxiliar	
		Ductos	
		Válvulas	
		Boquillas	
		Sensores de humo	
		Sensores de temperatura	
		Alarmas	
		Sistema Antiexplosión	
	Sistema de automatización de sistema vs incendio		
Corriente Directa	Bancos de baterías	Cargadores de baterías	
		Extractores	
		Inversores	
		Banco de Baterías	
	Tableros	Tableros de control	
		Elementos de medición	

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente
Servicios propios	Interruptores	Interruptores
		Transformadores
	Buses	Equipos de protección
		Circuitos de corriente
		Red de distribución
		Sistema de automatización de servicios propios
Control Automático de Unidades	Sistema de Control Automatización y adquisición de datos de unidad (SCAAD)	PLC's
		Relevadores
		Fuentes de Poder
		Instrumentación
		Sistema de Enfriamiento
		Sistema de Tierras
		Control Automático de Generación (AGC)
		Estaciones de trabajo e Ingeniería
		Interfase hombre-máquina
		Tableros remotos
		Redes de control y protocolos de comunicación
		Inversores
		Convertidores
		Racks de extensión
	Sincronizador	Sincronizador
		Sincroceptor
Control Regional de Generación	Centro Regional de Generación	PLC's
		Relevadores
		Fuentes de Poder
		Instrumentación
		Sistema de Enfriamiento
		Sistema de Tierras
		Control Automático de Generación
		Estaciones de trabajo / Ingeniería
		Interfase hombre-máquina
		Tableros remotos
		Redes de control y protocolos de comunicación
		Inversores
		Convertidores
Racks de extensión		
Control Automático de SE	Sistema de Control Automatización y adquisición de datos de SE (SCAAD)	PLC's
		Relevadores
		Fuentes de Poder
		Instrumentación
		Sistema de Enfriamiento
		Sistema de Tierras
		Control Automático de Generación
		Estaciones de trabajo / Ingeniería
		Interfase hombre-máquina
		Tableros remotos
		Redes de control y protocolos de comunicación
		Inversores
		Convertidores
Racks de extensión		

Tabla 1. Sistemas, Equipos y Componentes de una Central Hidroeléctrica (continuación)

Sistema	Equipo	Componente
Control Automático de SP	Sistema de Control Automatización y adquisición de datos de SP (SCAAD)	PLC's
		Relevadores
		Fuentes de Poder
		Instrumentación
		Sistema de Enfriamiento
		Sistema de Tierras
		Control Automático de Generación
		Estaciones de trabajo / Ingeniería
		Interfase hombre-máquina
		Tableros remotos
		Redes de control y protocolos de comunicación
		Inversores
		Convertidores
		Racks de extensión
Protecciones de Línea	Esquemas y Equipos de Protección de Líneas	Relevadores
		Tableros
		Transformador de potencial
		Transformador de Corriente
		Red de tierras
Protecciones de Unidad	Esquemas y Equipos de Protección de Unidades	Apartarayos
		Relevadores
		Tableros
		Red de tierras
		Transformador del Neutro
		Transformador de potencial
		Transformador de corriente
		Protecciones Mecánicas
		Protecciones Eléctricas
		Capacitores
Apartarayos		
Protecciones de Subestaciones	Esquemas y Equipos de Protección de Subestación	Relevadores
		Capacitores
		Apartarayos
		Red de tierras
		Transformador de potencial
		Transformador de Corriente
Multimedición de unidades	Equipo de Multimedición de Unidades	Multimedidores digitales
		Medidores de voltaje
		Medidores de frecuencia
		Medidores de Potencia
		Medidores de corriente
		Transformador de potencial
		Transformador de Corriente
Multimedición de subestaciones	Equipo de Multimedición de Subestación	Multimedidores digitales
		Medidores de voltaje
		Medidores de frecuencia
		Transformador de potencial
		Transformador de corriente
		Medidores de Potencia
		Medidores de corriente

La recomendación es que se deben de revisar y analizar los planes de mantenimiento en las Centrales Generadoras, con el fin de asegurar que todos los sistemas, equipos y componentes estén incluidos en dichos Planes y así tener la certeza de que todos los Activos se les realiza alguna estrategia de mantenimiento para asegurar que realice su función.



## 5 Central Hidroeléctrica Oviachic.

### 5.1 Localización.

La Central Hidroeléctrica Oviáchic, ubicada al pie de la Presa Álvaro Obregón, sobre la margen derecha del Río Yaqui, se localiza a 45 Km. al Norte de Ciudad Obregón, Sonora. Su acceso a ella es por la Carretera Internacional México-Nogales, a 9 km de Cd. Obregón, en la población de Esperanza, Sonora, se entronca la Carretera que en una longitud de 36 Km. nos conduce a la Central Hidroeléctrica.

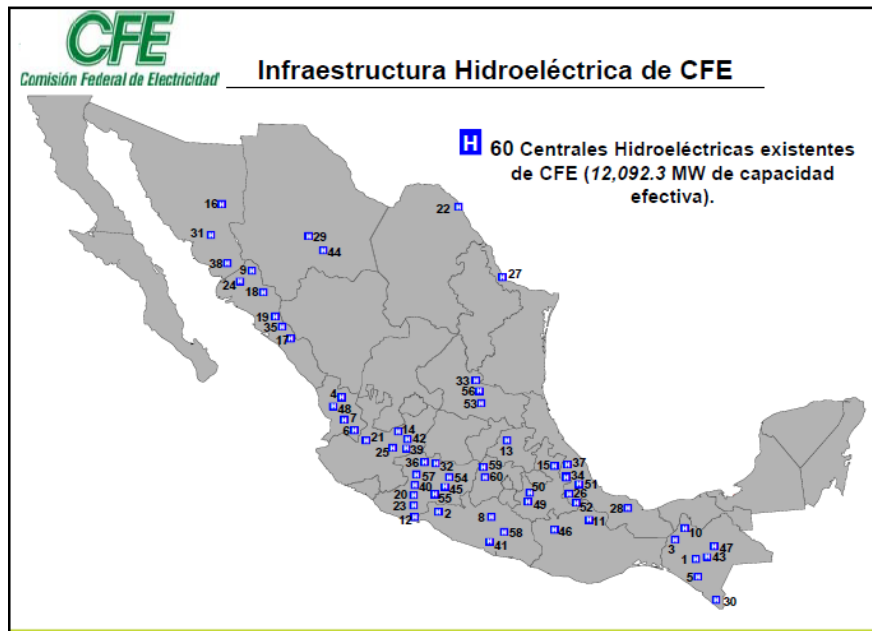


Figura 15: Localización Geográfica de la C. H. Oviachic

## 5.2 Generalidades

La Central Hidroeléctrica Oviáchic, fue la primer Hidroeléctrica construida por C.F.E., en el Noroeste y por medio de una línea 115 kV, entrega su potencia y energía en la Subestación III de Cd. Obregón, al sistema Noroeste, pertenece a la Subgerencia Regional de Generación Hidroeléctrica Noroeste.

Forma parte de las 60 Centrales Hidroeléctricas del País del a Comisión Federal de Electricidad (Comisión Federal de Electricidad) con una capacidad total instalada de 12,092.3 MW



Infraestructura Hidroeléctrica de CFE			
No.	Nombre	Capacidad efectiva (MW)	No. U's
01	MANUEL MORENO TORRES (CHICOMASÉN)	2400.0	8
02	INFIERNILLO	1200.0	8
03	MALPASO	1080.0	6
04	AGUAMILPA SOLIDARIDAD	960.0	3
05	BELISARIO DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	900.0	5
06	LEONARDO RODRIGUEZ ALCAINE (EL CAJÓN)	750.0	2
07	ING. ALFREDO ELIAS AYUB (LA YESCA)	750.0	2
08	CARLOS RAMIREZ ULLOA (EL CARACOL)	600.0	3
09	LUIS DONALDO COLOSIO (HUITES)	422.0	2
10	ÁNGEL ALBIÑO CORZO (PENITAS)	420.0	4
11	TEMASCAL	354.0	6
12	LA VILLITA	320.0	4
13	FERNANDO HIRIART BALDERRAMA (ZIMAPAN)	292.0	2
14	VALENTÍN GÓMEZ FARIAS (AGUA PRIETA)	240.0	2
15	MAZATEPEC	220.0	4
16	PLUTARCO ELIAS CALLES (EL NOVILLO)	135.0	3
17	RAUL J. MARSAL (COMEDERO)	100.0	2
18	BACURATO	82.0	2
19	HUMAYA	80.0	2
20	CUPATITZIO	80.0	2
21	MANUEL MACARIO DIEGUEZ (SANTA ROSA)	70.0	2
22	LA AMISTAD	66.0	2
23	COBANO	60.0	2
24	27 DE SEPTIEMBRE (EL FUERTE)	59.4	3
25	COLIMILLA	51.2	4
26	TINGAMBATO (SHMA)	42.0	3
27	TUXPANGO	36.0	4
28	FALCÓN	31.5	3
29	CHILAPAN	26.0	4
30	BOQUILLA	25.0	4
31	SANTA BARBARA (SHMA)	22.5	3
32	JOSÉ CECILIO DEL VALLE	21.0	3
33	OVIACHIC	19.2	2
34	BOTELLO	18.0	2
35	CAMILLO ARRIAGA (EL SALTO)	18.0	2
36	MINAS	15.0	3
37	SALVADOR ALVARADO (SANALONA)	14.0	2
38	EL PLATANAL	12.6	2
39	ENCANTO	10.0	2
40	MOCUZARI	9.6	1
41	PUENTE GRANDE	9.0	1
42	ZUMPIMITO	8.4	2
43	COLOTLIPA	8.0	4
44	LUIS M. ROJAS (INTERMEDIA)	5.3	1
45	BOMBANA	5.2	4
46	COLINA	3.0	1
47	SAN PEDRO PORÚAS	2.6	2
48	TAMAZULAPAN	2.5	2
49	SCHPOINA	2.2	3
50	JUMATAN	2.2	4
51	PORTEZUELOS II	2.1	2
52	PORTEZUELOS I	2.0	4
53	TEXOLO	1.6	2
54	IXTACZOQUITLAN	1.6	1
55	ELECTROQUÍMICA	1.4	1
56	TIRIO	1.1	3
57	BARTOLINAS	0.8	2
58	MICOS	0.7	2
59	ITZICUARO	0.6	2
60	AMBROSIO FIGUEROA (LA VENTA)	0.0	5
<b>TOTAL:</b>		<b>12,092.3</b>	<b>171</b>

Figura 16: Infraestructura Hidroeléctrica de México

La Central Hidroeléctrica Oviáchic cuenta con una capacidad Instalada de 19,200 KW, la Presa Álvaro Obregón tiene una capacidad de  $3000 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

La Casa de Máquinas ubicada al pie de la Presa, sobre la margen derecha del Río Yaqui, aloja dos grupos generadores. Las Turbinas son de Eje Vertical tipo Kaplan, de 13,072 CV de Potencia, diseñadas para una caída máxima de 47 m., y un gasto de  $30 \text{ m}^3/\text{s}$ . La Obra de Toma es tipo torre y cada Unidad, tiene su propia Tubería de Presión, bifurcándose en su parte final con el fin de alimentar una Turbina y una Válvula de Chorro Hueco. La longitud de la Tubería de Presión es de 300 m, con un diámetro de 3.60 m. Sus Generadores son de 12,000 MVA y un voltaje de generación de 6.9 kV, los cuales en la Subestación son elevados a 115 kV.

### Vista del Generador

Vista del piso de Generadores de la Central Oviáchic, denominado también Piso de Montaje. En este mismo nivel se localizan La Sala de Control, Sala de Tableros de Control, Protecciones y Comunicaciones, Regulador de Velocidad, el Regulador Automático de Voltaje y Cuarto de Baterías.



Figura 17: Vista del Piso de Generadores de la C. H. Oviachic

## Diagrama Unifilar

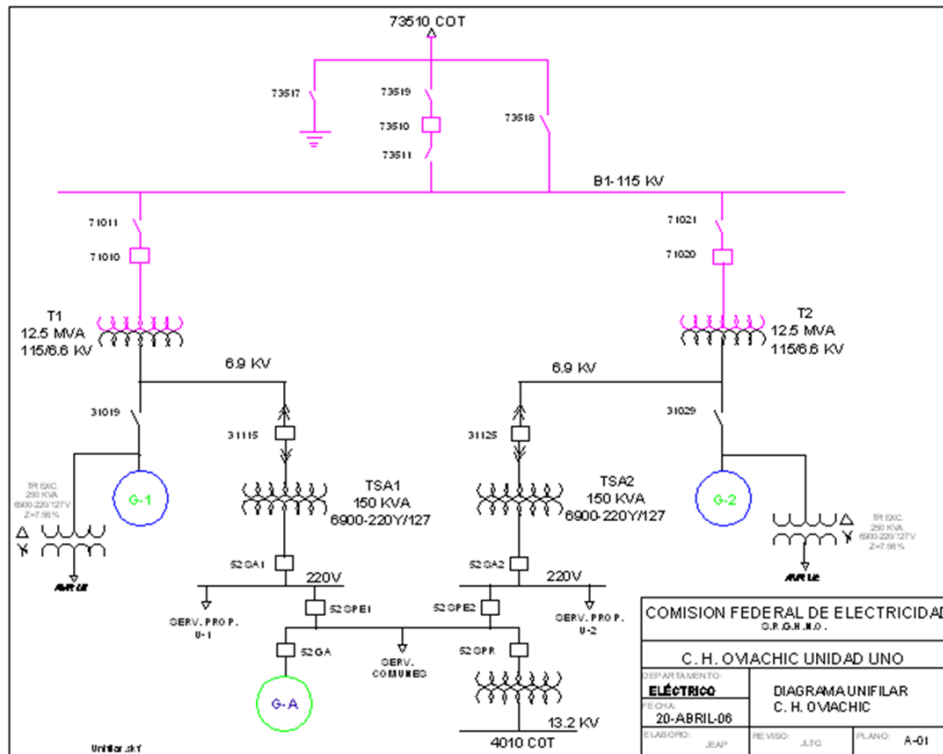


Figura 18: Diagrama Unifilar de la C. H. Oviachic

CENTRAL HIDROELECTRICA **OVIACHIC**

**CARACTERISTICAS TECNICAS**

**Unidades**

**GENERADOR**

Marca: Ein

Capacidad nominal [MVA]: 12.00

Tensión nominal [kV]: 6.90

Factor de potencia [%]: 0.80

Tipo de enfriamiento: Radiadores

**TURBINA**

Tipo: Kaplan vertical

Marca: Riva

Potencia máxima [MW]: 9.6

Gasto de diseño [m³/s]: 30.5

Carga neta de diseño [m]: 35.5

Velocidad de rotación [rpm]: 300

DATOS GENERALES	
Estado:	SONORA
Municipio:	CAJEME
Clave:	OVI
Centro Gestor:	2013
Capacidad Efectiva [MW]:	19.2
N° de Unidades:	2
Fecha de entrada en operación:	28-ago-57

COORDENADAS DE LOCALIZACIÓN	
Latitud:	27° 49' 22.00"
Longitud:	109° 53' 37.00"

PLANTILLA DE PERSONAL	
N° de Trabajadores:	9

OBRA HIDRAULICA	
Nombre de la Presa:	ALVARO OBREGÓN
Cortina:	ENROCAMIENTO
Altura [m]:	90.00
Embalse:	ALVARO OBREGÓN
Título de concesión:	02SON123756/09ECGR05
Rio de Aprovechamiento:	YAQUI
N.A.M.E. [m.s.n.m.]:	112.50
N.A.M.O. [m.s.n.m.]:	105.50
N.A.Min.O. [m.s.n.m.]:	76.00
Capacidad útil [Mm³]:	2,739.17
Capacidad total [Mm³]:	4,200.00

DATOS TECNICOS					
Concepto	2011	2012	2013	2014	2015
Generación Bruta [GWh]:	94.27	89.05	72.57	84.80	108.27
Factor de planta [%]:	53.79	50.72	42.60	50.30	64.37
Disponibilidad [%]:	66.43	64.82	50.62	66.54	71.24
Disponibilidad propia [%]:	99.38	95.94	93.77	84.70	95.10
Indisponibilidad por falla [%]:	0.60	0.01	1.47	0.10	0.01
Indisponibilidad por mantenimiento [%]:	0.02	4.05	4.76	15.20	4.89
Indisponibilidad por causa ajena [%]:	20.24	17.80	5.95	4.39	17.95
Indisponibilidad por falta de agua [%]:	12.71	13.32	37.20	13.77	5.91
Costo unitario de producción [\$/MWh]:	457.76	392.97	485.09	392.76	425.60

Figura 19: Datos Técnicos y de Desempeño de la C. H. Oviachic

## 6 Diagnóstico de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic.

### 6.1. Planes de Mantenimiento

En base a los análisis realizados a la metodología de la selección de tareas de mantenimiento, se concluye que deben de enfocarse principalmente a buscar un equilibrio entre la mayor confiabilidad de la unidad y los costos de los mantenimientos correctivos/preventivos que se presenten/planeen. Con lo anterior, se trata de transmitir, que la ocurrencia de fallas es válida, siempre y cuando se tengan los planes de mantenimiento bajo el punto de análisis técnico y económico.

Es importante además, tener una visión de los resultados obtenidos en los principales indicadores de mantenimiento y falla, para poder concluir lo adecuado de las estructuras de mantenimiento aplicados en la central:

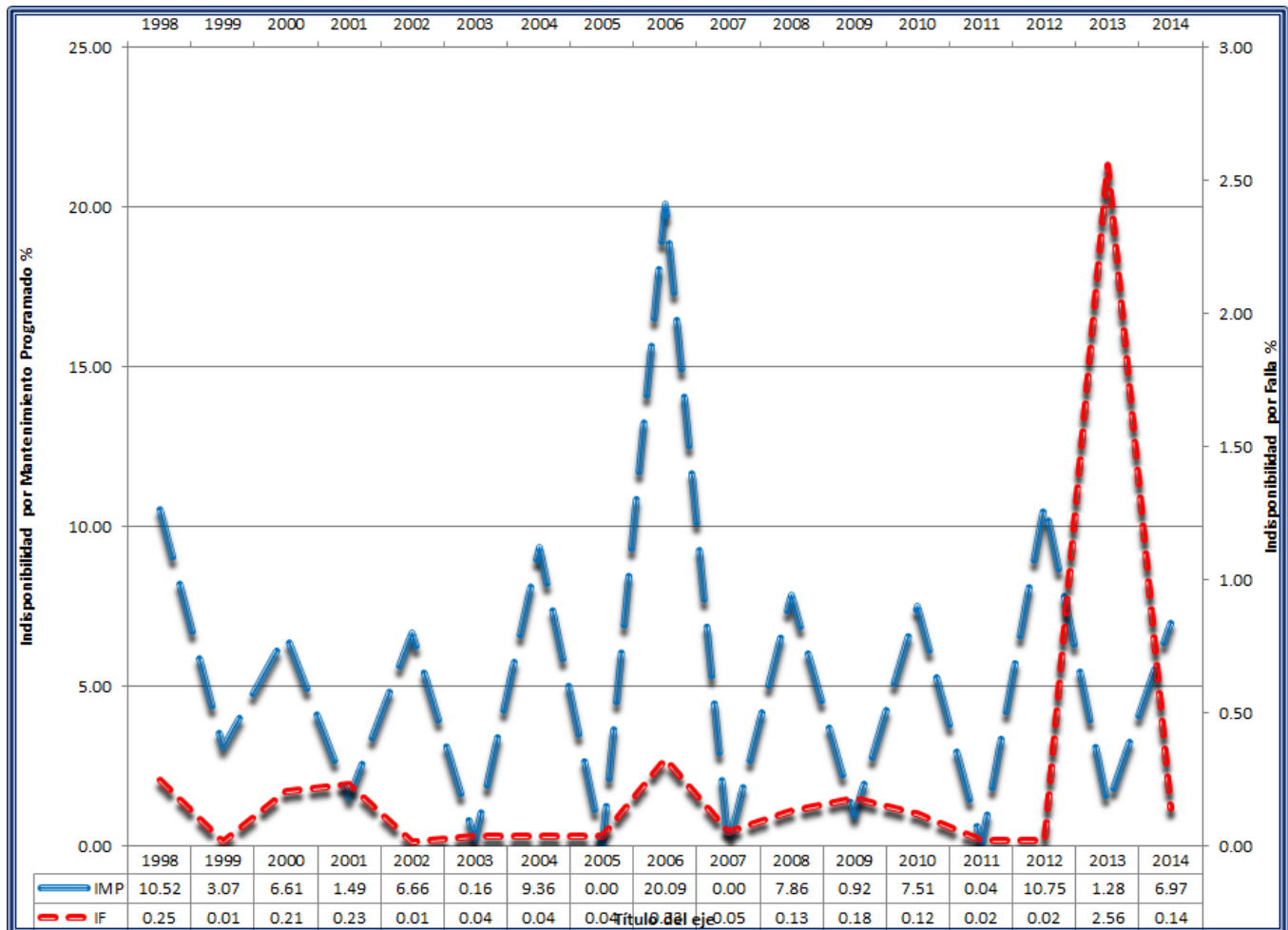


Figura 20: Comparativo de Indisponibilidades: mantenimiento programado vs falla Unidad 1 CH Oviachic 1998-2014

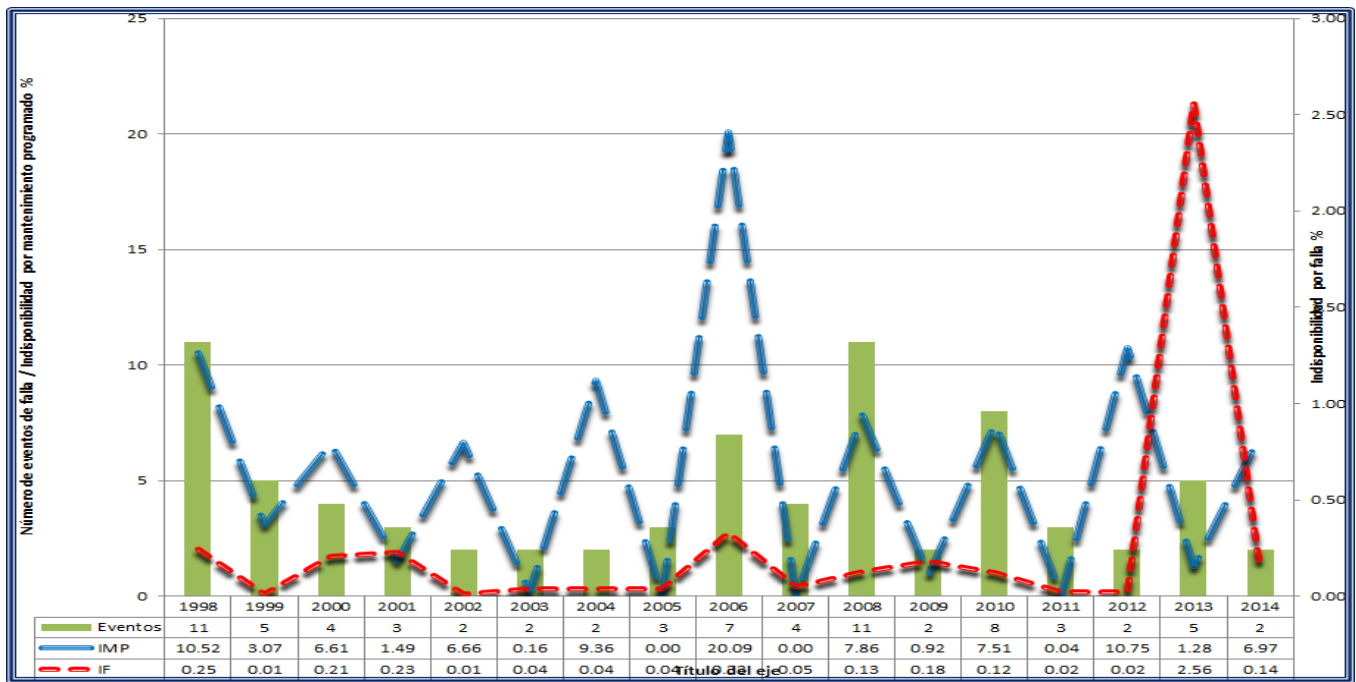


Figura 21: Comparativo de Indisponibilidades: mantenimiento programado vs falla vs eventos Unidad 1 CH Oviachic 1998-2014

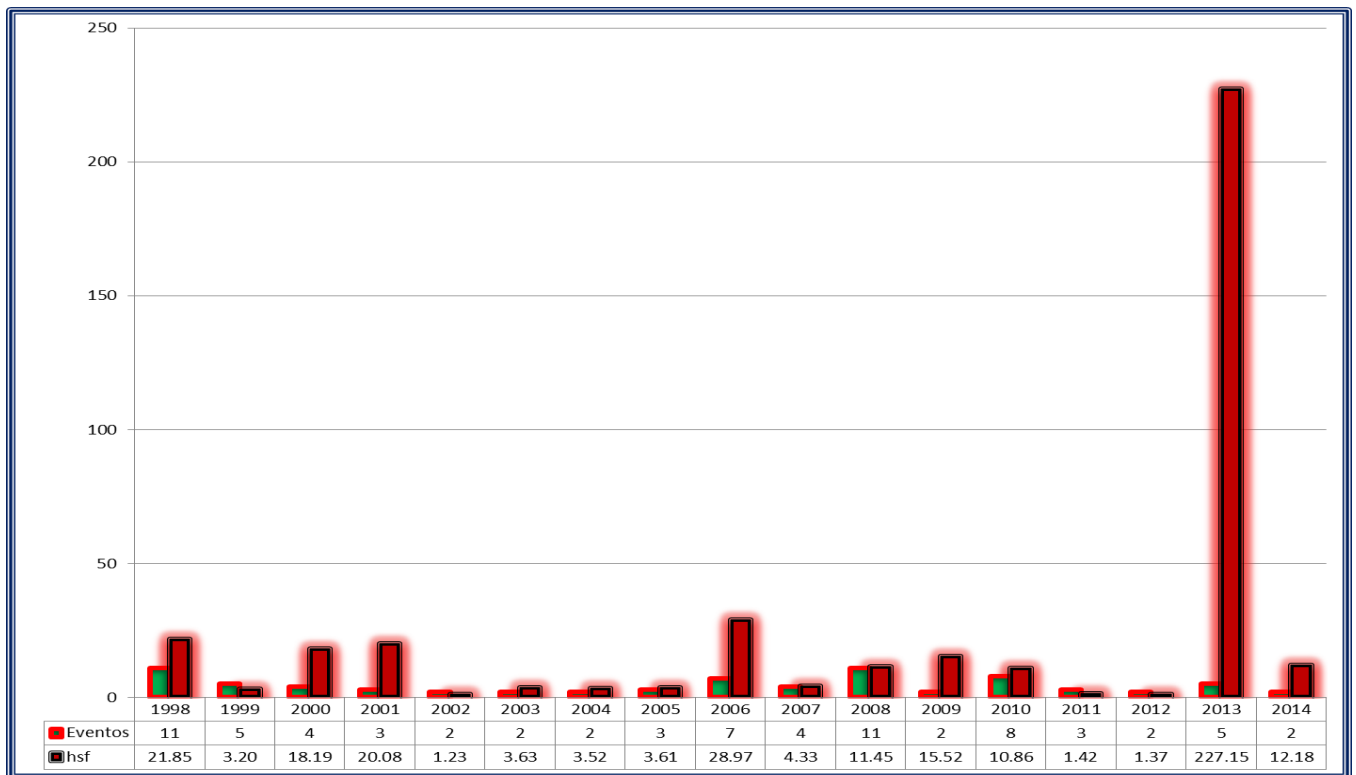


Figura 22: Comparativo de Eventos vs horas de indisponibilidad por falla Unidad 1 CH Oviachic 1998-2014



Como se aprecia, no existe una consistencia entre la ejecución de los mantenimiento programados contra los resultados de la indisponibilidad por falla y con mayor impacto, en los eventos de falla que ocurren posterior a la ejecución de los mantenimientos; además, se debe de poner atención especial a aquellos activos que han ocasionado las indisponibilidades y costos mayores, para analizar y aplicar la disciplina/metodología más completa (como por ejemplo el transformador de potencia).

Una característica de las tecnologías hidroeléctricas, es que su indisponibilidad por falla es poca, ya que la mantenibilidad (por su diseño, se facilita atender de forma rápida y oportuna los eventos de falla que se presentan) es buena. Sin embargo, su tasa de falla (número de fallas contra horas de operación) es considerada alta; en el año 1998, 2008, 2010 han tenido alta incidencia de fallas, sin embargo las horas de indisponibilidad son pocas; pero en el año 2013 se presentaron 5 fallas pero la duración fue muy alta (227.15 horas) en donde, una falla en el transformador acumuló 203 horas de falla. Se trata de concientizar que las estrategias de mantenimiento deben ser enfocadas a la no ocurrencia de fallas (proactivos) para mejorar la rentabilidad de la central.

Con la finalidad de detectar las áreas de mejora de los planes de mantenimiento “activos” de la central, se realizan las extracciones correspondientes, obteniendo lo siguiente:

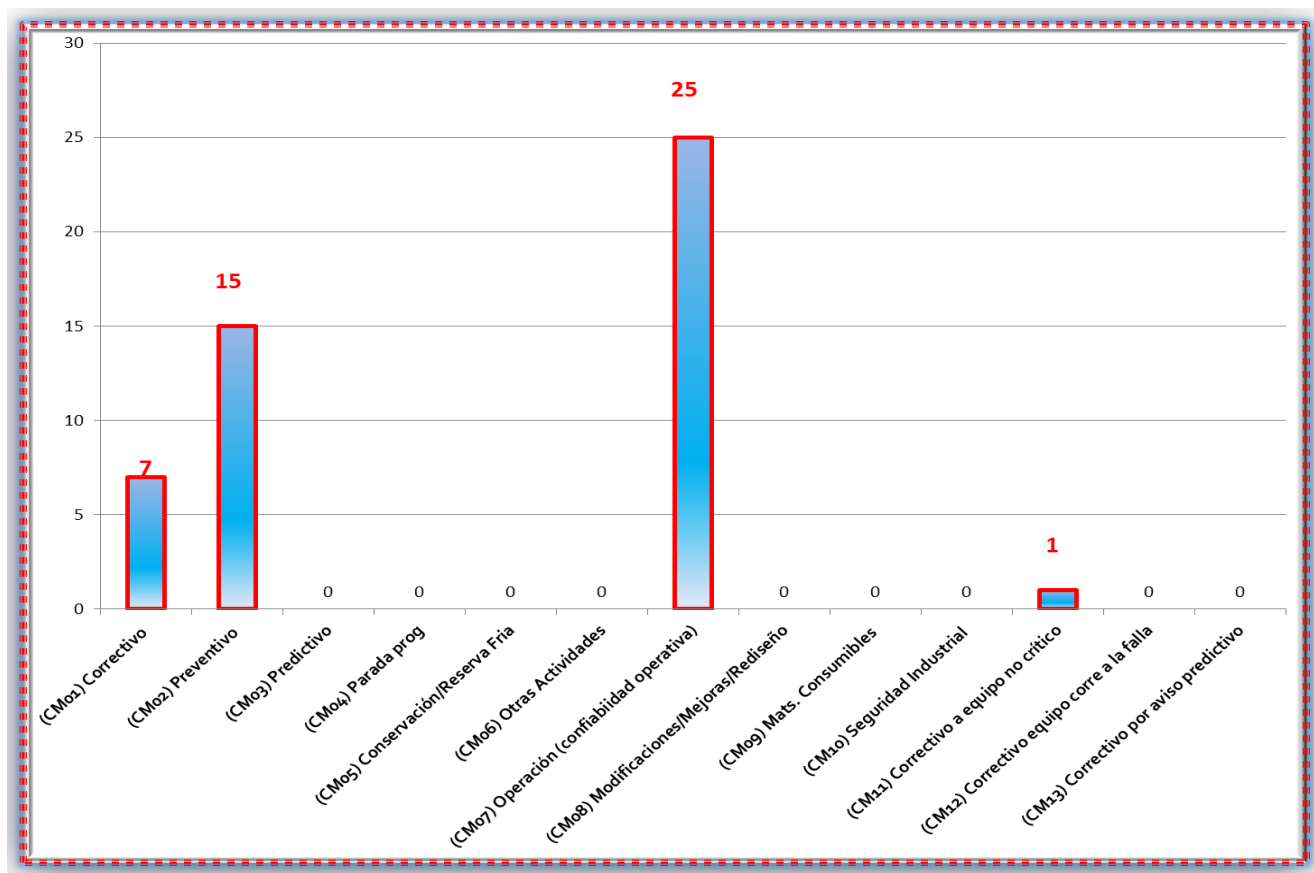


Figura 23: Relación de Órdenes de Mantenimiento de Unidad 1 año 2015

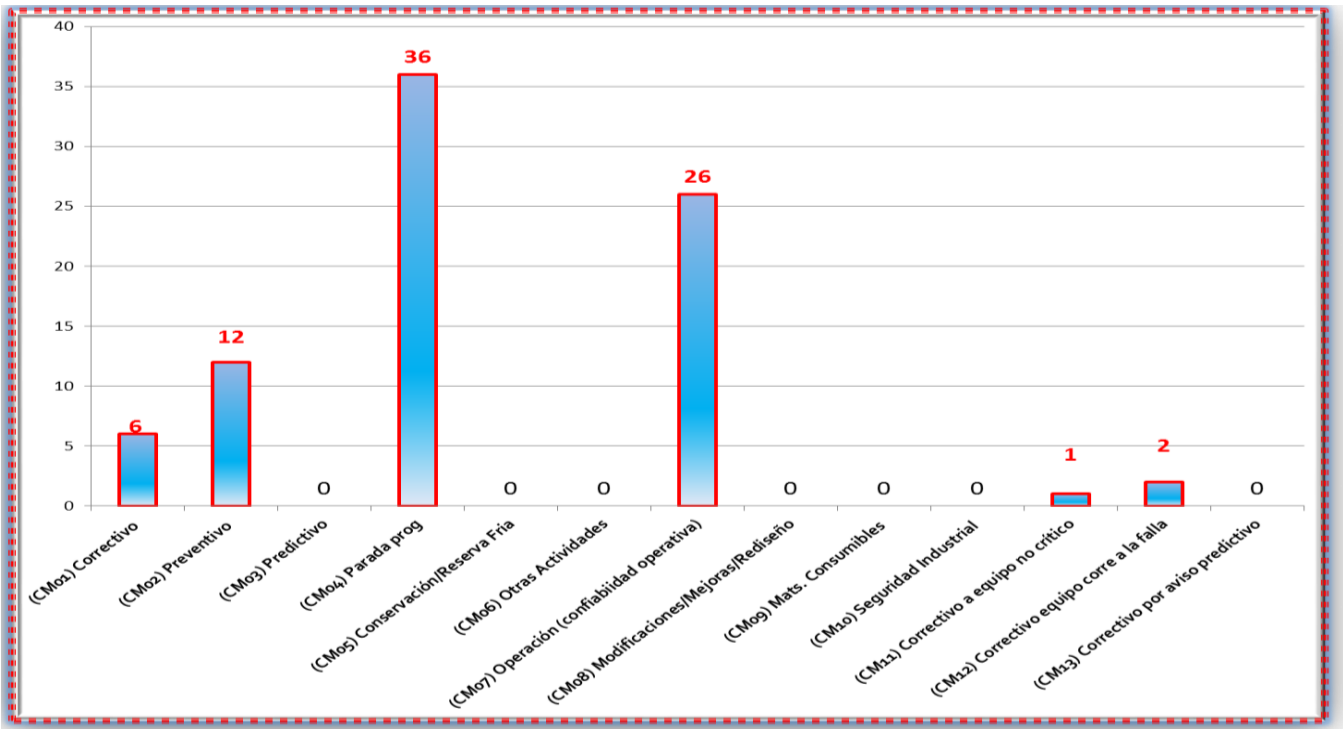


Figura 24: Relación de Órdenes de Mantenimiento de Unidad 2 año 2015

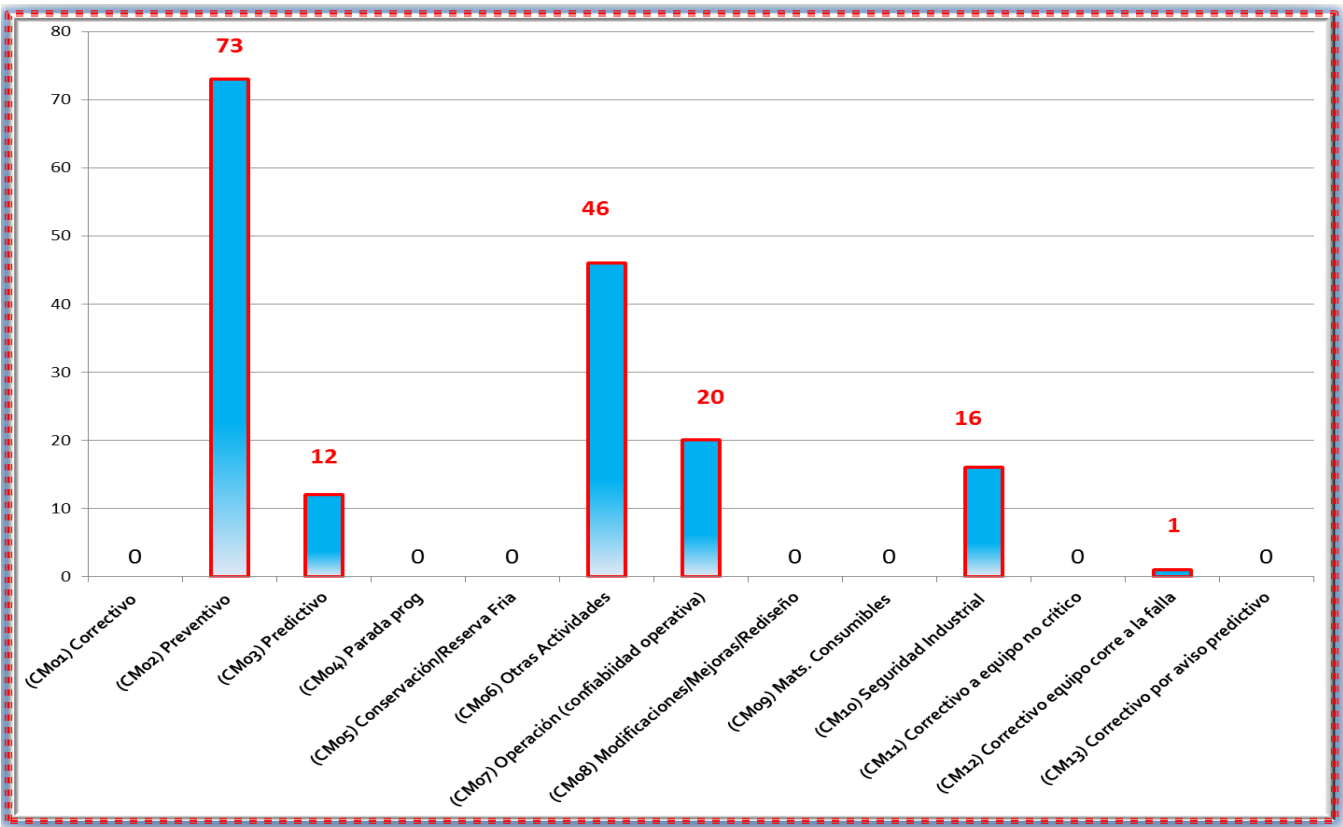


Figura 25: Relación de Órdenes de Mantenimiento de equipo común C.H. Oviachic año 2015



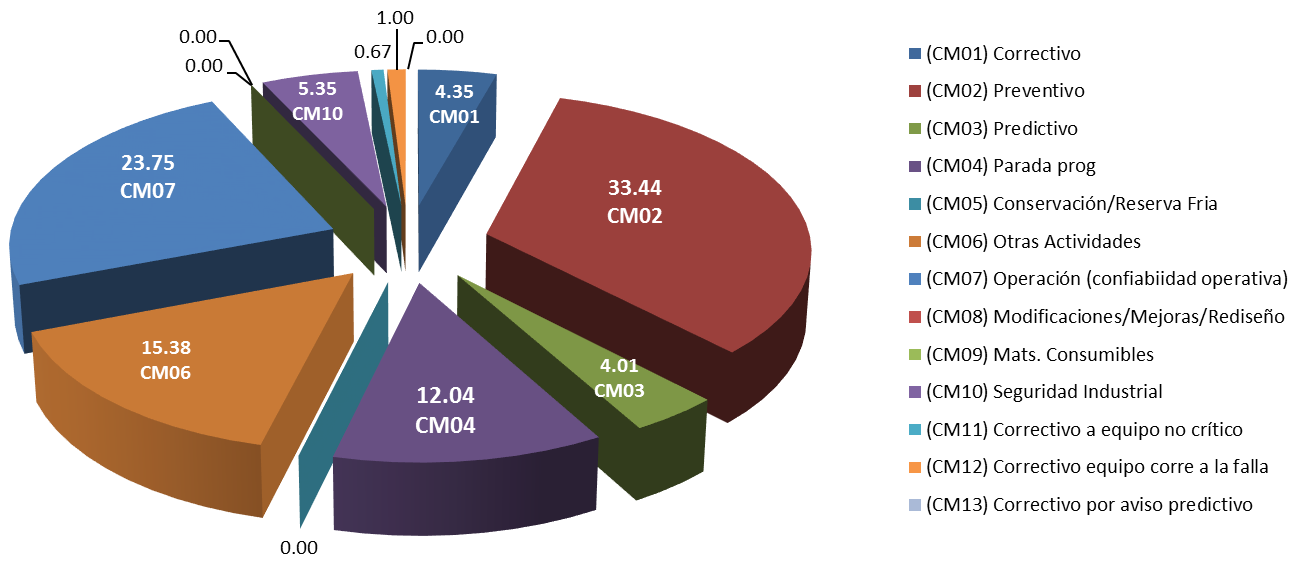


Figura 26: Porcentaje (%) por clase de Mantenimiento año 2015

Respecto a los planes activos por especialidad, tenemos:

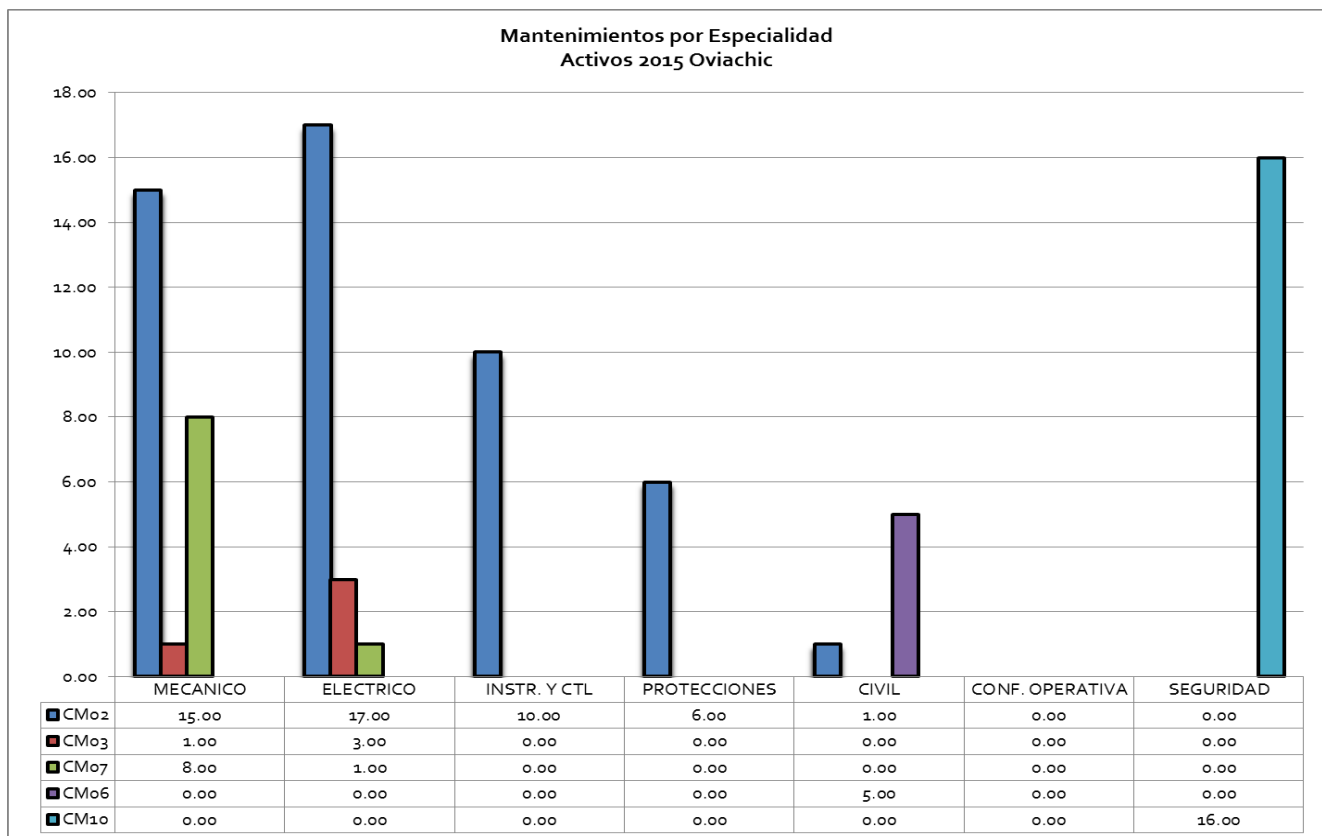


Figura 27: Planes de Mantenimiento por especialidad en C. H. Oviachic año 2015

En general, se puede concluir lo siguiente:

Se tienen buenos resultados respecto a los indicadores de mantenimiento y falla en esta unidad, sin embargo, el diagnóstico nos muestra que:

- ⓑ Se cuenta con 299 órdenes de mantenimiento
- ⓑ El 33% (100) son de la clase CM02 (preventivo)
- ⓑ Solo el 4% corresponde a mantenimiento predictivo o basado en condición (CM03)
- ⓑ La relación que se busca entre mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos es de 70/30/10 respectivamente.
- ⓑ Se tiene el 13.3% de órdenes de mantenimiento sin relación a hojas de ruta (40)
- ⓑ Se tiene el 10.7% de órdenes de mantenimiento sin relación a planes de mantenimiento (32)
- ⓑ Se tiene el 19% de órdenes de mantenimiento sin costos reales en cierre
- ⓑ Se tiene el 9.36% de órdenes de mantenimiento sin costos planeados

Existen al menos 7 sistemas (Turbina, chumacera, sistema de agua de enfriamiento, válvula de admisión, sistema de achique, desfogue y sistema de ventilación) que no tienen órdenes de mantenimiento.

Resulta imperante la necesidad de llevar a cabo una “mejora” a los planes de mantenimiento, bajo una nueva cultura de mantenimiento, acorde a los cambios que se han presentado en nuestra Institución.

## 6.2. Costos de Mantenimiento periodo 2010-2015

Analicemos el parámetro más importante en los departamentos de mantenimiento y de toda la organización en general: “Los Costos de Mantenimiento”; aún y cuando conocemos las tendencias de los costos de mantenimiento, será necesario establecer una referencia entre centrales de similar capacidad y estructura, para poder tener con certeza las mejoras económicas o ahorros por mantenimientos; lo anterior no significa que debemos de “recortar” los costos de mantenimiento sin ningún tipo de sustento, ya que el hecho de dejar de ejecutar trabajos de mantenimiento, repercute de manera significativa en los años posteriores (de 3 a 5 años). En resumen, tenemos la siguiente distribución de costos por mantenimientos realizados a la Unidad de esta Central Generadora:

Tabla 2. Relación de Costos de Mantenimiento Fijos y Variables de la C. H. Oviachic 2010-2015

AÑO	COSTOS FIJOS (Pesos)						Total general	Costo Medio
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
<b>C.H. OVIACHIC</b>	1,818,315.59	5,528,521.55	2,563,631.54	4,032,617.77	3,726,395.73	3,582,768.29	21,252,250.47	3,542,041.75

Costos Fijos incluye: Mantenimientos Preventivos, Predictivos, Conservación, Búsqueda de fallas, Mejoras, Seguridad)

AÑO	COSTOS VARIABLES (Pesos)						Total general	Costo Medio
	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
<b>C.H. OVIACHIC</b>	2,029,912.87	3,370,367.38	2,226,328.13	1,279,759.58	11,512,133.82	1,964,994.53	22,383,496.31	3,730,582.72

Costos Variables incluye: Mantenimientos Correctivos y Parada Programada.

Se aprecia que sus costos medios giran en los 3.5 millones de pesos, los cuales, comparados con centrales similares son considerablemente altos.

### **6.3. Relación de Indicador Megawatt mantenido contra costos**

Interesante indicador que nos muestra un panorama particular de cuanto le cuesta a la empresa “mantener” 1 MW de sus Unidades Generadoras; en el caso de esta Central Generadora, se aprecia un valor no adecuado, por sus capacidades y características técnicas:

El valor de MW/Pesos es de **\$378, 782.52/MW mantenido**.

Se concluye que es muy factible disminuir estos costos, sin poner en riesgo la confiabilidad de las Unidades Generadoras, sustentado en análisis de confiabilidad para la toma de decisiones.

## 7 Desarrollo: Fuentes de Información (estadística histórica de Activos de Unidad 1).

Sin duda, es necesario planear y programar las actividades de mantenimiento asegurando su efectividad (que equipos intervenir), su eficiencia (de acuerdo a estándares establecidos) y su rentabilidad (optimizar recursos), con la finalidad de que los resultados finales de cada centro de trabajo sean mejores.

Una referencia importante para ello es el **Historial de Desempeño Operativo de los Equipos** el cual se refiere a la ocurrencia histórica de fallas, así como, a las intervenciones de mantenimiento efectuadas; con ello aseguramos la no recurrencia de eventos de fallas en los equipos y la mejora continua de los planes de mantenimiento actuales. Para ello, será necesario apoyarse en los informes históricos, en el Sistema de Informes Mensuales de Operación (SIMO), en el Sistema de Control de Acciones Correctivas y Preventivas (SICACYP), Reportes de Salidas del sistema REPCEN WEB, así como, de la experiencia del personal especialista que intervino en la atención de estos eventos de falla y su corrección (cuando sea posible).

Señalando, que este aspecto es la Primer etapa del Modelo de Confiabilidad mostrado en el punto 3.4 Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento, de este documento.

En este análisis, se muestran los indicadores históricos de eventos de falla de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic, los cuales servirán de base para la aplicación de las diferentes metodologías y disciplinas para la optimización de planes de mantenimiento.

A continuación, se muestran estos valores:

Tabla 3. Eventos de falla de unidad 1 de la C. H. Oviachic de 1998- 2015

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripcion del Evento
	Dia	Hora	Dia	Hora				
1	16/04/1998	14:56	16/04/1998	16:11	1.25	12	Falla de aislamiento	Falla de aislamiento en bobina de válvula de protecciones 65S (regulador de velocidad)
2	09/06/1998	10:54	09/06/1998	15:30	4.6	44.16	Descalibracion	Falsa alarma de alto nivel en caja de carbones por descalibración de instrumentos.
3	10/06/1998	08:07	10/06/1998	17:46	9.65	92.64	Fuga	Corrección de fuga en el servomotor de la válvula de mariposa
4	11/06/1998	11:10	11/06/1998	11:45	0.58	5.6	Falsa operación	Falla de instrumento de nivel en tanque acumulador del sistema oleodinámico
5	01/07/1998	19:53	01/07/1998	20:45	0.87	8.32	Falsa operación	Operación por perdida de campo

Tabla 3. Eventos de falla de unidad 1 de la C. H. Oviachic de 1998- 2015 (continuación)

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripcion del Evento
	Dia	Hora	Dia	Hora				
6	21/08/1998	10:16	21/08/1998	10:43	0.45	4.32	Falla de control	Falsa operación de unidad no sincronizada al perderse la señalización del interruptor cuchilla de maquina 31019
7	24/08/1998	10:09	24/08/1998	10:36	0.45	4.32	Sin señal secundaria (i,v)	Salida para el cambio de polaridad del transformador de corriente de regulación
8	30/09/1998	10:48	30/09/1998	11:05	0.28	2.72	Punto caliente	Punto caliente en cuchillas del interruptor 71010
9	14/10/1998	15:07	14/10/1998	15:45	0.63	6.08	Falso contacto	Falso contacto en circuito en control de nivel tanque acumulador operó 5b
10	01/12/1998	10:22	01/12/1998	11:05	0.72	6.88	Falso contacto	Opera 86M por alta temperatura del generador disparo en falso, por falso contacto en circuito de RTD's, punto uno estator
11	24/12/1998	18:23	24/12/1998	20:45	2.37	22.72	Sobrecalentamiento	Opera 86e del AVR por falla de tarjeta logipack de secuencia
12	03/05/1999	11:02	03/05/1999	11:22	0.33	3.2	Falla controles y señalización	Falla alambrado interno del interruptor de servicios propios 32115
13	20/05/1999	19:34	20/05/1999	19:51	0.28	2.72	Falso contacto	Falla en circuito de corriente directa de la alimentación a instrumentación
14	24/06/1999	07:25	24/06/1999	09:17	1.87	17.92	Falla de arranque	Falla en secuencia de arranque al romperse sello de vicom del manómetro analógico de presión constante del regulador de velocidad. Se cambió por uno de refacción dando lecturas correctas.
15	09/10/1999	17:56	09/10/1999	18:09	0.22	2.08	Falso contacto	Falso contacto en relé de control para la automatización de cierre en interruptor 31115
16	07/12/1999	10:10	07/12/1999	10:40	0.5	4.8	Falso contacto	Falso contacto en RTD del estator del generador. Falso disparo
17	04/01/2000	09:56	04/01/2000	10:03	0.12	1.12	Falso contacto	Disparo del PLC al momento de conectar al puerto de comunicación por estática.
18	17/04/2000	21:30	17/04/2000	22:17	0.78	7.52	Falla componente electrónico	Falla del monorack 2
19	03/11/2000	09:19	03/11/2000	20:05	10.77	103.36	Taponamiento	Disparo por alta presión a consecuencia de taponamiento de filtros en el regulador de velocidad
20	09/11/2000	06:39	09/11/2000	13:10	6.52	62.56	Falso contacto	Apertura en cables de excitación por falso contacto entre el cable y conector de los anillos rozantes
21	12/02/2001	22:41	12/02/2001	23:01	0.33	3.2	Falso contacto	Disparo por alta temperatura en metal 1 de chumacera de carga, debido a falso contacto en circuito del RTD causando alta resistencia eléctrica y reflejándose como alta temperatura.

Tabla 3. Eventos de falla de unidad 1 de la C. H. Oviachic de 1998- 2015 (continuación)

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripcion del Evento
	Dia	Hora	Dia	Hora				
22	09/05/2001	19:15	09/05/2001	21:07	1.87	17.92	Falla de cierre	Falla en mecanismo de cierre del interruptor 31019
23	05/11/2001	17:10	06/11/2001	11:03	17.88	171.68	Falla del control	Falla en CPU del PLC
24	01/11/2002	09:10	01/11/2002	10:10	1	9.6	Ruptura	Ruptura de perno de paletas del distribuidor
25	12/11/2002	20:48	12/11/2002	21:02	0.23	2.24	Falsa operación	Disparo falla bomba 2 sistema oleodinámico falta de calibración del instrumento
26	22/10/2003	18:37	22/10/2003	21:18	2.68	25.76	Sobrecalentamiento	Alta temperatura en chumacera de carga
27	01/12/2003	22:30	01/12/2003	23:27	0.95	9.12	Daño en relevadores	Disparo sobrevoltaje generador. Lic. 12 por daño en drive master
28	14/08/2004	23:43	15/08/2004	01:10	1.45	13.92	Falla de lubricación	Falla en la caja de carbones
29	24/11/2004	09:32	24/11/2004	11:36	2.07	19.84	Falla de control	Falla cargador del banco de baterías.
30	26/05/2005	10:11	26/05/2005	11:33	1.37	13.12	Falla de protecciones	Disparo operando 50BF al cerrar en forma local 71020
31	31/05/2005	17:44	31/05/2005	18:12	0.47	4.48	Falla de control	Cambio de fusible en los TP's del generador
32	08/12/2005	11:57	08/12/2005	13:43	1.77	16.96	Falso contacto	Falla en AVR falso contacto
33	23/10/2006	08:41	23/10/2006	10:01	1.33	12.8	Falla componente electrónico	Falla en tarjeta de drive master.
34	30/10/2006	09:30	31/10/2006	03:02	17.53	168.32	Falla de soldadura	Reparación anillo de sujeción superior anillo garganta
35	06/11/2006	13:42	06/11/2006	13:50	0.13	1.28	Falla del control	Falla del AVR
36	09/11/2006	10:47	09/11/2006	16:53	6.1	58.56	Falla de protecciones	Fala en sistema de excitación
37	28/11/2006	11:01	28/11/2006	11:14	0.22	2.08	Alta temperatura	Falla por alta temperatura en metal 2 de chumacera de carga
38	02/12/2006	06:31	02/12/2006	09:48	3.28	31.52	Desajuste	Mal ajuste de la impedancia de la línea en el relevador SEL 311con protección 67N
39	16/12/2006	13:58	16/12/2006	14:21	0.38	3.68	Falla de protecciones	Falla de válvula principal V20Q del regulador de velocidad.
40	01/06/2007	09:49	01/06/2007	10:55	1.1	10.56	Fuga	Alto nivel en caja de carbones
41	14/08/2007	13:16	14/08/2007	15:43	2.45	23.52	Falla de control	Se disparó la unidad por falla en relevador 87b-115 kv
42	31/08/2007	20:48	31/08/2007	21:17	0.48	4.64	Error operación (mala maniobra)	Mala decisión al definir servicios de las unidades
43	18/10/2007	09:02	18/10/2007	09:20	0.3	2.88	Daño en relevadores	Falla por quemarse relevador auxiliar 86G2
44	02/01/2008	17:25	02/01/2008	18:32	1.12	10.72	Desajuste	Falla en válvula 65S y V20Q
45	30/04/2008	07:45	30/04/2008	11:05	3.33	32	Falla del control	Sustituir relevador de control del interruptor 31029 en mal estado

Tabla 3. Eventos de falla de unidad 1 de la C. H. Oviachic de 1998- 2015 (continuación)

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripcion del Evento
	Dia	Hora	Dia	Hora				
46	04/09/2008	17:42	04/09/2008	18:07	0.42	4	Alta temperatura	Disparo por alta temperatura en metal 2 de la chumacera de carga
47	24/11/2008	13:03	24/11/2008	13:38	0.58	5.6	Falla del control	Cambiar fuente de alimentación modulo remoto AVR control automático
48	26/11/2008	21:16	26/11/2008	23:03	1.78	17.12	Falla del control	Falla en AVR variación de voltaje de unidad causando disparo por perdida de campo
49	28/11/2008	09:52	28/11/2008	10:23	0.52	4.96	Falla del control	Restablecer comunicación AVR con PLC
50	28/11/2008	10:59	28/11/2008	12:36	1.62	15.52	Ensuciamiento	Revisión arranque marcha regulador de velocidad
51	28/11/2008	12:53	28/11/2008	13:10	0.28	2.72	Falla de lubricación	Revisión del sistema de frenado
52	29/11/2008	19:26	29/11/2008	20:50	1.4	13.44	Falla del control	Falla en AVR canal automático
53	03/12/2008	15:36	03/12/2008	15:52	0.27	2.56	Falla del control	Falla en canal automático del AVR
54	16/12/2008	15:20	16/12/2008	15:28	0.13	1.28	Falla del control	Salida para verificar comportamiento del AVR al subir carga a la unidad 1 y bajando carga a la unidad 2
55	28/01/2009	01:54	28/01/2009	05:06	3.2	30.72	Sobrecalentamiento	Bajo nivel aceite tanque acumulador, falla térmico de bombas de regulación 1 y 2
56	14/06/2009	17:08	15/06/2009	05:27	12.32	118.24	Falla de aislamiento	Corto circuito anillo superior e inferior sobre calentamiento y falla del aislamiento
57	10/07/2010	22:19	10/07/2010	23:45	1.43	13.76	Falla componente electrónico	Disparo de unidad por falla de convertidor d fibra óptica
58	06/08/2010	03:44	06/08/2010	07:42	3.97	38.08	Falla componente electrónico	Disparo de unidad por falla de convertidor profibus fibra óptica
59	27/10/2010	20:04	27/10/2010	21:35	1.52	14.56	Falla de cierre	Falla de interruptor 41G
60	29/10/2010	10:45	29/10/2010	11:38	0.88	8.48	Falla componente electrónico	Disparo por falla en convertidor profibus fo
61	31/10/2010	19:18	31/10/2010	20:35	1.28	12.32	Falla componente electrónico	Disparo por falla en tarjeta RTD modulo remoto
62	03/11/2010	20:59	03/11/2010	22:18	1.32	12.64	Alta temperatura	Disparo de unidad por alta temperatura de chumacera de carga
63	19/11/2010	17:51	19/11/2010	18:14	0.38	3.68	Falla componente electrónico	Disparo por falla en tarjeta de red ethernet
64	20/12/2010	10:19	20/12/2010	10:24	0.08	0.8	Falla transitoria	Disparo por corto circuito servicios comunes
65	29/01/2011	17:18	29/01/2011	18:10	0.87	8.32	Falla componente electrónico	Falla tarjeta RTD modulo remoto
66	02/03/2011	08:51	02/03/2011	09:07	0.27	2.56	Corto circuito	Disparo por falla en AVR
67	15/03/2011	10:26	15/03/2011	10:43	0.28	2.72	Corto circuito	Disparo por error humano
68	25/08/2012	17:39	25/08/2012	18:46	1.12	10.72	Falsa operación	Salida por falla por operar en falso 86ex de AVR
69	14/09/2012	15:40	14/09/2012	15:55	0.25	2.4	Falsa operación	Disparo por disturbio en se obregón IV

Tabla 3. Eventos de falla de unidad 1 de la C. H. Oviachic de 1998- 2015 (continuación)

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
70	06/02/2013	10:16	06/02/2013	11:20	1.07	10.24	Punto caliente	Corregir punto caliente fase A interruptor 31019
71	31/03/2013	21:01	31/03/2013	21:47	0.77	7.36	Fuga (aire aceite H <sub>2</sub> SF6)	Para reposición de gas SF6 a interruptor 71010
72	11/06/2013	12:01	11/06/2013	12:14	0.22	2.08	Error operación (mala maniobra)	Mala maniobra personal técnico de la central
73	06/09/2013	13:36	15/09/2013	01:33	203.95	1957.92	Falla de aislamiento	Incendio de transformador principal por falla en boquilla fase C 115 kV
74	22/09/2013	20:43	22/09/2013	23:30	2.78	26.68	Control de unidad	Pérdida de comunicación por daño en fuente de alimentación redundante del PLC
75	24/11/2013	05:41	24/11/2013	19:10	13.48	129.44	Punto caliente	Disparo por falla en aislamiento fase b salida a interruptor 31010
76	19/12/2013	14:16	19/12/2013	19:09	4.88	46.88	Falla transitoria	Disparo 87gt por corriente de magnetización
77	03/08/2014	00:33	03/08/2014	01:22	0.82	7.84	Falla de apertura	Falla interruptor 71010 baja presión SF6
78	30/10/2014	04:48	30/10/2014	09:02	4.23	40.64	Falla componente electrónico	Falla AVR por fuente de alimentación de la electrónica
79	24/11/2014	06:11	24/11/2014	13:19	7.13	68.48	Falsa operación	Falla microswitch AVR falla microswitch de los fusibles de puentes de tiristores

Esta información será de gran utilidad, sin embargo, será necesario apoyarnos en otras referencias, sobre todo internacionales, para complementar el análisis de algunos Activos.



## 8 Determinación de Activos Críticos (aplicación de Modelo Matemático)

Cada empresa productiva debe de asegurarse que sus Planes de Mantenimiento deben de ser “eficaces”; esto se refiere a que debemos de seleccionar los Activos que realmente ocupan una estrategia de mantenimiento. Para ello existen varios métodos para determinar aquellos que deben de tener prioridad y reducir los riesgos de indisponibilidades por falla. Para ello, señalamos que esta es la segunda etapa de nuestro Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento (figura 3.4) y que mostramos a continuación.

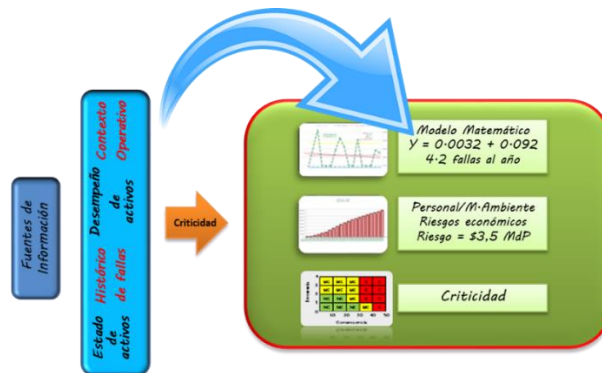


Figura 28: Segunda etapa de Modelo de Confiabilidad: Determinación de Equipos Críticos usando el Modelo Matemático para Criticidad

Como resultado del diagnóstico realizado a la información registrada en los Sistemas Informáticos Institucionales (SAP/R3), se presenta a continuación la clasificación de los Activos de la C. H. Oviachic, sin conocer con certeza el método de su clasificación:

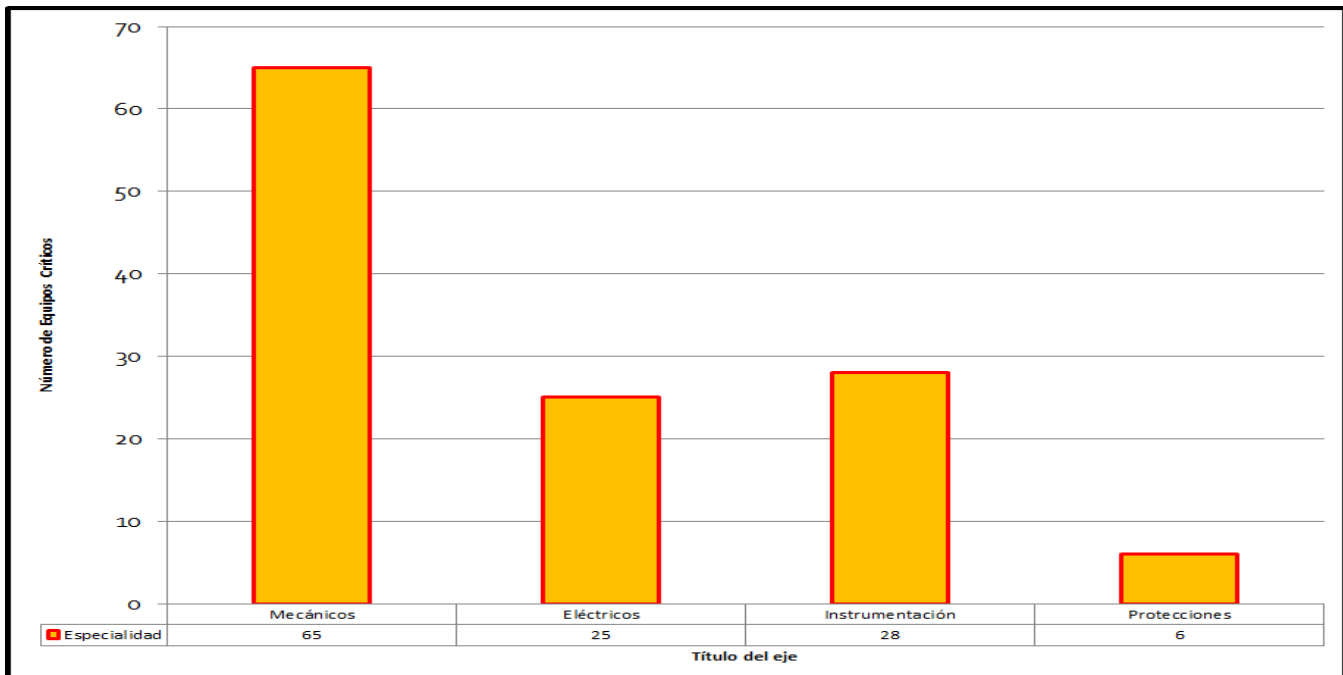


Figura 29: Equipos Críticos de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central

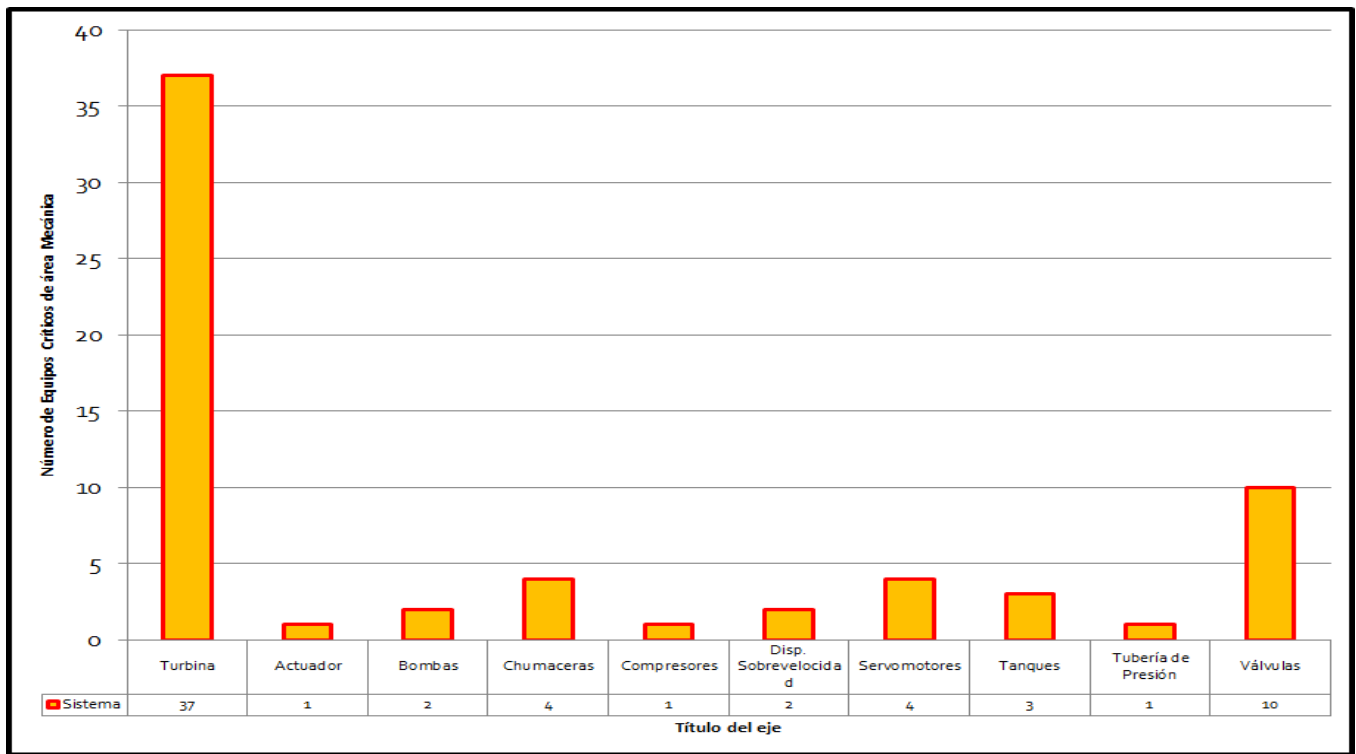


Figura 30: Equipos Críticos “Mecánicos” de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central

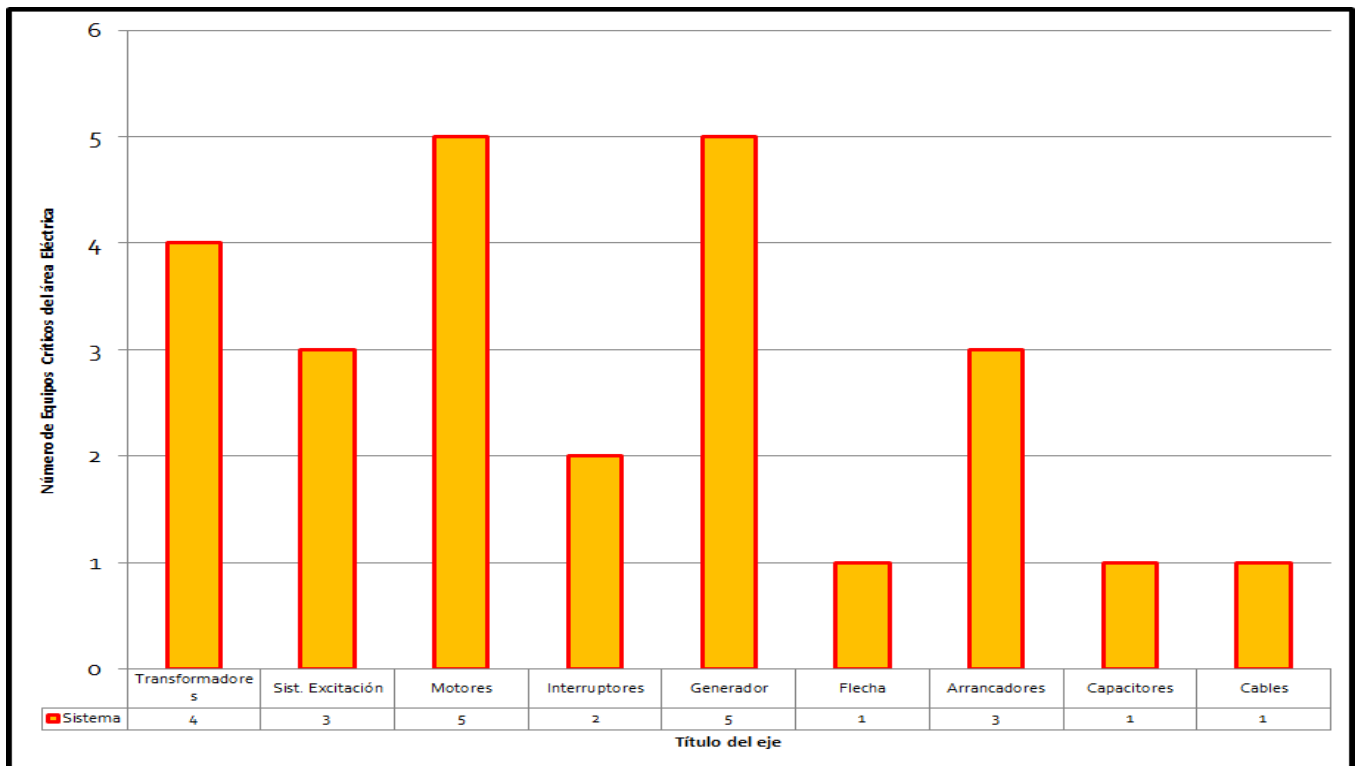


Figura 31: Equipos Críticos “Eléctricos” de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central

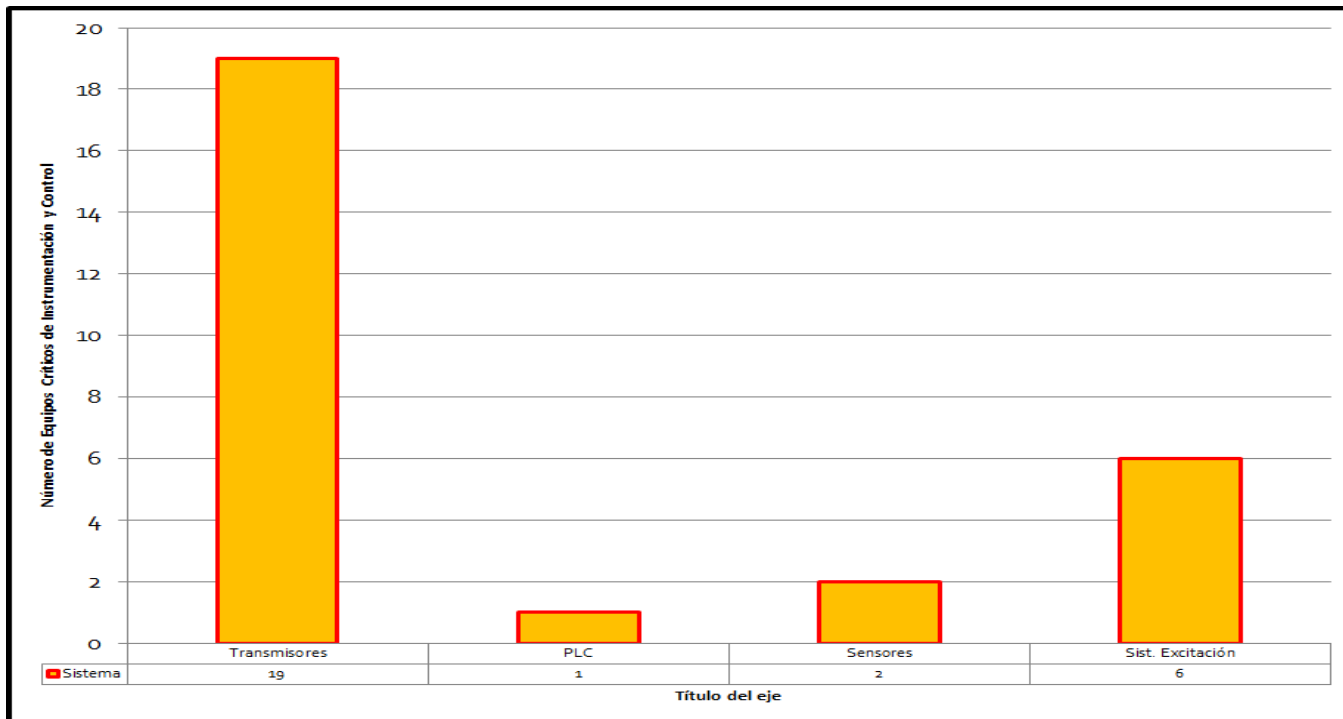


Figura 32: Equipos Críticos “Instrumentación y Control” de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central

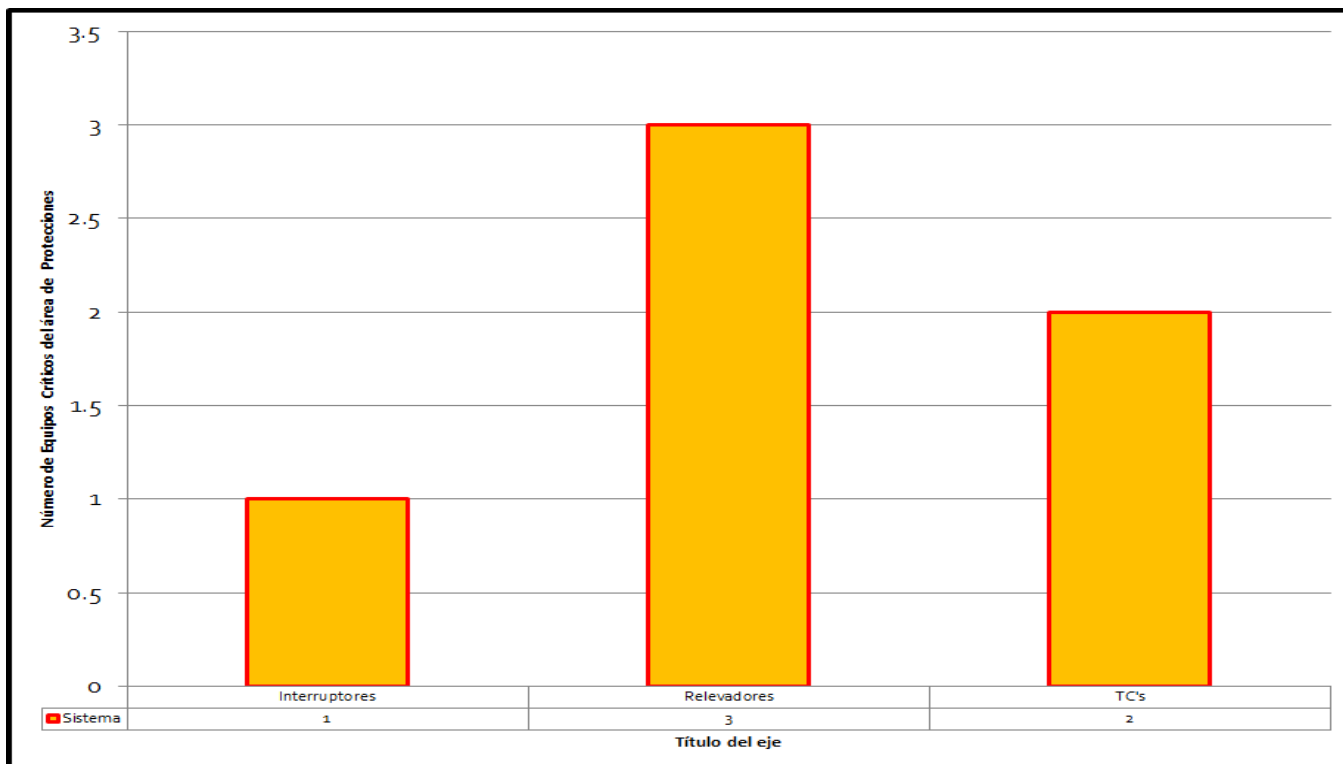


Figura 33: Equipos Críticos “Protecciones” de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central

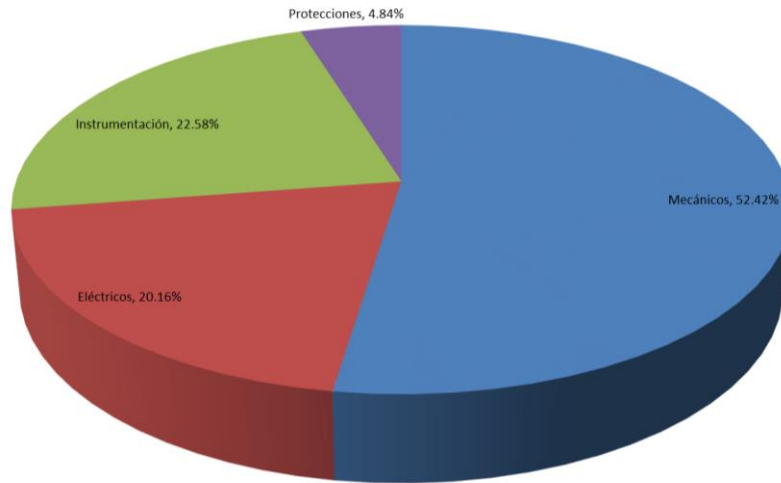


Figura 34: Distribución de Equipos Críticos por especialidad de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central

Y finalmente, podemos observar los porcentajes de la clasificación de equipos críticos, no críticos y corre a la falla.

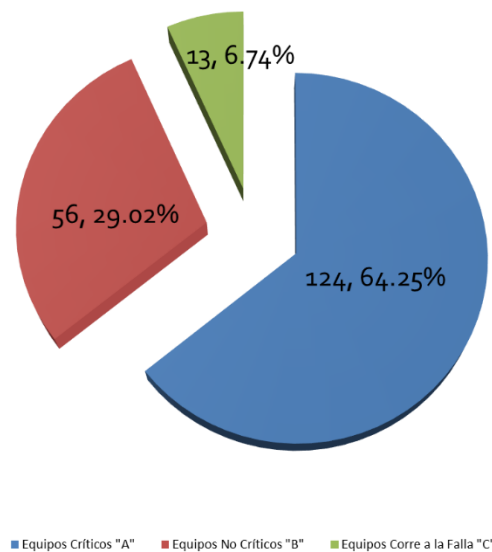


Figura 35: Clasificación de Activos: “Críticos, No Críticos y Corre a la Falla” de Unidad 1 de la C. H. Oviachic determinados por Personal de la Central

Lo anterior, obtenido del Sistema Institucional My SAP y resultará interesante, las comparaciones contra las metodologías de criticidad propuestas

## 8.1 Modelo Matemático

El objetivo de la aplicación del modelo matemático para la gestión de activos es la administración eficiente de uno de los recursos, el activo físico. El cual se define de forma básica, como todos los equipos, tanto auxiliares como principales que afectan directamente la confiabilidad y disponibilidad de una unidad de generación, o bien, que generen un beneficio al centro de trabajo.

Para la determinación de los pronósticos de la administración de los activos de la central de generación, se basa en métodos de cálculo puntuales (que pueden ser valores promedios o instantáneos), y nos da una gran referencia o visión global del comportamiento operativo de toda la unidad de generación, sin embargo, **no será suficiente para poder determinar estrategias de mantenimiento ni mucho menos, frecuencias de intervención óptimas a los sistemas y equipos auxiliares.**

Además, nos acerca a una predicción de los posibles eventos de falla que pudieran ocurrir en años futuros, para tener un claro escenario y así poder tomar las decisiones correspondientes para evitar que se cumplan los pronósticos calculados.

Una de las ecuaciones fundamentales para la determinación de la criticidad de los Activos es:

$$\text{Ecuación 1: } \underline{\text{Tasa de Falla}} \quad \lambda = \frac{\text{eventos de falla}}{\text{horas de operación}}$$

A continuación, se presentan los valores representativos de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic, resultado de la aplicación de esta metodología, así como de los registros históricos de la Unidades Generadoras, aclarando que el periodo de análisis es del año 1998 al 2016:

Tabla 4. Resumen Estadístico-Operativo de la C. H. Oviachic de 1998- 2016

Unidad	Fecha de primera sincronización	Horas de operación acumuladas (h)	Disponibilidad promedio (%)	Disponibilidad propia promedio (%)	No. Eventos de falla (#)	Indisponibilidad por falla promedio (%)	Indisponibilidad por mantenimiento programado promedio (%)	Tasa de falla (fallas/h)
1	28-ago-57	85,935.83	55.78	94.32	79.00	0.24	5.44	0.0009193
		93,250.66	57.23	94.53	81.00	0.23	5.24	0.0008686
2	20-dic-57	94,224.06	60.03	93.59	63.00	0.15	6.26	0.0006686
		101,470.40	61.21	93.67	65.00	0.14	6.19	0.0006406

NOTA 1: Los datos en color negro, corresponden al periodo de 1998 a 2015  
Los datos en color verde, corresponden al periodo de 1998 a 2016

Tabla 5. Resumen Estadístico-Operativo de la C. H. Oviachic de 1998- 2016

Unidad	Tasa de falla (fallas/h)		Disponibilidad propia promedio (%)		Indisponibilidad por falla promedio (%)		Indisponibilidad por mantenimiento programado promedio	
	2015	jul-05	2015	jul-05	2015	jul-05	2015	jul-05
1	0.0009193	0.0008686	94.32	94.53	0.24	0.23	5.44	5.24
2	0.0006686	0.0006406	93.59	93.67	0.15	0.14	6.26	6.19

Y finalmente, se presentan las curvas de “confiabilidad” de las unidades 1 y 2 de la C. H. Oviachic, comportamiento obtenido directamente de la fórmula matemática

$$\text{Ecuación 2: Confiabilidad} = C(t) = e^{-\lambda t}$$

Donde  $\lambda$  es la Tasa de Falla de la unidad y cuya fórmula es:

$$\lambda = \frac{\text{eventos de falla}}{\text{horas de operación}}$$

$t$  es el tiempo de análisis de la unidad de generación (representado en un año)

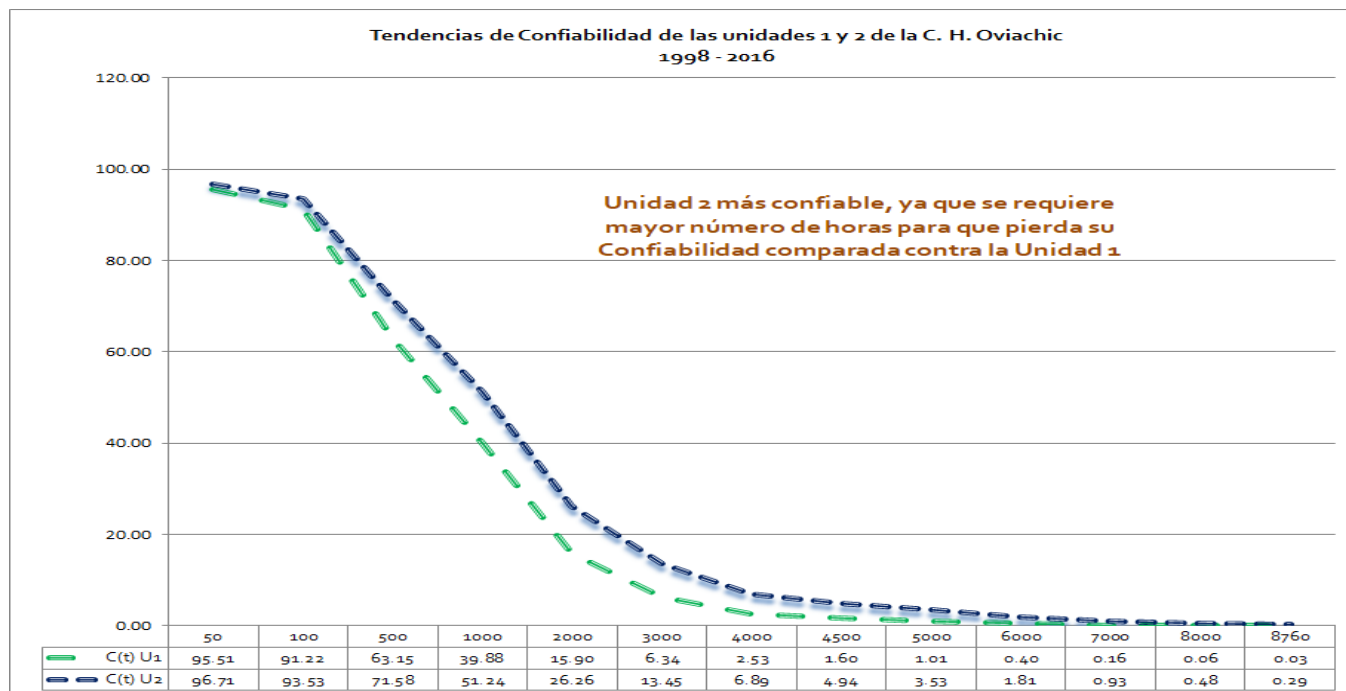


Figura 36: Comportamiento de “Confiabilidad” de Unidades 1 y 2 de la C. H. Oviachic

Según el comportamiento de la gráfica de confiabilidad, se aprecia que la unidad 2 es más confiable que la unidad 1; a las 500 horas de operación, la probabilidad de que la unidad 1 falle es del 36.85% en tanto que, en las mismas horas, la unidad 2 tiene 28.42% de probabilidad de falla (nota: cálculos hechos en el comportamiento histórico de 1998 al 2016).

Ahora bien, con base a la gráfica de confiabilidad, se puede determinar en qué sistemas de la unidad de generación se han tenido más eventos de indisponibilidad por falla (eventos), los cuales se pueden graficar, en base a la tasa de falla de cada sistema clasificado, los cuales se muestran en la figura 37 “Comportamiento de Tasas de Falla por Sistemas de Unidad 1 de la C. H. Oviachic” y que podemos apreciar los resultados obtenidos del periodo 1998-2016, donde se observa un comportamiento “cíclico” de los eventos de falla de esta unidad, destacando la problemática en el Sistema de Regulador de Voltaje.

Para estimar los posibles eventos de falla de las unidades de generación, será necesario graficar la tasa de fallas a través de los años, para poder obtener una ecuación matemática de primer orden, en donde, podemos calcular la tasa de falla del siguiente año, para posteriormente, calcular los eventos de falla de la unidad, estimando los horas probables de operación del año siguiente (en base al histórico de horas de operación como generador, sobre todo, tomando en cuenta los almacenamientos reales de los años más cercanos).

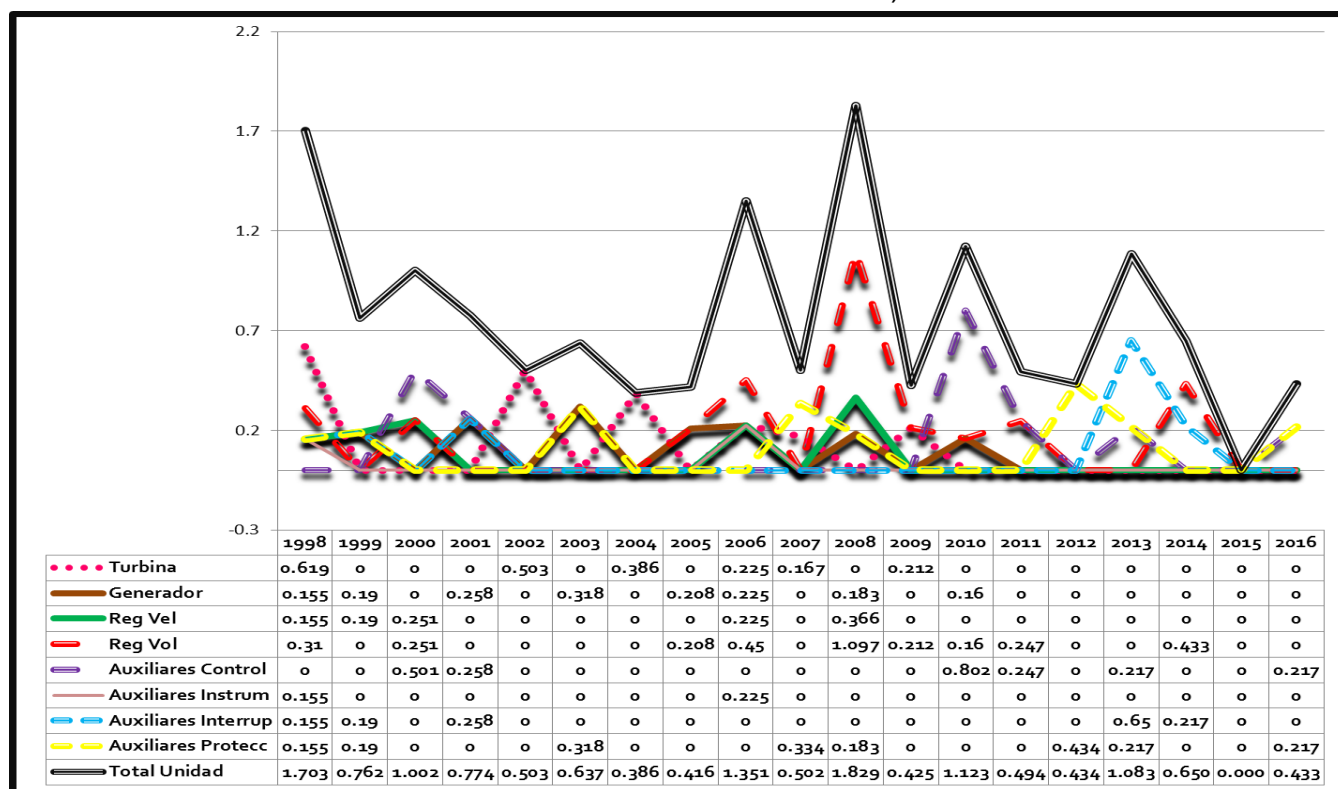


Figura 37: Comportamiento de Tasas de Falla por Sistemas de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

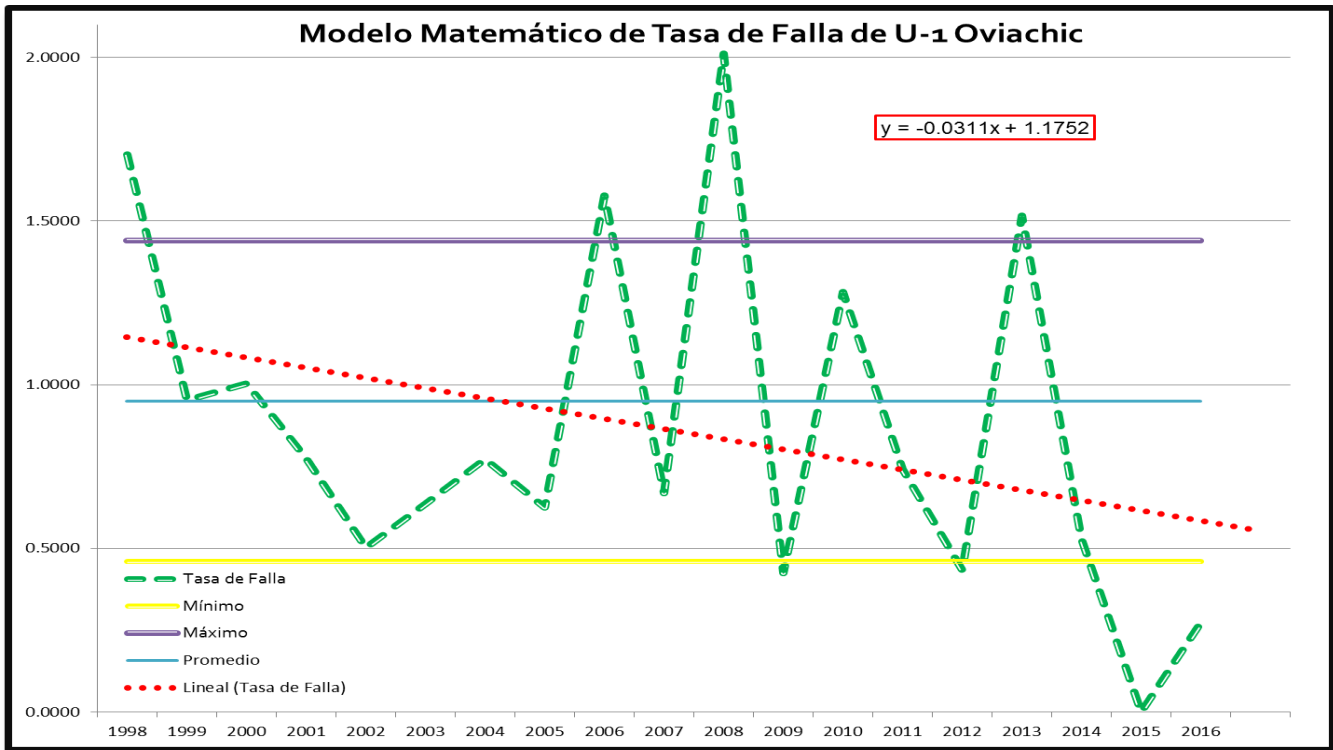


Figura 38: Determinación de Modelo Matemático (Ecuación) de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

En la figura 38, podemos observar nuestra primera ecuación que nos puede pronosticar el probable número de eventos de falla de la totalidad de los Sistemas de la Unidad de la C. H. Oviachic.

La ecuación matemática de comportamiento, nos sirve, para tener un pronóstico futuro del comportamiento del activo, si seguimos ejecutando los mismos planes de mantenimiento.

$$y = -0.0311 (x) + 1.1752$$

Para este caso, en el año 2017, se estima que para la unidad 1, se alcanzará una tasa de falla ( $\lambda$ ) de 0.5532 fallas/1000 horas de operación.

Ahora bien, ¿Cómo convertimos esa tasa de falla en eventos de falla?; es muy fácil, utilizando la ecuación de la Tasa de Falla

$$\lambda = \frac{\text{eventos de falla}}{\text{horas de operación}}$$

en donde únicamente se tiene que hacer el despeje de los eventos de falla

$$\text{Ecuación 3: } EF = (\lambda * \text{horas de operación}).$$

Tenemos el valor de  $\lambda$  y para estimar las horas de operación del año 2017, nos basaremos en el comportamiento estadístico de operación en el periodo 1998 al 2016:



Tabla 6. Estadística de horas de operación 1998-2016 y promedio 2017 de la Unidad 1 C. H. Oviachic

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Horas de Operación	6457.59	5251.55	3990.23	3878.14	3979.33	3140.52	2588.06	4802.56	4440.15	5979.63	5467.83	4705.95	6235.29	4047.41	4612.88	4615.40	5676.01	6067.30	7314.83	4907.93

Teniendo las 2 variables, hacemos el cálculo:

$$EF = (0.0005532 \text{ f/h} * 4,907.93 \text{ h})$$

$$EF = 2.71 \text{ fallas} \approx 3 \text{ fallas}$$

Este valor nos indica que para el año 2017, si no se modifican los planes de mantenimiento en todos los sistemas y componentes de auxiliares, al menos tendremos 3 fallas que afectan la operación de la unidad.

Es por ello de la importancia de optimizar (mejorar la gestión y organización del mantenimiento) y obtener los mejores resultados posibles.

Con esto, podemos determinar matemáticamente, la prioridad para planear, programar y ejecutar estrategias de mantenimiento de cualquier Sistema.

El objetivo primordial de la aplicación del modelo matemático para la gestión de activos es el determinar los “equipos críticos” en base a lo que más impacta financieramente a las unidades de generación hidroeléctrica, que son las salidas de unidad por falla que afectan la Disponibilidad representan Pérdidas por producto No Entregado, Reparaciones y Penalizaciones.

Enseguida, se muestra la clasificación de eventos de falla por Sistema, los cuales serán base para la determinación de las ecuaciones matemáticas de los principales Sistemas:

Tabla 7. Estadística de eventos de falla 1998-2016 Componente Electrónico por contaminación de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) de la Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	04/01/2000	09:56	04/01/2000	10:03	0.12	1.12	Falla componente electrónico	Disparo del PLC al momento de conectar al puerto de comunicación por estática.
2	17/04/2000	21:30	17/04/2000	22:17	0.78	7.52	Falla componente electrónico	Falla del monorack 2
3	05/11/2001	17:10	06/11/2001	11:03	17.88	171.68	Falla componente electrónico	Falla en CPU del PLC
4	10/07/2010	22:19	10/07/2010	23:45	1.43	13.76	Falla componente electrónico	Disparo de unidad por falla de coconvertidor d fibra óptica
5	06/08/2010	03:44	06/08/2010	07:42	3.97	38.08	Falla componente electrónico	Disparo de unidad por falla de convertidor profibus fibra óptica
6	29/10/2010	10:45	29/10/2010	11:38	0.88	8.48	Falla componente electrónico	Disparo por falla en convertidor profibus fo
7	31/10/2010	19:18	31/10/2010	20:35	1.28	12.32	Falla componente electrónico	Disparo por falla en tarjeta RTD modulo remoto
8	19/11/2010	17:51	19/11/2010	18:14	0.38	3.68	Falla componente electrónico	Disparo por falla en tarjeta de red ethernet
9	29/01/2011	17:18	29/01/2011	18:10	0.87	8.32	Falla componente electrónico	Falla tarjeta RTD modulo remoto
10	22/09/2013	20:43	22/09/2013	23:30	2.78	26.68	Falla componente electrónico	Pérdida de comunicación por daño en fuente de alimentación redundante del PLC

Tabla 8. Estadística de eventos de falla 1998-2016 Componente Electrónico por contaminación de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) del Regulador de Voltaje de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	24/12/1998	18:23	24/12/1998	20:45	2.37	22.72	Sobrecalentamiento	Opera 86e del AVR por falla de tarjeta logipack de secuencia
2	24/11/2008	13:03	24/11/2008	13:38	0.58	5.6	Falla del control	Cambiar fuente de alimentación modulo remoto AVR control automático
3	27/10/2010	20:04	27/10/2010	21:35	1.52	14.56	Falla componente	Falla en borne de conexión de bobina de cierre de interruptor 41G (H <sub>2</sub> S)
4	02/03/2011	08:51	02/03/2011	09:07	0.27	2.56	Falla componente	Falla por extractor de aire del AVR (H <sub>2</sub> S)
5	30/10/2014	04:48	30/10/2014	09:02	4.23	40.64	Falla componente electrónico	Falla AVR por fuente de alimentación de la electrónica de PLC (H <sub>2</sub> S)
6	24/11/2014	06:11	24/11/2014	13:19	7.13	68.48	Falla componente electrónico	Falla microswitch AVR falla microswitch de los fusibles de puentes de tiristores (H <sub>2</sub> S)

Tabla 9. Estadística de eventos de falla 1998-2016 del Regulador de Voltaje de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Hrs. Perdidas	MW Perdidos	Des. Causa	Descripcion del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	01/07/1998	19:53	01/07/1998	20:45	0.87	8.32	Falsa operación	Operación por pérdida de campo
2	24/12/1998	18:23	24/12/1998	20:45	2.37	22.72	Sobrecalentamiento	Opera 86e del AVR por falla de tarjeta logipack de secuencia
3	09/11/2000	06:39	09/11/2000	13:10	6.52	62.56	Falso contacto	Apertura en cables de excitación por falso contacto entre el cable y conector de los anillos rozantes
4	08/12/2005	11:57	08/12/2005	13:43	1.77	16.96	Falso contacto	Falla en AVR falso contacto
5	06/11/2006	13:42	06/11/2006	13:50	0.13	1.28	Falla del control	Falla del AVR
6	09/11/2006	10:47	09/11/2006	16:53	6.1	58.56	Falla de protecciones	Falla en sistema de excitación
7	24/11/2008	13:03	24/11/2008	13:38	0.58	5.6	Falla del control	Cambiar fuente de alimentación modulo remoto AVR control automático
8	26/11/2008	21:16	26/11/2008	23:03	1.78	17.12	Falla del control	Falla en AVR variación de voltaje de unidad causando disparo por pérdida de campo
9	28/11/2008	09:52	28/11/2008	10:23	0.52	4.96	Falla del control	Restablecer comunicación AVR con PLC
10	29/11/2008	19:26	29/11/2008	20:50	1.4	13.44	Falla del control	Falla en AVR canal automático
11	03/12/2008	15:36	03/12/2008	15:52	0.27	2.56	Falla del control	Falla en canal automático del AVR
12	16/12/2008	15:20	16/12/2008	15:28	0.13	1.28	Falla del control	Salida para verificar comportamiento del AVR al subir carga a la unidad 1 y bajando carga a la unidad 2
13	14/06/2009	17:08	15/06/2009	05:27	12.32	118.24	Falla de aislamiento	Corto circuito anillo superior e inferior sobre calentamiento y falla del aislamiento
14	27/10/2010	20:04	27/10/2010	21:35	1.52	14.56	Falla componente	Falla en borne de conexión de bobina de cierre de interruptor 41G (H <sub>2</sub> S)
15	02/03/2011	08:51	02/03/2011	09:07	0.27	2.56	Falla componente	Falla por extractor de aire del AVR (H <sub>2</sub> S)
16	30/10/2014	04:48	30/10/2014	09:02	4.23	40.64	Falla componente electrónico	Falla AVR por fuente de alimentación de la electrónica de PLC (H <sub>2</sub> S)
17	24/11/2014	06:11	24/11/2014	13:19	7.13	68.48	Falla componente electrónico	Falla microswitch AVR falla microswitch de los fusibles de puentes de tiristores (H <sub>2</sub> S)

Tabla 10. Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Protecciones de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripcion del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	24/08/1998	10:09	24/08/1998	10:36	0.45	4.32	Sin señal secundaria (i,v)	Salida para el cambio de polaridad del transformador de corriente de regulación
2	09/10/1999	17:56	09/10/1999	18:09	0.22	2.08	Falso contacto	Falso contacto en relé de control para la automatización de cierre en interruptor 31115
3	01/12/2003	22:30	01/12/2003	23:27	0.95	9.12	Daño en relevadores	Disparo sobrevoltaje generador. Lic. 12 por daño en drive master
4	02/12/2006	06:31	02/12/2006	09:48	3.28	31.52	Desajuste	Mal ajuste de la impedancia de la línea en el relevador SEL 311con protección 67N
5	14/08/2007	13:16	14/08/2007	15:43	2.45	23.52	Falla de control	Se disparó la unidad por falla en relevador 87b-115 kv
6	18/10/2007	09:02	18/10/2007	09:20	0.3	2.88	Daño en relevadores	Falla por quemarse relevador auxiliar 86G2
7	30/04/2008	07:45	30/04/2008	11:05	3.33	32	Falla del control	Sustituir relevador de control del interruptor 31029 en mal estado
8	25/08/2012	17:39	25/08/2012	18:46	1.12	10.72	Falsa operación	Salida por falla por operar en falso 86ex de AVR
9	14/09/2012	15:40	14/09/2012	15:55	0.25	2.4	Falsa operación	Disparo por disturbio en se obregón IV
10	19/12/2013	14:16	19/12/2013	19:09	4.88	46.88	Falla transitoria	Disparo 87gt por corriente de magnetización
11	07/01/2016	10:40	07/01/2016	11:56	1.27	12.16	Falla transitoria	Falla en Relevador de Protección 87T

Tabla 11. Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Interruptores de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	30/09/1998	10:48	30/09/1998	11:05	0.28	2.72	Punto caliente	Punto caliente en cuchillas del interruptor 71010
2	03/05/1999	11:02	03/05/1999	11:22	0.33	3.2	Falla controles y señalización	Falla alambrado interno del interruptor de servicios propios 32115
3	09/05/2001	19:15	09/05/2001	21:07	1.87	17.92	Falla de cierre	Falla en mecanismo de cierre del interruptor 31019
4	06/02/2013	10:16	06/02/2013	11:20	1.07	10.24	Punto caliente	Corregir punto caliente fase A interruptor 31019
5	31/03/2013	21:01	31/03/2013	21:47	0.77	7.36	Fuga (aire aceite H <sub>2</sub> SF6)	Para reposición de gas SF6 a interruptor 71010
6	24/11/2013	05:41	24/11/2013	19:10	13.48	129.44	Punto caliente	Disparo por falla en aislamiento fase b salida a interruptor 31010
7	03/08/2014	00:33	03/08/2014	01:22	0.82	7.84	Falla de apertura	Falla interruptor 71010 baja presión SF6

Tabla 12. Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Control de Regulador de Voltaje de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	06/11/2006	13:42	06/11/2006	13:50	0.13	1.28	Falla del control	Falla del AVR
2	26/11/2008	21:16	26/11/2008	23:03	1.78	17.12	Falla del control	Falla en AVR variación de voltaje de unidad causando disparo por pérdida de campo
3	28/11/2008	09:52	28/11/2008	10:23	0.52	4.96	Falla del control	Restablecer comunicación AVR con PLC
4	16/12/2008	15:20	16/12/2008	15:28	0.13	1.28	Falla del control	Salida para verificar comportamiento del AVR al subir carga a la unidad 1 y bajando carga a la unidad 2

Tabla 13. Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Alta Temperatura Generador de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	22/10/2003	18:37	22/10/2003	21:18	2.68	25.76	Sobrecalentamiento	Alta temperatura en chumacera de carga.
2	28/11/2006	11:01	28/11/2006	11:14	0.22	2.08	Alta temperatura	Falla por alta temperatura en metal 2 de chumacera de carga.
3	04/09/2008	17:42	04/09/2008	18:07	0.42	4	Alta temperatura	Disparo por alta temperatura en metal 2 de la chumacera de carga.
4	03/11/2010	20:59	03/11/2010	22:18	1.32	12.64	Alta temperatura	Disparo de unidad por alta temperatura de chumacera de carga.

Tabla 14. Estadística de eventos de falla 1998-2016 de válvula de control de turbina de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	16/04/1998	14:56	16/04/1998	16:11	1.25	12	Falla de aislamiento	Falla de aislamiento en bobina de válvula de protecciones 65S (regulador de velocidad)
2	16/12/2006	13:58	16/12/2006	14:21	0.38	3.68	Falla de protecciones	Falla de válvula principal V20Q del regulador de velocidad.
3	02/01/2008	17:25	02/01/2008	18:32	1.12	10.72	Desajuste	Falla en válvula 65S y V20Q.

Tabla 15. Estadística de eventos de falla 1998-2016 de Generador de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Pérdidas	MW Perdidos	Descripción de la causa	Descripción del Evento
	Fecha	Hora	Fecha	Hora				
1	01/12/1998	10:22	01/12/1998	11:05	0.72	6.88	Falso contacto	Opera 86M por alta temperatura del generador disparo en falso, por falso contacto en circuito de RTD's, punto uno estator.
2	07/12/1999	10:10	07/12/1999	10:40	0.5	4.8	Falso contacto	Falso contacto en RTD del estator del generador. falso disparo.
3	12/02/2001	22:41	12/02/2001	23:01	0.33	3.2	Falso contacto	Disparo por alta temperatura en metal 1 de chumacera de carga, debido a falso contacto en circuito del RTD causando alta resistencia eléctrica y reflejándose como alta temperatura.
4	22/10/2003	18:37	22/10/2003	21:18	2.68	25.76	Sobrecalentamiento	Alta temperatura en chumacera de carga.
5	31/05/2005	17:44	31/05/2005	18:12	0.47	4.48	Falla de control	Cambio de fusible en los TP's del generador.
6	28/11/2006	11:01	28/11/2006	11:14	0.22	2.08	Alta temperatura	Falla por alta temperatura en metal 2 de chumacera de carga.
7	04/09/2008	17:42	04/09/2008	18:07	0.42	4	Alta temperatura	Disparo por alta temperatura en metal 2 de la chumacera de carga.
8	03/11/2010	20:59	03/11/2010	22:18	1.32	12.64	Alta temperatura	Disparo de unidad por alta temperatura de chumacera de carga.

Tabla 16. Estadística de eventos de falla 1998-2016 de caja de carbones de Unidad 1 C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		h perdidas	MW Perdidos	Descripción de la causa	Descripción del Evento
	Fecha	Hora	Fecha	Hora				
1	09/06/1998	10:54	09/06/1998	15:30	4.6	44.16	Descalibracion	Falsa alarma de alto nivel en caja de carbones por descalibración de instrumentos.
2	14/08/2004	23:43	15/08/2004	01:10	1.45	13.92	Falla de lubricacion	Falla en la caja de carbones
3	01/06/2007	09:49	01/06/2007	10:55	1.1	10.56	Fuga	Alto nivel en caja de carbones

Y enseguida, se muestran los resultados del Modelo Matemático para estos 10 sistemas seleccionados:

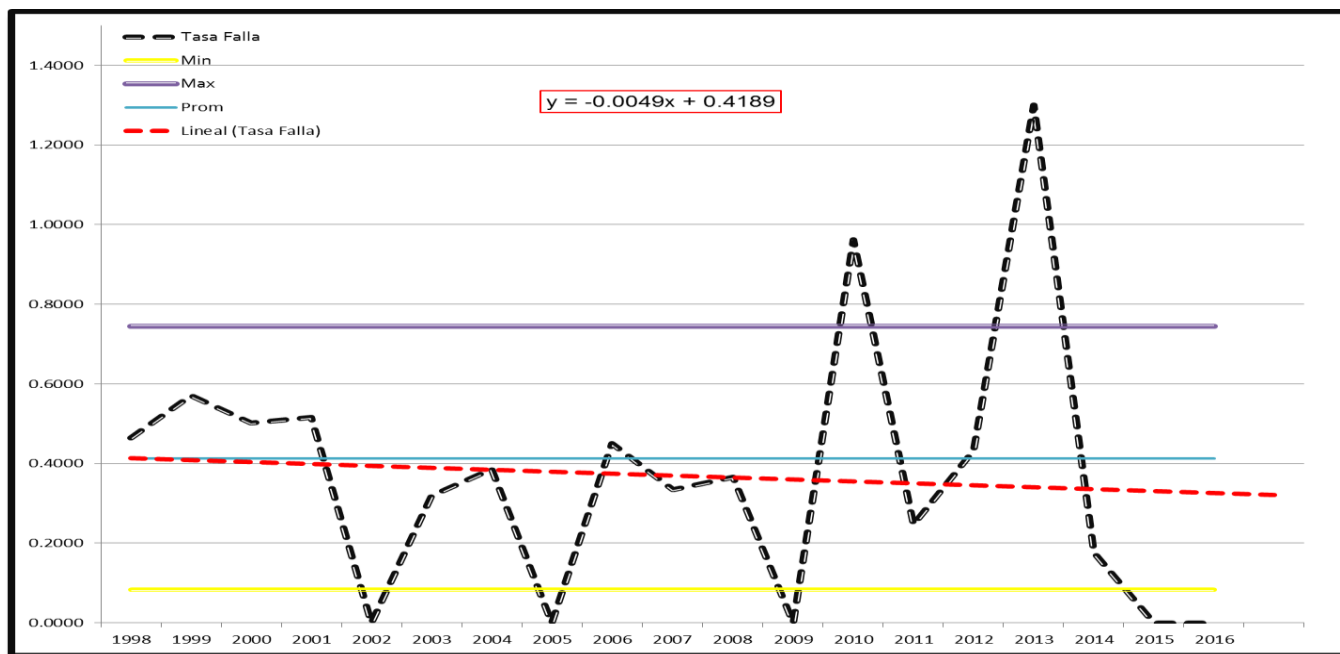


Figura 39: Modelo Matemático (Ecuación) para Contaminación por H<sub>2</sub>S de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

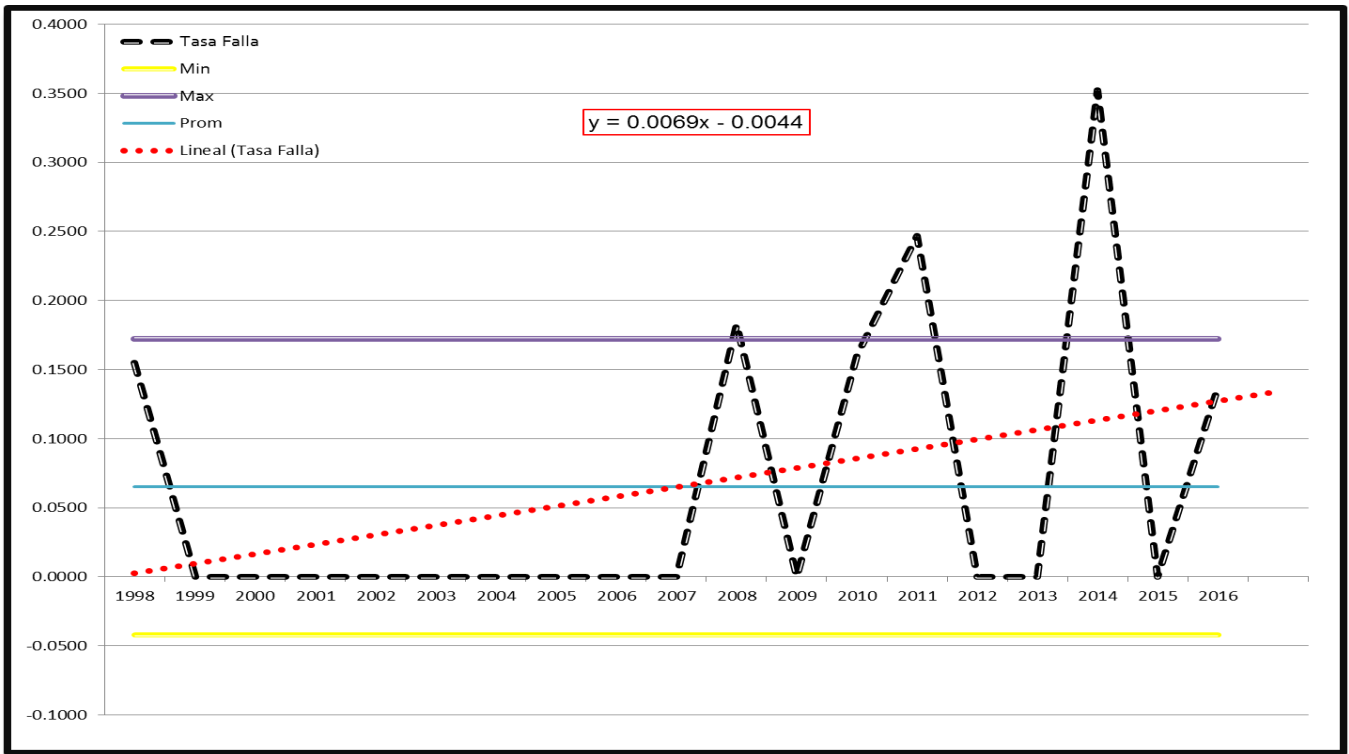


Figura 40: Modelo Matemático (Ecuación) para Contaminación por H<sub>2</sub>S de Regulador de Voltaje Unidad 1 de la C. H. Oviachic

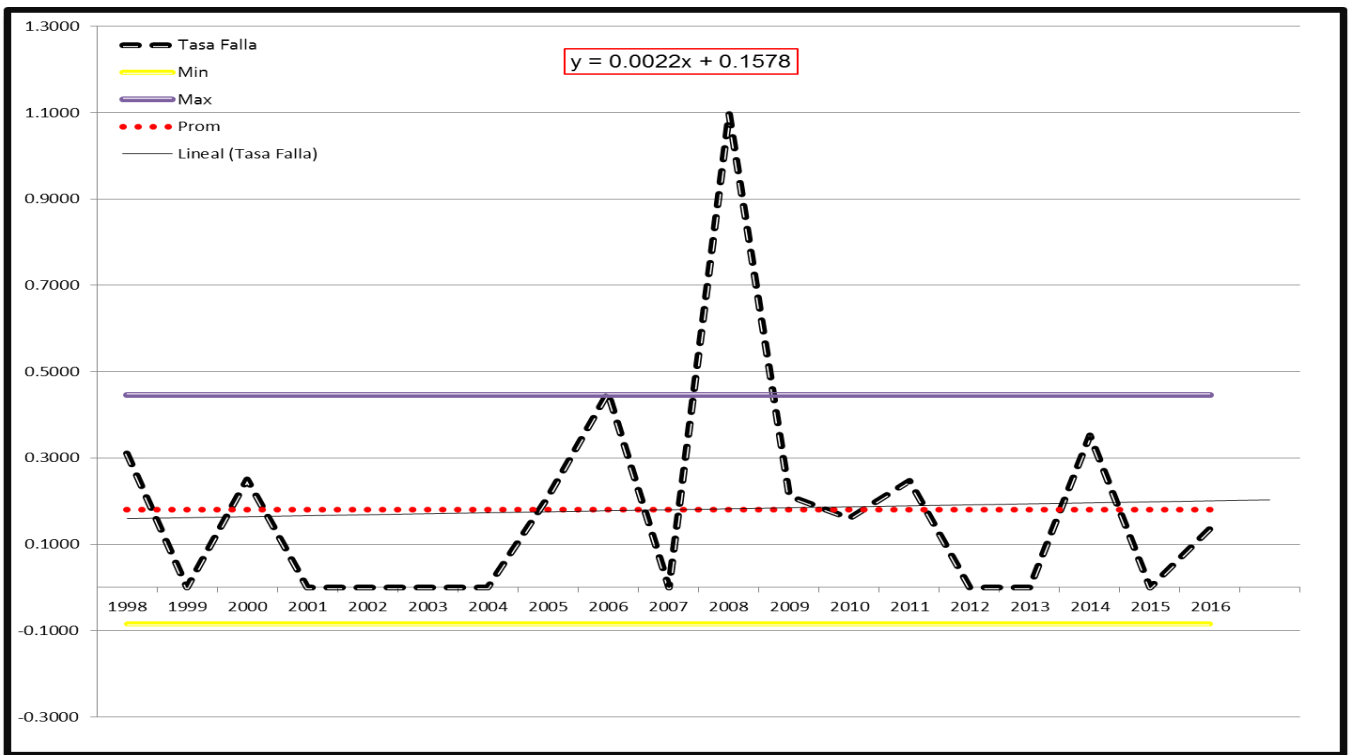


Figura 41: Modelo Matemático (Ecuación) Regulador de Voltaje de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

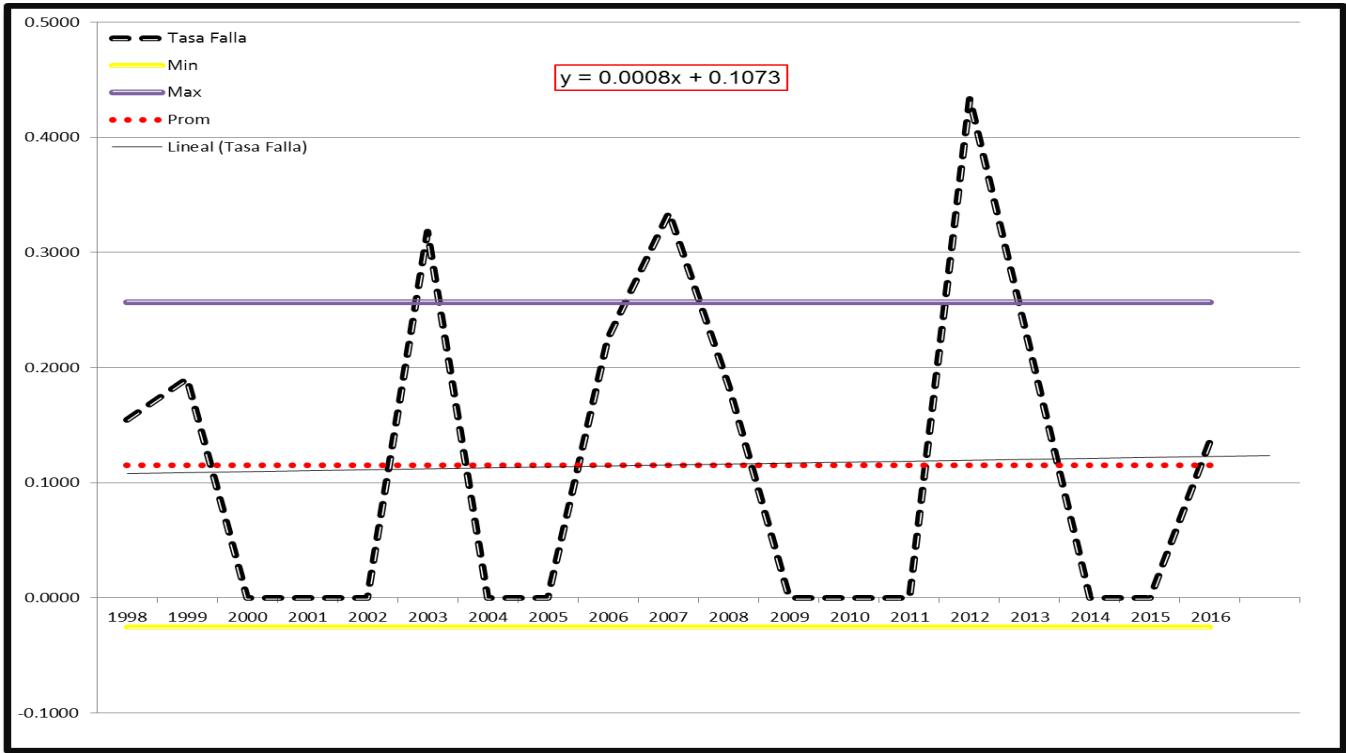


Figura 42: Modelo Matemático (Ecuación) Protecciones de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

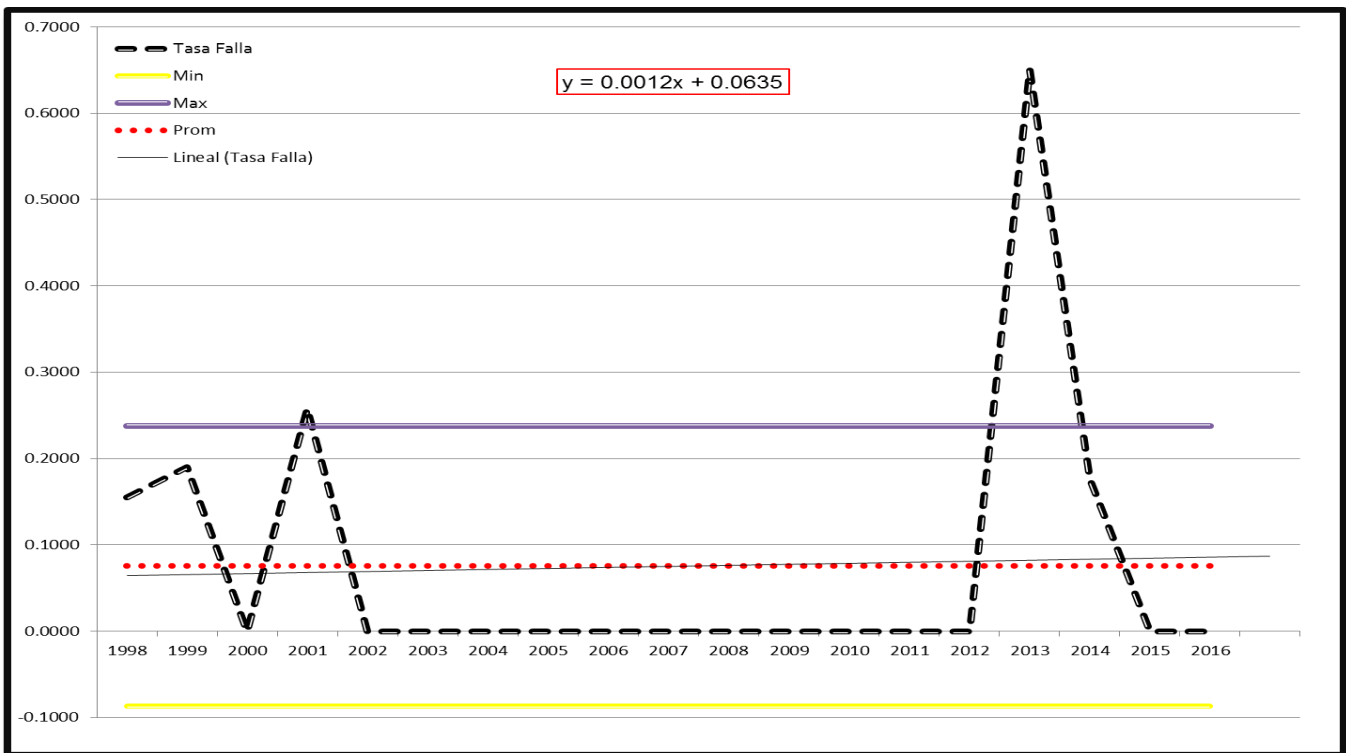


Figura 43: Modelo Matemático (Ecuación) Interruptores de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

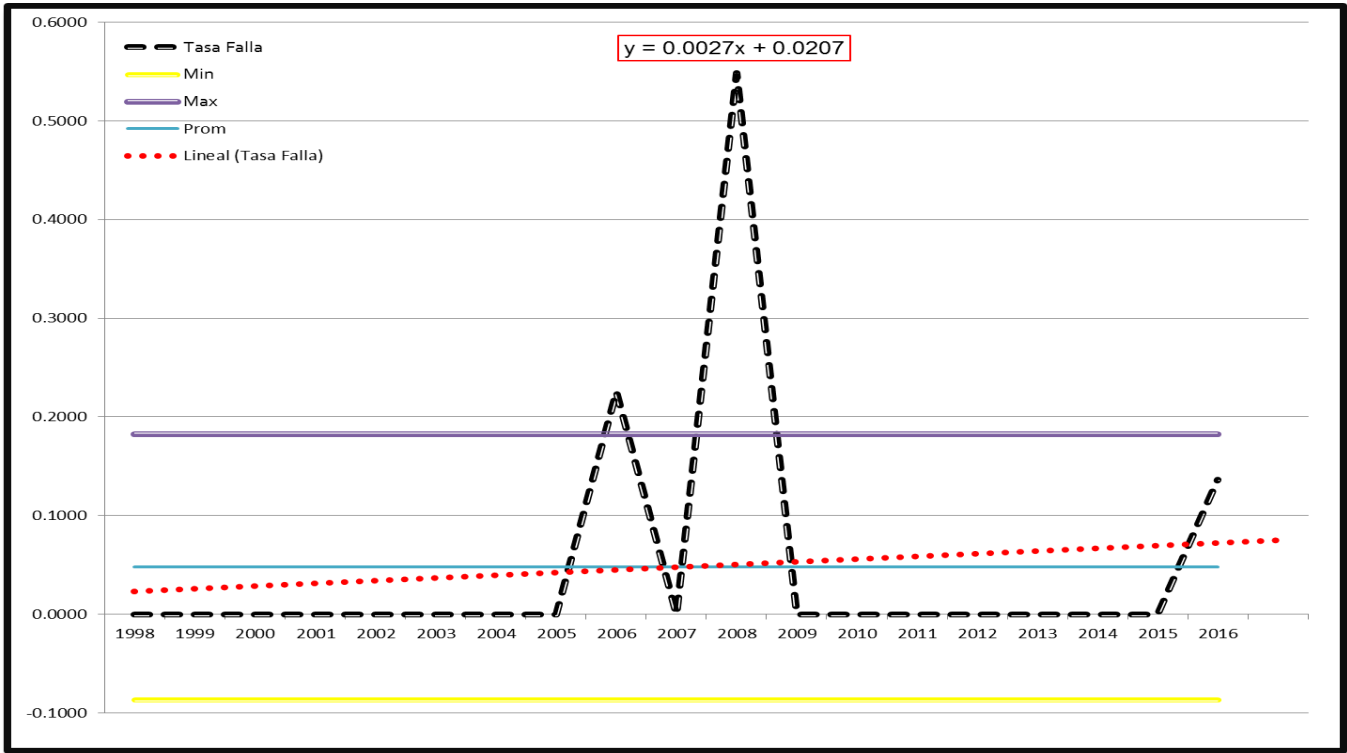


Figura 44: Modelo Matemático (Ecuación) Control Regulador Voltaje de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

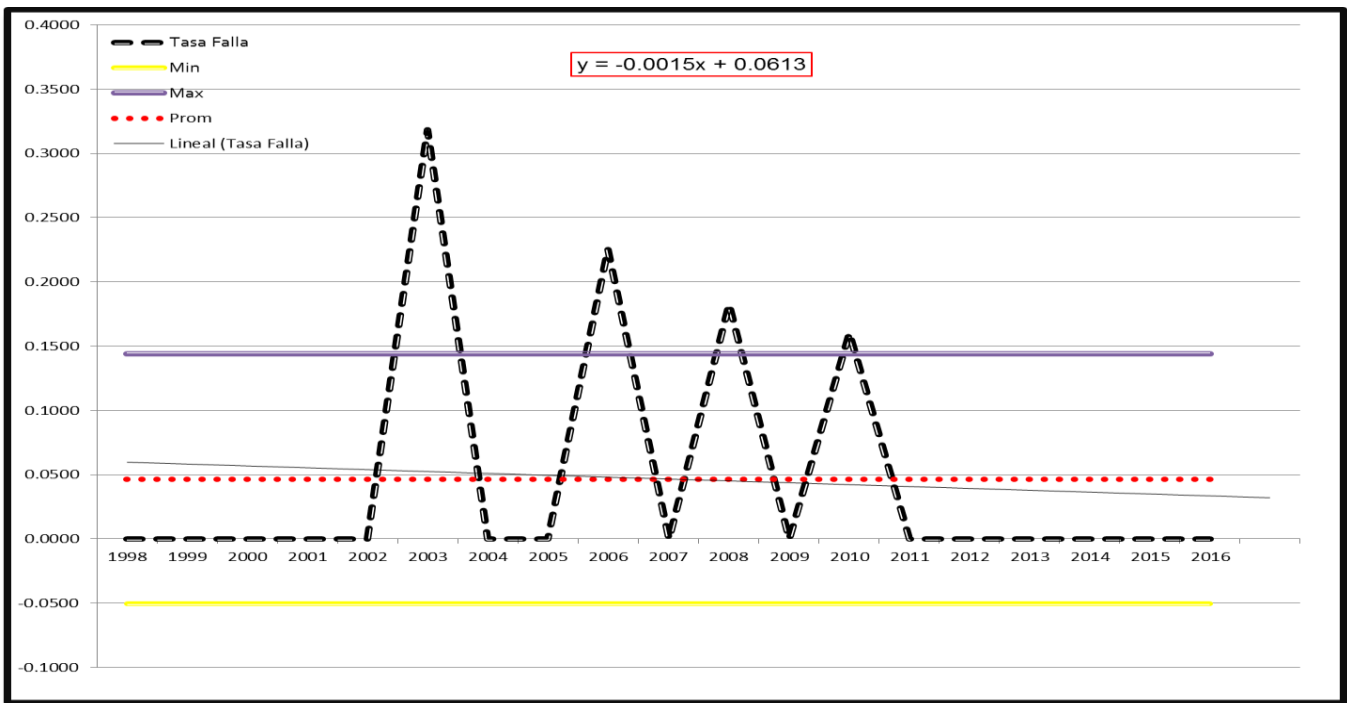


Figura 45: Modelo Matemático (Ecuación) alta temperatura chumacera Generador de Unidad 1 de la C. H. Oviachic



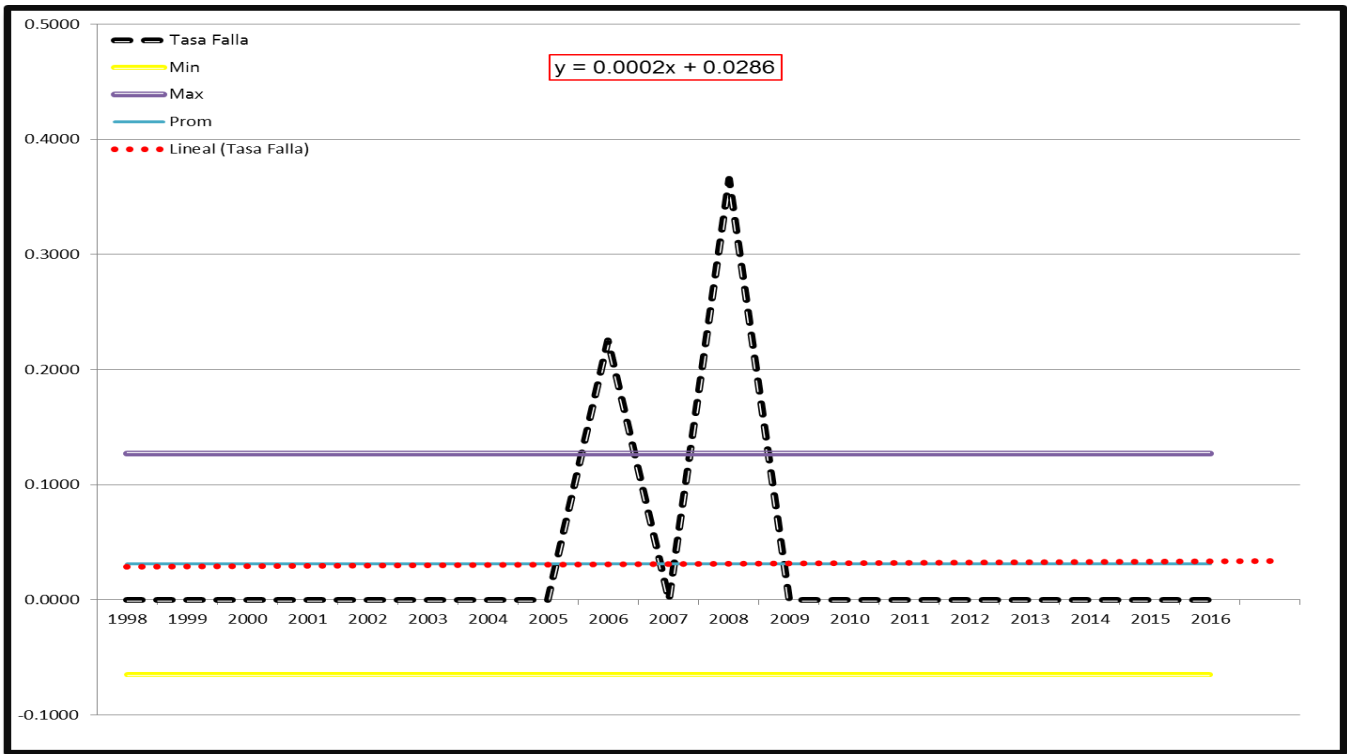


Figura 46: Modelo Matemático (Ecuación) válvula V20Q de Regulador de Velocidad de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

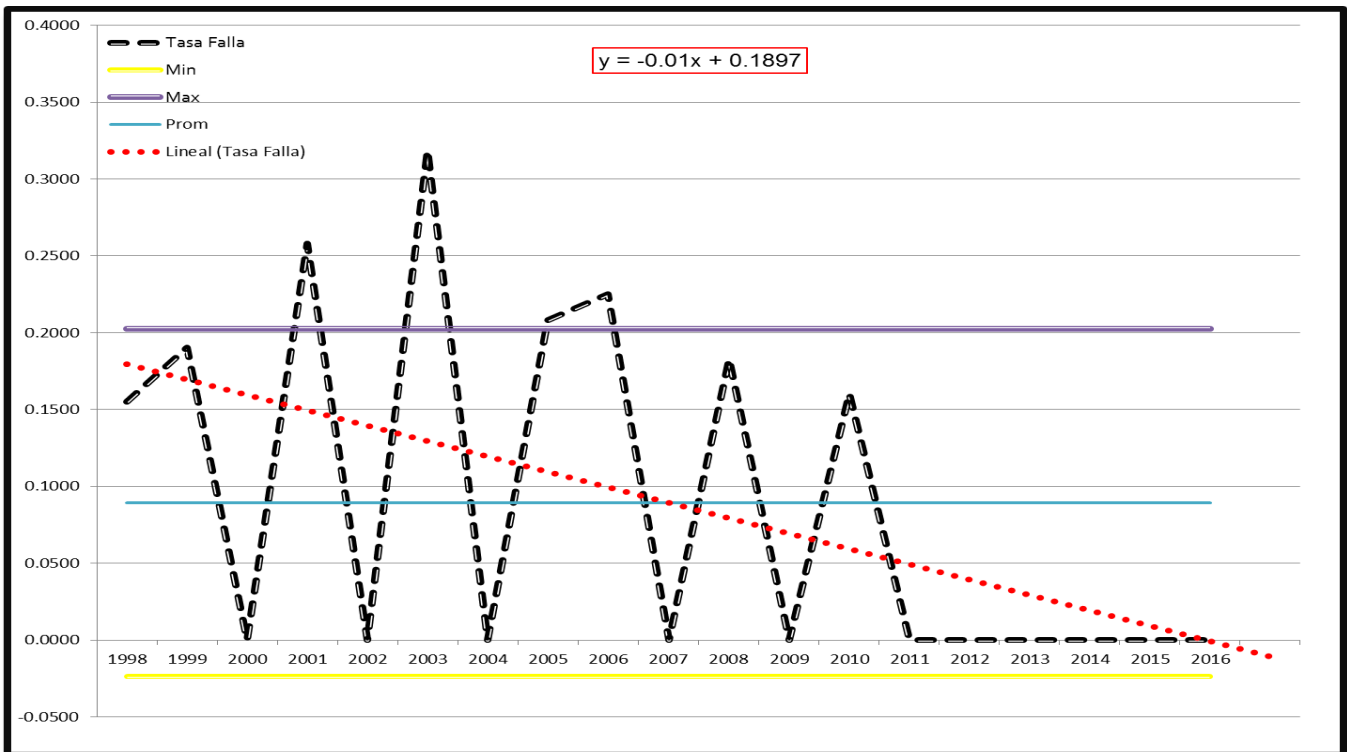


Figura 47: Modelo Matemático (Ecuación) Generador de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

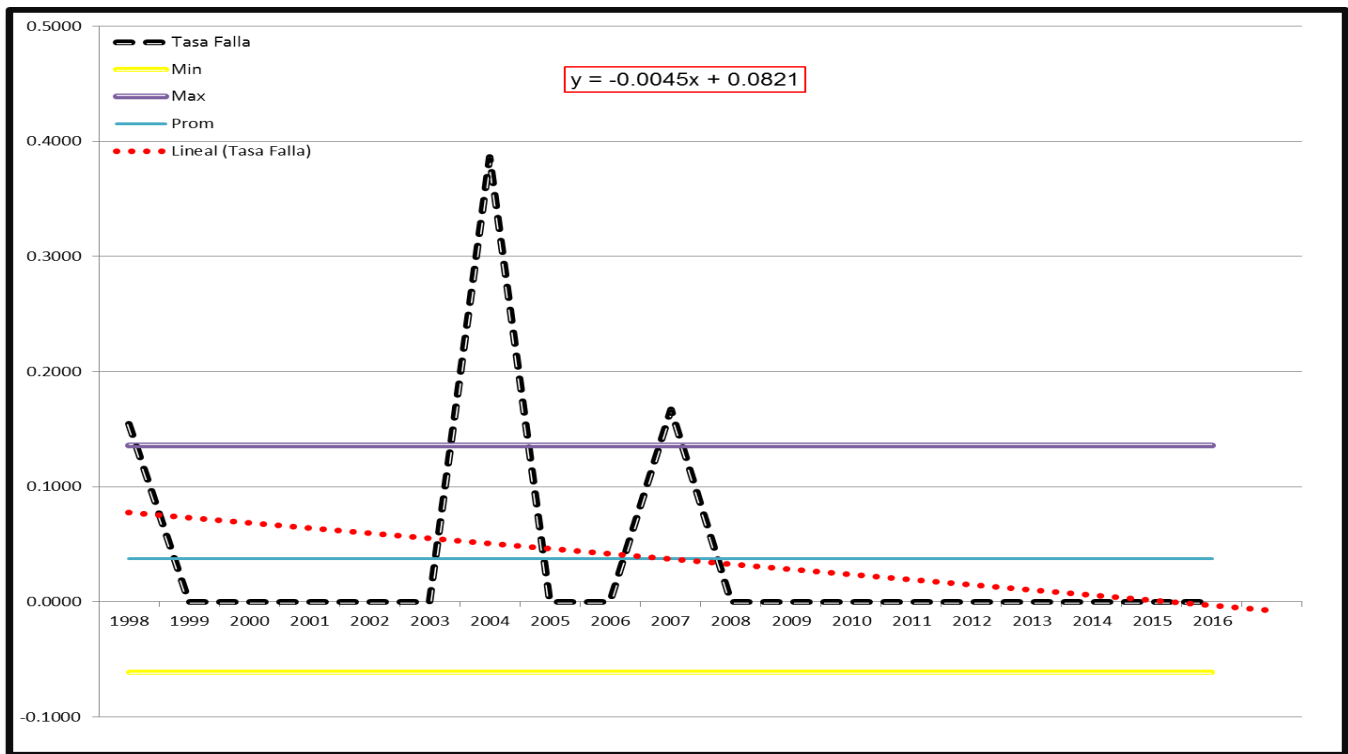


Figura 48: Modelo Matemático (Ecuación) caja de carbones de turbina de Unidad 1 de la C. H. Oviachic

En base a este análisis, se resume lo siguiente:

Tabla 17. Resumen de Modelo Matemático para Sistemas de U1 de la C. H. Oviachic

C	SISTEMA	ECUACIÓN	CONCLUSIÓN
1	Auxiliares Equipos Falla por contaminación de H <sub>2</sub> S	$y = -0.0049x + 0.4189$	La ecuación nos da un resultado de 0.3209 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 1.57 fallas en el siguiente año.
2	Regulador de Voltaje Equipos Falla por contaminación de H <sub>2</sub> S	$y = 0.0069x - 0.0044$	La ecuación nos da un resultado de 0.1424 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 0.655 fallas en el siguiente año.
3	Regulador de Voltaje	$y = 0.0022x + 0.1578$	La ecuación nos da un resultado de 0.2018 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 1 falla en el siguiente año.

4	Auxiliares Protecciones	$y = 0.0008x + 0.1073$	La ecuación nos da un resultado de 0.1233 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 0.605 fallas en el siguiente año.
5	Regulador de Voltaje Equipos Falla Control	$y = 0.0027x - 0.0207$	La ecuación nos da un resultado de 0.0333 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 0.163 fallas en el siguiente año.
6	Auxiliares Interruptores	$y = 0.0012x + 0.0635$	La ecuación nos da un resultado de 0.0875 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 0.429 fallas en el siguiente año.
7	Generador alta temperatura	$y = -0.0015x + 0.0613$	La ecuación nos da un resultado de 0.0313 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 0.153 fallas en el siguiente año.
8	Regulador de Velocidad Válvulas (V20Q)	$y = 0.0002x + 0.0286$	La ecuación nos da un resultado de 0.0326 que representa la tasa de falla ( $\lambda$ ); con lo anterior, se estima tener 0.159 fallas en el siguiente año.
9	Generador	$y = -0.01x + 0.1857$	Es interesante observar, que en estos 2 sistemas, se aplicaron las estrategias de mantenimiento adecuadas, ya que de tener tasa de fallas altas, se disminuyeron, a tal grado de que no se debe de dar prioridad a la ejecución de tareas con costos elevados. Desde el año 2010 y 2007 el Generador y Caja de carbones respectivamente no han presentado falla que afecte la Disponibilidad de la Unidad Generadora. Sin embargo, es necesario establecer las tareas mínimas necesarias para mantener estos resultados.
10	Caja de Carbones	$y = -0.0045x + 0.0821$	

Se puede apreciar que los sistemas a los cuales se debe dar prioridad, por el riesgo que tienen de fallar y afectar la entrega de la energía eléctrica son:

- ⓑ Componentes Electrónicos por contaminación de H<sub>2</sub>S.
- ⓑ Componentes Electrónicos de Regulador de Voltaje

- ⓑ Protecciones
- ⓑ Interruptores
- ⓑ Regulador de Voltaje
- ⓑ Equipos de Control
- ⓑ Válvulas de Regulador de Velocidad
- ⓑ Chumaceras del Generador

## 8.2 Riesgos de Activos

Es importante determinar aquellos activos que requieren inspecciones especiales por el riesgo que representan, hacia la seguridad, a los aspectos ambientales y al proceso de producción de energía eléctrica; es por ello que se analizarán los activos que han afectado en la historia de la unidad 1 de la C. H. Oviachic de forma más significativa, para determinar las intervenciones mínimas necesarias para evitar afectaciones a los activos del centro de trabajo.

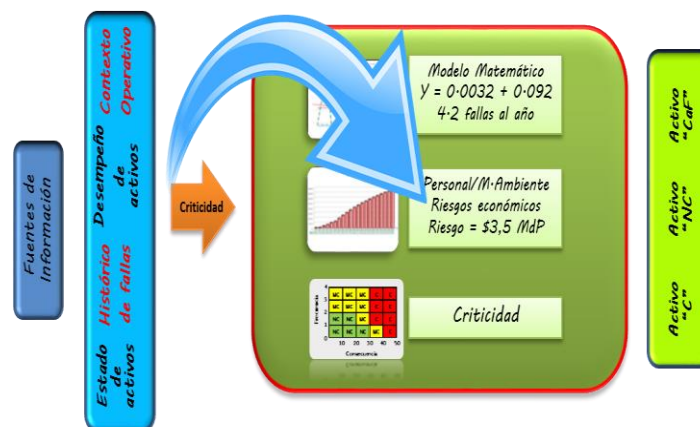


Figura 49: Segunda etapa de Modelo de Confiabilidad: Determinación de Equipos Críticos usando los Riesgos de Activos para Críticidad

Para iniciar, detectamos los 10 eventos principales de la unidad, que impactaron de forma significativa el desempeño de la unidad de generación

Tabla 18. Eventos de mayor afectación a la Disponibilidad de U1 de la C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Hrs. Perdidas	MW Perdidos	Des. Causa	Descripcion del Evento	Componente Mayor	Equipo Especifico
	Dia	Hora	Dia	Hora						
1	06/09/2013	13:36	15/09/2013	01:33	203.95	1957.92	Falla de aislamiento	Incendio de transformador principal por falla en boquilla fase C 115 kV	Auxiliares	Transformadores
2	05/11/2001	17:10	06/11/2001	11:03	17.88	171.68	Falla del control	Falla en CPU del PLC	Auxiliares	Control
3	30/10/2006	09:30	31/10/2006	03:02	17.53	168.32	Falla de soldadura	Reparación anillo de sujeción superior anillo garganta	Turbina	Turbina hidráulica
4	24/11/2013	05:41	24/11/2013	19:10	13.48	129.44	Punto caliente	Disparo por falla en aislamiento fase b salida a interruptor 31010	Auxiliares	Interruptores
5	14/06/2009	17:08	15/06/2009	05:27	12.32	118.24	Falla de aislamiento	Corto circuito anillo superior e inferior sobre calentamiento y falla del aislamiento	Regulador de voltaje	Anillos rozantes
6	03/11/2000	09:19	03/11/2000	20:05	10.77	103.36	Taponamiento	Disparo por alta presión a consecuencia de taponamiento de filtros en el regulador de velocidad	Regulador de velocidad	Filtros
7	10/06/1998	08:07	10/06/1998	17:46	9.65	92.64	Fuga	Corrección de fuga en el servomotor de la válvula de mariposa	Turbina	Válvula de mariposa (fuga)
8	24/11/2014	06:11	24/11/2014	13:19	7.13	68.48	Falsa operación	Falla microswitch AVR falla microswitch de los fusibles de puentes de tiristores	Regulador de voltaje	Microswitch (instrumentos)
9	09/11/2000	06:39	09/11/2000	13:10	6.52	62.56	Falso contacto	Apertura en cables de excitación por falso contacto entre el cable y conector de los anillos rozantes	Regulador de voltaje	Anillos rozantes
10	09/11/2006	10:47	09/11/2006	16:53	6.1	58.56	Falla de protecciones	Fala en sistema de excitación	Regulador de voltaje	Excitación

Con este sustento, analizaremos cada activo identificado:

**a) Transformador de Potencia**

Las consecuencias económicas por un evento de falla de este activo, son las más considerables, ya que aparte de lo económico, están los riesgos a las personas (explosión) así como al medio ambiente (derrames de aceite); es por ello que se determinó realizar la metodología RCM además, de poner un especial cuidado a las inspecciones mínimas a los sistemas y componentes. Para soportar aún más las estrategias de mantenimiento, se observan las consecuencias de la falla ocurrida el 6 de septiembre del 2013.

Activo: Transformador  
 Componente: Boquilla fase "C"  
 Duración: 203.95 horas  
 Riesgos a Personal: Altos, ya que se presenta explosión e incendio en transformador, que mitigó la propia brigada contra incendio de la central. Sin daños a personas  
 Riesgos al Ambiente: Derrame de aceite contenido en las fosas colectoras. Sin derrames a río o ecosistema aledaño  
 Costos de Falla:  
 Por energía no generada: \$2, 662, 771.20  
 Por capacidad no despachada: \$1, 397, 954.88  
 Por correcciones al activo: \$2, 000, 000.00 (refacciones, materiales, servicios)

Total: \$6, 060, 726.08

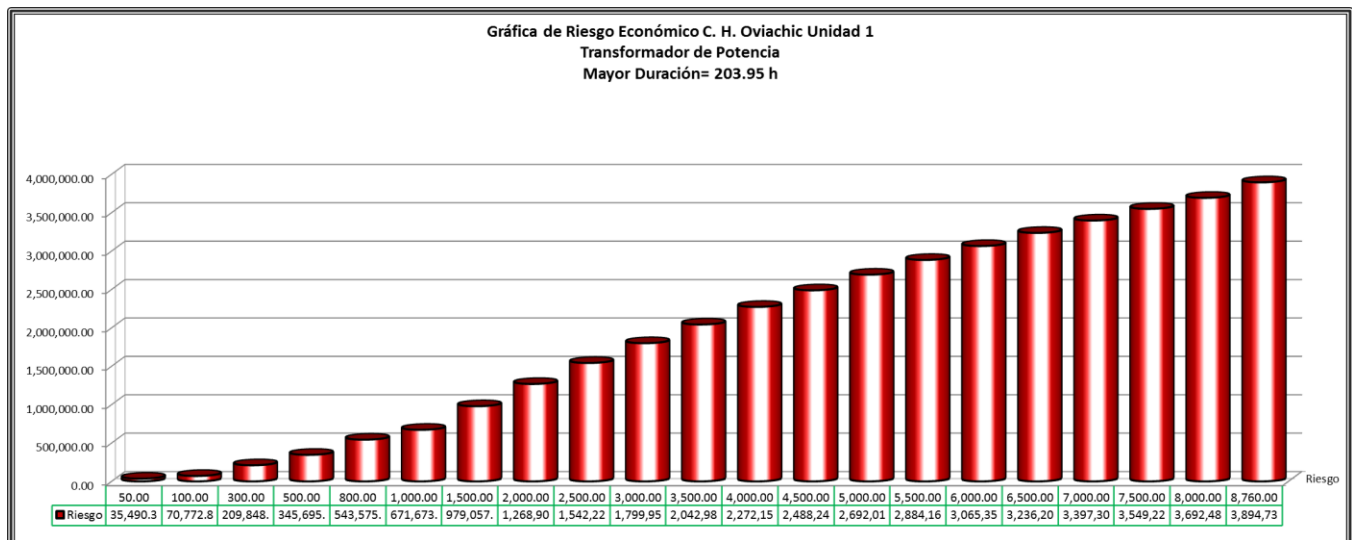


Figura 50: Riesgos Económicos derivados de Falla en Transformador de Potencia

Por la importancia económica, personal y de medio ambiente, es necesario realizar un análisis de RCM en este activo, siendo muy precavido en las frecuencias de inspecciones (físicas, basado en condición) en los primeros años

**b) Equipo en falla por contaminación de sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)**

Las consecuencias económicas por un evento de falla de este activo, son las que tienen una tasa de falla muy alta. En este caso afecta únicamente al proceso de producción.

Activo: Elementos en falla por contaminación de H<sub>2</sub>S  
 Componente: Equipo electrónico y protecciones  
 Duración: 30.37 horas con 10 salidas por esta causa  
 Riesgos a Personal: Ninguno  
 Riesgos al Ambiente: Ninguno  
 Costos de Falla:  
 Por energía no generada: \$396, 510.72  
 Por capacidad no despachada: \$208, 168.13  
 Por correcciones al activo: \$350, 000.00 (refacciones, materiales, servicios)

Total: \$954, 678.85

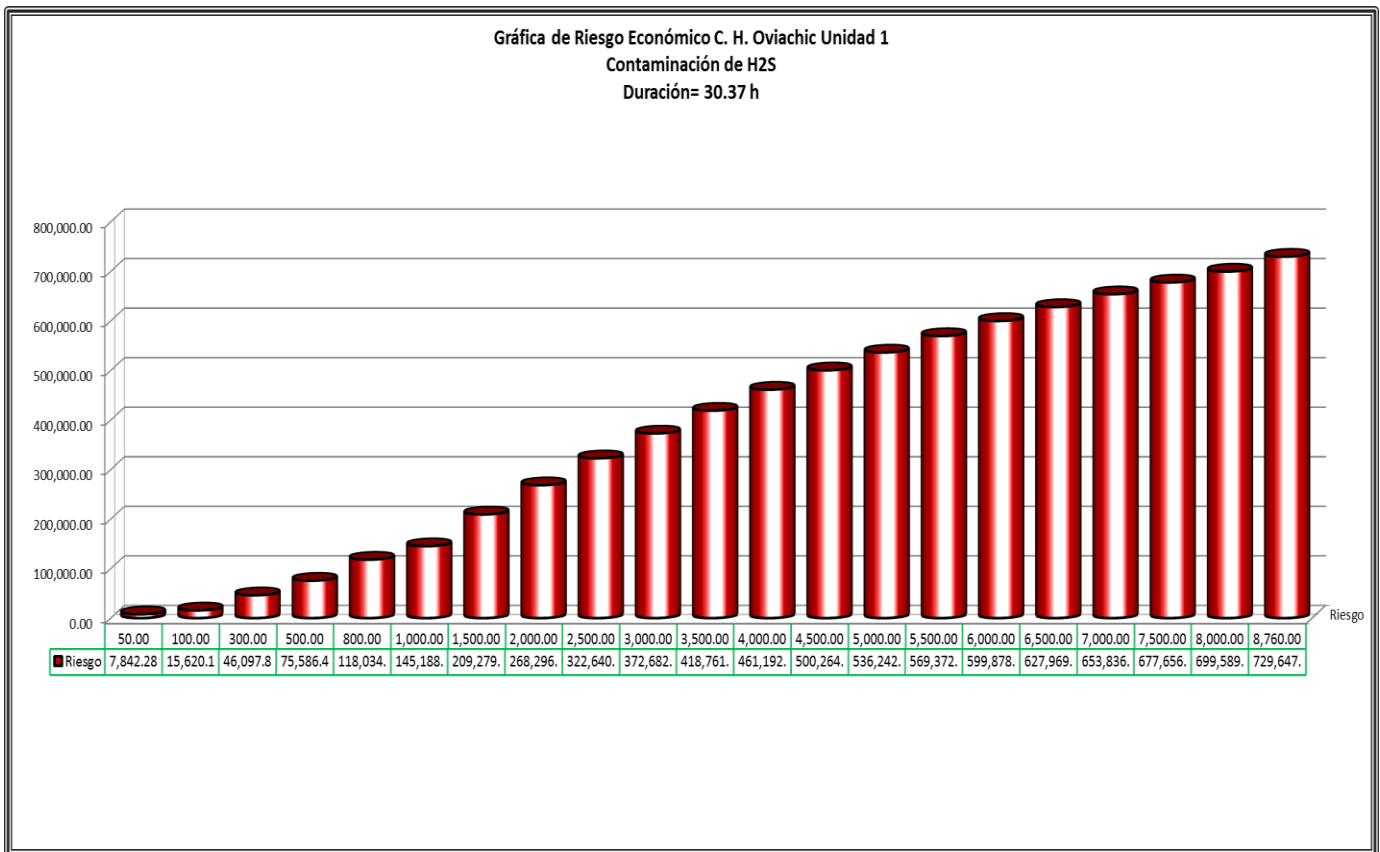


Figura 51: Riesgos Económicos derivados de Falla en Componentes Electrónicos

Es importante considerar en los planes de mantenimiento, inspecciones semestrales en un grupo aleatorio de equipos electrónicos y de protecciones, para verificar las condiciones de contaminación de sulfhídrico y programar estrategias que eviten la falla.

### c) Anillos Rozantes

Históricamente, este subsistema del sistema de excitación, ha presentado fallas derivado de planes de mantenimiento no optimizados o no cumplidos al 100% (por falta de planeación o restricciones operativas), pero es necesario analizar sus parámetros de confiabilidad y tener frecuencias de intervención cuatrimestrales, para asegurar un desempeño adecuado en los componentes de la misma (escobillas, portaescobillas).

Activo: Anillos Rozantes  
 Componente: Escobillas, portaescobillas  
 Duración: 18.84 horas  
 Riesgos a Personal: Ninguno  
 Riesgos al Ambiente: Ninguno  
 Costos de Falla:  
 Por energía no generada: \$245, 975.04  
 Por capacidad no despachada: \$129, 136.89  
 Por correcciones al activo: \$150, 000.00 (refacciones, materiales, servicios)

Total: \$525, 111.93

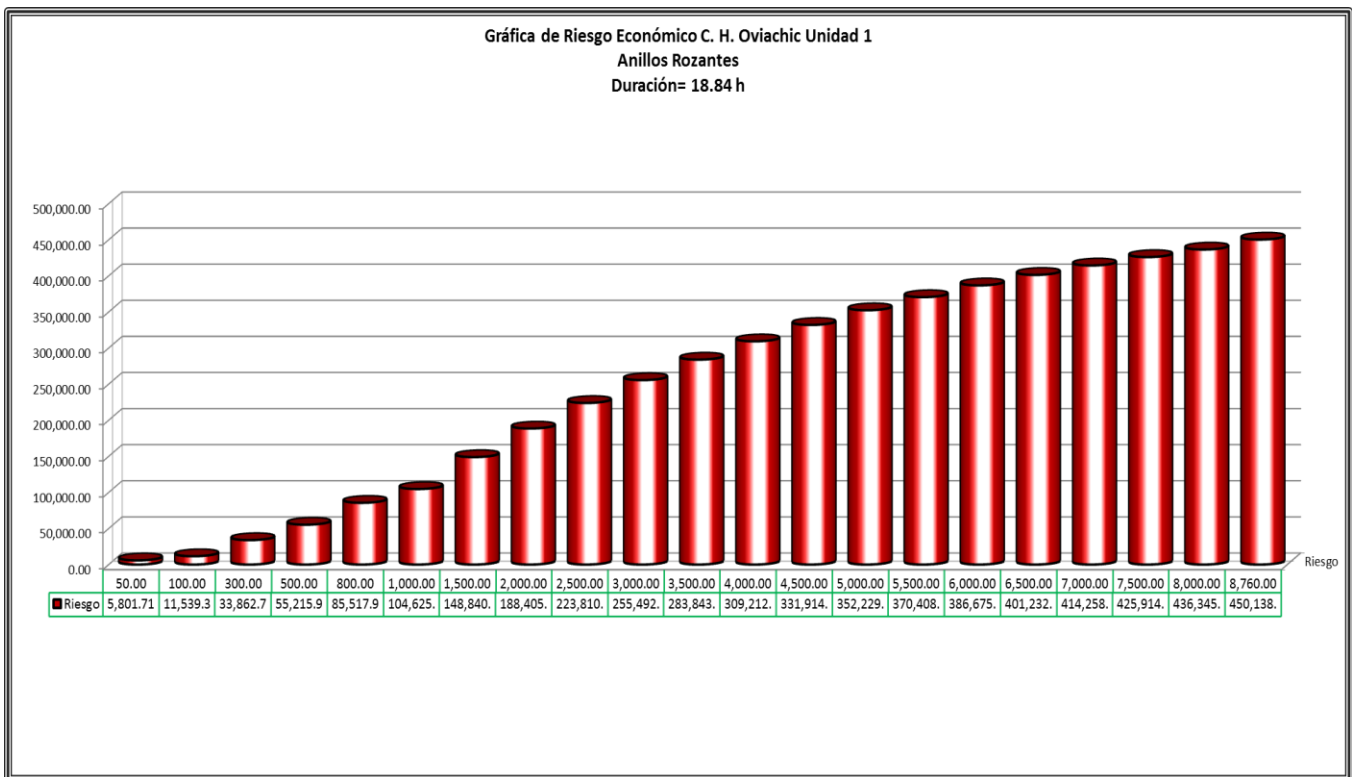


Figura 52: Riesgos Económicos derivados de Falla en Anillos Rozantes

Se debe de poner especial cuidado a los condiciones operativas (contaminación de elementos) de los anillos rozantes (termografía e inspecciones con frecuencias mensuales).

#### d) Anillos de Garganta de tubo difusor

Históricamente, se ha presentado un desprendimiento del anillo de garganta (30 de octubre del 2006), por lo que se debe de considerar una inspección a las condiciones de las reparaciones efectuadas en este importante elemento, sobre todo, por las condiciones de presión y cavitación derivado de las condiciones operativas de la unidad.

Activo: Tubo difusor  
 Componente: Anillo de garganta  
 Duración: 17.53 horas  
 Riesgos a Personal: Ninguno  
 Riesgos al Ambiente: Ninguno  
 Costos de Falla:  
 Por energía no generada: \$228, 871.68  
 Por capacidad no despachada: \$120, 157.63  
 Por correcciones al activo: \$350, 000.00 (refacciones, materiales, servicios)

Total: \$699, 029.31

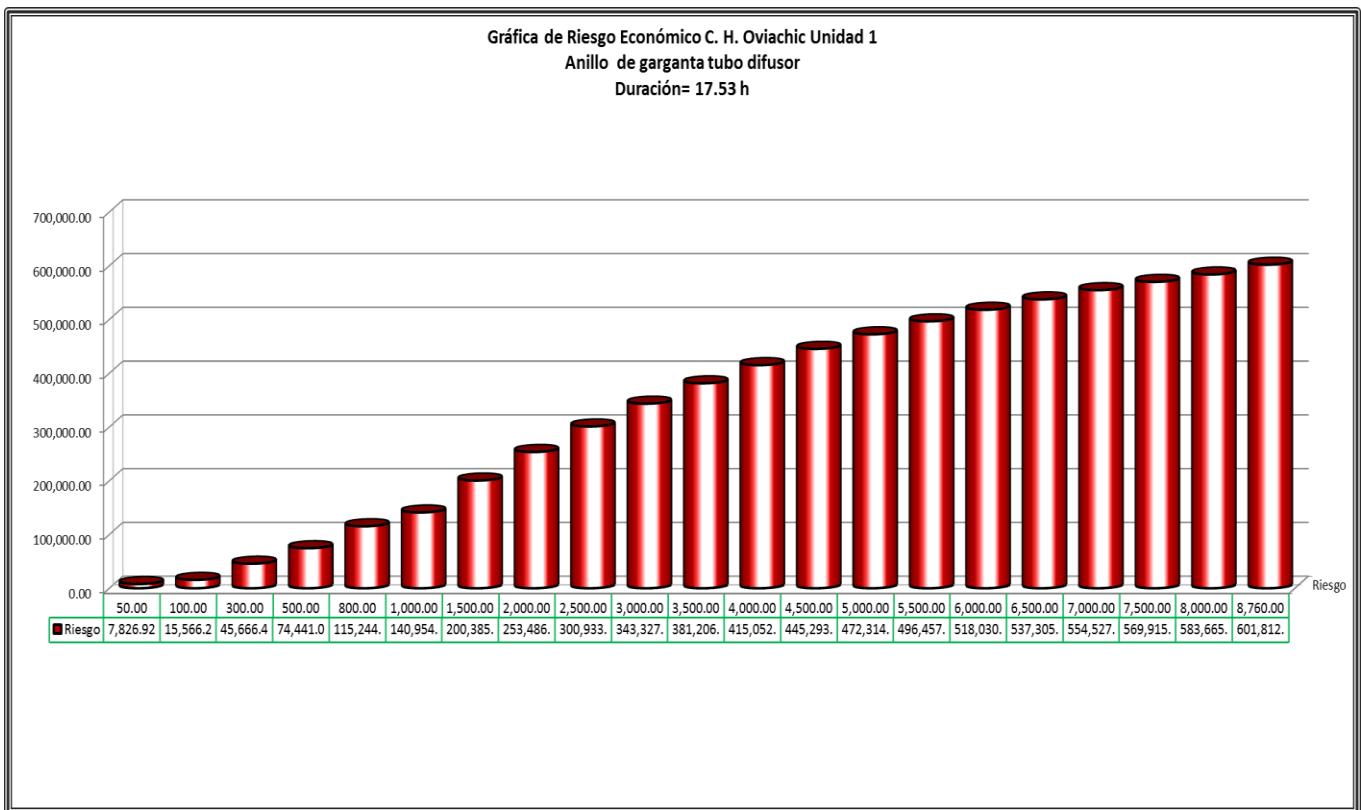


Figura 53: Riesgos Económicos derivados de Falla en Tubo Difusor (Anillo de Garganta)

Se recomienda una inspección al menos cada 2 años, por el antecedente presentado.



### e) Interruptores

Históricamente, se tiene una tasa de falla de interruptores de 0.0005880 (4 eventos de falla en 6, 801.82 horas), con un tipo de falla “B” que denota que los planes de mantenimiento se pueden mejorar, por lo que se deben de optimizar las inspecciones a los mismos:

Activo: Interruptores  
 Componente: Interruptores  
 Duración: 18.62 horas  
 Riesgos a Personal: Altos, por los riesgos de explosión del activo  
 Riesgos al Ambiente: Altos

Costos de Falla:  
 Por energía no generada: \$243, 102.72  
 Por capacidad no despachada: \$127, 628.92  
 Por correcciones al activo: \$750, 000.00 (refacciones, materiales, servicios)

Total: \$1, 120, 731.64

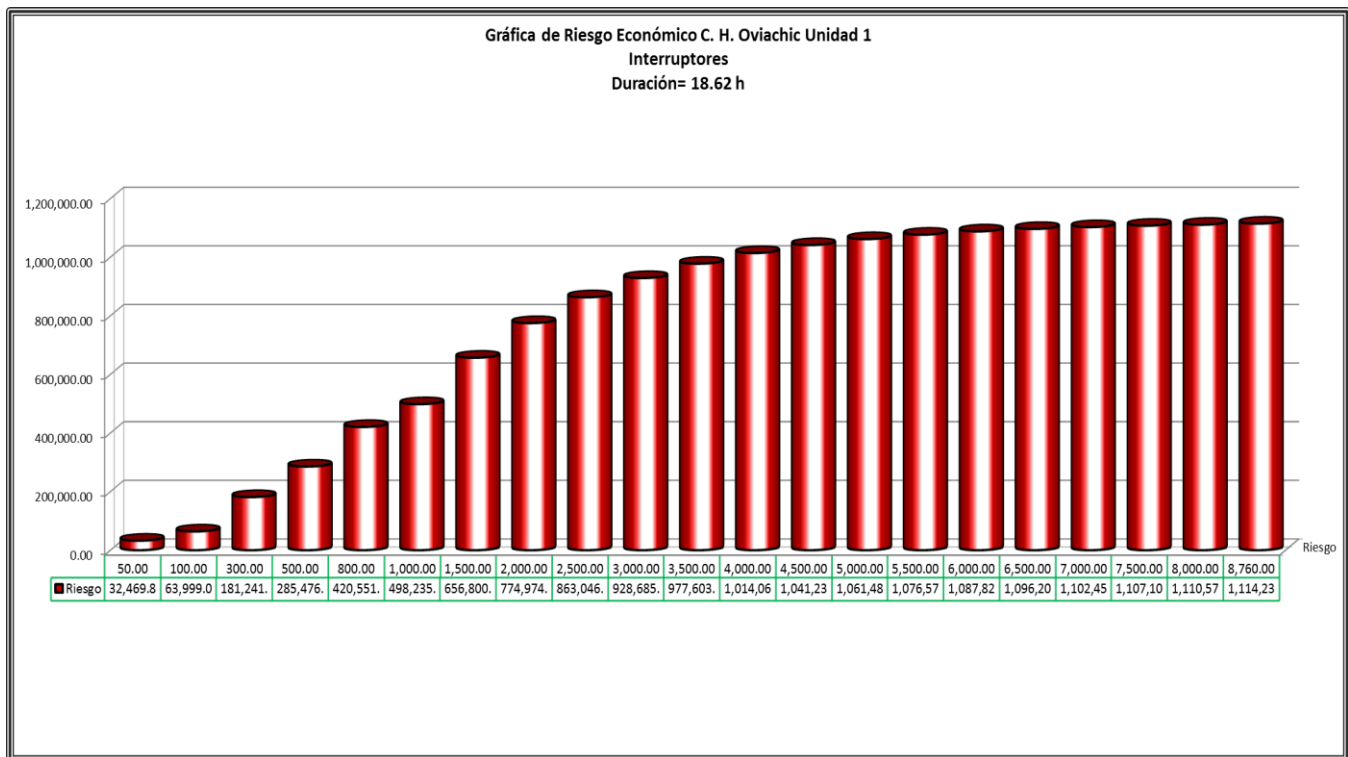


Figura 54: Riesgos Económicos derivados de Falla en Interruptores

Se debe de considerar estar en estricta vigilancia al desempeño de los Activos que más han afectado a la Disponibilidad de la Unidad Generadora, para Inspeccionar y aplicar tareas de mantenimiento que aseguren que no se presentará la recurrencia de estos eventos.

Como complemento, los impactos de fallas en estos Activos podrían generar accidentes mayores a la Seguridad del Personal, así como al Medio Ambiente.

Para efectos de este trabajo de investigación, se omitirá la “matriz de criticidad” por ser una metodología muy conocida y con información en la Web.

## 9. Herramientas de Confiabilidad Principales.

### 9.1 Ingeniería de Confiabilidad.

La Ingeniería de Confiabilidad, es la rama de la Ingeniería que estudia las características físicas y aleatorias del fenómeno de “falla”, con 2 enfoques muy específicos:

- ⓑ Confiabilidad basada en el análisis probabilístico del tiempo para la falla o historial de fallas (Statiscal Based Reliability Analisys), basa su predicción en la ocurrencia histórica de la tasa de fallas.
- ⓑ Confiabilidad basada en el análisis probabilístico del deterioro o física de la falla (Physics Based Reliability Analisys), considera que una falla es la última fase de un proceso de deterioro y predice a través del entendimiento estudiando la física del proceso de deterioro.

Ambos enfoques tienen un mismo objetivo: “caracterizar probabilísticamente la falla para hacer diagnósticos y establecer acciones proactivas dirigidas a evitarla o mitigar su efecto”, teniendo a la “confiabilidad” como su indicador básico para su caracterización.

El objetivo principal de esta disciplina, es determinar los parámetros claves para obtener las ecuaciones de confiabilidad por sistema/componente, así como, de los riesgos derivados de las probabilidades de falla, recomendaciones de estrategias de mantenimiento, y muy importante, la determinación de indicadores de confiabilidad y mantenibilidad, para mantener bajo control, la planeación y ejecución de las actividades de mantenimiento.

Es importante señalar, que esta disciplina requiere del conocimiento de la aplicación de distribuciones probabilísticas, tales como Weibull, Lognormal, Exponencial, Gamma. Resulta muy importante señalar, que únicamente es posible aplicar esta disciplina, a sistemas o equipos e una misma familia de activos (solo regulador de velocidad, solo regulador de voltaje, solo generador).

En este caso, el cálculo de la confiabilidad, se realiza utilizando la distribución específica para análisis de fallas, que es la de Weibull y cuyo fin es calcular los siguientes parámetros: el parámetro de forma o modo de falla ( $\beta$ ), Parámetro de Escala o vida característica ( $\eta$ ), Parámetro de Ubicación o Escala ( $Y$ ), entre otras características importante de los equipos.

La fórmula ingenieril que más nos interesa es la de la confiabilidad, de acuerdo a Weibull, la cual se representa y calcula de la siguiente manera:

**Ecuación 3:**

$$C_{(t)} = e^{-(t/\eta)^\beta}$$

Para una mejor comprensión de la aplicación de la Distribución de Weibull, en el apéndice 20.2 se detalla la teoría, así como su cálculo “manual” de los parámetros mencionados.

Pero para efectos de este trabajo de investigación, a continuación se resumen las principales fórmulas así como las definiciones de los parámetros a usar:

Se llama Distribución Weibull por su inventor el profesor Sueco Waloddi Weibull, quien presentó en 1951 una conferencia titulada “Una Función de Distribución Estadística de Amplia Aplicación”.

En ella el profesor Weibull demostró la habilidad de la distribución para trabajar con tamaños de muestras reducidos y la flexibilidad que tiene para proveer un buen ajuste a varios tipos de conjuntos de datos bajo análisis.

La Distribución Weibull cada vez se le encuentra un mayor número de aplicaciones, particularmente en el campo de la Ingeniería de Confiabilidad y Mantenibilidad, lo anterior debido a las propiedades de la Distribución que fueron demostradas por el profesor Weibull.

En la actualidad la distribución Weibull es ampliamente usada para calcular la función de densidad de confiabilidad (ecuación 4) ya que provee la información necesaria para conocer la problemática que se analiza, asimismo clasifica los tipos de falla y permite determinar la programación tanto de las inspecciones como del mantenimiento predictivo. De forma breve, se describen las definiciones de estos 3 parámetros:

- ⓑ Parámetro de forma o modo de falla ( $\beta$ ): Muestra la pendiente de la curva de Weibull, da una indicación del Desempeño físico de la falla si se encuentra en etapa prematura, Aleatoria o de Desgaste (figura 7, curva de la bañera).
- ⓑ Parámetro de Escala o vida característica ( $\eta$ ): La característica de vida o el tiempo en el cual 63.2% de los ítems han fallado, da una indicación del tiempo típico de falla.
- ⓑ Vida Promedio ( $Y$ ): Indica el inicio de la zona: fin de la mortandad infantil, inicio de desgaste; generalmente se interpreta como el tiempo en que el activo tendrá una confiabilidad del 100% y se considera como cero.

Del modelo matemático para la gestión de activos, se identificaron los sistemas que tienen más riesgos asociados a la afectación de la confiabilidad y disponibilidad de las unidades de

generación, los cuales son se analizaron bajo las distribuciones correspondientes, y a continuación, analizaremos el de un solo sistema:

➡ **Protecciones:**

a) Se extraen los eventos que se relacionan al Sistema de Protecciones:

Tabla 19. Eventos relacionados a Protecciones de U1 de la C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas pérdidas	MW Perdidos	Causa	Descripcion del Evento
1	24/08/1998	10:09	24/08/1998	10:36	0.45	4.32	Sin señal secundaria (i,v)	Salida para el cambio de polaridad del transformador de corriente de regulación
2	09/10/1999	17:56	09/10/1999	18:09	0.22	2.08	Falso contacto	Falso contacto en relé de control para la automatización de cierre en interruptor 31115
3	01/12/2003	22:30	01/12/2003	23:27	0.95	9.12	Daño en relevadores	Disparo sobrevoltaje generador. Lic. 12 por daño en drive master
4	02/12/2006	06:31	02/12/2006	09:48	3.28	31.52	Desajuste	Mal ajuste de la impedancia de la línea en el relevador SEL 311con protección 67N
5	14/08/2007	13:16	14/08/2007	15:43	2.45	23.52	Falla de control	Se disparó la unidad por falla en relevador 87b-115 kv
6	18/10/2007	09:02	18/10/2007	09:20	0.3	2.88	Daño en relevadores	Falla por quemarse relevador auxiliar 86G2
7	30/04/2008	07:45	30/04/2008	11:05	3.33	32	Falla del control	Sustituir relevador de control del interruptor 31029 en mal estado
8	25/08/2012	17:39	25/08/2012	18:46	1.12	10.72	Falsa operación	Salida por falla por operar en falso 86ex de AVR
9	14/09/2012	15:40	14/09/2012	15:55	0.25	2.4	Falsa operación	Disparo por disturbio en se obregón IV
10	19/12/2013	14:16	19/12/2013	19:09	4.88	46.88	Falla transitoria	Disparo 87gt por corriente de magnetización

b) Posteriormente, se obtienen las horas de operación entre cada evento de falla identificado, utilizando el Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG). Y muy importante, debemos de tener un criterio establecido para “clasificar” los tiempo de las diferentes condiciones operativas de la Unidad, el cual podemos resumir en la siguiente figura:

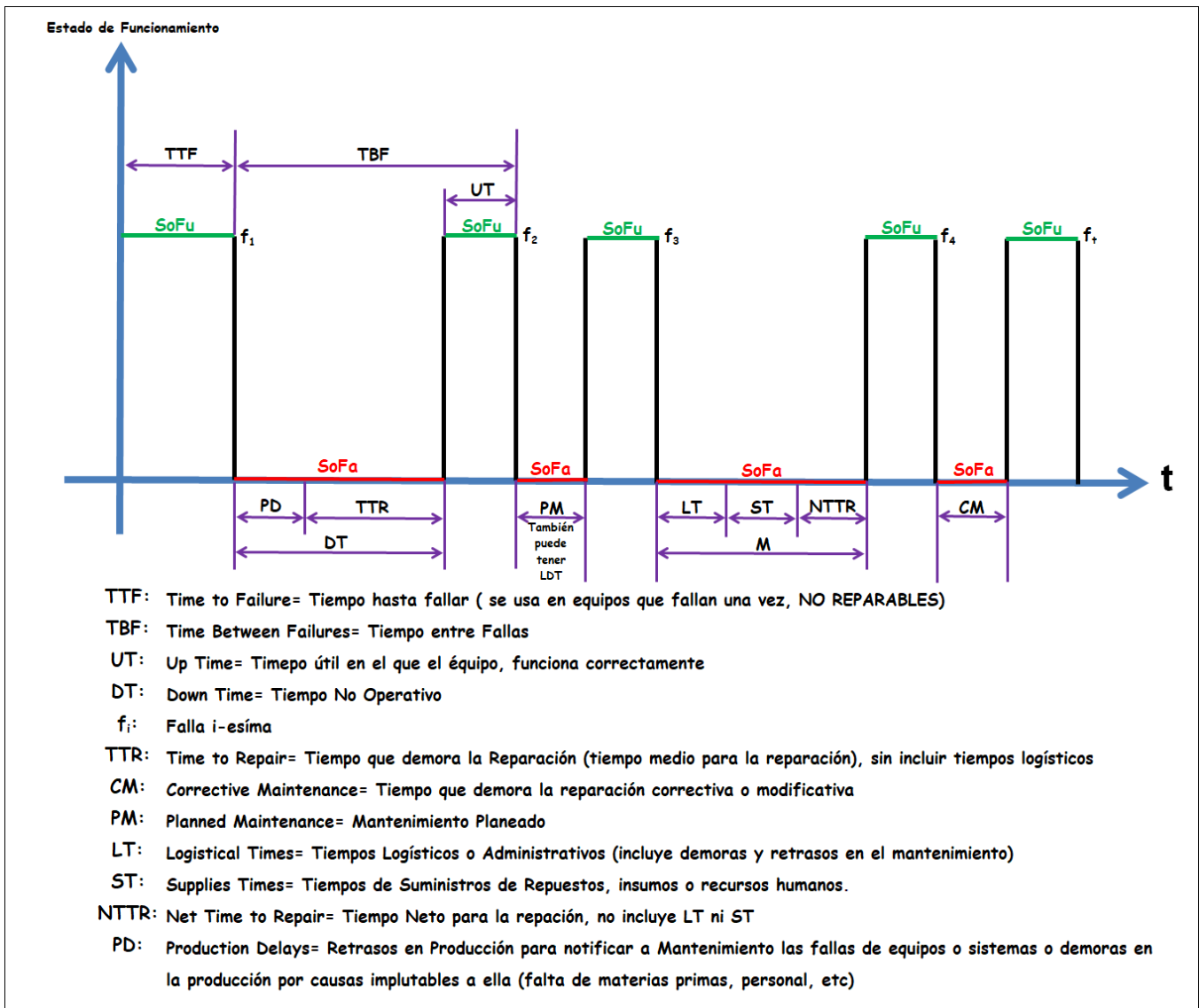


Figura 55: Tiempos importantes, siglas y demás mediciones usadas en los análisis de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad.<sup>[9]</sup>

Con lo anterior, podemos obtener la siguiente tabla:

Tabla 20. Parámetros de Confiabilidad relacionados a Protecciones de U1 de la C. H. Oviachic

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{f/1000h}$
1	3,711.71	6640.75	<b>190.26</b>	0.45	0.00026942	3711.71	0.2694
2	10,352.46	15851.94	<b>897.02</b>	0.22	0.00019319	5176.23	0.1932
3	26,204.40	11827.36	<b>3829.67</b>	0.95	0.00011448	8734.80	0.1145
4	38,031.76	4215.05	<b>4215.05</b>	3.28	0.00010518	9507.94	0.1052
5	42,246.81	897.02	<b>6013.40</b>	2.45	0.00011835	8449.36	0.1184
6	43,143.83	3829.67	<b>6640.75</b>	0.30	0.00013907	7190.64	0.1391
7	46,973.50	20762.39	<b>11827.36</b>	3.33	0.00014902	6710.50	0.1490
8	67,735.89	190.26	<b>15851.94</b>	1.12	0.00011811	8466.99	0.1181
9	67,926.15	6013.40	<b>20762.39</b>	0.25	0.00013250	7547.35	0.1325
10	73,939.55						

En la tabla anterior, podemos identificar los parámetros necesarios (tiempo entre falla ordenado) para iniciar nuestro cálculo de la Distribución de Weibull para determinar el parámetro de forma ( $\beta$ ) así como su vida característica ( $\eta$ ). Para ello, nos podemos valer del Instructivo incluido como Anexo 19.2 o bien, a través de sistemas informáticos como el Windchild Quality Solutions (WQS) o por medio de la herramienta de Excell. En este caso, muestro el resultado del Software WQS:

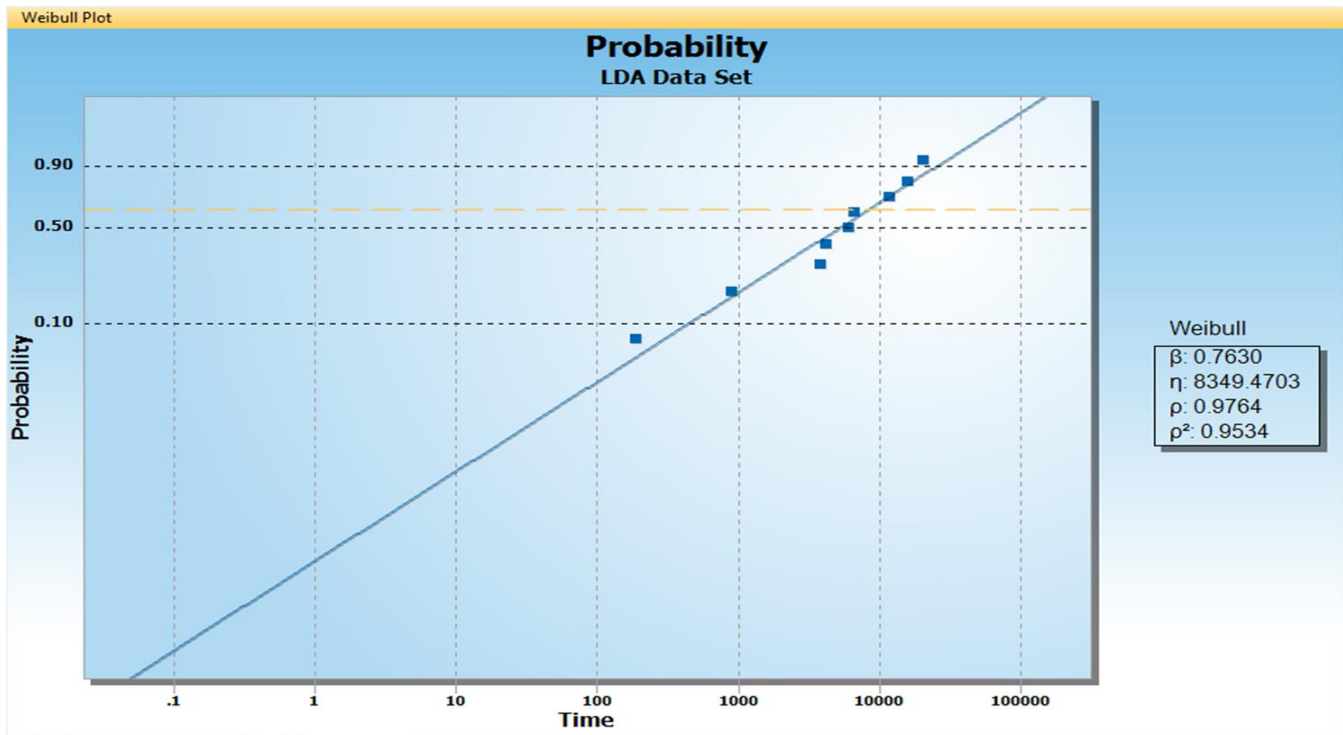


Figura 56: Cálculo de Parámetros de Weibull de Protecciones

Con el cálculo de Weibull, podemos determinar la Ecuación de la Confiabilidad para el Sistema Protecciones, quedando de la siguiente manera:

$$C(t) = e^{-\frac{t}{8349.4}^{0.7630}}$$

Y con ello, se pueden estimar las probabilidades que el Activo siga haciendo la función o bien tenga una probabilidad de falla. Lógicamente, la Probabilidad de Falla está dada por:

Ecuación 4:  $F(t) = 1 - C(t)$

Por ejemplo, si queremos conocer la Confiabilidad del Sistema Protecciones de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic, solo incluimos en la ecuación de Confiabilidad las horas a las cuales queremos conocer su valor, consideremos 2,500 horas de operación:

$$C(t) = e^{-\frac{2500}{8349.4}^{0.7630}}$$

$C(t) = 0.6713 = 67.13\%$  y su  $F(t) = 1 - 0.6713 = 3218 = 32.87\%$

Ahora bien, bajo sustento técnico de la ecuación de confiabilidad, podemos conocer las tendencias del valor de Confiabilidad con rangos de 10% así como, sus horas de operación, lo cual resulta:

Tabla 21. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Protecciones

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
0.7630	8,349.47	7,803.09	20.10	437.28	1,169.21	2,161.98	3,461.87	5,164.60	7,445.58	10,648.34	15,578.54	24,909.42	61,790.15

O sea, a las 2, 161.98 horas de operación, tenemos una probabilidad de falla del 30% o bien, una Confiabilidad del 70%.

Resulta muy interesante además, conocer a profundidad el desempeño operativo de los Sistemas, a través de la aplicación de fórmulas y representadas en Gráficas y Tablas, lo cual nos facilita la comprensión de las Consecuencias del Contexto Operativo en el cual se desempeña el Activo:



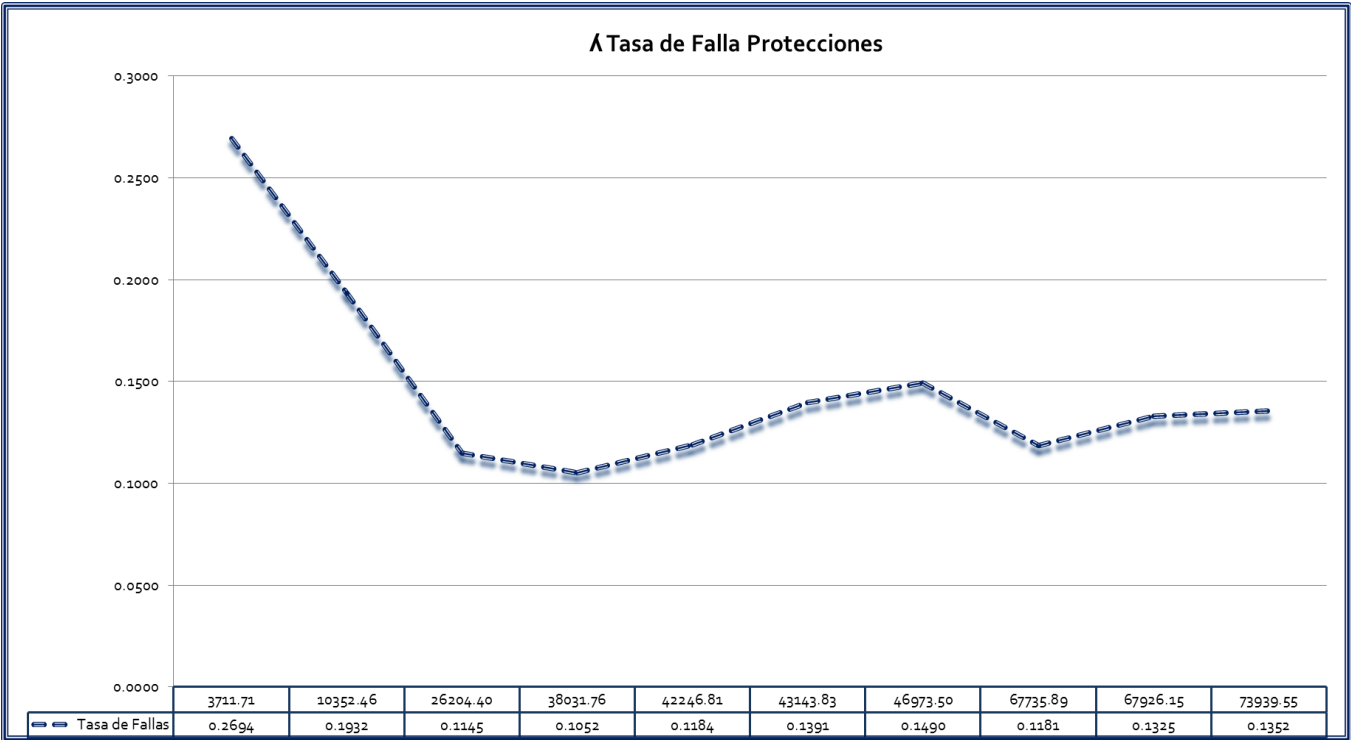


Figura 57: Tasa de Falla Protecciones

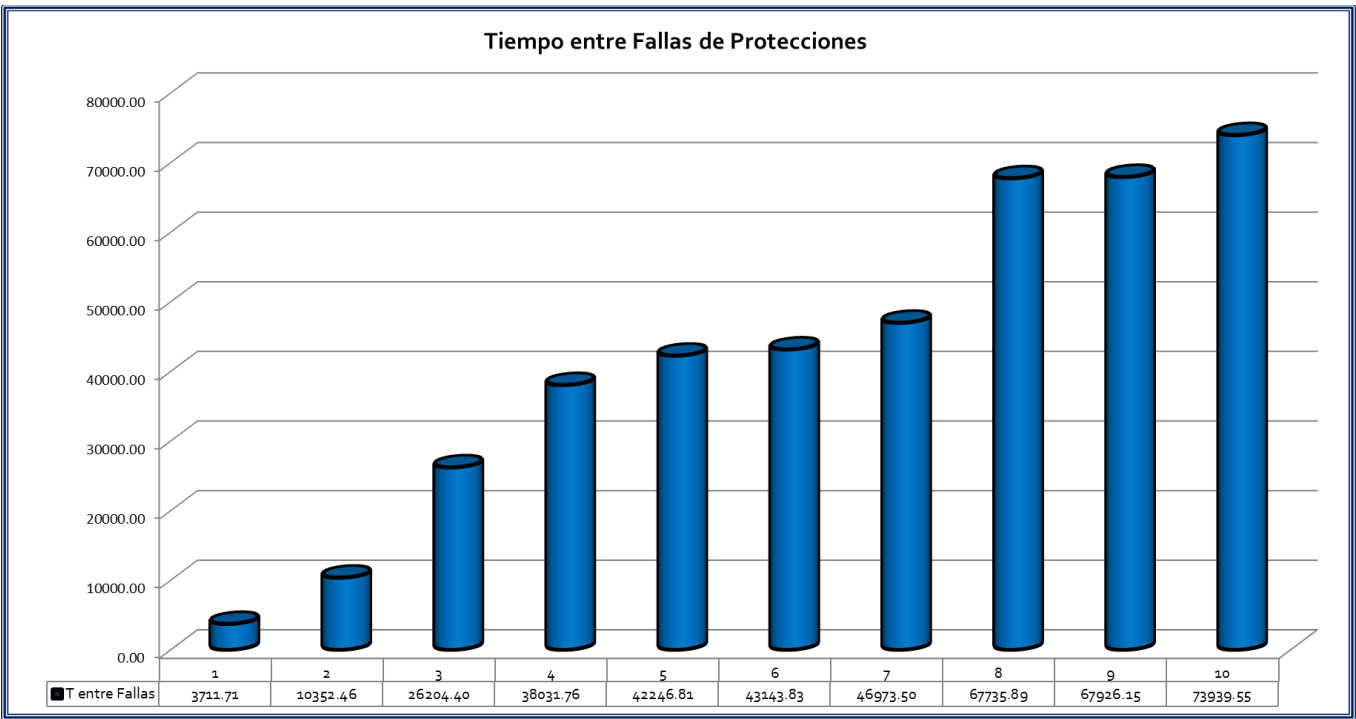


Figura 58: Tiempo entre Falla de Protecciones

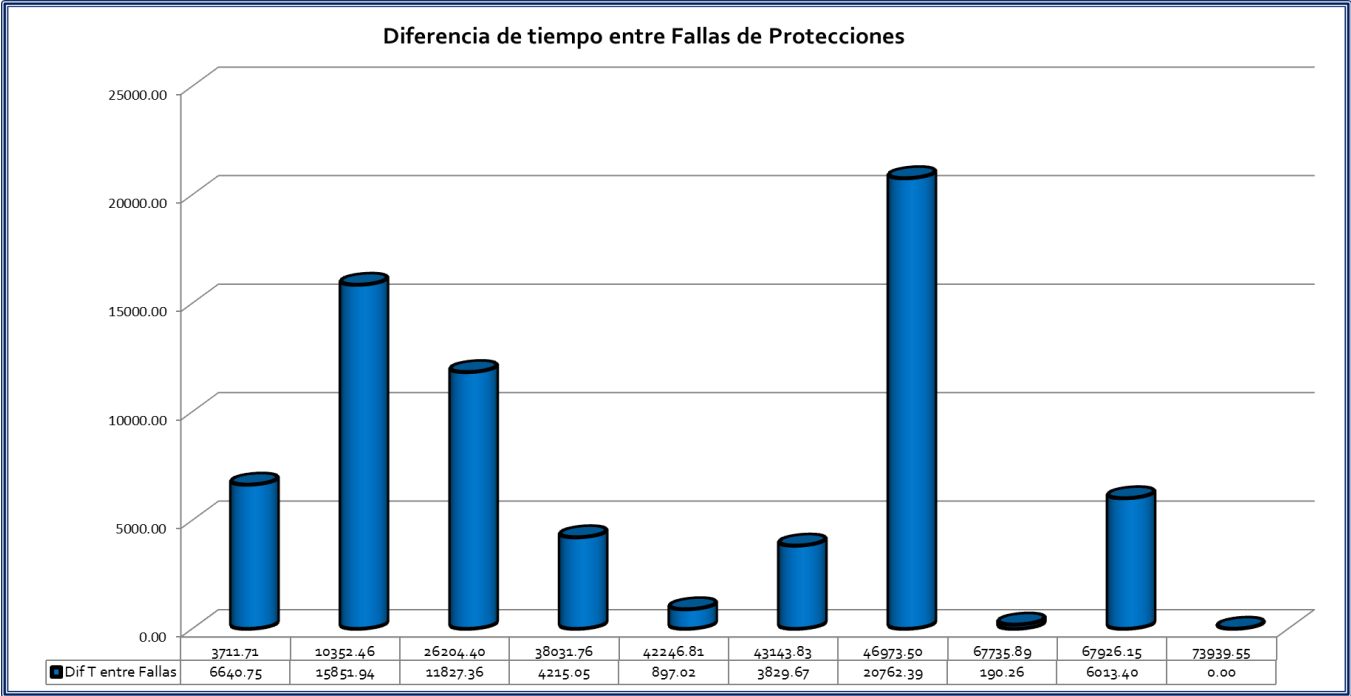


Figura 59: Diferencia de tiempo entre falla de Protecciones

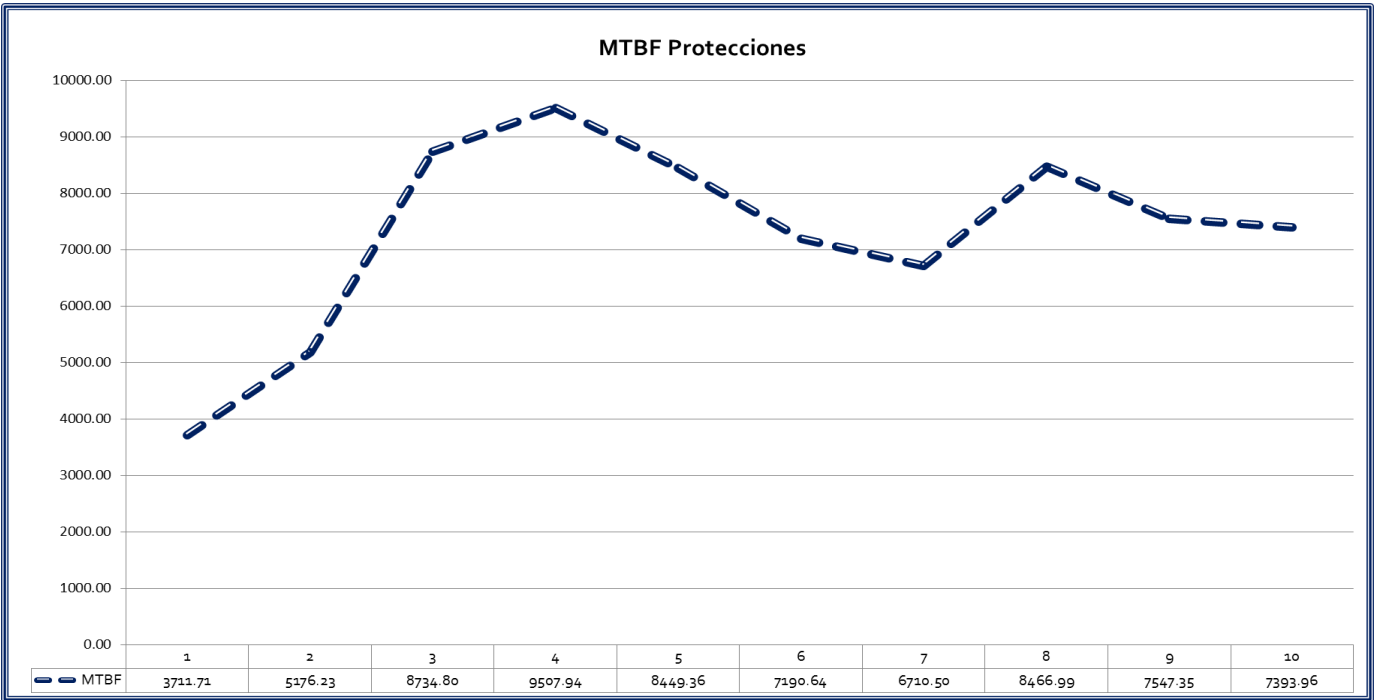


Figura 60: Tiempo medio entre fallas (MTBF) de Protecciones

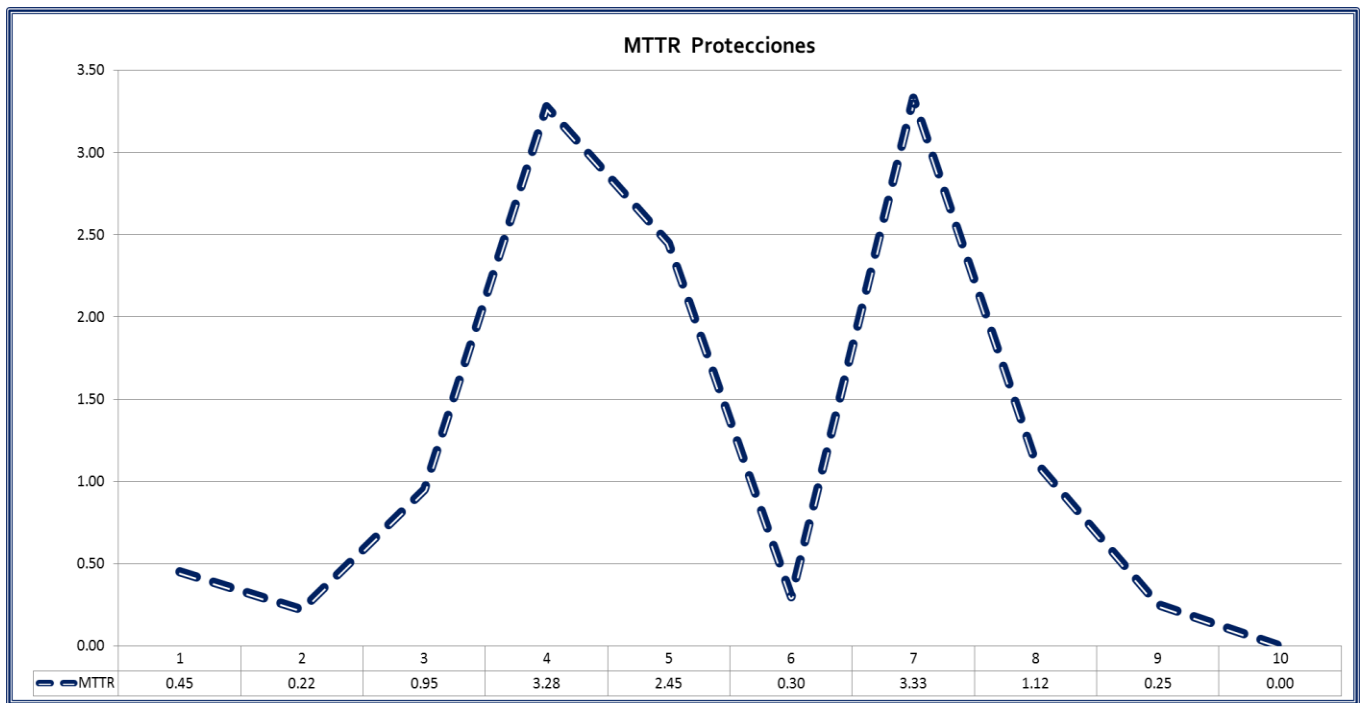


Figura 61: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) de Protecciones

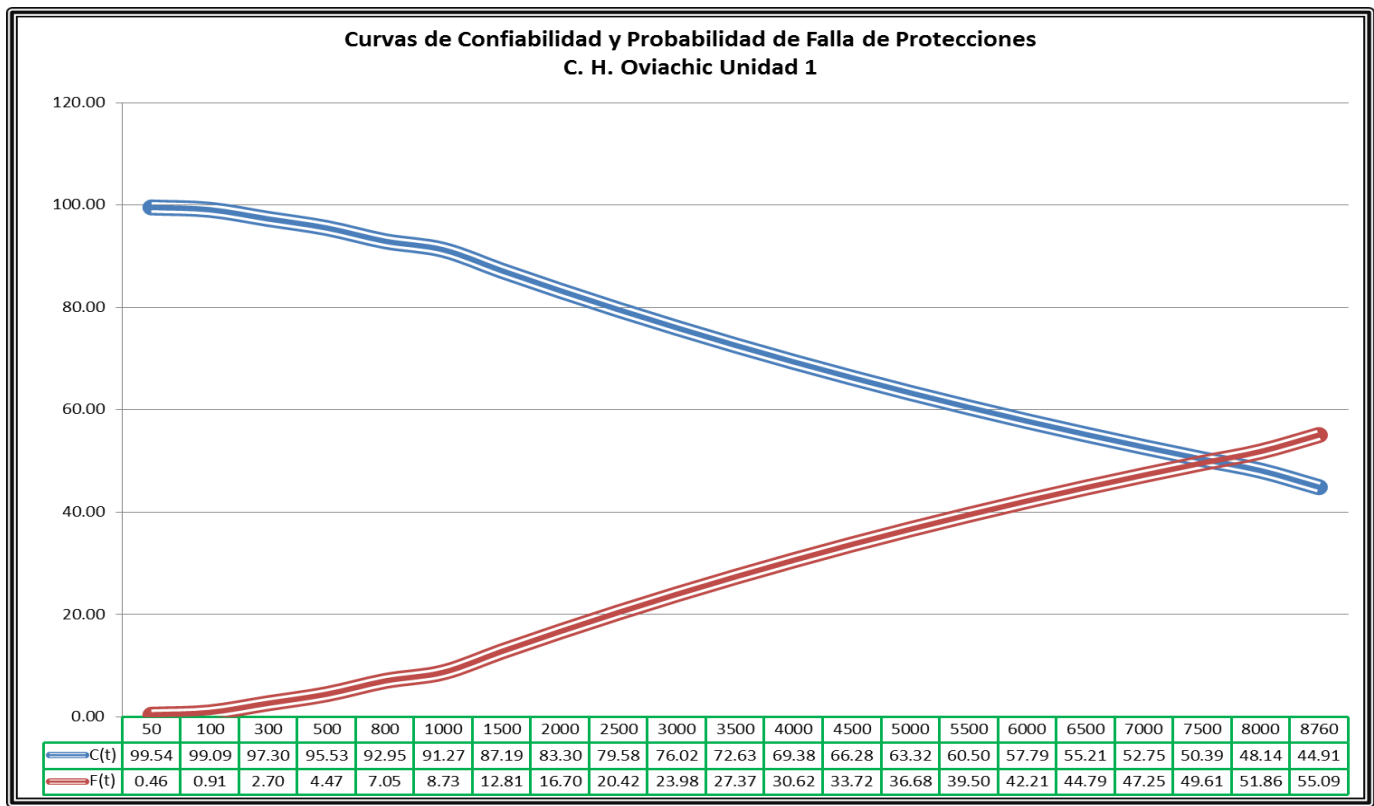


Figura 62: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla de Protecciones

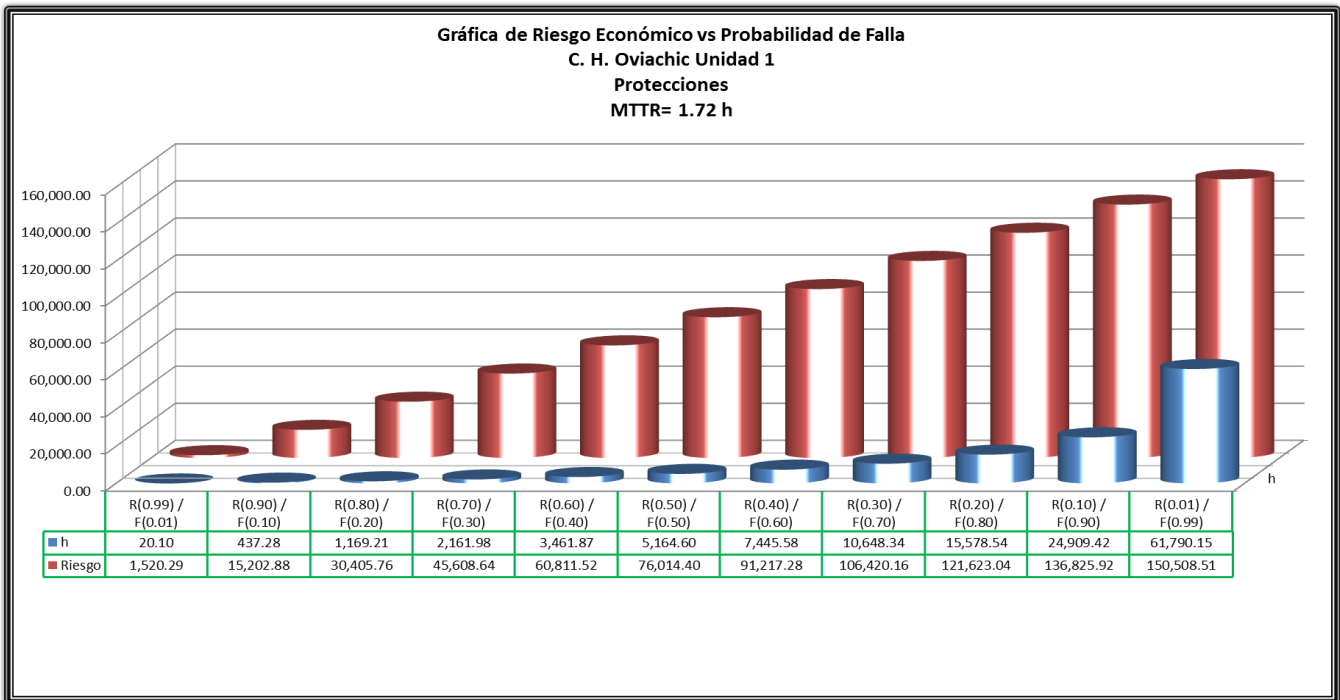


Figura 63: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Protecciones con MTTR promedio

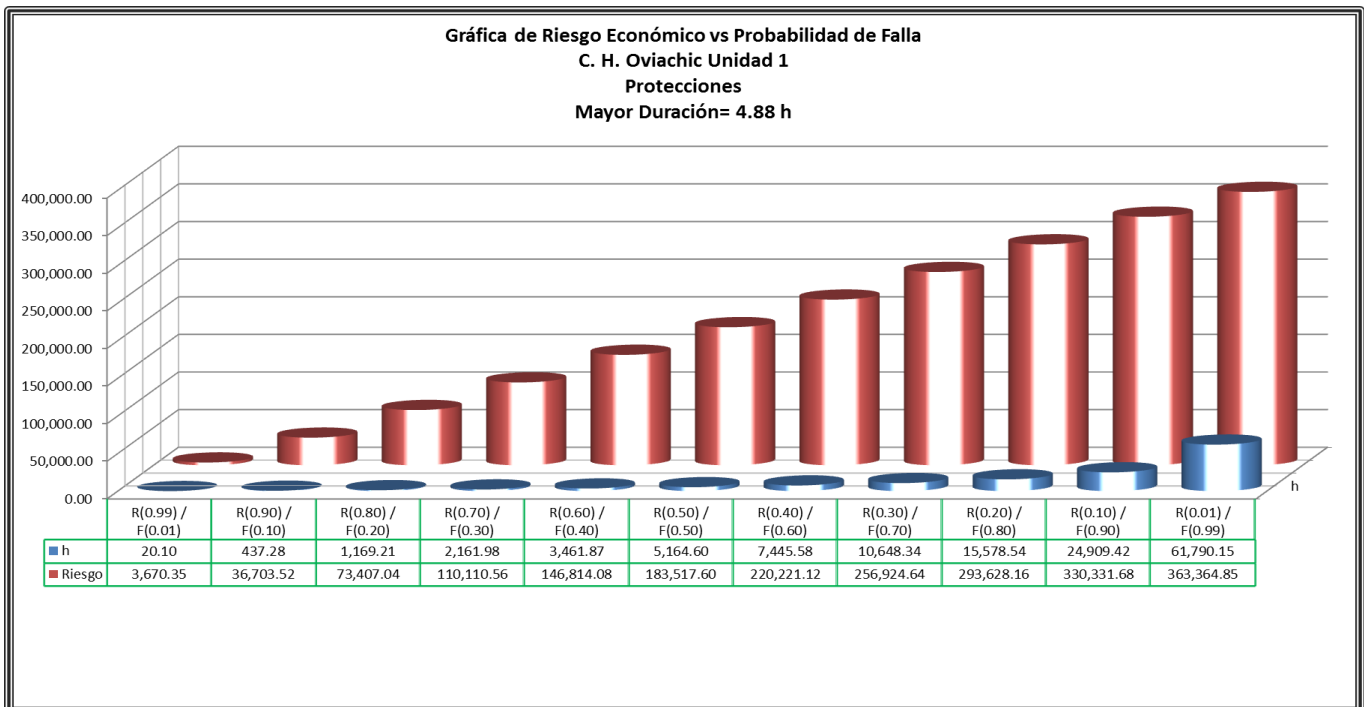





Figura 64: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Protecciones con MTTR mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos de protecciones, así como, los componentes de la misma que han presentado falla, clasificadas en el tipo de falla y recomendaciones al respecto:

**Tabla 22. Parámetros de Confiabilidad relacionados a Protecciones**

1	Parametro de Forma ( $\beta$ )	0.763
2	Vida Característica ( $\eta$ ) horas	8,349.47
3	Vida Promedio ( $\mu$ ) horas	7,803.09
4	MTBF= $\eta * \Gamma(1 + 1/\beta)$ horas	7397.63
5	MTTR horas	1.37

**Tabla 23. Tipos de Falla presentados en Protecciones**

FALLA	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Relevadores (311, 87, 86, 86, 87)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Relevador de Control (3)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Drive Master	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad

**(x)= número de veces en que se ha presentado la falla mencionada.**

Para resumir la importancia de la aplicación de la Distribución de Weibull, los resultados nos orientan a que estrategias de Mantenimiento serán las más adecuadas, teniendo como base el valor del parámetro de forma ( $\beta$ ), el cual:

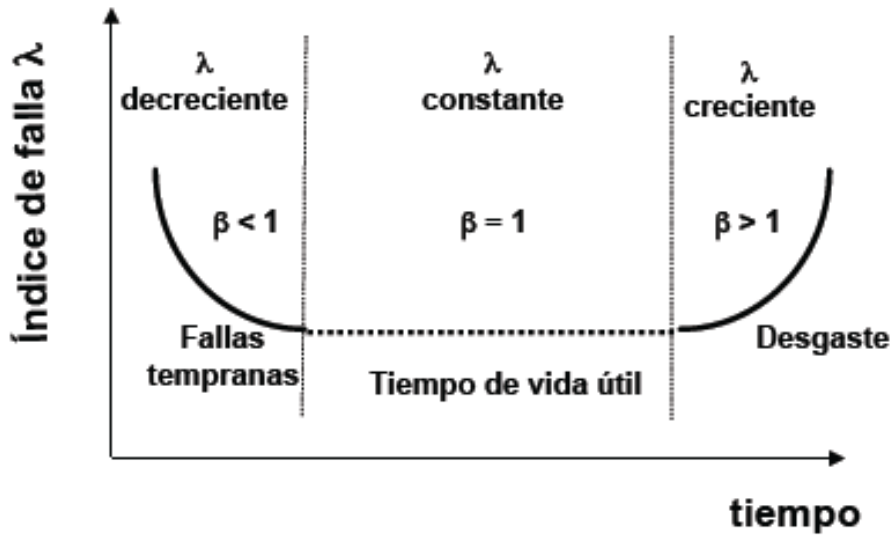


Figura 65: Curva de la Bañera

Tabla 24. Definiciones de  $\beta$  según su valor y relación con estado físico de Activos y estrategias de mantenimiento

$\beta$	Descripción
$\beta < 1$	Etapa de Fallas prematuras (mortandad infantil); Problemas de diseño, problemas de montaje, falta de capacitación, operación incorrecta, mantenimiento incorrecto); opciones de mantenimiento Análisis Cusa Raíz, Inspección, Correctivo
$\beta = 1$	Etapa de Fallas al azar (aleatorias); estado donde la tasa de falla no cambia con el tiempo debido a eventos aleatorios, errores humanos, variación del contexto operativo Opciones de Mantenimiento, Búsqueda de fallas, Mantenimiento Basado en Condición, Redundancias, Correctivos.
$1 < \beta < 4$	Etapa de Fallas por envejecimiento constante; Incremento constante de la tasa de falla con el tiempo, no hay fin de vida útil definitivo, ejemplo corrosión, oxidación, fatiga, degradación de asilamientos, abrasión. Opciones de mantenimiento, Inspecciones, Mantenimiento Basado en Condición, rehabilitaciones, reemplazos.
$\beta > 4$	Etapa de Fallas por envejecimiento rápido; deterioro rápido conforme a fin de vida útil; el desgaste ocurre rápidamente debido principalmente a las propiedades del material. Opciones de mantenimiento, Reemplazo basado en el tiempo, Inspecciones si existe suficiente tiempo de advertencia disponible, Correctivo.

Enseguida se muestran los resultados del resto de los Sistemas:

➔ **Equipo Electrónico, contaminación por H<sub>2</sub>S:**

Tabla 25. Eventos relacionados a contaminación por H<sub>2</sub>S de U1 de la C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas pérdidas	MW Perdidos	Causa	Descripcion del Evento
1	04/01/2000	09:56	04/01/2000	10:03	0.12	1.12	Falla componente electrónico	Disparo del PLC al momento de conectar al puerto de comunicación por estática.
2	17/04/2000	21:30	17/04/2000	22:17	0.78	7.52	Falla componente electrónico	Falla del monorack 2
3	05/11/2001	17:10	06/11/2001	11:03	17.88	171.68	Falla componente electrónico	Falla en CPU del PLC
4	10/07/2010	22:19	10/07/2010	23:45	1.43	13.76	Falla componente electrónico	Disparo de unidad por falla de coconvertidor d fibra óptica
5	06/08/2010	03:44	06/08/2010	07:42	3.97	38.08	Falla componente electrónico	Disparo de unidad por falla de convertidor profibus fibra óptica
6	29/10/2010	10:45	29/10/2010	11:38	0.88	8.48	Falla componente electrónico	Disparo por falla en convertidor profibus fo
7	31/10/2010	19:18	31/10/2010	20:35	1.28	12.32	Falla componente electrónico	Disparo por falla en tarjeta RTD modulo remoto
8	19/11/2010	17:51	19/11/2010	18:14	0.38	3.68	Falla componente electrónico	Disparo por falla en tarjeta de red ethernet
9	29/01/2011	17:18	29/01/2011	18:10	0.87	8.32	Falla componente electrónico	Falla tarjeta RTD modulo remoto
10	22/09/2013	20:43	22/09/2013	23:30	2.78	26.68	Falla componente electrónico	Pérdida de comunicación por daño en fuente de alimentación redundante del PLC

Tabla 26. Parámetros de Confiabilidad relacionados a contaminación de H<sub>2</sub>S de U1 de la C. H. Oviachic

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{f/1000h}$
1	77.78	2199.02	42.94	0.12	0.01285605	77.78	12.8560
2	2276.81	4604.99	303.35	0.78	0.00087842	1138.40	0.8784
3	6881.80	38688.85	432.52	17.88	0.00043593	2293.93	0.4359
4	45570.65	303.35	1689.97	1.43	0.00008778	11392.66	0.0878
5	45873.99	1886.63	1886.63	3.97	0.00010899	9174.80	0.1090
6	47760.62	42.94	2199.02	0.88	0.00012563	7960.10	0.1256
7	47803.56	432.52	4604.99	1.28	0.00014643	6829.08	0.1464
8	48236.08	1689.97	10692.72	0.38	0.00016585	6029.51	0.1659
9	49926.05	10692.72	38688.85	0.87	0.00018027	5547.34	0.1803
10	60618.77			2.78	0.00016497	6061.88	0.1650

Tabla 27. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de contaminación de H<sub>2</sub>S

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
0.5865	38,105.28	35,502.61	14.95	821.52	2,953.18	6,570.32	12,121.97	20,397.65	32,828.44	52,287.06	85,776.29	157,959.72	515,037.45

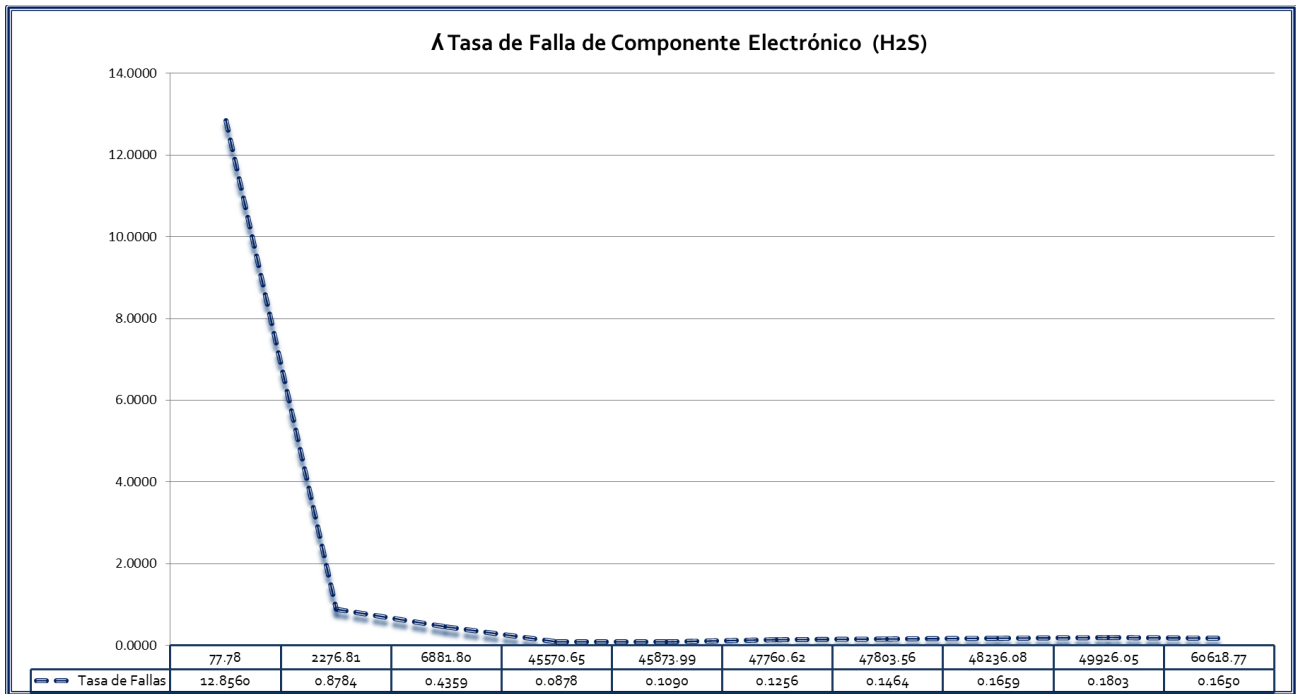


Figura 66: Tasa de Falla por contaminación de H<sub>2</sub>S

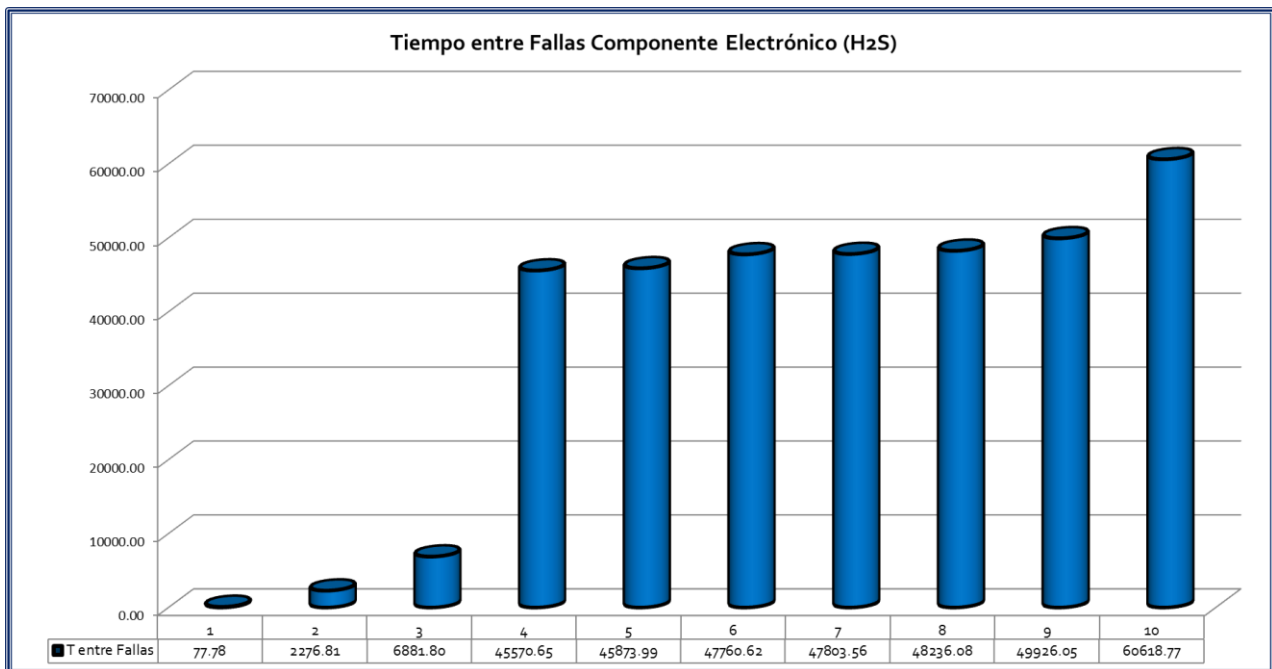


Figura 67: Tiempo entre Falla por contaminación de H<sub>2</sub>S



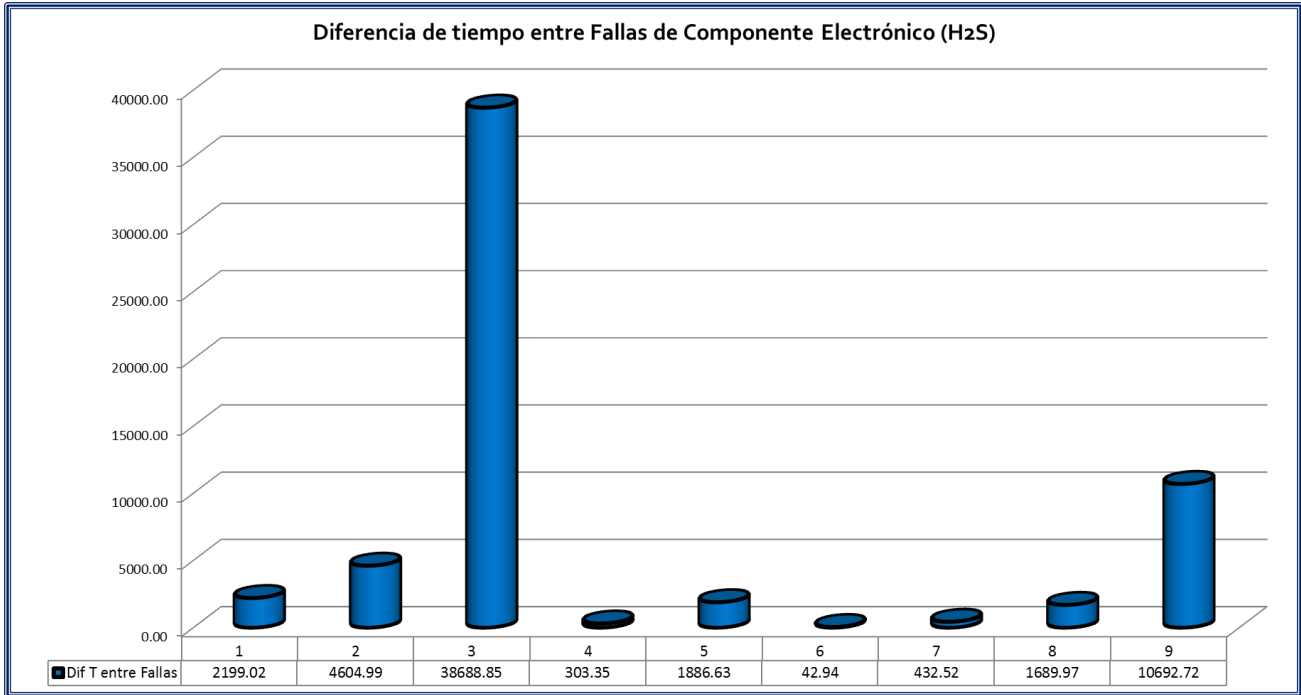


Figura 68: Diferencia de tiempo entre falla por contaminación de H<sub>2</sub>S

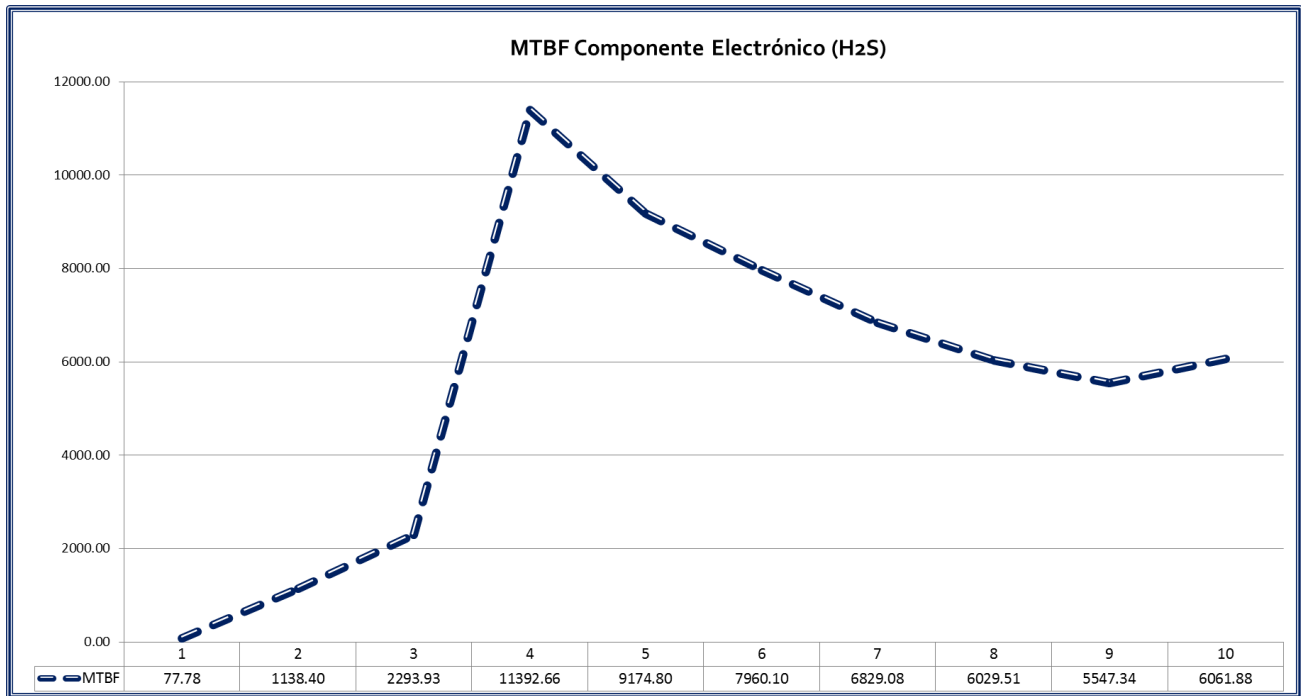


Figura 69: Tiempo medio entre fallas (MTBF) por contaminación de H<sub>2</sub>S

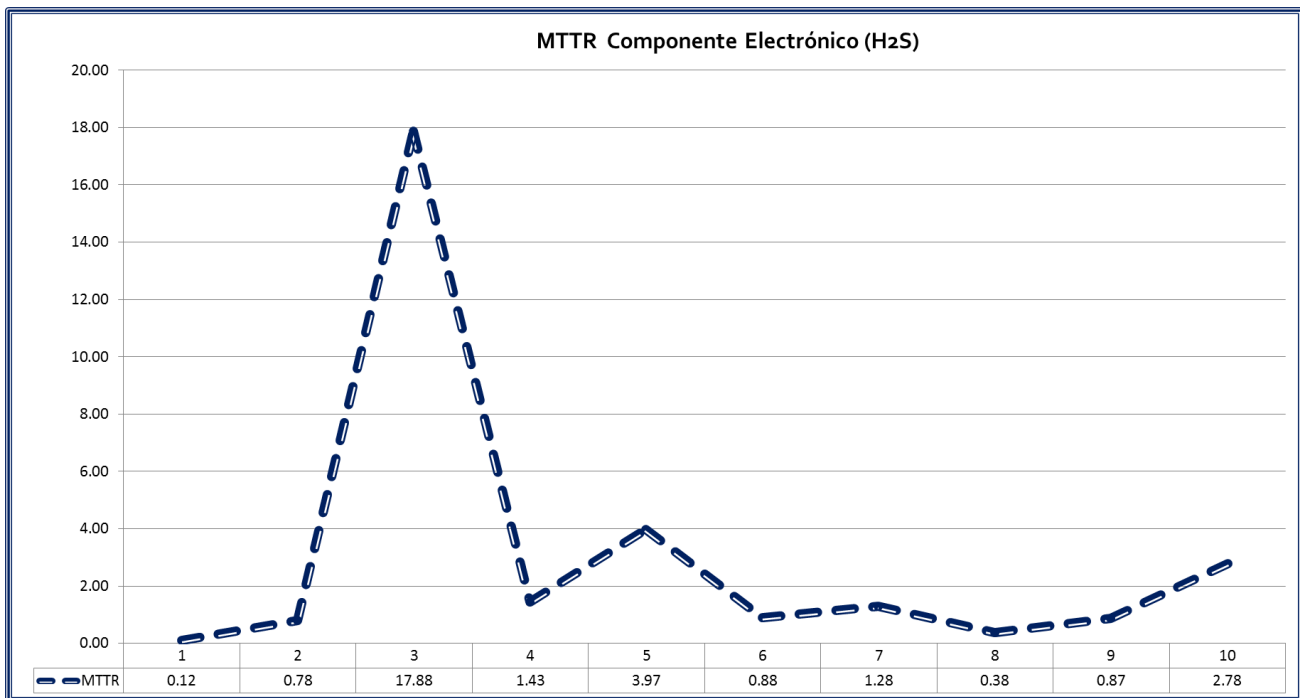


Figura 70: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) por contaminación de H<sub>2</sub>S

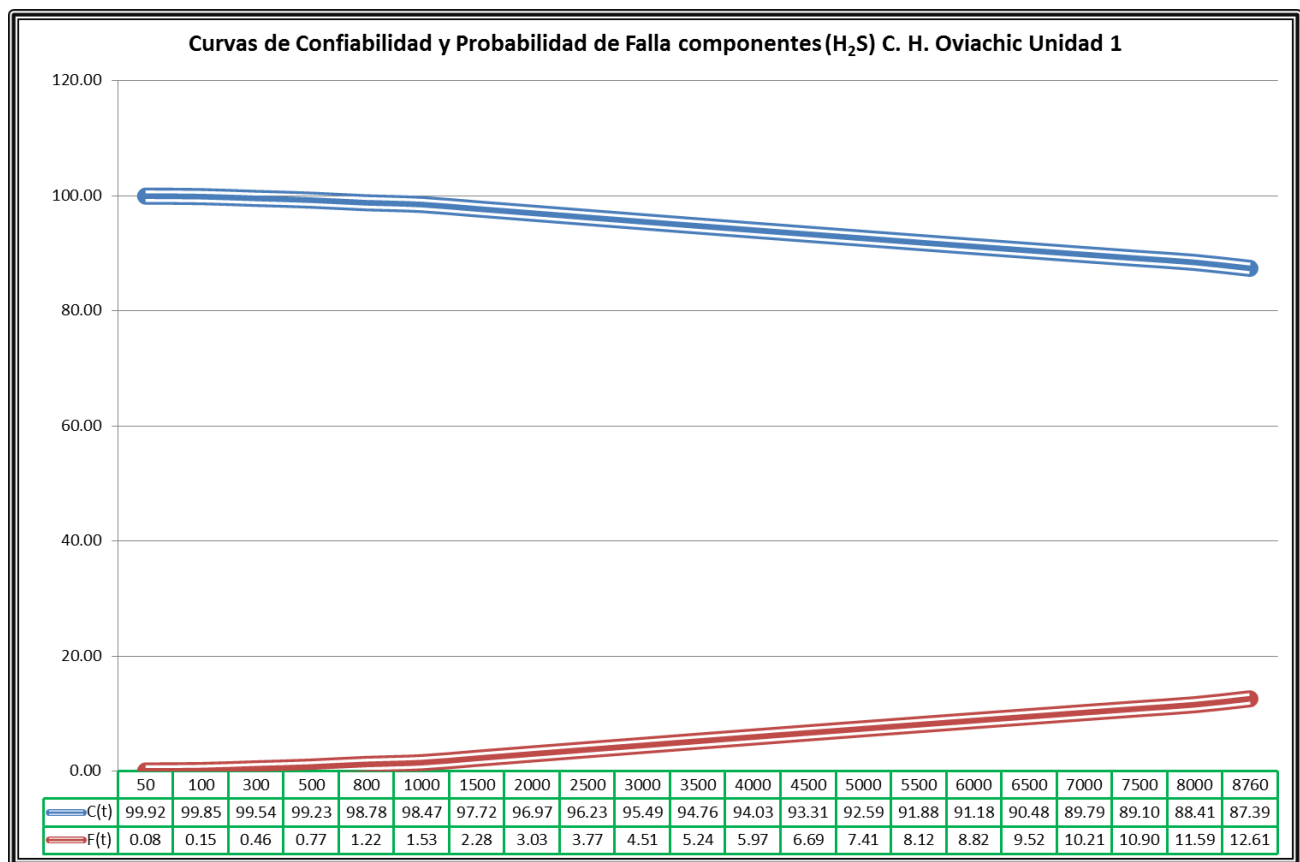


Figura 71: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por contaminación de H<sub>2</sub>S

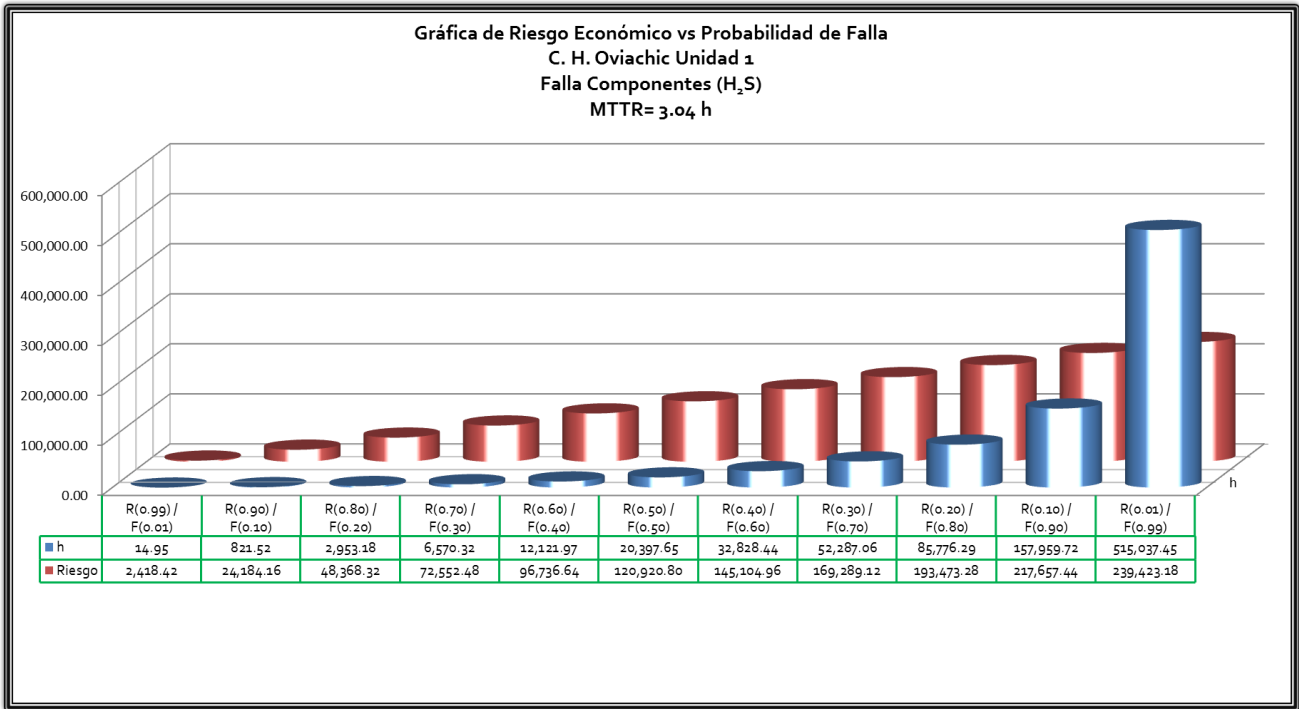


Figura 72: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla por contaminación de H<sub>2</sub>S con MTRR promedio

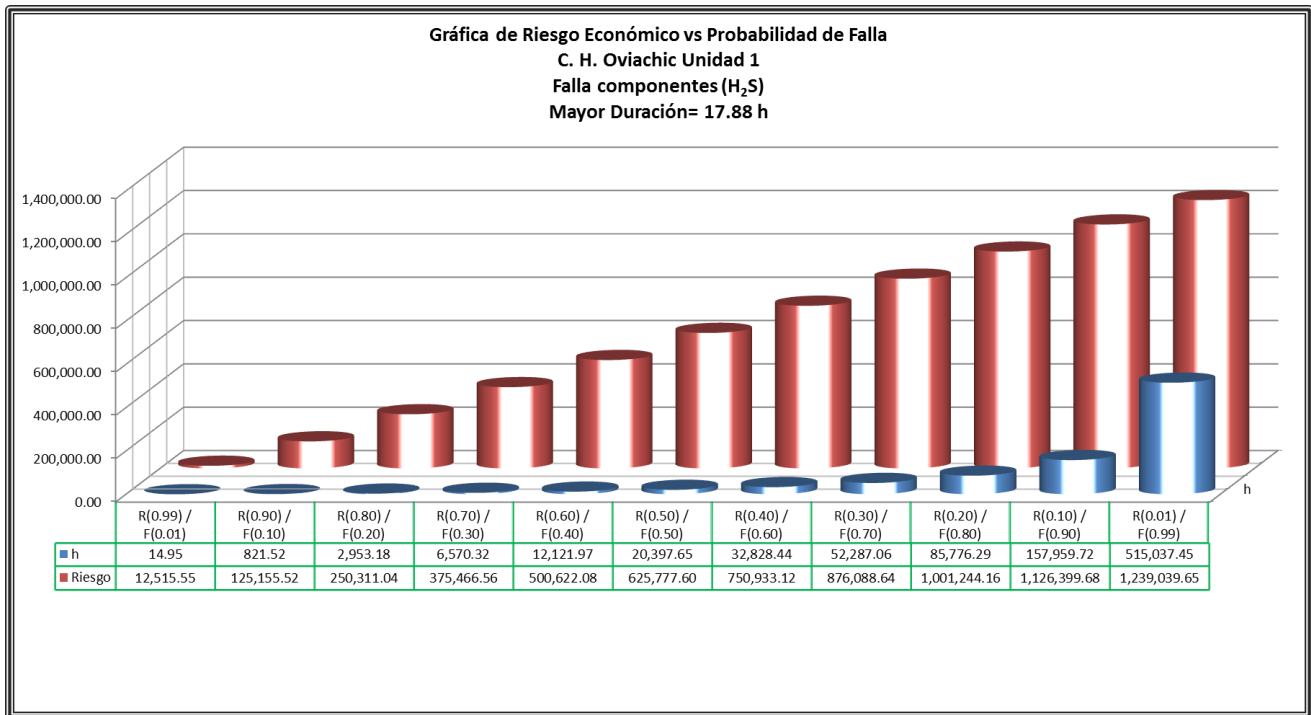









Figura 73: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla por contaminación de H<sub>2</sub>S con MTRR mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos del equipo electrónico y los componentes de la misma que han presentado falla, clasificadas en el tipo de falla y recomendaciones al respecto:

Tabla 28. Parámetros de Confiabilidad relacionados a contaminación de H<sub>2</sub>S

1	Parametro de Forma ( $\beta$ )	0.5865
2	Vida Característica ( $\eta$ ) horas	38,105.28
3	Vida Promedio ( $\mu$ ) horas	35,502.61
4	MTBF= $\eta * \text{GAMMA} \Gamma'(1 + 1/\beta)$ horas	33890.84
5	MTTR horas	3.04

Tabla 29. Tipos de Falla presentados por contaminación de H<sub>2</sub>S

F A L L A	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Convertidor F.O. (3)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Tarjetas (2)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
PLC (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Monorack (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
CPU (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
RTD (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Fuente (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad

**(x)= número de veces en que se ha presentado la falla mencionada**

➔ **Regulador de Voltaje falla por contaminación por H<sub>2</sub>S:**

Tabla 30. Eventos relacionados a Regulador de Voltaje por contaminación por H<sub>2</sub>S de U1 de la C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Causa	Descripción
1	24/12/1998	18:23	24/12/1998	20:45	2.37	22.752	Falla Componente	Opera 86e del AVR por falla de tarjeta logipack de secuencia
2	24/11/2008	13:03	24/11/2008	13:38	0.58	5.568	Falla Componente	Cambiar fuente de alimentación modulo remoto AVR control automático
3	27/10/2010	20:04	27/10/2010	21:35	1.52	14.592	Falla Componente	Falla en borne de conexión de bobina de cierre de interruptor 41G (H <sub>2</sub> S)
4	02/03/2011	08:51	02/03/2011	09:07	0.27	2.592	Falla Componente	Falla por extractor de aire del AVR (H <sub>2</sub> S)
5	30/10/2014	04:48	30/10/2014	09:02	4.23	40.608	Falla Componente	Falla AVR por fuente de alimentación de la electrónica de PLC (H <sub>2</sub> S)
6	24/11/2014	06:11	24/11/2014	13:19	7.13	68.448	Falla Componente	Falla microswitch AVR falla microswitch de los fusibles de puentes de tiristores (H <sub>2</sub> S)

Tabla 31. Parámetros de Confiabilidad Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S de U1 de la C. H. Oviachic

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{f/1000h}$
1	6,309.80	42844.9954	<b>570.30</b>	2.37	0.00015848	6309.80	0.1585
2	49,154.80	10272.029	<b>2952.66</b>	0.58	0.00004069	24577.40	0.0407
3	59,426.83	2952.663	<b>10272.03</b>	1.52	0.00005048	19808.94	0.0505
4	62,379.49	16142.532	<b>16142.53</b>	0.27	0.00006412	15594.87	0.0641
5	78,522.02	570.296	<b>42845.00</b>	4.23	0.00006368	15704.40	0.0637
6	79,092.32			7.13	0.00007586	13182.05	0.0759

Tabla 32. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
0.6251	14,351.02	14,556.50	9.14	392.12	1,302.49	2,758.19	4,899.89	7,984.30	12,478.01	19,311.09	30,725.94	54,489.08	165,160.46

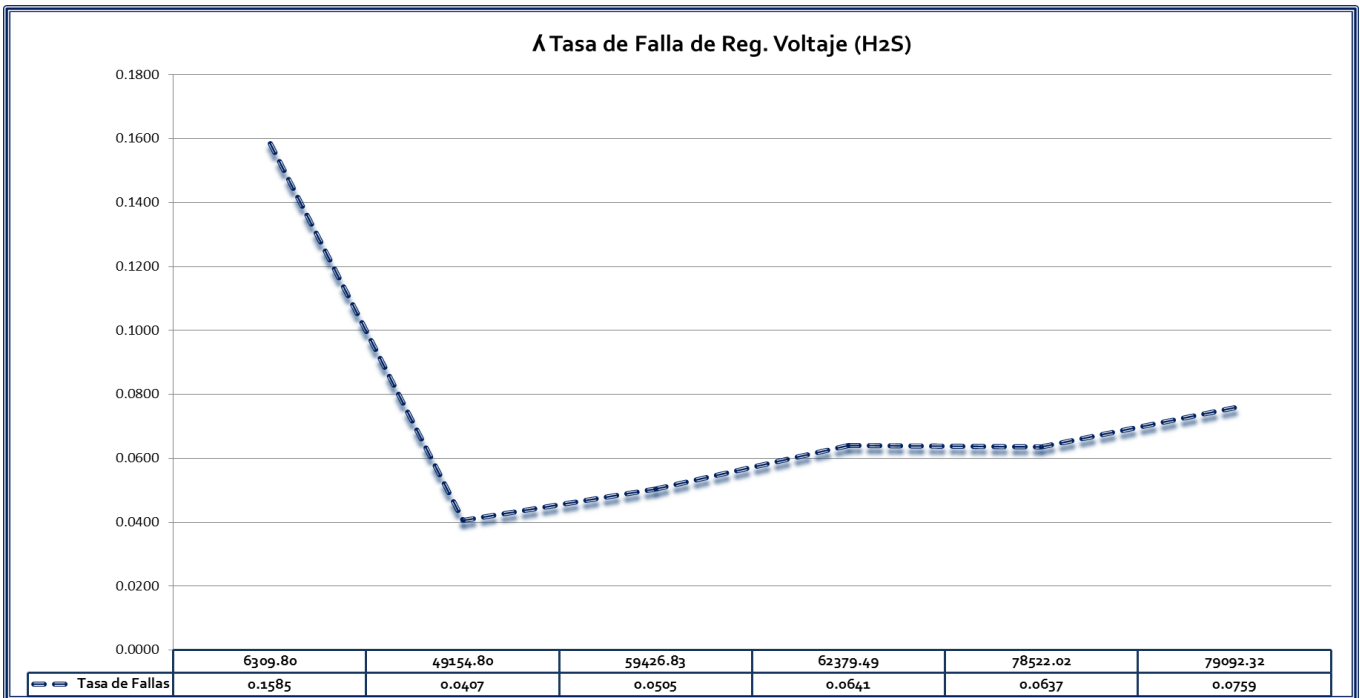


Figura 74: Tasa de Falla Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S

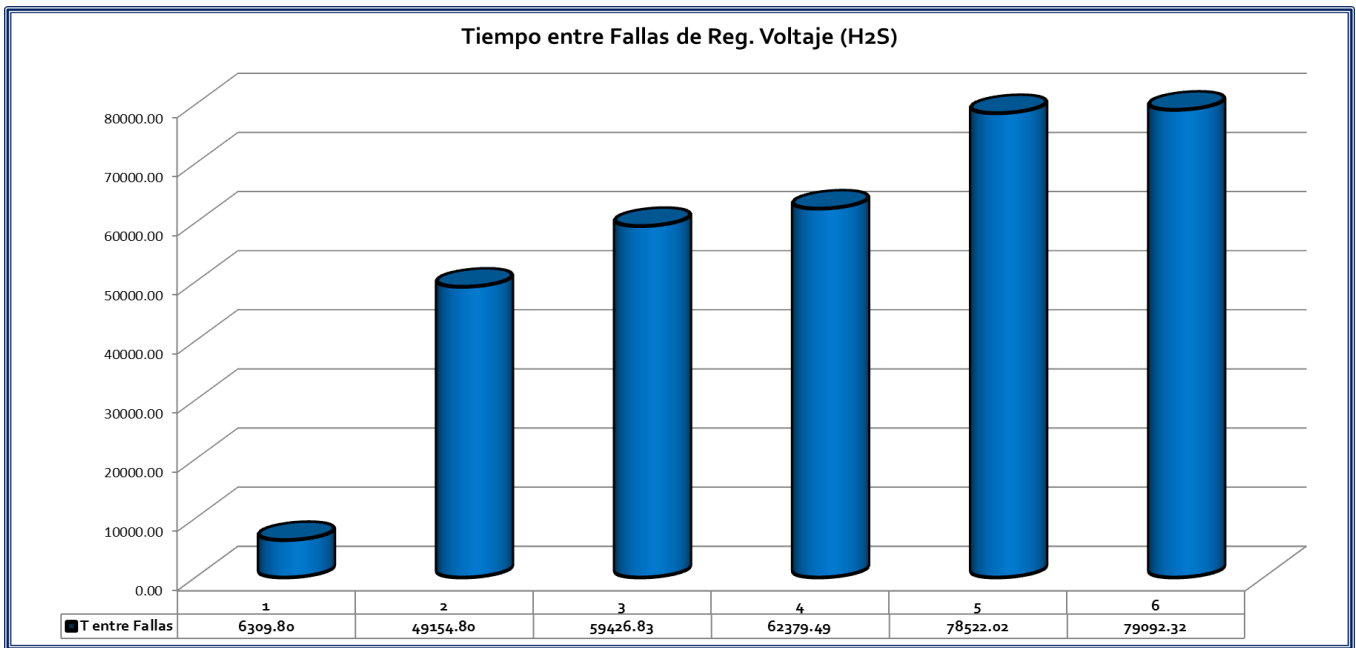


Figura 75: Tiempo entre Falla Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S

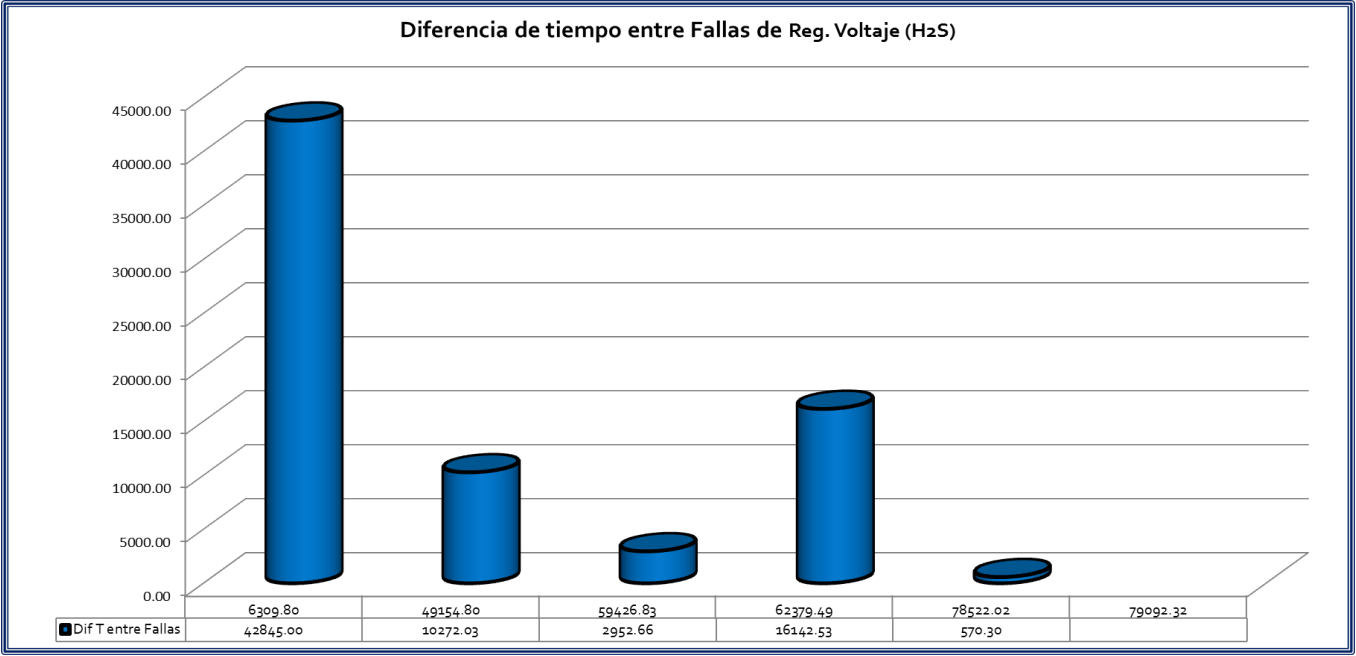


Figura 76: Diferencia de tiempo entre falla Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S

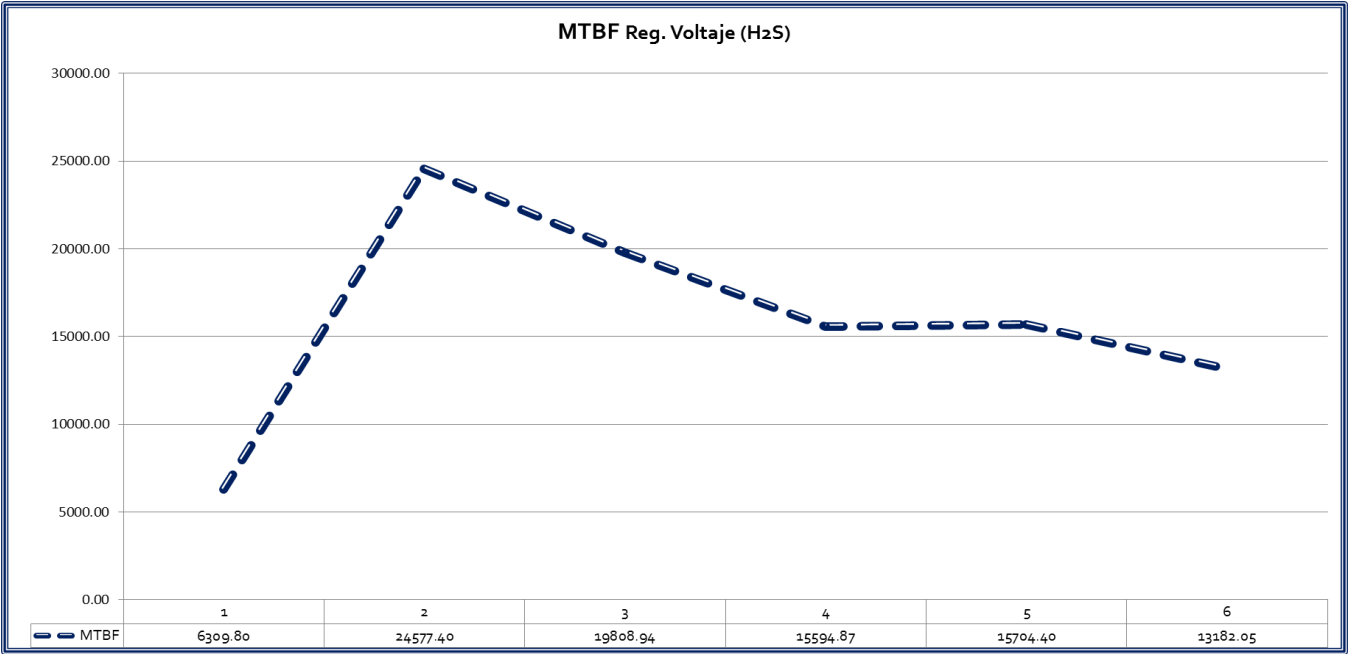


Figura 77: Tiempo medio entre fallas (MTBF) Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S

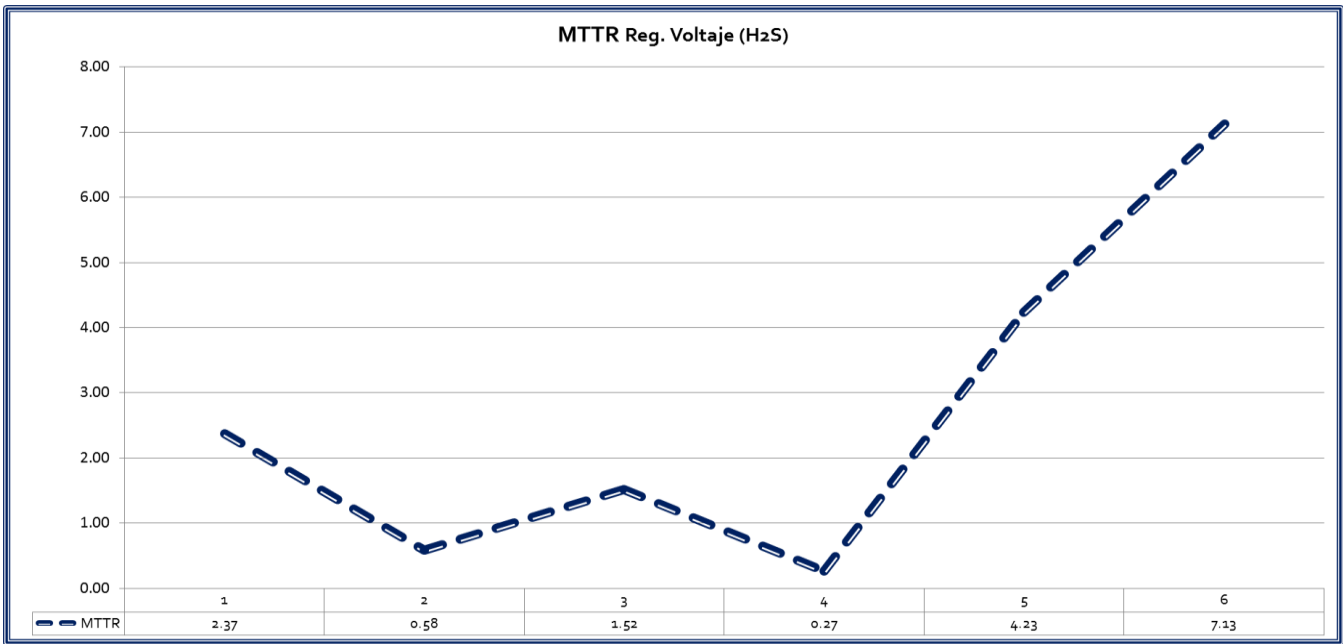


Figura 78: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S

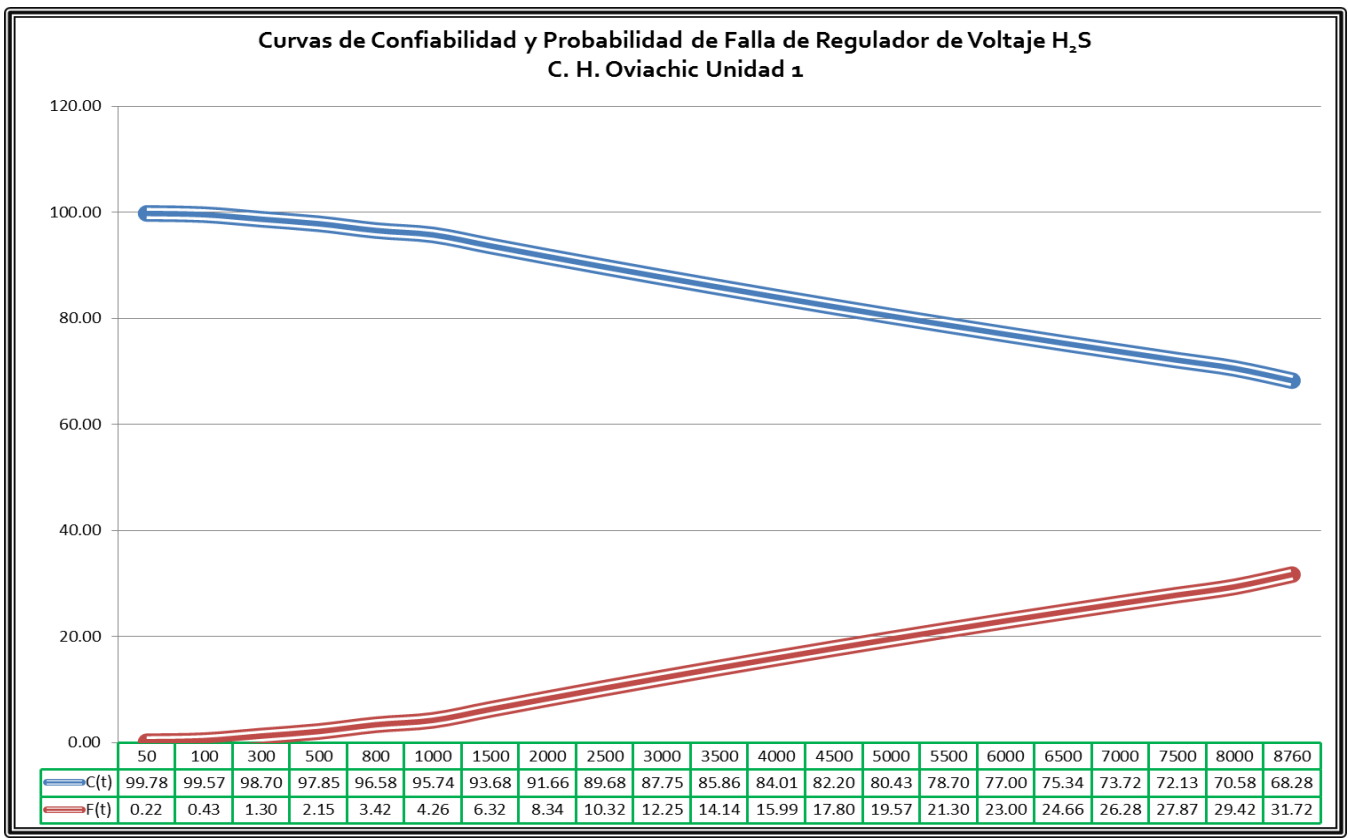


Figura 79: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S



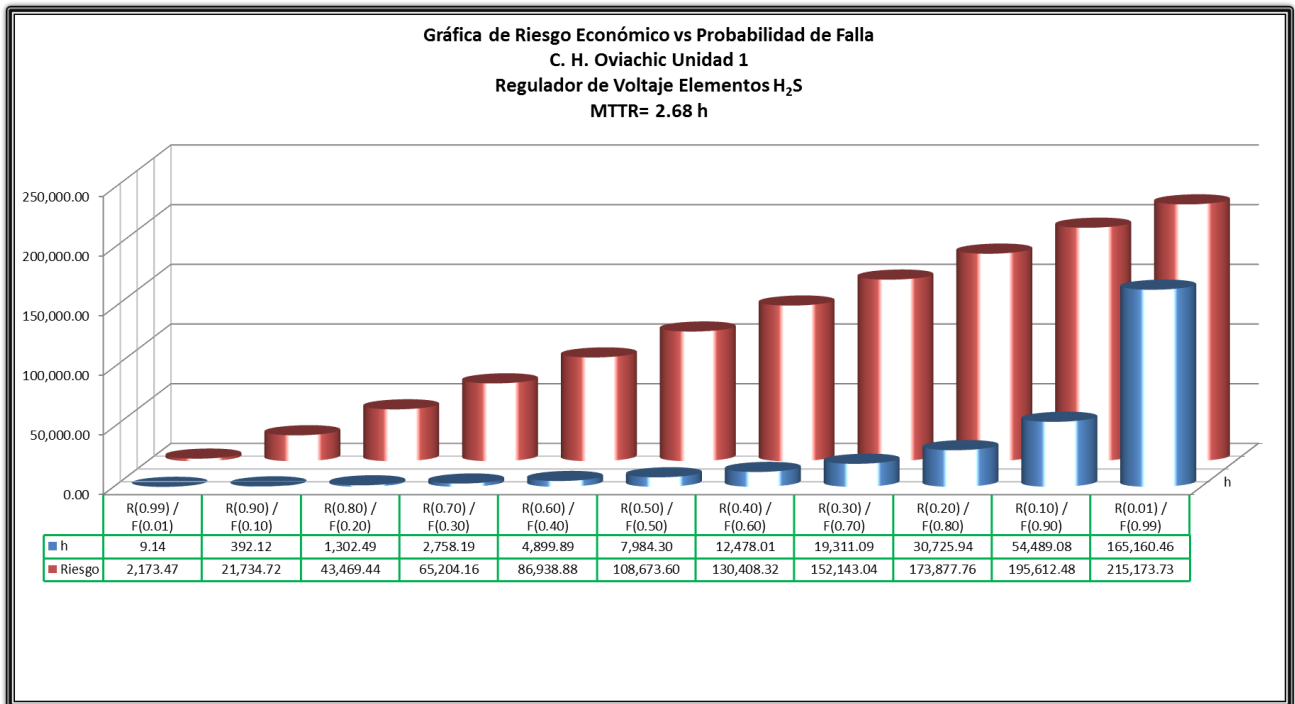


Figura 80: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S con MTTR promedio

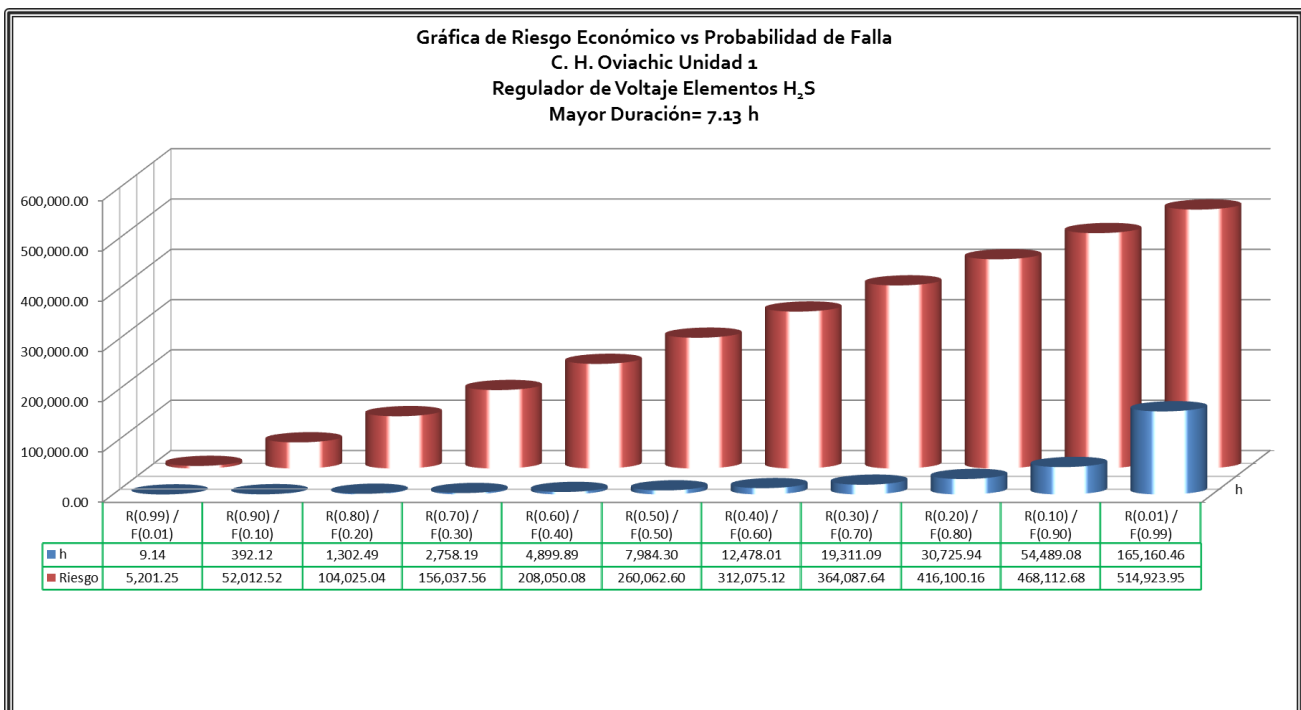







Figura 81: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S con MTTR mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos del regulador de voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S, así como, los componentes de la misma que han presentado falla, clasificadas en el tipo de falla y recomendaciones al respecto:

Tabla 33. Parámetros de Confiabilidad relacionados a Regulador de Voltaje contaminación de H<sub>2</sub>S

1	Parametro de Forma ( $\beta$ )	0.6251
2	Vida Característica ( $\eta$ ) Horas	14,351.02
3	Vida Promedio ( $\mu$ ) Horas	14,556.50
4	MTBF= $\eta * \text{GAMMA} \Gamma(1 + 1/\beta)$ Horas	12746.58
5	MTTR Horas	2.68

Tabla 34. Tipos de Falla presentados de Regulador de Voltaje por contaminación de H<sub>2</sub>S

F A L L A	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Fuente de Alimentación (2)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Tarjetas (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Bobina (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Extractor (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad
Micro's (1)	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad

**(x)= número de veces en que se ha presentado la falla mencionada.**

► **Regulador de Voltaje:**

Tabla 35. Eventos relacionados a Regulador de Voltaje de U1 de la C. H. Oviachic

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripcion del Evento
1	01/07/1998	19:53	01/07/1998	20:45	0.87	8.32	Falsa operación	Operación por perdida de campo
2	24/12/1998	18:23	24/12/1998	20:45	2.37	22.72	Sobrecalentamiento	Opera 86e del AVR por falla de tarjeta logipack de secuencia
3	09/11/2000	06:39	09/11/2000	13:10	6.52	62.56	Falso contacto	Apertura en cables de excitación por falso contacto entre el cable y conector de los anillos rozantes
4	08/12/2005	11:57	08/12/2005	13:43	1.77	16.96	Falso contacto	Falla en AVR falso contacto
5	06/11/2006	13:42	06/11/2006	13:50	0.13	1.28	Falla del control	Falla del AVR
6	09/11/2006	10:47	09/11/2006	16:53	6.1	58.56	Falla de protecciones	Falla en sistema de excitación
7	24/11/2008	13:03	24/11/2008	13:38	0.58	5.6	Falla del control	Cambiar fuente de alimentación modulo remoto AVR control automático
8	26/11/2008	21:16	26/11/2008	23:03	1.78	17.12	Falla del control	Falla en AVR variación de voltaje de unidad causando disparo por perdida de campo
9	28/11/2008	09:52	28/11/2008	10:23	0.52	4.96	Falla del control	Restablecer comunicación AVR con PLC
10	29/11/2008	19:26	29/11/2008	20:50	1.4	13.44	Falla del control	Falla en AVR canal automático
11	03/12/2008	15:36	03/12/2008	15:52	0.27	2.56	Falla del control	Falla en canal automático del AVR
12	16/12/2008	15:20	16/12/2008	15:28	0.13	1.28	Falla del control	Salida para verificar comportamiento del AVR al subir carga a la unidad 1 y bajando carga a la unidad 2
13	14/06/2009	17:08	15/06/2009	05:27	12.32	118.24	Falla de aislamiento	Corto circuito anillo superior e inferior sobre calentamiento y falla del aislamiento
14	27/10/2010	20:04	27/10/2010	21:35	1.52	14.56	Falla componente	Falla en borne de conexión de bobina de cierre de interruptor 41G (H <sub>2</sub> S)
15	02/03/2011	08:51	02/03/2011	09:07	0.27	2.56	Falla componente	Falla por extractor de aire del AVR (H <sub>2</sub> S)
16	30/10/2014	04:48	30/10/2014	09:02	4.23	40.64	Falla componente electrónico	Falla AVR por fuente de alimentación de la electrónica de PLC (H <sub>2</sub> S)
17	24/11/2014	06:11	24/11/2014	13:19	7.13	68.48	Falla componente electrónico	Falla microswitch AVR falla microswitch de los fusibles de puentes de tiristores (H <sub>2</sub> S)

Tabla 36. Parámetros de Confiabilidad Regulador de Voltaje

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{t/1000h}$
1	3,014.20	3295.6046	<b>23.77</b>	0.87	0.00033176	3014.20	0.3318
2	6,309.80	8371.6745	<b>47.55</b>	2.37	0.00031697	3154.90	0.3170
3	14,681.48	18996.9919	<b>47.55</b>	6.52	0.00020434	4893.83	0.2043
4	33,678.47	3746.993	<b>71.36</b>	1.77	0.00011877	8419.62	0.1188
5	37,425.46	71.355	<b>92.49</b>	0.13	0.00013360	7485.09	0.1336
6	37,496.82	11657.981	<b>297.77</b>	6.10	0.00016001	6249.47	0.1600
7	49,154.80	47.548	<b>570.30</b>	0.58	0.00014241	7022.11	0.1424
8	49,202.34	47.548	<b>2952.66</b>	1.78	0.00016259	6150.29	0.1626
9	49,249.89	23.774	<b>3295.60</b>	0.52	0.00018274	5472.21	0.1827
10	49,273.67	92.489	<b>3554.63</b>	1.40	0.00020295	4927.37	0.2029
11	49,366.16	297.765	<b>3746.99</b>	0.27	0.00022282	4487.83	0.2228
12	49,663.92	3554.63467	<b>6208.27</b>	0.13	0.00024162	4138.66	0.2416
13	53,218.55	6208.27033	<b>8371.67</b>	12.32	0.00024428	4093.73	0.2443
14	59,426.83	2952.663	<b>11657.98</b>	1.52	0.00023558	4244.77	0.2356
15	62,379.49	16142.532	<b>16142.53</b>	0.27	0.00024046	4158.63	0.2405
16	78,522.02	570.296	<b>18996.99</b>	4.23	0.00020376	4907.63	0.2038
17	79,092.32			7.13	0.00021494	4652.49	0.2149

Tabla 37. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador de Voltaje

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
0.5163	2,911.51	4,754.88	0.39	37.25	159.37	395.30	792.64	1,431.56	2,458.00	4,170.71	7,318.34	14,643.59	56,070.09

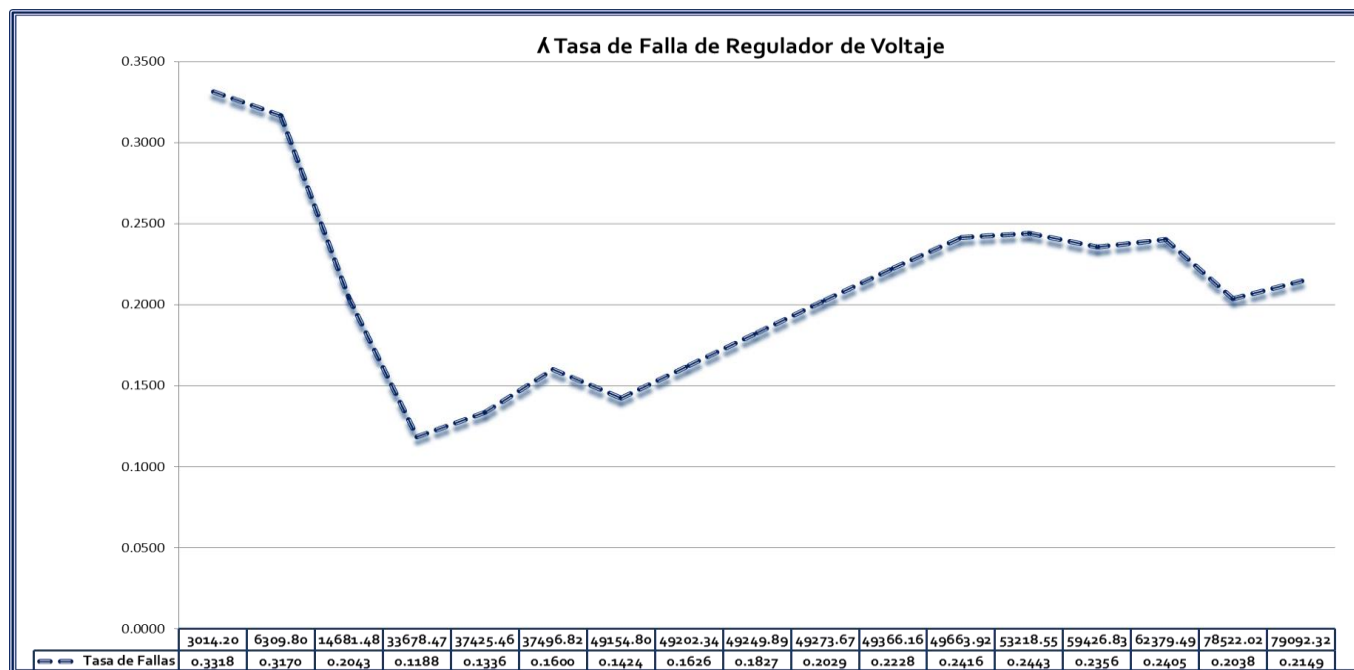


Figura 82: Tasa de Falla Regulador de Voltaje

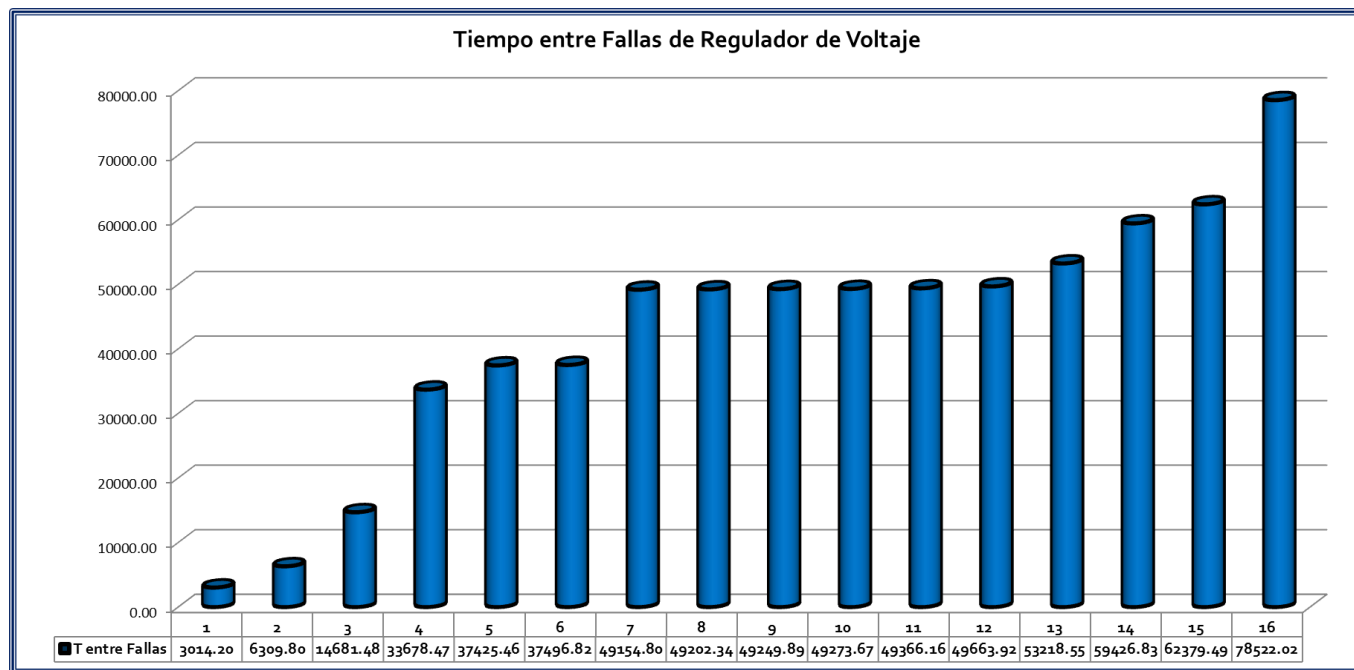


Figura 83: Tiempo entre fallas Regulador de Voltaje

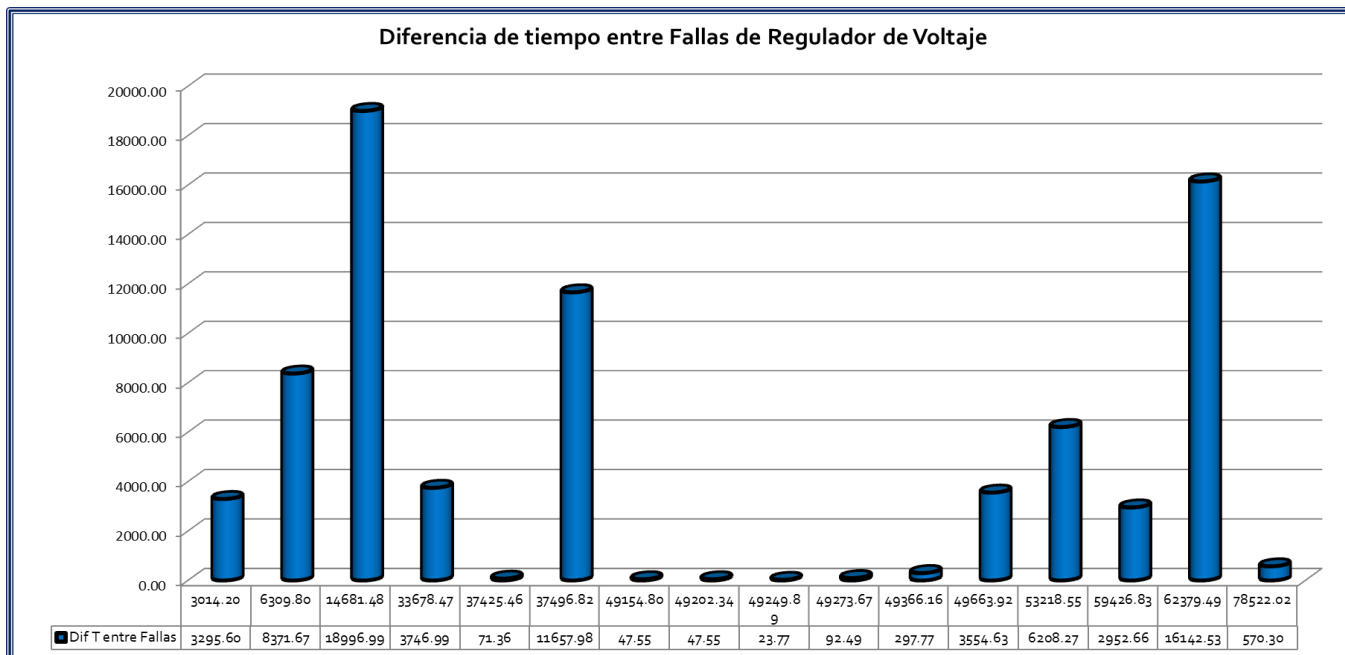


Figura 84: Diferencia de tiempo entre falla Regulador de Voltaje

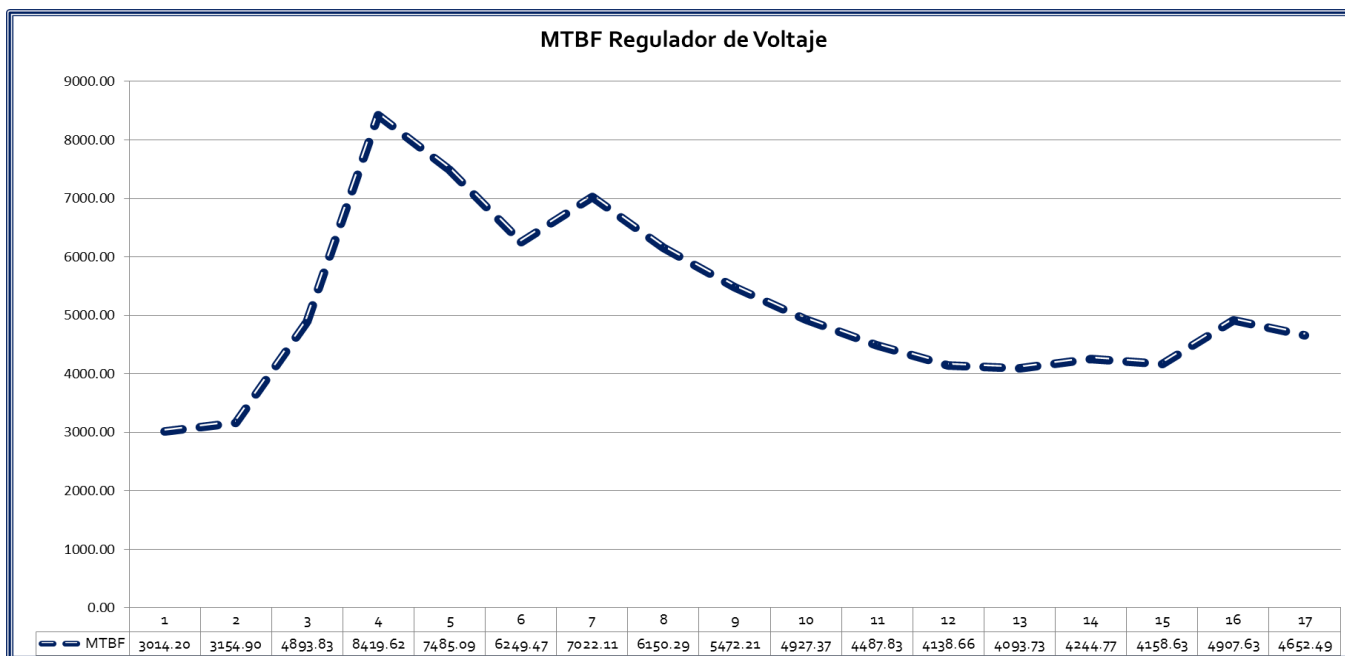


Figura 85: Tiempo medio entre fallas (MTBF) Regulador de Voltaje

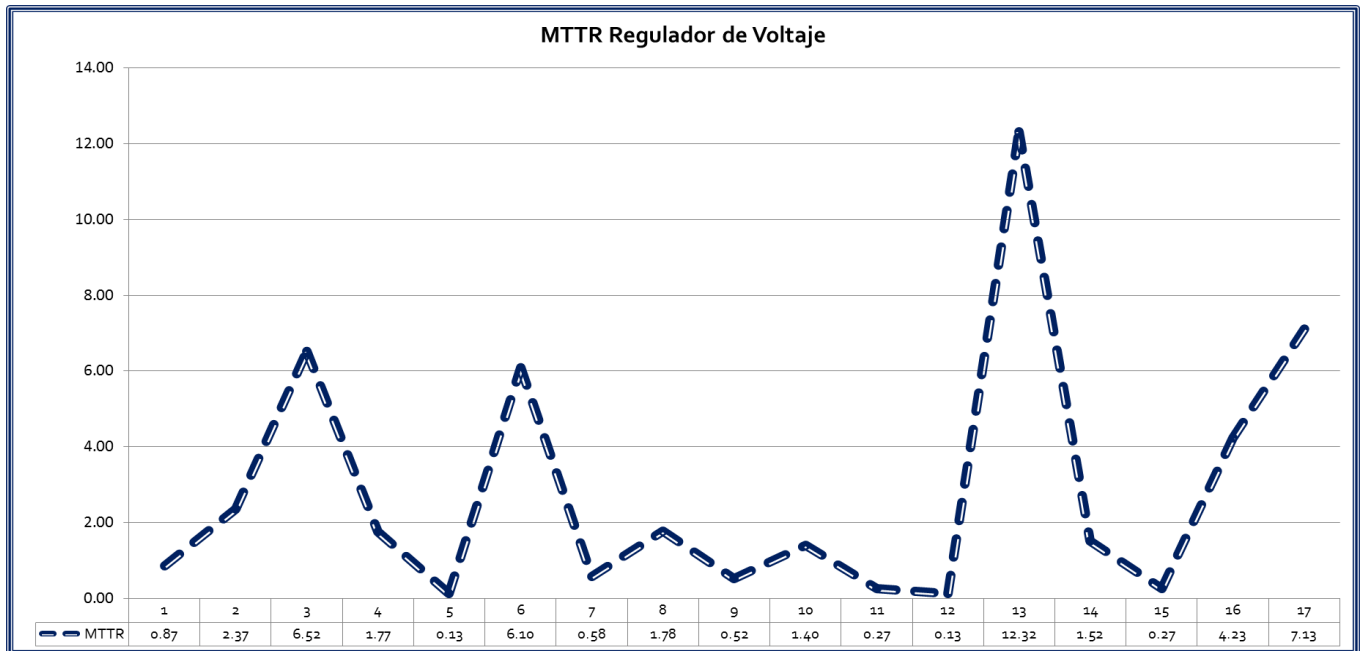


Figura 86: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Regulator de Voltaje

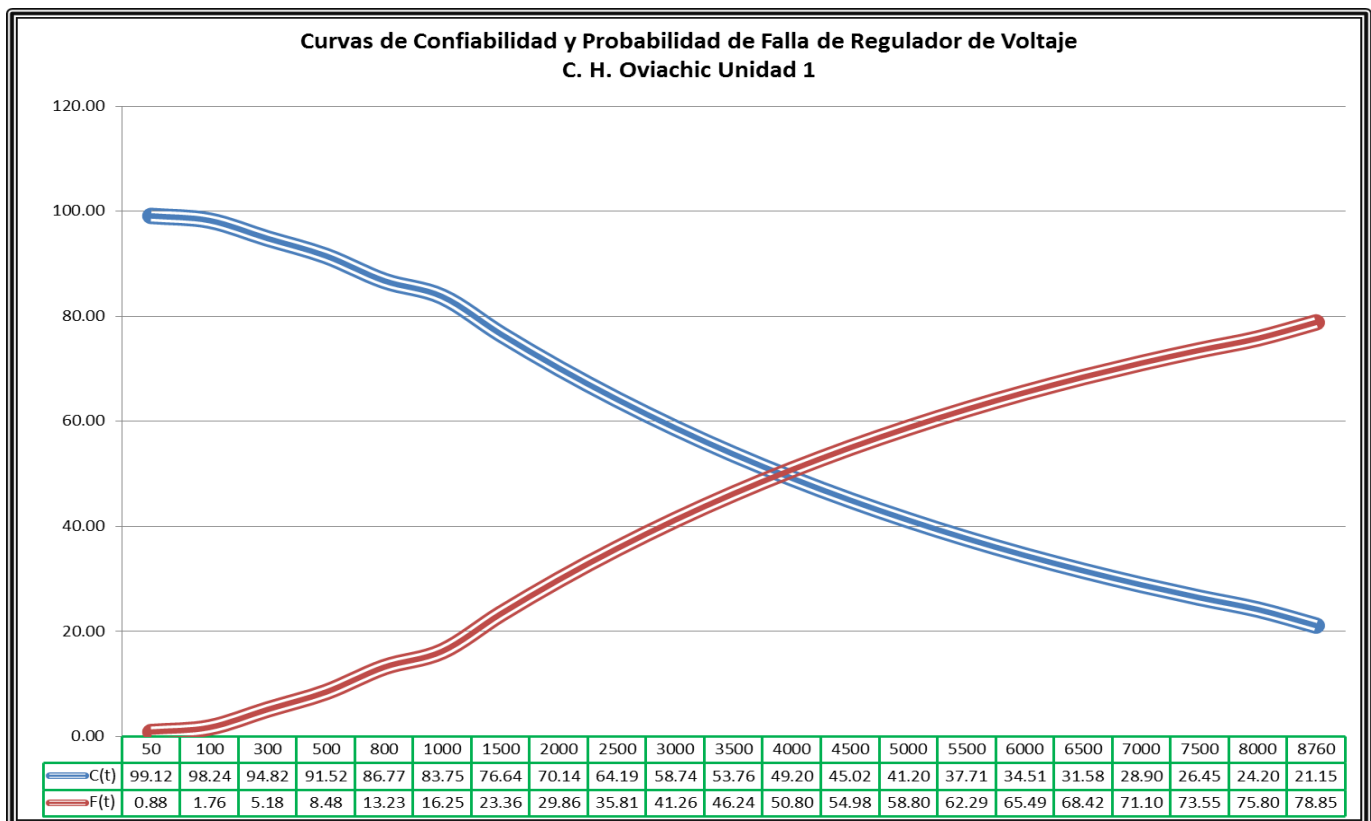


Figura 87: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Regulator de Voltaje

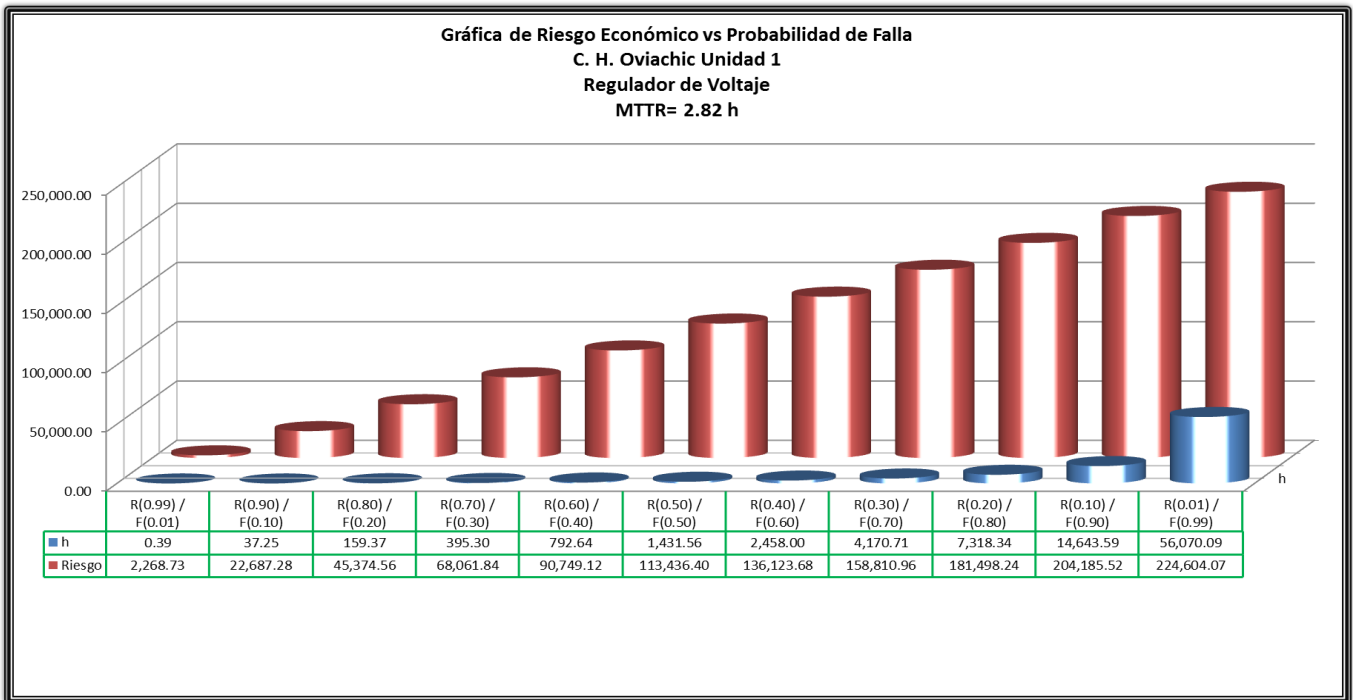


Figura 88: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje MTTR Promedio

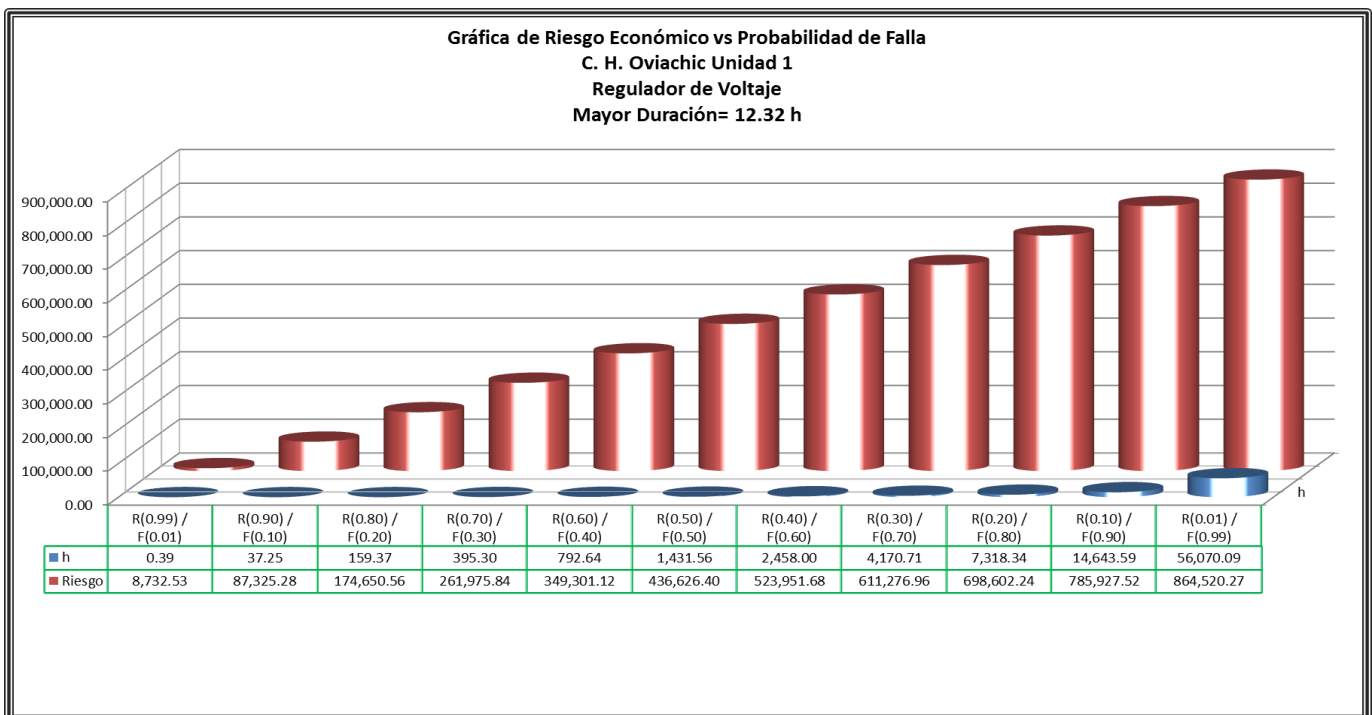







Figura 89: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje MTTR Mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos del regulador de voltaje, así como, los componentes de la misma que han presentado falla, clasificadas en el tipo de falla y recomendaciones al respecto:

Tabla 38. Parámetros de Confiabilidad relacionados a Regulador de Voltaje.

1	Parametro de Forma ( $\beta$ ) Horas	0.5163
2	Vida Característica ( $\eta$ ) Horas	2,911.51
3	Vida Promedio ( $\mu$ ) Horas	4,754.88
4	MTBF= $\eta * \text{GAMMA}\Gamma(1 + 1/\beta)$ Horas	2694.89
5	MTRR Horas	0.52

Tabla 39. Tipos de Falla presentados de Regulador de Voltaje

F A L L A	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Falla de Elementos Críticos ( <b>6 fallas</b> ) por H <sub>2</sub> S		Patrón "F" comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente hasta un comportamiento aleatorio de la probabilidad de fallas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de fallas para determinar las causas de las fallas infantiles.</li> <li>• Provisión de repuestos.</li> <li>• Búsqueda de Fallas</li> </ul>
Falla relacionada a los sistemas de control ( <b>4 fallas</b> )		patrón "C" muestra una probabilidad de falla ligeramente ascendente,	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Programación de Pruebas (Búsqueda de fallas)</li> </ul>
Falla Anillos Rozantes ( <b>2 fallas</b> )		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema.</li> <li>* Analisis de Falla si la respuesta inadecuada se presenta antes de los estimado.</li> </ul>
Falla Canal Automático ( <b>2 fallas</b> )		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema.</li> <li>* Analisis de Falla si la respuesta inadecuada se presenta antes de los estimado.</li> </ul>
Falla por falso contacto, interruptor de campo y sistema de excitación) ( <b>3 fallas</b> )		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema.</li> <li>* Analisis de Falla si la respuesta inadecuada se presenta antes de los estimado.</li> </ul>

**(x)= número de veces en que se ha presentado la falla mencionada.**



➔ **Regulador de Voltaje por falla en Control:**

Tabla 40. Eventos relacionados a Regulador de Voltaje-Control

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	06/11/2006	13:42	06/11/2006	13:50	0.13	1.28	Falla del control	Falla del AVR
2	26/11/2008	21:16	26/11/2008	23:03	1.78	17.12	Falla del control	Falla en AVR variación de voltaje de unidad causando disparo por pérdida de campo
3	28/11/2008	09:52	28/11/2008	10:23	0.52	4.96	Falla del control	Restablecer comunicación AVR con PLC
4	16/12/2008	15:20	16/12/2008	15:28	0.13	1.28	Falla del control	Salida para verificar comportamiento del AVR al subir carga a la unidad 1 y bajando carga a la unidad 2

Tabla 41. Parámetros de Confiabilidad Regulador de Voltaje-Control

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{f/1000h}$
1	3,337.48	11776.884	<b>47.54</b>	0.13	0.00029963	3337.48	0.2996
2	15,114.36	47.548	<b>414.02</b>	1.78	0.00013232	7557.18	0.1323
3	15,161.91	414.028	<b>11776.88</b>	0.52	0.00019786	5053.97	0.1979
4	15,575.94			0.13	0.00025681	3893.99	0.2568

Tabla 42. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador de Voltaje-Control

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
0.3546	2,237.46	4,079.48	0.01	3.92	32.56	122.21	336.55	795.90	1,748.58	3,775.95	8,562.23	23,506.44	166,020.01

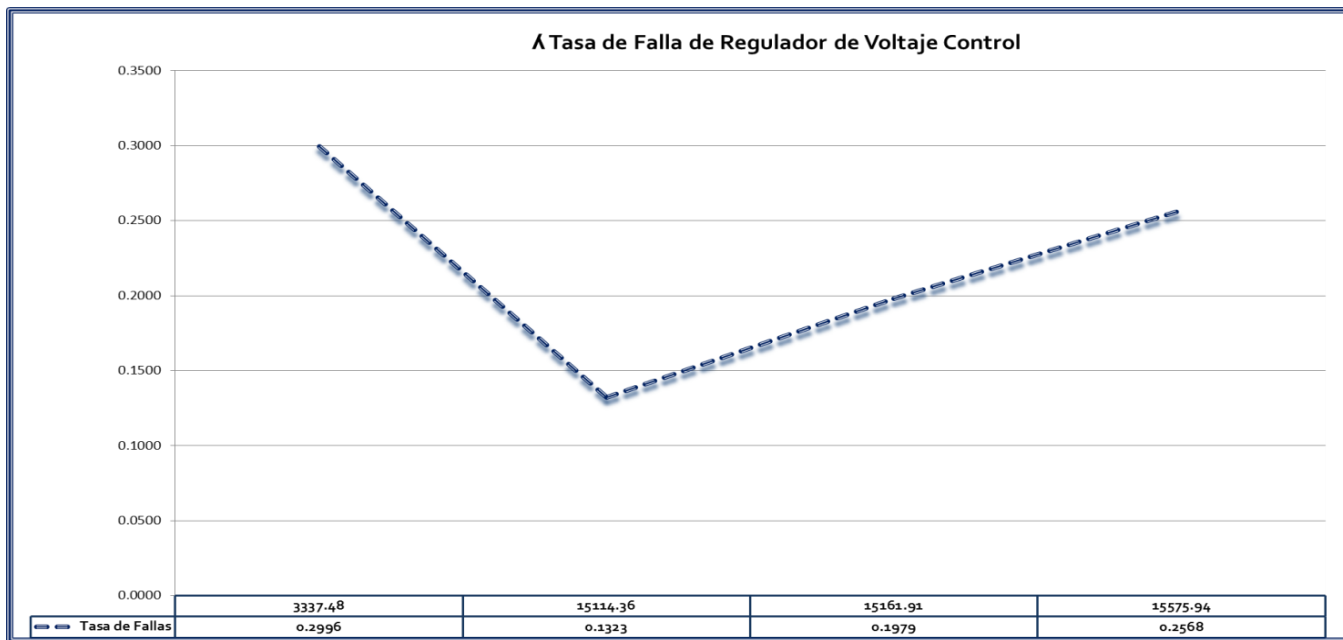


Figura 90: Tasa de Falla Regulador de Voltaje-Control

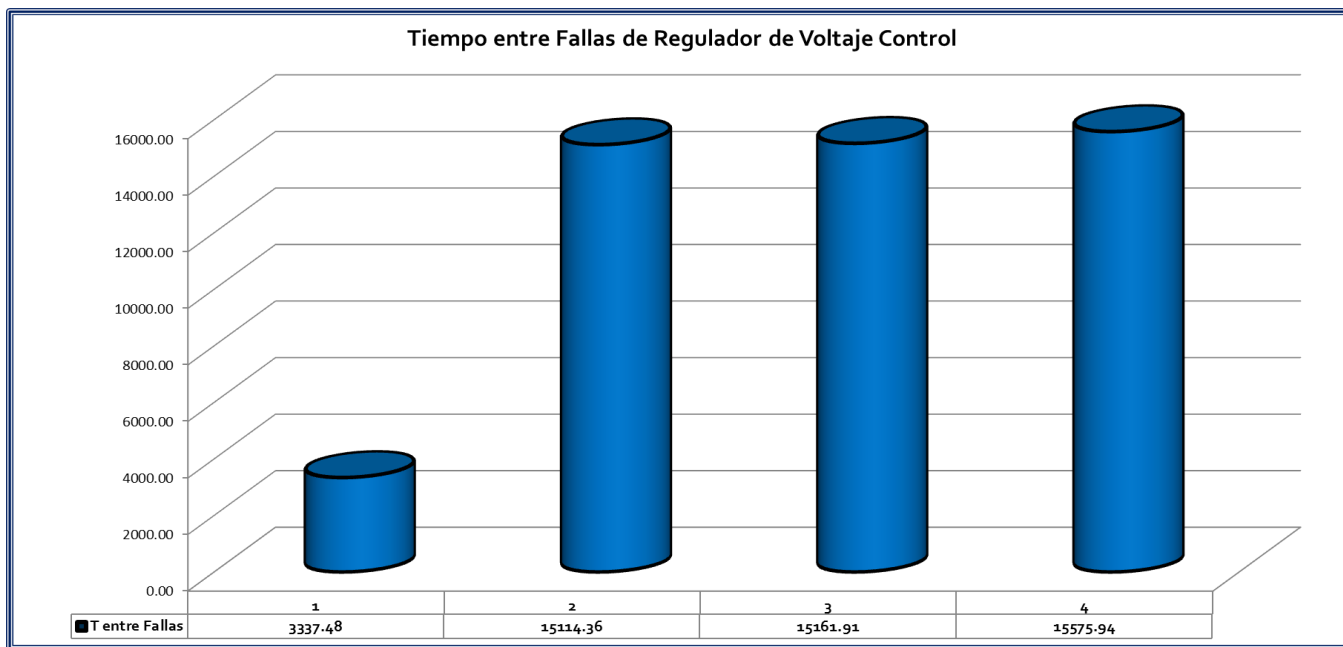


Figura 91: Tiempo entre Falla Regulador de Voltaje-Control

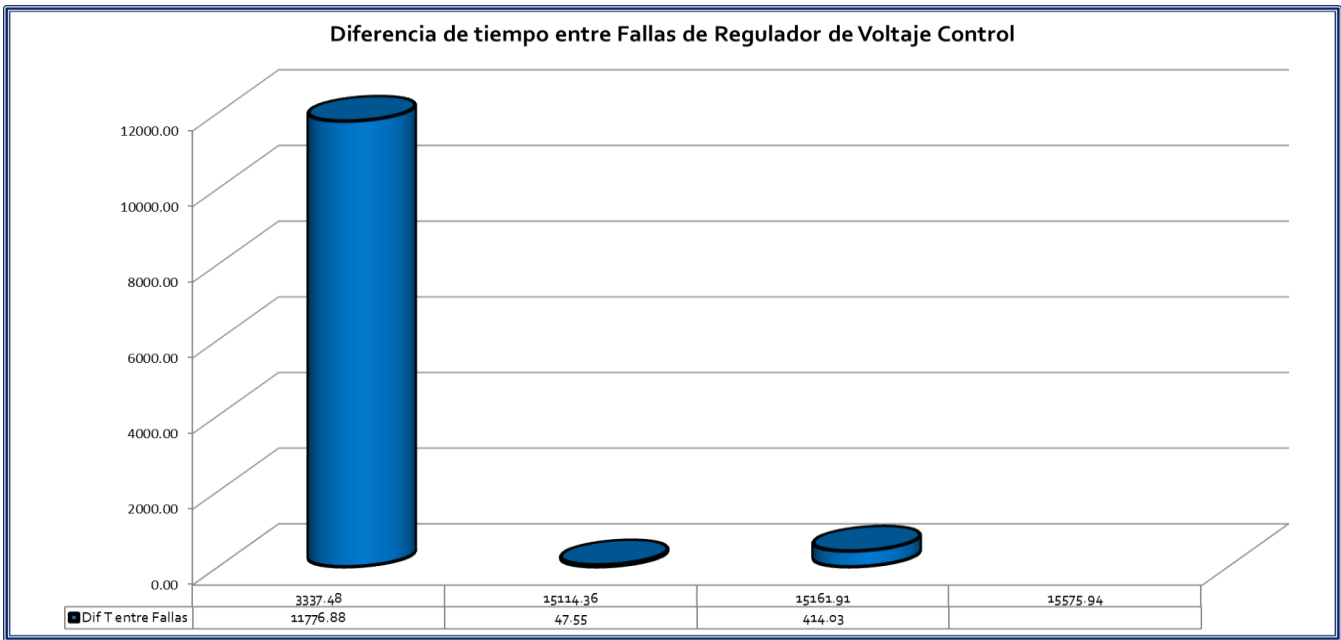


Figura 92: Diferencia de tiempo entre falla Regulador de Voltaje-Control

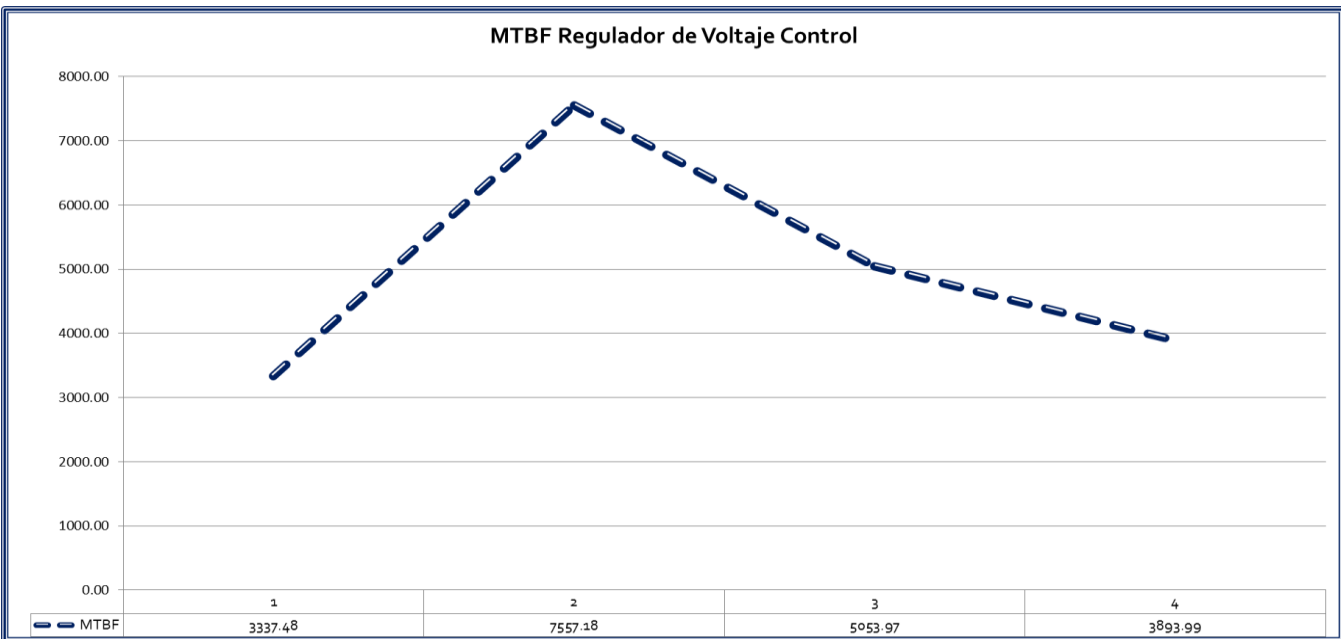


Figura 93: Tiempo medio entre fallas (MTBF) Regulador de Voltaje-Control

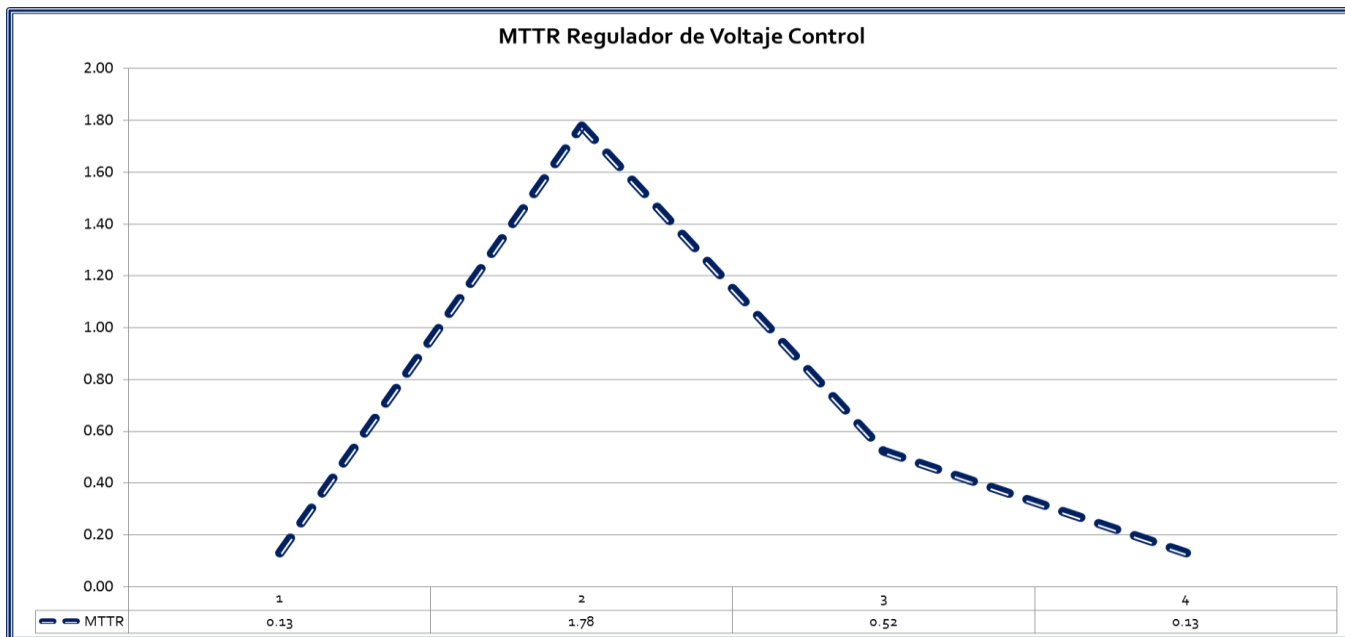


Figura 94: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Regulador de Voltaje-Control

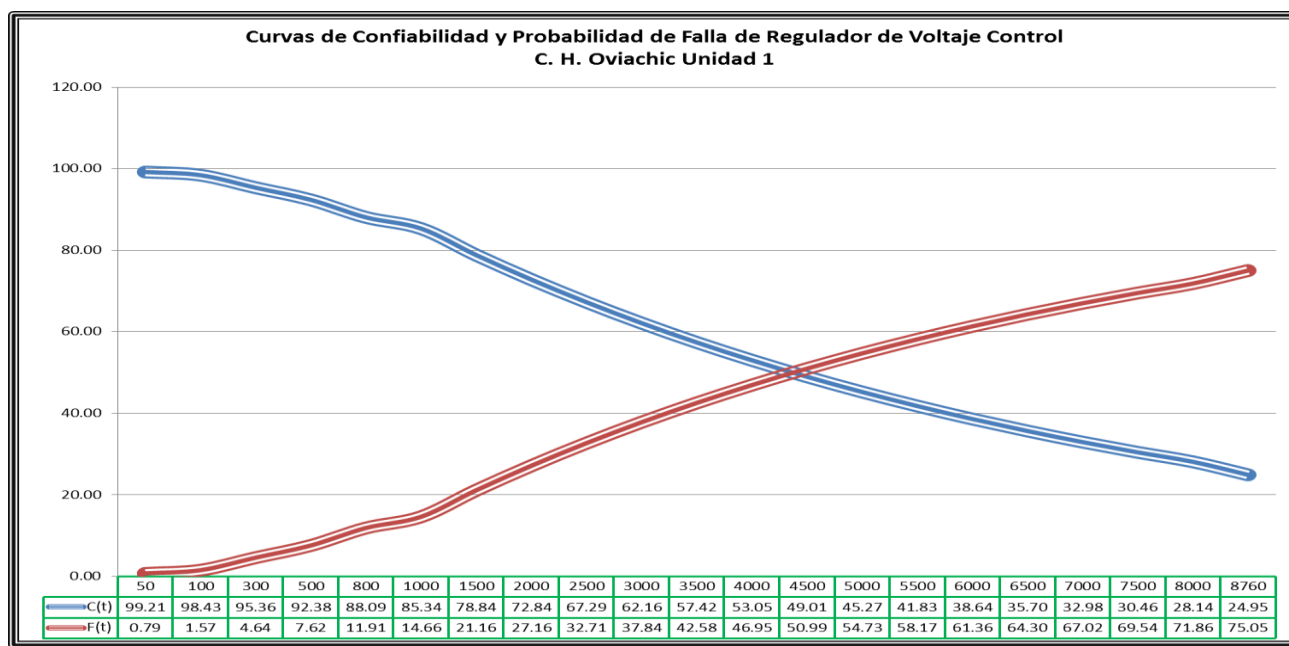


Figura 95: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Regulador de Voltaje-Control

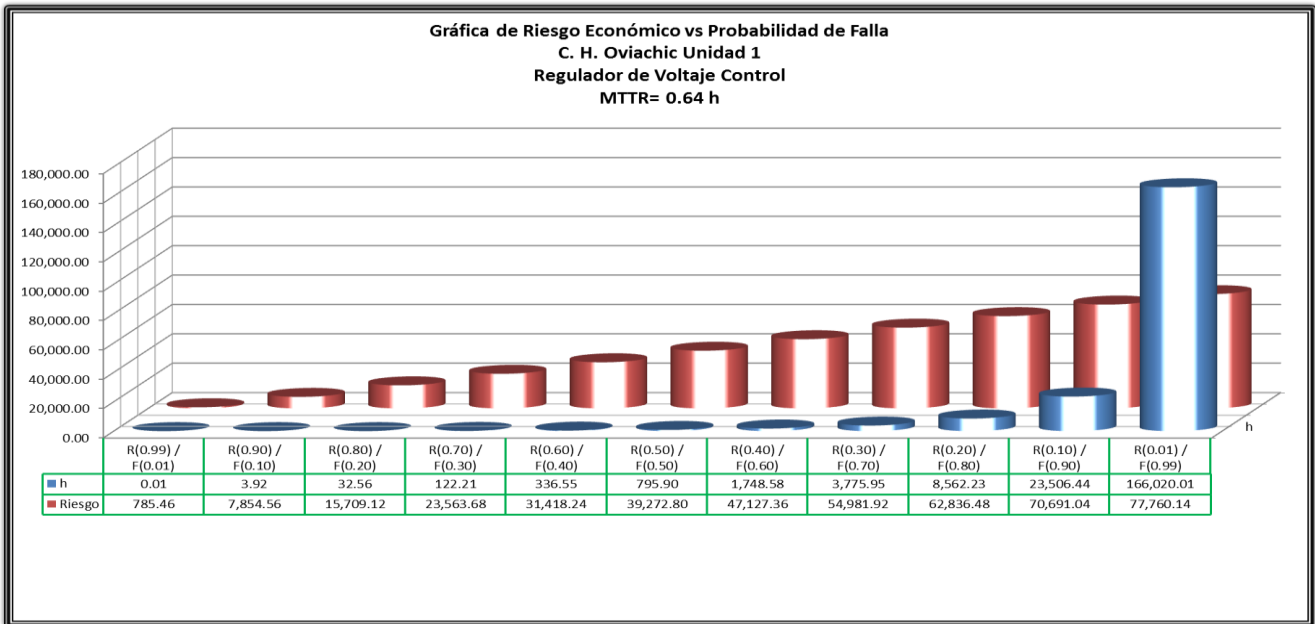


Figura 96: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje-Control MTRR Promedio

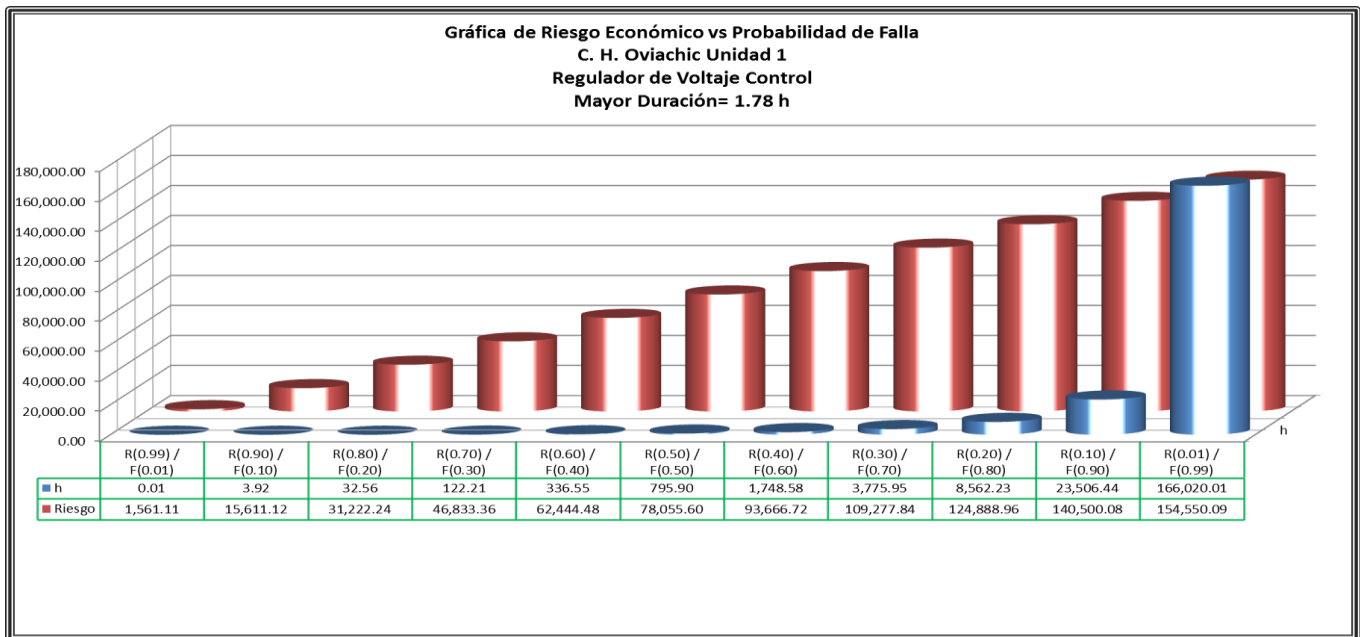



Figura 97: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador de Voltaje-Control MTRR Mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos del regulador de voltaje, en su sistema de control:

Tabla 43. Parámetros de Confiabilidad relacionados a Regulador de Voltaje-Control

1	Parametro de Forma ( $\beta$ )	0.3546
2	Vida Característica ( $\eta$ ) Horas	2,237.46
3	Vida Promedio ( $\mu$ ) Horas	4,079.48
4	MTBF= $\eta * \text{GAMMA}\Gamma(1 + 1/\beta)$ Horas	2022.89
5	MTRR Horas	0.64

Tabla 44. Tipos de Falla presentados de Regulador de Voltaje-Control

F A L L A	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Falla relacionada a los sistemas de control ( <b>4 fallas</b> )	E 	Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad

**(x)**= número de veces en que se ha presentado la falla mencionada.

➔ **Interrupidores**

Tabla 45. Eventos relacionados a Interrupidores

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas	MW	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora	Perdidas	Perdidos		
1	30/09/1998	10:48	30/09/1998	11:05	0.28	2.72	Punto caliente	Punto caliente en cuchillas del interruptor 71010
2	03/05/1999	11:02	03/05/1999	11:22	0.33	3.2	Falla controles y señalización	Falla alambreado interno del interruptor de servicios propios 32115
3	09/05/2001	19:15	09/05/2001	21:07	1.87	17.92	Falla de cierre	Falla en mecanismo de cierre del interruptor 31019
4	06/02/2013	10:16	06/02/2013	11:20	1.07	10.24	Punto caliente	Corregir punto caliente fase A interruptor 31019
5	31/03/2013	21:01	31/03/2013	21:47	0.77	7.36	Fuga (aire aceite H <sub>2</sub> SF6)	Para reposición de gas SF6 a interruptor 71010
6	24/11/2013	05:41	24/11/2013	19:10	13.48	129.44	Punto caliente	Disparo por falla en aislamiento fase b salida a interruptor 31010
7	03/08/2014	00:33	03/08/2014	01:22	0.82	7.84	Falla de apertura	Falla interruptor 71010 baja presión SF6

Tabla 46. Parámetros de Confiabilidad de Interrupidores

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{f/1000h}$
1	4,265.30	5127.8567	<b>1303.38</b>	0.28	0.00023445	4265.30	0.2345
2	9,393.16	8570.4622	<b>1686.47</b>	0.33	0.00021292	4696.58	0.2129
3	17,963.62	52407.9871	<b>3811.97</b>	1.87	0.00016700	5987.87	0.1670
4	70,371.61	1303.38433	<b>5127.86</b>	1.07	0.00005684	17592.90	0.0568
5	71,674.99	1686.46567	<b>8570.46</b>	0.77	0.00006976	14335.00	0.0698
6	73,361.46	3811.969	<b>52407.99</b>	13.48	0.00008179	12226.91	0.0818
7	77,173.43			0.82	0.00009070	11024.78	0.0907

Tabla 47. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Interrupidores

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
0.8719	9,202.45	12,151.35	47.05	696.61	1,647.30	2,820.91	4,259.02	6,044.19	8,324.50	11,385.03	15,883.27	23,950.67	53,038.78

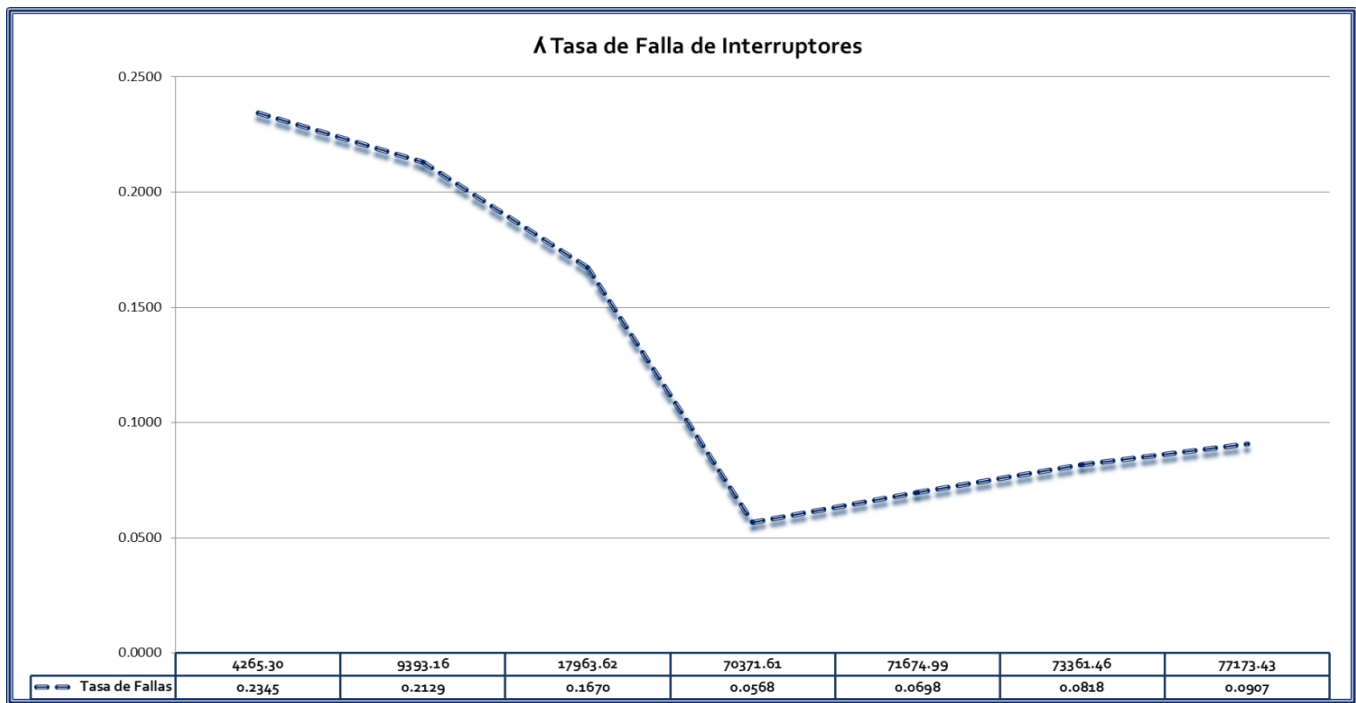


Figura 98: Tasa de Falla Interruptores

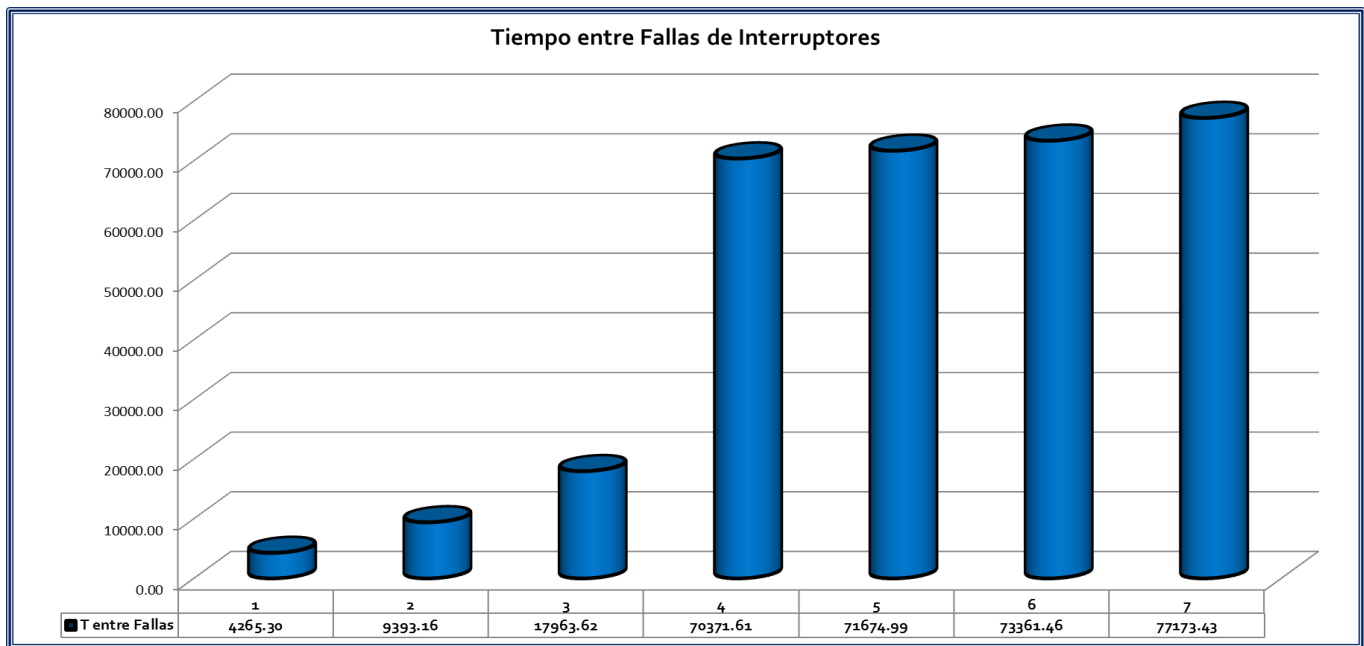


Figura 99: Tiempo entre Falla de Interruptores



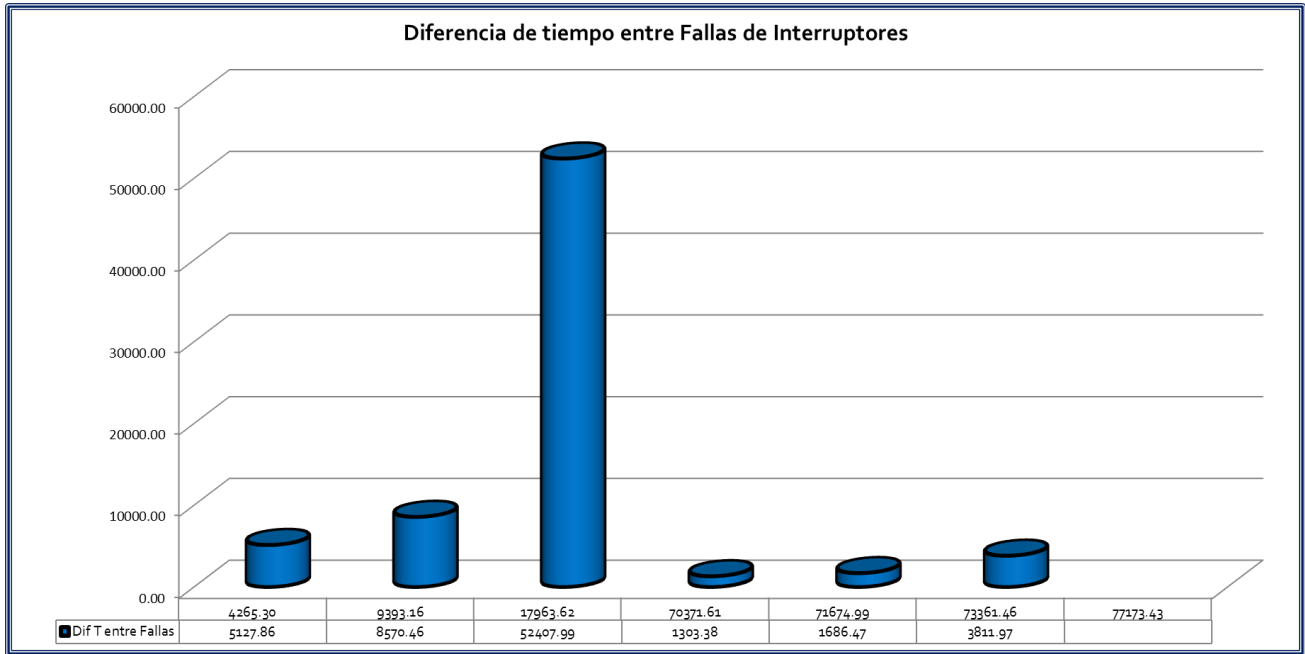


Figura 100: Diferencia de tiempo entre falla de Interruptores

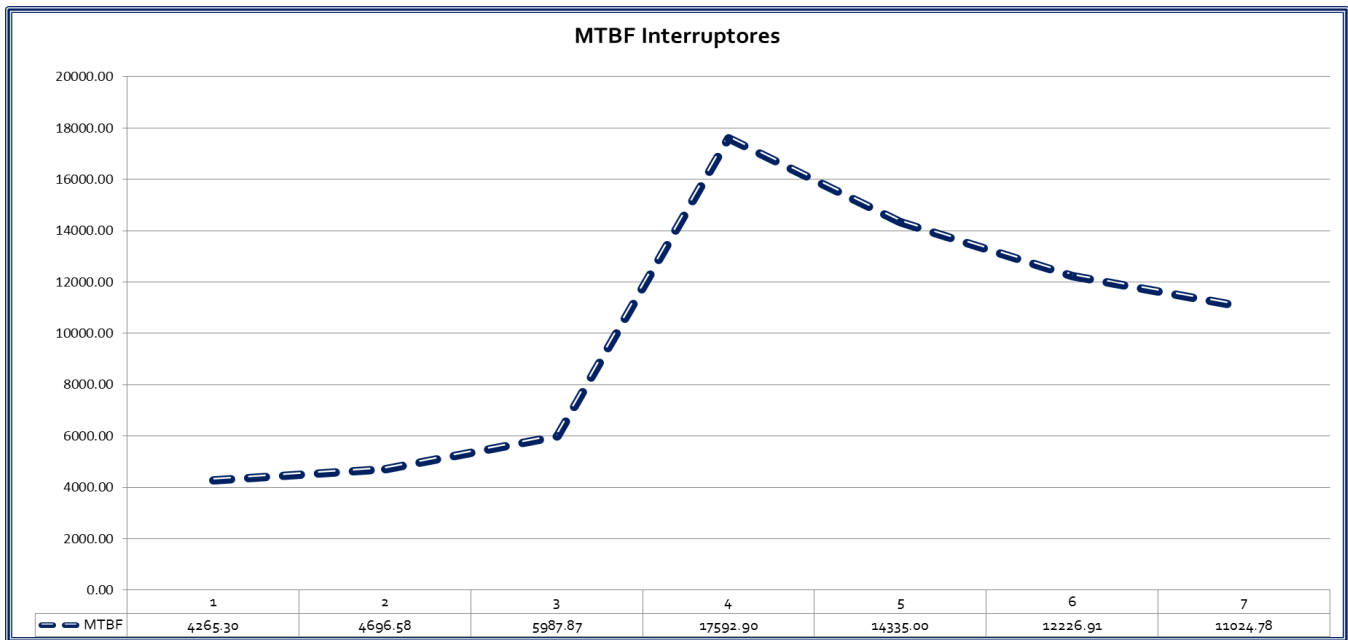


Figura 101: Tiempo medio entre fallas (MTBF) Interruptores

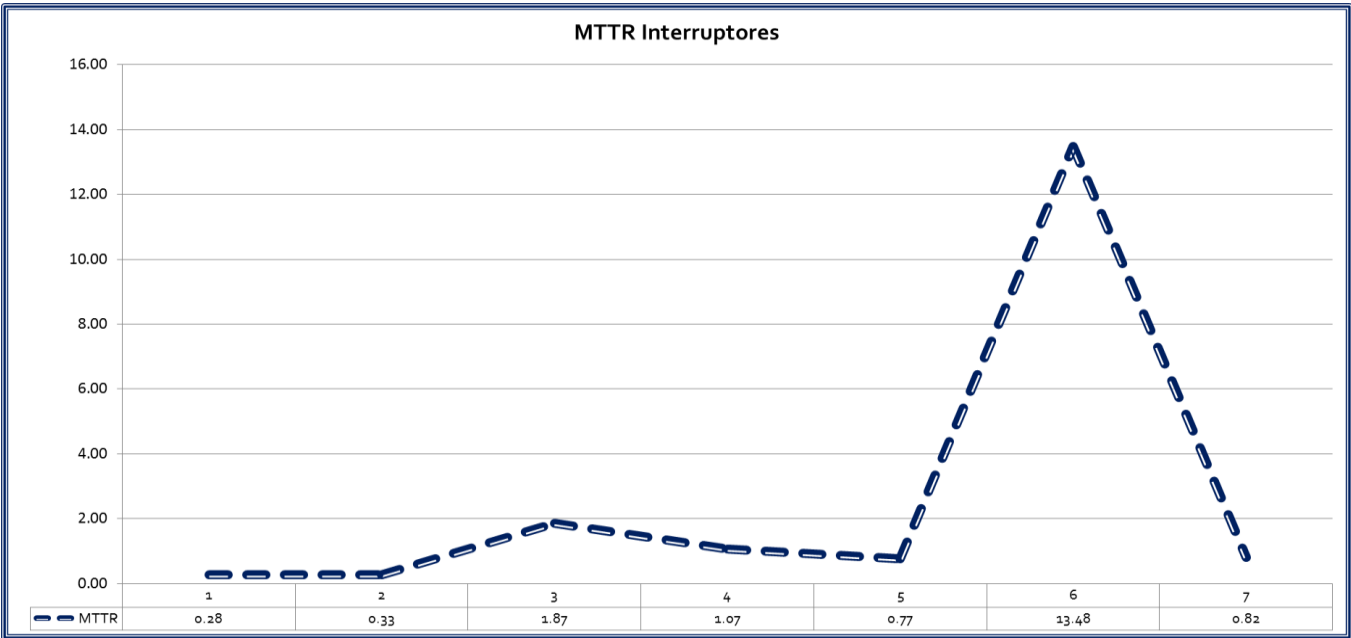


Figura 102: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR)

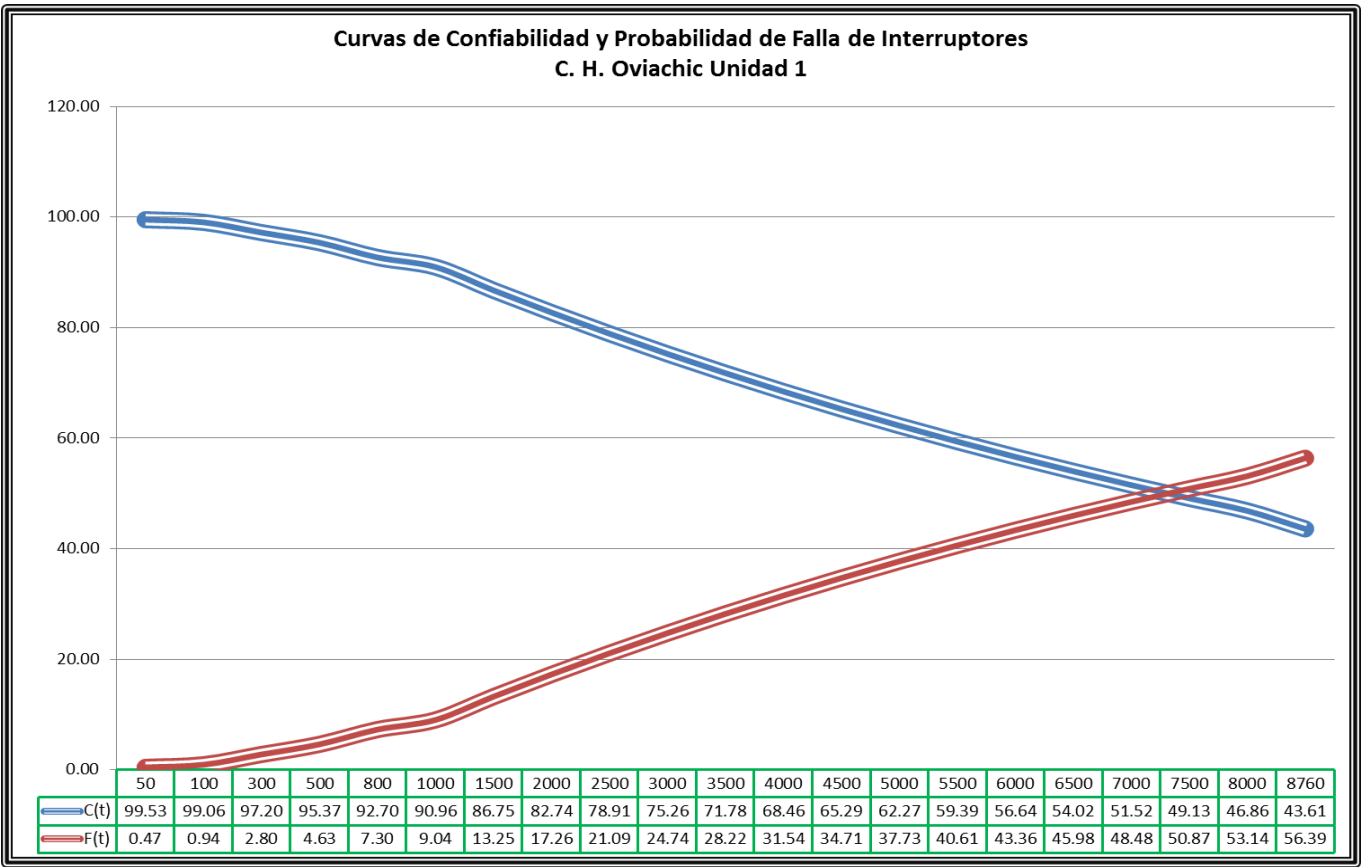


Figura 103: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Interruptores

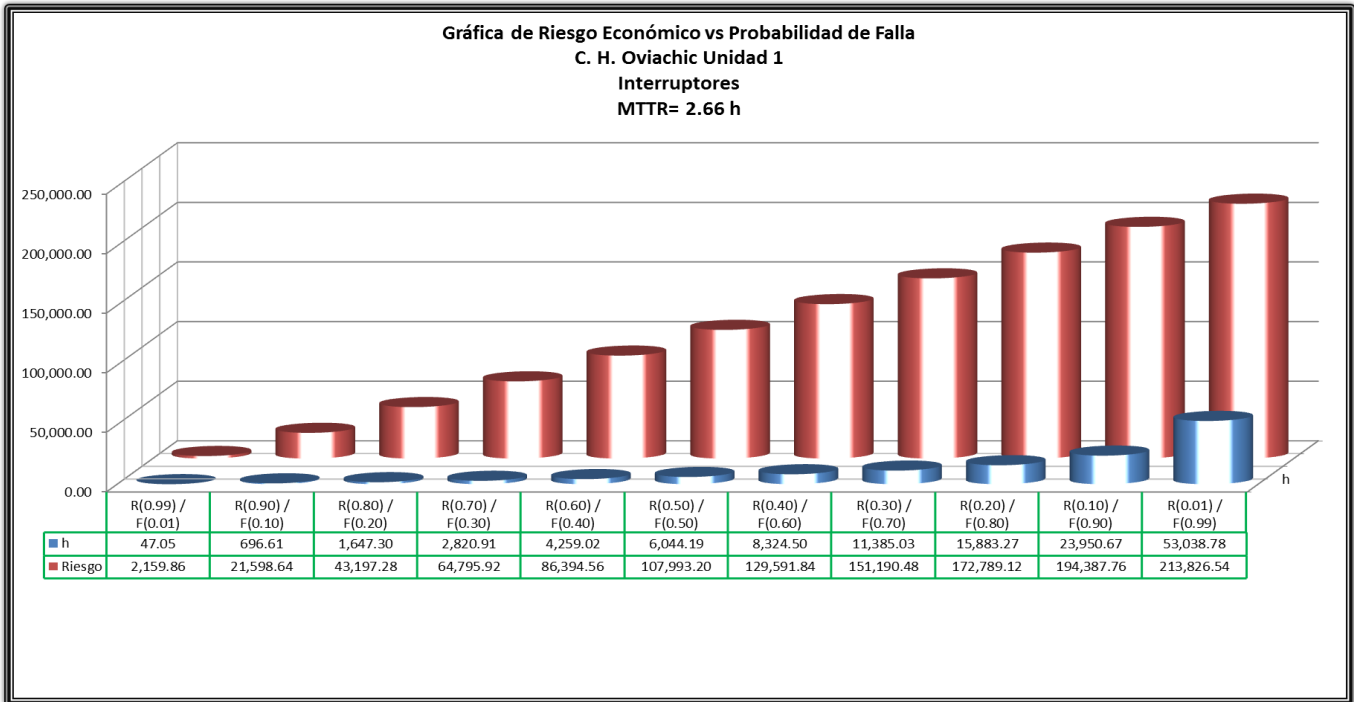


Figura 104: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Interruptores MTTR

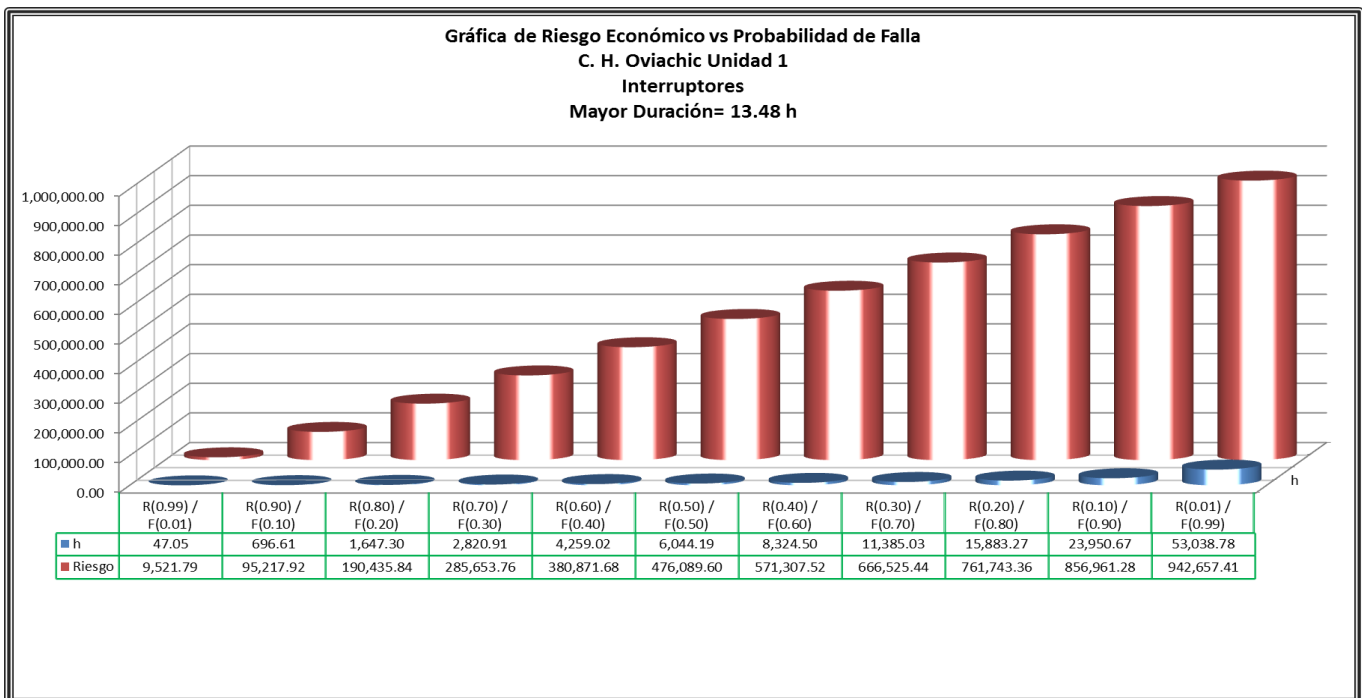






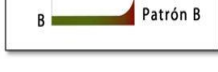
Figura 105: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Interruptores MTTR Mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos de los Interruptores, así como, los componentes de la misma que han presentado falla, clasificadas en el tipo de falla y recomendaciones al respecto:

Tabla 48. Parámetros de Confiabilidad relacionados a Interruptores

1	Parametro de Forma ( $\beta$ )	0.8719
2	Vida Característica ( $\eta$ ) Horas	9,202.45
3	Vida Promedio ( $\mu$ ) Horas	12,151.35
4	MTBF= $\eta * \text{GAMMA}\Gamma'(1 + 1/\beta)$ Horas	8150.61
5	MTTR Horas	2.66

Tabla 49. Tipos de Falla presentados de Interruptores

F A L L A	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Puntos Calientes (2)		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema. * Búsqueda de Fallas.
Fugas SF6 (2)		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema. * Búsqueda de Fallas.
Control Eléctrico (1)		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema. * Analisis de Falla si la respuesta inadecuada se presenta antes de los estimado.
Mecanismos (1)		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema. * Analisis de Falla si la respuesta inadecuada se presenta antes de los estimado.
Aislamiento (1)		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema. * Analisis de Falla si la respuesta inadecuada se presenta antes de los estimado.

**(x)= número de veces en que se ha presentado la falla mencionada.**

➔ **Generador alta Temperatura en Chumaceras**

Tabla 50. Eventos relacionados Generador-Chumaceras

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	22/10/2003	18:37	22/10/2003	21:18	2.68	25.76	Sobrecalentamiento	Alta temperatura en chumacera de carga.
2	28/11/2006	11:01	28/11/2006	11:14	0.22	2.08	Alta temperatura	Falla por alta temperatura en metal 2 de chumacera de carga.
3	04/09/2008	17:42	04/09/2008	18:07	0.42	4	Alta temperatura	Disparo por alta temperatura en metal 2 de la chumacera de carga.
4	03/11/2010	20:59	03/11/2010	22:18	1.32	12.64	Alta temperatura	Disparo de unidad por alta temperatura de chumacera de carga.

Tabla 51. Parámetros de Confiabilidad de Generador-Chumaceras

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{f/1000h}$
1	2,279.05	12112.8439	<b>9576.26</b>	2.68	0.00043878	2279.05	0.4388
2	14,391.89	9576.26267	<b>12037.92</b>	0.22	0.00013897	7195.95	0.1390
3	23,968.15	12037.9203	<b>12112.84</b>	0.42	0.00012517	7989.38	0.1252
4	36,006.07			1.32	0.00011109	9001.52	0.1111

Tabla 52. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Generador-Chumaceras

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
7.8769	11,846.91	11,242.34	6,606.53	8,902.88	9,792.75	10,393.55	10,878.49	11,308.29	11,716.15	12,129.32	12,584.70	13,170.06	14,381.57

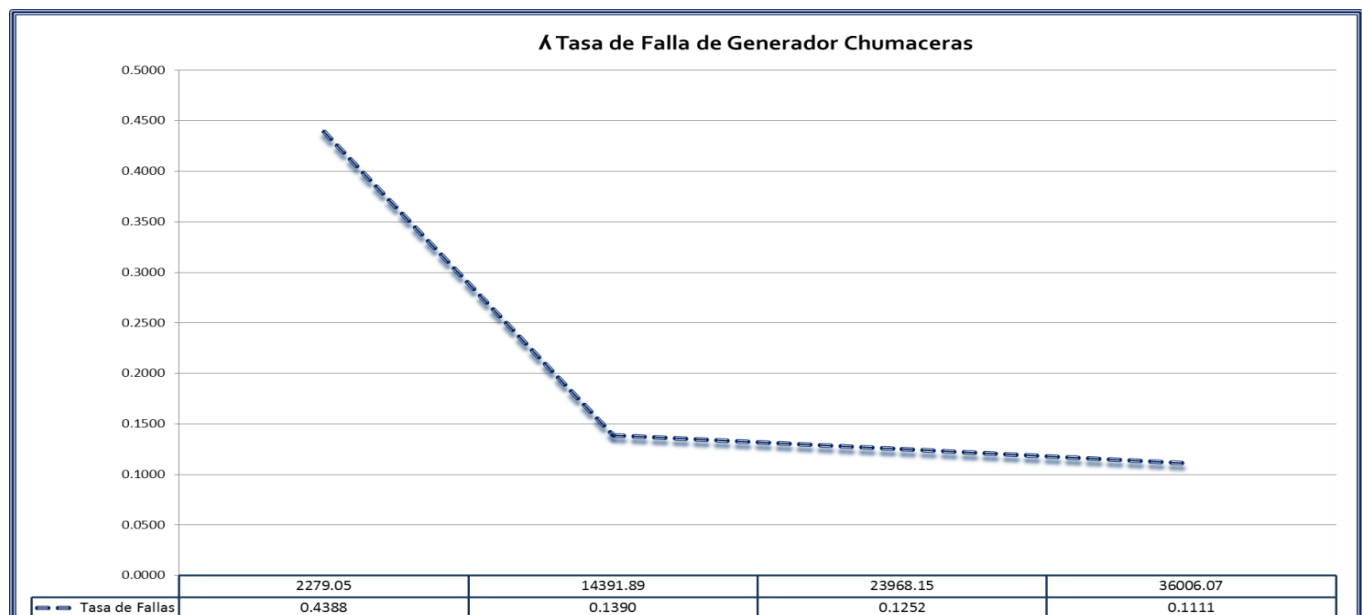


Figura 106: Tasa de Falla de Generador-Chumaceras

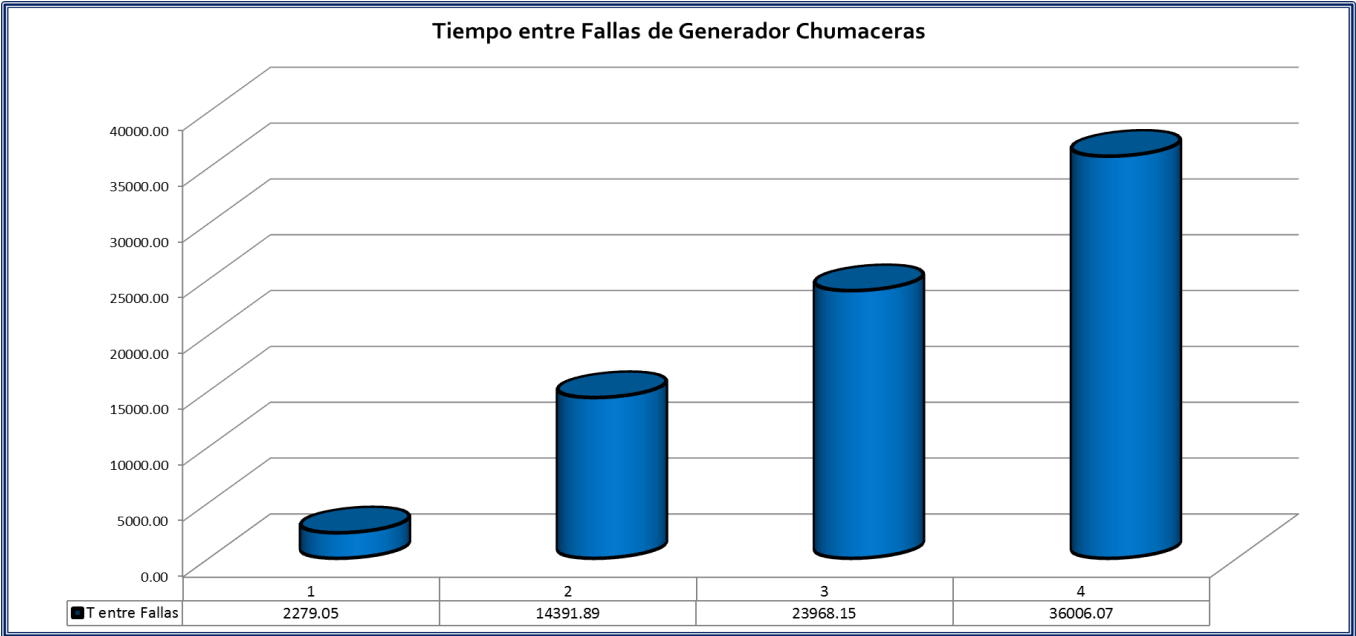


Figura 107: Tiempo entre Falla de Generador-Chumaceras

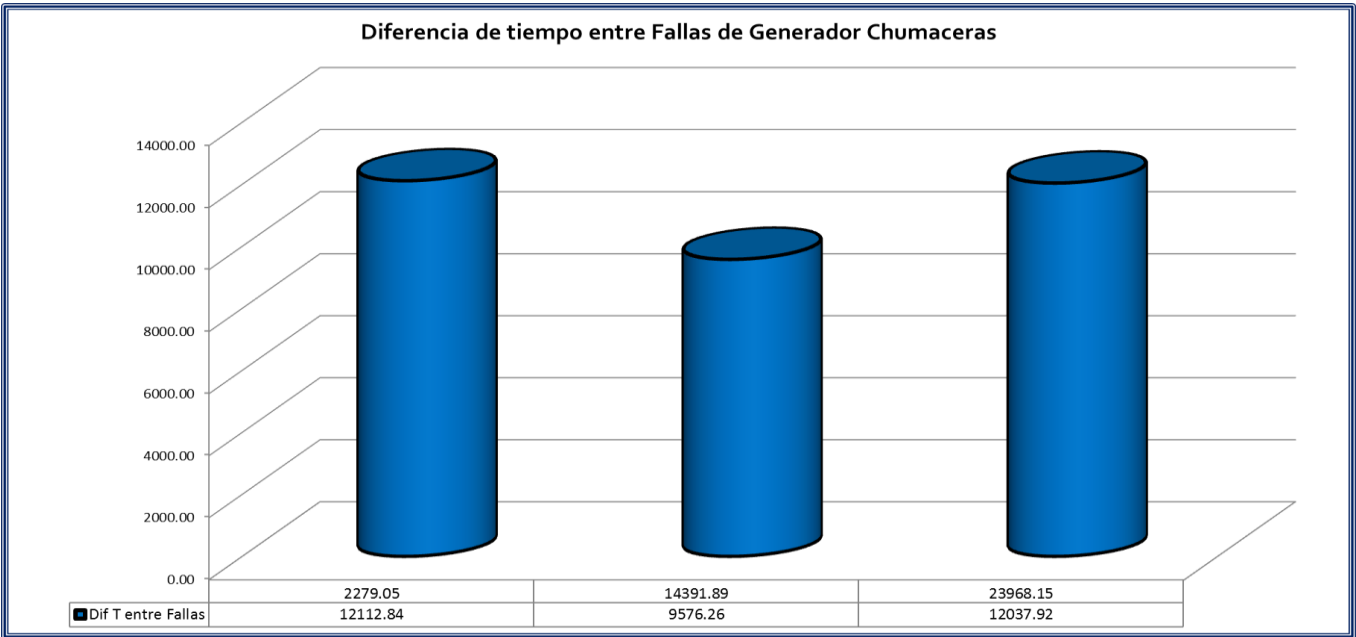


Figura 108: Diferencia de tiempo entre falla de Generador-Chumaceras

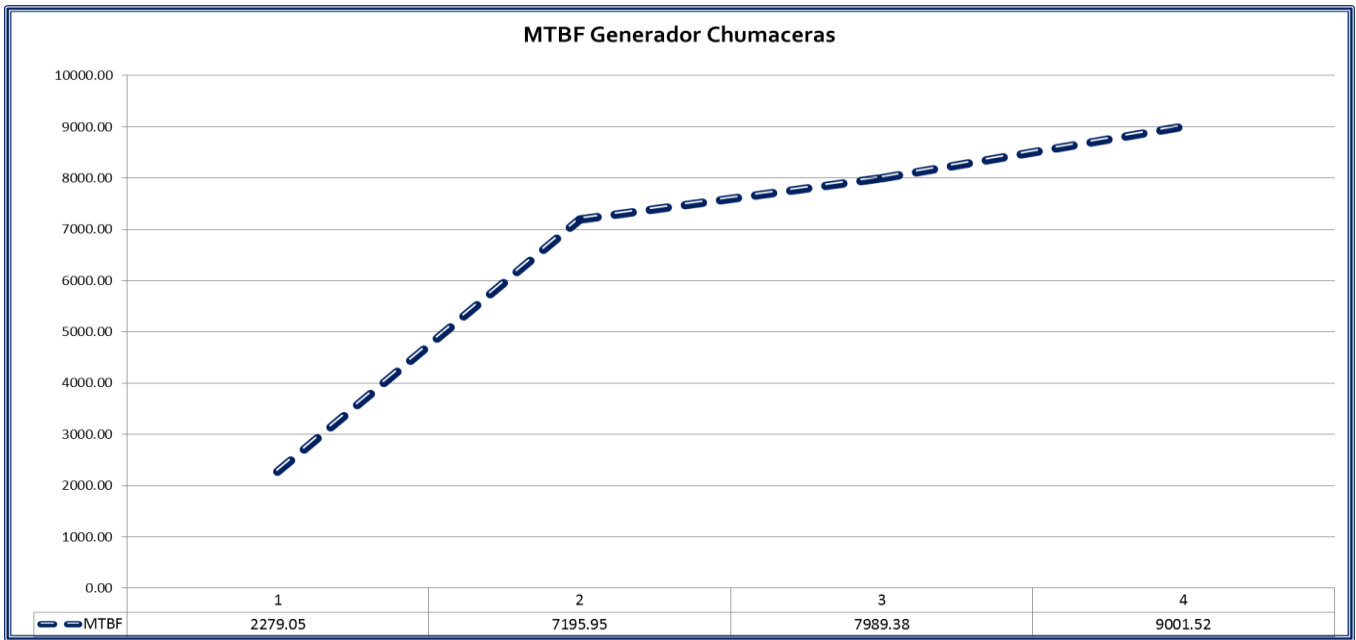


Figura 109: Tiempo medio entre fallas (MTBF) Generador-Chumaceras

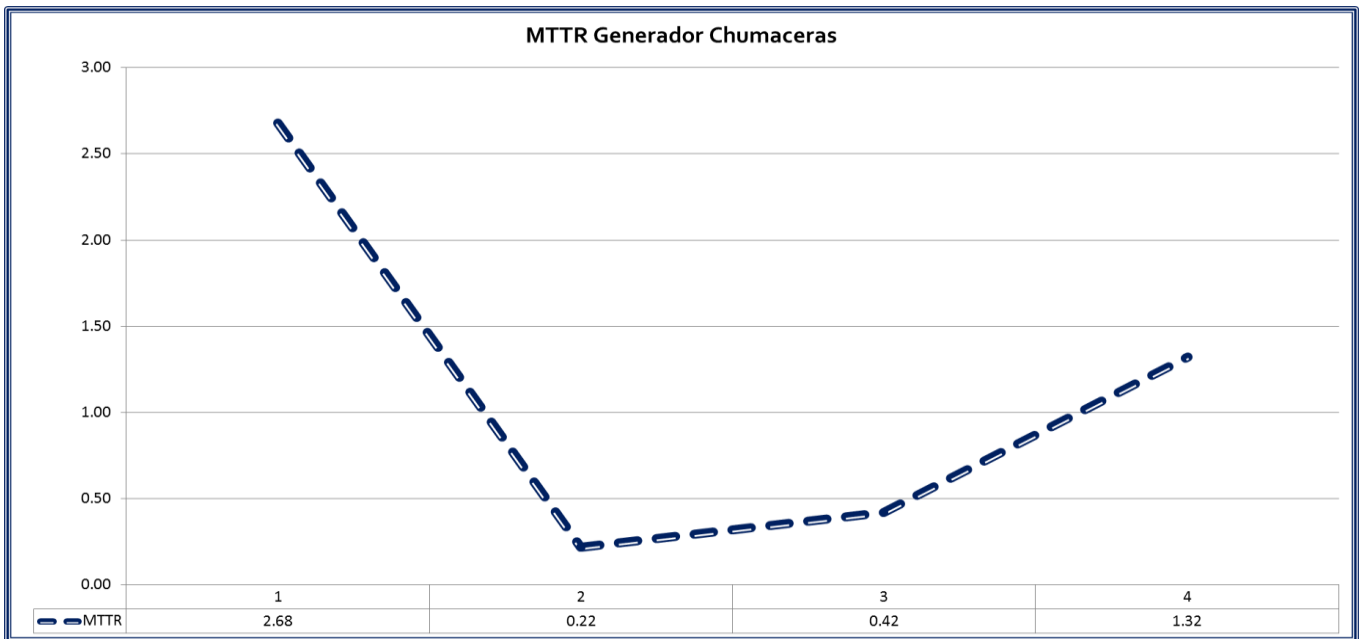


Figura 110: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) Generador-Chumaceras

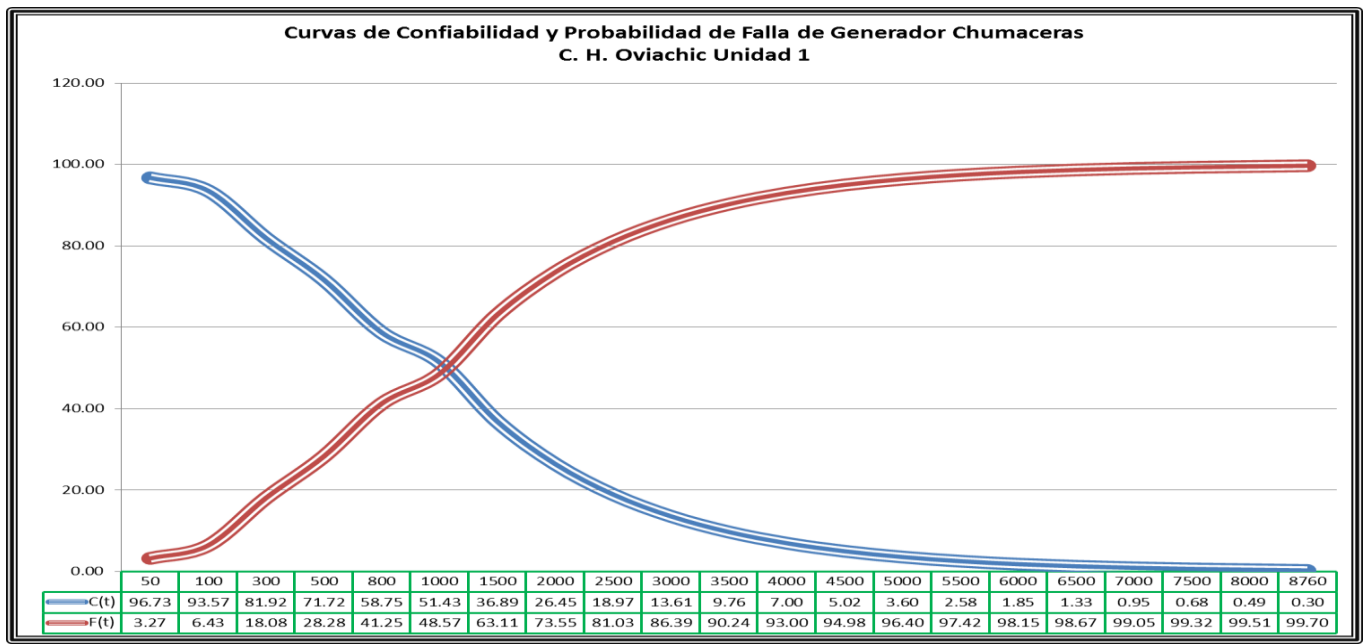


Figura 111: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla por Generador-Chumaceras

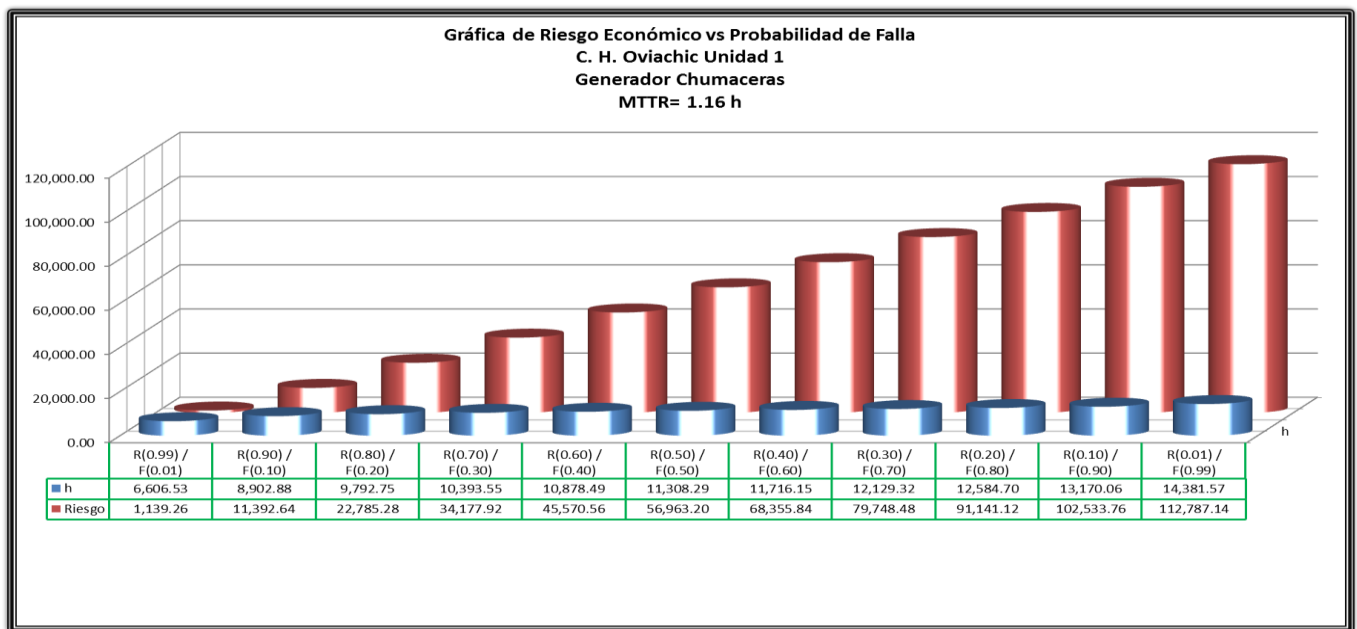


Figura 112: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Generador-Chumaceras MTTR Promedio



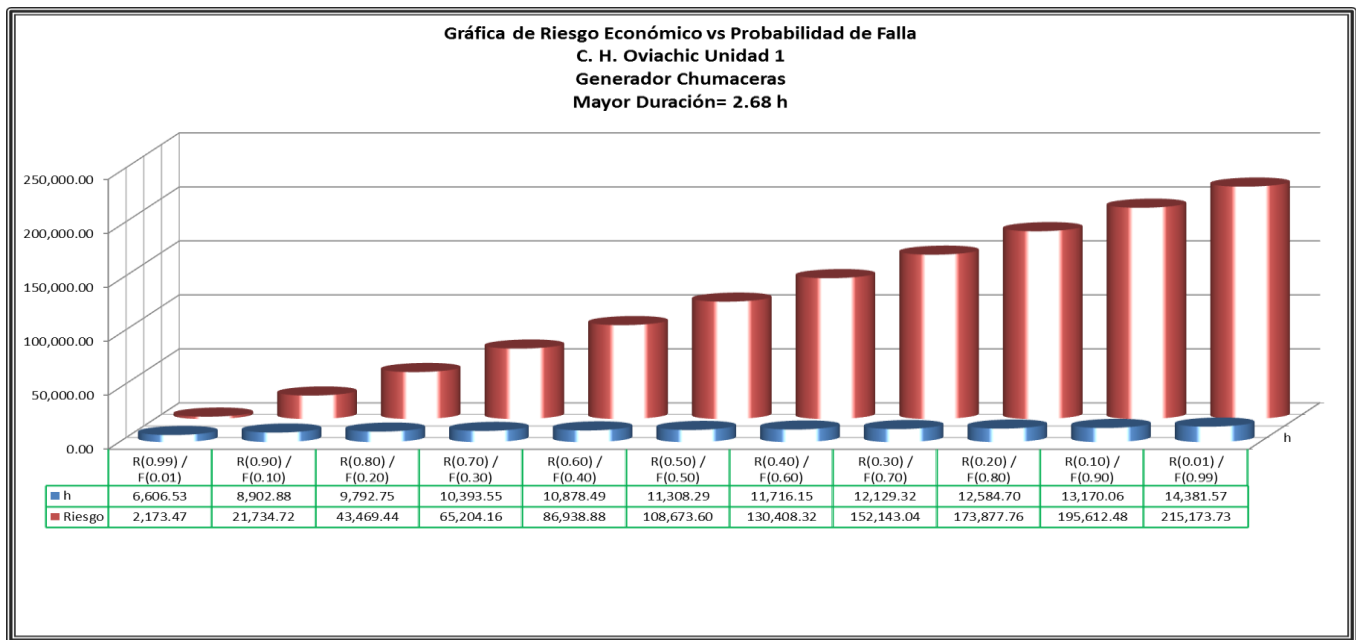


Figura 113: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla Generador-Chumaceras MTTR Mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos de las chumaceras del generador (alta temperatura):

Tabla 53. Parámetros de Confiabilidad relacionados a Generador-Chumaceras

<b>1</b>	<b>Parametro de Forma (<math>\beta</math>)</b>	<b>7.8769</b>
<b>2</b>	<b>Vida Característica (<math>\eta</math>) Horas</b>	<b>11,846.91</b>
<b>3</b>	<b>Vida Promedio (<math>\mu</math>) Horas</b>	<b>11,242.34</b>
<b>4</b>	<b>MTBF== <math>\eta * \text{GAMMA}\Gamma(1 + 1/\beta)</math> Horas</b>	<b>10965.50</b>
<b>5</b>	<b>MTTR Horas</b>	<b>1.16</b>

Tabla 54. Tipos de Falla presentados de Generador-Chumaceras

F A L L A	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Alta Temperatura en Chumacera de carga <b>4 eventos</b>		Patrón "F" comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente hasta un comportamiento aleatorio de la probabilidad de fallas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de fallas para determinar las causas de las fallas infantiles.</li> <li>• Implementar estrategias de mantenimiento proactivo</li> </ul>

**(x)= número de veces en que se ha presentado la falla mencionada.**

➔ **Regulador de Velocidad-Válvula V20Q**

Tabla 55. Eventos relacionados Regulador Velocidad-V20Q

C	Inicio del Evento		Fin del Evento		Horas Perdidas	MW Perdidos	Descripción de Causa	Descripción del Evento
	Día	Hora	Día	Hora				
1	16/04/1998	14:56	16/04/1998	16:11	1.25	12	Falla de aislamiento	Falla de aislamiento en bobina de válvula de protecciones 65S (regulador de velocidad)
2	16/12/2006	13:58	16/12/2006	14:21	0.38	3.68	Falla de protecciones	Falla de válvula principal V20Q del regulador de velocidad.
3	02/01/2008	17:25	02/01/2008	18:32	1.12	10.72	Desajuste	Falla en válvula 65S y V20Q.

Tabla 56. Parámetros de Confiabilidad de Regulador Velocidad-V20Q

C	horas de operación antes de falla	t entre falla	t entre falla ordenado	MTTR	$\lambda$	MTBF	$\lambda_{f/1000h}$
1	4,192.02	6266.806	<b>4703.09</b>	0.38	0.00023855	4192.02	0.2385
2	10,458.82	4703.09	<b>6226.8</b>	1.12	0.00019123	5229.41	0.1912
3	15,161.91			1.62	0.00019786	5053.97	0.1979

Tabla 57. Relación de Confiabilidad, Probabilidad de Falla y Horas en Operación de Regulador Velocidad-V20Q

$\beta$ (modo de falla)	$\eta$ (63.2%)	$\mu$ (Vida promedio)	$\beta_1$ (R(t) = 99%)	$\beta_{10}$ (R(t) = 90%)	$\beta_{20}$ (R(t) = 80%)	$\beta_{30}$ (R(t) = 70%)	$\beta_{40}$ (R(t) = 60%)	$\beta_{50}$ (R(t) = 50%)	$\beta_{60}$ (R(t) = 40%)	$\beta_{70}$ (R(t) = 30%)	$\beta_{80}$ (R(t) = 20%)	$\beta_{90}$ (R(t) = 10%)	$\beta_{99}$ (R(t) = 1%)
4.5075	5,949.49	5,464.94	2,144.15	3,611.25	4,265.40	4,733.14	5,125.76	5,484.86	5,835.21	6,199.53	6,611.96	7,158.71	8,348.77

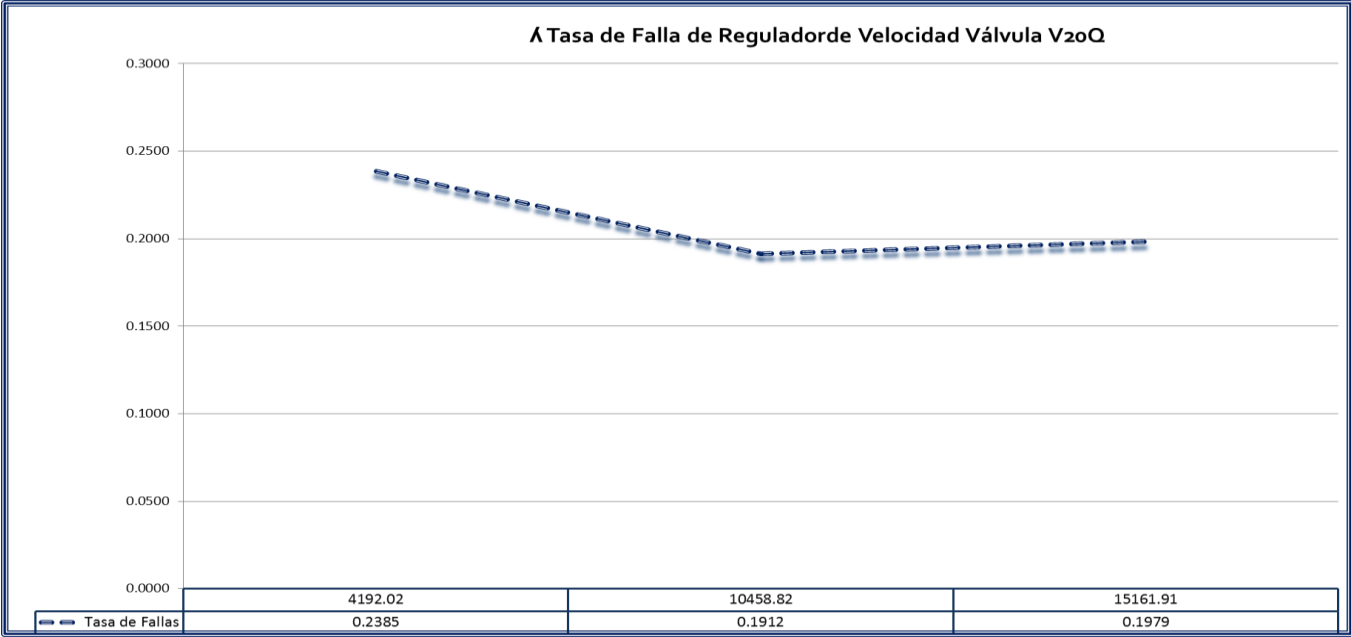


Figura 114: Tasa de Falla de Regulador Velocidad-V20Q

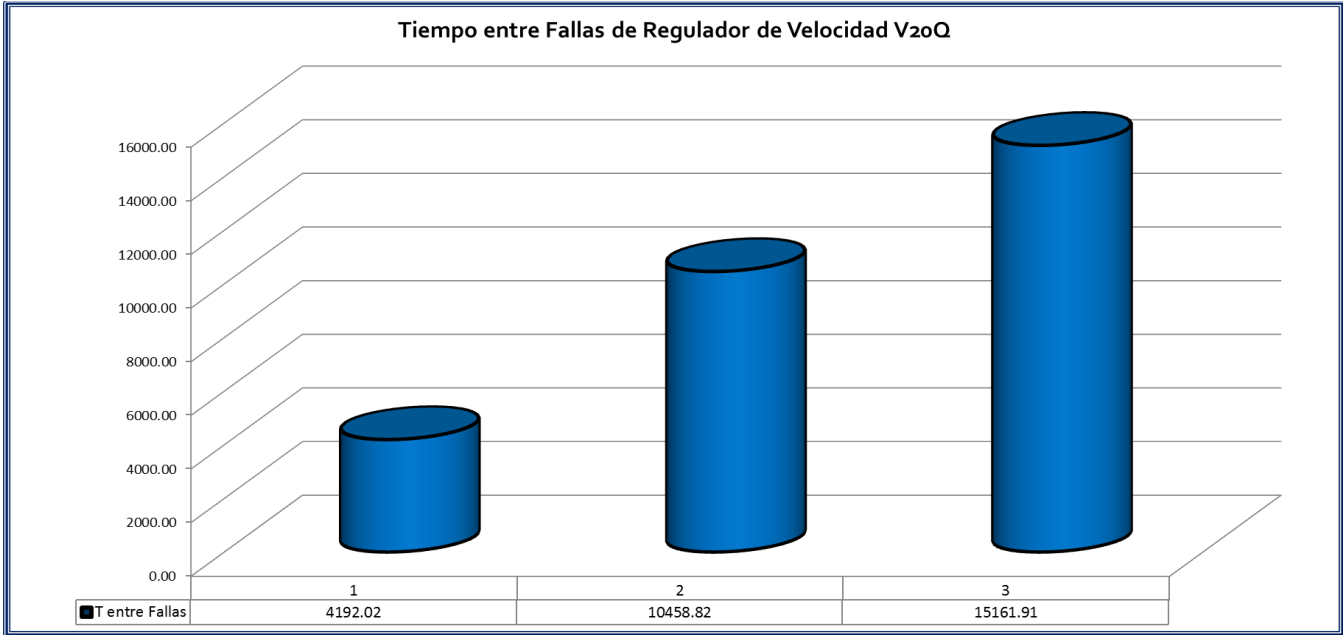


Figura 115: Tiempo entre Falla de Regulador Velocidad-V20Q

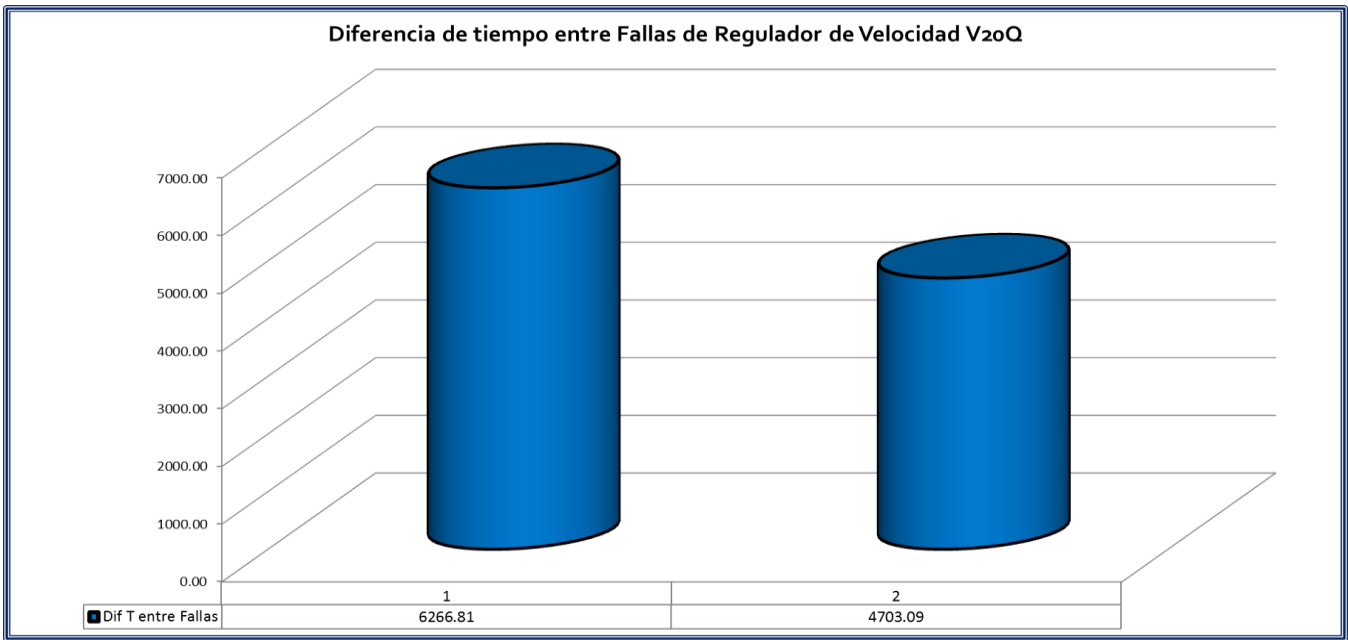


Figura 116: Diferencia de tiempo entre falla de Regulador Velocidad-V20Q

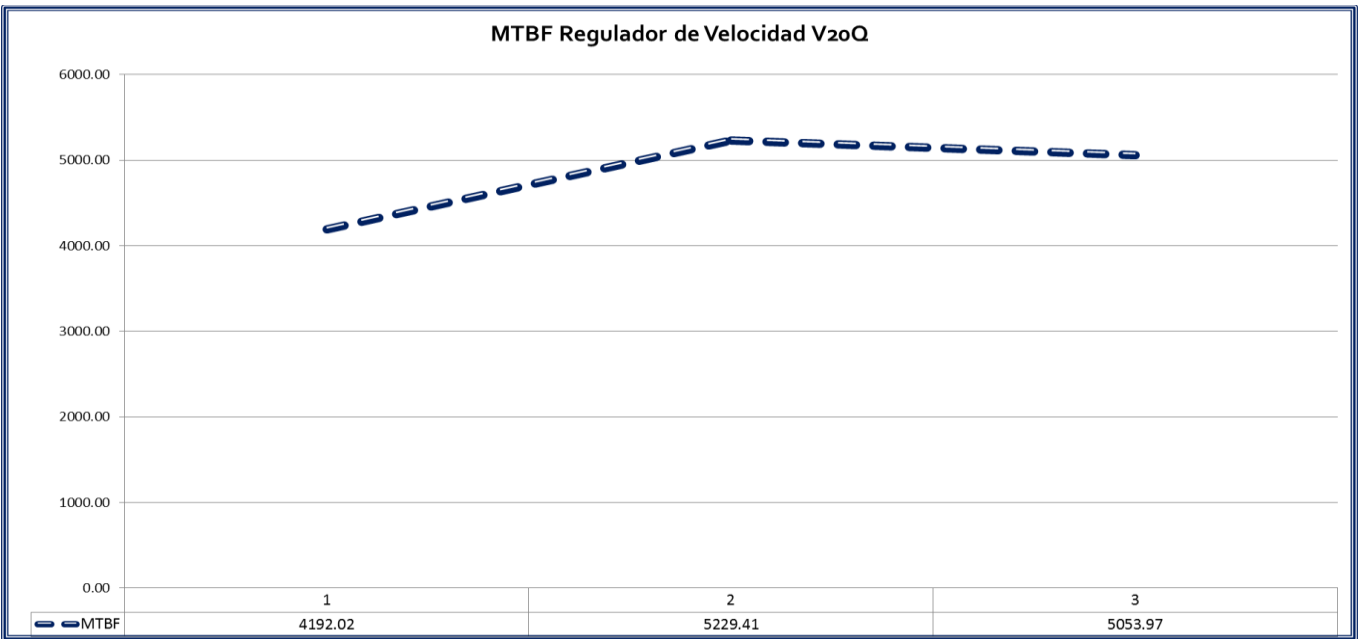


Figura 117: Tiempo medio entre fallas (MTBF) de Regulador Velocidad-V20Q

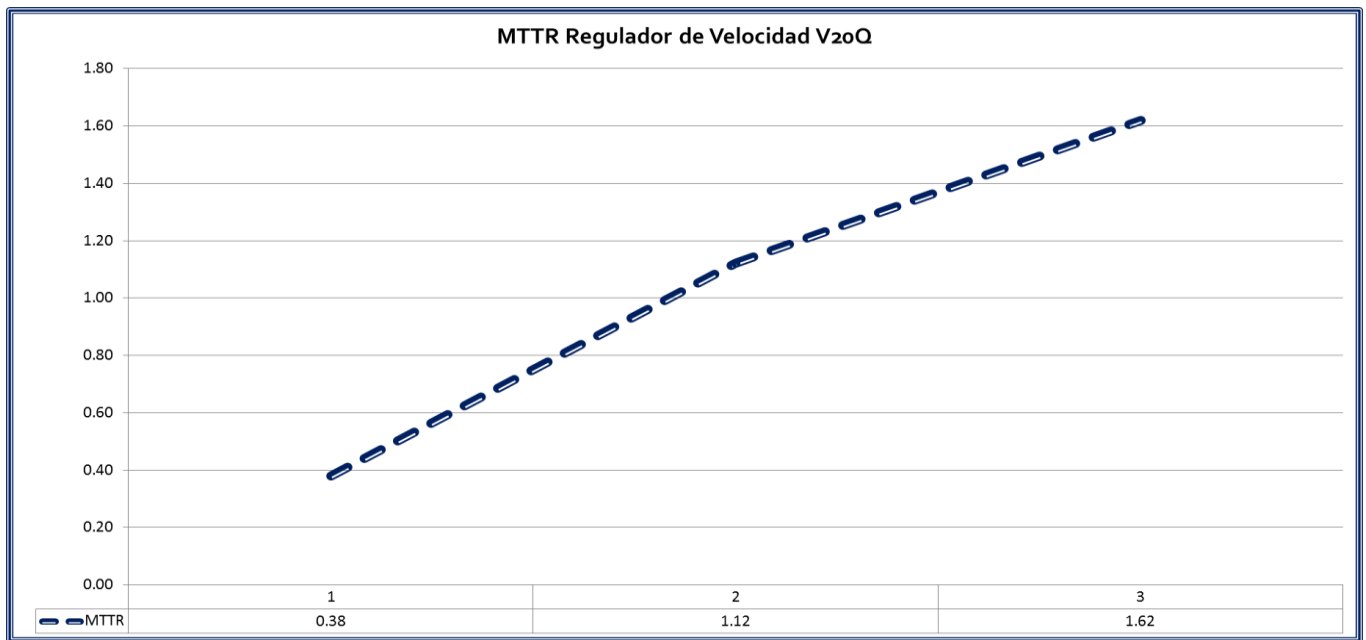


Figura 118: Tiempo medio entre reparaciones (MTTR) de Regulator Velocidad-V20Q

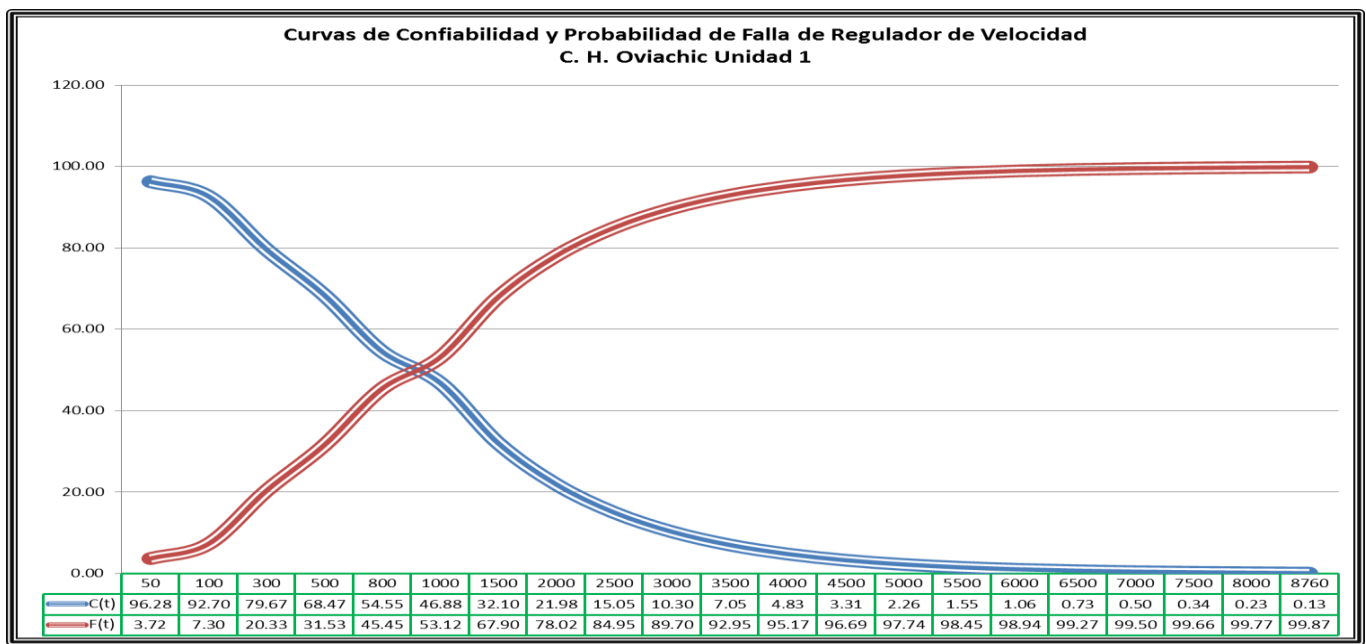


Figura 119: Curvas de Confiabilidad y Probabilidad de Falla de Regulator Velocidad-V20Q

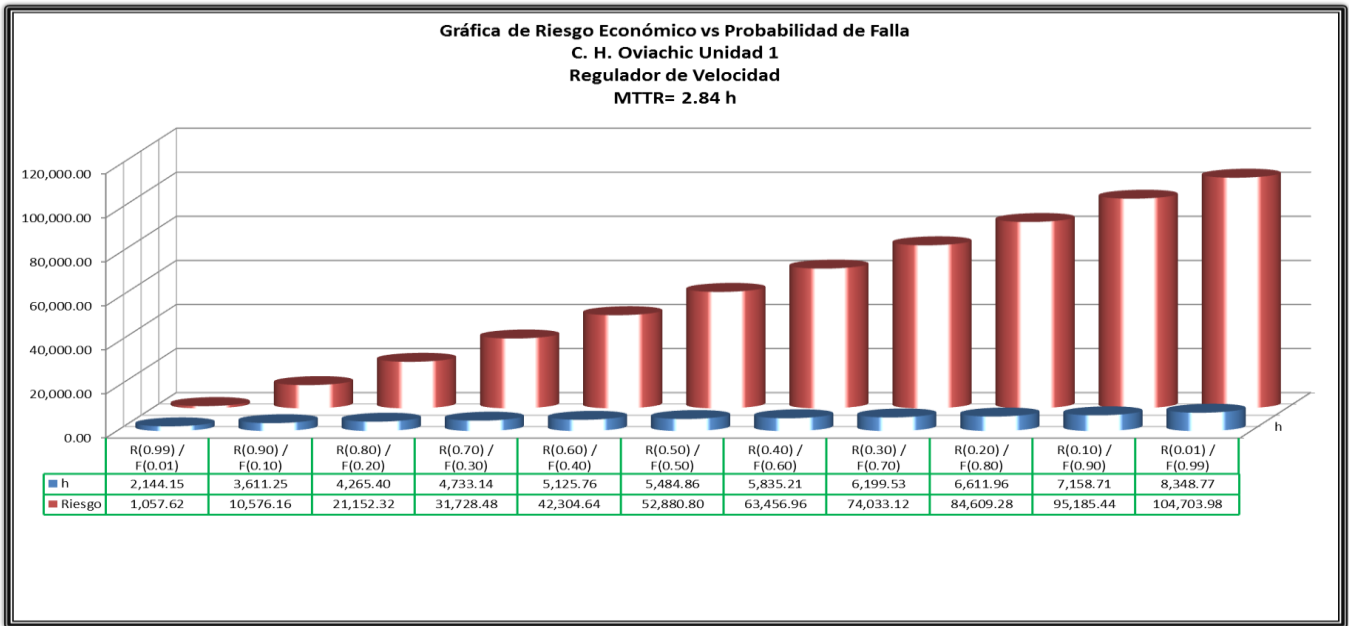


Figura 120: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador Velocidad-V20Q MTTR Promedio

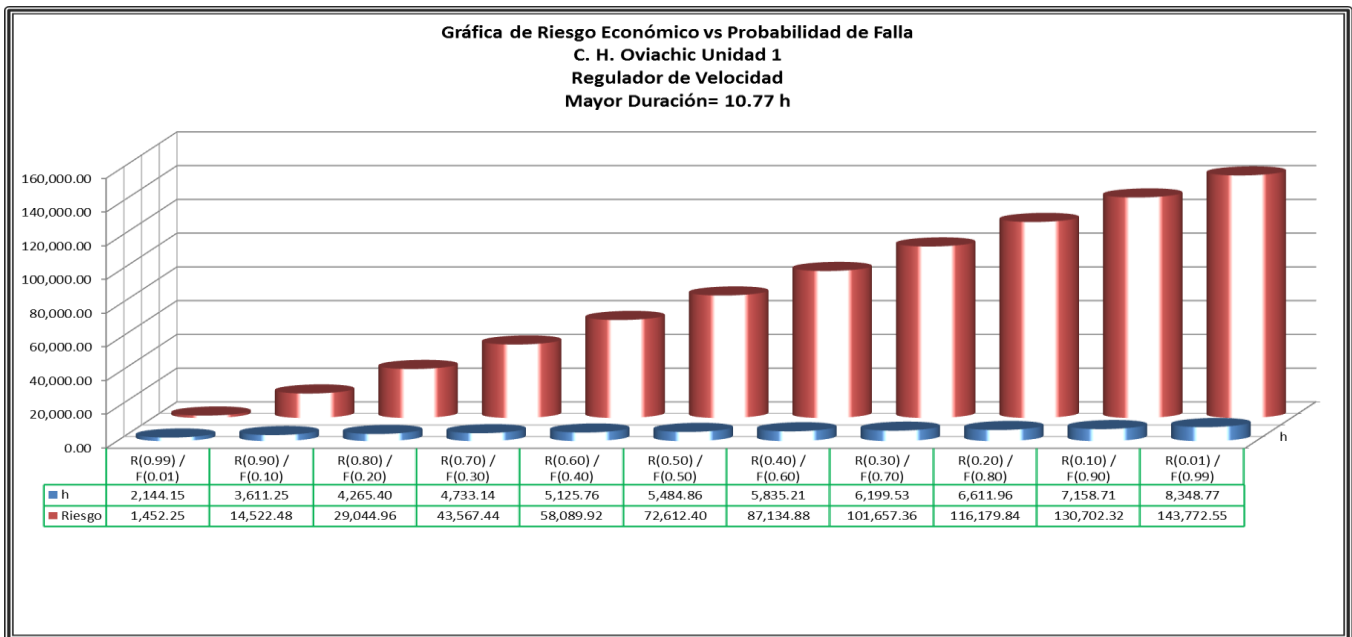


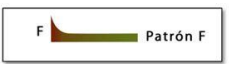
Figura 121: Riesgos Económicos contra Probabilidad de Falla de Regulador Velocidad-V20Q MTTR Mayor

Y como conclusión, se presenta un resumen de los parámetros característicos del regulador de velocidad, en la válvula de control V20Q:

Tabla 58. Parámetros de Confiabilidad relacionados de Regulador Velocidad-V20Q

1	Parametro de Forma ( $\beta$ )	4.5075
2	Vida Característica ( $\eta$ ) Horas	5,949.49
3	Vida Promedio ( $\mu$ ) Horas	5,464.94
4	MTBF= $\eta * \text{GAMMA}\Gamma'(1 + 1/\beta)$ Horas	5574.08
5	MTTR Horas	1.04

Tabla 59. Tipos de Falla presentados de Regulador Velocidad-V20Q

F A L L A	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS
Válvula Principal V20Q eventos	3 	Patrón "F" comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente hasta un comportamiento aleatorio de la probabilidad de fallas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de fallas para determinar las causas de las fallas infantiles.</li> <li>Provisión de repuestos.</li> <li>Búsqueda de Fallas</li> </ul>

Y finalmente, tenemos las ecuaciones de Confiabilidad de los Sistemas que han representado pérdidas en la Central Generadora, las cuales son una referencia sustentada en Ingeniería, Estadística y Probabilidad, que sustentan cualquier decisión de estrategias de mantenimiento.

Tabla 60. Resumen de Ecuaciones de Confiabilidad de Sistemas Críticos

C	SISTEMA/EQUIPO	Ecuación Confiabilidad
1	Equipo Electrónico (presencia de H <sub>2</sub> S)	$C_{(t)} = e^{-\frac{0.5865}{t/38105}}$
2	Regulador de Voltaje	$C_{(t)} = e^{-\frac{0.5163}{t/2911}}$
3	Protecciones	$C_{(t)} = e^{-\frac{0.7630}{t/8349}}$
4	Regulador Voltaje H <sub>2</sub> S	$C_{(t)} = e^{-\frac{0.6251}{t/14,351}}$
5	Interruptores	$C_{(t)} = e^{-\frac{0.8719}{t/9202}}$
6	Regulador Voltaje Sistema Control	$C_{(t)} = e^{-\frac{0.3546}{t/2237}}$
7	Regulador Velocidad Válvulas	$C_{(t)} = e^{-\frac{4.5075}{t/5949}}$
8	Generador Chumaceras	$C_{(t)} = e^{-\frac{7.8769}{t/11846}}$

## 9.2 Modelo Costo-Beneficio-Riesgo

La metodología sistemática denominada Costo-Beneficio-Riesgo es utilizada para la determinación de frecuencias óptimas de mantenimientos mayores en equipos reparables y frecuencias óptimas de reemplazo en equipos no reparables, que cuenten con historial de fallas y reparaciones.

En años recientes, los cambios fluctuantes del mercado, el incremento de la competitividad y el creciente marco regulatorio que impone límites estrictos a la operatividad de la industria en general, especialmente en estos últimos años con la ocurrencia de eventos a nivel mundial con grandes impactos ambientales, han acentuado el interés por el uso de metodologías con enfoques basados en riesgo como elemento distintivo para apoyar la toma de decisiones y mantener los niveles exigidos de rentabilidad y seguridad.

La metodología diseñada toma en cuenta las incertidumbres relacionadas a las variables requeridas para la determinación de los costos asociados a las actividades de mantenimiento o reemplazo; así como para la determinación del riesgo asumido en caso de la ocurrencia de eventos no deseados como consecuencia de la no ejecución de dicha actividad de mantenimiento o reemplazo, lo que permite al tomador de decisiones evaluar los escenarios posibles a lo largo del ciclo de vida del activo, garantizando la rentabilidad del negocio.

Para la determinación de las frecuencias óptimas de mantenimiento o reemplazo se toma en cuenta: la determinación de la curva de costos de la actividad de mantenimiento o reemplazo, determinación de la curva de los riesgos asociados a la no ejecución de la actividad de mantenimiento o reemplazo y por último, la determinación de la curva de impacto total de la actividad de mantenimiento o reemplazo

La metodología de Costo-Beneficio-Riesgo (CBR) representa una vía altamente efectiva y eficiente para ejecutar estudios en un tiempo relativamente rápido con resultados de gran impacto en la Confiabilidad Operacional. Estas técnicas nos ayudan a modelar y analizar distintos escenarios, con el fin de poder determinar el momento oportuno para hacer una actividad de mantenimiento, conocer la viabilidad económica y hasta determinar el número óptimo de refacciones.

Esta disciplina nos permite determinar el punto óptimo entre riesgo asumido y los costos asociados a una opción de mitigación específica, para obtener el máximo beneficio o mínimo impacto en la empresa.

En otras palabras, nos ayuda a determinar las frecuencias de intervención a los equipos óptimos, involucrando los riesgos asociados a la confiabilidad de los sistemas (probabilidad de



falla, pérdidas económicas) así como a los costos de mantenimiento tanto planeado como no planeado, que son necesarios invertir para mantener la confiabilidad de las unidades.

Este modelo, nos determina las frecuencias óptimas de mantenimiento, asegurando no asumir riesgos innecesarios ni sobremantenimiento.

A continuación y de forma breve, describimos el modelo de CBR para aplicación a los Sistema de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic:

Como se ha mencionado, el CBR permite determinar el nivel óptimo de riesgo y la cantidad adecuada de mantenimiento, para obtener el máximo beneficio o mínimo impacto en el negocio.

En la figura 121, se muestra gráficamente el modelo mencionado, y en el mismo pueden destacarse tres curvas que varían en el tiempo:

- ⓑ Curva del nivel de riesgo (riesgo = probabilidad de falla x consecuencia).
- ⓑ Curva de los costos de la acción de mitigación del riesgo, en la cual se simulan los costos de diferentes frecuencias para la acción propuesta.
- ⓑ Curva de impacto total, que resulta de la suma punto a punto de la curva de riesgos y la curva de los costos.

El “mínimo” de esta curva, representa el “mínimo impacto posible en el negocio” y está ubicado sobre el valor que puede traducirse como el período o frecuencia óptima para la realización de la actividad de mitigación; un desplazamiento hacia la derecha de este punto implicaría “asumir mucho riesgo” y un desplazamiento hacia la izquierda del mismo implicaría “gastar demasiado dinero”. Es importante resaltar que cada una de dichas curvas representas distribuciones probabilísticas ya que se parte del hecho de que se ha considerado la incertidumbre de las variables de entrada

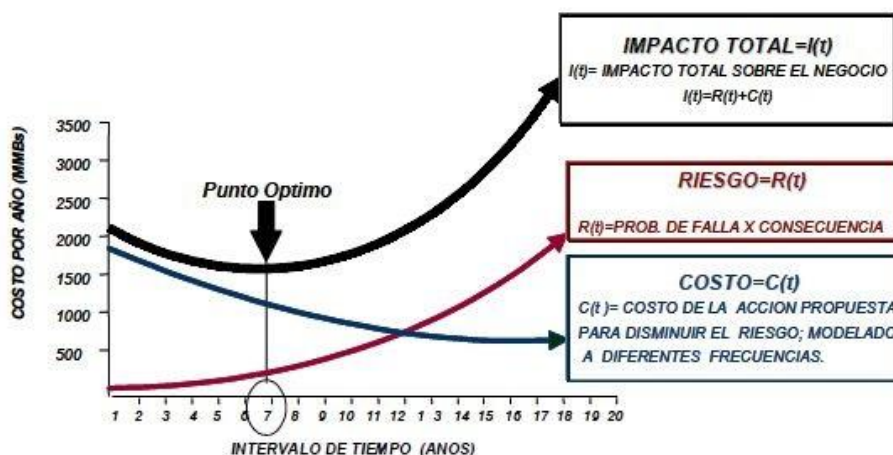


Figura 122: Modelo Costo-Beneficio-Riesgo [10]

Para la determinación de los valores probables del comportamiento del riesgo y de los costos, se utiliza la Simulación de Montecarlo, para tener una mayor certeza del comportamiento exacto de los eventos estocásticos (como la falla). Para las consecuencias económicas, se consideran las pérdidas de oportunidad de ingreso (POI) así como los costos de reparación o mantenimiento correctivo. Para el caso de los Costos de Mantenimiento, de igual manera se usa la simulación de Montecarlo, incluyendo los costos propios del mantenimiento planeado a los equipos así como, las pérdidas de producción diferida.

Bajo el mismo orden de los sistemas y equipos del capítulo 9, se presentan los análisis correspondientes para la aplicación del modelo de costo-beneficio-riesgo, tomando los datos base de los sistemas institucionales de CFE para los costos de mantenimiento y de riesgos ante eventos de falla de las unidades.

### ⓑ Protecciones

Tabla 61: Relación de costos y tiempos relacionados a protecciones.

#### DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO A PROTECCIONES

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.22	1.72	4.88
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) \$(/h/H)	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo $C_{C(AM)}$ (\$)	150000	200000	250000
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo $C_{P(AM)}$ (\$)	7500	10000	12500
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	2	4	6
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

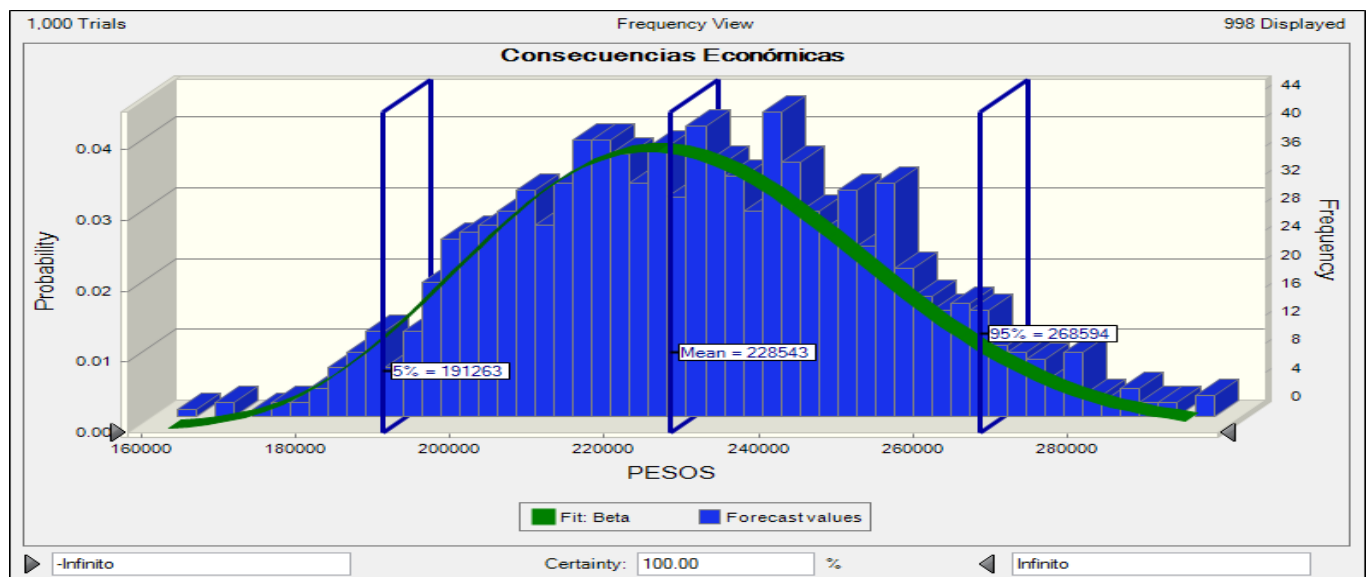


Figura 123: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 62: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

		5%	Medio	95%
<b>Mes</b>	<b>F(t)</b>	<b>\$191,263.00</b>	<b>\$228,543.00</b>	<b>\$268,594.00</b>
1	0.1131	\$21,640.39	\$25,858.43	\$30,389.99
2	0.1843	\$35,258.80	\$42,131.27	\$49,514.56
3	0.2424	\$46,368.77	\$55,406.73	\$65,116.47
4	0.2923	\$55,914.30	\$66,812.82	\$78,521.43
5	0.3363	\$64,328.53	\$76,867.12	\$90,337.69
6	0.3757	\$71,862.81	\$85,869.93	\$100,918.20
7	0.4114	\$78,682.02	\$94,018.32	\$110,494.55
8	0.4439	\$84,902.97	\$101,451.82	\$119,230.74
9	0.4738	\$90,612.81	\$108,274.60	\$127,249.17
10	0.5013	\$95,879.13	\$114,567.40	\$134,644.75
11	0.5268	\$100,755.84	\$120,394.65	\$141,493.20
12	0.5505	\$105,286.94	\$125,808.93	\$147,856.31
13	0.5726	\$109,509.03	\$130,853.96	\$153,785.45
14	0.5932	\$113,452.95	\$135,566.61	\$159,323.97
15	0.6125	\$117,145.06	\$139,978.37	\$164,508.87
16	0.6306	\$120,608.11	\$144,116.42	\$169,372.09
17	0.6476	\$123,861.92	\$148,004.45	\$173,941.47
18	0.6636	\$126,923.87	\$151,663.22	\$178,241.43
19	0.6787	\$129,809.35	\$155,111.12	\$182,293.55
20	0.6929	\$132,532.00	\$158,364.45	\$186,117.02
21	0.7064	\$135,104.04	\$161,437.82	\$189,728.98
22	0.7191	\$137,536.44	\$164,344.33	\$193,144.84
23	0.7311	\$139,839.08	\$167,095.79	\$196,378.48
24	0.7425	\$142,020.92	\$169,702.91	\$199,442.48

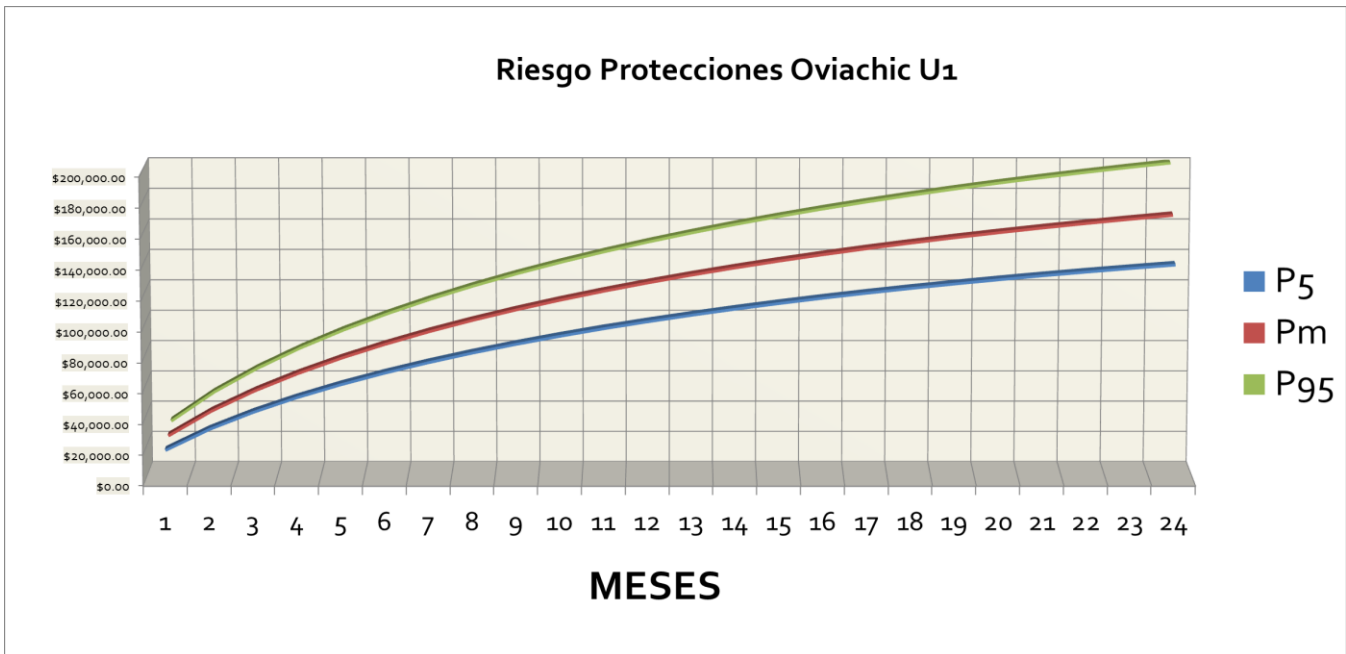


Figura 124: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).

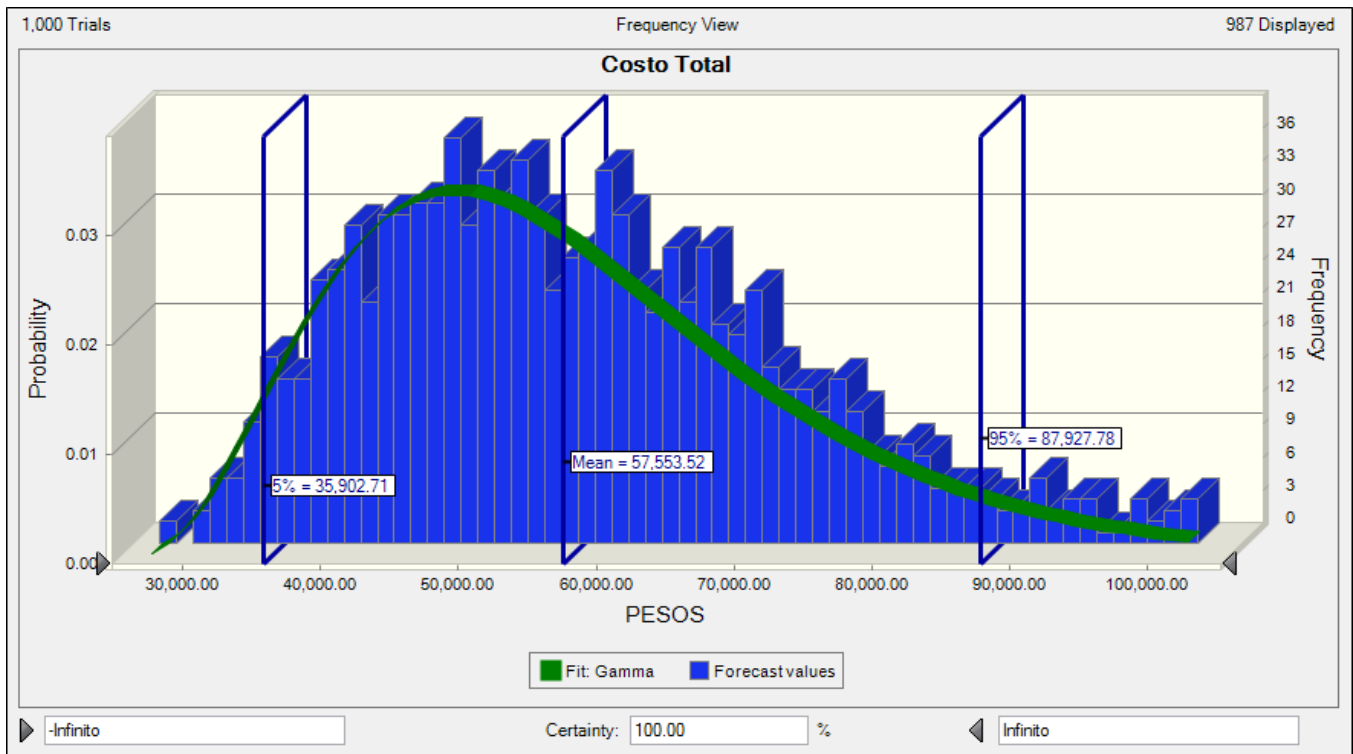


Figura 125: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento Protecciones

Tabla 63: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	P5	Pm	P95
Mes 1	\$861,648.00	\$1,381,272.00	\$2,158,248.00
Mes 2	\$430,824.00	\$690,636.00	\$1,079,124.00
Mes 3	\$287,216.00	\$460,424.00	\$719,416.00
Mes 4	\$215,412.00	\$345,318.00	\$539,562.00
Mes 5	\$143,608.00	\$230,212.00	\$359,708.00
Mes 6	\$143,608.00	\$230,212.00	\$359,708.00
Mes 7	\$107,706.00	\$172,659.00	\$269,781.00
Mes 8	\$107,706.00	\$172,659.00	\$269,781.00
Mes 9	\$71,804.00	\$115,106.00	\$179,854.00
Mes 10	\$71,804.00	\$115,106.00	\$179,854.00
Mes 11	\$71,804.00	\$115,106.00	\$179,854.00
Mes 12	\$71,804.00	\$115,106.00	\$179,854.00
Mes 13	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 14	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 15	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 16	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 17	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 18	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 19	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 20	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 21	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 22	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 23	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00
Mes 24	\$35,902.00	\$57,553.00	\$89,927.00

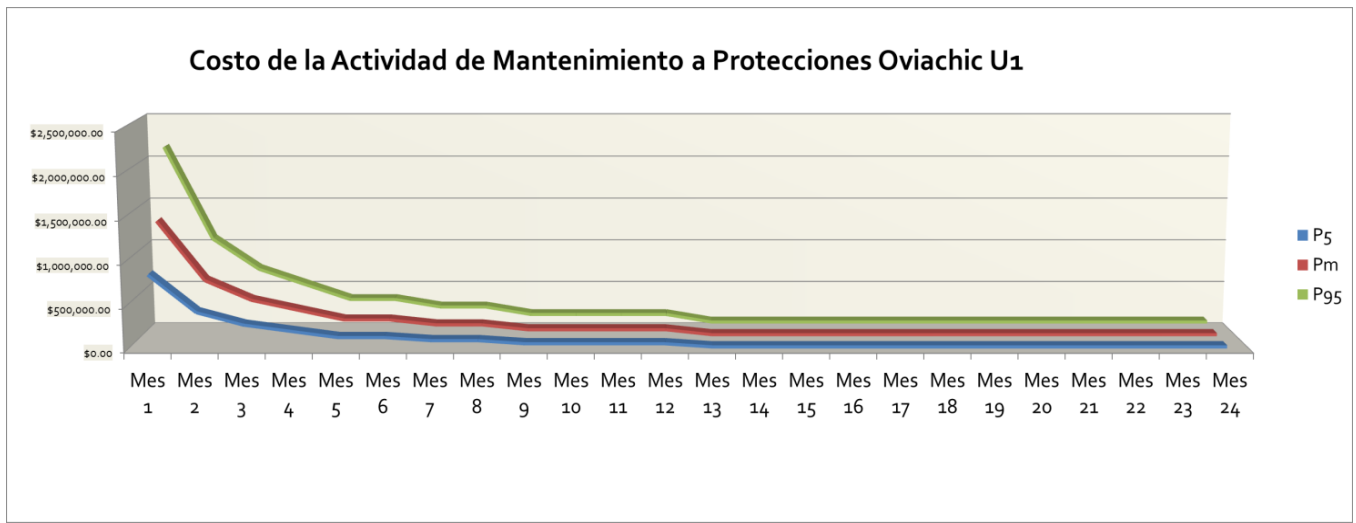


Figura 126: Costos de Mantenimiento Protecciones

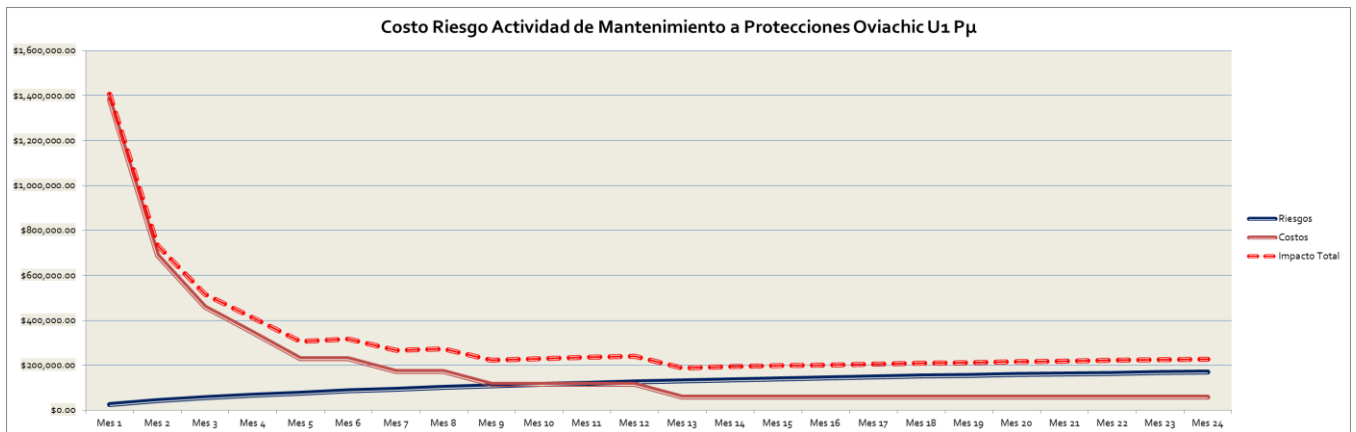


Figura 127: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para intervenir los equipo de protecciones es entre los meses 9 y 13, sin embargo, el MTBF(GAMMA) es de 7, 397.63 horas y considerando que la unidad de generación tiene una operación media de 519 horas mensuales (referido al año de máximas horas de operación), el tiempo alcanza 6,747 horas, inferior al parámetro de MTBF (GAMMA); por la importancia de estos sistemas y por recomendación institucional, las estrategias de mantenimiento se deben de aplicar al menos cada año, resultando lo más conveniente hacerlas cada **9 meses (4, 671 horas de operación de la unidad como referencia).**

Ⓑ Equipo Electrónico por Contaminación de H<sub>2</sub>S

Tabla 64: Relación de costos y tiempos relacionados al equipo electrónico (contaminación H<sub>2</sub>S).

DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO A EQUIPOS ELECTRÓNICOS (CONTAMINACIÓN POR H<sub>2</sub>S)

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.12	3.04	17.88
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) \$(/h/H)	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo C <sub>C(AM)</sub> (\$)	40000	80000	120000
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo C <sub>C(AM)</sub> (\$)	5000	10000	15000
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	1	2	3
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

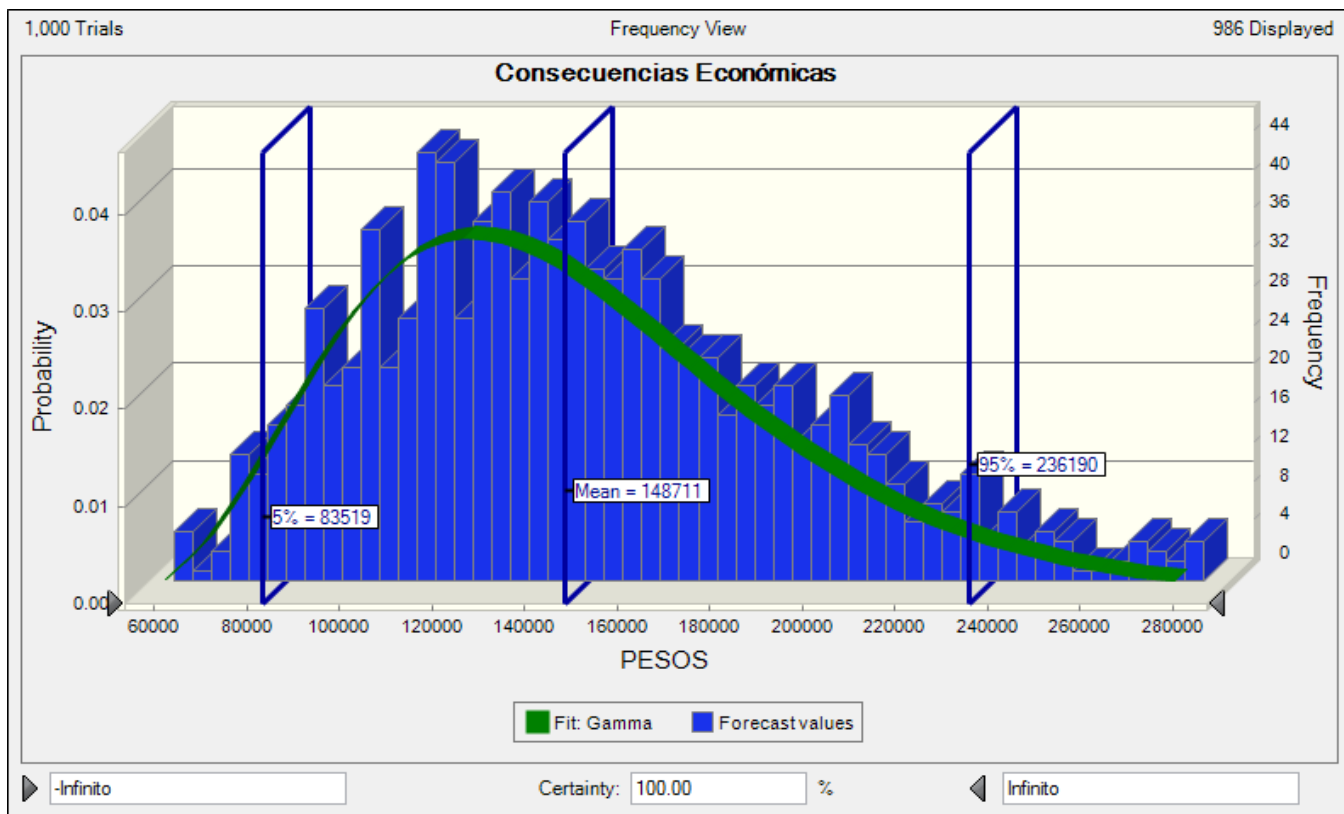


Figura 128: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 65: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

		<b>5%</b>	<b>Medio</b>	<b>95%</b>
<b>Mes</b>	<b>F(t)</b>	<b>\$83,519.00</b>	<b>\$148,711.00</b>	<b>\$236,190.00</b>
3	0.1695	\$14,157.46	\$25,208.28	\$40,037.01
6	0.2434	\$20,327.83	\$36,195.02	\$57,486.68
9	0.2980	\$24,886.57	\$44,312.16	\$70,378.71
12	0.3422	\$28,577.79	\$50,884.61	\$80,817.40
15	0.3796	\$31,702.74	\$56,448.78	\$89,654.69
18	0.4121	\$34,420.48	\$61,287.90	\$97,340.40
21	0.4409	\$36,827.54	\$65,573.82	\$104,147.52
24	0.4668	\$38,987.86	\$69,420.42	\$110,256.87
27	0.4903	\$40,946.45	\$72,907.81	\$115,795.71
30	0.5117	\$42,736.40	\$76,094.94	\$120,857.66
33	0.5314	\$44,382.93	\$79,026.68	\$125,514.00
36	0.5496	\$45,905.74	\$81,738.15	\$129,820.48
39	0.5666	\$47,320.60	\$84,257.41	\$133,821.69
42	0.5824	\$48,640.35	\$86,607.31	\$137,553.91
45	0.5972	\$49,875.61	\$88,806.75	\$141,047.18
48	0.6111	\$51,035.25	\$90,871.57	\$144,326.63
51	0.6241	\$52,126.82	\$92,815.18	\$147,413.56
54	0.6365	\$53,156.76	\$94,649.07	\$150,326.22
57	0.6481	\$54,130.65	\$96,383.13	\$153,080.34
60	0.6592	\$55,053.31	\$98,025.99	\$155,689.61
63	0.6697	\$55,928.99	\$99,585.20	\$158,166.02
66	0.6796	\$56,761.43	\$101,067.41	\$160,520.15
69	0.6891	\$57,553.94	\$102,478.53	\$162,761.35
72	0.6982	\$58,309.47	\$103,823.80	\$164,897.98
75	0.7068	\$59,030.67	\$105,107.93	\$166,937.50
78	0.7150	\$59,719.90	\$106,335.15	\$168,886.63
81	0.7229	\$60,379.30	\$107,509.27	\$170,751.42
84	0.7305	\$61,010.83	\$108,633.74	\$172,537.36
87	0.7378	\$61,616.23	\$109,711.70	\$174,249.42
90	0.7447	\$62,197.12	\$110,746.01	\$175,892.17
93	0.7514	\$62,754.96	\$111,739.29	\$177,469.74
96	0.7578	\$63,291.11	\$112,693.92	\$178,985.94
99	0.7640	\$63,806.78	\$113,612.12	\$180,444.26
102	0.7699	\$64,303.14	\$114,495.91	\$181,847.94
105	0.7756	\$64,781.21	\$115,347.16	\$183,199.93
108	0.7812	\$65,241.99	\$116,167.60	\$184,503.00
111	0.7865	\$65,686.36	\$116,958.83	\$185,759.68
114	0.7916	\$66,115.17	\$117,722.36	\$186,972.34
117	0.7966	\$66,529.20	\$118,459.55	\$188,143.18
120	0.8014	\$66,929.16	\$119,171.70	\$189,274.26
123	0.8060	\$67,315.73	\$119,860.03	\$190,367.49
126	0.8105	\$67,689.55	\$120,525.64	\$191,424.65

### Riesgo por contaminación de H<sub>2</sub>S en equipos de control Oviachic U<sub>1</sub>

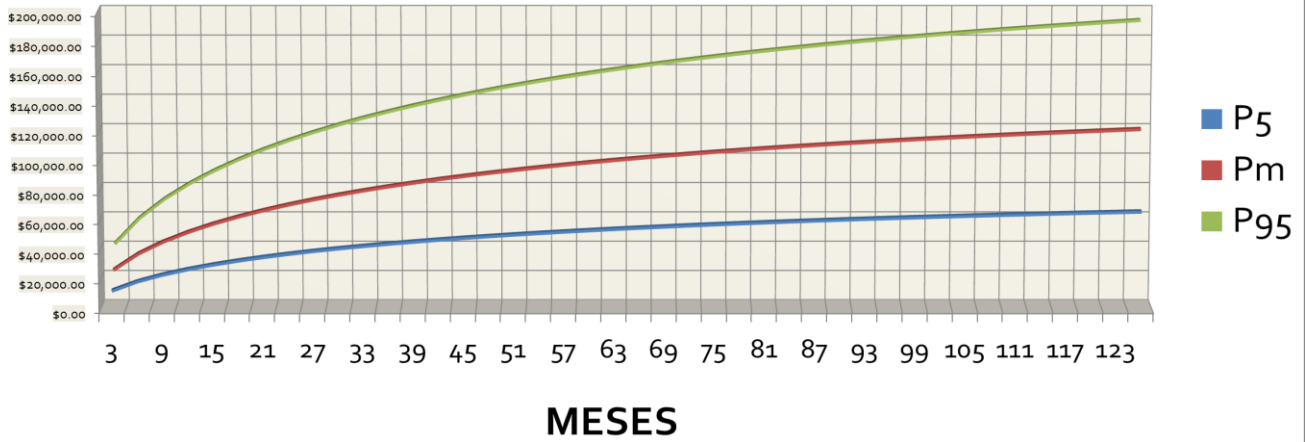


Figura 129: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).

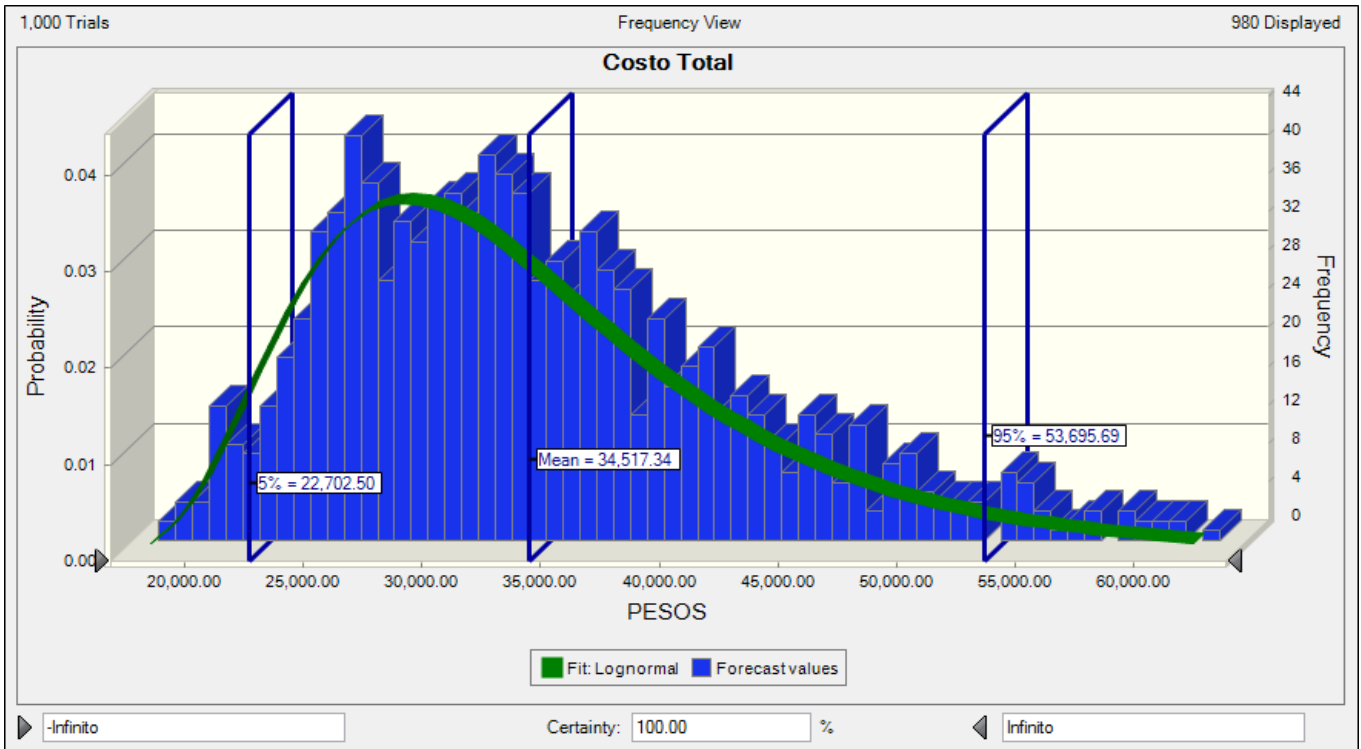


Figura 130: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento



Tabla 66: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	<b>P5</b>	<b>Pm</b>	<b>P95</b>
<b>Mes 3</b>	\$953,484.00	\$1,449,714.00	\$2,255,232.00
<b>Mes 6</b>	\$476,742.00	\$724,857.00	\$1,127,616.00
<b>Mes 9</b>	\$317,828.00	\$483,238.00	\$751,744.00
<b>Mes 12</b>	\$227,020.00	\$345,170.00	\$536,960.00
<b>Mes 15</b>	\$181,616.00	\$276,136.00	\$429,568.00
<b>Mes 18</b>	\$158,914.00	\$241,619.00	\$375,872.00
<b>Mes 21</b>	\$136,212.00	\$207,102.00	\$322,176.00
<b>Mes 24</b>	\$113,510.00	\$172,585.00	\$268,480.00
<b>Mes 27</b>	\$90,808.00	\$138,068.00	\$214,784.00
<b>Mes 30</b>	\$90,808.00	\$138,068.00	\$214,784.00
<b>Mes 33</b>	\$68,106.00	\$103,551.00	\$161,088.00
<b>Mes 36</b>	\$68,106.00	\$103,551.00	\$161,088.00
<b>Mes 39</b>	\$68,106.00	\$103,551.00	\$161,088.00
<b>Mes 42</b>	\$68,106.00	\$103,551.00	\$161,088.00
<b>Mes 45</b>	\$45,404.00	\$69,034.00	\$107,392.00
<b>Mes 48</b>	\$45,404.00	\$69,034.00	\$107,392.00
<b>Mes 51</b>	\$45,404.00	\$69,034.00	\$107,392.00
<b>Mes 54</b>	\$45,404.00	\$69,034.00	\$107,392.00
<b>Mes 57</b>	\$45,404.00	\$69,034.00	\$107,392.00
<b>Mes 60</b>	\$45,404.00	\$69,034.00	\$107,392.00
<b>Mes 63</b>	\$45,404.00	\$69,034.00	\$107,392.00
<b>Mes 66</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 69</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 72</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 75</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 78</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 81</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 84</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 87</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 90</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 93</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 96</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 99</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 102</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 105</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 108</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 111</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 114</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 117</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 120</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 123</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00
<b>Mes 126</b>	\$22,702.00	\$34,517.00	\$53,696.00

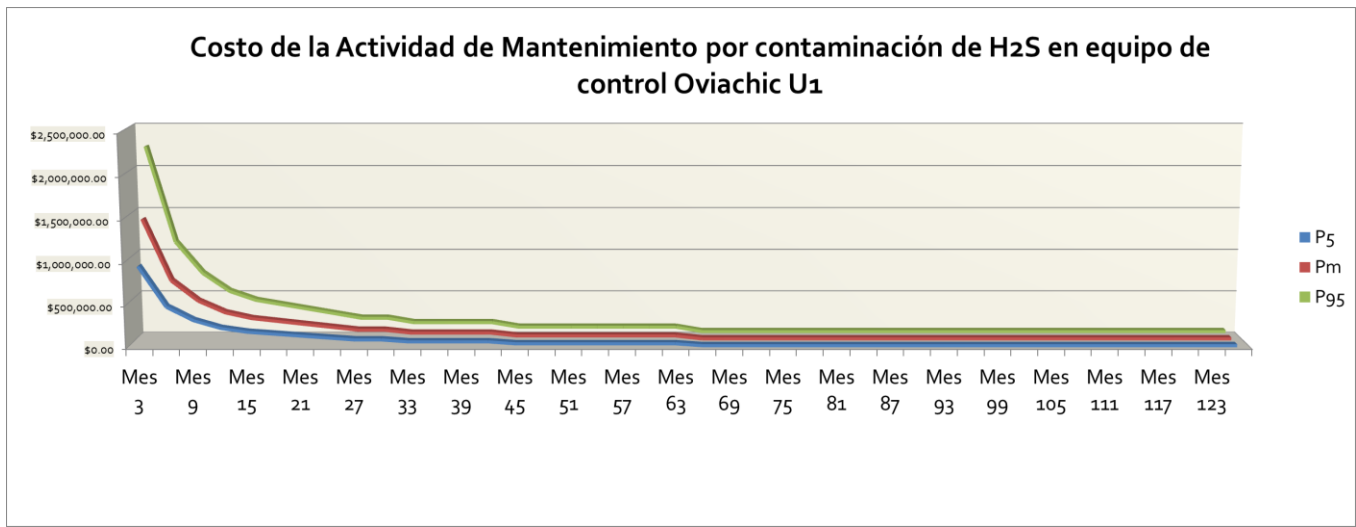


Figura 131: Costos de Mantenimiento

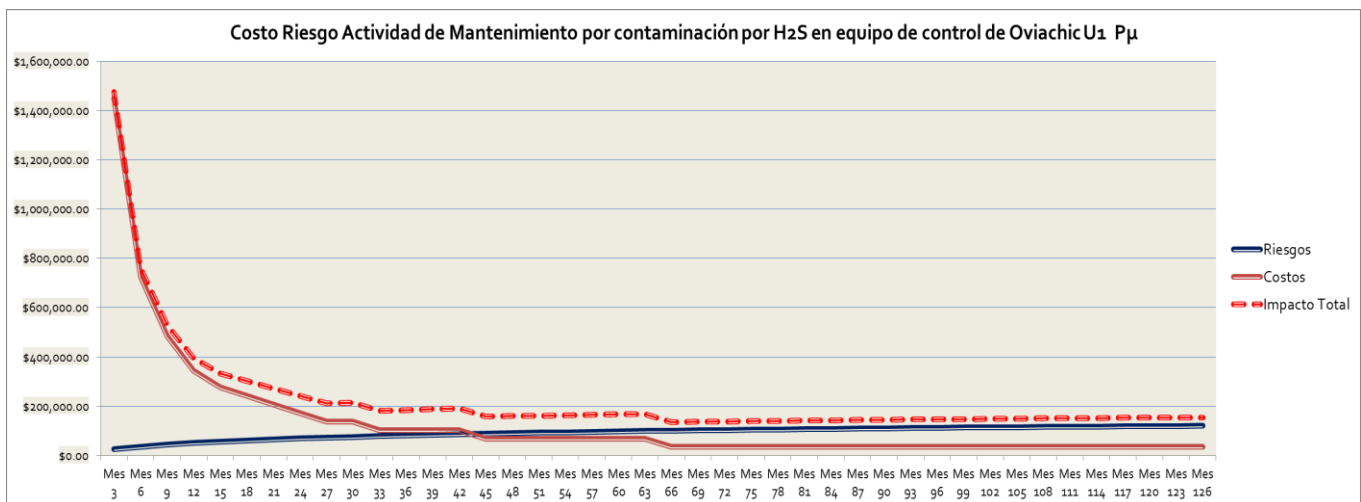


Figura 132: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para aplicar estrategias de mantenimiento es durante el mes 66 (5.5 años, sustitución de ser posible), considerando que el contexto operativo de estos dispositivos, inmersos en un ambiente de altas concentraciones de sulfhídrico, se recomienda hacer inspecciones semestrales para confirmar las condiciones físicas de los equipos electrónicos.

Ⓑ Regulador de Voltaje, Contaminación de Equipo Electrónico por H<sub>2</sub>S

Tabla 67: Relación de costos y tiempos relacionados al regulador de voltaje (contaminación por H<sub>2</sub>S).

**DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO CONTAMINACIÓN POR H2S**

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.27	2.68	7.13
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) \$(/h/H)	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo C <sub>C(AM)</sub> (\$)	130000	266000	400000
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo C <sub>C(AM)</sub> (\$)	40000	80000	120000
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	1	3	5
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

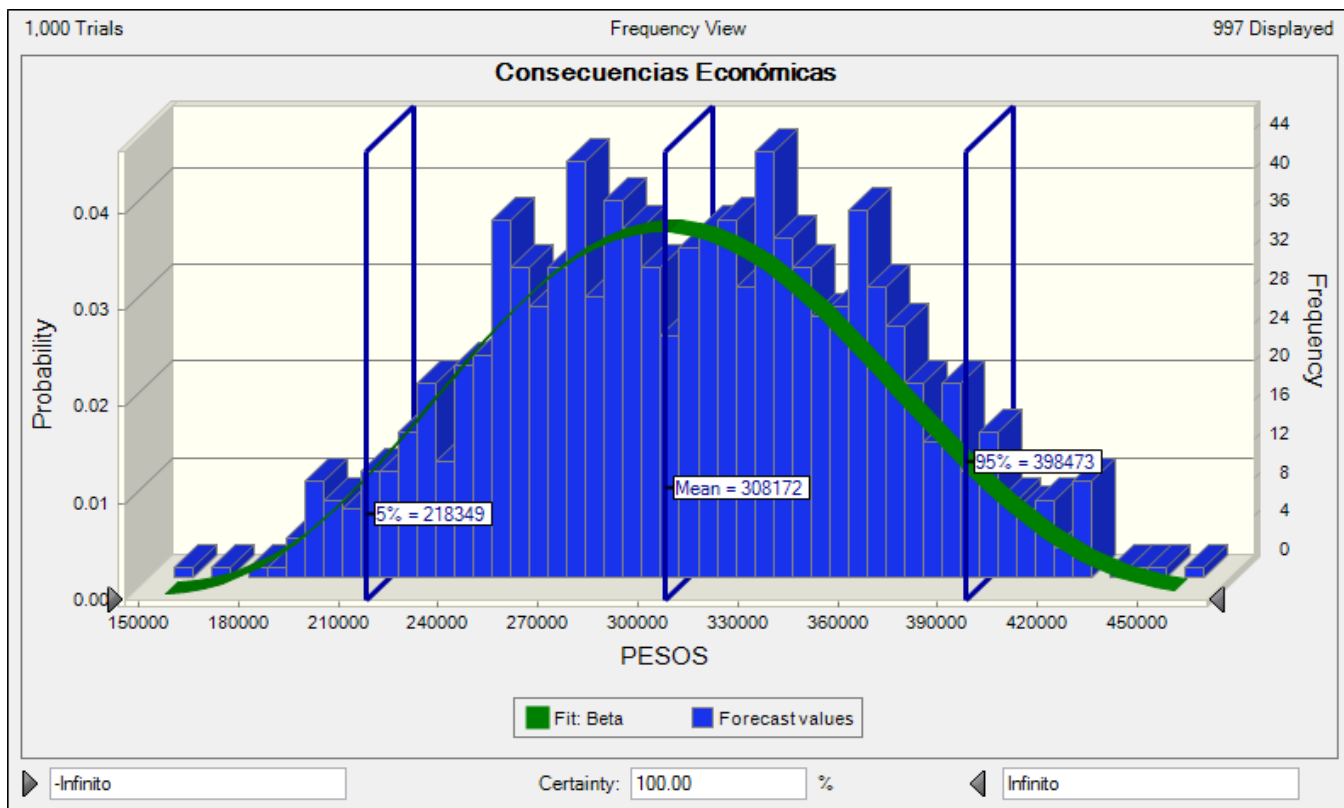


Figura 133: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 68: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

Mes	F(t)	5%	Medio	95%
		<b>\$218,349.00</b>	<b>\$308,172.00</b>	<b>\$398,473.00</b>
1	0.1180	\$25,760.82	\$36,358.14	\$47,011.85
2	0.1760	\$38,436.38	\$54,248.10	\$70,143.95
3	0.2208	\$48,209.87	\$68,042.13	\$87,979.94
4	0.2582	\$56,370.14	\$79,559.32	\$102,871.91
5	0.2906	\$63,451.14	\$89,553.26	\$115,794.29
6	0.3194	\$69,739.79	\$98,428.90	\$127,270.68
7	0.3454	\$75,412.82	\$106,435.66	\$137,623.59
8	0.3691	\$80,588.85	\$113,740.97	\$147,069.51
9	0.3909	\$85,352.37	\$120,464.08	\$155,762.64
10	0.4111	\$89,766.26	\$126,693.72	\$163,817.69
11	0.4299	\$93,878.86	\$132,498.15	\$171,322.94
12	0.4476	\$97,728.41	\$137,931.30	\$178,348.12
13	0.4641	\$101,345.74	\$143,036.70	\$184,949.52
14	0.4798	\$104,756.20	\$147,850.13	\$191,173.39
15	0.4945	\$107,980.93	\$152,401.43	\$197,058.31
16	0.5085	\$111,037.79	\$156,715.80	\$202,636.89
17	0.5218	\$113,942.04	\$160,814.78	\$207,936.96
18	0.5345	\$116,706.84	\$164,716.95	\$212,982.54
19	0.5466	\$119,343.64	\$168,438.46	\$217,794.53
20	0.5581	\$121,862.47	\$171,993.47	\$222,391.24
21	0.5691	\$124,272.18	\$175,394.47	\$226,788.81
22	0.5797	\$126,580.64	\$178,652.57	\$231,001.60
23	0.5899	\$128,794.85	\$181,777.64	\$235,042.39
24	0.5996	\$130,921.11	\$184,778.58	\$238,922.67

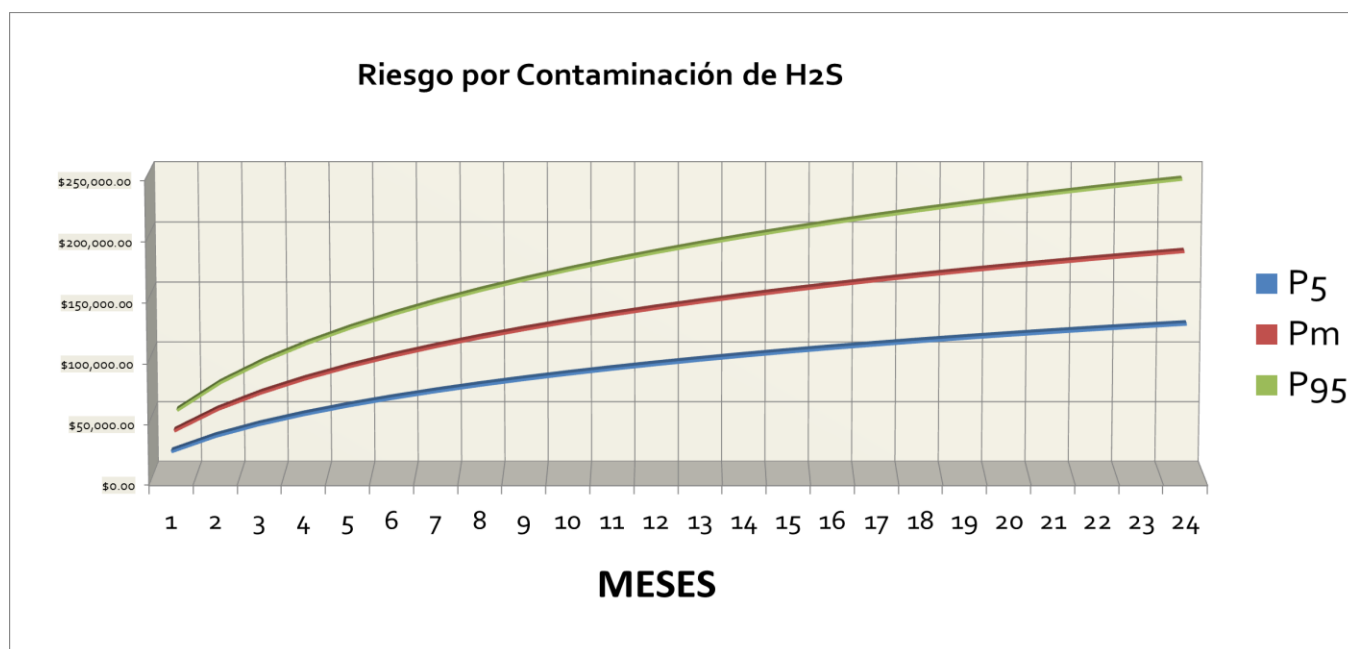


Figura 134: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).

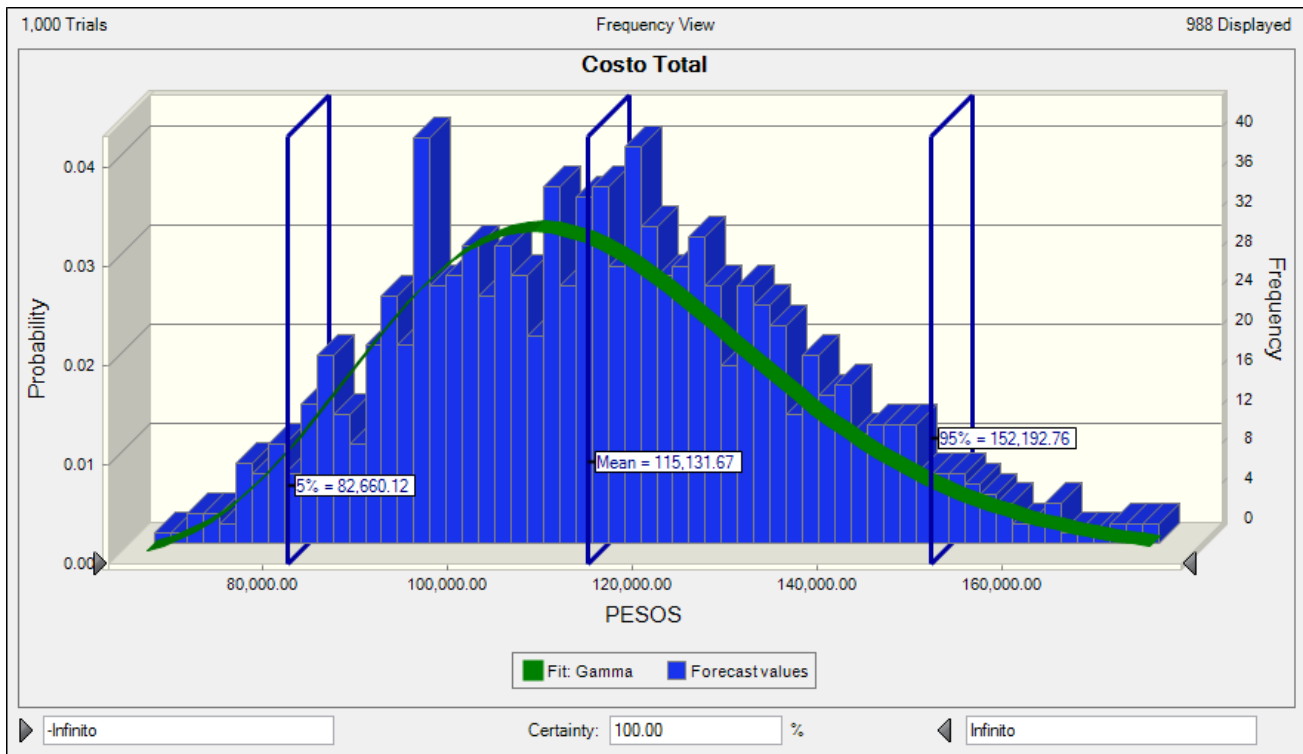


Figura 135: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento

Tabla 69: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	P5	Pm	P95
Mes 1	\$1,983,840.00	\$2,763,144.00	\$3,652,608.00
Mes 2	\$991,920.00	\$1,381,572.00	\$1,826,304.00
Mes 3	\$661,280.00	\$921,048.00	\$1,217,536.00
Mes 4	\$495,960.00	\$690,786.00	\$913,152.00
Mes 5	\$330,640.00	\$460,524.00	\$608,768.00
Mes 6	\$330,640.00	\$460,524.00	\$608,768.00
Mes 7	\$247,980.00	\$345,393.00	\$456,576.00
Mes 8	\$247,980.00	\$345,393.00	\$456,576.00
Mes 9	\$165,320.00	\$230,262.00	\$304,384.00
Mes 10	\$165,320.00	\$230,262.00	\$304,384.00
Mes 11	\$165,320.00	\$230,262.00	\$304,384.00
Mes 12	\$165,320.00	\$230,262.00	\$304,384.00
Mes 13	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 14	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 15	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 16	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 17	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 18	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 19	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 20	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 21	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 22	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 23	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00
Mes 24	\$82,660.00	\$115,131.00	\$152,192.00

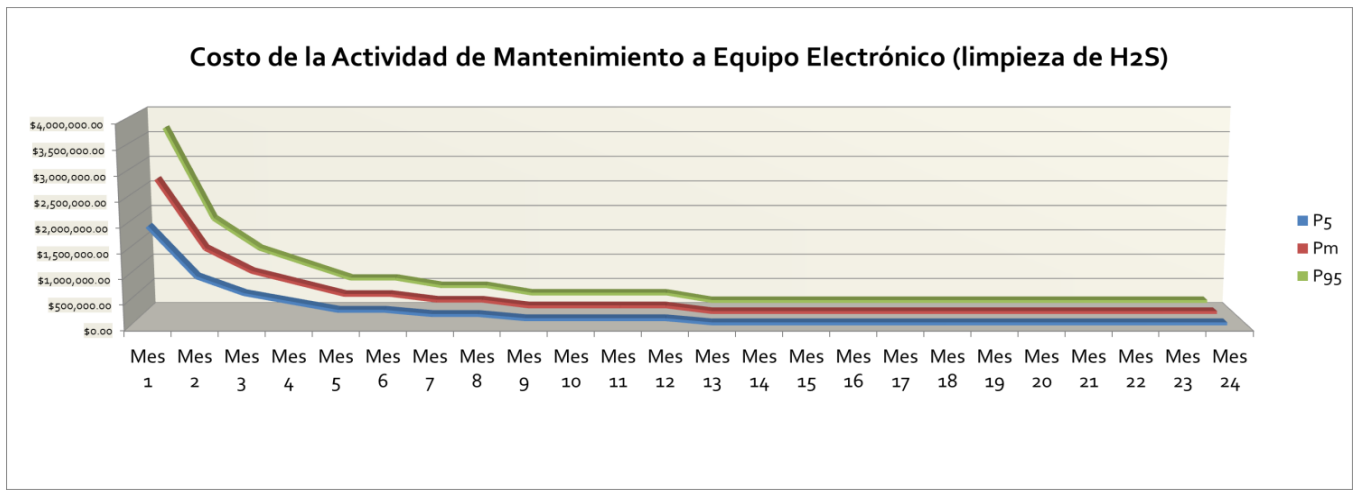


Figura 136: Costos de Mantenimiento

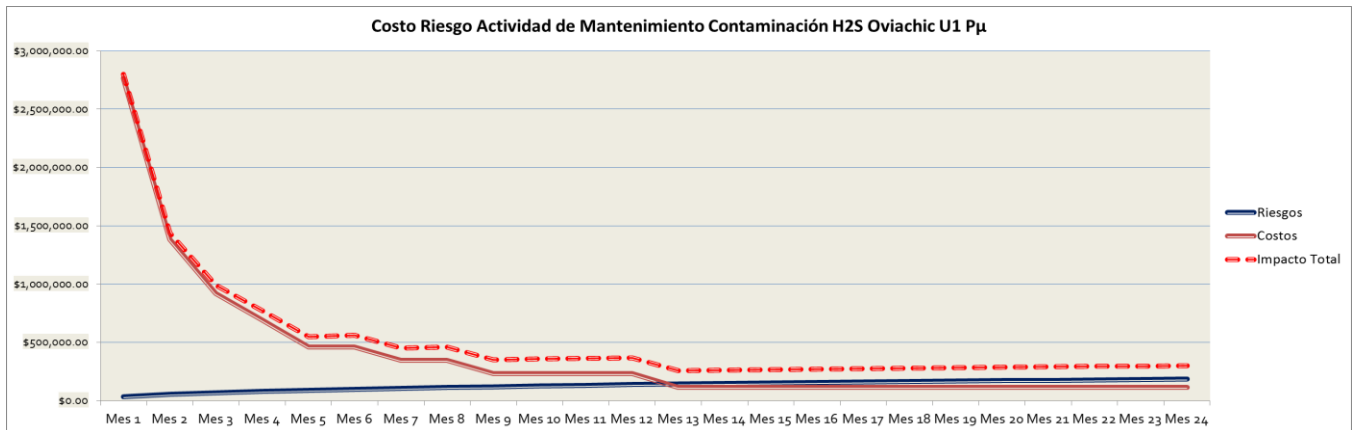


Figura 137: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para intervenir el equipo electrónico del regulador de tensión es en el mes 13, sin embargo, el MTBF(GAMMA) es de **12, 746.58** horas y considerando que la unidad de generación tiene una operación media de 411 horas mensuales (referido al año de máximas horas de operación), el tiempo alcanza 6, 747 horas, inferior el parámetro de MTBF (GAMMA); por la gran importancia de este sistema, se recomienda intervenirlo a los 13 meses de servicio, para asegurar una confiabilidad adecuada y equilibrio con las posibles pérdidas por fallas; por lo anterior, se recomienda hacer la intervención a los **13 meses de operación (de 6, 747 horas de operación como referencia) así como, inspeccionar la condición física de los equipos electrónicos cada seis meses.**

Ⓑ **Regulador de Voltaje**

Tabla 70: Relación de costos y tiempos relacionados al Regulador de Voltaje.

**DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO A REGULADOR DE VOLTAJE**

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.13	2.82	12.32
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) (\$/(h/H))	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo $C_{C(AM)}$ (\$)	260000	400000	530000
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo $C_{P(AM)}$ (\$)	80000	120000	160000
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	1	3	5
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

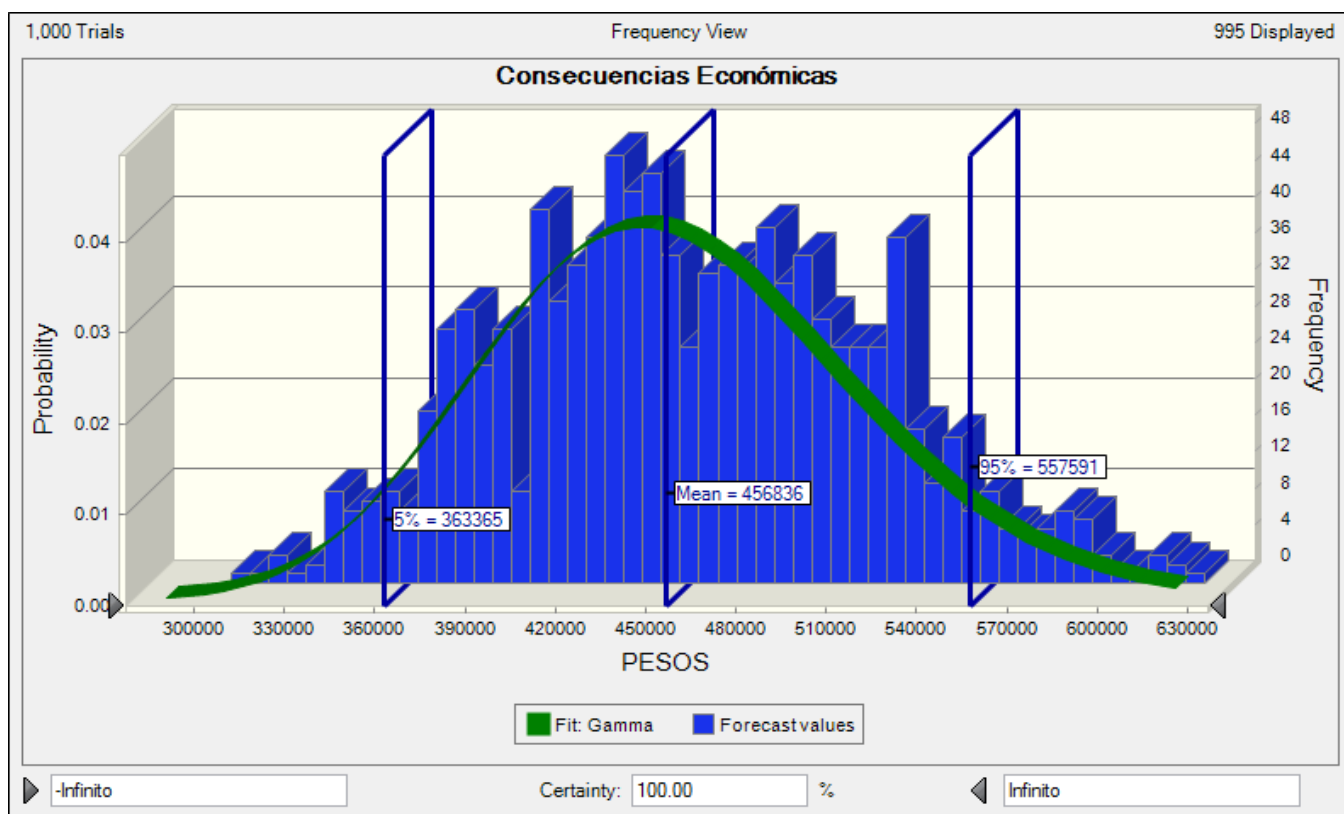


Figura 138: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 71: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

		5%	Medio	95%
<b>Mes</b>	<b>F(t)</b>	<b>\$363,365.00</b>	<b>\$456,836.00</b>	<b>\$557,591.00</b>
1	0.3367	\$122,339.06	\$153,809.22	\$187,731.78
2	0.4441	\$161,364.09	\$202,872.93	\$247,616.48
3	0.5151	\$187,177.59	\$235,326.64	\$287,227.83
4	0.5682	\$206,460.38	\$259,569.67	\$316,817.66
5	0.6103	\$221,752.34	\$278,795.30	\$340,283.49
6	0.6449	\$234,329.93	\$294,608.31	\$359,584.06
7	0.6741	\$244,935.59	\$307,942.13	\$375,858.65
8	0.6991	\$254,042.74	\$319,391.99	\$389,833.77
9	0.7210	\$261,973.18	\$329,362.43	\$402,003.19
10	0.7402	\$268,956.11	\$338,141.64	\$412,718.64
11	0.7573	\$275,160.83	\$345,942.44	\$422,239.91
12	0.7725	\$280,716.00	\$352,926.60	\$430,764.43

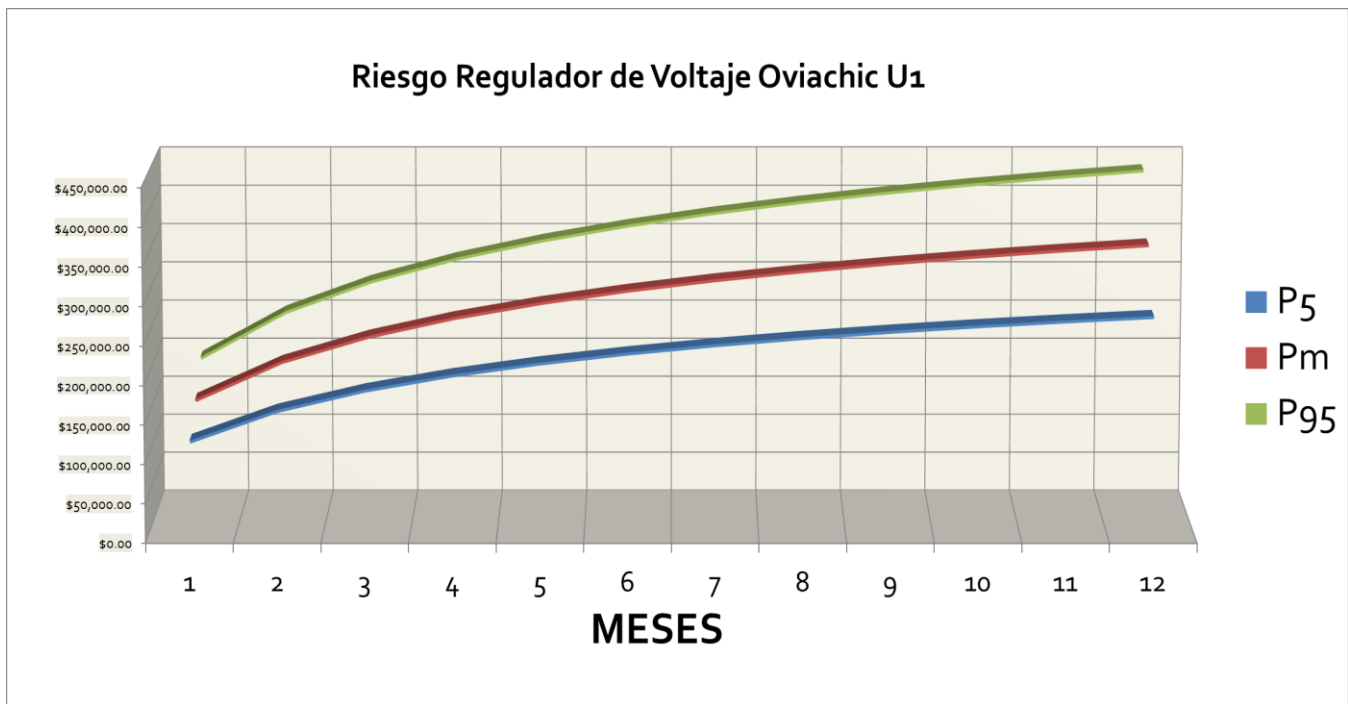


Figura 139: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).



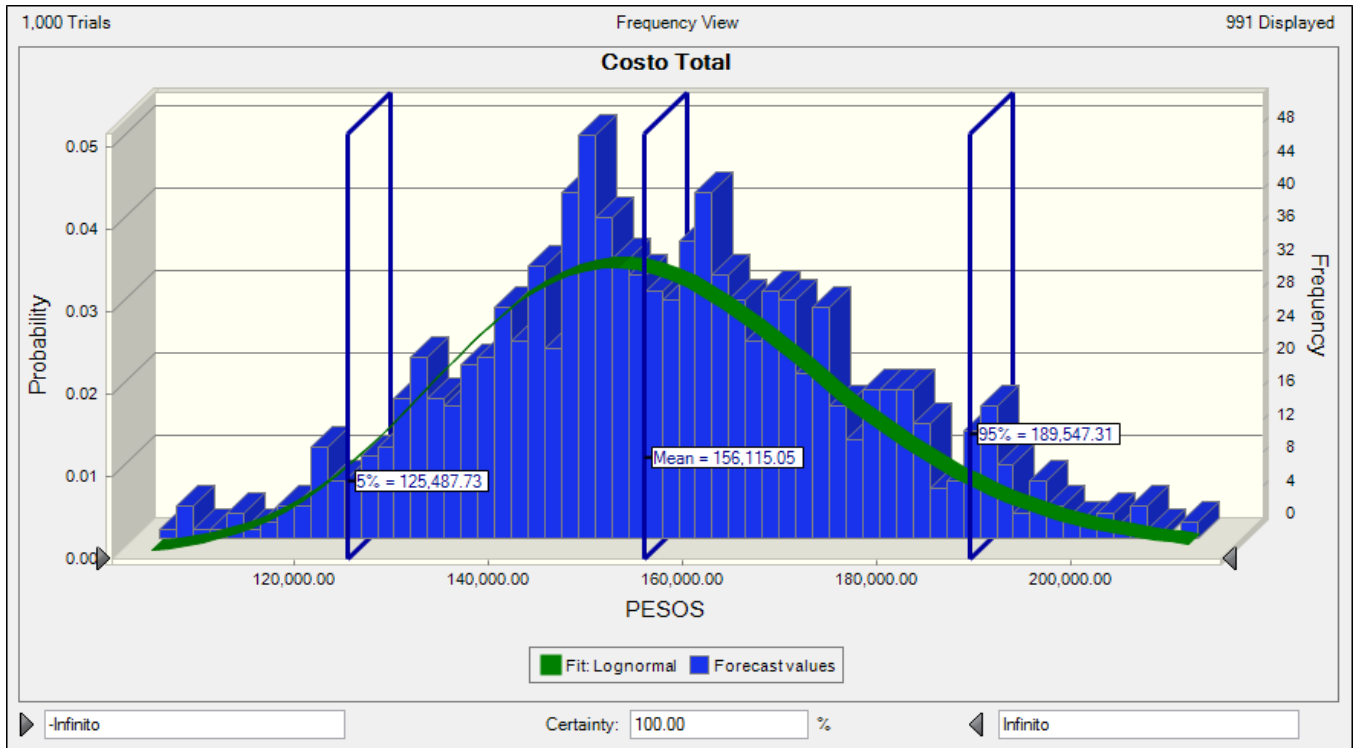


Figura 140: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento

Tabla 72: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	<b>P5</b>	<b>Pm</b>	<b>P95</b>
<b>Mes 1</b>	\$1,505,844.00	\$1,873,380.00	\$2,274,564.00
<b>Mes 2</b>	\$752,922.00	\$936,690.00	\$1,137,282.00
<b>Mes 3</b>	\$501,948.00	\$624,460.00	\$758,188.00
<b>Mes 4</b>	\$376,461.00	\$468,345.00	\$568,641.00
<b>Mes 5</b>	\$250,974.00	\$312,230.00	\$379,094.00
<b>Mes 6</b>	\$250,974.00	\$312,230.00	\$379,094.00
<b>Mes 7</b>	\$125,487.00	\$156,115.00	\$189,547.00
<b>Mes 8</b>	\$125,487.00	\$156,115.00	\$189,547.00
<b>Mes 9</b>	\$125,487.00	\$156,115.00	\$189,547.00
<b>Mes 10</b>	\$125,487.00	\$156,115.00	\$189,547.00
<b>Mes 11</b>	\$125,487.00	\$156,115.00	\$189,547.00
<b>Mes 12</b>	\$125,487.00	\$156,115.00	\$189,547.00

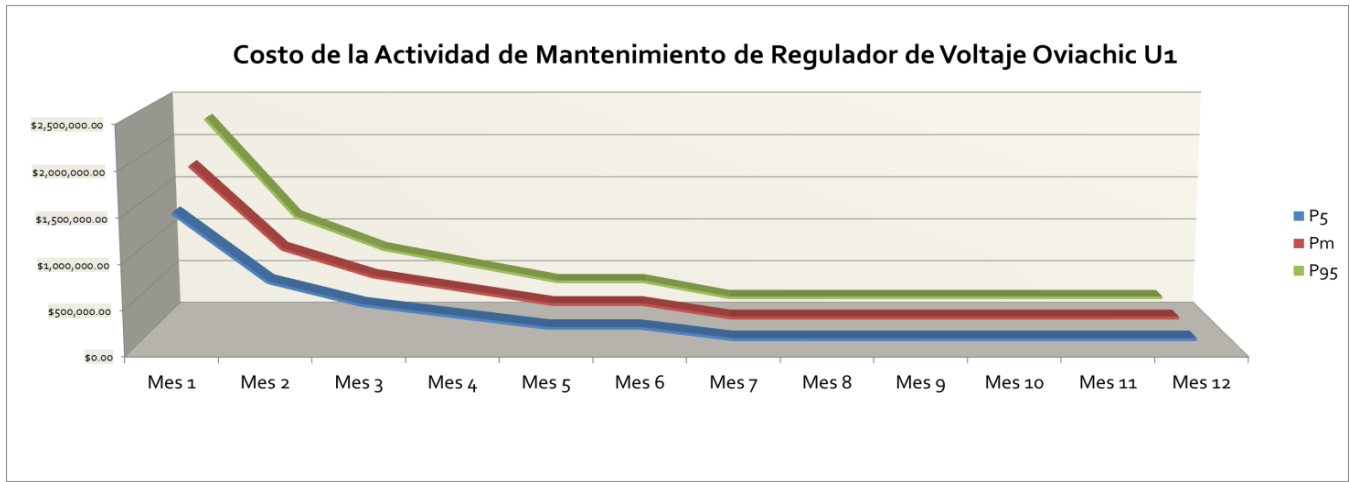


Figura 141: Costos de Mantenimiento

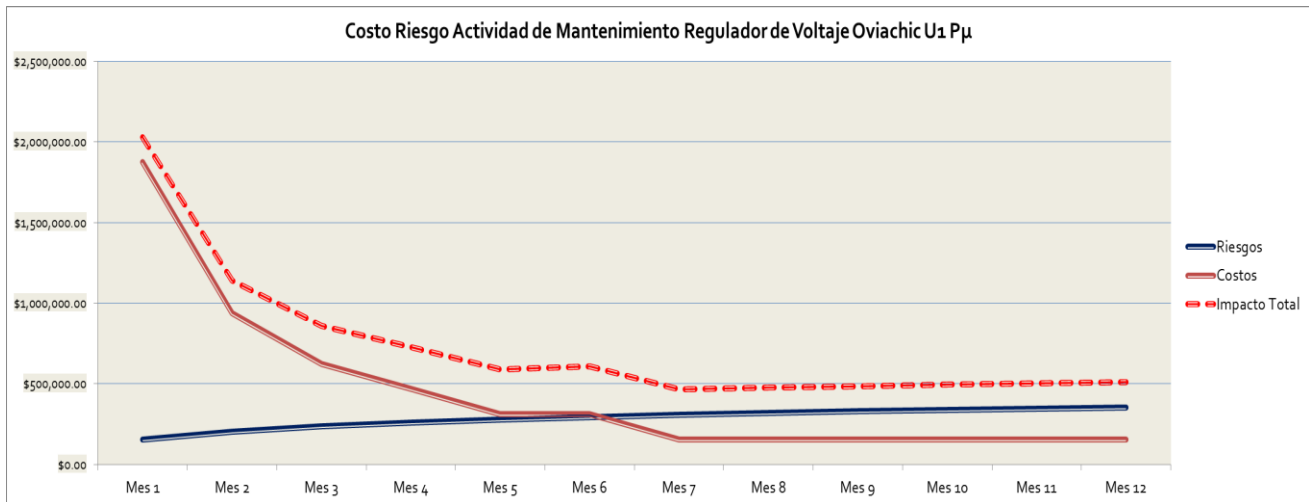


Figura 142: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para intervenir el regulador de voltaje es durante los meses 7 y 8, sin embargo, el MTBF(GAMMA) es de 2, 694.89 horas y considerando que la unidad de generación tiene una operación media de 519 horas mensuales (referido al año de máximas horas de operación), el tiempo alcanza 3, 633 horas, sobrepasando el parámetro de MTBF (GAMMA); por lo anterior, se recomienda hacer la intervención en el rango de **6 a 7 meses de operación (de 3,114 horas a 3,633 horas)**.

Ⓑ **Regulador de Voltaje, Sistemas de Control**

Tabla 73: Relación de costos y tiempos relacionados al sistema de control.

**DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO A REGULADOR DE VOLTAJE CONTROL**

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.13	0.64	1.78
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) (\$/(h/H))	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo $C_{C(AM)}$ (\$)	16000	25000	33300
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo $C_{P(AM)}$ (\$)	5000	7500	10000
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	0.5	1	1.5
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

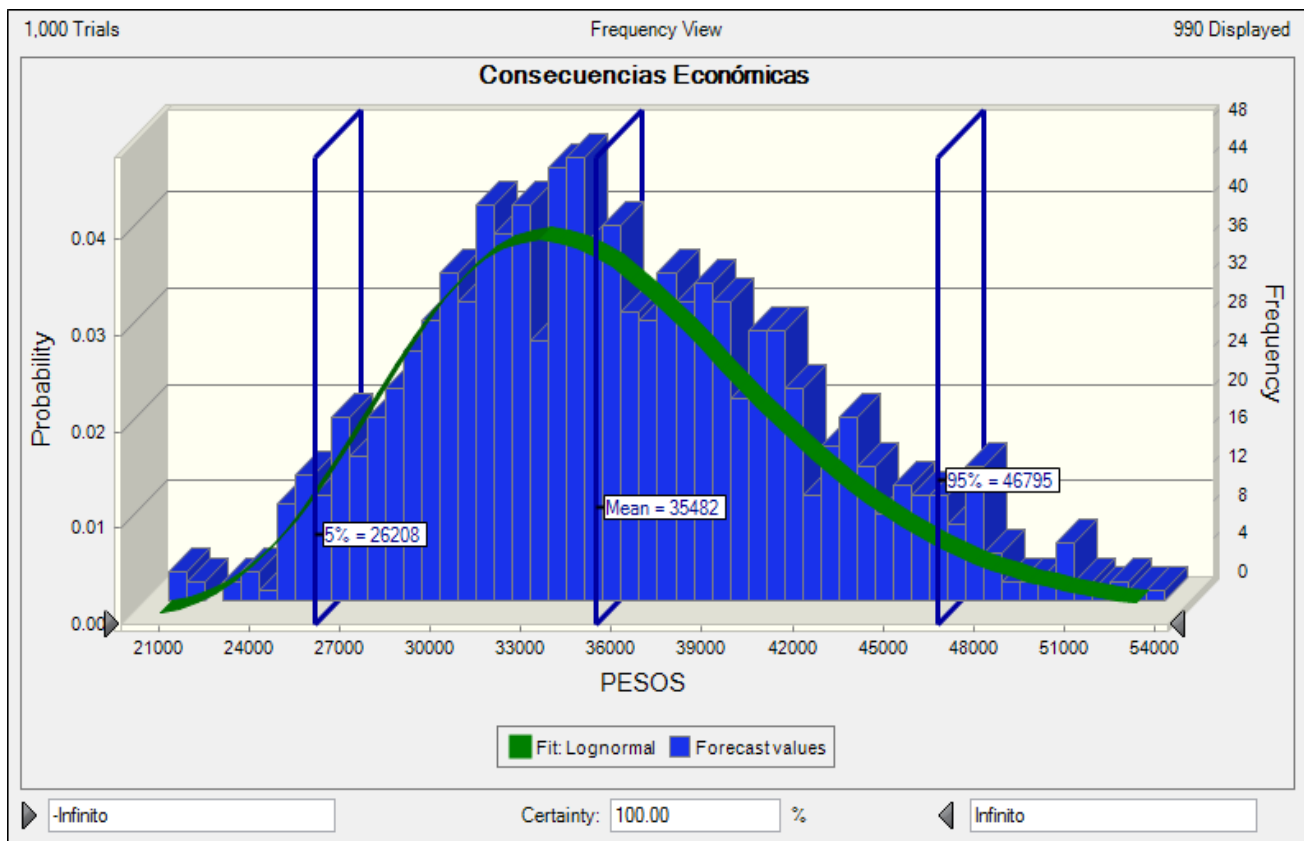


Figura 143: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 74: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

		5%	Medio	95%
<b>Mes</b>	<b>F(t)</b>	<b>\$26,208.00</b>	<b>\$35,482.00</b>	<b>\$46,795.00</b>
1	0.4488	\$11,761.72	\$15,923.74	\$21,000.83
2	0.5331	\$13,970.85	\$18,914.60	\$24,945.28
3	0.5849	\$15,330.31	\$20,755.12	\$27,372.63
4	0.6224	\$16,310.58	\$22,082.27	\$29,122.92
5	0.6515	\$17,073.21	\$23,114.75	\$30,484.61
6	0.6751	\$17,694.11	\$23,955.37	\$31,593.25
7	0.6950	\$18,215.30	\$24,660.99	\$32,523.85
8	0.7121	\$18,662.54	\$25,266.50	\$33,322.41
9	0.7270	\$19,052.79	\$25,794.83	\$34,019.20
10	0.7401	\$19,397.80	\$26,261.94	\$34,635.24
11	0.7519	\$19,706.09	\$26,679.31	\$35,185.68
12	0.7625	\$19,983.98	\$27,055.54	\$35,681.87

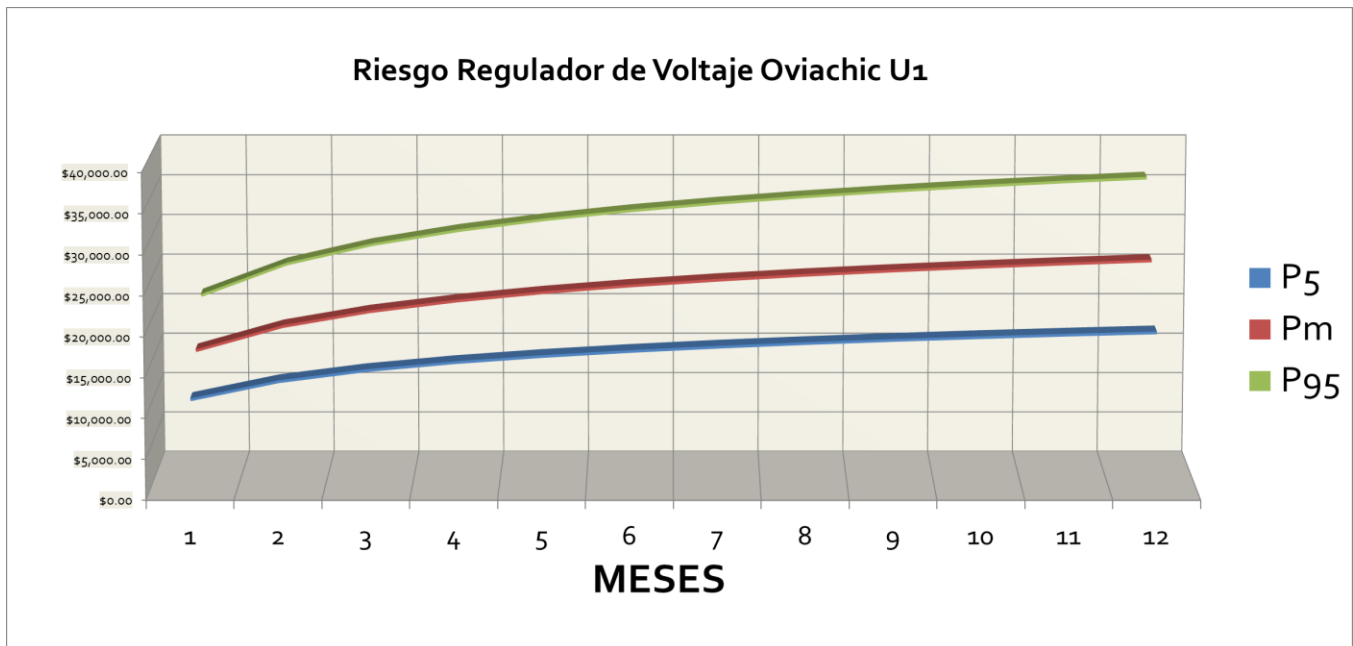


Figura 144: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).

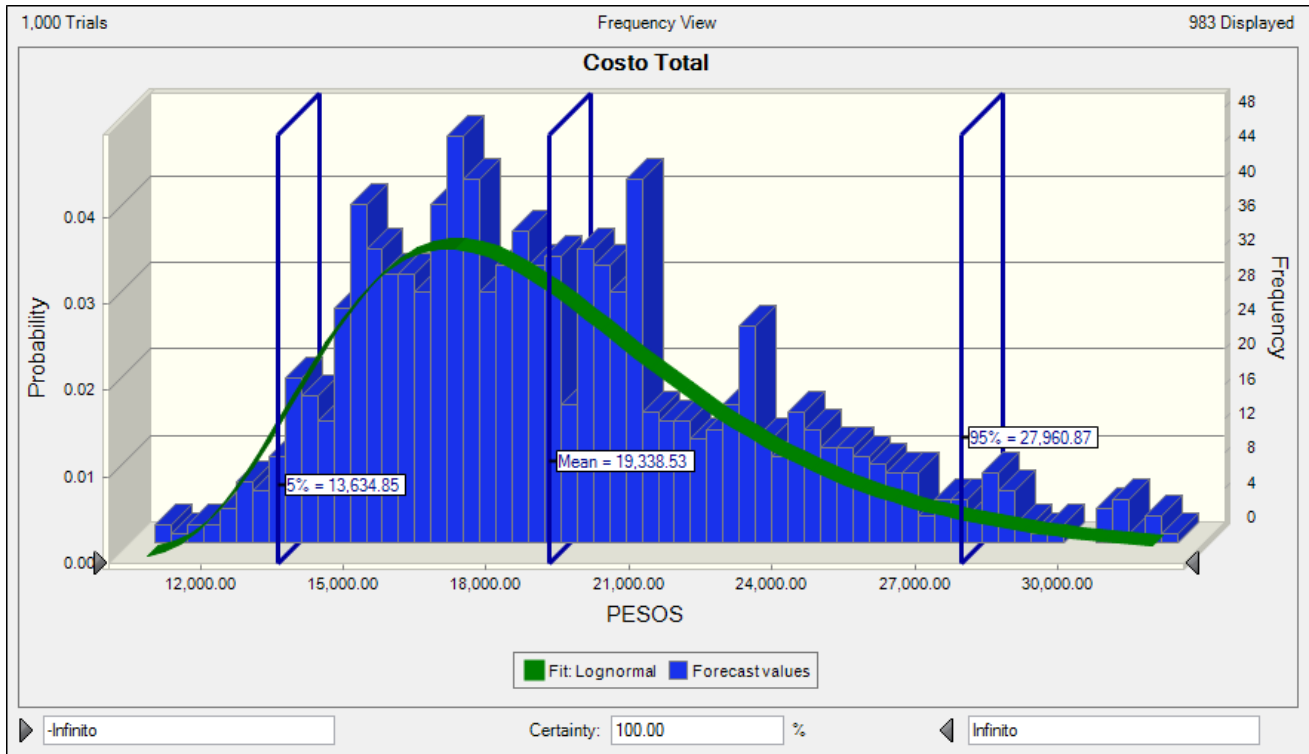


Figura 145: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento

Tabla 75: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	<b>P5</b>	<b>Pm</b>	<b>P95</b>
<b>Mes 1</b>	\$163,608.00	\$232,056.00	\$335,520.00
<b>Mes 2</b>	\$81,804.00	\$116,028.00	\$167,760.00
<b>Mes 3</b>	\$54,536.00	\$77,352.00	\$111,840.00
<b>Mes 4</b>	\$40,902.00	\$58,014.00	\$83,880.00
<b>Mes 5</b>	\$27,268.00	\$38,676.00	\$55,920.00
<b>Mes 6</b>	\$27,268.00	\$38,676.00	\$55,920.00
<b>Mes 7</b>	\$13,634.00	\$19,338.00	\$27,960.00
<b>Mes 8</b>	\$13,634.00	\$19,338.00	\$27,960.00
<b>Mes 9</b>	\$13,634.00	\$19,338.00	\$27,960.00
<b>Mes 10</b>	\$13,634.00	\$19,338.00	\$27,960.00
<b>Mes 11</b>	\$13,634.00	\$19,338.00	\$27,960.00
<b>Mes 12</b>	\$13,634.00	\$19,338.00	\$27,960.00

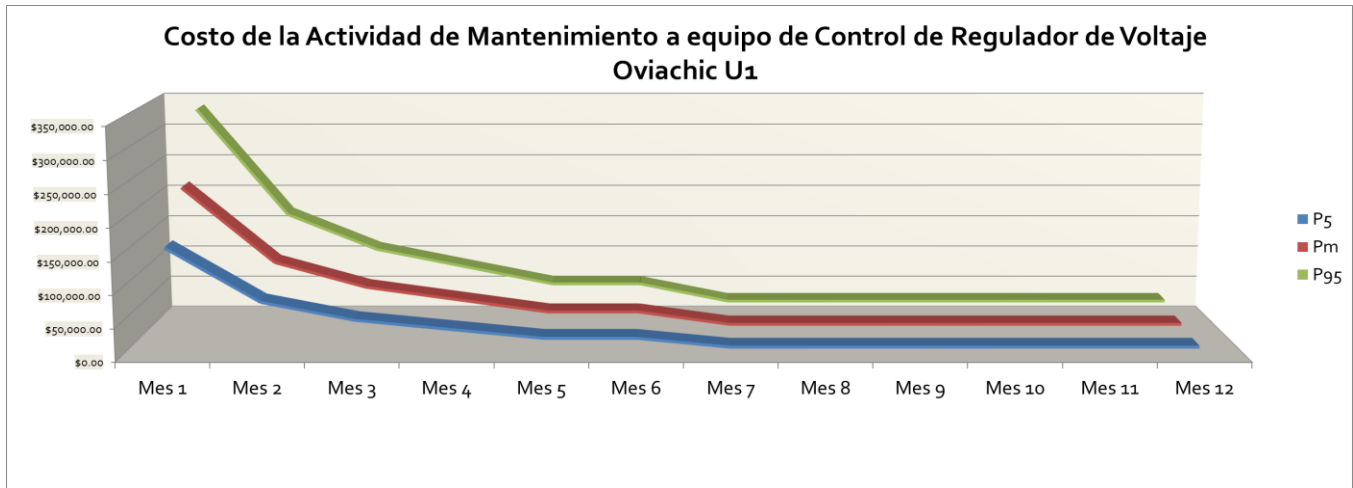


Figura 146: Costos de Mantenimiento

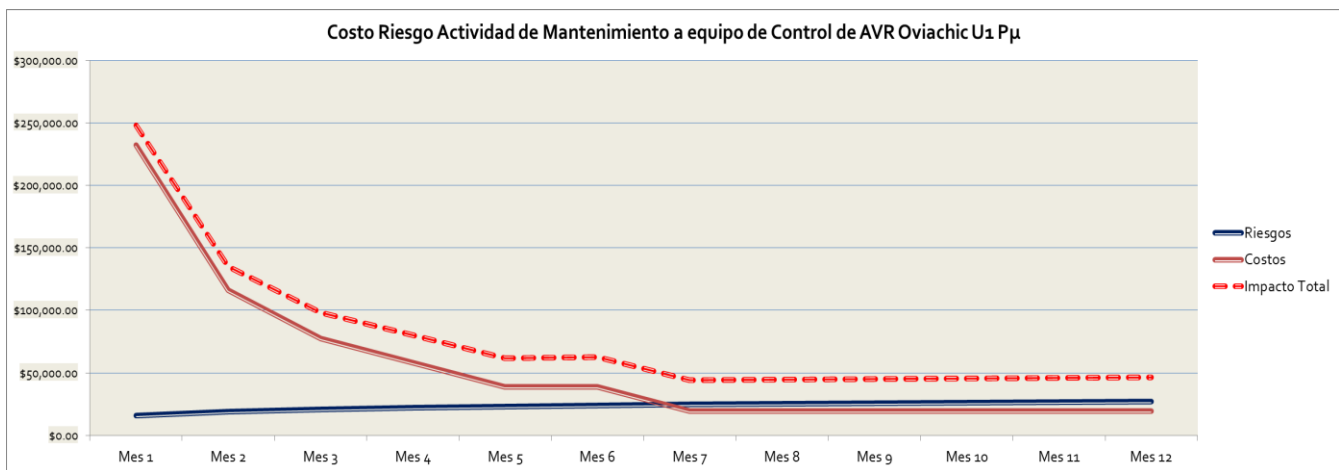


Figura 147: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para intervenir el sistema de control del regulador de voltaje es en el mes 7, el MTBF(GAMMA) que es de **2, 022.89** horas y considerando que la unidad de generación tiene una operación media de 519 horas mensuales (referido al año de máximas horas de operación), el tiempo alcanza 3, 633 horas, superior al parámetro de MTBF (GAMMA); por lo anterior, se recomienda hacer la intervención en el mes **7 de operación**.

ⓑ Interruptores

Tabla 76: Relación de costos y tiempos relacionados a Interruptores.

**DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO A INTERRUPTORES**

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.28	2.66	13.48
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) \$(/h/H)	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo $C_{C(AM)}$ (\$)	600000	800000	1000000
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo $C_{P(AM)}$ (\$)	25000	30000	35000
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	8	10	12
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

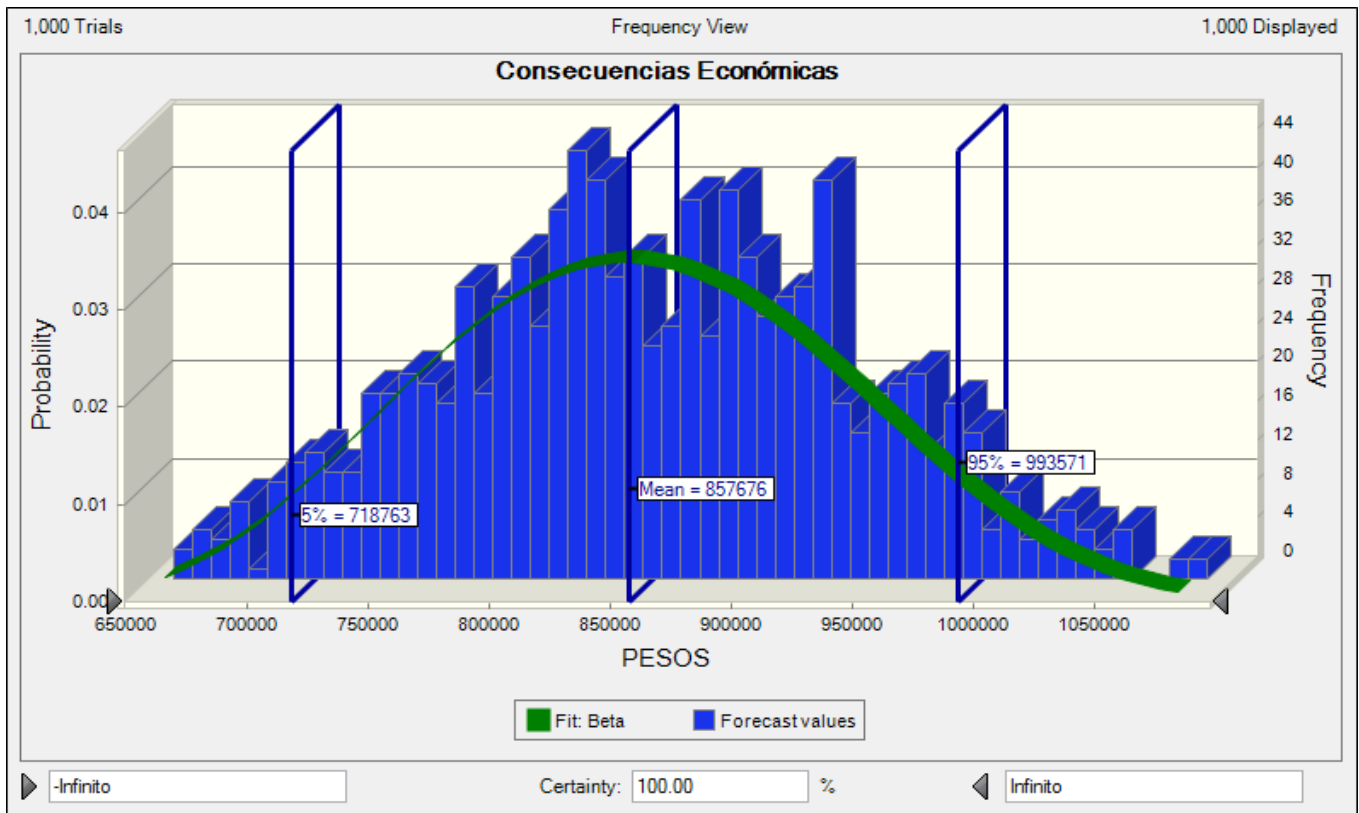


Figura 148: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 77: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

Mes	F(t)	5%	Medio	95%
		\$718,763.00	\$857,676.00	\$993,571.00
1	0.0783	\$56,264.26	\$67,138.27	\$77,776.03
2	0.1386	\$99,607.15	\$118,857.90	\$137,690.41
3	0.1914	\$137,562.82	\$164,149.14	\$190,157.85
4	0.2389	\$171,717.82	\$204,905.17	\$237,371.49
5	0.2822	\$202,870.83	\$242,079.02	\$280,435.38
6	0.3221	\$231,522.51	\$276,268.12	\$320,041.59
7	0.3590	\$258,024.42	\$307,891.96	\$356,676.09
8	0.3932	\$282,641.16	\$337,266.30	\$390,704.67
9	0.4251	\$305,581.43	\$364,640.17	\$422,415.80
10	0.4550	\$327,015.34	\$390,216.53	\$452,044.63
11	0.4829	\$347,084.98	\$414,164.98	\$479,787.60
12	0.5091	\$365,911.35	\$436,629.85	\$505,811.94
13	0.5337	\$383,598.95	\$457,735.88	\$530,262.12
14	0.5568	\$400,239.16	\$477,592.09	\$553,264.46
15	0.5787	\$415,912.66	\$496,294.75	\$574,930.48
16	0.5992	\$430,691.24	\$513,929.54	\$595,359.42
17	0.6186	\$444,639.24	\$530,573.22	\$614,640.22
18	0.6369	\$457,814.63	\$546,294.98	\$632,853.03
19	0.6543	\$470,269.93	\$561,157.48	\$650,070.42
20	0.6707	\$482,052.92	\$575,217.73	\$666,358.45
21	0.6862	\$493,207.20	\$588,527.76	\$681,777.41
22	0.7009	\$503,772.75	\$601,135.28	\$696,382.53
23	0.7148	\$513,786.28	\$613,084.09	\$710,224.57
24	0.7280	\$523,281.61	\$624,414.56	\$723,350.30

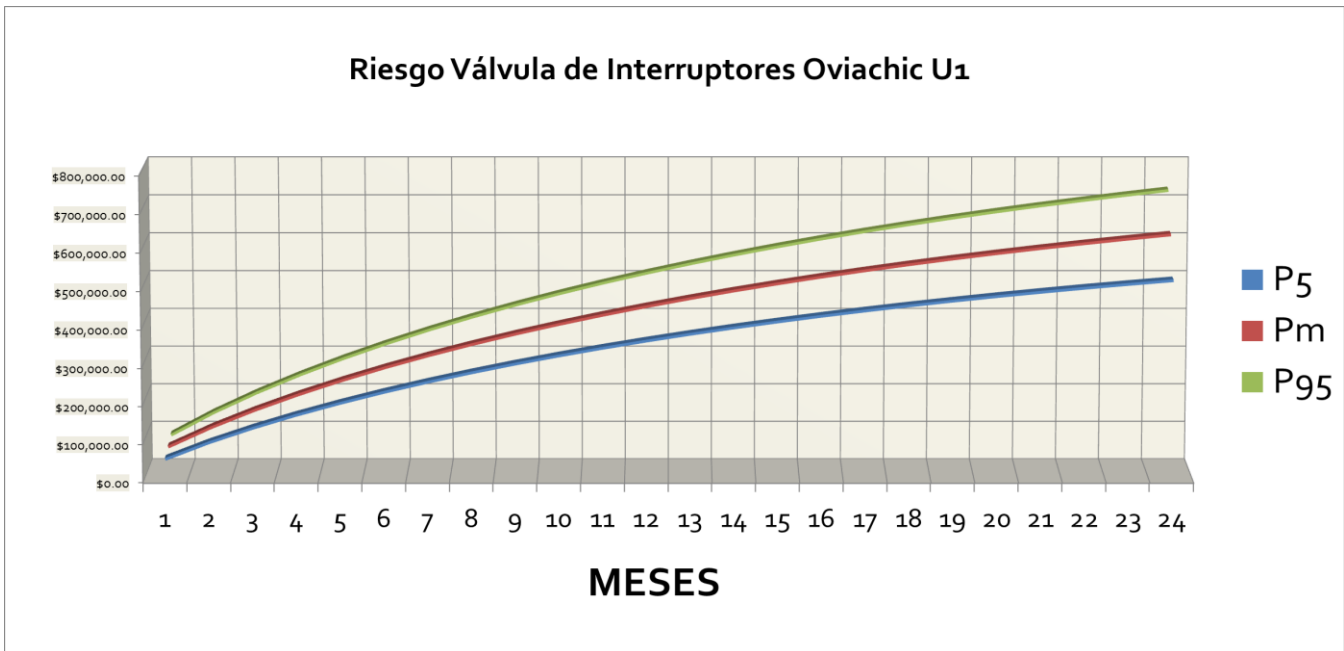


Figura 149: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).



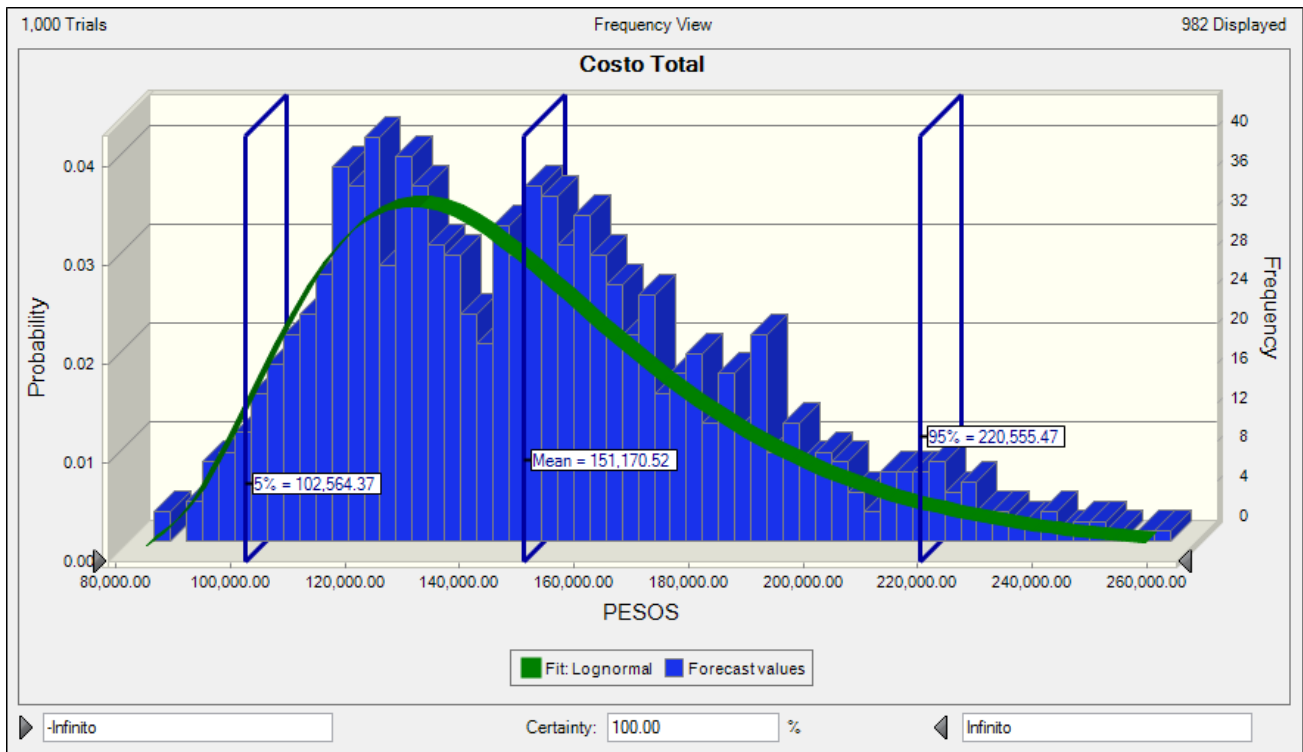


Figura 150: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento

Tabla 78: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	<b>P5</b>	<b>Pm</b>	<b>P95</b>
<b>Mes 1</b>	\$2,461,536.00	\$3,628,080.00	\$5,293,320.00
<b>Mes 2</b>	\$1,230,768.00	\$1,814,040.00	\$2,646,660.00
<b>Mes 3</b>	\$820,512.00	\$1,209,360.00	\$1,764,440.00
<b>Mes 4</b>	\$615,384.00	\$907,020.00	\$1,323,330.00
<b>Mes 5</b>	\$410,256.00	\$604,680.00	\$882,220.00
<b>Mes 6</b>	\$410,256.00	\$604,680.00	\$882,220.00
<b>Mes 7</b>	\$307,692.00	\$453,510.00	\$661,665.00
<b>Mes 8</b>	\$307,692.00	\$453,510.00	\$661,665.00
<b>Mes 9</b>	\$205,128.00	\$302,340.00	\$441,110.00
<b>Mes 10</b>	\$205,128.00	\$302,340.00	\$441,110.00
<b>Mes 11</b>	\$205,128.00	\$302,340.00	\$441,110.00
<b>Mes 12</b>	\$205,128.00	\$302,340.00	\$441,110.00
<b>Mes 13</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 14</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 15</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 16</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 17</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 18</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 19</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 20</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 21</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 22</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 23</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00
<b>Mes 24</b>	\$102,564.00	\$151,170.00	\$220,555.00

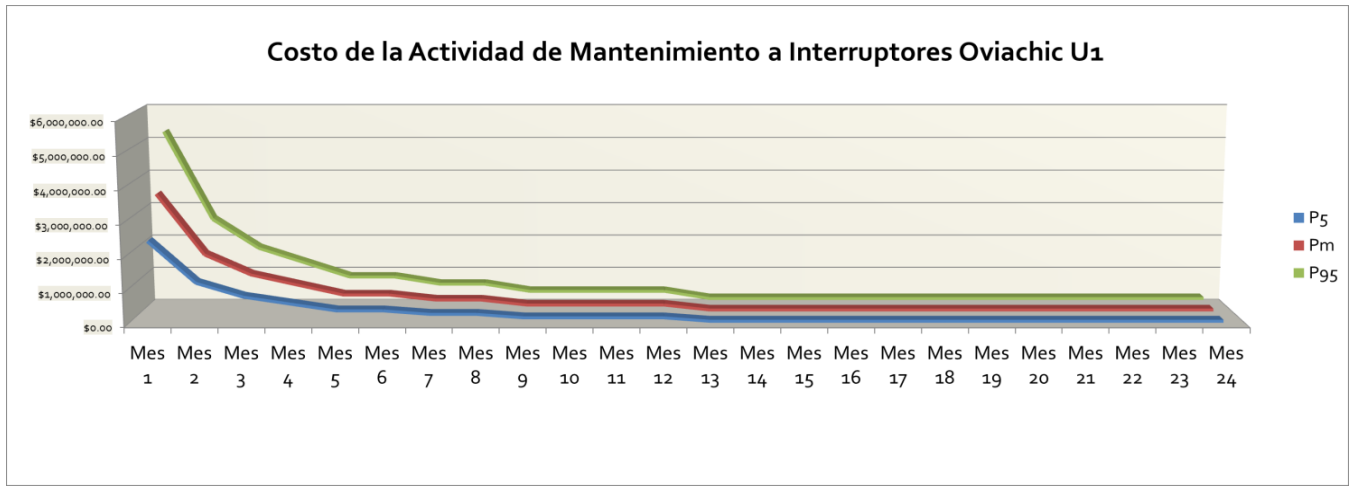


Figura 151: Costos de Mantenimiento

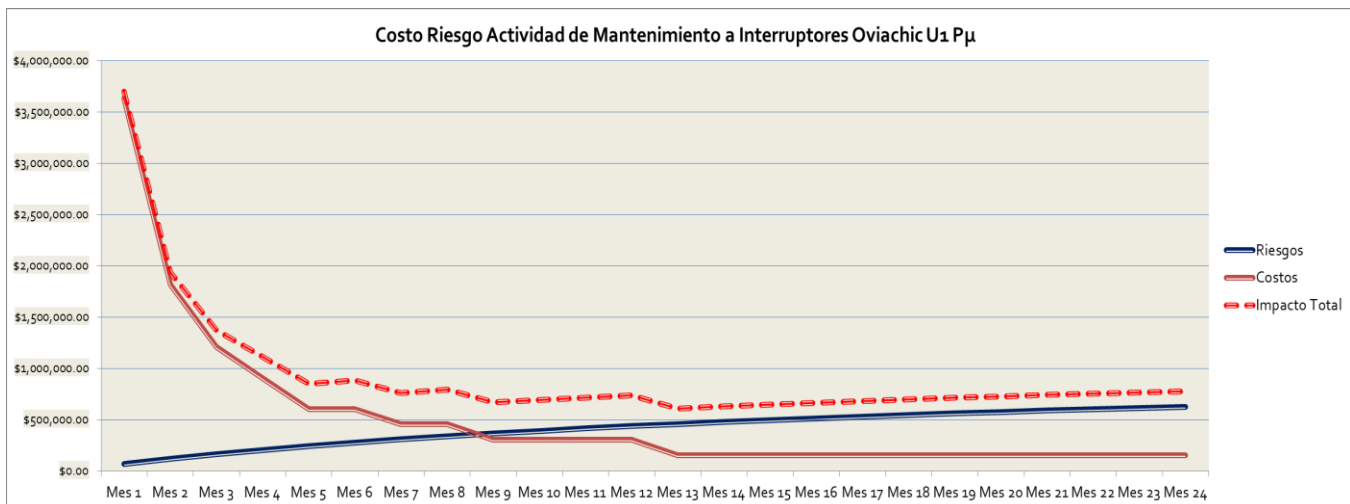


Figura 152: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para intervenir los interruptores de la central (dependiendo del desempeño operativo) es en el mes 13, sin embargo, el MTBF(GAMMA) es de **8, 150.61** horas y considerando que la unidad de generación tiene una operación media de 519 horas mensuales (referido al año de máximas horas de operación), el tiempo alcanza 6, 747 horas, inferior al parámetro de MTBF (GAMMA); derivado del tipo de activo, se recomienda utilizar el MTBF (GAMMA) y hacer la intervención en el rango de los **13 a 15 meses de operación (de 6, 747 a 8, 150 horas)**, así como, **analizar las prioridades de ejecución de estrategias de mantenimiento a los interruptores de acuerdo a su nivel de voltaje y estadística de avisos de averías y fallas.**

Ⓑ **Generador Alta Temperatura en Chumaceras**

Tabla 79: Relación de costos y tiempos relacionados al generador chumaceras (altas temperaturas).

**DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO A CHUMACERAS (AT)**

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.22	1.16	2.68
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) \$(/h/H)	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo $C_{C(AM)}$ (\$)	300000	500000	800000
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo $C_{P(AM)}$ (\$)	25000	30000	35000
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	4	6	8
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

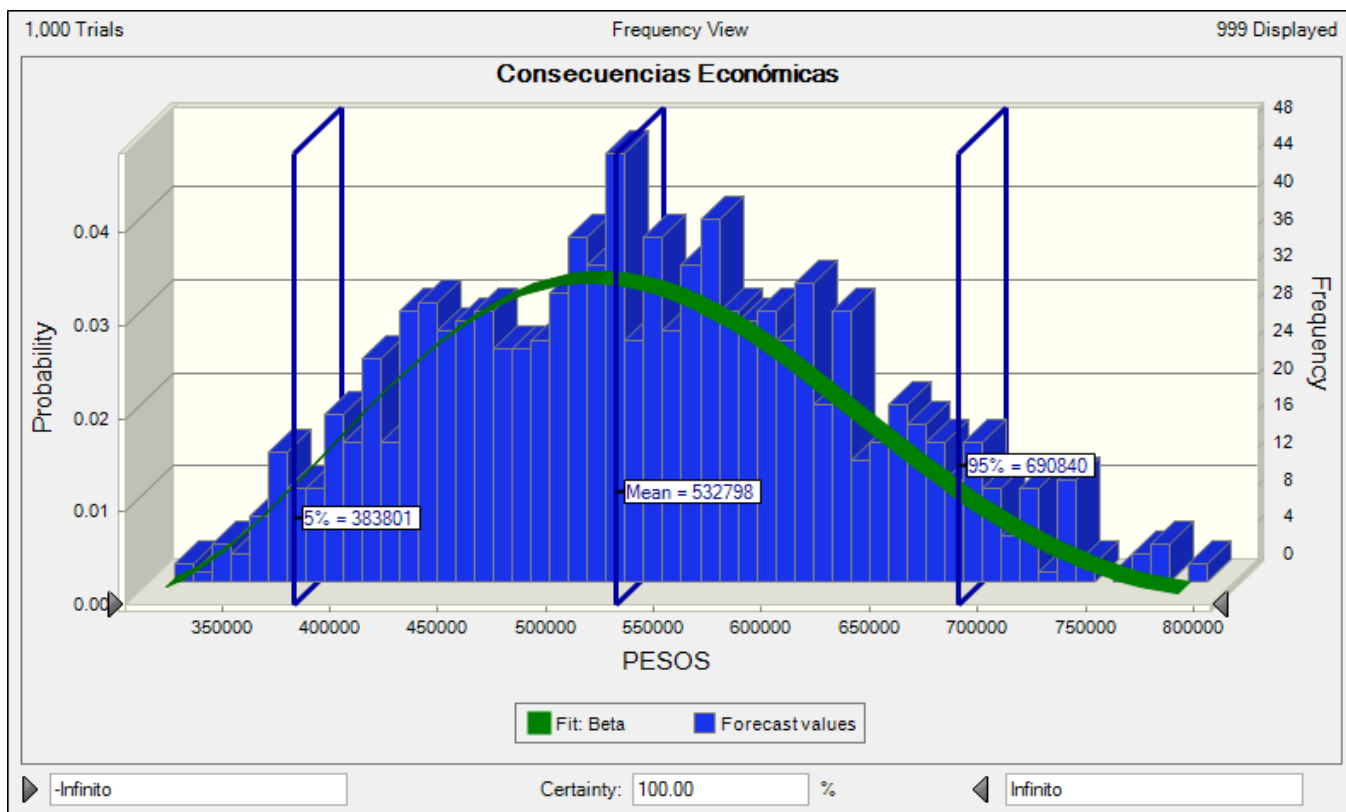


Figura 153: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 80: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

		5%	Medio	95%
<b>Mes</b>	<b>F(t)</b>	<b>\$383,801.00</b>	<b>\$532,798.00</b>	<b>\$690,840.00</b>
2	0.0000	\$0.00	\$0.00	\$0.00
4	0.0000	\$0.42	\$0.59	\$0.76
6	0.0000	\$10.31	\$14.31	\$18.56
8	0.0003	\$99.39	\$137.97	\$178.89
10	0.0015	\$575.97	\$799.57	\$1,036.75
12	0.0063	\$2,415.80	\$3,353.64	\$4,348.42
14	0.0210	\$8,075.22	\$11,210.14	\$14,535.36
16	0.0591	\$22,667.75	\$31,467.69	\$40,801.84
18	0.1427	\$54,762.47	\$76,022.04	\$98,572.19
20	0.2974	\$114,157.81	\$158,475.50	\$205,483.53
22	0.5266	\$202,127.48	\$280,596.23	\$363,828.51
24	0.7733	\$296,804.16	\$412,027.75	\$534,246.10
26	0.9385	\$360,185.23	\$500,014.25	\$648,331.72
28	0.9933	\$381,211.12	\$529,202.70	\$686,178.24
30	0.9998	\$383,730.84	\$532,700.61	\$690,713.72
32	1.0000	\$383,800.77	\$532,797.68	\$690,839.58
34	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00
36	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00
38	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00
40	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00
42	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00
44	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00
46	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00
48	1.0000	\$383,801.00	\$532,798.00	\$690,840.00

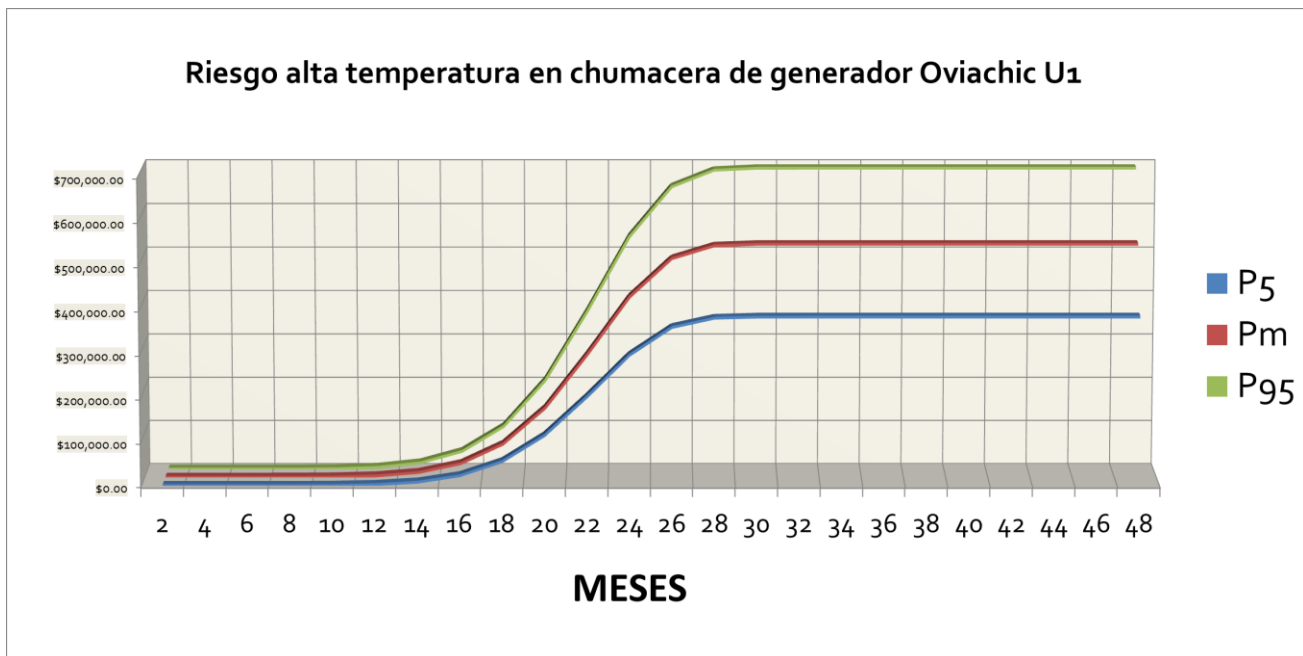


Figura 154: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).

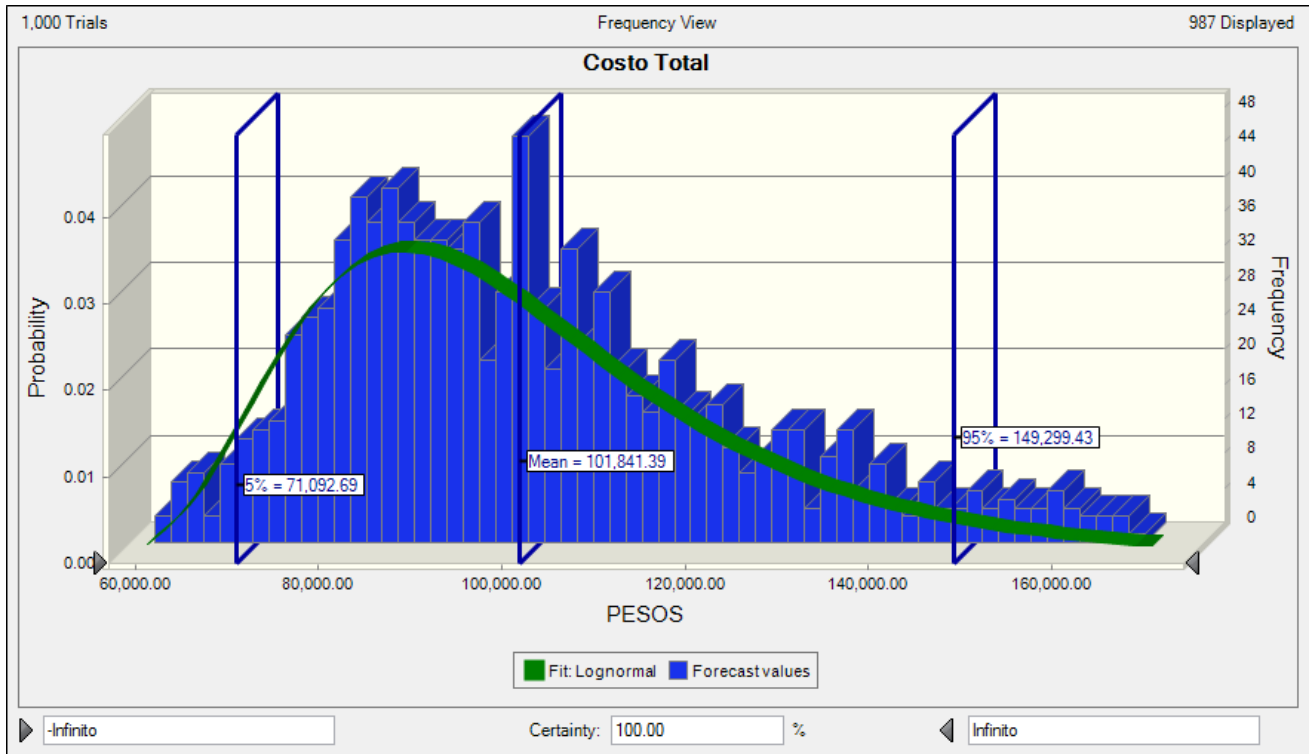


Figura 155: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento

Tabla 81: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	<b>P5</b>	<b>Pm</b>	<b>P95</b>
<b>Mes 2</b>	\$1,706,208.00	\$2,444,184.00	\$3,583,176.00
<b>Mes 4</b>	\$853,104.00	\$1,222,092.00	\$1,791,588.00
<b>Mes 6</b>	\$568,736.00	\$814,728.00	\$1,194,392.00
<b>Mes 8</b>	\$426,552.00	\$611,046.00	\$895,794.00
<b>Mes 10</b>	\$284,368.00	\$407,364.00	\$597,196.00
<b>Mes 12</b>	\$284,368.00	\$407,364.00	\$597,196.00
<b>Mes 14</b>	\$213,276.00	\$305,523.00	\$447,897.00
<b>Mes 16</b>	\$213,276.00	\$305,523.00	\$447,897.00
<b>Mes 18</b>	\$142,184.00	\$203,682.00	\$298,598.00
<b>Mes 20</b>	\$142,184.00	\$203,682.00	\$298,598.00
<b>Mes 22</b>	\$142,184.00	\$203,682.00	\$298,598.00
<b>Mes 24</b>	\$142,184.00	\$203,682.00	\$298,598.00
<b>Mes 26</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 28</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 30</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 32</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 34</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 36</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 38</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 40</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 42</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 44</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 46</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00
<b>Mes 48</b>	\$71,092.00	\$101,841.00	\$149,299.00

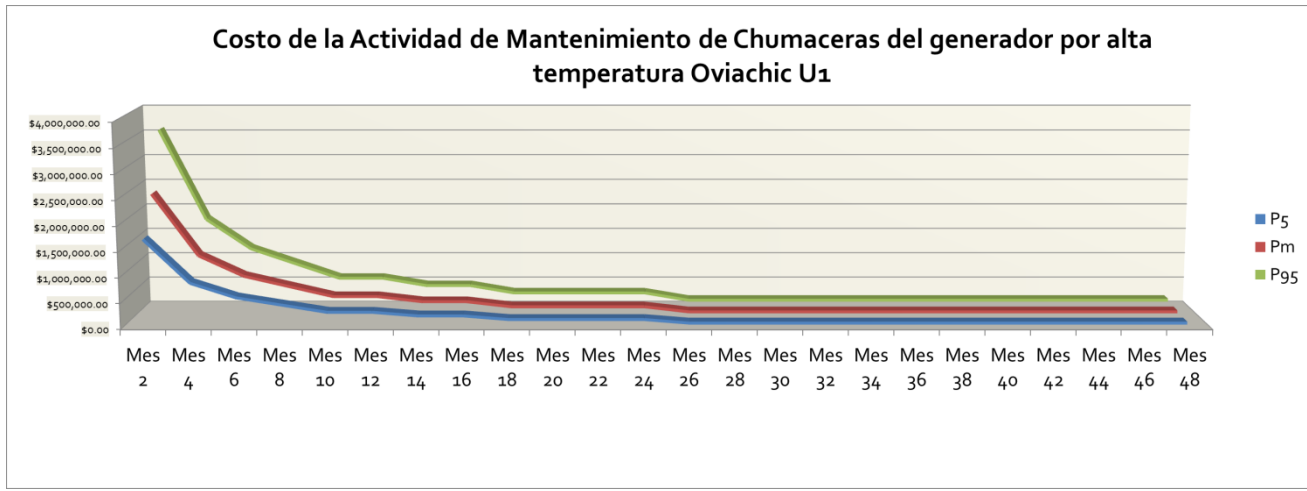


Figura 156: Costos de Mantenimiento

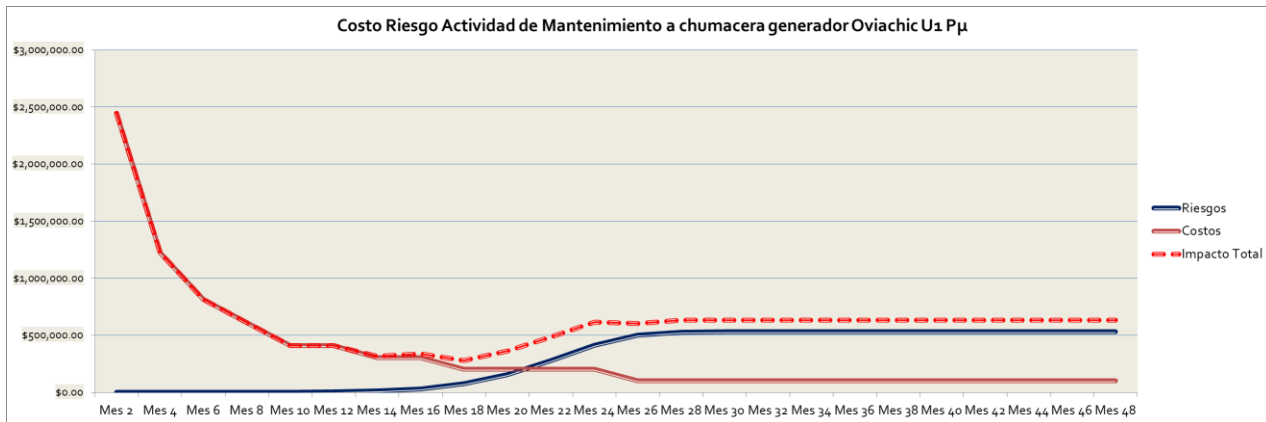


Figura 157: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para intervenir el generador chumaceras (altas temperaturas) es en el mes 18, el MTBF (GAMMA) que es de **10, 965.50** horas y considerando que la unidad de generación tiene una operación media de 519 horas mensuales (referido al año de máximas horas de operación), el tiempo alcanza 9, 342 horas, inferior al parámetro de MTBF (GAMMA); se recomienda hacer la intervención en el rango de los **18 a los 21 meses de operación (de 9, 342 a 10, 965 horas).**

Ⓑ Regulador de Velocidad, válvula V20Q

Tabla 82: Relación de costos y tiempos relacionados al regulador de velocidad (V20Q).

**DATOS DE COSTOS Y TIEMPOS DE MANTENIMIENTO A VÁLVULA V20Q**

DESCRIPCIÓN	Mínimo	Más Probable	Máximo
Tiempo de Reemplazo No Planificado (h)	0.38	1.04	1.62
Costo de Mano de Obra Cuadrilla (CMO) (\$/(h/H))	252.6942	382.87	509.2171
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Correctivo $C_{C(AM)}$ (\$)	45000	50000	55000
Costos de Materiales y consumibles para Mantto. Preventivo $C_{P(AM)}$ (\$)	2500	3500	4500
Tiempo de Reemplazo Planificado (h)	1	2	3
Precio del Producto \$/MWh	800	1200	1600

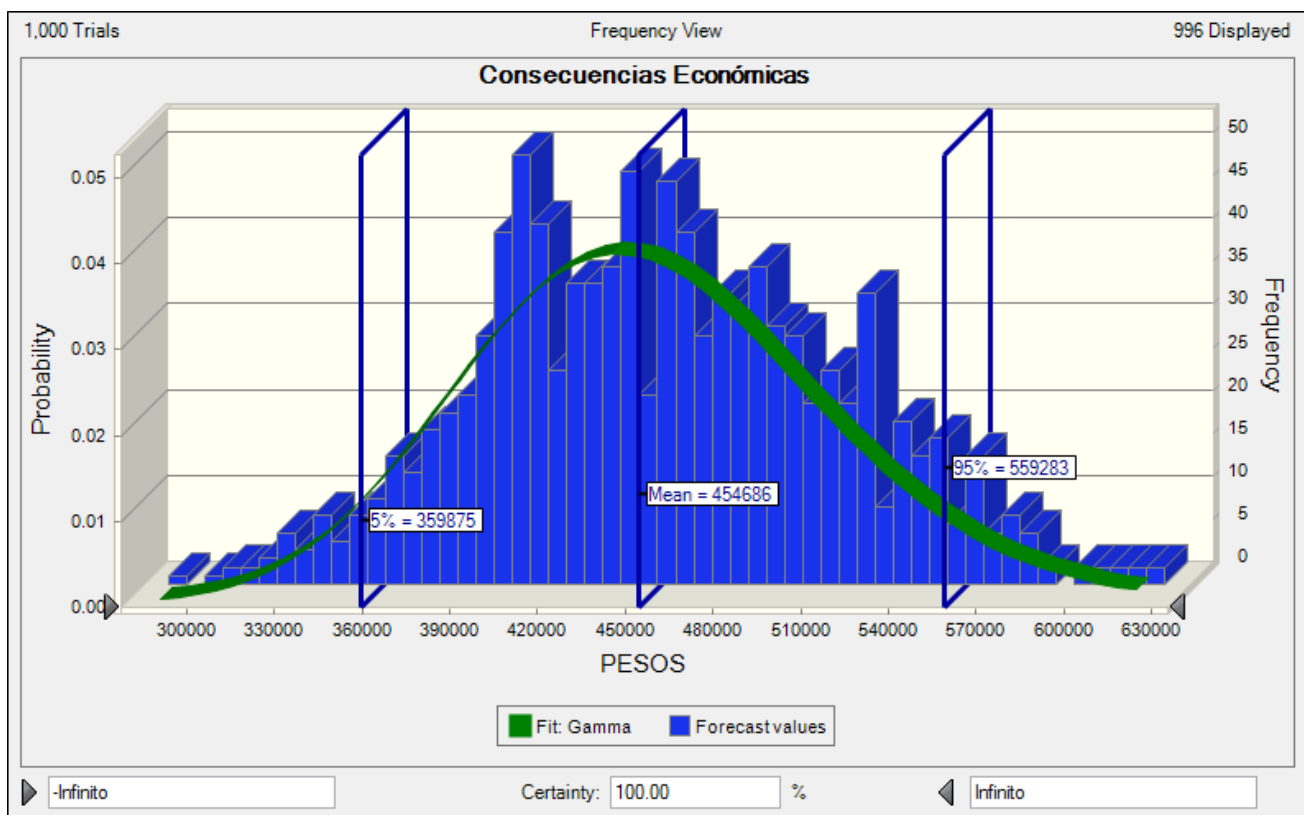


Figura 158: Simulación de Montecarlo, Consecuencias Económicas por Probabilidad de Falla.

Tabla 83: Relación de Probabilidad de Falla (F(t)) y riesgos en 3 escenarios

		5%	Medio	95%
<b>Mes</b>	<b>F(t)</b>	<b>\$56,838.00</b>	<b>\$64,205.00</b>	<b>\$74,360.00</b>
2	0.0004	\$21.99	\$24.84	\$28.77
4	0.0087	\$495.57	\$559.80	\$648.34
6	0.0528	\$3,003.84	\$3,393.18	\$3,929.86
8	0.1798	\$10,216.92	\$11,541.18	\$13,366.59
10	0.4178	\$23,744.62	\$26,822.25	\$31,064.60
12	0.7073	\$40,201.37	\$45,412.03	\$52,594.64
14	0.9144	\$51,974.77	\$58,711.42	\$67,997.53
16	0.9887	\$56,196.19	\$63,480.01	\$73,520.34
18	0.9995	\$56,810.05	\$64,173.43	\$74,323.44
20	1.0000	\$56,837.72	\$64,204.69	\$74,359.64
22	1.0000	\$56,838.00	\$64,205.00	\$74,360.00
24	1.0000	\$56,838.00	\$64,205.00	\$74,360.00

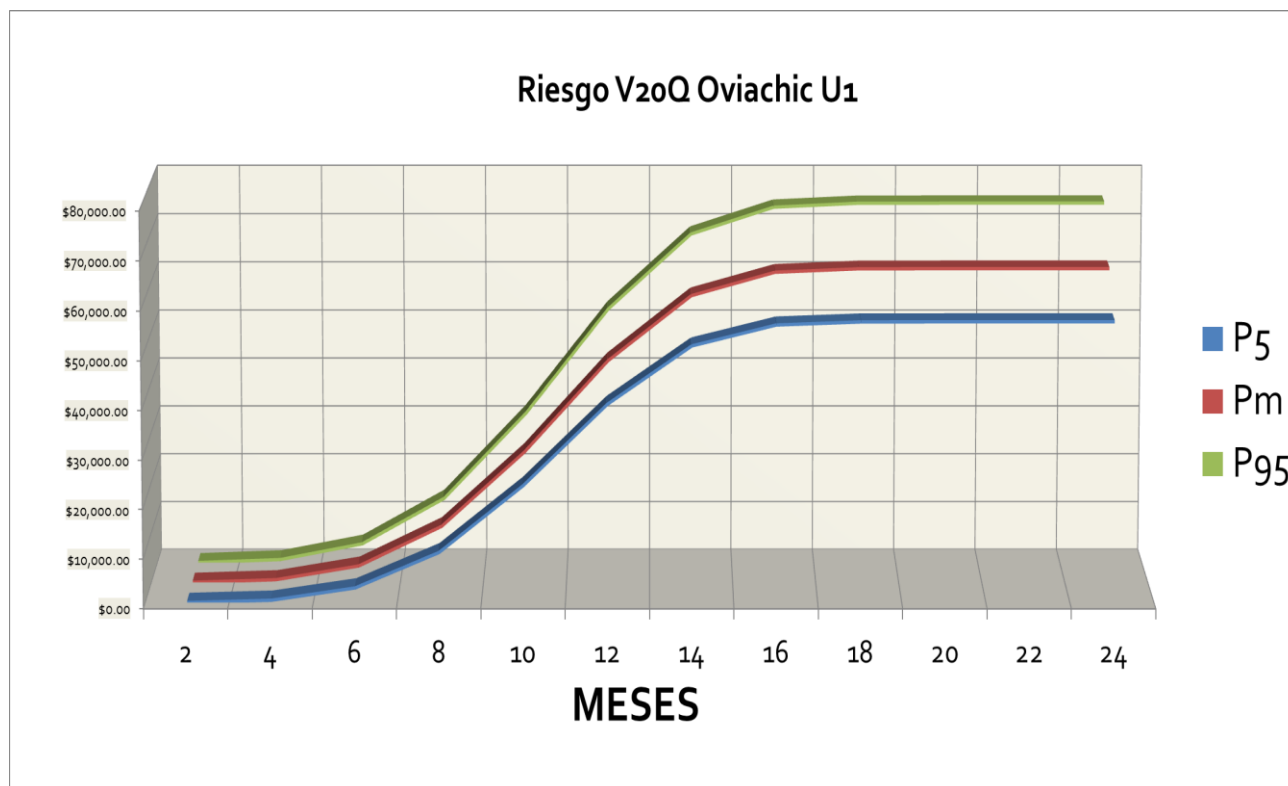


Figura 159: Gráfica de Riesgos por probabilidad de falla (en 3 escenarios: 5%, Medio y 95%).



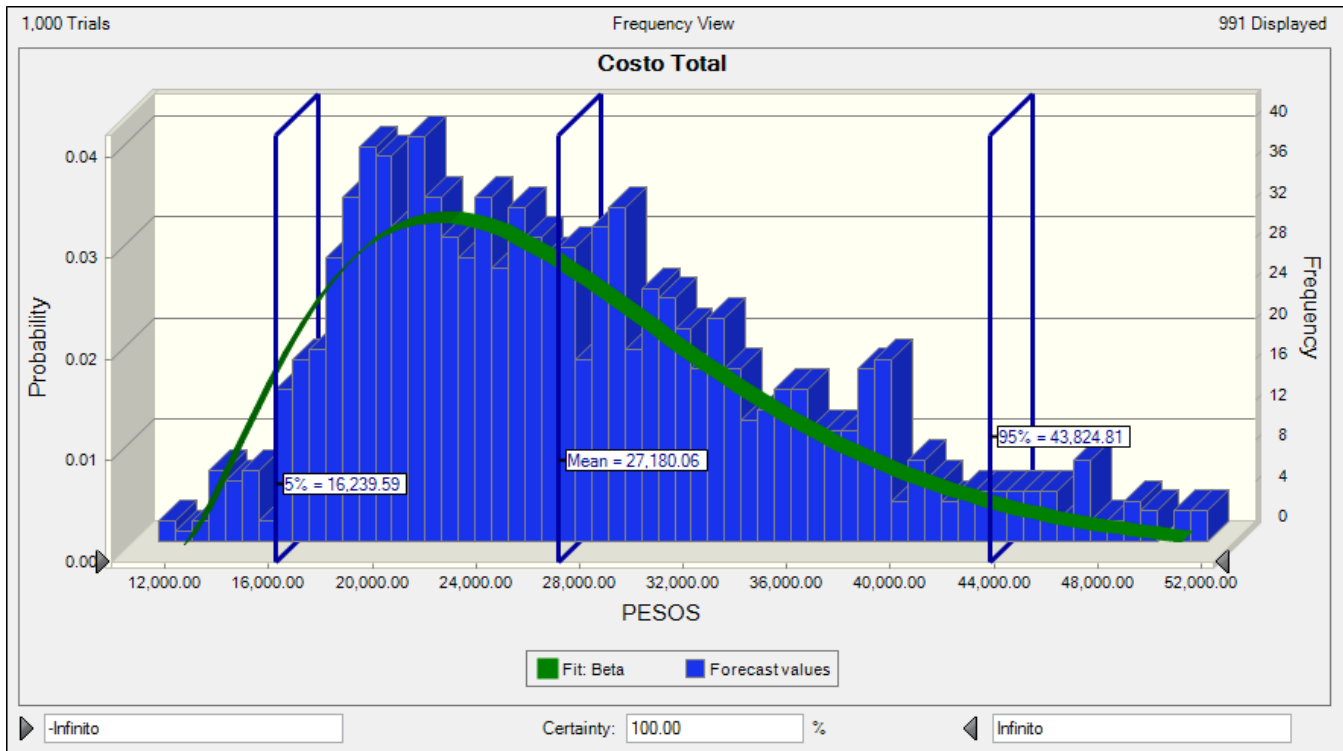


Figura 160: Simulación de Montecarlo, Costos de Mantenimiento

Tabla 84: Costos de Mantenimiento (incluyendo energía diferida) en 3 escenarios

	<b>P5</b>	<b>Pm</b>	<b>P95</b>
<b>Mes 2</b>	\$194,868.00	\$326,160.00	\$525,888.00
<b>Mes 4</b>	\$97,434.00	\$163,080.00	\$262,944.00
<b>Mes 6</b>	\$64,956.00	\$108,720.00	\$175,296.00
<b>Mes 8</b>	\$48,717.00	\$81,540.00	\$131,472.00
<b>Mes 10</b>	\$32,478.00	\$54,360.00	\$87,648.00
<b>Mes 12</b>	\$32,478.00	\$54,360.00	\$87,648.00
<b>Mes 14</b>	\$16,239.00	\$27,180.00	\$43,824.00
<b>Mes 16</b>	\$16,239.00	\$27,180.00	\$43,824.00
<b>Mes 18</b>	\$16,239.00	\$27,180.00	\$43,824.00
<b>Mes 20</b>	\$16,239.00	\$27,180.00	\$43,824.00
<b>Mes 22</b>	\$16,239.00	\$27,180.00	\$43,824.00
<b>Mes 24</b>	\$16,239.00	\$27,180.00	\$43,824.00

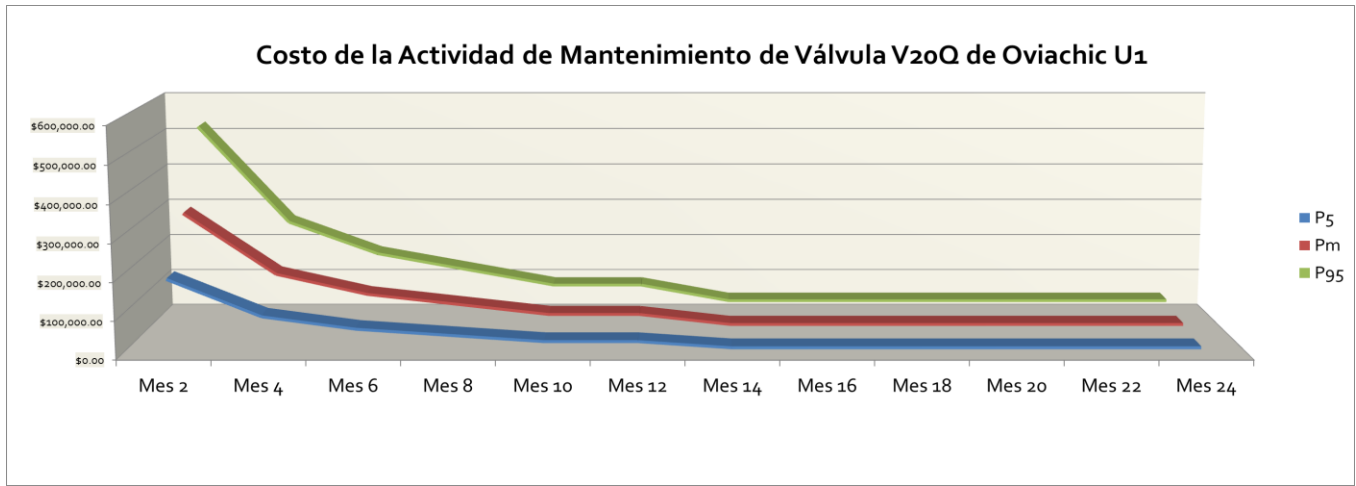


Figura 161: Costos de Mantenimiento

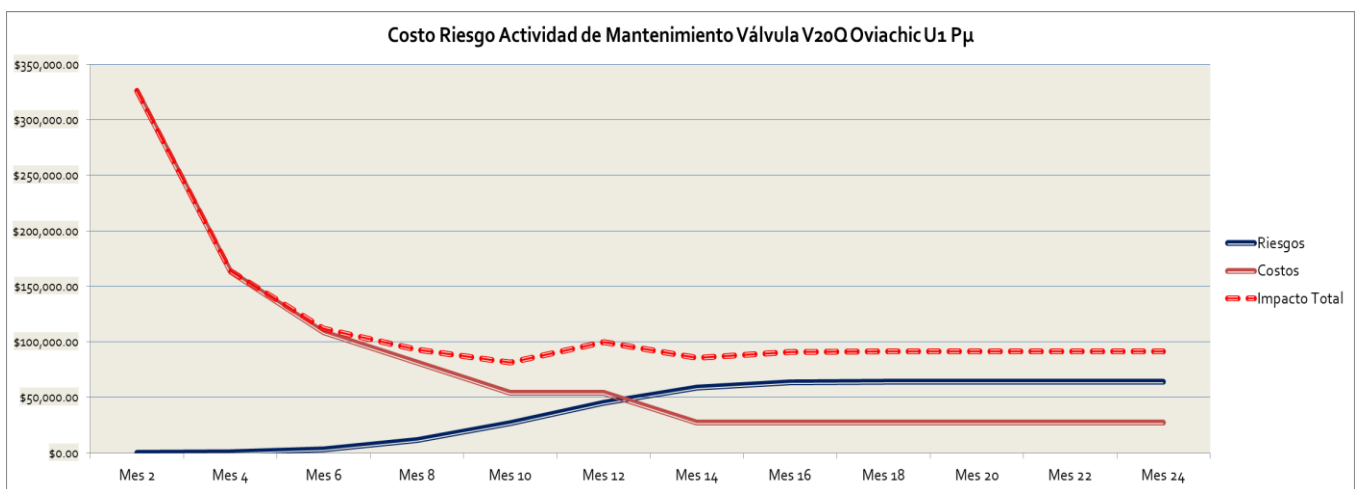










Figura 162: Gráfica de Riesgo vs Costos, determinación de frecuencia de intervención óptima

Se aprecia en el gráfico, que el periodo más adecuado para intervenir el regulador de velocidad válvula V20Q es en el mes 14, el MTBF(GAMMA) que es de **5, 574.08** horas y considerando que la unidad de generación tiene una operación media de 519 horas mensuales (referido al año de máximas horas de operación), el tiempo alcanza 7, 266 horas, sobrepasando el parámetro de MTBF (GAMMA); por lo anterior, se recomienda hacer la intervención (inspección y pruebas una vez al año al menos) en el rango de los **10 a 12 meses de operación (de 5, 190 a 6, 288 horas)**.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados del análisis Costo-Beneficio-Riesgo para los Sistemas Principales de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic:

Tabla 85: Resumen de Tipos de Falla, Clasificación, Tareas recomendadas y frecuencias óptimas

SISTEMA	FALLA	TIPO DE FALLA	CLASIFICACIÓN	TAREAS RECOMENDADAS	FRECUENCIA ÓPTIMA
<b>Protecciones</b>	Relevadores (311, 87, 86, 86, 87)		Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad	<b>9 meses (4, 671 horas de operación de la unidad como referencia)</b>
	Relevador de Control (3)				
	Drive Master				
<b>Equipos bajo contaminación de H2S</b>	Convertidor F.O. (3)		Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	*Inspección/Búsqueda de fallas *Operar hasta fallar *Stock de Repuestos basado en Confiabilidad	<b>Cada 66 meses (47, 520 horas) o bien, cada 6 años</b>
	Tarjetas (2)				
	PLC (1)				
	Monorack (1)				
	CPU (1)				
	RTD (1)				
	Fuente (1)				
<b>Regulador de Voltaje</b>	Falla de Elementos Críticos (6 fallas) por H <sub>2</sub> S		Patrón "E" Probabilidad Constante de Falla en todas las edades	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de fallas para determinar las causas de las fallas infantiles.</li> <li>Provisión de repuestos.</li> <li>Búsqueda de Fallas</li> </ul>	<b>de 6 a 7 meses (3, 114 a 3, 633 horas)</b>
	Falla relacionada a los sistemas de control (4 fallas)		patrón "C" muestra una probabilidad de falla ligeramente ascendente.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Programación de Pruebas (Búsqueda de fallas)</li> </ul>	
	Falla Anillos Rozantes (2 fallas)		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema.</li> <li>* Analisis de Falla si la respuesta inadecuada se presenta antes de los estimado.</li> </ul>	
	Falla Canal Automático (2 fallas)				
	Falla por falso contacto, interruptor de campo y sistema de excitación) (3 fallas)				
<b>Interruptores</b>	Puntos Calientes (2)		Patrón "B" Ligeramente Ascendente y termina en zona de "desgaste"	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mantenimiento Preventivo en base al Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo de Sistema.</li> <li>* Búsqueda de Fallas.</li> </ul>	<b>13 a 15 meses de operación (de 6, 747 a 8, 150 horas)</b>
	Fugas SF6 (2)				
	Control Eléctrico (1)				
	Mecanismos (1)				
	Aislamiento (1)				
<b>Alta Temperatura en Chumaceras de Generador</b>	Alta Temperatura en Chumacera de carga 4 eventos		Patrón "F" comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente hasta un comportamiento aleatorio de la probabilidad de fallas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de fallas para determinar las causas de las fallas infantiles.</li> <li>Implementar estrategias de mantenimiento proactivo</li> </ul>	<b>18 a los 21 meses de operación (de 9, 342 a 10, 965 horas)</b>
<b>Válvula V20Q</b>	Válvula Principal V20Q 3 eventos		Patrón "F" comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente hasta un comportamiento aleatorio de la probabilidad de fallas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de fallas para determinar las causas de las fallas infantiles.</li> <li>Provisión de repuestos.</li> <li>Búsqueda de Fallas</li> </ul>	<b>10 a 12 meses de operación (de 5, 190 a 6, 288 horas)</b>

### 9.3 Aplicación de Herramientas de Confiabilidad a Activos Críticos: “Mantenimiento Basado en Confiabilidad (RCM/MCC) a Transformador de Potencia”

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), es un método utilizado para determinar qué se debe hacer (tareas de mantenimiento) y cada cuándo se debe hacer (frecuencia), para asegurar que cualquier equipo o sistema continúe haciendo lo que el usuario necesita que haga, mediante el análisis de criticidad que determina las tareas que contrarresten los modos de falla, su estrategia de mantenimiento y su frecuencia de aplicación, representado en el diagrama de la fig. 10, cuyo objetivo principal es optimizar la planeación del mantenimiento.

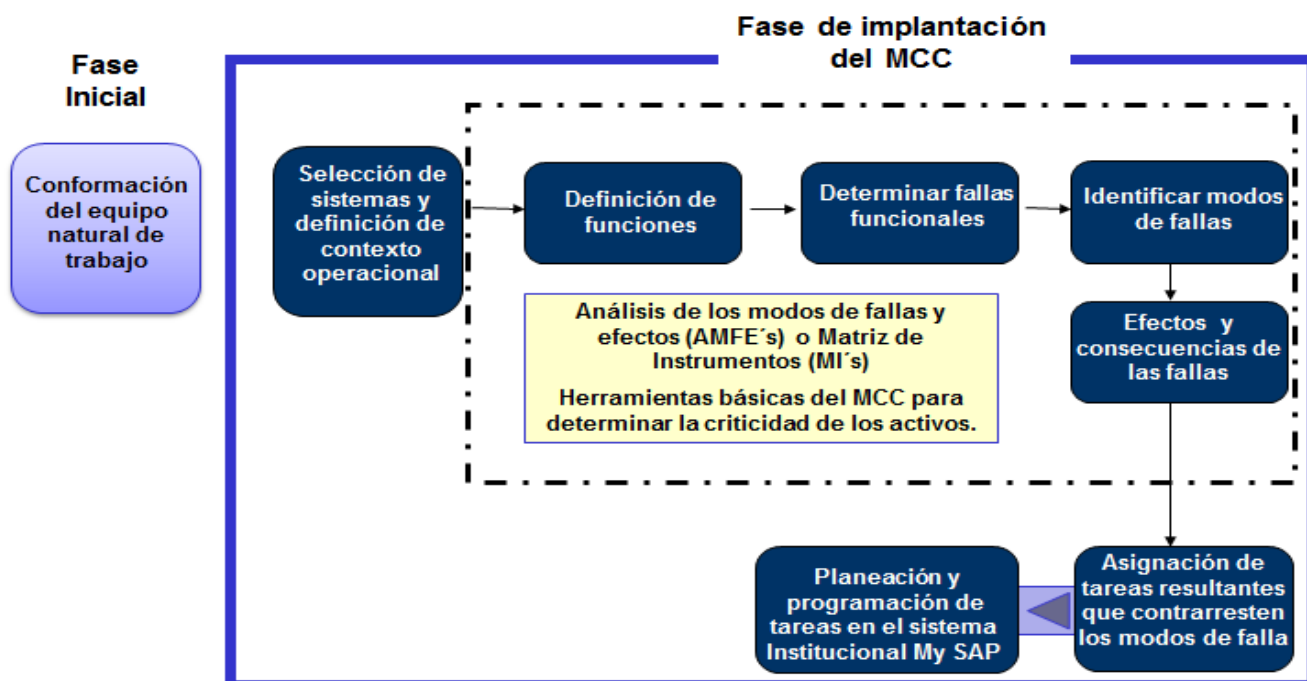


Figura 163: Modelo de Aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC/RCM)

Con la implementación del MCC, se determinan las estrategias de mantenimiento a aplicar a los activos.

Resulta primordial conocer los criterios de la aplicación de esta excelente metodología para determinar estrategias de mantenimiento, ya que su desarrollo implica muchos recursos económicos y de tiempo de personal (se presentan casos de más de 8 años en el intento de desarrollarlo a la totalidad de Sistemas), por lo que no se recomienda aplicarlo a la totalidad de los Sistemas de la Unidad 1 de la C. H. Oviachic. En este Proyecto, se determinó aplicarlo al Activo que más ha afectado a la operación y a los resultados financieros de la Central, que es el Transformador de Potencia.

Tal y como se mencionó en el Capítulo 8.2 de este Trabajo de Investigación, el Transformador ha tenido las siguientes consecuencias:

Activo: Transformador  
 Componente: Boquilla fase "C"  
 Duración: 203.95 horas  
 Riesgos a Personal: Altos, ya que se presenta explosión e incendio en transformador, que mitigó la propia brigada contra incendio de la central. Sin daños a personas  
 Riesgos al Ambiente: Derrame de aceite contenido en las fosas colectoras. Sin derrames a río o ecosistema aledaño

Costos de Falla:  
 Por energía no generada: \$2, 662, 771.20  
 Por capacidad no despachada: \$1, 397, 954.88  
 Por correcciones al activo: \$2, 000, 000.00 (refacciones, materiales, servicios)  
 Total: \$6, 060, 726.08

Por lo anterior, se aplica el RCM o MCC solamente a este Activo, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 86: Aplicación de la Metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC/RCM) al Transformador de Potencia

a) Circuito Electromagnético y Conexiones

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Núcleo	01	Establecer el circuito magnético del transformador.	01	BRD - Daño severo	1	Falla de material (Corrosión del laminado)	96	Se incrementa la corriente de magnetización. Se incrementa la temperatura del aceite y devanados del transformador. Se incrementa la generación de gases en el tanque del transformador. Se podrían presentar puntos calientes que afectan al aislamiento y podrían producir una falla a tierra o entre espiras. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son el ruido y la vibración de acuerdo a recomendaciones del fabricante)	6M
	01	Establecer el circuito magnético del transformador.	01	BRD - Daño severo	2	Falla mecánica (Alojamiento del laminado)	96	Hay vibración, ruido. Se incrementa la corriente de magnetización. Se incrementa la temperatura del aceite y devanados del transformador. Se incrementa la generación de gases en el tanque del transformador. Se podrían presentar puntos calientes que afectan al aislamiento y podrían producir una falla a tierra o entre espiras. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		
Devanados	01	Inducir el campo electromagnético al núcleo del transformador.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	1	Falla mecánica (Conexiones flojas en terminales)	48	Se genera un punto caliente en la conexión floja. Se incrementa la temperatura del aceite y devanados del transformador. Podrían presentarse arcos y una posible falla a tierra. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Se cuenta con protección Buchholz que dispara el transformador ante la alta generación de gases.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Mantenimiento Basado en Condición para detección de puntos calientes o desempeños no adecuados	6M
	01	Inducir el campo electromagnético al núcleo del transformador.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	2	Falla eléctrica (Falla de aislamiento, falla a tierra)	96	Se producen arcos. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Existe una alta concentración de gases. Se podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm <sup>2</sup> ). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluivo. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SED4. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son la resistencia y el factor de potencia del aislamiento. Cuando la resistencia sea menor de 6200 MegaOhms o cuando el factor de potencia sea mayor de 1.0%, para transformadores en aceite de 230 kV, tomar las medidas necesarias para su corrección).	12000 H OP
	01	Inducir el campo electromagnético al núcleo del transformador.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	3	Falla eléctrica (Corto circuito entre espiras)	96	El voltaje de salida podría disminuirse, y demandar una mayor corriente. Se podrían presentar arcos que provocan daños al aislamiento y posible falla a tierra. Existe un aumento en la concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. Podrían operar las protecciones de baja voltaje (27G) y/o desbalance de corrientes del generador (46G). En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm <sup>2</sup> ). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluivo. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SED4. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es el ruido expresado en las gráficas de frecuencia contra decibates, obtenidas de las pruebas de respuesta a la frecuencia del aislamiento entre espiras de los devanados del transformador, la primer gráfica obtenida de cada uno de los aislamientos se toma como referencia para análisis futuros).	12000 H OP

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Boquillas de baja tensión	01	Realizar la transición del bus de fase aislada al transformador de potencia en aceite.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	1	Falla mecánica (Conexiones flojas externas)	96	Se podrían presentar puntos calientes y posibles arcos. Podría abrirse el circuito. Podría haber humo y romperse la envolvente del bus de fase aislada debido a los arcos. Podría operar el sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Podría operar la protección por desbalance de corrientes 46G y disparar la unidad. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP39. Daño del bus de fase aislada.; OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se mide es la temperatura en conexiones mediante la localización de puntos calientes con cámara termográfica. En caso de detectar algún punto caliente se realizan las acciones necesarias)	1M
	01	Realizar la transición del bus de fase aislada al transformador de potencia en aceite.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	2	Falla eléctrica (Falla a tierra interna)	48	Podrían generarse arcos y alta concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son la capacitancia y el factor de potencia del aislamiento de la boquilla, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
	02	Aislar la conexión entre el bus de fase aislada y las terminales de baja tensión del transformador de potencia.	01	BRD - Daño severo	2	Influencia externa (Aislamiento contaminado con polvo)	96	Podría provocar una falla a tierra. Se podrían presentar arcos que dañarían la envolvente del bus de fase aislada. Podría haber humo. Podría operar el sistema contra incendio por diluvio en transformadores. La unidad podría dispararse por actuación de la protección 64G. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP39. Daño del bus de fase aislada.; OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades de rehabilitación (Realizar limpieza de aislamientos)	12000 H OP
Boquilla de Alta Tensión	01	Realizar la transición del transformador de potencia en aceite al bus aéreo de alta tensión.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	2	Falla eléctrica (Falla a tierra interna)	48	Podrían generarse arcos y alta concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podrían operar las protecciones 64G, 87GT y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son la capacitancia y el factor de potencia del aislamiento de la boquilla, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
	02	Aislar la conexión entre las terminales de alta tensión del transformador de potencia y el bus aéreo de 230 kV.	01	BRD - Daño severo	1	Falla de material (Rotura del aislamiento cerámico)	48	Podría provocar una fuga de aceite. Podría provocar una explosión de la boquilla e incendio del aceite del transformador. Se cuenta con protección 87GT (diferencial de grupo) y 51NT (falla a tierra del transformador). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la pérdida en la porcelana medida en millWatts, con pérdidas mayores de 0.1 millWatt tomar las medidas necesarias para su corrección)	12000 H OP
	03	Contener aceite.	01	ELU - Fuga externa de servicios	1	Falla mecánica (Fuga de aceite dieléctrico)	48	Se podría provocar una falla a tierra, corto circuito o explosión de la boquilla e incendio del aceite del transformador. Se cuenta con protección 87GT (diferencial de grupo) y 51NT (falla a tierra del transformador). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es el nivel de aceite en la mirilla de la boquilla, ante cualquier cambio en el nivel normal, tomar las acciones necesarias para eliminar las fugas)	1D
Cambiador de taps sin carga	01	Regular el nivel de voltaje de salida del transformador, seleccionando el número de espiras del devanado secundario.	01	FTF - Falla a funcionar	2	Falla mecánica (Conexiones flojas)	48	Se presentan arcos y existe alta producción de gases. Existe daño de contactos del cambiador de taps. Hay aumento de presión en el tanque del transformador y podría haber explosión. Se podría provocar una falla a tierra y operar las protecciones 64G, 87G y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la resistencia óhmica de los devanados incluyendo el cambiador de taps, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
	01	Regular el nivel de voltaje de salida del transformador, seleccionando el número de espiras del devanado secundario.	01	FTF - Falla a funcionar	3	Falla de material (Desgaste de contactos)	48	Se presentan arcos y existe alta producción de gases. Existe daño de contactos del cambiador de taps. Hay aumento de presión en el tanque del transformador y podría haber explosión. Se podría provocar una falla a tierra y operar las protecciones 64G, 87G y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la resistencia óhmica de los devanados incluyendo el cambiador de taps, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
Acéite dieléctrico	01	Proveer aislamiento a los devanados del transformador de potencia.	01	PDE - Desviación de parámetros	1	Influencia externa (Contaminación)	48	Disminuye la capacidad dieléctrica del aceite. Podría provocarse una falla a tierra. Hay alta concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podrían operar las protecciones 64G, 87GT y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la rigidez dieléctrica y factor de potencia del aceite. El factor de potencia de ruptura en las pruebas de rigidez no debe ser menor de 25 kV y el factor de potencia no debe ser mayor de 0.3 %. Tomar acciones en caso necesario)	12000 H OP
Tanque principal	01	Alojar el núcleo y devanados del transformador, y contener el aceite aislante.	01	ELU - Fuga externa de servicios	1	Falla de material (Desgaste de empaques y sellos del tanque)	48	Podría disminuir el nivel de aceite del tanque conservador. Se cuenta con alarma por bajo nivel de aceite en el tanque conservador. Podría operar la protección Buchholz.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea son las fugas por medio de inspección visual, ante la mínima fuga tomar las acciones necesarias)	1D

## b) Componentes Auxiliares

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Radiadores	01	Enfriar el aceite del transformador.	01	IHT - Transferencia de calor insuficiente	1	Influencia externa (Suciedad externa)	6	No hay enfriamiento adecuado del transformador. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea son las fugas por medio de inspección visual, ante la mínima fuga tomar las acciones necesarias)	1D
	02	Contener el aceite del transformador.	01	ELU - Fuga externa de servicios	1	Falla de material (Desgaste de empaques de las bridas)	96	Podría disminuir el nivel de aceite del tanque conservador. Se cuenta con alarma por bajo nivel de aceite en el tanque conservador. Podría operar la protección Buchholz.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		
	02	Contener el aceite del transformador.	01	ELU - Fuga externa de servicios	2	Falla de material (Fatiga de uniones de soldaduras, fisura de ductos)	48	Podría disminuir el nivel de aceite del tanque conservador. Se cuenta con alarma por bajo nivel de aceite en el tanque conservador. Podría operar la protección Buchholz.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		

## c) Protecciones

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Protección por sobrepresión en el tanque 63P	01	Abrir para liberar la presión en exceso en el interior del tanque del transformador, cuando se alcancen 0.7 kg/cm2.	01	FTO - Falla a abrir a la demanda	1	Falla mecánica (Internos pegados)	12	Se considera que una sobrepresión en el tanque del transformador ocurre cuando se presenta alguna falla eléctrica en el interior. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores.	OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (Realizar prueba de funcionalidad y calibración en banco de pruebas)	12000 H OP
	01	Abrir para liberar la presión en exceso en el interior del tanque del transformador, cuando se alcancen 0.7 kg/cm2.	01	FTO - Falla a abrir a la demanda	2	Falla de instrumento (Fuera de ajuste)	12	Se considera que una sobrepresión en el tanque del transformador ocurre cuando se presenta alguna falla eléctrica en el interior. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores.	OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (Realizar prueba de funcionalidad y calibración en banco de pruebas)	12000 H OP
Relevador Buchholz 63T	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	1	Falla de instrumento (Falla general, fuera de ajuste)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta provocar un aumento de presión en el tanque y podría abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores. Se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A
	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	2	Falla mecánica (Flotador atorado)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta provocar un aumento de presión en el tanque y podría abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores. Se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A
	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	3	Falla de material (Desgaste o rotura de flotador)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta provocar un aumento de presión en el tanque y podría abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores. Se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A
	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	4	Falla de material (Desgaste de contactos)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta provocar un aumento de presión en el tanque y podría abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores. Se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Apartarrayos	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	1	Influencia externa (Aislamiento contaminado con polvo)	4	Disminuye la rigidez dieléctrica. Podría ocurrir una falla de fase a tierra. Podrían operar las protecciones 87GT y/o 51NT y disparar la unidad.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades de rehabilitación (Realizar inspección visual y verificar conexiones en caso necesario)	1D
	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	2	Falla de material (Fisura, rotura del aislamiento)	8	Disminuye la distancia dieléctrica, podría dañarse el apartarrayos con un valor mínimo de sobretensión. Podría ocurrir una falla de fase a tierra. Podrían operar las protecciones 87GT y/o 51NT y disparar la unidad.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		
	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	3	Falla eléctrica (Corto circuito)	8	Habría conducción del voltaje de generación a tierra por medio del apartarrayos, sin presencia de una sobretensión. Podrían operar las protecciones 87GT y/o 51NT y disparar la unidad.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		
	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	4	Falla eléctrica (Circuito abierto)	4	En caso de una sobretensión, si el apartarrayos falla, se podrían presentar daños en el transformador.	OP18. Daño a transformador de potencia.	S		

Lógicamente, se muestran aquellos subsistemas del Transformador de Potencia que requiere prioridad desarrollar tareas de mantenimiento; este trabajo se complementa con recomendaciones de otras instituciones relacionadas con la Comisión Federal de Electricidad, y que se detallaran en próximos capítulos.



## 10. Clasificación de Órdenes de Mantenimiento

Al momento de “optimizar los planes de mantenimiento” de cualquier Central, debemos de conocer y alinear nuestras estrategias a lo que nuestra Empresa requiere y debe de evolucionar. Es por ello, que debemos de “clasificar” nuestras tareas de mantenimiento de acuerdo a la figura 1: Clasificación de Estrategias de Mantenimiento de la SDG e identificándolas como:

Tabla 87: Clasificación de Ordenes de Mantenimiento

<b>C</b>	<b>Clase de Mantenimiento</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	CM01	Mantenimiento Correctivo a Equipo Crítico
<b>2</b>	CM02	Mantenimiento Preventivo
<b>3</b>	CM03	Mantenimiento Predictivo
<b>4</b>	CM04	Mantenimiento Parada Programada
<b>5</b>	CM05	Mantenimiento a Equipos/Conservación Reserva Fría
<b>6</b>	CM06	Mantenimiento no relacionado con la Generación
<b>7</b>	CM07	Confiability Operativa (Búsqueda de Fallas-Operación)
<b>8</b>	CM08	Rediseños (modificaciones/mejoras/cambios de diseño)
<b>9</b>	CM09	Materiales Consumibles
<b>10</b>	CM10	Actividades de Seguridad Industrial
<b>11</b>	CM11	Mantenimiento Correctivo a Equipo No Crítico
<b>12</b>	CM12	Mantenimiento Correctivo a Equipo Corre a la Falla
<b>13</b>	CM13	Mantenimiento Correctivo por Aviso Predictivo

## **11. Hojas de Ruta: Elementos que la componen**

Como hemos analizado, el Plan de Mantenimiento consiste en determinar las actividades, recursos y frecuencias necesarias para la ejecución de un trabajo, que garantice que el Activo seguirá haciendo la función para la cual fue diseñado en el contexto operativo correspondiente.

Esta información que se determina en base al Modelo de Confiabilidad para Optimización de Planes de Mantenimiento mostrado en la figura 3, es la base para la integración de las Hojas de Ruta que servirán para la ejecución y control de las tareas de mantenimiento determinadas. En resumen, una Hoja de Ruta queda integrada por:

- ⓑ Activo
- ⓑ Tipo de Mantenimiento
- ⓑ Frecuencias (periodicidad)
- ⓑ Las tareas y sus procedimientos
- ⓑ El tiempo requerido
- ⓑ Si se requiere unidad fuera de servicio o no
- ⓑ Las personas requeridas
- ⓑ Las herramientas necesarias
- ⓑ Las refacciones
- ⓑ Los servicios a terceros

Con esta información, se establecen las hojas de Rutas para las diferentes familias de Activos de la Central Generadora.

## **12. Plantillas de Estrategias de Mantenimiento por Sistema Identificado como Crítico de Unidad 1 de la C. H. Oviachic**

Tenemos perfectamente identificados aquellos Sistemas que han tenido consecuencias técnico-económicas considerables. De acuerdo a ello y a los análisis de Confiabilidad, se elaboraron las Plantillas de Estrategias de Mantenimiento” complementado por recomendaciones de Instituciones como el Instituto Nacional de Energía y Energías Limpias (INEEL) así como a referencias Internacionales para aquellos Activos que no cuentan con historia de desempeño (fallas). A continuación presentamos parte de los resultados, incluyendo los Sistemas Identificados como Críticos:

## 12.1 Plantilla 1: Tareas de Mantenimiento de “Protecciones”

C	Protecciones de Unidad	Tareas	Tipo de tarea (Intervención)											Frecuencia	Clase de Mantenimiento (CM)							Responsable	Estado de Unidad	Observaciones									
			In	Aj	Pr	Ca	Al	Rs	Bf	Lj	Re	Rh	Rt		CM02	CM03	CM04	CM05	CM06	CM07													
PUN.1	Relevadores	Inspección de condiciones físicas (corrosión/oxidación)	+																							PROTECCIONES	VIVO	Búsqueda de fallas					
		Limpieza y Reapriete en tornillería y terminales (verificación de grado de contaminación componentes)																											PROTECCIONES	VIVO	Búsqueda de fallas		
		Verificación de ajustes de relevadores (programación, curvas, alarmas/disparos, esquemas de protección)																												PROTECCIONES	MUERTO	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (CBR) se determina su verificación y ajustes a los 7 meses (por la contaminación de sulfhídrico)	
		Calibración de Relevadores																												PROTECCIONES	MUERTO	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (CBR) se determina su calibración a los 7 meses (por la contaminación de sulfhídrico)	
		Sustitución de Relevadores																												PROTECCIONES	MUERTO	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (CBR) se determina su verificación y sustitución a los 5.4 años en servicio (por la contaminación de sulfhídrico)	
PUN.2	Red de Tierras	Inspección de condiciones físicas de electrodos, cables, conexiones, líneas de tierra	+																										ELÉCTRICO	VIVO	Preventivo		
		Pruebas de medición de resistencia y continuidad																												ELÉCTRICO	VIVO	Preventivo	
PUN.3	Tableros	Inspección de Componentes (cables, tabillas, contaminación)	+																											ELÉCTRICO	VIVO	Recomendación de EPRI	
		Pruebas de Termografía																												ELÉCTRICO	VIVO	Recomendación de EPRI	
PUN.4	Transformador de Neutro	Pruebas de Termografía																												ELECTRICO	VIVO	Basado en condición	
		Pruebas eléctricas (factor de potencia, megger, resistencia ohmica)																												ELECTRICO	MUERTO	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
PUN.5	Protecciones Mecánicas	Inspección a componentes de protecciones mecánicas (estado, fugas, ajustes)	+																											MECÁNICO	MUERTO	Por las condiciones de acumulación de sulfhídrico	
		Pruebas operacionales																												MECÁNICO	MUERTO	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
PUN.6	Protecciones Eléctricas	Inspección a componentes	+																												PROTECCIONES	MUERTO	Por las condiciones de acumulación de sulfhídrico
		Pruebas operacionales																													PROTECCIONES	MUERTO	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.
PUN.7	Capacitores	Inspección a componentes	+																												PROTECCIONES	MUERTO	Por las condiciones de acumulación de sulfhídrico
		Pruebas operacionales																													PROTECCIONES	MUERTO	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.
PUN.8	Apartarayos	Inspección de condiciones físicas de pararrayos, cables, conexiones, tierra física, conductores	+																											ELÉCTRICO	MUERTO	Preventivo	

Es importante señalar que las e estos trabajos deben de incluir las protecciones de Unidades, Subestación y Líneas de Transmisión, de acuerdo a las Fronteras Operativas y Responsabilidades entre Generación y Transmisión.

## 12.2 Plantilla 2: Tareas de Mantenimiento de “Equipo Electrónico por contaminación de H<sub>2</sub>S”

C	Control Regional de Generación	Tareas	Tipo de tarea (Intervención)											Frecuencia	Clase de Mantenimiento (CM)						Responsable	Estado de Mantenimiento	Observaciones				
			In	Aj	Pr	Ca	A1	Re	Bf	L1	Re	Rh	Rt		CM02	CM03	CM04	CM05	CM06	CM07				CM08			
CSEC.1	PLC's	Inspección General del PLC	~													6M	U							lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Limpieza de tarjetas de PLC														6M	U							lyC	Muerto	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Limpieza de Bastidor/Chasis/Base de Fuentes/PLC														6M	U							lyC	Muerto	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Ajuste de Tornillería, conexiones, tabillas	~													6M	U							lyC	Muerto	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Pruebas a Fuentes de Alimentación			~											6M							U		lyC	Muerto	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.
		Substitución de PLC						~								6A									lyC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (CBR) se determina su verificación y sustitución a los 5.4 años en servicio (por la contaminación de sulfhídrico)
CSEC.2	Programación	Verificación de Programación de Unidades/Subestación, Servicios Comunes, Nivel Superior y sistema de visualización	~													1A								lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Respaldos en la programación de control														1A								lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
CSEC.3	Redes de Control	Inspección a elementos de las redes	~													2A								lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia de cada 2 años; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Pruebas operativas de redes de control			~										2A									lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia de cada 2 años; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
CSEC.4	Enlaces de comunicación	Inspección a elementos de los enlaces de comunicación	~													2A								lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia de cada 2 años; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Pruebas operativas de redes de control			~										2A									lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia de cada 2 años; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
CSEC.5	Instrumentación	Inspección de Instrumentos de Control	~													6M	U							lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Limpieza y lubricación de Instrumentación													6M	U								lyC	Muerto	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Calibración de Instrumentos			~										7M									lyC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su calibración cada 7 meses (contaminación por H <sub>2</sub> S)	
		Substitución de Instrumentos													6A									lyC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 5.4 años (contaminación por H <sub>2</sub> S)	
CSEC.6	Convertidor Profibus	Inspección de estado físico de convertidos (contaminación/corrosión/oxidación)	~				~								6M	U								lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Pruebas Operativas de Convertidor			~										6M									lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Substitución de Convertidor Profibus						~							6A									lyC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 5.4 años (contaminación por H <sub>2</sub> S)	
CSEC.7	Módulos de Control	Inspección de estado físico de módulos (contaminación/corrosión/oxidación)	~												6M	U								lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Pruebas Operativas de Módulo			~										6M									lyC	Vivo	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Substitución de Módulo						~							6A									lyC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 5.4 años (contaminación por H <sub>2</sub> S)	
CSEC.8	Red de Tierras	Inspección de condiciones físicas de electrodos, cables, conexiones, líneas de tierra	~												6M	U								ELECTRICO	Vivo	Preventivo	
		Pruebas de medición de resistencia y continuidad			~										2A									ELECTRICO	Vivo	Preventivo	
CSEC.9	Transductores	Inspección visual de equipo (gafas, conexiones)	~												15	U								lyC	Vivo	Búsqueda de Fallas	
		Limpieza de transductores													6M	U								lyC	Vivo	Búsqueda de Fallas	
		Calibración de transductores de acuerdo a especificaciones			~										15M									lyC	Muerto	Su tasa de fallas es de 2.7935e10 por lo que estimando 18 meses, su confiabilidad sería del 68.62%, por lo que se debe de calibrar.	
		Substitución de Transductor													6A									lyC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 5.4 años (contaminación por H <sub>2</sub> S)	
CSEC.10	Fuentes de Alimentación	Inspección Física (estado físico, conexiones, temperatura)	~												15	U								lyC	Muerto	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia semestral; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	
		Substitución de Fuentes													6A									lyC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 5.4 años (contaminación por H <sub>2</sub> S)	



### 12.3 Plantilla 3: Tareas de Mantenimiento de “Regulador de Voltaje”

C	Excitación	Tareas	Tipo de tarea (intervención)										Frecuencia	Clase de Mantenimiento (CM)							Responsable	Estado de Urgid	Observaciones		
			In	Aj	Pr	Ca	Al	Re	Bf	Li	Re	Rh		Rt	CM02	CM03	CM04	CM05	CM06	CM07					
SE.1	Interruptor de Campo	Pruebas de Termografía			+									3M								ELECTRICO	VIVO	Basado en condición	
		Limpieza y lubricación de partes metálicas													2A								ELECTRICO	MUERTO	La tasa de falla de este tipo de equipos es de $2.5182 \times 10^{-4}$ , por lo que su confiabilidad en 12,000 horas (2 años de operación) es de 73.91%.
		Limpieza y respriete en circuito de control de apertura y cierre													2A								ELECTRICO	MUERTO	
		Realización de pruebas de apertura y disparo													2A								ELECTRICO	MUERTO	
		Seguimiento a los valores de resistencia de interruptor			+										3M									ELECTRICO	VIVO
SE.2	Regulador Automático de Voltaje	Inspección a tablero/cubículo de interruptor	+											2A								ELECTRICO	VIVO	Búsqueda de fallas	
		Realización de pruebas operativas de acuerdo a especificaciones y normas (incluido MEL y OEL)													3A								IYC	MUERTO	Búsqueda de fallas
		Inspección de equipos y componentes principales (Shunt, TP's, transductores, generador de pulsos, amplificadores, tarjetas, ventiladores)	+												7M								IYC	MUERTO	Derivado del contexto operativo (contaminación de H <sub>2</sub> S)
		Sustitución de equipo electrónico por vida operativa													6A								IYC	MUERTO	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 6 años (contaminación por H <sub>2</sub> S) basado en condición
		Pruebas de Termografía			+										3M								IYC	VIVO	basado en condición
SE.3	Transformador de Excitación	Medición de corriente en ventiladores			+									3M								IYC	VIVO	basado en condición	
		Limpieza y reajuste en conexiones													7M								IYC	MUERTO	Derivado del contexto operativo (contaminación de H <sub>2</sub> S)
		Pruebas de Termografía			+										3M								ELECTRICO	VIVO	Basado en condición
		Pruebas eléctricas (factor de potencia, megger, resistencia ohmica)			+										1A								ELECTRICO	MUERTO	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual, aunado a las condiciones sulfúrico de la central.
		Inspección general de Transformador	+												1A								ELECTRICO	VIVO	La tasa de falla de este tipo de equipos es de $1.1748 \times 10^{-4}$ , por lo que su confiabilidad en 6,000 horas (1 años de operación) es de 49.42%.
SE.4	Puente de Tiristores	Inspección de equipos principales (tiristores, circuito RC, fusibles)	+											7M								IYC	VIVO	Derivado del contexto operativo (contaminación de H <sub>2</sub> S)	
		Inspección a equipos de ventiladores (ruidos, vibraciones, funcionamiento)	+												7M								IYC	VIVO	Derivado del contexto operativo (contaminación de H <sub>2</sub> S)
		Inspección a equipos de aire acondicionado	+												7M								IYC	VIVO	Derivado del contexto operativo (contaminación de H <sub>2</sub> S)
		Rehabilitación a equipos de ventiladores													1A								IYC	VIVO	La tasa de falla de este tipo de equipos es de $1.689 \times 10^{-4}$ , por lo que su confiabilidad en 6,000 horas (1 años de operación) es de 36.71%.
SE.5	Anillos Rozantes	Limpieza de escobillas y portaescobillas												6M								ELECTRICO	MUERTO	Contexto operativo. 2 eventos	
		Reem plazo de escobillas													6M								ELECTRICO	MUERTO	Contexto operativo. 2 eventos
		Pruebas operativas			+										6M								ELECTRICO	MUERTO	Contexto operativo. 2 eventos
SE.6	Elementos de Control	Sustitución de PLC's y equipo electrónico de control (dependiendo de su condición operativa)												6A								IYC	MUERTO	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (CBR) se determina su verificación y sustitución a los 5.4 años en servicio (por la contaminación de sulfúrico)	
		Inspección y pruebas a PLC's de control de secuencias de sistema de enfriamiento	+		+										1A								IYC	VIVO	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual, aunado a las condiciones sulfúrico de la central.
SE.7	Elementos de Protecciones	Calibración												9M								PROTECCIONES	MUERTO	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 9 meses (desempeño histórico)	
SE.8	Elementos de Medición	Calibración a instrumentos (temperatura, posición, presión)												1A								IYC	MUERTO	Por procedimiento institucional	
		Inspección limpieza y lubricación a instrumentación del sistema de enfriamiento (posición, temperatura, presión)	+												6M								IYC	VIVO	Por contexto operativo (H <sub>2</sub> S) cada 6 meses limpieza

Resulta primordial, llevar a cabo estas tareas de mantenimiento con los procedimientos y documentos de apoyo mínimos necesarios, y avalado por personal especialista; por ejemplo, en el caso del Regulador Automático de Tensión, el cual forma parte del Sistema de Excitación, se deberán tener perfectamente identificados los elementos para llevar a cabo las verificaciones operativas correspondientes como fusibles, fuentes, secuenciadores, bobinas, contactos, protecciones, interruptores termomagnéticos, secuencias de operación e interlock, transductores WATTS/VAR's, VOLTS/HZ, SVT, detectores de corriente, transductores de voltaje y corriente de excitación entre otros.

## 12.4 Plantilla 4: Tareas de Mantenimiento de “Interruptores”

C	115 KV	Tareas	Tipo de tarea (intervención)										Frecuencia	Clase de Mantenimiento (CM)							Responsable	Estado de Unidad	Observaciones									
			In	Aj	Pr	Ca	Al	Ra	Bf	Li	Re	Rh		Rt	CM02	CM03	CM04	CM05	CM06	CM07												
IN.1	Interruptor	Inspección General de Interruptores	→																			7M	👍👍👍									Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su inspección cada 7 meses (contaminación por H <sub>2</sub> S)
	Cámara de Arqueo	Inspección, Limpieza y Rehabilitación	→								→	→										3A	👍👍👍								Recomendación de IIE	
	Aisladores	Inspección, Limpieza y Rehabilitación/Sustitución	→								→	→										3A	👍👍👍								Por fallas presentadas	
	Bobinas de disparo	Inspección de bobina y dependiendo de su estado, sustituir	→																			3A	👍👍👍								Recomendación de IIE	
	Control de Presión de Aceite	Pruebas de Funcionamiento de Sistemas de Control																				3A	👍👍👍								Recomendación de IIE	
	Accionamiento de Interruptor	Limpieza, Lubricación y Ajuste	→										→	→								3A	👍👍👍								Recomendación de IIE	
	Suministro de Nitrógeno	Inspección a niveles de Nitrógeno y restablecer en caso de ser necesario	→																			1S	👍👍👍									Basado en condición
	Suministro de SF6	Inspección a niveles de SF6 y restablecer en caso de ser necesario	→																			1S	👍👍👍									Se han presentado 2 fallas
	Pruebas Eléctricas	Factor de Potencia																				1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional
		Pruebas Dinámicas (tiempos de cierre y apertura y consumo de corriente en bobinas)																				1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional
		Prueba de Resistencia de Aislamientos																				1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional
		Prueba de Resistencia de Contactos																				1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional
		Prueba de rigidez dieléctrica del aceite																				1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional
Pruebas de Operación a tableros de control																					1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional	
Pruebas de Termografía (Puntos calientes)																					1M	👍👍👍										Se han presentado 2 fallas
IN.2	Buses	Inspección y pruebas a Bus de 115 KV	→																		1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional	
IN.3	Cuchillas	Limpieza, lubricación y ajustes en mecanismos de operación de cuchillas	→																		1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional	
		Rehabilitación de Motor de CD																				1A	👍👍👍								Por procedimiento institucional	
		Inspección y pruebas a Control de Cuchillas	→	→																		1A	👍👍👍								Por procedimiento institucional	
		Sustitución de Cuchillas																				1A	👍👍👍								Por procedimiento institucional	
IN.4	Elementos de Protecciones	Calibración																			9M	👍👍👍									Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 9 meses (desempeño histórico)	
IN.5	Elementos de Medición	Calibración a instrumentos (temperatura, posición, presión)																			1A	👍👍👍									Por procedimiento institucional	
		Inspección, limpieza y lubricación a instrumentación del sistema de enfriamiento (posición, temperatura, presión)	→																			6M	👍👍👍								Por contexto operativo (H25) cada 6 meses limpieza	
IN.6	Elementos de Control	Sustitución de PLC's y equipo electrónico de control (dependiendo de su condición operativa)																			6A	👍👍👍									Derivado de la frecuencia óptima de intervención (CBR) se determina su verificación y sustitución a los 5.4 años en servicio (por la contaminación de sulfhídrico)	
		Inspección y pruebas a PLC's de control de secuencias de sistema de enfriamiento	→																			1A	👍👍👍								Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; suنادو a las condiciones sulfhídrico de la central.	



## 12.5 Plantilla 5: Tareas de Mantenimiento de “Chumaceras del Generador”

C	Chumaceras	Tareas	Tipo de tarea (intervención)										Frecuencia	Clase de Mantenimiento (CM)							Responsable	Estado de Unidad	Observaciones				
			In	Aj	Pr	Ca	Al	Ra	Bf	Li	Re	Rh		Rt	CM02	CM03	CM04	CM05	CM06	CM07							
CH.1	Bombas	Inspeccionar visualmente las condiciones del conjunto motor-bomba (ruidos, olores, vibración, fugas)	⇒												1D	🔧							Mecánico	Muerto	Búsqueda de Fallos		
		Prueba de vibraciones	⇒												3M	🔧								Mecánico	Vivo	Basado en condición	
		Prueba de termografía	⇒												3M	🔧									Mecánico	Muerto	Basado en condición
		Rehabilitación de componentes														1A	🔧								Mecánico	Muerto	No se cuenta con estadística de eventos de falla; EPR) indica tasa de falla de $1.08105 \times 10^{-4}$ obteniendo una confiabilidad del 76.31% en 2,500 horas de operación (5 meses)
		Ajuste de prensaestopas y cambio de empaques		⇒												1A	🔧								Mecánico	Muerto	No se cuenta con estadística de eventos de falla; EPR) indica tasa de falla de $1.08105 \times 10^{-4}$ obteniendo una confiabilidad del 76.31% en 2,500 horas de operación (5 meses)
		Verificación de tiempos operativos de descargas							⇒						6M						🔧	Mecánico	Muerto	Búsqueda de Fallos			
CH.2	Segmentos	Inspección de segmento (verificar superficie de contacto).									⇒				10A		🔧						Mecánico	Muerto	Se existe un 50% de dicha superficie con daños o lisa, programar la sustitución de los segmentos; se han presentado 6 eventos de falla		
CH.3	Tuberías	Inspeccionar visualmente condiciones de tuberías (fugas)	⇒												1D	🔧							Mecánico	Muerto	Búsqueda de Fallos		
		Llevar a cabo medición de espesores y condiciones de soldaduras									⇒				5A	🔧								Mecánico	Vivo	Su tasa de falla (referencias internacionales) es de $4.08E10^{-4}$	
CH.4	Válvulas	Inspeccionar visualmente condiciones de Válvulas (fugas, vibraciones, desplazamientos)	⇒												1D	🔧							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallos		
		Realizar ajustes en empaques		⇒											5A	🔧								Mecánico	Vivo	Su tasa de falla (referencias internacionales) es de $14.1E10^{-6}$ (en 5 años la confiabilidad sería de 54%, después de su último mantenimiento)	
		Rehabilitación de componentes principales (empaques, accesorios, lenteja)													5A	🔧								Mecánico	Vivo	Su tasa de falla (referencias internacionales) es de $14.1E10^{-6}$ (en 5 años la confiabilidad sería de 54%, después de su último mantenimiento)	
CH.5	Cuba	Limpeza de Cuba									⇒				5A		🔧							Mecánico	Muerto	Referencia del IIE	
CH.6	Enfriadores	Inspección visual de equipo (fijación, vibración, ruidos, fugas, protección)	⇒												1D	🔧								Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallos	
		Limpeza de elementos internos													2A	🔧								Mecánico	Muerto	Su tasa de falla de este tipo de equipos es de $2.02579 \times 10^{-4}$ , por lo que su confiabilidad en 2 años es de 80.26%.	
		Pruebas hidrostáticas a tubos de intercambiador				⇒									2A			🔧						Mecánico	Muerto	Su tasa de falla de este tipo de equipos es de $2.02579 \times 10^{-4}$ , por lo que su confiabilidad en 2 años es de 80.26%.	
		Verificación de parámetros de balance de calor									⇒				1M	🔧								Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallos	
CH.7	Elementos de Protecciones	Calibración				⇒									9M		🔧							Mecánico	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 9 meses (desempeño histórico)	
CH.8	Elementos de Medición	Calibración a instrumentos (temperatura, posición, presión)				⇒									1A		🔧							IYC	Muerto	Por procedimiento institucional	
		Inspección, limpieza y lubricación a instrumentación del sistema de enfriamiento (posición, temperatura, presión)	⇒												6M	🔧								IYC	Muerto	Por contexto operativo (H2S) cada 6 meses limpieza; Se han presentado 3 eventos de falla.	
CH.9	Elementos de Control	Sustitución de PLC's y equipo electrónico de control (dependiendo de su condición operativa)													6A		🔧							IYC	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (CBR) se determina su verificación y sustitución a los 5.4 años en servicio (por la contaminación de sulfhídrico)	
		Inspección y pruebas a PLC's de control de secuencias de sistema de enfriamiento	⇒												1A	🔧								IYC	Muerto	Por procedimientos institucionales, se determina la frecuencia anual; aunado a las condiciones sulfhídrico de la central.	

## 12.6 Plantilla 6: Tareas de Mantenimiento de “Regulador de Velocidad Mecánico”

C	Regulador de Velocidad Mecánico	Tareas	Tipo de tarea (intervención)												Frecuencia	Clase de Mantenimiento (C.M)						Responsable	Estado de Unidad	Observaciones	
			It	Aj	Pr	Ca	Al	Rs	Rt	Li	Re	Rn	Rt	CM02		CM03	CM04	CM05	CM06	CM07					
Rvel.7	Bombas de Aceite	Inspeccionar visualmente las condiciones del conjunto motor, bomba (ruidos, olores, vibración, fugas)													10							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas	
		Prueba de vibraciones														3M							Mecánico	Vivo	Basado en condición
		Prueba de termografía														3M							Eléctrico	Vivo	Basado en condición
		Rehabilitación de componentes (incluidos arrancadores, termomagnéticos)														1A							Mecánico	Vivo	No se cuenta con estadística de eventos de falla; (FRI indica tasa de falla de 1.08105x10 <sup>-4</sup> obteniendo una confiabilidad del 76.31% en 2,500 horas de operación. Se ha presentado una falla por termomagnéticos
		Ajuste de primasestopos y cambio de empaques														1A							Mecánico	Vivo	No se cuenta con estadística de eventos de falla; (FRI indica tasa de falla de 1.08105x10 <sup>-4</sup> obteniendo una confiabilidad del 76.31% en 2,500 horas de operación.
		Verificación de tiempos operativos de reposición														6M							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas
Rvel.8	Motor	Inspeccionar visualmente las condiciones del conjunto motor.													10							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas	
		Lubricación de Motor														3M							Mecánico	Vivo	Preventivo
		Prueba de vibraciones														3M							Mecánico	Vivo	Basado en condición
		Prueba de termografía														3M							Eléctrico	Vivo	Basado en condición
		Pruebas eléctricas														3M							Eléctrico	Vivo	Basado en condición
		Rehabilitación de componentes														1A							Eléctrico	Vivo	No se cuenta con estadística de eventos de falla; (FRI indica tasa de falla de 4.09337x10 <sup>-4</sup> obteniendo una confiabilidad del 35.93% en 2,500 horas de operación.
Rvel.9	Tanque de Reposo	Inspeccionar visualmente las condiciones del tanque (ruidos, fugas)													10							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas	
		Limpieza Interior														5A							Mecánico	Muerto	Por recomendación de IE cada 5 años realizar limpieza e inspección interior
		Análisis de aceite														3M							Mecánico	Vivo	Basado en condición
Rvel.10	Tanque Aire-Aceite	Verificación de norma NOM-020-STPS-2002													2A							Mecánico	Muerto	Por norma, cada 2 años se debe aplicar la norma	
		Limpieza Interior														5A							Mecánico	Muerto	Por recomendación de IE cada 5 años realizar limpieza e inspección interior
		Pruebas de Válvula de alivio														1A							Mecánico	Muerto	Por norma se debe probar las válvulas de seguridad
Rvel.11	Válvulas	Calibración de Válvula de Alivio													1A							Mecánico	Muerto	Por norma se debe calibrar las válvulas de seguridad	
		Rehabilitación de componentes de válvulas de control del regulador (en especial la V20Q)														14M							Mecánico	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 14 meses (desempeño histórico)
Rvel.12	Servomotores	Inspeccionar visualmente condiciones de Servomotor (flugas, vibraciones, desajustes)													10							Mecánico	Vivo		
		Confirmar tiempos de apertura y cierre de distribuidor														1M							Mecánico	Muerto	No se tiene registro de falla por este componente; se tasa de falla (referencia internacional) es de 6.38E-10-6 en 15 años se confiabilidad sería de 90.12%.
		Limpieza a los componentes eléctricos del servomotor														15A							Mecánico	Muerto	
		Revisión de cables de servomotor														15A							Mecánico	Muerto	
Rvel.13	Elementos Mecánicos de Regulador	Inspección (reparación si es necesario) del ambó.													15A							Mecánico	Muerto		
		Inspección visual de condiciones de mecanismos														14M							Mecánico	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 14 meses (desempeño histórico)
		Limpieza de mecanismos														14M							Mecánico	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 14 meses (desempeño histórico)
Rvel.14	Dispositivos de Sobrevelocidad	Filtros													6M							Mecánico	Muerto	Ha presentado una falla	
		Inspección visual de dispositivo (fugación, vibración, ruidos, fugas, protección)														10							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas
Rvel.15	Filtros	Pruebas a dispositivo centrífugo y válvulas													1A							Mecánico	Vivo	Preventivo	
		Limpieza y lubricación de componentes de dispositivo														1A							Mecánico	Vivo	Preventivo
		Limpieza a filtros														3M							Mecánico	Vivo	Preventivo
Rvel.16	Intercambiadores de Calor	Sustitución de filtros de aceite de tanques y equipo de filtrado													1A							Mecánico	Vivo	Preventivo	
		Rehabilitación de sistema de filtrado														3A							Mecánico	Muerto	Preventivo
		Inspección visual de equipo (fugación, vibración, ruidos, fugas, protección)														10							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas
Rvel.17	Elementos de Control	Limpieza de elementos internos													2A							Mecánico	Vivo	Se tasa de falla de este tipo de equipos es de 2.02579x10 <sup>-4</sup> , por lo que su confiabilidad es de 2 años es de 66.26%	
		Pruebas hidrostáticas a tubos de intercambiador														2A							Mecánico	Vivo	Se tasa de falla de este tipo de equipos es de 2.02579x10 <sup>-4</sup> , por lo que su confiabilidad es de 2 años es de 66.26%
		Verificación de parámetros de balance de calor														1M							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas
Rvel.18	Elementos de Protección	Pruebas operativas a regulador de velocidad												3A							IyC	Muerto	Búsqueda de Fallas		
Rvel.19	Elementos de Medición	Calibración												6M							Protecciones	Muerto	Derivado de la frecuencia óptima de intervención (Costo-Beneficio-Riesgo) se determina su sustitución cada 9 meses (desempeño histórico)		
Rvel.20	Compresor de Regulación	Inspección, limpieza y lubricación a instrumentación del sistema de regulador de velocidad													6M							IyC	Muerto	Por costo operativo (H2S) cada 6 meses limpieza	
		Calibración de instrumentación (nivel, temperatura, presión, posición)														1A							IyC	Muerto	Por procedimiento institucional
		Inspección visual de compresor (fugación, vibración, ruidos, fugas, protección)														10							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas
		Verificar niveles de líquidos de compresor y restablecimiento de niveles si es necesario														10							Mecánico	Vivo	Búsqueda de Fallas
		Pruebas de termografía														3M							Mecánico	Vivo	Basado en condición
Rvel.20	Compresor de Regulación	Análisis de aceite													3M							Mecánico	Vivo	Basado en condición	
		Limpieza de filtros														3M							Mecánico	Vivo	Preventivo
		Rehabilitación de componentes														2A							Mecánico	Vivo	Dependiendo de las horas de operación, se recomienda realizar su rehabilitación cada 2 años (6000 horas año); en estos 2 años su confiabilidad es de 39.58%



## 12.7 Plantilla 7: Tareas de Mantenimiento por MCC/RCM a “Transformador de Potencia”

### a) Circuito Electromagnético y Conexiones

Componente	Num Función	Función	NumMo do	Modo de falla	Num Mecani smo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Núcleo	01	Establecer el circuito magnético del transformador.	01	BRD - Daño severo	1	Falla de material (Corrosión del laminado)	96	Se incrementa la corriente de magnetización. Se incrementa la temperatura del aceite y devanados del transformador. Se incrementa la generación de gases en el tanque del transformador. Se podrían presentar puntos calientes que afectan al aislamiento y podrían producir una falla a tierra o entre espiras. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son el ruido y la vibración de acuerdo a recomendaciones del fabricante)	6M
	01	Establecer el circuito magnético del transformador.	01	BRD - Daño severo	2	Falla mecánica (Alojamiento del laminado)	96	Hay vibración, ruido. Se incrementa la corriente de magnetización. Se incrementa la temperatura del aceite y devanados del transformador. Se incrementa la generación de gases en el tanque del transformador. Se podrían presentar puntos calientes que afectan al aislamiento y podrían producir una falla a tierra o entre espiras. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son el ruido y la vibración de acuerdo a recomendaciones del fabricante)	6M
Devanados	01	Inducir el campo electromagnético al núcleo del transformador.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	1	Falla mecánica (Conexiones flojas en terminales)	48	Se genera un punto caliente en la conexión floja. Se incrementa la temperatura del aceite y devanados del transformador. Podrían presentarse arcos y una posible falla a tierra. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Se cuenta con protección Buchholz que dispara el transformador ante la alta generación de gases.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Mantenimiento Basado en Condición para detección de puntos calientes o desempeños no adecuados	6M
	01	Inducir el campo electromagnético al núcleo del transformador.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	2	Falla eléctrica (Falla de aislamiento, falla a tierra)	96	Se producen arcos. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Existe una alta concentración de gases. Se podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm <sup>2</sup> ). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son la resistencia y el factor de potencia del aislamiento. Cuando la resistencia sea menor de 6200 MegaOhms o cuando el factor de potencia sea mayor de 1.0%, para transformadores en aceite de 230 kV, tomar las medidas necesarias para su corrección).	12000 H OP
	01	Inducir el campo electromagnético al núcleo del transformador.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	3	Falla eléctrica (Corto circuito entre espiras)	96	El voltaje de salida podría disminuirse, y demandar una mayor corriente. Se podrían presentar arcos que provocan daños al aislamiento y posible falla a tierra. Existiría un aumento en la concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. Podrían operar las protecciones de bajo voltaje (27G) y/o desbalance de corrientes del generador (46G). En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. En caso de falla a tierra en el lado de baja tensión podría operar la protección 64G. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm <sup>2</sup> ). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluvio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es el ruido expresado en las gráficas de frecuencia contra decibeles, obtenidas de las pruebas de respuesta a la frecuencia del aislamiento entre espiras de los devanados del transformador, la primer gráfica obtenida de cada uno de los aislamientos se toma como referencia para análisis futuros).	12000 H OP

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Boquillas de baja tensión	01	Realizar la transición del bus de fase aislada al transformador de potencia en aceite.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	1	Falla mecánica (Conexiones flojas externas)	96	Se podrían presentar puntos calientes y posibles arcos. Podría abrirse el circuito. Podría haber humo y romperse la envolvente del bus de fase aislada debido a los arcos. Podría operar el sistema contra incendio por diluio en transformadores. Podría operar la protección por desbalance de corrientes 46G y disparar la unidad. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP39. Daño del bus de fase aislada.; OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se mide es la temperatura en conexiones mediante la localización de puntos calientes con cámara termográfica. En caso de detectar algún punto caliente se realizan las acciones necesarias)	1M
	01	Realizar la transición del bus de fase aislada al transformador de potencia en aceite.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	2	Falla eléctrica (Falla a tierra interna)	48	Podrían generarse arcos y alta concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podría operar la protección 87GT y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son la capacitancia y el factor de potencia del aislamiento de la boquilla, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
	02	Aislar la conexión entre el bus de fase aislada y las terminales de baja tensión del transformador de potencia.	01	BRD - Daño severo	2	Influencia externa (Aislamiento contaminado con polvo)	96	Podría provocar una falla a tierra. Se podrían presentar arcos que dañarían la envolvente del bus de fase aislada. Podría haber humo. Podría operar el sistema contra incendio por diluio en transformadores. La unidad podría dispararse por actuación de la protección 64G. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP39. Daño del bus de fase aislada.; OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades de rehabilitación (Realizar limpieza de aislamientos)	12000 H OP
Boquilla de Alta Tensión	01	Realizar la transición del transformador de potencia en aceite al bus aéreo de alta tensión.	01	FOV - Falla en el voltaje de salida	2	Falla eléctrica (Falla a tierra interna)	48	Podrían generarse arcos y alta concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podrían operar las protecciones 64G, 87GT y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (Las variables que se monitorean son la capacitancia y el factor de potencia del aislamiento de la boquilla, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
	02	Aislar la conexión entre las terminales de alta tensión del transformador de potencia y el bus aéreo de 230 kV.	01	BRD - Daño severo	1	Falla de material (Rotura del aislamiento cerámico)	48	Podría provocar una fuga de aceite. Podría provocar una falla a tierra. En caso de que la ruptura se presente en la parte baja de la boquilla (cercana al tanque del transformador) se podría provocar corto circuito o explosión de la boquilla e incendio del aceite del transformador. Se cuenta con protección 87GT (diferencial de grupo) y 51NT (falla a tierra del transformador). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la pérdida en la porcelana medida en milliWatts, con pérdidas mayores de 0.1 milliWatt tomar las medidas necesarias para su corrección)	12000 H OP
	03	Contener aceite.	01	ELU - Fuga externa de servicios	1	Falla mecánica (Fuga de aceite dieléctrico)	48	Se podría provocar una falla a tierra, corto circuito o explosión de la boquilla e incendio del aceite del transformador. Se cuenta con protección 87GT (diferencial de grupo) y 51NT (falla a tierra del transformador). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es el nivel de aceite en la mirlita de la boquilla, ante cualquier cambio en el nivel normal, tomar las acciones necesarias para eliminar las fugas)	1D
Cambiador de taps sin carga	01	Regular el nivel de voltaje de salida del transformador, seleccionando el número de espiras del devanado secundario.	01	FTF - Falla a funcionar	2	Falla mecánica (Conexiones flojas)	48	Se presentan arcos y existe alta producción de gases. Existe daño de contactos del cambiador de taps. Hay aumento de presión en el tanque del transformador y podría haber explosión. Se podría provocar una falla a tierra y operar las protecciones 64G, 87G y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la resistencia óhmica de los devanados incluyendo el cambiador de taps, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
	01	Regular el nivel de voltaje de salida del transformador, seleccionando el número de espiras del devanado secundario.	01	FTF - Falla a funcionar	3	Falla de material (Desgaste de contactos)	48	Se presentan arcos y existe alta producción de gases. Existe daño de contactos del cambiador de taps. Hay aumento de presión en el tanque del transformador y podría haber explosión. Se podría provocar una falla a tierra y operar las protecciones 64G, 87G y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la resistencia óhmica de los devanados incluyendo el cambiador de taps, en caso de una desviación del 5% de los valores de placa, tomar las acciones necesarias para su corrección)	12000 H OP
Acéite dieléctrico	01	Proveer aislamiento a los devanados del transformador de potencia.	01	PDE - Desviación de parámetros	1	Influencia externa (Contaminación)	48	Disminuye la capacidad dieléctrica del aceite. Podría provocarse una falla a tierra. Hay alta concentración de gases. Se incrementa la presión en el tanque del transformador. Podría provocar una explosión del transformador. En caso de falla a tierra en el lado de alta tensión podrían operar las protecciones 64G, 87GT y/o 51NT. Se cuenta con detector de gases que envía alarma ante una alta concentración. Podrían operar las protecciones 63T (Buchholz) y 63P (sobrepresión en el tanque calibrada a 0.7 kg/cm2). En el área del transformador se tiene sistema contra incendio por diluio. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP01. Paro de una unidad generadora.; OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea es la rigidez dieléctrica y factor de potencia del aceite. El valor de voltaje de ruptura en las pruebas de rigidez no debe ser menor de 26 kV y el factor de potencia no debe ser mayor de 0.3 %). Tomar acciones en caso necesario)	12000 H OP
Tanque principal	01	Alojar el núcleo y devanados del transformador, y contener el aceite aislante.	01	ELU - Fuga externa de servicios	1	Falla de material (Desgaste de empaques y sellos del tanque)	48	Podría disminuir el nivel de aceite del tanque conservador. Se cuenta con alarma por bajo nivel de aceite en el tanque conservador. Podría operar la protección Buchholz.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea son las fugas por medio de inspección visual, ante la mínima fuga tomar las acciones necesarias)	1D

## b) Componentes Auxiliares

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Radiadores	01	Enfriar el aceite del transformador.	01	IHT - Transferencia de calor insuficiente	1	Influencia externa (Suciedad externa)	6	No hay enfriamiento adecuado del transformador. Se cuenta con protección por alta temperatura en aceite (un bulbo y un RTD) con alarma a 80°C y disparo de unidad a 105°C y en devanados (un bulbo y un RTD) con alarma a 90°C y disparo de unidad a 110°C.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades con base en condición (La variable que se monitorea son las fugas por medio de inspección visual, ante la mínima fuga tomar las acciones necesarias)	1D
	02	Contener el aceite del transformador.	01	ELU - Fuga externa de servicios	1	Falla de material (Desgaste de empaques de las bridas)	96	Podría disminuir el nivel de aceite del tanque conservador. Se cuenta con alarma por bajo nivel de aceite en el tanque conservador. Podría operar la protección Buchholz.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		
	02	Contener el aceite del transformador.	01	ELU - Fuga externa de servicios	2	Falla de material (Fatiga de uniones de soldaduras, fisura de ductos)	48	Podría disminuir el nivel de aceite del tanque conservador. Se cuenta con alarma por bajo nivel de aceite en el tanque conservador. Podría operar la protección Buchholz.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		

## c) Protecciones

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Protección por sobrepresión en el tanque 63P	01	Abrir para liberar la presión en exceso en el interior del tanque del transformador, cuando se alcancen 0.7 kg/cm2.	01	FTO - Falla a abrir a la demanda	1	Falla mecánica (Internos pegados)	12	Se considera que una sobrepresión en el tanque del transformador ocurre cuando se presenta alguna falla eléctrica en el interior. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores.	OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (Realizar prueba de funcionalidad y calibración en banco de pruebas)	12000 H OP
	01	Abrir para liberar la presión en exceso en el interior del tanque del transformador, cuando se alcancen 0.7 kg/cm2.	01	FTO - Falla a abrir a la demanda	2	Falla de instrumento (Fuera de ajuste)	12	Se considera que una sobrepresión en el tanque del transformador ocurre cuando se presenta alguna falla eléctrica en el interior. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con equipo contra explosión e incendio en transformadores.	OP18. Daño a transformador de potencia.; SE04. Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (Realizar prueba de funcionalidad y calibración en banco de pruebas)	12000 H OP
Relevador Buchholz 63T	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	1	Falla de instrumento (Falla general, fuera de ajuste)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A
	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	2	Falla mecánica (Flotador atorado)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A
	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	3	Falla de material (Desgaste o rotura de flotador)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A
	01	Detectar la producción de gases que se generan por fallas internas en el transformador de potencia.	01	FTF - Falla a funcionar	4	Falla de material (Desgaste de contactos)	6	Se considera que se generan gases en el interior del transformador cuando se presentan puntos calientes y/o fallas eléctricas, para lo cual deberían operar las protecciones eléctricas del transformador. Si el relé Buchholz no opera, la falla seguiría desarrollándose hasta abrir la válvula de sobrepresión en el transformador. Si la válvula no opera, la presión se sigue incrementando. Existe explosión y daño al transformador de potencia. No se cuenta con sistema contra incendio por diluvio en transformadores. Por la activación del sistema contra incendio en el transformador de potencia también se envía disparo de unidad a través del relé 86G.	OP18. Daño a transformador de potencia.; OP01. Paro de una unidad generadora.	S	Programar actividades de búsqueda de fallas (La prueba de realiza abriendo la llave de purga hasta que actúen los contactos de alarma y disparo)	1A

Componente	Num Función	Función	Num Modo	Modo de falla	Num Mecanismo	Mecanismo de Falla	TR (h)	Efectos	Consecuencias	Oc	Mantenimiento Propuesto	Frec. Mto. Prop.
Apararrayos	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	1	Influencia externa (Aislamiento contaminado con polvo)	4	Disminuye la rigidez dieléctrica. Podría ocurrir una falla de fase a tierra. Podrían operar las protecciones 87GT y/o 51NT y disparar la unidad.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N	Programar actividades de rehabilitación (Realizar inspección visual y verificar conexiones en caso necesario)	1D
	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	2	Falla de material (Fisura, rotura del aislamiento)	8	Disminuye la distancia dieléctrica, podría dañarse el apartarrayos con un valor mínimo de sobretensión. Podría ocurrir una falla de fase a tierra. Podrían operar las protecciones 87GT y/o 51NT y disparar la unidad.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		
	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	3	Falla eléctrica (Corto circuito)	8	Habría conducción del voltaje de generación a tierra por medio del apartarrayos, sin presencia de una sobretensión. Podrían operar las protecciones 87GT y/o 51NT y disparar la unidad.	OP01. Paro de una unidad generadora.	N		
	01	Limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o maniobras, hasta alcanzar tensiones residuales no peligrosas.	01	FTF - Falla a funcionar	4	Falla eléctrica (Circuito abierto)	4	En caso de una sobretensión, si el apartarrayos falla, se podrían presentar daños en el transformador.	OP18. Daño a transformador de potencia.	S		

### **13. Conclusiones a los resultados evaluados**

En base al análisis e investigación desarrollada respecto al desempeño histórico (técnicos y económicos), se asegura que todos los Activos que se involucran con Sistemas críticos de la Unidad Generadora están cubiertos con tareas de Mantenimiento; en contraparte, se confirma que se tiene que mejorar los métodos que se usan para la planeación de mantenimiento, ya que, aunque existe una metodología, se torna muy general y con una base en las recomendaciones del fabricante e interpretándose de diferentes maneras. Las órdenes de mantenimiento de la C. H. Oviachic, no tienen una consistencia entre la forma de planear y de programar las tareas de mantenimiento. Además, se detectaron que algunos Sistemas no están incluidos en los planes de mantenimiento y, sin embargo, se le realizan tareas y se les cargan montos económicos, lo cual no refleja una adecuada planeación y control de estas actividades.

### **14. Recomendaciones**

Durante muchos años, en la Comisión Federal de Electricidad se han venido utilizando métodos “aceptables” para la planeación y programación de los mantenimientos, principalmente en base a las recomendaciones del fabricante. Sin embargo, a pesar de que estas recomendaciones son adecuadas, la gran mayoría de las veces no incluye escenarios reales de los diferentes contextos operativos a los que se enfrenta un Activo, razón por la cual, se puede pensar que las tareas de mantenimiento no son las más óptimas al no obtener los resultados requeridos.

Es por ello que es necesario “diseñar” un Modelo de Confiabilidad enfocado al Proceso de Mantenimiento para asegurar que, al momento de determinar tareas de mantenimiento, se tomen en cuenta todos los elementos del Contexto Operativo, incluyendo el desempeño histórico que ha tenido un Activo en particular.

Además, debemos de cambiar el Paradigma de las “Estructuras del Departamento de Mantenimiento” en Comisión Federal de Electricidad, ya que ante esta evolución de la tecnología y ante la constante optimización del Proceso de Mantenimiento con el fin de Maximizar los beneficios económicos de la Empresa (tal y como se muestra en la figura 5 “Evolución de la Eficacia del mantenimiento) se debe de integrar la figura del Ingeniero de Confiabilidad, el cual, tendrá bajo su responsabilidad:

- ⓑ Gestión de la Base de Datos Operativa de los Activos, para determinar Jerarquías y Criticidad de estos.
- ⓑ Asegurar que todos los Activos de la Central Generadora tenga sus Planes de Mantenimiento para los Modos de Falla Esperados.
- ⓑ Análisis Estadístico y Modelamiento de las Fallas de los Activos, para establecer las Mejoras a los Planes de Mantenimiento.

- ⓑ Estudiar la Disponibilidad de la Unidad Generadora e Integración de los Informes de Gestión de Mantenimiento.
- ⓑ Llevar a cabo los Análisis de Causa Raíz a los eventos de falla que más han impactado a los resultados financieros de la Empresa para evitar su recurrencia y hacerlas extensivas al resto de los Activos similares y de otras Unidades Generadoras.
- ⓑ Establecer los Planes de Mantenimiento más Eficaces para cada Activo en Base a los Modelos de Confiabilidad, como el mostrado en la figura 3.

El Ingeniero de Confiabilidad, será el Responsable directo del Diseño y Seguimiento de las Estrategias de Mantenimiento más eficaces (Activos que requieren una tarea de mantenimiento) para cada Activo de la Central Generadora, éste, lidera el análisis de alternativas técnicas con el objetivo de cumplir los Indicadores Clave de Desempeño (KPI's), desarrollándose en el ámbito donde se analizan las oportunidades de mejora para cada Plan de Mantenimiento.

El Ingeniero de Confiabilidad, es el Soporte fundamental para los Departamentos de Mantenimiento, ya que, en base al desarrollo de Modelos de Confiabilidad, entrega a los responsables de Mantenimiento, los Planes que aseguren que el Activo seguirá desempeñando la función para la cual fue diseñado en el contexto operativo de cada Central Generadora.

En resumen, la responsabilidad del “Ingeniero de Confiabilidad” es analizar y determinar en base a Disciplinas, Probabilidad, Estadística, Experiencia, Análisis Causa Raíz, Cálculo de Riesgos entre otras cosas, las tareas de mantenimiento realmente “Óptimas” que ayudaran en gran manera a obtener los mejores resultados financieros para cualquier central generadora.

Se debe de romper el paradigma de las Estructuras de Colaboradores en los Centros de Trabajo, para incluir a esta importante figura del Ingeniero de Confiabilidad, que se encargará de que el mantenimiento y el Recurso Económico realmente se aplique al Activo que necesariamente lo requiere y en el tiempo que lo requiere.

## **15. Conclusiones Generales del Proyecto**

- ⓑ Se confirma que los planes de mantenimiento actuales no cumplen satisfactoriamente con la totalidad de Activos de las Unidades de Generación.
- ⓑ La Central Generadora cuenta con todos los elementos históricos y referencias internacionales, para la optimización de sus planes de mantenimiento.
- ⓑ Es muy importante y esencial, que todo el personal y principalmente los Directivos, rompan sus paradigmas relacionados a la forma de trabajar y se ubiquen en este nuevo escenario de Empresa Productiva Subsidiaria, cambiando los métodos de la Planeación, Programación, Ejecución Verificación y de Mejora Continua del Proceso de Mantenimiento, debiendo mejorar sus métodos y procedimientos de acuerdo a la evolución que se han

presentado en el contexto operativo de sus Empresas (tecnologías y personal). Este es el principal obstáculo para llevar a cabo estas mejoras, ya que el personal se resiste a cambiar su forma rutinaria de trabajar.

- ⓑ Se logrará cumplir con los objetivos planteados, a través del convencimiento de todo el personal de la Empresa, para acatar y cumplir el Modelo de Confiabilidad, así como el Proceso de Mantenimiento.

## 16. Prospectivas

En términos generales, el Modelo de Confiabilidad para la Optimización de Planes de Mantenimiento, tiene como fin, integrar una serie de técnicas modernas de tales como: Ingeniería de Confiabilidad, Modelos Costo-Beneficio-Riesgo, Mantenimiento Basado en Confiabilidad, Inspección Basada en Riesgo, Análisis Causa Raíz y Análisis del Costo de Ciclo de Vida, las cuales, al ser aplicadas de forma estructurada permitirán:

- ⓑ Determinar las Ecuaciones de Confiabilidad.
- ⓑ Modelar el comportamiento histórico de Fallas.
- ⓑ Estimar los Riesgos asociados a la Confiabilidad.
- ⓑ Cuantificar los costos totales a lo largo del ciclo de vida.

Con lo cual, la Central Generadora podrá sustentar los recursos económicos y humanos para diseñar los planes de mantenimiento de cada Activo, siempre enfocado a la reducción de costos de mantenimiento, asegurando la eficacia y eficiencia de dichos planes de mantenimiento.

Además, con la Implementación del Modelo de Confiabilidad, se tendrá un gran avance para la siguiente etapa que asegure que la Central Generadora obtendrá los mejores resultados financieros, que es la “Gestión de Activos” que toda Organización debe contar para generar valor a través de sus Activos, logrando un equilibrio entre los costos, riesgos, oportunidades y beneficios. Todo en base a referencias internacionales como la Norma ISO-55000 explicada en el capítulo 3.3.

Con una correcta implementación de los Modelos de Confiabilidad e incorporando al Ingeniero de Confiabilidad, se tendrá una Gestión de Mantenimiento “Proactivo” obteniéndose una base de datos efectiva para:

- ⓑ Determinar Tareas de Mantenimiento Óptimas.
- ⓑ Decidir los requerimientos de Refacciones.
- ⓑ Asignar los recursos a los Activos que realmente lo requieran.
- ⓑ Establecer los “rediseños” requeridos.
- ⓑ Eliminación de defectos
- ⓑ Disminución del Mantenimiento Reactivo (fallas)
- ⓑ Reducción en el riesgo de la Central (al establecer tareas proactivas)

- ⓑ Reducción en la Indisponibilidad por Mantenimiento Programado y por ende, menor costo.
- ⓑ Aumento en el Indicador de Disponibilidad.

Cuando se tienen debidamente implementado los Modelos de Confiabilidad, aseguramos acciones Proactivas y tomamos el control de los Activos y generamos certeza cuando planeamos nuestras acciones.



## 17. Referencias:

- 17.1 Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Negocios no Regulados  
Manual de Mantenimiento de la Subdirección de Generación (2016)  
Capítulo 9 Gestión y Organización del Mantenimiento (páginas 24 a 37)
- 17.2 Yáñez M., Medardo; Gómez de la Vega, Hernando; Semeco S., Karina; Nucette, Giokena  
Confiabilidad Integral, un enfoque práctico (2010)  
Reliability and Risk Management  
Sección 6 Análisis de Costo-Beneficio-Riesgo (páginas 140 a 188)
- 17.3 Carlos Alberto Parra Márquez; Adolfo Crespo Márquez  
Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad aplicada a la Gestión de Activos (2013)  
INGEMAN (Asociación para el Desarrollo de la Ingeniería del Mantenimiento)  
Capítulo I, Introducción al Proceso de Gestión de Mantenimiento (página 1 a 4); capítulo IX Análisis de Fiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad y Riesgo (páginas 171 a 194).
- 17.4 Alberto Mora Gutiérrez  
Mantenimiento, Planeación, Ejecución y Control (2013)  
Alfaomega  
Capítulo 4 Disponibilidad, Capítulo 5 Confiabilidad, Mantenibilidad CMD y Capítulo 6 Estimación de parámetros Weibull (páginas de 67 a 155).
- 17.5 John Moubray  
Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (2004)  
Aladon LLC  
Capitulo 12 Análisis actuarial y datos de fallas (páginas 239 a 254).
- 17.6 Leandro Torres  
Gestión Integral de Activos Físicos y Mantenimiento (2015)  
Alfaomega  
Capítulo 1 Conceptos de gestión integral de Activos y Mantenimiento (páginas 1 a 53) y capítulo 2 Fiabilidad (páginas 55 a 68).
- 17.7 Alejandro J. Pistarelli  
Manual de Mantenimiento, Ingeniería, Gestión y Organización (2013)  
Talleres Gráficos RyC  
Capítulo 1 Mantenimiento y Disponibilidad, Introducción, Disponibilidad, Patrones de Falla y tipos de Mantenimiento (páginas 15 a 62).
- 17.8 Jesús Sifontes  
Curso de "Ingeniería de Confiabilidad"  
Instituto Mexicano de Mantenimiento Preventivo
- 17.9 Carlos Alberto Parra Márquez  
Curso de "Modelo de Confiabilidad"  
Ingeniería y Gestión del Mantenimiento
- 17.10 Carlos Mario Pérez  
Curso de Planeación de Mantenimiento  
Soporte y Compañía

- 17.11 Carlos Mario Pérez  
Curso de Modelos de Gestión de Activos e Indicadores de Gestión  
Soporte y Compañía
- 17.12 Santiago Sotuyo  
Curso de Gestión y Optimización de la Confiabilidad  
ARMS Reliability
- 17.13 Páginas de Internet  
<http://www.monografias.com/trabajos94/deteccion-modos-efectos-y-analisis-fallas/deteccion-modos-efectos-y-analisis-fallas.shtml>  
<http://www.monografias.com/trabajos94/deteccion-modos-efectos-y-analisis-fallas/deteccion-modos-efectos-y-analisis-fallas.shtml>  
<http://www.pmmlearning.com/iso-55000>

## 18. Citas:

- 1 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, John C. Moubray, Capítulo 1 Introducción al Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Subcapítulo 1.1 El cambiante mundo del Mantenimiento.
- 2 Manual de Mantenimiento de la Subdirección de Generación, clave M-2000-BB10, revisión abril del 2016, Capítulo 6, El Mantenimiento como visión de Negocio.
- 3 Manual de Mantenimiento de la Subdirección de Generación, clave M-2000-BB10, revisión abril del 2016, Capítulo 7, Organización de los departamentos de mantenimiento, subcapítulo 7.1 Funciones de la estructura organizacional del Proceso de Mantenimiento.
- 4 Manual de Mantenimiento de la Subdirección de Generación, clave M-2000-BB10, revisión abril del 2016, Capítulo 9, Gestión y Organización del Mantenimiento, Subcapítulo 9.1, Políticas, Objetivos y Metas del Proceso de Mantenimiento.
- 5 Libro de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (2004), de John Moubray, Implementación.
- 6 Libro de Auditoría del mantenimiento e indicadores de gestión (2010), de Francisco Javier González Fernández, capítulo 2.2 Mejora Continua (páginas 26 a 28).
- 7 Los Modelos de Gestión Integral de Activos, publicación en sitio web <http://www.soporteycia.com>, Autor, Carlos Mario Pérez.
- 8 Aplicación de la Norma ISO 5500X para la gestión de activos físicos, Autor: Gerardo Trujillo, Presidente de la Asociación Mexicana de Gestión de Activos (AMGA).
- 9 Libro Mantenimiento, planeación, ejecución y control (2013), de Alberto Mora Gutiérrez, capítulo 4 Disponibilidad (página 70).
- 10 Libro Confiabilidad Integral, un enfoque práctico, tomo II metodologías (2019) de Merardo Yáñez M., sección 6 análisis de costo-riesgo-beneficio, página 153.

## 19. Apéndices:

### 19.1 Definiciones de Confiabilidad

Concepto	Definición
<b>Activo Físico</b>	Conjunto de equipos de carácter permanente que toda empresa utiliza como medio de explotación.
<b>Gestión de Activos</b>	Disciplina que se enfoca en la toma de decisiones a través de todo el ciclo de vida del activo físico, desde su creación, adquisición, uso, mantenimiento, renovación o disposición final, soportados por medio de finanzas, ingeniería, tecnología y operaciones.
<b>MGM</b>	Modelo de Gestión de Mantenimiento
<b>PAS 55</b>	Especificación British Standard Disponible al Público para la gestión optimizada de activos físicos, esta provee las definiciones claras y la especificación de 28 requerimientos para establecer y auditar un sistema de gestión integrado y optimizado a lo largo del ciclo de vida para todo tipo de activo físico
<b>ISO 55000</b>	Actividades coordinadas de una organización para materializar el valor de sus activos, basado en el estándar internacional PAS 55.
<b>Disponibilidad (D)</b>	Estima en forma global el porcentaje de tiempo total que un equipo está en condiciones para desarrollar la función para la fue creado en un contexto operativo adecuado $D = (MTBF)/(MTBF+MTTR)$
<b>Tasa de Falla (<math>\lambda</math>)</b>	Número de fallas que aparecen en un determinado periodo de tiempo. $\lambda = \text{Número de Fallas} / \text{Horas de Operación}$
<b>Tiempo promedio operativo hasta el fallo (MTBF)</b>	Tiempo promedio que es capaz de operar un equipo sin interrupciones y es el indicador básico de confiabilidad. $MTBF = \eta * \Gamma(\beta + 1/\beta)$ –Weibull-
<b>Tiempo promedio fuera de servicio por falla (MTTR)</b>	Tiempo promedio que un activo está fuera de servicio por falla y es el indicador básico de mantenibilidad $MTTF = \eta * \Gamma(\beta + 1/\beta)$ –LogNormal-
<b>Costos de Indisponibilidad por Falla (CIF)</b>	Impacto Económico ocasionado por los efectos que trae consigo una falla (incluye tasa de fallas, costos de seguridad, ambiental, logística, materiales, refacciones, mano de obra, pérdida de oportunidad de ingreso, energía de sustitución, penalizaciones) $CIF = (\lambda) * (\text{tiempo en falla}) * (\text{costos directos} + \text{penalizaciones})$
<b>Equipo Crítico</b>	Son aquellos activos que al no mantener su función, afectan directamente al proceso de producción, ocasionando pérdidas de ingresos y costos de indisponibilidad por falla significativos.
<b>Ingeniería de Confiabilidad</b>	Rama de la Ingeniería que estudia las características físicas y aleatorias del fenómeno de “falla” para hacer diagnósticos y establecer acciones proactivas dirigidas a evitarla o mitigar su efecto”, teniendo a la “confiabilidad” como su indicador básico para su caracterización
<b>Confiabilidad</b>	Es la capacidad (%) de un sistema, representado por sus procesos, tecnología y gente, para cumplir sus funciones o el propósito que se espera de este, dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional específico. $C(t) = e^{-\lambda t}$ $C(t) = e^{-(t/\eta)^\beta}$
<b>Distribución de Weibull</b>	Modelo continuo asociado a variables del tipo tiempo de vida, tiempo hasta que un mecanismo falla.

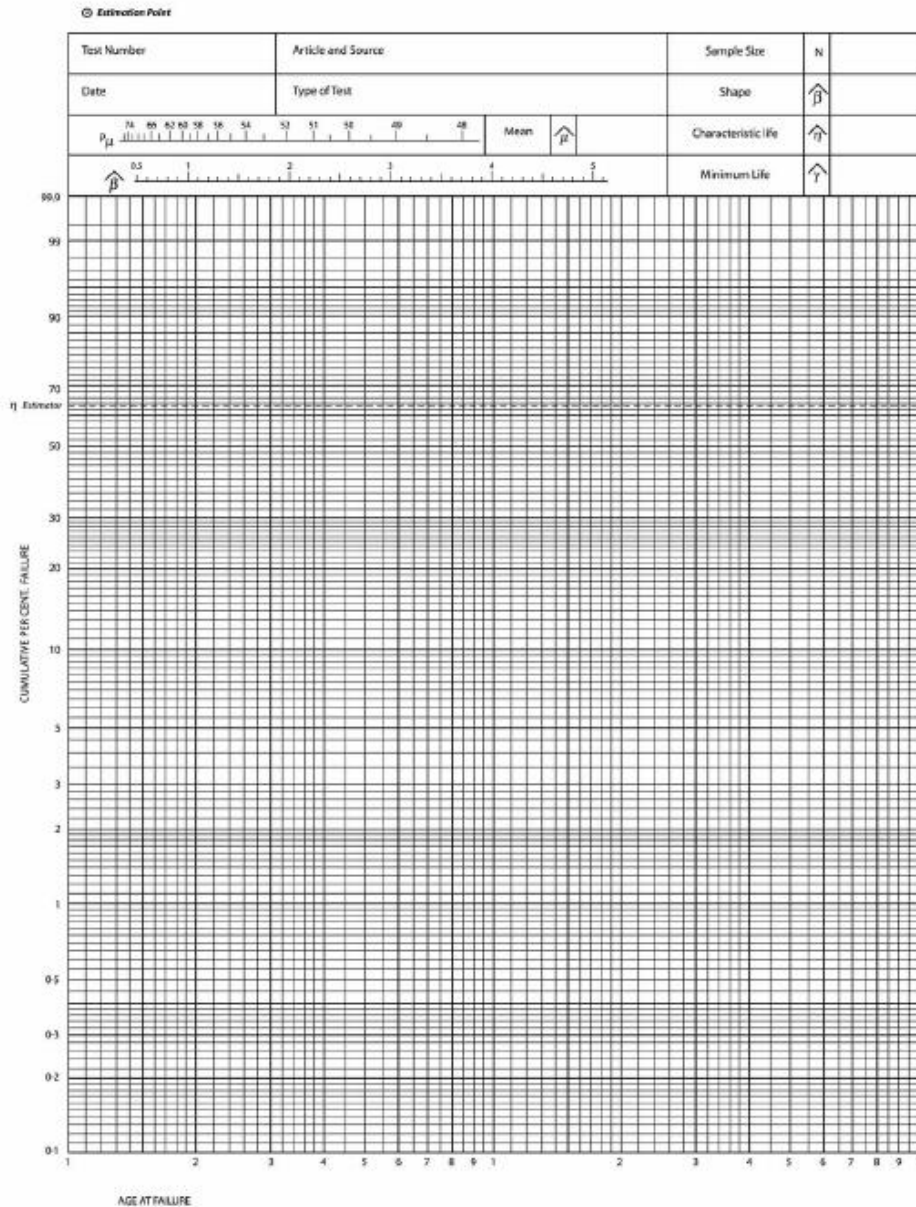
<b>Parámetro de Forma o Modo de fallo (<math>\beta</math>)</b>	Es la representación del análisis de la falla y nos indica en que etapa del ciclo de vida se encuentra el activo y es fundamental para la determinación de estrategias de mantenimiento
<b>Vida característica (<math>\eta</math>)</b>	Es el tiempo en que se determina que existe un 63.2% de probabilidad de que el activo falle
<b>Modelo Costo Beneficio Riesgo</b>	Nos permite determinar el punto óptimo entre riesgo asumido y los costos asociados a una opción de mitigación específica, para obtener el máximo beneficio o mínimo impacto en la empresa
<b>Análisis de Ciclo de Vida del Activo (LCC)</b>	Proceso sistemático de evaluación de distintos activos que considera de forma simultánea aspectos económicos y de confiabilidad con el fin de cuantificar el impacto de los costos a lo largo del ciclo de vida de los activos (\$/año) con el objetivo de poder seleccionar el activo que proporcione el mayor de los beneficios al proceso de producción.
<b>Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)</b>	Metodología en la cual un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones .
<b>Mantenimiento Preventivo</b>	Reparaciones o cambios de componentes o piezas a intervalos de tiempos o criterios para reducir la probabilidad de avería o baja de rendimiento.
<b>Mantenimiento semestral de paro programado</b>	Son tareas de mantenimiento donde predomina la actividad de limpieza parcial y cambio de dispositivos o elementos de alto desgaste para la conservación de equipos para prevenir las fallas
<b>Mantenimiento menor paro programado</b>	Son tareas de mantenimiento donde se realiza la actividad de limpieza, cambio de componentes o elementos de desgaste a intervalos fijos de tiempo, independientemente del estado en que se encuentre el componente o elemento con la finalidad de conservar el equipo y prevenir que falle.
<b>Mantenimiento mayor paro programado</b>	Son tareas de mantenimiento que tienen como finalidad, inspeccionar, corregir o reemplazar sus componentes internos, con el propósito de recuperar las condiciones operativas de aceptación o diseño, prolongar la vida útil del equipo y prevenir fallas
<b>Mantenimiento basado en condición o Predictivo</b>	Son las tareas de mantenimiento que consisten en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla potencial a un equipo o componente antes de que ocurra una falla funcional
<b>Mantenimiento Correctivo</b>	Mantenimiento efectuado a un activo, cuando este ya ha tenido una falla funcional de para lo cual fue diseñado.
<b>Mantenimiento correctivo no planificado</b>	Es el mantenimiento correctivo de emergencia que debe llevarse a cabo con la mayor rapidez para evitar que se incrementen costos e impedir daños materiales y/o humanos
<b>Mantenimiento correctivo planificado</b>	El mantenimiento correctivo planificado prevé lo que se hará antes que se produzca el fallo, de manera que cuando se detiene el equipo para efectuar la reparación, ya se dispone de los repuestos, de los documentos necesarios y del personal técnico asignado con anterioridad en una programación de tareas. Al igual que el anterior, corrige la falla
<b>Operar hasta la falla</b>	Esta estrategia no requiere planes programados o ninguna otra actividad, dado que se trata de equipos que a pérdida de su función no existe ninguna repercusión en la Unidad generadora; solo se requiere asegurar que al momento de la falla se cuente con los recursos como mano de obra, materiales, herramientas y los repuestos necesarios para atender en el

		menor tiempo posible, desde todo punto de vista, esta es una estrategia no deseable
<b>Mantenimiento de oportunidad</b>	<b>de</b>	Esta es una manera efectiva de dar mantenimiento. Se hace uso de los tiempos de parada de los equipos por otras estrategias empleadas o por paradas en la operación de la planta. Se hace uso de los tiempos muertos. El esfuerzo desplegado en aplicar esta estrategia puede ser muy efectivo desde el punto de vista económico
<b>Rediseño obsolescencia</b>	<b>por</b>	Esta es la mejor alternativa cuando las fallas son demasiado frecuentes y la reparación o los repuestos son muy costosos. Si se ejecuta bien, es una actividad de un solo tiempo; todas las demás son actividades repetitivas

## 19.2 Instructivo para la determinación de parámetros de Weibull de Confiabilidad

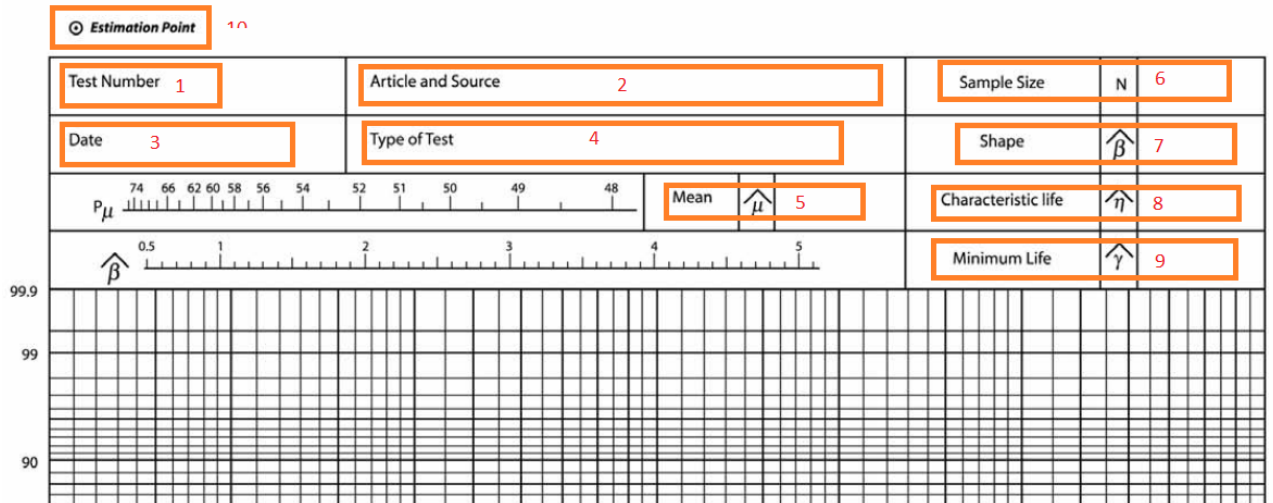
Distribución Weibull es una distribución de probabilidad, en este caso en particular desarrollaremos la aplicación habiendo recolectado datos de vida de un componente, para saber su probabilidad de éxito en distintos tiempos. Lo primero que deberíamos tener son los datos de tiempo vida o reparaciones de un componente, en este caso tenemos los siguientes datos, que pueden ser horas, días, meses, km, etc.

Todo será graficado en el grafico Weibull.



Tenemos en el Axis X, el tiempo de fallas, pueden ser en cualquier unidad de medida de tiempo. o ciclos, fatiga, etc. en el Axis Y está representado por el % de falla, calculado más adelante como Media Rank o % de falla.

Antes de hacer los cálculos y gráficos respectivos recordaremos algunos breves conceptos, identificando los conceptos que están presentes en el formato de la Gráfica de Weibull.



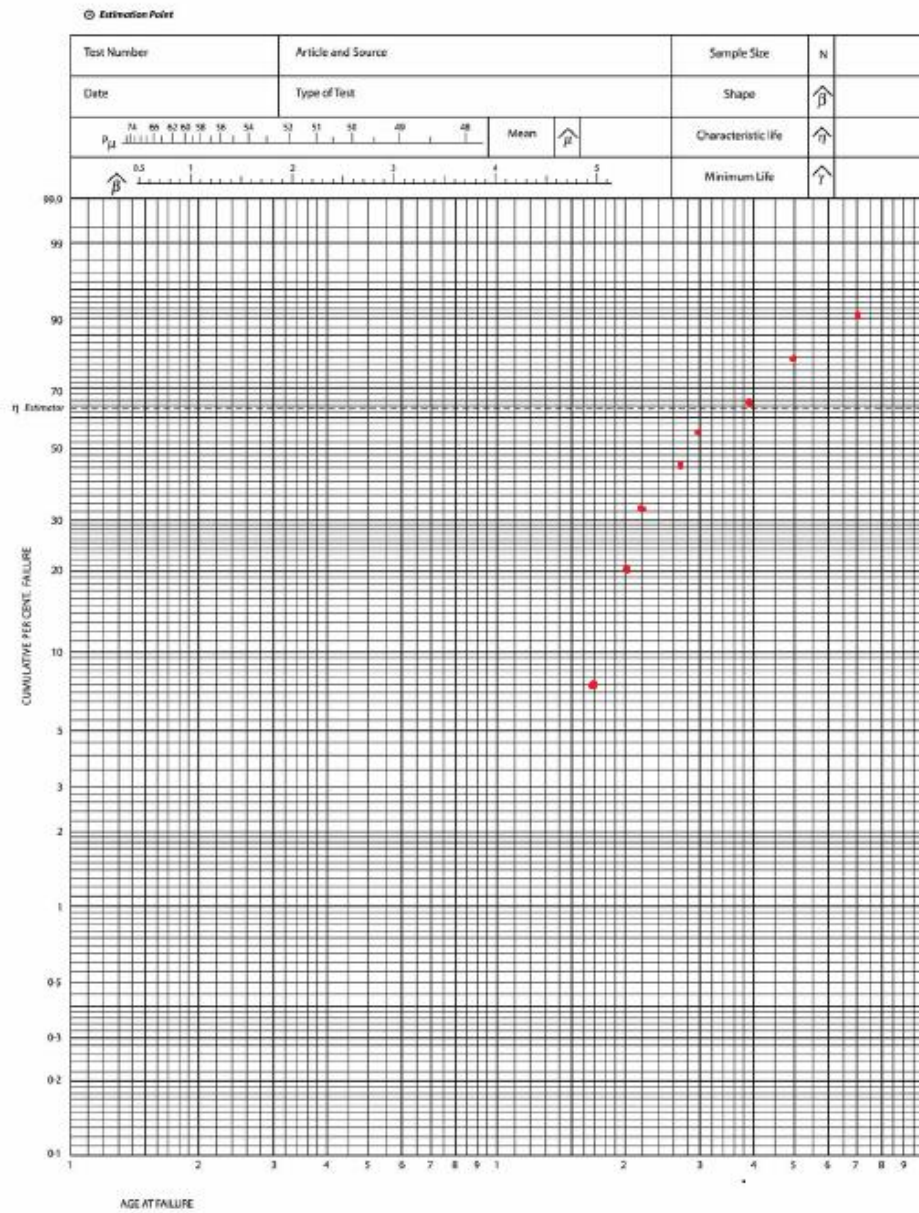
- 1.- Numero de prueba.
- 2.- Elemento, maquina o componente a evaluar.
- 3.- Fecha.
- 4.- Tipo de test
- 5.- Promedio de tiempo de fallas.
- 6.- Tamaño de la muestra.
- 7.- Beta (B), es el parámetro de forma.
- 8.- N, parámetro de escala o vida característica.
- 9.- Gamma, parámetro de posición.
- 10.- Punto de referencia para graficar nuestras rectas en el gráfico, con este punto de referencia para hallar los valores de Pu y B.

Ejemplo de Aplicación, tenemos 8 registros de vida de un componente, hallamos la media Rank para que junto a los tiempos de falla podamos graficarlos, la fórmula de la media Rank, se halla mediante la fórmula abajo descrita. Ojo para este cálculo los datos de falla deben de estar ordenados de menor a mayor.

i	Falla	Media Rank	F(t)	
1	1717	0.08333333	8.33333	Media Rank = $(i-0.3)/(n+0.4)$
2	2082	0.20238095	20.2381	
3	2263	0.32142857	32.1429	
4	2751	0.44047619	44.0476	
5	3065	0.55952381	55.9524	
6	3945	0.67857143	67.8571	
7	5093	0.79761905	79.7619	
8	7062	0.91666667	91.6667	

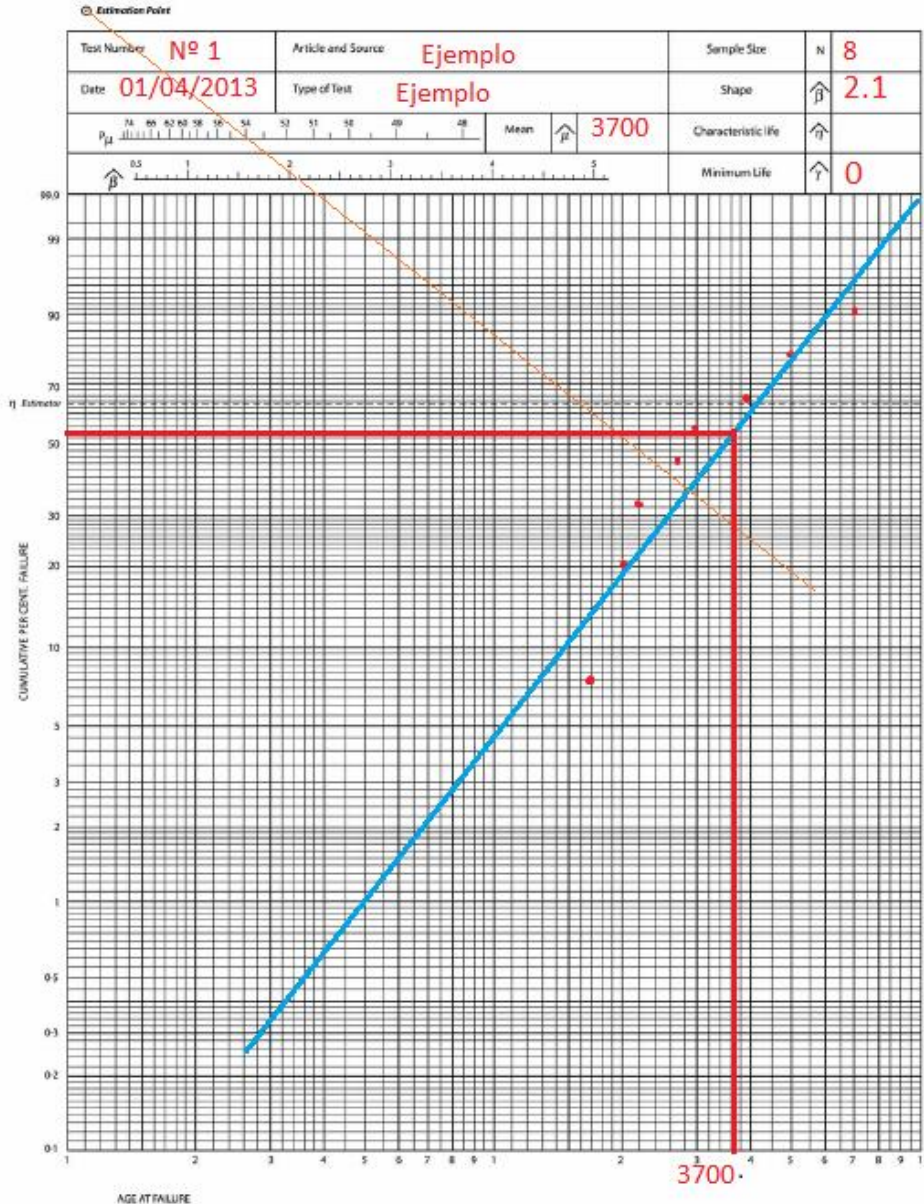


Luego empezamos a graficar los puntos como se muestra en la figura.

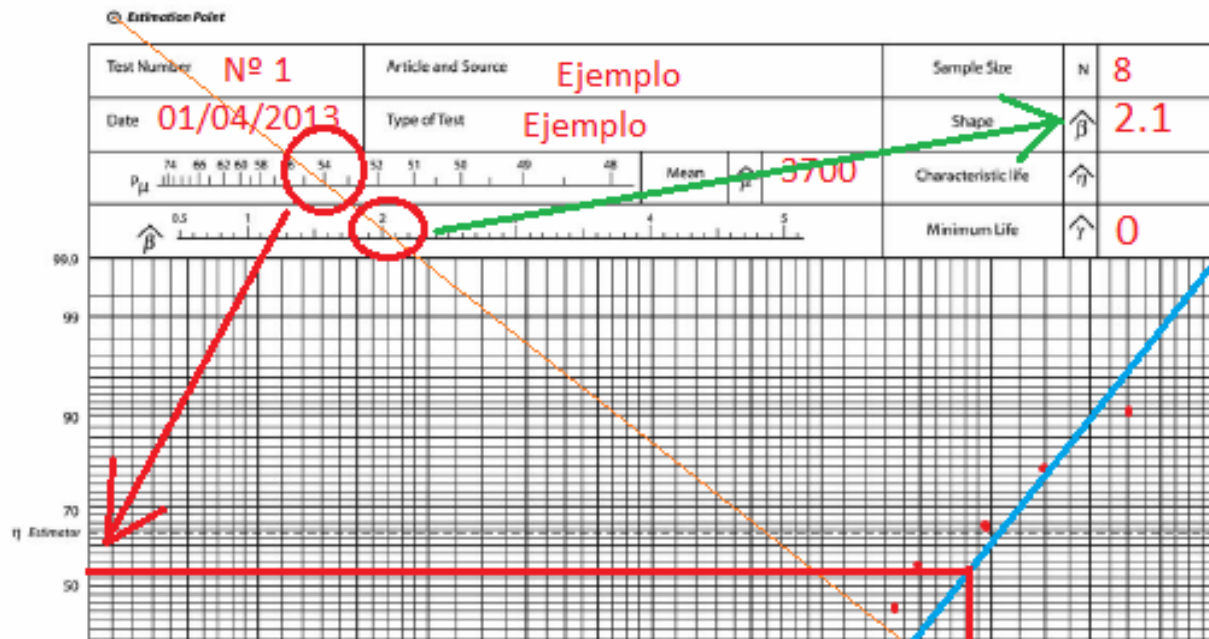


Después de graficados los puntos trazamos una línea (celeste), tratando de que sea lo más cercano a los puntos graficados por eso entre más datos mucho mejor. Luego haciendo referencia al punto que se encuentra al lado izquierdo superior de la hoja, trazar una línea que cruce en forma perpendicular a la recta antes trazada (la celeste).

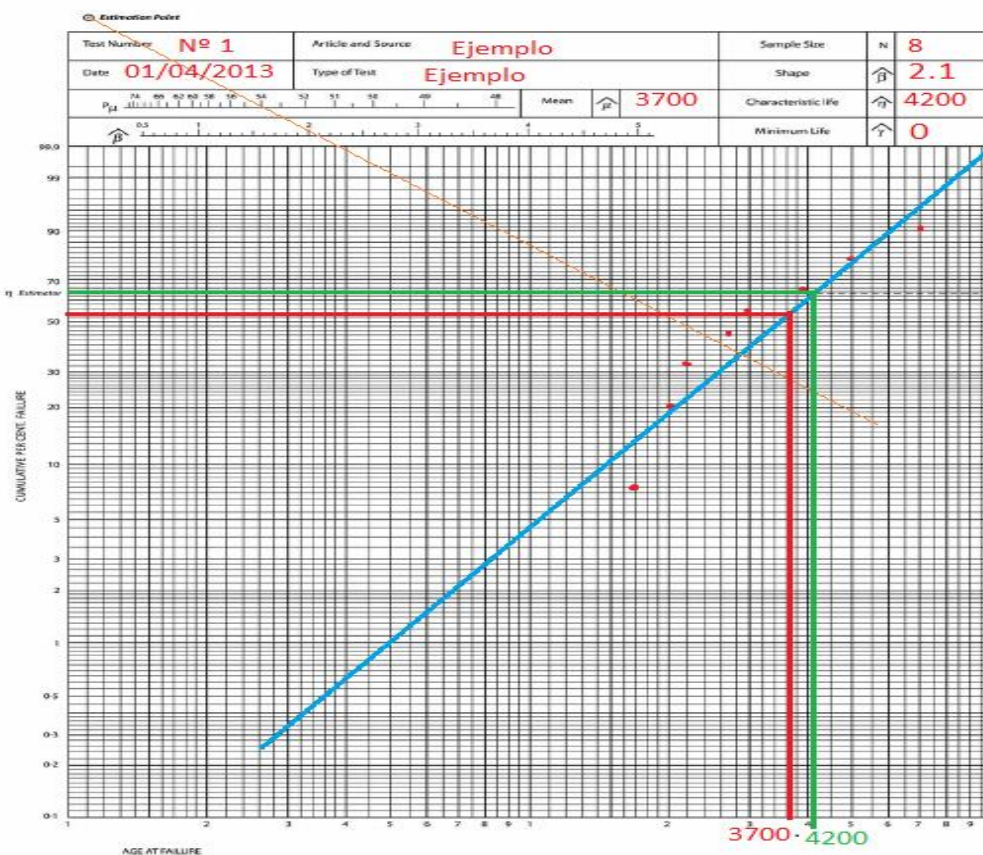




Esta recta cruza 2 rectas que están en escala el  $P_u$  y el  $B$ . como se muestra en la figura. de la recta  $B$  obtenemos 2.1, y de la recta  $P_u$  obtenemos 54%, el cual nos servirá para encontrar la media para la falla ( $\mu$ ), hacemos una recta en 54% del lado de probabilidad de fallas, y lo extendemos hasta encontrar a la recta inicial (celeste), y bajamos esa recta al pie del axis x y encontramos la media (MTBF), en este caso es 3700.



Vemos en el axis Y un punto que dice "n estimador, al extender esta línea y cruzarla con la línea celeste obtenemos la vida característica del componente en el eje X. en este caso es 4200. Como se grafica abajo.



ya obtuvimos todos los datos, y ahora que podemos hacer con los datos obtenidos?:

$\beta$ : 2.1

$\eta$ : 4200

$\mu$ : 3700

Y: 0 (más adelante definiremos este punto).

No de datos: 8.

Pues muy simple lo podemos reemplazar en la fórmula de Confiabilidad de Weibull y hacer la gráfica de confiabilidad vs Tiempo.

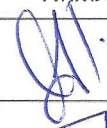






ASUNTO: APROBACIÓN DE TESIS  
Cuernavaca, Morelos, a 26 de febrero del 2019

**JUAN CARLOS MORALES HERNÁNDEZ**  
**PRESENTE**

Por este conducto le notifico que su tesis de Maestría titulada "**Optimización de Planes de Mantenimiento con base a modelo de confiabilidad de la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Oviachic**":

Fue aprobada en su totalidad por el jurado revisor y examinador integrado por los ciudadanos:

NOMBRE	FIRMA
DR. JUAN CARLOS GARCÍA CASTREJÓN	
DR. GUSTAVO URQUIZA BELTRÁN	
DR. JOSÉ ALFREDO RODRÍGUEZ RAMÍREZ	
DRA. LAURA LILIA CASTRO GÓMEZ	
DR. FERNANDO ZENAIDO SIERRA ESPINOSA	


Por consiguiente, se autoriza a editar la presentación definitiva de su trabajo de investigación para culminar en la defensa oral del mismo.

Sin otro particular aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

ATENTAMENTE  
Por una humanidad culta  
Una universidad de excelencia



DR. ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMÍNGUEZ  
COORDINADOR DEL POSGRADO EN  
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS



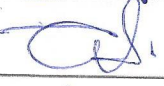

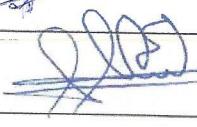


Cuernavaca, Morelos, a 26 de febrero del 2019

**DR. ROSENBERG ROMERO DOMINGUEZ**  
**COORDINADOR DEL POSGRADO EN**  
**INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**P R E S E N T E**

Atendiendo a la solicitud para emitir DICTAMEN sobre la revisión de la TESIS titulada "Optimización de Planes de Mantenimiento con base a modelo de confiabilidad de la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Oviachic" que presenta el alumno MORALES HERNÁNDEZ JUAN CARLOS de la Maestría en Ingeniería y Ciencias Aplicadas.

Nos permitimos informarle que nuestro voto es:

NOMBRE	DICTAMEN	FIRMA
DR. JUAN CARLOS GARCÍA CASTREJÓN	Aprobatorio	
DR. GUSTAVO URQUIZA BELTRÁN	Aprobatorio	
DR. JOSÉ ALFREDO RODRÍGUEZ RAMÍREZ	Aprobatorio	
DRA. LAURA LILIA CASTRO GÓMEZ	Aprobatorio	
DR. FERNANDO ZENAIDO SIERRA ESPINOSA	Aprobatorio	

PLAZO PARA LA REVISION 20 DIAS HABILES (A PARTIR DE LA FECHA DE RECEPCION DEL DOCUMENTO)

NOTA. POR CUESTIÓN DE REGLAMENTACIÓN LE SOLICITAMOS NO EXCEDER EL PLAZO SEÑALADO, DE LO CONTRARIO LE AGRADECEMOS SU ATENCIÓN Y NUESTRA INVITACIÓN SERÁ CANCELADA.