

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**MANTENIMIENTO APLICADO EN EMPRESAS DE  
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**WALTER ELMER PEREZ CRIBILLERO**

**PROMOCIÓN 1 992-II**

**LIMA - PERÚ**

**2 013**

# **CONTENIDO**

## **PRÓLOGO**

## **CAPÍTULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

#### **1.1 Antecedentes**

#### **1.2 Objetivo**

##### **1.2.1 General**

##### **1.2.2 Específicos**

#### **1.3 Alcances**

## **CAPÍTULO II**

### **DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **2.1 El Sector Eléctrico Peruano**

##### **2.1.1 Sector Distribución**

#### **2.2 Descripción general**

#### **2.3 Características de las redes y subestaciones eléctricas**

##### **2.3.1 Subestación eléctrica de transformación**

2.3.1.1 Subestaciones Convencionales

2.3.1.2 Subestaciones Compactas

2.3.1.3 Subestaciones Aéreas

2.3.2 Puesto de Medición a la Intemperie

2.3.3 Equipos de Corte y Seccionamiento

2.3.4 Redes eléctricas

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Gestión del Mantenimiento**

3.1.1 Introducción

3.1.2 Proceso de Gestión del Mantenimiento

3.1.2.1 Principios básicos en la definición de Estrategia de Mantenimiento

3.1.2.2 Aspectos a considerar al implementar las Estrategias de  
Mantenimiento

3.1.3 Modelo de Gestión del Mantenimiento Propuesto

#### **3.2 Gestión de Activos**

3.2.1 Aspectos Generales

3.2.2 Descripción General de la Norma de Gestión de Activos PAS 55

3.2.3 Modelo de Gestión de Activos Basado en Norma PAS 55

3.3 Integración de los Procesos de Mantenimiento con la Gestión de Activos

3.3.1 Introducción al Proceso de Integración

3.3.2 Integración del Modelo de Gestión del Mantenimiento dentro de un  
Proceso de Implementación de la Norma PAS 55

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y DEFINICIONES DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL MANTENIMIENTO EN LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

4.1 Situación en el pasado

4.2 Condición actual

4.3 Perspectivas para el futuro

## **CAPÍTULO V**

### **APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO**

5.1 Fases Implementadas

5.2 Aplicación del Balanced Scorecard – BSC: Elaboración de Objetivos e  
Indicadores

### 5.2.1 Análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA)

## 5.3 Aplicación del Análisis de Criticidad: Priorización de Alimentadores

## 5.4 Aplicación del Análisis de Causa Raíz – ACR

## 5.5 Aplicación del RCM

### 5.5.1 RCM en Interruptores de Potencia

### 5.5.2 RCM en Transformadores de Potencia

## 5.6 Aplicación de determinación del Riesgo de las Instalaciones para efectos de Optimización

## 5.7 Aplicación de los Criterios del Análisis del Ciclo de Vida de los Activos

### 5.7.1 Ingeniería Concurrente

### 5.7.2 Costos de Confiabilidad en la Adquisición de Equipos

## 5.8 Aplicación de los Criterios de la Mejora Continua

### 5.8.1 Acciones para la Mejora de la Eficiencia Organizacional

### 5.8.2 Sistemas Integrados de Información

### 5.8.3 E-mantenimiento

## **CAPÍTULO VI**

### **EVALUACION ECONÓMICA**

**CONCLUSIONES**

**RECOMENDACIONES**

**BIBLIOGRAFÍA**

**ANEXOS**

## **PRÓLOGO**

Actualmente, la gestión del mantenimiento forma parte de la moderna gestión de operaciones y se orienta a la utilización óptima de los medios y recursos con que cuenta, con la finalidad de conservar y/o restituir la función de los equipos de producción a unas condiciones que les permitan cumplir con los objetivos requeridos durante unos determinados periodos de tiempo. Esta gestión del mantenimiento utiliza hoy en día una serie de métodos y técnicas específicos para la resolución de problemas muy concretos, ligados por completo al proceso de toma de decisiones en mantenimiento. Estos métodos y técnicas intentan recoger y tratar convenientemente la complejidad del problema, ofreciendo soluciones para priorizar y enfrentarse a los problemas.

Los responsables del mantenimiento saben que no es fácil diseñar un modelo integral de mantenimiento dentro de un proceso de gestión de activos, tampoco hay reglas fijas o inmutables, aplicables a todos los activos de producción en los distintos sectores industriales y de servicios.

Específicamente, el desarrollo de este informe tiene como objetivos principales, describir y divulgar un proceso (curso de acciones y serie de etapas o pasos a seguirse) y un marco de referencia (la estructura de soporte esencial) necesario para la implantación de un modelo de gestión del mantenimiento. En el desarrollo del mismo, se presentan un conjunto de métodos prácticos para mejorar la toma de decisiones en las tareas de gestión del mantenimiento. El informe está estructurado

por un total de seis capítulos en los cuales se describirán de forma detallada las distintas etapas del modelo propuesto para la gestión del mantenimiento. A continuación se hace un resumen breve del contenido de cada uno de los capítulos:

En el capítulo I se explica en forma resumida los antecedentes, objetivos y alcances del presente informe. Nos da una idea general del contenido del mismo.

En el capítulo II se brinda información de la empresa materia del presente informe, y se presenta una breve descripción de su sistema eléctrico con el objeto de dar una idea general de los principales componentes operativos de dicho sistema.

En el capítulo III se describen los conceptos bajo los cuales se desarrolla la aplicación de presente informe. Explica los aspectos teóricos más importantes de las técnicas propuestas.

En el capítulo IV se describen las actividades que se desarrollan tradicionalmente en el sector de mantenimiento de la empresa de distribución de energía eléctrica.

En el capítulo V se muestra la aplicación de la metodología desarrollada sobre los principales activos seleccionados.

En el capítulo VI se realiza el análisis económico para demostrar la rentabilidad de la aplicación de las mencionadas técnicas dentro del proceso propuesto.

La eficacia en la implantación de los procesos de mejora en el área del mantenimiento requiere de análisis exhaustivos de una amplia variedad de factores relacionados con diferentes aspectos de un activo de producción. El objetivo



primordial a conseguir es la mejora de la rentabilidad del sistema productivo conjuntamente con la disminución del riesgo en las operaciones y de la incertidumbre en la toma de decisiones en el proceso de gestión de activos.

Finalmente, espero que la información relacionada con el modelo propuesto y explicado a lo largo de todos los capítulos que conforman este informe, ayude y guíe a las empresas de distribución de energía eléctrica (y en general a todas las empresas del sector eléctrico y otros) a identificar de forma precisa los aspectos que requieren mayor atención con el fin de definir planes de acción y estrategias de optimización de los diversos procesos inherentes a la gestión del mantenimiento.

## **CAPÍTULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

Las mejores empresas están enfocadas constantemente a implementar proyectos orientados a mejorar su competitividad, como una manera de lograr su presencia en el mercado. En el caso de monopolio natural, como son las empresas de distribución de energía eléctrica, estas mejoras están enfocadas ha lograr mejores resultados económicos y en materia de seguridad, para el caso de las empresas de capitales privados; mientras que para las empresas públicas, las mejoras se orientan a mejorar la rentabilidad social y los excedentes comerciales. En este reto, el mantenimiento tiene un rol muy importante, por tener efecto directo sobre su impacto en la productividad, en la seguridad de las personas y en el cuidado del ambiente.

Los costos de mantenimiento de los activos físicos son altos, por lo que su gestión y su mantenimiento se han convertido en un elemento clave en la competitividad de las empresas, lo que exige la mejora continua de la función mantenimiento, a través de la incorporación del conocimiento, de la ingeniería y de las personas. Sin embargo, esta moderna forma de gestionar los activos físicos no se aplican por falta de competencias necesarias en algunos de los profesionales del área, con una visión integral del negocio (Programa Magíster en Gestión de Activos y Mantenimiento - U. Técnica Federico Santa María, Chile, 2007).

El actual esquema de competitividad en el sector eléctrico exige a las empresas distribuidoras de energía, operar los sistemas con criterios técnicos de confiabilidad y seguridad apropiados, para garantizar la calidad del servicio a sus clientes (César Arongo Lemoine, Método Heurístico para Restauración del Servicio en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, 2006).

Hay que tener cuidado de las consecuencias que pueden desencadenarse al verse las funciones aisladas como negocios independientes. Esta visión errada viene desde los años 60-70, con negocios dentro de los negocios: mantenimiento, abastecimiento, recursos humanos, ventas, etc. Eso generó que las diferentes áreas de la empresa trabajen sin sincronismo y en direcciones diferentes, entorpeciendo el rumbo del negocio.

El Asset Management (Gestión de Activos) pone orden en todo este sistema, alineando las funciones al mandato corporativo y con visión a lo largo del ciclo de vida del activo (PAS 55: 2008 Especificaciones para la Gestión Óptima de Activos Físicos). Dentro de este ciclo, el mantenimiento debe ser visto como una función alineada a un negocio (el de la empresa) y debe mostrar como contribuye a los objetivos de este negocio. De esta manera el mantenimiento dejará de ser visto como un gasto o mal necesario.

## **1.1 Antecedentes**

Actualmente las empresas de distribución de energía eléctrica de capital privado, a pesar de seguir trabajando en forma tradicional, vienen teniendo resultados positivos desde el punto de vista económico (rentabilidad); sin embargo

sus resultados podrían ser mejores y de manera sustentable; es decir, podrían ser más rentables y al mismo tiempo conservar los activos físicos de tal manera que sobrepasen su tiempo de vida útil de los mismos, garantizando al mismo tiempo la seguridad de las personas.

Lo mismo sucede en el caso de las empresas estatales, que a diferencia de las empresas privadas en las que el objetivo principal es la maximización del beneficio económico, en estas su objetivo principal es de índole social; sin embargo, en este tipo de empresa es apropiado hablar de excedente comercial bruto que sirva para estimular la eficiencia tecnológica. Este excedente comercial debe ser mayor para minimizar o evitar la necesidad de aportes por parte del estado hacia estas empresas.

En ambo tipos de empresas (inclusive en las privadas con rentabilidad positiva), la imagen ante la población es mala, debido a la alta cantidad de interrupciones que se presentan por deficiencias en la gestión del mantenimiento y de los proyectos de atención a nuevos clientes, y por los accidentes ocurridos, afectando tanto a los clientes y al público en general, como también a su propio personal.

## **1.2 Objetivo**

### **1.2.1 General**

Implementar un modelo de gestión del mantenimiento adecuado de los activos físicos de las empresas de distribución de energía eléctrica, de tal manera que pueda ser efectivo y sustentable en el tiempo.

### **1.2.2 Específicos**

- Aplicar las modernas técnicas de gestión del mantenimiento tales como: Balanced ScoreCard (BSC), Análisis de Criticidad (AC), Análisis de Causa

Raíz (ACR) y Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC), en la gestión del mantenimiento de los activos de empresas de distribución de energía eléctrica.

- Aplicar las anteriores técnicas enmarcadas dentro de un proceso de gestión de activos según estándar internacional PAS 55: 2008 Asset Management.

### **1.3 Alcances**

Aunque el estándar internacional PAS 55: Asset Management, abarca las diferentes áreas de cualquier tipo de empresa con gran cantidad de activos físicos, el presente trabajo tiene como alcance sólo el área de mantenimiento de una empresa de distribución de energía eléctrica, haciendo referencia a las áreas de Proyectos y Operaciones sólo en caso sea necesario.

## **CAPÍTULO II**

### **DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **2.1 Sector Eléctrico Peruano**

La energía eléctrica es el principal tipo de energía que se utiliza en el mundo y su uso es imprescindible para la sociedad, ya que gracias a ésta el país puede desarrollarse social, económica y tecnológicamente.

En este contexto, el sector eléctrico resulta de vital importancia ya que permite mejorar la calidad de vida de las personas así como también lograr el desarrollo y crecimiento de determinado país. Este sector se encuentra sujeto a regulación; dicha regulación tiene como objetivo brindar, de manera eficiente, el servicio a toda la población cumpliendo estándares básicos de calidad.

A inicio de los noventa, el Gobierno inició la promoción de la inversión privada mediante la privatización y concesión de los servicios públicos en el marco de una serie de reformas estructurales. Dentro del sector eléctrico, las reformas se centraron básicamente en reemplazar el monopolio estatal verticalmente integrado en todas sus etapas por un nuevo esquema con operadores privados.

La industria de la energía eléctrica en el Perú se encuentra dividida en tres subsectores, ver Figura 1:

(i) Generación, que consiste en la creación de energía a través de diversas fuentes, entre las que destacan el agua (energía hidroeléctrica), gas natural, carbón y petróleo (energía termoeléctrica),

(ii) Transmisión, por la cual se lleva la electricidad mediante líneas de transmisión hasta una subestación, dichas subestaciones tienen transformadores que convierten la electricidad de alto voltaje a electricidad de menos voltaje, y

(iii) Distribución, mediante la cual se lleva la electricidad desde las subestaciones hasta los hogares, oficinas y fábricas.

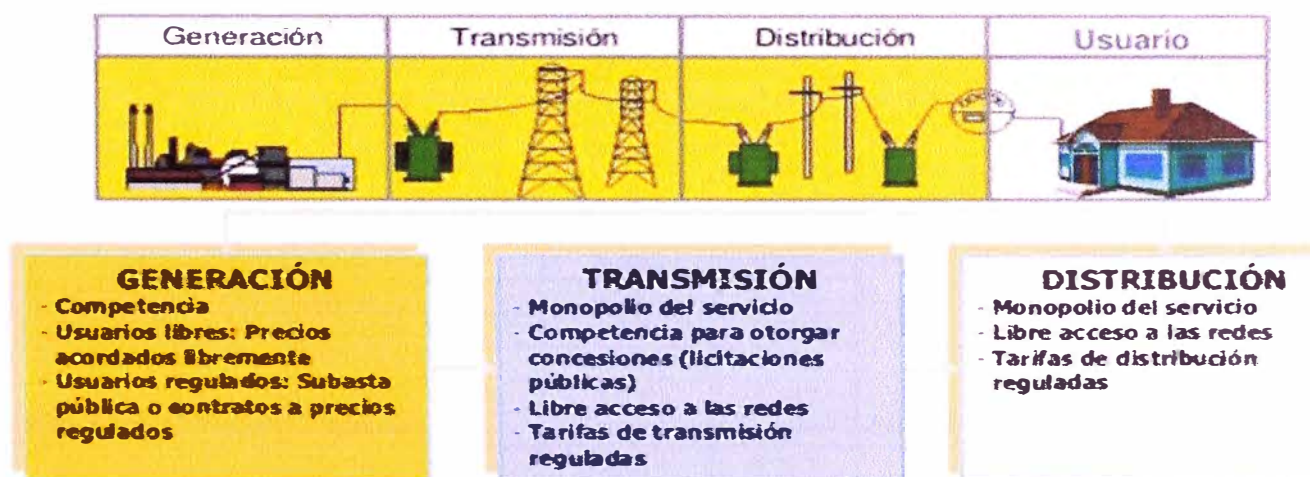


Figura 1 – Sectores de la Energía Eléctrica en el Perú

### 2.1.1 Sector Distribución

Las empresas distribuidoras están encargadas de recibir energía de las generadoras o Transmisoras (en niveles de 60 kV y 220 kV) y llevarlas hacia el usuario final (a niveles de 220 V). Las líneas de distribución operan a menor voltaje que la línea de transmisión, a través de redes de media tensión (generalmente 10 kV, 22,9 kV) y baja tensión (220 V), así las pérdidas de energía fluctúan entre 4% y 9% en los sistemas más eficientes. Al igual que la

actividad de transmisión, la distribución esta caracterizada por ser un monopolio natural; por esta razón, la tarifa máxima aplicada a usuarios regulados tiene tres componentes: los precios a nivel de generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y el Valor Agregado de Distribución.

En la Tabla 1, se muestran todas las empresas de distribución de energía eléctrica existente en el país, en donde se puede observar que más del 50% de las ventas de energía del país, así como de la infraestructura, están concentradas en las empresas ubicadas en la capital.

	Cía	Por Activos	En Ventas
1	Luz del Sur	23.80%	28.54%
2	Edelnor	23.07%	29.24%
3	Hidrandina	10.26%	7.62%
4	Electrocentro	6.87%	3.95%
5	Electro Oriente	5.86%	4.36%
6	Electro Sur Este	5.62%	3.16%
7	Electronoroeste	4.30%	4.93%
8	Adinelsa	3.66%	0.85%
9	Electronorte	3.48%	3.84%
10	Seal	3.29%	4.37%
11	Electro Dunas	3.10%	3.16%
12	Electro Puno	2.46%	1.63%
13	Electro Ucayali	1.55%	1.16%
14	Electrosur	1.54%	1.65%
15	Edecañete	0.68%	0.38%
16	Coelsivac	0.35%	0.86%
17	Emseusa	0.06%	0.07%
18	Electro Tocache	0.04%	0.19%
19	Sersa	0.01%	0.05%
	<b>Total (S/. 000.0)</b>	<b>12,145,693</b>	<b>7,167,896</b>

} 57.78%

Fuente: Osineremín

Tabla 1. Empresas Distribuidoras existentes en el Perú

## 2.2 Descripción General

La empresa materia de estudio es una empresa privada de distribución de energía eléctrica, y una de las compañías líderes en el Perú, con más de 900 mil clientes y más de 2,000 millones de nuevos soles en ventas anuales. El área



donde trabaja tiene más de tres millones de habitantes y es una de las áreas metropolitanas más grandes de América Latina.

Se constituye como una de las más importantes de la región, con estabilidad operativa y financiera. Ha realizado una inversión de 700 millones de dólares desde la privatización de la empresa estatal en el año 1994, para asegurar un servicio responsable y confiable en favor de la industria y de sus clientes.

Distribuye alrededor del 30% de la electricidad en el país, cubriendo los distritos más importantes del país, contando con una amplia experiencia técnica, altamente calificada, como operadora privada.

Su área de concesión es la zona más importante de la ciudad, con la mayor disponibilidad de tierra, recursos, y servicios de calidad internacional, de todos los tipos, para el establecimiento de plantas industriales; además, cuenta con las mejores zonas residenciales y comerciales. Esto hace un gran mercado con una población con un estándar de vida ascendente que genera oportunidades reales para el desarrollo de la industria y negocios de diferentes clases, lo que permite vislumbrar perspectivas de operación estables para la empresa en el futuro.

### **2.3 Características de las redes y subestaciones eléctricas**

La empresa cuenta con instalaciones de Transmisión en niveles de 60kV y 220kV, e instalaciones de Distribución en niveles de 10kV y 22,9kV. Las instalaciones de Distribución, los cuales son materia de este informe, se

encuentra formado por 287 alimentadores que hacen una total de 3214 km de redes de media tensión (redes aéreas y cables subterráneos), soportados por 23709 postes de media tensión (postes de concreto, madera y fierro), que enlazan a 6809 subestaciones de distribución (aéreas, compactas y convencionales), haciendo una potencia instalada de 1308 MVA en transformadores de distribución MT/BT. El presente trabajo abarca los equipos de media tensión más relevantes.

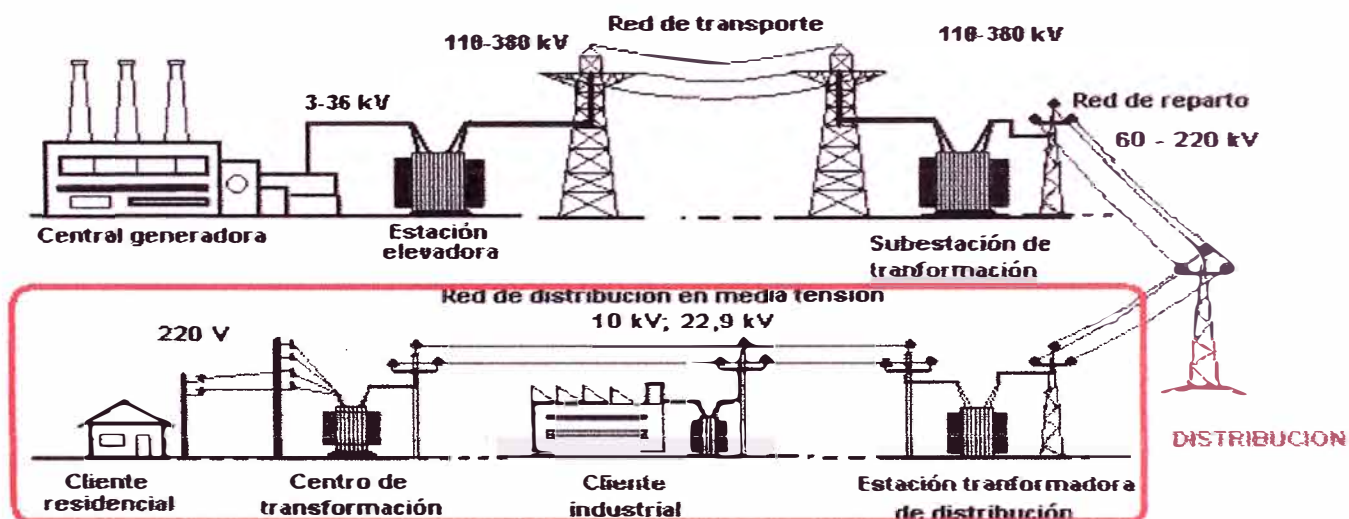


Figura 2 – Red de Distribución en Media tensión

### 2.3.1 Subestación eléctrica de transformación

Se define a una subestación eléctrica como el conjunto de instalaciones para la transformación, protección y/o seccionamiento de la energía eléctrica, que recibe de una red de distribución primaria (media tensión) y la entrega a un subsistema de distribución secundario, a otra red de distribución primaria o a usuarios (clientes) alimentados en media o baja tensión desde la

subestación de distribución. Comprende generalmente el transformador de distribución, los equipos de maniobra, protección y control; tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente las edificaciones para albergarlas.

Elementos de la Subestación: Transformador, Interruptores, Relé de sobre corriente, Seccionadores, Fusibles, Aisladores, Pararrayos, Tablero de alumbrado, Conductores eléctricos, Cajas terminales, Puesta a tierra.

De acuerdo a su equipamiento, la subestación puede ser:

#### **2.3.1.1 Subestaciones Convencionales**

Es la subestación de distribución cuyo equipamiento es del tipo interior y está instalado en un recinto apropiado en la que se ha previsto pasadizos y espacios de trabajo.

El recinto está constituido por un canal para el ingreso y la circulación del aire frío, un ducto de tipo chimenea con 4 ventanas para la salida del aire caliente, una puerta para el ingreso y salida del transformador, una celda de llegada para el alojamiento del interruptor, y varias celdas de salida para circuitos laterales y de continuación de la red.

Por su ubicación la subestación convencional puede ser de dos tipos:

- de superficie (en caseta a nivel del piso), y
- subterránea (en el sótano de edificios).

### **2.3.1.2 Subestaciones Compactas**

Como conjunto, es una subestación de distribución del tipo exterior (a la intemperie) y tiene un transformador trifásico no convencional denominado transformador compacto, porque tiene los dispositivos de protección y maniobra incorporados dentro de la cuba o tanque de aceite dieléctrico. Son de dos tipos:

**Pedestal:** Transformador instalado sobre una base de concreto a nivel de la superficie del piso en un área libre de terreno de 3x3 m<sup>2</sup>.

**Bóveda:** Transformador instalado en una bóveda de concreto subterránea bajo la vereda de la vía pública.

**Elementos de la Subestación:**

- Transformador
- Conectores de Media Tensión tipo codo
- Llaves de Baja Tensión

### **2.3.1.3 Subestaciones Aéreas**

Es la subestación de distribución cuyo equipamiento es del tipo exterior (a la intemperie) y está instalado sobre el nivel del piso sobre uno o dos postes. Si la subestación aérea está soportada en un poste (generalmente de concreto armado centrifugado) es tipo monoposte. Y si está soportada por 2 postes unidos entre sí por una plataforma en la

que se asienta el transformador (generalmente de concreto armado centrifugado) es del tipo biposte.

### **2.3.2 Puestos de medición a la Intemperie**

A diferencia de una subestación de transformación, esta unidad es un punto de conexión al cliente en media tensión, con medición a través de transformadores combinados exteriores. Está soportado en un poste (generalmente de concreto armado centrifugado).

### **2.3.3 Equipos de corte y seccionamiento**

- **Tipo Interior**

Están conformados por interruptores de media tensión en los niveles de 10 y 22,9kV, y son generalmente del tipo de medio de extinción en aceite (mínimo volumen de aceite), los cuales vienen siendo cambiados desde hace varios años por interruptores en vacío y en SF6.

Asimismo se emplean seccionadores unipolar tipo cuchilla para establecer la brecha física, necesaria para poner el circuito fuera de servicio.

- **Tipo Exterior**

Están conformados por seccionadores fusibles unipolar Cut Out para la protección de circuitos aéreos; y por seccionadores unipolares de barra rígidos para efectos de maniobras y partir los circuitos sin carga.

### **2.3.4 Redes Eléctricas**

Está conformada por 1597 km de red aérea con conductores desnudos de aleación de aluminio y/o cobre, apoyados sobre postes de concreto, madera y fierro; así como también por 1617 km de red subterránea con cables NKY de cobre y cables secos en cobre y aluminio con aislamiento XLPE.

En total se cuenta con 3216 km de redes en media tensión.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Gestión del Mantenimiento**

##### **3.1.1 Introducción**

Tal como se define en la norma europea EN 13306:2011, la moderna gestión del mantenimiento incluye todas aquellas actividades de gestión que: determinan los objetivos o prioridades de mantenimiento (que se definen como las metas asignadas y aceptadas por la dirección del departamento de mantenimiento), las estrategias (definidas como los métodos de gestión que se utilizan para conseguir esas metas u objetivos), y las responsabilidades en la gestión. Lo anterior permitirá luego, en el día a día, implementar estas estrategias planificando, programando y controlando la ejecución del mantenimiento para su realización y mejora, teniendo siempre en cuenta aquellos aspectos económicos relevantes para la organización.

Para una gestión eficaz y eficiente del mantenimiento, se deben entender bien los dos siguientes aspectos:

a) El proceso de gestión de mantenimiento, que tiene la serie de pasos a seguir.

b) El marco general de referencia para la gestión, es decir la estructura básica de soporte constituida por una serie de herramientas que conforman un sistema básico, que es necesario para una gestión avanzada del mantenimiento.

### **3.1.2 Proceso de Gestión del Mantenimiento**

Este proceso de gestión de mantenimiento podemos dividirlo en dos partes principales:

- La definición de la estrategia de mantenimiento;
- La implementación de la estrategia de mantenimiento.

La primera de estas partes, es decir, el proceso de definición de la estrategia, requiere que se definan los objetivos de mantenimiento como "input" del mismo. Claro está, estos objetivos de mantenimiento provienen directamente del plan de negocio de la organización. Estas estrategias de mantenimiento alineadas con los planes de negocio es un aspecto clave y condicionan el logro de los objetivos del mantenimiento y por ende los indicados en el plan de negocio de la organización.

La segunda parte del proceso, la implementación de la estrategia tiene un distinto nivel de importancia y tienen que ver con nuestra habilidad para asegurar niveles adecuados de formación del personal, de preparación de los trabajos, con la selección de las herramientas adecuadas para realizar las diferentes tareas o, por ejemplo, con el diseño y lograr ejecutar a tiempo los diferentes programas de mantenimiento.



La primera y segunda parte en la que dividimos el proceso de gestión de mantenimiento condicionan la eficacia y eficiencia de la gestión respectivamente.

La **eficacia** de la gestión de mantenimiento nos permitirá entonces minimizar los costos indirectos de mantenimiento, aquellos asociados con las pérdidas de producción y en última instancia con la insatisfacción del cliente. Por tanto, en el caso de mantenimiento, la eficacia de la gestión de esta función podemos entenderla como la satisfacción que la empresa tiene con la capacidad y condición de sus activos.

La **segunda parte** tiene que ver con la **eficiencia** de nuestra gestión, que debería ser menos importante que la primera (garantizar la eficacia de la misma) para la organización. Eficiencia es actuar o producir con el mínimo esfuerzo, minimizando derroche o desperdicio de recursos, y los gastos asociados a los mismos. Si logramos mejoras en esta segunda parte del proceso de gestión, nos permitirán minimizar los costos directos de mantenimiento, es decir realizar un servicio de mantenimiento de igual o mejor calidad a costos más competitivos.

### **3.1.2.1 Principios básicos en la definición de Estrategia de Mantenimiento**

Para la definición de una estrategia para mantenimiento se pueden utilizar métodos estándar bien conocidos de planificación estratégica, que normalmente incluyen:

Partiendo de los objetivos corporativos del negocio, obtener los objetivos y políticas de mantenimiento al más alto nivel. Estos objetivos pueden incluir, por ejemplo valores estimados y realistas para las siguientes variables: Disponibilidad de equipos, confiabilidad, seguridad, riesgo, presupuesto de mantenimiento, etc.; a su vez, estos objetivos deben de ser comunicados a todo el personal que está involucrado en mantenimiento, incluyendo los contratistas;

Determinación del desempeño o rendimiento actual de la instalaciones;

Determinación de los medidores claves a considerar para la evaluación del rendimiento de las instalaciones (Key Performance Indicators — KPIs). Las mejoras a perseguir se basaran en esta serie de medidores aceptados por la dirección de operaciones y de mantenimiento;

Establecimiento de una serie de principios que conducirán la implementación de la estrategia, y que condicionarán la posterior planificación, ejecución, evaluación, control y análisis para la mejora continua de las actividades de mantenimiento.

### **3.1.2.2 Aspectos a considerar al implementar las Estrategias de Mantenimiento**

Después de haber transformado las prioridades del negocio en prioridades de mantenimiento, los responsables de mantenimiento elaborarán sus estrategias a corto-medio plazo para atacar potenciales puntos débiles en el mantenimiento de los equipos, de

acuerdo con estos objetivos. De esta forma se obtiene un plan de mantenimiento genérico en la empresa que luego hay que desarrollar. El desarrollo de este plan supondrá, como punto fundamental, concretar una serie de políticas a llevar a cabo para los activos considerados críticos.

En un segundo lugar, las acciones a nivel táctico deben determinar la correcta asignación de los recursos de mantenimiento (habilidades, materiales, equipos de pruebas y medida, etc.) para la concesión del plan de mantenimiento. Como resultado, un programa detallado será materializado con todas las tareas a desarrollar, con los correspondientes recursos asignados para la realización de las mismas. Además, durante el proceso detallado de planificación y programación de las necesidades de mantenimiento, este nivel de actividad en la empresa debe desarrollar competencias que le permitan discriminar entre diferentes opciones de recursos a su disposición (de diferente costo), que pueden ser asignados para realizar una determinada tarea en un activo específico (por ejemplo, una máquina particular), el lugar idóneo de realización de la tarea y el tiempo de comienzo y ejecución. Lo anterior detallará de forma explícita las políticas de mantenimiento a nivel táctico.

Las acciones a nivel operativo deben asegurar que las tareas de mantenimiento se completan de forma adecuada por los técnicos seleccionados, en el tiempo acordado, siguiendo los procedimientos reseñados y utilizando las herramientas adecuadas. Como resultado de lo anterior, el trabajo se realizará y se recogerán los datos correspondientes para ser introducidos en el sistema de información para la gestión. Los procedimientos a nivel operativo serán necesarios para las actividades preventivas, reparaciones y diagnóstico complicado de fallas.

### **3.1.3 Modelo de Gestión del Mantenimiento Propuesto**

A continuación se concreta lo anteriormente comentado de forma sencilla y práctica, pensando siempre en facilitar a los gestores de mantenimiento la aplicación de los conceptos anteriores. Se presenta una propuesta de modelo genérico de gestión del mantenimiento, que tiene en cuenta e integra muchos de los modelos encontrados en la literatura hasta la fecha, o de los empleados en la práctica en empresas de amplia tradición y excelencia en este campo.



Figura 3. Modelo del Proceso de Gestión del Mantenimiento

Fuente: Crespo, 2007

El modelo de gestión del mantenimiento propuesto está compuesto por ocho bloques (Ver Figura 3), que distinguen y caracterizan acciones concretas a seguir en los diferentes pasos del proceso de gestión de mantenimiento.

Como se indica en la Figura 3, los primeros tres bloques condicionan la eficacia de la gestión, los siguientes bloques aseguran la eficiencia de las misma y su mejora continua de la siguiente forma: Los bloques 4 y 5 incluyen acciones para la planificación y programación del mantenimiento, incluyendo por supuesto la planificación de la capacidad del departamento de mantenimiento. Los bloques 6 y 7 están dedicados a la evaluación y control del mantenimiento y del costo de los activos a lo largo de su ciclo de vida.

Finalmente, el bloque 8 se centra en acciones para asegurar la mejora continua de la gestión.

En la Figura 4, se presenta un modelo práctico que incluye la utilización de algunas herramientas comerciales relacionadas con las áreas de Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad, herramientas que encajan dentro de cada uno de los ocho bloques (ocho fases) del modelo propuesto.

A continuación, introduciremos brevemente cada técnica y discutiremos como puede ser de mayor ayuda a los procesos de tomas de decisiones que tienen lugar en cada etapa del proceso. De esta forma caracterizamos además la estructura de soporte de del modelo de gestión del mantenimiento:

- Fase 1. Técnicas para definir la estrategia de gestión de mantenimiento.

Para asegurar que los objetivos operacionales de mantenimiento y la estrategia no sean inconsistentes con los objetivos generales del negocio, podemos introducir e implementar en el área de mantenimiento técnicas como el Cuadro de Mando Integral (The Balanced Scorecard – BSC (Kaplan y Norton, 1992)). El BSC es específico para la organización para la cual es desarrollado y permite la creación de una serie de indicadores claves de rendimiento (KPIs) para medir el desempeño de la gestión de mantenimiento, que están alineados con los objetivos estratégicos de la organización. Al contrario que otras medidas convencionales que están orientadas al control, BSC coloca en el centro de su análisis la estrategia global y la visión del negocio para de esta forma enfatizar en la consecución de una serie de metas en el rendimiento de la organización. Estas metas se diseñan para alinear a la gente con una visión general para la organización. Las metas para los indicadores seleccionados se establecen siguiendo un proceso participativo que requiere el involucramiento de agentes interiores y exteriores a la

organización de mantenimiento, la participación de la dirección de la empresa, y de personal considerado clave en las unidades operativas de la función mantenimiento, junto con usuarios claves del servicio (Fase 1). De esta forma, las medidas de rendimiento de la función mantenimiento se ligan con el éxito de la organización al completo.

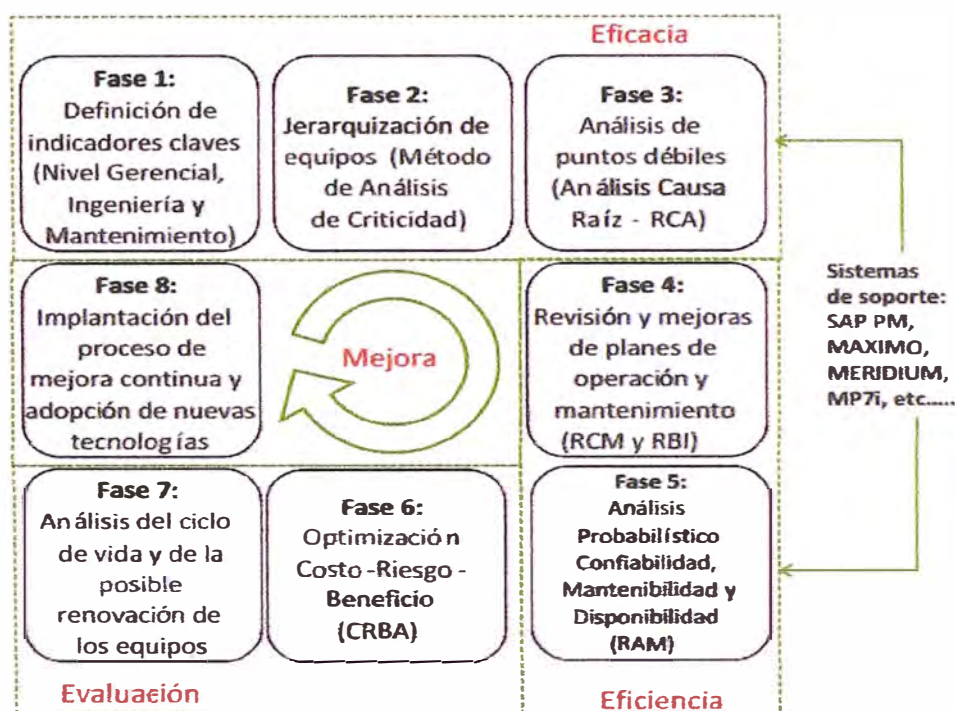


Figura 4. Técnicas de optimización para toma de decisiones

Fuente: Crespo, 2007

- Fase 2. Técnicas para jerarquizar los activos de producción. Cuando los objetivos y estrategias de mantenimiento están definidos, existen un número importante de técnicas cualitativas y cuantitativas que nos ofrecen una base sistemática sobre la cual basar nuestras decisiones a la hora de clasificar los

activos productivos en base a la importancia de su función para la consecución de los objetivos del negocio (Fase 2). Muchas de las técnicas cuantitativas utilizan algún tipo de variación de un concepto clave en esta fase que es la evaluación probabilística del riesgo y la obtención del número/índice probabilístico de riesgo del activo (PRA/PRN). Los activos con índice mayor serán los primeros en ser analizados. En muchas ocasiones no existen datos históricos en base a los cuales obtener estos índices, pero la organización de mantenimiento puede necesitar algún tipo de evaluación sobre la cual basar la toma inicial de decisiones. En estos casos es posible utilizar técnicas de naturaleza más cualitativa para ir así garantizando niveles adecuados iniciales de efectividad en las operaciones de mantenimiento. Una vez que las prioridades de activos están establecidas, es necesario definir una estrategia clara de mantenimiento a aplicar a cada categoría de activo. Por supuesto, esta estrategia será ajustada con el paso del tiempo a partir de ese momento.

Fase 3. Herramientas para eliminar los puntos débiles en equipos/sistemas de alto impacto. En activos críticos, antes de pasar a desarrollar las acciones a incluir en nuestro planes de mantenimiento, es muy conveniente analizar posibles fallas repetitivas, crónicas, cuya frecuencia de aparición pueda incluso ser excesiva (Fase 3). Si somos capaces de encontrar, y eliminar si es posible, las causas de estas fallas podremos ofrecer un alto retorno inicial a la inversión en nuestro programa de gestión de mantenimiento. Entonces, nos será mucho más fácil acometer las fases sucesivas de análisis y diseño de planes de mantenimiento, que requieren de una importante inversión de tiempo y recursos. Existen diferentes métodos para realizar este análisis de puntos débiles en activos críticos, una de los más conocidos es el del análisis de causa raíz de fallas (Root Cause Failure



Analysis – RCFA). Este método consiste en una serie de acciones que son tomadas para encontrar la razón por la cual existe un determinado modo de falla y la forma de corregirla. Las causas por las cuales las fallas aparecen pueden clasificarse en físicas, humanas o latentes. La causa física es la razón por la que el activo falla, la explicación técnica del motivo por el cual el activo tuvo el problema o falló. La causa humana incluye los errores humanos (acción u omisión) que acaban dando lugar a causas físicas de falla. Finalmente, las causas latentes incluyen a todas aquellas deficiencias organizacionales y de gestión que hacen posible que aparezcan errores humanos y que no se corrijan con el paso del tiempo (fallas en sistemas y procedimientos). Las causas latentes de falla serán por lo general, nuestra mayor preocupación en esta etapa del proceso de gestión del mantenimiento.

- Fase 4. Soporte para la correcta definición de un plan adecuado de mantenimiento preventivo. El diseño del plan de mantenimiento preventivo para un determinado sistema (Fase 4) requiere la identificación de sus funciones y de la forma en que estas funciones dejan de cumplirse, además del establecimiento de una serie de tareas efectivas y eficientes de mantenimiento, basadas en consideraciones que tienen que ver con la seguridad y la economía de nuestro sistema. Un método formal para la consecución de este objetivo es el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (Reliability Centered Maintenance - RCM).

- Fase 5. Técnicas de optimización para la mejora de los programas de mantenimiento. La optimización de los planes y programas de mantenimiento (Fase 5) puede realizarse para mejorar la eficacia y eficiencia de las políticas de mantenimiento que resultan de un diseño inicial del plan y del programa de tareas. Los modelos a aplicar dependen, por lo general, del horizonte de

tiempo elegido para el análisis. De esta forma, los modelos con largo horizonte temporal se preocupan de aspectos relacionados con la capacidad de mantenimiento, el diseño del almacén de repuestos, o por ejemplo, los tiempos o intervalos más idóneos para realizar las tareas de mantenimiento. Los modelos de optimización a medio plazo pueden ocuparse, por ejemplo, de optimizar la secuencia de actividades a realizar en una parada importante de una planta, mientras que los modelos de mantenimiento cuyo horizonte temporal es de un más corto plazo se centran en la mejora de la asignación de recursos y en su control. Los enfoques de modelado, analíticos y empíricos, son muy diversos. La complejidad del problema es a menudo muy alta y fuerza a la consideración de ciertas suposiciones para simplificar la resolución analítica de los modelos, o a veces reducir las necesidades computacionales.

- Fase 6. Control y supervisión de las operaciones de mantenimiento. La ejecución de las actividades de mantenimiento — una vez diseñadas, planificadas y programadas tal y como se ha descrito en apartados anteriores — tiene que ser evaluada y las desviaciones controladas para perseguir continuamente los objetivos de negocio y los valores estipulados para KPIs de mantenimiento seleccionados por la organización (Fase 6). Muchos KPIs, son contruidos o se componen a partir de otra serie de indicadores técnicos y económicos de nivel más bajo. Por lo tanto, es muy importante asegurarse que la organización capture datos convenientes y que esto los datos son correctamente agregado/desagregados según el nivel requerido de análisis de operaciones de mantenimiento.

- Fase 7. Instrumentos para análisis de costos de ciclo de vida del activo y para su control. Un análisis de costos de ciclo de vida calcula el costo de un

activo durante su vida útil. El análisis de un activo típico podría incluir costos de planificación, investigación y desarrollo, producción, operación, mantenimiento y retirada del equipo. Los costos de adquisición del equipo (que incluyen investigación, diseño, prueba, producción y construcción) son por lo general obvios, pero el análisis de costos de ciclo de vida depende crucialmente de valores derivados de la confiabilidad. Por ejemplo del análisis de la tasa de fallas, del costo de las piezas de recambio, de los tiempos de reparación, de los costos de los componentes, etc. Un análisis de costos de ciclo de vida es importante para tomar decisiones sobre la adquisición de nuevos equipos (reemplazo o la nueva adquisición).

- Fase 8. Técnicas para la mejora continua del mantenimiento. La mejora continua de la gestión de mantenimiento (Fase 8) será posible utilizando técnicas y tecnologías emergentes en áreas que se consideren de alto impacto como resultados de los estudios realizados en fases anteriores de nuestro proceso de gestión. Por lo que respecta a la aplicación de nuevas tecnologías de mantenimiento, el concepto "e-maintenance" emerge promoviendo el beneficio de las nuevas tecnologías de la información y comunicación para crear entornos corporativos y distribuidos multi-usuario. "e-Maintenance" puede ser definido como un soporte de mantenimiento que incluye recursos, servicios y gestión necesarios para permitir la ejecución de un proceso proactivo de toma de decisiones en mantenimiento. Este soporte no sólo incluye tecnologías de Internet (ICT, Web-based, tether-free, wireless, infotronic technologies) sino también, actividades "e-maintenance" (operaciones y procesos) como los de "e-monitoring", "e-diagnosis", "e-prognosis"...etc. Además de nuevas tecnologías para el mantenimiento, la participación de la gente de mantenimiento dentro del proceso de mejora será

un factor crítico para el éxito. Desde luego, requerirán los niveles más altos de conocimiento, experiencia y educación (entrenamiento), pero al mismo tiempo, las técnicas simples que permitan el involucramiento de operadores en la realización de tareas de mantenimiento serán sumamente importantes para alcanzar los niveles más altos de calidad de mantenimiento y la eficacia total del equipo.

## **3.2 Gestión de Activos**

### **3.2.1 Aspectos Generales**

El esfuerzo de las empresas para mejorar el rendimiento de sus activos va más allá que el desarrollo de los sistemas para la gestión del mantenimiento, por el contrario, se trata de optimizar diferentes aspectos que tienen que ver con el ciclo de vida completo de dichos activos. Esta visión que incorpora la gestión del activo durante todo su ciclo de vida trae mucho beneficio para el mantenimiento del mismo. Las actividades de prevención y corrección de fallas para la mejora de la seguridad de funcionamiento de los equipos se ven enormemente influenciadas por una gestión conjunta y oportuna de las etapas de diseño, construcción, montaje, operación, mantenimiento y reemplazo del equipo.

El Instituto de Gestión de Activos (IAM por sus siglas en inglés - Institute of Asset Management), ha sido uno de los principales creadores de este estándar. El IAM define la gestión de activos como *“el arte y la ciencia de tomar las decisiones correctas y optimizar los procesos de selección, mantenimiento, inspección y renovación de los activos”* (IAM, 2010). Además, menciona que un objetivo común es minimizar el costo de vida total de los

activos, pudiendo haber además otros factores críticos como el riesgo o la continuidad del negocio, los cuales deberán ser considerados objetivamente para la toma de decisiones.

### **3.2.2 Descripción General de la Norma de Gestión de Activos PAS 55**

La Norma PAS 55 es una especificación pública dirigida a optimizar la gestión de activos físicos e infraestructura. Los esfuerzos para concebirla inician en 1995 cuando un comité de gerentes, miembros del Instituto de Gestión de Activos y en el que se integraron una variedad de representantes de la industria, del gobierno y organismos regulatorios ingleses, se reúnen por primera vez para definir la dirección que tomaría esta norma. Su escritura, revisión y publicación, realizada a través del British Standards Institute (BSI) tomó 9 años. Publicada por primera vez en Abril del 2004, es hasta la fecha, la única propuesta de norma existente a nivel mundial para la gestión de activos empresariales. A partir del 2006, la propuesta de estándar PAS 55 ganó reconocimiento y se extendió su uso en la industria cuando la oficina regulatoria de gas y energía eléctrica del Reino Unido (UK Office of Gas and Electric Markets) recomendó su uso en las empresas públicas que integran su red de operaciones. Para el 2008 la mayoría de las empresas públicas de gas y electricidad de Reino Unido cumplían con los requerimientos de la propuesta de estándar PAS 55. Posteriormente esta tendencia llegó también a las áreas del transporte, de la gestión de empresas públicas, de la alimentación, de la industria farmacéutica, química, entre otras. También fuera de Reino Unido han aparecido cada vez más compañías certificadas por la propuesta de estándar PAS 55. En cuanto a su relevancia y aplicabilidad, es posible realizar la siguiente analogía: PAS 55 es a la gestión de activos lo que ISO 9001 es a

la gestión de la calidad o lo que ISO 14000 es a la gestión ambiental (Reyes-Picknell, 2007).

El estándar PAS 55 define la gestión de activos como *“las actividades y prácticas sistemáticas y controladas a través de las cuales una organización gestiona óptimamente sus activos, su desempeño asociado, sus riesgos y gastos a través de su ciclo de vida, con el objetivo de cumplir con el plan estratégico de la organización”* (PAS 55-1, 2004). PAS 55 puede ser aplicada a cualquier sector de negocios que gestione infraestructura física y es independiente de la función o tipo de activo. Algunos ejemplos de empresas donde ha sido aplicada exitosamente incluyen caminos, aeropuertos, trenes y complejos petroquímicos.

Basada en el ciclo de mejora continua de Deming de Planificar, Hacer, Revisar y Actuar, esta norma puede ser utilizada además para diversos fines: auto-evaluaciones, benchmarking, mejoras en la planificación, auditorías independientes, certificación, selección de contratistas, demostración de competencia, etc. Las organizaciones que han adoptado la propuesta de estándar PAS 55 han reportado mejoras significativas en cuestiones de costos y desempeño/servicio. PAS 55 provee clara evidencia de una adecuada gestión de activos a los clientes, inversores, reguladores y otras partes interesadas. Por ello además se usarse en empresas de servicios de diferentes países europeos, en Sudamérica también está siendo aplicada, como por ejemplo en Brasil, la empresa de generación AES Brasil ha certificado en PAS 55, quien recibió la certificación en PAS 55 por parte del instituto de Asset Management (IAM).

### 3.2.3 Modelo de Gestión de Activos Basado en Norma PAS 55

Conforme lo estipulado por el BSI, la propuesta de estándar PAS 55:2004 ha sido revisada por un panel internacional de organizaciones de diversos sectores, dando como resultado una actualización liberada en Diciembre del 2008, denominada PAS 55:2008. La versión del 2004 estuvo vigente hasta el 2010. Sin embargo el sentido general y requerimientos de la versión 2004 pueden servir como base para implementar la versión 2008. La propuesta estándar se compone de dos partes:

- PAS 55-1:2008.- especificaciones para la gestión óptima de activos físicos.
- PAS 55-2:2008.- guías para la aplicación de las especificaciones PAS 55-1:2008.

La nueva versión incluye la mayoría de elementos de la anterior, pero en diferente orden, con contenido enriquecido. La Figura 5 muestra los elementos en versión 2008.



Figura 5. Elementos del sistema de Gestión de Activos según PAS 55-1:2008

En la Tabla 2 aparece de forma condensada los elementos que integran la propuesta de estándar PAS 55, en su versión del 2008.

En total la nueva versión de la propuesta de estándar PAS 55: 2008, contiene 28 requerimientos. Se aprecia que la actualización de la propuesta de norma ahora tiene un orden de elementos más lógico (ya que está conforme al marco común: Planificar-Hacer-Verificar-Actuar); y además tiene más requerimientos que la hacen un poco más exigente. Sin embargo, la versión del 2004 también constituye de por sí una buena base para la implementación un sistema de gestión de activos.



<b>REQUERIMIENTOS DE LA NORMA PAS 55</b>
<b>4.1. REQUERIMIENTOS GENERALES DE LA PAS 55</b>
<b>4.2. POLÍTICA DE GESTIÓN DE ACTIVOS</b>
<b>4.3. ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE ACTIVOS, OBJETIVOS Y PLANES</b>
4.3.1. Estrategia de gestión de activos
4.3.2. Objetivos de la gestión de activos
4.3.3. Planes de gestión de activos
4.3.4. Planificación de contingencias
<b>4.4. HABILITADORES Y CONTROLES PARA LA GESTIÓN DE ACTIVOS</b>
4.4.1. Estructura, autoridad y responsabilidades
4.4.2. Subcontratación de las actividades de gestión de activos
4.4.3. Entrenamiento, toma de conciencia y competencias
4.4.4. Consulta, participación y comunicación
4.4.5. Sistema de documentación para la gestión de activos
4.4.6. Gestión de la información
4.4.7. Gestión de riesgos
4.4.7.1. Procesos de gestión de riesgos
4.4.7.2. Metodología de gestión de riesgos
4.4.7.3. Identificación y evaluación de riesgos
4.4.7.4. Uso y gestión de la información de riesgos de activos
4.4.8. Requerimientos legales y otros
4.4.9. Gestión del cambio
<b>4.5. IMPLEMENTACIÓN DE LOS PLANES DE GESTIÓN DE ACTIVOS</b>
4.5.1. Actividades de ciclo de vida
4.5.2. Herramientas, instalaciones y equipo
<b>4.6. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO Y MEJORA</b>
4.6.1. Desempeño y monitorización de la condición
4.6.2. Investigación de fallos, incidentes y no conformidades
4.6.3. Evaluación de la conformidad
4.6.4. Auditoría
4.6.5. Acciones de mejora
4.6.5.1. Acciones correctivas y preventivas
4.6.5.2. Mejora continua
4.6.6. Registros
4.6.7. Revisión de la gestión

Tabla 2. Elementos del PAS 55, en su versión del 2008

### 3.3 Integración de los Procesos de Mantenimiento con la Gestión de Activos

#### 3.3.1 Introducción al Proceso de Integración

Mientras que la ejecución de las actividades del mantenimiento es un proceso operativo, la gestión del mantenimiento es parte de la dirección de las operaciones y está orientada a la utilización más económica de los recursos, con la finalidad de conservar y/o restituir los equipos de producción a unas

condiciones que les permitan cumplir con una función determinada durante un periodo de tiempo determinado.

Para gestionar adecuadamente el mantenimiento es necesario incluirlo en el esquema general de la empresa y manejarlo en interacción con las demás funciones. El reto consiste entonces en integrar el mantenimiento dentro del sistema de gestión de activos de una empresa. De esta manera, alcanzada dicha integración, el mantenimiento recibirá la importancia merecida y se desarrollará como una función más de la organización: generando "productos" para satisfacer a los clientes internos, brindando información y datos útiles y contribuyendo al cumplimiento de los objetivos de la empresa. Así, nace en la década de los ochentas, el concepto de "sistema de gestión del mantenimiento", cuyas actividades estaban orientadas a obtener beneficios de negocio de la empresa, en vez de enfocarla como antiguamente: como un centro de costos.

A diferencia del enfoque tradicional del mantenimiento, que tiene como objeto de estudio al equipo únicamente durante su vida operacional, el modelo de optimización de gestión de activos (en inglés "Asset Management"), es una disciplina que surge a finales de los años 90 y que se enfoca en la toma de decisiones a través de todo el ciclo de vida del activo físico, desde su concepción, adquisición, montaje, utilización, mantenimiento y renovación o disposición final. Para esto, la gestión de activos conjunta conceptos y técnicas de diferentes ámbitos, tales como finanzas, ingeniería, tecnología, operaciones, etc.

En el 2004, como una respuesta a la necesidad del sector industrial de contar con un estándar para la aplicación de la gestión de activos, se crea en Inglaterra la propuesta de norma PAS 55 (Publicly Available Specification). Posteriormente en el año 2009, la organización ISO propone el desarrollo de un estándar de Gestión de Activos (inicialmente basado en la propuesta de norma PAS 55), conocido hoy en día como el estándar ISO 55000 (en proceso de desarrollo), estas propuestas de estándares se han convertido en la referencia internacional en el área de gestión de activos. La implementación de un sistema de gestión de activos, en correspondencia con los requerimientos de PAS 55, es un tema complejo. En esta sección describimos de forma general el modelo desarrollado por la propuesta del estándar PAS 55 y se propone un proceso de integración entre el modelo de gestión del mantenimiento propuesto en la sección anterior (Figuras 3 y 4) con el modelo de gestión de activos desarrollado por la propuesta de estándar PAS 55.

### **3.3.2 Integración del Modelo de Gestión del Mantenimiento dentro de un Proceso de Implementación de la Norma PAS 55**

Aunque no existen fórmulas simples para la implementación de un modelo integral de gestión de activos, ni reglas fijas o inmutables con validez y aplicabilidad para todos los activos de producción, un número importante de los 28 requerimientos exigidos por la propuesta de norma PAS 55, versión 2008, pueden ser cubiertos con el modelo integral de gestión de mantenimiento propuesto en este informe. Compuesto por ocho fases, en él se describen acciones concretas a seguir en diferentes pasos del proceso de gestión de mantenimiento de activos (y por lo tanto del proceso de gestión de activos). Como hemos visto en la sección anterior, se trata de un modelo

dinámico, secuencial y en lazo cerrado que intenta caracterizar de forma precisa el curso de acción a llevar a cabo para asegurar la eficacia, eficiencia

REQUERIMIENTOS DE LA NORMA PAS 55	INTEGRACIÓN DE LAS FASES DEL MGM PROPUESTO CON LA NORMA PAS 55
4.1. REQUERIMIENTOS GENERALES DE LA PAS 55	Fase 1. Propone el uso del cuadro de mando integral (Balanced Scorecard - BSC), propuesto por Kaplan y Norton, modelo que traduce la misión de una empresa o unidad de negocio y la estrategia, en un conjunto de objetivos y medidas cuantificables. Al aplicar el BSC las organizaciones consiguen:
4.2. POLÍTICA DE GESTIÓN DE ACTIVOS	1. Formular las políticas y estrategias para la operación y ejecución del mantenimiento de los activos a lo largo del ciclo de vida
4.3. ESTRATEGIA DE GESTIÓN DE ACTIVOS, OBJETIVOS Y PLANES	2. Poner en práctica las estrategias de mantenimiento y operación, las cuales se traducen en objetivos a corto, mediano y largo plazo.
4.3.1. Estrategia de gestión de activos	3. Desarrollar los planes de acción. Estos son los medios para conseguir llegar a los fines estipulados en los objetivos establecidos en el paso (2)
4.3.2. Objetivos de la gestión de activos	4. Revisar y auditar periódicamente el rendimiento de las estrategias implantadas.
4.3.3. Planes de gestión de activos	
4.3.4. Planificación de contingencias	
4.4. HABILITADORES Y CONTROLES PARA LA GESTIÓN DE ACTIVOS	El Modelo de Gestión del Mantenimiento no propone ninguna actividad específica para cumplir con los requerimientos de esta sección de la PAS 55
4.4.1. Estructura, autoridad y responsabilidades	
4.4.2. Subcontratación de las actividades de gestión de activos	
4.4.3. Entrenamiento, toma de conciencia y competencias	
4.4.4. Consulta, participación y comunicación	Fase 8. Propone la utilización de los sistemas de soporte informático (softwares de confiabilidad, etc.), con el fin de administrar y divulgar toda la documentación e información a ser generada por los diferentes activos en sus procesos de operación y mantenimiento. Los sistemas de información para la gestión de los activos son herramientas claves por su capacidad de dar soporte y facilitar la gestión, gracias a la transmisión y procesamiento de información en grandes velocidades y cantidades superando las propias fronteras de las empresas y fortaleciendo la convergencia entre sectores. La necesidad de una correcta implantación de los sistemas de soporte para la gestión de la información, es la base, para el desarrollo de programas para mejorar la confiabilidad, el mantenimiento y las operaciones
4.4.5. Sistema de documentación para la gestión de activos	
4.4.6. Gestión de la información	
4.4.7. Gestión de riesgos	Fase 2. Propone al inicio de un proceso de mejora, el desarrollo y la aplicación de modelos básicos de priorización de activos basados en el análisis del factor Riesgo (ejemplo: matriz cualitativa de riesgos y técnica AHP: Analytic Hierarchy Process, etc.)
4.4.7.1. Procesos de gestión de riesgos	Fase 3. Propone el uso de la metodología de Análisis Causa Raíz (RCA: Root Cause Analysis) para evaluar los eventos de fallas de mayor impacto, tomando como base para la definición de soluciones, el nivel de Riesgo provocado por los eventos de fallas a ser analizados
4.4.7.2. Metodología de gestión de riesgos	Fase 4. Propone el uso de la metodología Mantenimiento Centrado en Fiabilidad (RCM: Reliability Centered Maintenance), para optimizar los planes de mantenimiento y operación en función del nivel de Riesgo que generan los modos de fallas dentro del contexto operacional
4.4.7.3. Identificación y evaluación de riesgos	Fase 5. Propone la utilización de métodos de optimización a ser utilizados en la programación y asignación de recursos para mantenimiento y operaciones. Dentro de los métodos seleccionados se encuentran técnicas relacionadas con procesos de análisis de riesgos tales como: teoría de colas, simulación de Monte Carlo y técnicas probabilísticas de punto de pedido de inventarios
4.4.7.4. Uso y gestión de la información de riesgos de activos	Fase 6. Propone un proceso integral de evaluación probabilística de los indicadores de: Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad, Coste y Riesgo. Adicionalmente, en esta fase se explica un procedimiento que permite relacionar los indicadores fiabilidad y mantenibilidad, con decisiones de optimización en las áreas de mantenimiento y operación basadas en técnicas de análisis coste riesgo beneficio
4.4.8. Requerimientos legales y otros	Fase 1. Propone el uso del cuadro de mando integral (Balanced Scorecard - BSC) el cual tiene que ajustarse a todos los requerimientos legales del entorno operacional Fases 2. Propone el uso de modelos de priorización los cuales deben ajustarse a los requerimientos legales exigidos por el entorno del activo evaluado y a su vez ayudarán al cumplimiento de estos requerimientos Fases 3 y 4. Propone la aplicación de métodos de fiabilidad como el RCA y el RCM, los cuales deben ajustarse a todos los requerimientos legales exigidos por el entorno del activo evaluado y a su vez ayudarán al cumplimiento de estos requerimientos
4.4.9. Gestión del cambio	Fase 8. Propone establecer un proceso de mejora continua el cual debe ser capaz de registrar y ajustarse a los constantes cambios relacionados con técnicas y tecnologías emergentes en áreas que se consideren de alto impacto como resultados de los estudios realizados en las 8 fases anteriores del modelo de gestión de mantenimiento propuesto
4.5. IMPLEMENTACIÓN DE LOS PLANES DE GESTIÓN DE ACTIVOS	Fase 7. Propone un proceso de análisis de costes de ciclo de vida que permite optimizar la toma de decisiones asociadas a los procesos de diseño, selección, desarrollo y sustitución de los activos que conforman un sistema de producción. El proceso de ciclo de vida comienza con la definición de las diferentes tareas de producción para el diseño preliminar. Luego se desarrollan actividades tales como: plan de producción, trazado de planta, selección de equipos, definición de procesos de manufactura y otras actividades similares. Posteriormente, se considera la logística previa a la fase de diseño. Esta fase envuelve el desarrollo del soporte necesario para el diseño y las diferentes etapas de producción, el soporte a los posibles usuarios, el plan de mantenimiento previsto para el uso del activo y el proceso de desincorporación del activo
4.5.1. Actividades de ciclo de vida	
4.5.2. Herramientas, instalaciones y equipo	
4.6. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO Y MEJORA	Fase 1. Propone el uso del cuadro de mando integral (Balanced Scorecard - BSC) para medir inicialmente, indicadores de desempeño económico de la organización y posteriormente, integrarlo con indicadores técnicos de operación y mantenimiento. Adicionalmente, en esta fase 1, se propone el uso de auditorías de control y mejora continua entre las cuales se encuentran: MES (Maintenance Effectiveness Survey), MCEM (Matriz Cualitativa de Excelente en Mantenimiento), etc.
4.6.1. Desempeño y monitorización de la condición	Fases 3 y 4. Propone la aplicación de métodos de fiabilidad como el RCA y el RCM que permiten evaluar los modos de fallas y determinar sus causas. Estos métodos ayudan a determinar los incidentes y no conformidades, permiten evaluar las consecuencias que pueden generar los fallos a la seguridad, el ambiente y a las operaciones y adicionalmente, estas técnicas proponen procedimientos que ayudan a definir acciones de mejora y control: correctivas, preventivas, de rediseño y por condición
4.6.2. Investigación de fallos, incidentes y no conformidades	Fase 5. Propone la utilización de métodos de mejora continua a ser utilizados en la programación y asignación de recursos para mantenimiento y operaciones.
4.6.3. Evaluación de la conformidad	Fase 6. Propone un proceso integral de análisis de indicadores de desempeño y mejora (evaluación probabilística de los indicadores de: Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad, Coste y Riesgo)
4.6.4. Auditoría	Fase 7. Propone un proceso de análisis de costes de ciclo de vida que permite optimizar la toma de decisiones asociadas a los procesos de diseño, selección, desarrollo y sustitución de los activos que conforman un sistema de producción
4.6.5. Acciones de mejora	Fase 8. Propone establecer un proceso de mejora continua el cual debe ser capaz de revisar y evaluar de forma continua el desempeño técnico y económico de la organización
4.6.5.1. Acciones correctivas y preventivas	
4.6.5.2. Mejora continua	
4.6.6. Registros	Fases 3 y 4. Propone la aplicación de métodos de fiabilidad como el RCA y el RCM que permiten registrar de forma ordenada la información relacionada con los modos de fallas y las consecuencias que pueden generar los fallos a la seguridad, el ambiente y a las operaciones. Adicionalmente, estas técnicas proponen procedimientos que ayudan a registrar la información de los planes de mantenimiento y de las acciones de mejora y control: correctivas, preventivas, de rediseño y por condición Fase 5. Propone procedimientos de registro de la información a partir de métodos de mejora continua a ser utilizados en la programación y asignación de recursos para mantenimiento y operaciones Fase 6. Propone un proceso integral de captura y registro de información para el desarrollo de indicadores de desempeño y mejora (evaluación probabilística de los indicadores de: Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad, Coste y Riesgo)
4.6.7. Revisión de la gestión	Fase 1. Propone el uso del cuadro de mando integral (Balanced Scorecard - BSC) para medir y revisar los indicadores de desempeño económico de la organización y posteriormente, integrarlo con los indicadores técnicos de operación y mantenimiento (indicadores técnicos que se desarrollan en la Fase 6). Adicionalmente, en esta fase 1, se propone el uso de auditorías de control y mejora continua entre las cuales se encuentran: MES (Maintenance Effectiveness Survey), MCEM (Matriz Cualitativa de Excelente en Mantenimiento), etc. Fase 8. Propone el establecer un proceso de mejora continua el cual debe ser capaz de revisar y evaluar de forma continua el desempeño técnico y económico de la organización

Tabla 3. Relación entre las fases del modelo propuesto con el PAS 55

continua de la gestión de mantenimiento de activos.

En resumen, la Tabla 3 hace una relación entre las ocho fases del modelo propuesto y los puntos generales del PAS 55, de manera que se aprecia cómo la implementación gradual del modelo genérico cubre poco a poco los requerimientos de la propuesta de estándar PAS 55.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y CARACTERÍSTICAS DEL MANTENIMIENTO EN LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **4.1 Situación en el pasado**

La gestión del mantenimiento en la empresa de distribución de energía eléctrica analizada estaba orientada básicamente en un plan de mantenimiento preventivo a intervalos de tiempo fijos y con algunas actividades de inspecciones predictivas como la termografía, además de la inspección visual.

Todas estas actividades eran efectuadas a todos los equipos e instalaciones en forma similar, es decir, con la misma frecuencia e intervalos, sin considerar el entorno en el que se encontraban trabajando, ni la importancia, ni la condición del circuito.

El plan de mantenimiento preventivo consideraba solamente la limpieza en caliente de los aisladores de las instalaciones exteriores, a través del lavado a presión a distancia, mientras que para las instalaciones interiores no se tenía un plan de limpieza de los aisladores. Asimismo, no existía un plan de mantenimiento preventivo de los equipos principales de las subestaciones, como son: transformadores, interruptores y seccionadores.

Otra de las actividades que estaban definidas era el programa de poda de ramas de árboles, para evitar que dichas ramas se acerquen a las redes de media tensión y ocasionen la interrupción imprevista del circuito por falla a tierra.

Existía el programa de inspecciones visuales, al cual no se le daba la importancia adecuada y generalmente nunca se cumplía.

Baja esta forma de trabajo, la cantidad de fallas imprevistas en las instalaciones de media tensión eran altas, a tal punto que generalmente no se cumplían los pocos planes de mantenimiento preventivo (lavado de aisladores y poda), ni tampoco las inspecciones visuales ni las de termografía, debido que al ocurrir una interrupción imprevista con causa no ubicada, en forma reactiva se disponía los recursos para efectuarse casi de urgencia el lavado de los aisladores, la poda en caso sea necesario, y la inspección visual para detectar la causa real de la falla. Todos estos recursos empleados ante una interrupción con causa desconocida, distraen el desarrollo de los pocos planes preventivos y predictivos, haciendo que nunca se cumplan los planes pensados, haciendo que siempre se esté realizando un trabajo de “bombero”, premiándose incluso a aquellos que son mejores “bomberos”.

Esta forma de trabajo hacía que los presupuestos de gastos se acaben antes de finalizar el año, por lo que necesariamente tenían que dejarse de hacer o reducirse ciertas actividades de mantenimiento, tales como lavado en caliente, poda de árboles, inspecciones visuales, reducción de camionetas de inspección, etc., ocasionando más fallas imprevistas.

Al iniciar el siguiente año, se iniciaba con actividades pendientes de ejecutarse, los cuales al ejecutarse y tratar de recuperar el tiempo perdido, hacía que nuevamente se acaben los presupuestos antes de tiempo, cayendo nuevamente en un círculo vicioso de estar constantemente como “bombero apagando incendios”.

Las causas de fallas resultantes bajo esta forma de trabajo era principalmente la falta de limpieza en los aislamientos, el falso contacto, falta de poda, y las fallas por envejecimiento propio de las instalaciones y equipos, las cuales no son renovadas oportunamente.

Otra de las causas de las fallas que generalmente no se nota, pero que realmente ocasiona grandes interrupciones y que usa gran cantidad de recursos es la sobrecarga de los transformadores, debido a proyectos de atención a clientes sin efectuar las reformas necesarias para soportar estas nuevas cargas.

A los problemas mencionados anteriormente, que hacen que siempre falte el tiempo para efectuar las labores necesarias, se suma el problema del alto monto de ~~compensación~~ por calidad de suministro que se tiene que desembolsar por las interrupciones producidas (tanto programadas como imprevistas), es decir, cuando el alimentador llega a niveles altos de compensación, entonces generalmente se postergan todas las intervenciones programadas preventivas, para evitar cortes que incrementan tanto la frecuencia de interrupciones como también la duración acumulada de las interrupciones, salvo aquello que se tenga identificado como de alto riesgo para la seguridad de las personas.

## **4.2 Situación Actual**



La empresa viene trabajando bajo los principios de la Gestión de Activos, aplicando dichos conceptos pero sin establecer oficialmente el sistema. Es decir, se vienen aplicando herramientas de gestión del mantenimiento tales como BSC, AC, ACR y RCM en áreas de mantenimiento, sin formar parte de un sistema. Pero estas aplicaciones, generalmente son efectuadas por un grupo pequeño de personas y sólo en casos muy importantes, debido al desconocimiento y al escaso tiempo que existe disponible.

No existe una política de Gestión de Activos que comprometa a las diversas áreas de ingeniería, proyectos, mantenimiento y operaciones a velar por todo el ciclo de vida de las instalaciones.

Sin embargo, en el sector de mantenimiento media tensión se viene aplicando estas prácticas en forma aislada lográndose buenos resultados en la reducción de la frecuencia de fallas en los alimentadores más importantes, lo cual se traduce en la reducción de las compensaciones.

Agrupando los trabajos efectuados en este sector, mostramos el desarrollo del plan general de actividades enfocado en los principios de Gestión de Activos. El modelo genérico para la gestión del mantenimiento propuesto, consta de ocho bloques secuenciales de gestión, tal como lo presentado en la Figura 3.

Definición de Objetivos y Estrategia del Mantenimiento

Fijar activos prioritarios de acuerdo a su función

Intervención inmediata sobre los problemas de activos de alto impacto

Diseño de los planes de mantenimiento preventivo y recursos

- ● Optimización de los planes, programas y recursos del mantenimiento
- Ejecución, evaluación y control del mantenimiento
- Análisis del ciclo de vida y optimización del reemplazo
- Mejoramiento continuo y utilización de nuevas técnicas

Cada elemento es, un área de decisión clave para el mantenimiento de activos y la gestión del ciclo de vida. Dentro de cada uno de estos ámbitos de decisión podemos encontrar métodos y modelos que se pueden utilizar para ordenar y facilitar los procesos de toma de decisiones, algunos de los cuales se presentan en la Figura 4.

### **4.3 Perspectivas para el futuro**

Aunque en la actualidad, se cuenta con la interrogación remota de algunos relés en las salidas de los alimentadores (ubicados en las subestaciones transmisión SET), sin embargo, su uso no es óptimo y no está generalizado en este tipo de instalaciones a pesar de la importancia de dichas instalaciones. Tampoco está implementado en ninguna subestación de distribución, lo que obliga necesariamente a enviar al personal operador a las subestaciones con el objetivo de obtener la lectura de los relés para conocer el recorrido de la corriente de falla para tratar de localizar el tramo fallado. Siendo algunos circuitos muy importantes y por tanto la urgencia de reponer el servicio en caso de falla es alta, es necesario se instale nueva tecnología que permitan determinar rápidamente el tramo fallado y reponer servicio en el menor tiempo posible.

Asimismo, existen ya en el mercado, equipos de protección y monitoreo que contabilizan las corrientes de cortocircuito acumuladas que vienen soportando

los equipos, así como también la carga o sobrecarga soportada en su vida de trabajo, por lo que el diagnóstico y la estimación de su vida útil restante sería en línea, permitiéndonos prever las inversiones necesarias para la renovación oportuna, antes de una falla imprevista.

Respecto a la gestión de los cables de energía, subterráneos, ya se cuenta en el mercado con equipos de prueba y monitoreo de descargas parciales de la marca DOBLE Engineering Company, que no requieren de la necesidad de sacar la instalación fuera de servicio, lo cual bien aplicado en instalaciones muy importantes, empezando por los cables de alta tensión, minimizarán la ocurrencia de fallas imprevistas en este tipo de instalaciones, que son las que ocasionan mayor tiempo de atención de reparación por estar directamente enterradas.

Esta necesidad de mejora en las instalaciones y en la gestión de mantenimiento, forma parte de la mejora continua (Fase 8) no profundizada en este informe, pero que en un futuro será posible utilizando técnicas y tecnologías emergentes en áreas que se consideren de alto impacto como resultados de los estudios realizados en fases anteriores de nuestro proceso de gestión.

Por lo que respecta a la aplicación de nuevas tecnologías de mantenimiento, el concepto “e-maintenance” emerge promoviendo el beneficio de las nuevas tecnologías de la información y comunicación para crear entornos corporativos y distribuidos multiusuario. “E-Maintenance” puede ser definido como un soporte de mantenimiento que incluye recursos, servicios y gestión necesarios para permitir la ejecución de un proceso proactivo de toma de decisiones en

mantenimiento. Este soporte no sólo incluye tecnologías de Internet (i.e. ICT, Web-based, tether-free, wireless, infotronic technologies) sino también, actividades “e-maintenance” (operaciones y procesos) como los de “e-monitoring”, “e-diagnosis”, etc. Además de nuevas tecnologías para el mantenimiento, la participación de la gente de mantenimiento dentro del proceso de mejora será un factor crítico para el éxito. Desde luego, requerirán los niveles más altos de conocimiento, experiencia y educación (entrenamiento), pero al mismo tiempo, las técnicas simples que permitan el compromiso de operadores en la realización de tareas de mantenimiento serán sumamente importantes para alcanzar los niveles más altos de calidad de mantenimiento y la efectividad total del equipo.

## **CAPÍTULO V**

### **APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA**

#### **5.1 Fases Implementadas**

El modelo propuesto comprende ocho fases (Ver Figura 6), las cuales han sido desarrolladas en la empresa. Sin embargo se ha profundizado en las siete primeras fases, desarrollando ligeramente la última etapa a modo de propuesta. Los resultados son muy satisfactorios, generando grandes beneficios para la empresa, lo que demuestra que el enfoque inicial, la jerarquización de los activos, el análisis de las causas que generan interrupciones en estos activos y el desarrollo de los planes de mantenimiento optimizados, son el pilar para una efectiva (eficacia más eficiencia) gestión del mantenimiento. Con la determinación del riesgo de las instalaciones, se ayuda más a priorizar las actividades, haciendo más efectiva las decisiones. Asimismo, los compromisos de las áreas Diseño, Proyectos y Obras, para que los diseños sean confiables y mantenibles, tomando la opinión de Mantenimiento desde la etapa inicial del proyecto, y considerando los costos de confiabilidad en la evaluación económica para la adquisición de equipos, los beneficios son aún mayores.

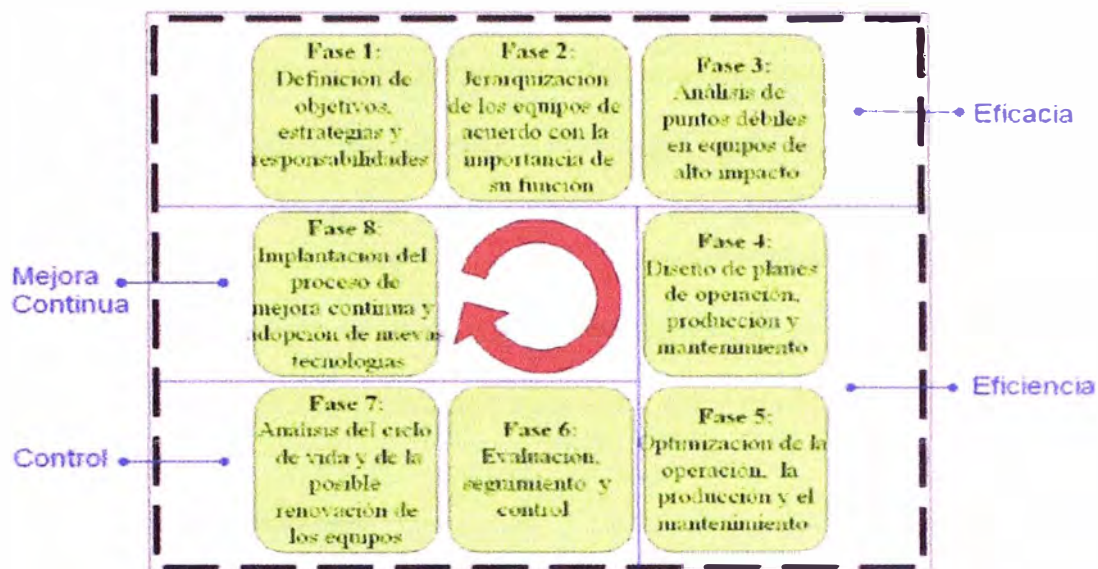


Figura 6. Fases Implementadas del Modelo de Gestión del Mantenimiento

## 5.2 Aplicación del Balanced Scorecard – BSC: Elaboración de Objetivos e Indicadores

Para determinar los objetivos e indicadores empleamos la metodología de planeamiento estratégico a través del análisis de fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas (Análisis FODA). Para ello, iniciamos tomando la declaración de visión, misión y valores de la empresa, para traducirla a los del mantenimiento.

### Visión de la Empresa:

*“Ser la empresa de energía más eficaz e innovadora, con los más altos estándares de seguridad de Latinoamérica”*

### Misión de la Empresa:

*“Somos una empresa de energía sólida y rentable, con acertadas inversiones y una prudente administración de costos y riesgo, que mejora la calidad de vida de nuestros clientes y que aumenta el valor para los accionistas.*

*Contamos con principios éticos y de responsabilidad social, fomentamos el desarrollo y el bienestar de nuestros empleados con el compromiso continuo de mantener la seguridad en nuestras operaciones y el respeto al medio ambiente.”*

Valores de la Empresa:

- Ética
- Respeto
- Excelente Desempeño
- Visión de Futuro
- Líder Responsable

Misión de Mantenimiento:

La misión del Dpto. Mantenimiento tiene que estar alineada a la misión de la empresa, por tanto, con base en este último, establecemos la siguiente declaración de misión:

“Buscar la más alta rentabilidad de nuestros accionistas, mediante el suministro de energía eléctrica en forma continua, con el adecuado uso de nuestros recursos, realizando trabajos en forma segura, con calidad, confiabilidad y cuidando el medio ambiente.”

**5.2.1 Análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas**

**(FODA)**

Con la colaboración del personal de mantenimiento, se determinan sus fortalezas y debilidades al interior del departamento, así como también las oportunidades y amenazas del entorno. La idea de elaborar esta matriz FODA conjuntamente con el personal, es hacerlos partícipes de las implementaciones, extraer el conocimiento de la realidad del sector y lograr el compromiso del desarrollo del análisis. De esta manera se logra la participación y motivación del personal, al sentirse considerados como parte de la solución de los problemas.

Posteriormente, se cruzan las fortalezas y debilidades con las oportunidades y amenazas y se determinan los objetivos estratégicos. El objetivo es aprovechar las fortalezas internas y las oportunidades del entorno para superar las debilidades y minimizar las consecuencias de las amenazas. Los resultados del análisis FODA se muestran en la Tabla 4.



## ANÁLISIS DE FORTALEZAS Y DEBILIDADES PARA DETERMINAR LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DEL DPTO. MANTENIMIENTO

		MEDIO AMBIENTE INTERNO Se pueden categorizar por: Administración y Organización, Operaciones, Finanzas y Otros	
		FORTALEZAS ¿Cuáles son aquellos cinco o siete aspectos donde usted cree que supera a sus principales competidores?	DEBILIDADES ¿Cuáles son aquellos cinco a siete aspectos donde usted cree que sus competidores lo superan?
<p><b>MATRIZ FODA</b></p> <p>* Buscar la más alta rentabilidad, mediante el suministro de energía eléctrica continua, con el adecuado uso de nuestros recursos, realizando trabajos en forma segura, con calidad, confiabilidad y cuidado al medio ambiente *</p>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Personal de alto conocimiento técnico</li> <li>2. Personal de alta experiencia enfocado a la seguridad</li> <li>3. Personal con alta experiencia en operación de equipos</li> <li>4. Alta capacidad para realizar trabajos en tiempos reducidos</li> <li>5. Programa de Prevención de Riesgos</li> <li>6. Se cuenta con información técnica de</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Falta sistema de control de gastos por equipo (control de OT, HH, Costos Mnto)</li> <li>2. Poca información histórica del mantenimiento</li> <li>3. No todo el personal tiene alto conocimiento técnico</li> <li>4. Desconocimiento de nuevas Técnicas predictivas</li> <li>5. Falta re-alimentación a Sistemas de B.Datos</li> <li>6. Falta de trabajo en equipo</li> <li>7. Exceso de tareas no relacionadas con mnto de Equipos</li> <li>8. Personal con poco conocimiento de Inglés Técnico</li> <li>9. Antigüedad del parque de equipos</li> </ol>
<p>MEDIO AMBIENTE EXTERNO</p> <p>Factores económicos, sociales o políticos, factores del producto o tecnológicos, factores demográficos, mercados y competencia, otros</p>	<p><b>OPORTUNIDADES</b></p> <p>¿Cuáles son las mejores oportunidades que tiene?</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ofrecimiento de dueños de implementar Asset Management</li> <li>2. Posibilidad de especialización en Técnicas de Mnto. especiales</li> <li>3. Implementación de filosofías de Mnto (RCM, TPM, RBI, ACR)</li> <li>4. Política de la empresa en mejora de SSMA.</li> </ol>	<p><b>ESTRATÉGIAS (FO)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Optimización de costos de mantenimiento (O1,O3,F1,F2,F3,F4,F5,F6)</li> <li>2. Capacitar, desarrollar e implementar Asset Mngmt (O1,F1,F2,F3,F6)</li> <li>3. Perfeccionar técnicas de mantenimiento (O2,F2,F3)</li> <li>4. Implementar TPM, RCM, etc. (O3,F1)</li> <li>5. Minimizar accidentes (O4,F2)</li> <li>6. Cumplimiento del PPR (O4,F5)</li> <li>7. Mejorar la continuidad del servicio eléctrico (O1,O3,F1,F3)</li> </ol>	<p><b>ESTRATÉGIAS (DO)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Implementación de sistema informático del mantenimiento (Inversión) (O1,D1)</li> <li>2. Mantener Sistemas de B.Datos actualizados SIT,PPR,SPO (O1,O3,D1,D2,D5)</li> <li>3. Desarrollar nuevas habilidades técnicas (O2,O3,D3,D4,D6,D8)</li> <li>4. Participar en Foros de Mnto. Predictivo, Confiabilidad, Doble (O1,O2,O3,D4)</li> <li>5. Mejorar la motivación del personal (O4,D6)</li> <li>6. Optimizar el programa de Inversiones (O1,D9)</li> <li>7. Desarrollar RCM (O1,O3,D2,D3,D7)</li> </ol>
	<p><b>AMENAZAS</b></p> <p>¿Cuáles son realmente las mayores amenazas que enfrenta en el</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sobrecarga de circuitos y transformadores por Proyectos</li> <li>2. Personal Contratista con poca experiencia</li> <li>3. Empresas similares cuentan con equipo de prueba modernos</li> <li>4. Obtención de resultados de análisis de gases en tiempo alto</li> <li>5. Fiscalización de Osinerg</li> <li>6. Construcción de instalaciones deficientes por Proyectos</li> <li>7. Exigencia para hacer de operadores</li> </ol>	<p><b>ESTRATÉGIAS (FA)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Optimización del mantenimiento (A1,F1,F3,F4)</li> <li>2. Capacitación y entrenamiento a Contratistas (A2,F2,F4,F5)</li> <li>3. Mejorar parque de equipos de diagnóstico y pruebas (Inversión) (A3,A4,F3,F4)</li> <li>4. Minimizar los accidentes en los trabajos (A2,F2,F5)</li> <li>5. Mejorar solución y atención de observaciones Osinerg (A5,F1,F2,F5)</li> <li>6. Mejorar inspección de nuevas construcciones proyectos (A6,F1,F2)</li> <li>7. Mejorar análisis y seguimiento de fallas (A7,F1,F2)</li> </ol>	<p><b>ESTRATÉGIAS (DA)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Optimizar y priorizar el programa de renovación de equipos por criticidad (A1,D9)</li> <li>2. Exigir contratistas capacitados y entrenados (A2,D3,D4,D7)</li> <li>3. Perfeccionar técnicas predictivas actuales (A3,A4,D3,D4,D9)</li> <li>4. Mejorar el estado de los equipos (O5,D8)</li> <li>5. Mejorar el registro de información histórica de los mantenimientos (A6,D1,D2,D4)</li> </ol>

Tabla 4. Matriz FODA del Dpto. Mantenimiento

Los objetivos estratégicos determinados en el análisis ODA, se agrupan y se clasifican en las cuatro perspectivas del Balanced Scorecard.

Asimismo se determinan indicadores para medir el avance en el cumplimiento de estos objetivos estratégicos. Los resultados se muestran en la Tabla 5.

PERSPECTIVAS	ITEM	OBJETIVOS ESTRATEGICOS	INDICADORES
APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO DEL PERSONAL	1	Capacitar y Desarrollar el Asset Management	Horas de Capacitación por persona
	2	Capacitar en RCM, etc.	Horas de Capacitación por persona
	3	Minimizar Accidentes	Accidentes registrables OSHA Accidentes con días perdidos OSHA Días perdidos OSHA Casos de DMS solucionados
	4	Desarrollar nuevas habilidades técnicas	Horas de Capacitación por persona
	5	Cumplir Programa Prevención de Riesgos	IP OP AST % Investigación Cuasiaccidente Autoevaluación SSMA
	6	Mejorar Capacitación al personal contratista	Horas de Capacitación por personal contratista
	7	Mejorar la Motivación del personal	Encuestas
PROCESOS INTERNOS	8	Optimizar el Mantenimiento	MP/(MP+MC) H.Extras por persona
	9	Mejorar seguimiento y análisis de fallas	Cantidad de ACR efectuados
	10	Mejorar proceso de atención observaciones Osinerg	% observaciones del Osinerg atendidas
	11	Mantener Sistemas B.Datos actualizados (SIT, PPR, SPO)	% de registros efectuados
	12	Mejorar inspección de nuevas instalaciones del Dpto. Proyectos	% de nuevas instalaciones inspeccionadas
CLIENTES	13	Mejorar la continuidad del Servicio	Energía Suministrada (MWh) DEK FEK Cantidad de Fallas Imprevistas
FINANZAS	14	Optimizar Costos de Mantenimiento	Total de Gastos (mil US\$) Nivel de Inventario de Repuestos Compensaciones mil US\$)
	15	Optimización de las Inversiones	Inversiones por reemplazo de activos (mil US\$)

Tabla 5. Identificación de Objetivos Estratégicos del Dpto. Mantenimiento

Una vez definidos los indicadores que medirán el desempeño en estos objetivos estratégicos, elaboramos el cuadro Balanced Scorecard

colocando los indicadores en las perspectivas Personas, Procesos Internos, Clientes y Finanzas. Para definir las metas, se tomaron los resultados de años anteriores.

Los BSC se revisan mes a mes y se toman acciones correctivas necesarias en caso se observen tendencias inadecuadas, de tal manera que se llegue a cumplir las metas al final del año. La Tabla 6 muestra un BSC de mantenimiento al mes de diciembre.

DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO DISTRIBUCION

BALANCED SCORECARD ACUMULADO A DICIEMBRE

APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO DEL PERSONAL Seguro, Motivado, Productivo					Semafización		CLIENTES Calidad del Servicio, Atención					Semafización	
Cod. Ind.	Meta	Meta Acum a DIC	Estado Acum. a DIC			Cod. Ind.	Meta	Meta Acum a DIC	Estado Acum. a DIC				
I01	40	40	31,0	●	100% 80%	I21	1,67	1,67	1,60	●	90% 100%		
I02	40	40	35,0	●	100% 80%	I22	0,56	0,56	0,51	●	90% 100%		
I03	1,05	1,05	0,78	●	80% 100%	I23	1200	1200	1114	●	90% 100%		
I04	0,87	0,87	0,30	●	80% 100%	I24	4400	4400	4410	●	100% 90%		
I05	16,5	16,5	1,79	●	80% 100%								
I06	90%	90%	85,0%	●	100% 90%								
I07	78,0	78,0	64,1	●	100% 80%								
I08	186	186	186	●	100% 95%								
I09	191	191	191	●	100% 85%								
I10	14	14	14	●	100% 95%								
I11	100%	100%	100%	●	100% 90%								
I12	100%	100%	100%	●	100% 90%								
I13	50	50	45	●	100% 80%								
I14	70%	70%	63%	●	100% 90%								
PROCESOS INTERNOS Confiables, Bajos Costos					Semafización		FINANZAS Alta Utilidad					Semafización	
Cod. Ind.	Meta	Meta Acum a DIC	Estado Acum. a DIC			Cod. Ind.	Meta	Meta Acum a DIC	Estado Acum. a DIC				
I15	75%	75%	72,0%	●	100% 80%	I25	6 000	6 000	6 500	●	80% 105%		
I16	24	24	22	●	100% 80%	I26	7 000	7 000	6 200	●	90% 100%		
I17	100%	100%	100%	●	100% 80%	I27	1 410	1 410	1 354	●	90% 100%		
I18	10%	10%	11%	●	100% 90%	I28	430	430	425	●	95% 100%		
I19	100%	100%	90%	●	100% 80%								
I20	48	48	50	●	80% 100%								

Tabla 6. BSC de Mantenimiento al mes de diciembre

### **5.3 Aplicación del Análisis de Criticidad: Priorización de Alimentadores**

Dentro de los principales indicadores que miden el éxito de la gestión del mantenimiento están la cantidad de interrupciones imprevistas (fallas) por año, así como la compensación acumulada tanto por las interrupciones imprevistas como por las interrupciones programadas en los circuitos (alimentadores).

Por tanto, las acciones de mantenimiento deben estar enfocadas principalmente en aquellos alimentadores que ocasionen altas compensaciones en caso de interrupciones imprevistas. Dichas compensaciones están directamente relacionadas con la cantidad de energía interrumpida, con la cantidad de interrupciones y la duración acumulada de las mismas.

Para determinar los alimentadores más importantes en los cuales se deberían enfocar las acciones de mantenimiento, usamos la metodología de comparación de pares, para lo cual usaremos las siguientes variables:

- Cantidad de salidas totales del último semestre,
- Compensación alcanzada en el último semestre,
- Compensación potencial con ocho horas de interrupción imprevista,
- Compensación potencial con 11 horas de interrupción imprevista,
- Cantidad de enlaces auxiliares para traslados de carga en caso de fallas,
- Longitud en km de red aérea con antigüedad mayor a 30 años,
- Afectación masiva o clientes importantes, y
- Distancia (lejanía) del alimentador.

Estas variables se comparan uno a uno para determinar sus pesos relativos (ver Tabla 7); pesos que se multiplicarán a los valores que tomen estas variables. Para efectos de uniformizar, se asignan puntajes del 1 al 10 para los valores que tomen estas variables (ver Tabla 8).

Importancia del alimentador	Cantidad Salida Total Sem 1	Compens Semest. 1	Potenc 8H	Potenc BT 11H	Nro auxiliares	km Red_aerea > 30años	Afectación masiva o clientes import.	Distancia	Suma	Multiplicadores
Cant. Salida Total Sem 1		1	1	1	5	1	1	10	20,0	15,4%
Compens Semest. 1	1		0,2	0,2	5	0,2	1	5	12,6	9,7%
Potenc 8H	1	5		5	5	1	1	10	28,0	21,5%
Potenc BT 11H	1	5	0,2		5	1	1	10	23,2	17,8%
Nro auxiliares	0,2	0,2	0,2	0,2		0,2	0,2	5	6,2	4,8%
km Red_aerea > 30años	1	5	1	1	5		1	5	19,0	14,6%
Afectac.masiva o clientes import.	1	1	1	1	5	1		10	20,0	15,4%
Distancia	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1		1,0	0,8%
	5,3	17,4	3,7	8,5	30,2	4,6	5,3	55,0	130,0	100,0%

Tabla 7. Matriz de Comparación de Pares para determinar Pesos Relativos

PUNTAJES DE LAS VARIABLES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cant. Salida Total Sem 1	0				1			2		3
Compens Semest. 1	1000		4000		8000		12000	14000	16000	18000
Potenc 8H	2300		10800		19000		25200	28800	32400	36000
Potenc BT 11H	2300		6900		11500		16100	18400	20700	23000
Nro auxiliares	12		10		4		2		1	0
km Red_aerea > 30años	0		6000		12000		18000	21000	24000	30000
Afectac.masiva o clientes import.	baja				media			alta		muy alta
Distancia	1		3		5		7	8	9	10

Tabla 8. Puntajes según valores de las variables

La Tabla 9 muestra a todos los alimentadores de media tensión de la empresa, ordenados en forma priorizada según el puntaje total resultante (ordenados en forma descendente). La tabla muestra los primeros 80 alimentadores de un total de 280.

El puntaje total de cada alimentador es el resultado de sumar todos los productos de los puntajes de cada variable (puntaje que depende del valor de la variable según la Tabla 8), multiplicado por los pesos relativos de cada variable (pesos provenientes de la matriz de comparación por pares para determinar la importancia del alimentador).

La Tabla 9 anterior muestra a los alimentadores ordenados de mayor a menor importancia (prioridad).

Por tanto, todas las actividades de mantenimiento tales como: inspección visual, inspección termográfica, lavado en caliente, poda de ramas de árboles, revisión de interruptores, mantenimiento de bóvedas, etc., deben ser priorizadas en el orden de jerarquía mostrado en la Tabla 9.

Asimismo, esta tabla sirve también para priorizar la atención de las emergencias en caso de fallas simultáneas, priorizando por aquellas que están ubicadas en la parte superior de la tabla, en los cuales se debe reponer el servicio a la brevedad posible, incluso con reparaciones provisionales de ser el caso; mientras que en los alimentadores ubicados en la parte inferior de la tabla, estos podrían esperar en ser atendidos en la reposición del servicio, por lo tanto, en estos de baja importancia, se tendría que hacer necesariamente epa acio es definitivas.

Priorización			Calidad Suministro 15%		10%		Producción 22%		Producción 18%		Reposición Alternativa 5%		Seguridad Humana 15%		Afectación Masiva o VIP 15%		Tiempo de Atención 1%		Ptje. Total
Item	SET	Allm	Cant. Salidas Total Sem 1	Ptje. Cant. Salidas Totales Semest. 1	Compens Semest. 1	Ptje. Compens Semest. 1	Potenc 8H	Ptje. Potenc 8H	Potenc 11H-10H	Ptje. Potenc 11H-10H	Nro auxiliares	Ptje. Nro auxiliares	km Red. aerea > 30años	Ptje. km Red. aerea > 30años	Afectación masiva o clientes import.	Ptje. Afectación masiva o clientes import.	Distancia	Ptje. Distancia	
1	L	UD2	2	8	3255	3	4.548	3	8.983	5	6	5	18631,00	8	alta	8	4	5	5,74
2	CH	CH03	1	5	5398	5	2.901	3	14.638	7	4	5	6064,00	5	alta	8	2	3	5,37
3	CH	CH08	1	5	2112	3	10.988	5	8.979	5	5	5	150,00	3	alta	8	2	3	4,96
4	SL	SL17	4	10	22940	10	7.157	3	10.760	5	6	5	1008,00	3	baja	1	2	3	4,90
5	BJ	BJ03	2	8	12947	8	1.392	1	4.897	3	8	5	1501,00	3	alta	8	7	7	4,72
6	ST	ST24	1	5	0	1	33.931	10	11.154	5	0	10	0,00	1	baja	1	1	1	4,70
7	U	UD1	1	5	11723	7	5.805	3	13.881	7	3	7	0,00	1	media	5	4	5	4,63
8	PR	PR24	0	1	0	1	35.082	10	11.571	7	2	7	5810,00	3	baja	1	4	5	4,62
9	SI	SI09	5	10	2382	3	3.325	3	13.253	7	3	7	0,00	1	baja	1	3	3	4,36
10	SA	SA13	2	8	8787	7	3.335	3	9.359	5	3	7	3520,00	3	baja	1	1	1	4,38
11	SJ	SJ02	2	8	18085	10	307	1	8.087	5	5	5	1609,00	3	baja	1	1	1	4,15
12	L	L21	1	5	0	1	24.797	7	8.205	5	0	10	0,00	1	baja	1	4	5	4,08
13	HP	HP22	0	1	3021	3	18.269	7	12.770	7	9	5	3335,00	3	baja	1	4	5	4,07
14	VM	VM02	2	8	15924	9	477	1	10.989	5	6	5	651,00	3	baja	1	2	3	4,06
15	BJ	BJ23	0	1	0	1	36.803	10	12.098	7	20	1	0,00	1	baja	1	7	7	4,06
16	SA	SA14	2	8	6076	5	7.745	1	12.792	7	9	5	2981,00	3	baja	1	1	1	4,02
17	CH	CH06	2	8	11229	7	5.789	3	9.467	5	8	5	0,00	1	baja	1	2	3	4,01
18	MO	MO11	0	1	1114	3	2.753	3	7.254	5	3	7	107,00	3	alta	8	2	3	4,01
19	MO	MO22	0	1	0	1	15.051	5	23.285	10	9	5	901,00	3	baja	1	2	3	3,97
20	Z	Z12	0	1	4	1	3.089	3	16.431	8	5	5	0,00	1	alta	8	2	3	3,96
21	SI	SI22	0	1	0	1	15.639	5	10.587	5	2	7	0,00	1	alta	8	3	3	3,95
22	PL	PL08	0	1	401	1	1.909	1	13.836	7	8	5	19569,00	8	media	5	6	7	3,95
23	U	UD4	0	1	25	1	2.393	3	13.650	7	2	7	0,00	1	alta	8	4	5	3,90
24	HP	HP21	0	1	308	1	27.825	8	9.459	5	2	7	177,00	3	baja	1	4	5	3,83
25	SI	SI11	0	1	0	1	6.666	3	7.298	5	2	7	0,00	1	muy alta	10	3	3	3,83
26	SC	SC21	0	1	14206	9	8.664	3	7.359	5	3	7	8388,00	5	baja	1	4	5	3,82
27	CH	CH04	0	1	2244	3	2.347	3	13.001	7	4	5	660,00	3	media	5	2	3	3,81
28	SJ	SJ09	1	5	3889	3	3.041	3	14.064	7	6	5	2227,00	3	baja	1	1	1	3,79
29	PL	PL05	0	1	0	1	5.271	3	8.636	5	5	5	41,00	3	alta	8	6	7	3,75
30	U	UD7	1	5	4621	5	2.348	3	15.065	7	5	5	0,00	1	baja	1	4	5	3,73
31	SC	SC11	0	1	12458	8	4.355	3	12.042	7	6	5	3050,00	3	baja	1	4	5	3,69
32	IG	IG15	3	10	12	1	8.017	3	5.432	3	4	5	1054,00	3	baja	1	2	3	3,67
33	SA	SA15	2	8	5354	5	787	1	10.009	5	7	5	2863,00	3	baja	1	1	1	3,66
34	PL	PL04	3	10	5043	5	233	1	6.640	3	4	5	1580,00	3	baja	1	6	7	3,66
35	C	C16	1	5	52	1	1.022	1	9.547	5	4	5	0,00	1	alta	8	4	5	3,63
36	C	C21	0	1	53	1	2.251	1	8.987	5	5	5	252,00	3	muy alta	10	4	5	3,61
37	SR	SR08	2	8	1124	3	14	1	630	1	1	9	13475,00	7	baja	1	4	5	3,56
38	PR	PR22	0	1	0	1	26.946	8	8.857	5	2	7	0,00	1	baja	1	4	5	3,54
39	IG	IG23	0	1	0	1	27.415	8	9.012	5	2	7	0,00	1	baja	1	2	3	3,52
40	SI	SI02	0	1	0	1	4.509	3	7.152	5	2	7	0,00	1	alta	8	3	3	3,52

Tabla 9. Priorización de Alimentadores de Media Tensión



Priorización			Calidad Suministro	15%	10%	Producción	22%	Producción	18%	Reposición Alternativa	5%	Seguridad Humana	15%	Afectación Masiva o VIP	15%	Tiempo de Atención	1%	Ptje. Total	
Item	SET	Alim	Cant Salida Total Sem 1	Ptje. Cant. Salidas Totales Semest. 1	Compens Semest. 1	Ptje. Compens Semest. 1	Potenc 8H	Ptje. Potenc 8H	Potenc 11H-10H	Ptje Potenc 11H-10H	Ptje. Potenc 8H	Ptje. Nro auxiliares	Ptje. Nro auxiliares	Ptje. km Red_aerea > 30años	Afectación masiva o clientes import	Ptje. Afectación masiva o clientes import.	Ptje. Distancia	Ptje. Total	
41	HP	HP04	0	1	404	1	18.826	7	8.472	5	5	5	1713,00	3	baja	1	4	5	3,52
42	IG	IG22	0	1	0	1	21.256	7	6.987	5	0	10	0,00	1	baja	1	2	3	3,45
43	C	C11	0	1	0	1	3.414	3	7.138	5	6	5	0,00	1	alta	8	4	5	3,44
44	A	A25	1	5	1758	3	7.067	3	8.102	5	6	5	41,00	3	baja	1	1	1	3,44
45	U	U22	1	5	10	1	2.385	3	12.499	7	3	7	0,00	1	baja	1	4	5	3,43
46	CH	CH22	0	1	16	1	17.924	5	12.191	7	6	5	560,00	3	baja	1	2	3	3,43
47	SI	SI08	0	1	0	1	4.827	3	10.984	5	4	5	0,00	1	alta	8	3	3	3,43
48	L	L22	0	1	0	1	22.106	7	7.266	5	1	9	0,00	1	baja	1	4	5	3,42
49	G	G09	0	1	0	1	1.217	1	7.677	5	3	7	0,00	1	muy alta	10	4	5	3,42
50	BJ	BJ22	0	1	70	1	7.565	3	4.310	3	6	5	956,00	3	alta	8	7	7	3,39
51	BJ	BJ02	0	1	923	1	3.026	3	3.022	3	8	5	1872,00	3	alta	8	7	7	3,39
52	PA	PA06	0	1	4050	5	2.637	3	14.528	7	9	5	4214,00	3	baja	1	2	3	3,39
53	VM	VM15	2	8	3276	3	647	1	10.190	5	10	3	676,00	3	baja	1	2	3	3,39
54	IG	IG13	2	8	0	1	9.105	3	5.435	3	6	5	389,00	3	baja	1	2	3	3,36
55	B	B04	0	1	3	1	4.615	3	6.894	3	7	5	125,00	3	alta	8	3	3	3,36
56	PR	PR23	0	1	0	1	23.368	7	7.703	5	2	7	0,00	1	baja	1	4	5	3,32
57	SC	SC22	0	1	0	1	23.838	7	8.287	5	2	7	0,00	1	baja	1	4	5	3,32
58	C	C05	0	1	0	1	985	1	10.894	5	7	6	0,00	1	muy alta	10	4	5	3,32
59	G	G06	0	1	0	1	-	1	9.507	5	6	5	0,00	1	muy alta	10	4	5	3,32
60	G	G07	0	1	0	1	1.131	1	8.697	5	7	6	0,00	1	muy alta	10	4	5	3,32
61	SU	SU03	2	8	1028	3	76	1	457	1	1	9	9516,00	5	baja	1	10	10	3,31
62	ST	ST12	0	1	0	1	3.638	3	12.977	7	7	6	6123,00	5	baja	1	1	1	3,28
63	NA	NA01	1	5	210	1	6.544	3	10.242	5	4	5	4403,00	3	baja	1	4	5	3,27
64	L	L04	1	5	287	1	4.127	3	8.619	5	4	5	4893,00	3	baja	1	4	5	3,27
65	G	G19	1	5	768	1	2.788	3	9.002	5	6	5	291,00	3	baja	1	4	5	3,27
66	SA	SA20	1	5	141	1	0	1	117.98	7	3	7	945,00	3	baja	1	1	1	3,26
67	SI	SI15	0	1	0	1	3.056	3	6.670	3	1	9	0,00	1	alta	8	3	3	3,26
68	A	A19	1	5	54	1	4.105	3	7.342	5	5	5	1782	3	baja	1	1	1	3,24
69	PL	PL06	0	1	572	1	4.806	3	16.274	8	7	5	5749,00	3	baja	1	6	7	3,21
70	MO	MO14	1	5	93	1	1.778	1	15.441	7	4	5	122,00	3	baja	1	2	3	3,18
71	Z	Z08	0	1	0	1	1.511	1	15.621	7	4	5	372,00	3	media	5	2	3	3,18
72	CL	CL12	1	5	6389	5	1.977	1	4.222	3	6	5	8993,00	5	baja	1	5	5	3,17
73	SU	SU01	1	5	2322	3	20	1	774	1	1	9	16239,00	7	baja	1	10	10	3,14
74	G	G14	1	5	1	1	3.914	3	3.672	3	1	9	3,00	3	baja	1	4	5	3,11
75	MO	MO13	0	1	55	1	3.537	3	12.575	7	3	7	106,00	3	baja	1	2	3	3,10
76	Z	Z18	0	1	0	1	205	1	10.466	5	3	7	0,00	1	alta	8	2	3	3,09
77	C	C15	0	1	0	1	6.323	3	5.457	3	6	6	0,00	1	alta	8	4	5	3,09
78	U	U21	1	5	1	1	3.985	3	8.201	5	3	7	0,00	1	baja	1	4	5	3,08
79	G	G18	1	5	815	1	3.082	3	8.955	5	3	7	0,00	1	baja	1	4	5	3,08
80	A	A20	0	1	12	1	11.778	5	7.076	5	7	5	3,00	3	baja	1	1	1	3,06

Tabla 9. Priorización de Alimentadores de Media Tensión. (Continuación)

## 5.4 Aplicación del Análisis de Causa Raíz - ACR

Para evitar o minimizar interrupciones imprevistas en los alimentadores más importantes de la lista priorizada anterior, se tiene que determinar las causas de las fallas y tomar las acciones necesarias para solucionarlas. Pero si queremos realmente evitar la recurrencia de estas fallas, tenemos que determinar la causa latente, la causa más profunda y solucionarla, de lo contrario estaremos tomando acciones para solucionar solo los síntomas. Para ello empleamos la metodología del análisis de causa raíz (ACR).

A continuación mostramos algunos ACR efectuados en algunos de los alimentadores más importantes.

### **CASO 1: Falla en empalme MT tipo ultrarrápido recientemente montado.**

Ver Figura 7.

#### Problema:

Interrupción imprevista por falla de empalme tipo ultrarrápido termocontraíble en cable subterráneo N2XSY de 22,9kV. Empalme con poca antigüedad.

#### Raíz Física:

Luego de localizar el punto de falla y llegar al empalme mismo, se observó descarga en la parte interna del cuerpo del empalme ultrarrápido de marca Raychem.

## ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ FALLA EN EMPALME MT ULTRARRÁPIDO RECIENTEMENTE EFECTUADO EN HP04

FECHA: 04/02/2012

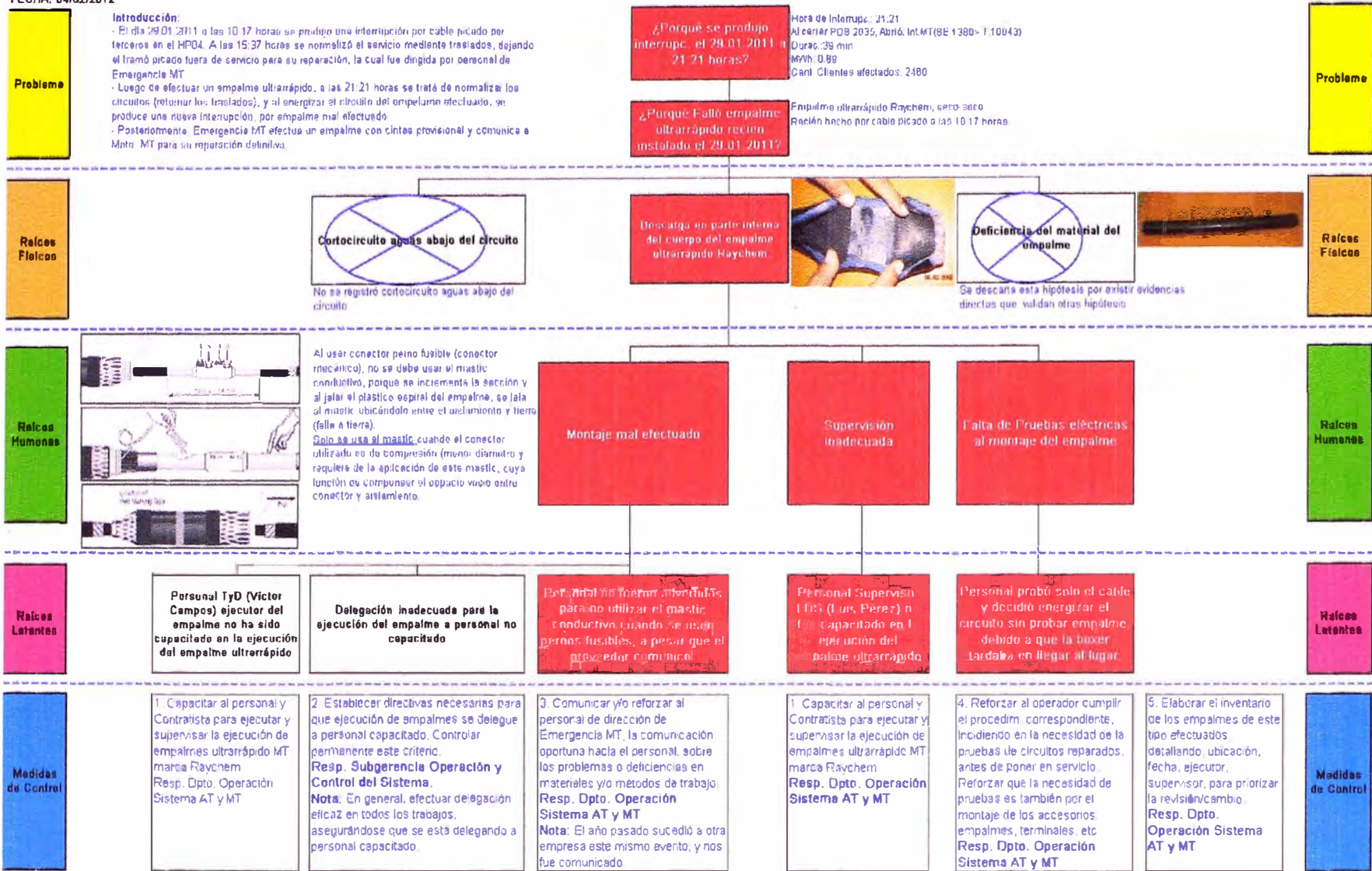


Figura 7. ACR de falla en empalme ultrarrápido de Media Tensión

### Raíz Humana:

Al seguir cuestionándonos por qué se produjo esta descarga, encontramos las causas relacionadas con el factor humano, tales como, montaje mal efectuado, supervisión inadecuada y falta de pruebas eléctricas después del montaje del empalme el cual hubiera detectado el mal montaje.

### Raíz Latente (Causa Raíz):

La mayoría de empresas actúan ante las causas físicas, mientras que en algunas, la mayor profundidad de análisis es al nivel de las causas humanas, y terminan castigando y sancionando al personal, sin corregir realmente el origen de los problemas.

En nuestro caso, llegamos un nivel más abajo, hasta la raíz latente, volviéndonos a preguntar por qué se hizo mal montaje, por qué la supervisión no detectó el montaje y por que no se hicieron las pruebas eléctricas. Las respuestas encontradas fueron: Falta de capacitación del empalmador y supervisor de la nueva tecnología del empalme, delegación inadecuada a un empalmador no capacitado, incumplimiento del procedimiento de pruebas eléctricas por falta de tiempo.

### Medidas de Control Recomendadas:

1. Capacitar al personal de la empresa y contratistas en la ejecución y supervisión de empalmes ultrarrápidos MT marca Raychem.

Responsable: Dpto. Operación Sistema AT y MT

2. Establecer las directivas necesarias para que la ejecución de los empalmes sea delegado a personal capacitado. La empresa debe controlar permanentemente este criterio.

Responsable: Subgerencia Operación y Control del Sistema.

Nota: En general, se debe efectuar una delegación eficaz en todos los trabajos, es decir, asegurarse que se está delegando a quien está capacitado.

3. Reforzar al personal operador en el cumplimiento del procedimiento de pruebas de cables, incidiendo en la necesidad de la pruebas de los circuitos reparados, antes de ponerse en servicio.

Reforzar que la necesidad de pruebas es también por el montaje de los accesorios: empalmes, terminales, etc.

Responsable: Dpto. Operación Sistema AT y MT

4. Elaborar el inventario de los empalmes de este tipo efectuados, detallando, ubicación, fecha, ejecutor, supervisor, para priorizar la revisión/cambio.

Responsable: Dpto. Operación Sistema AT y MT

## **CASO 2: Cable subterráneo de 22,9kV quemado**

Ver Figura 8

### Problema:

Interrupción imprevista de larga duración por cable subterráneo N2XSY de 22,9kV. Cable con poca antigüedad.

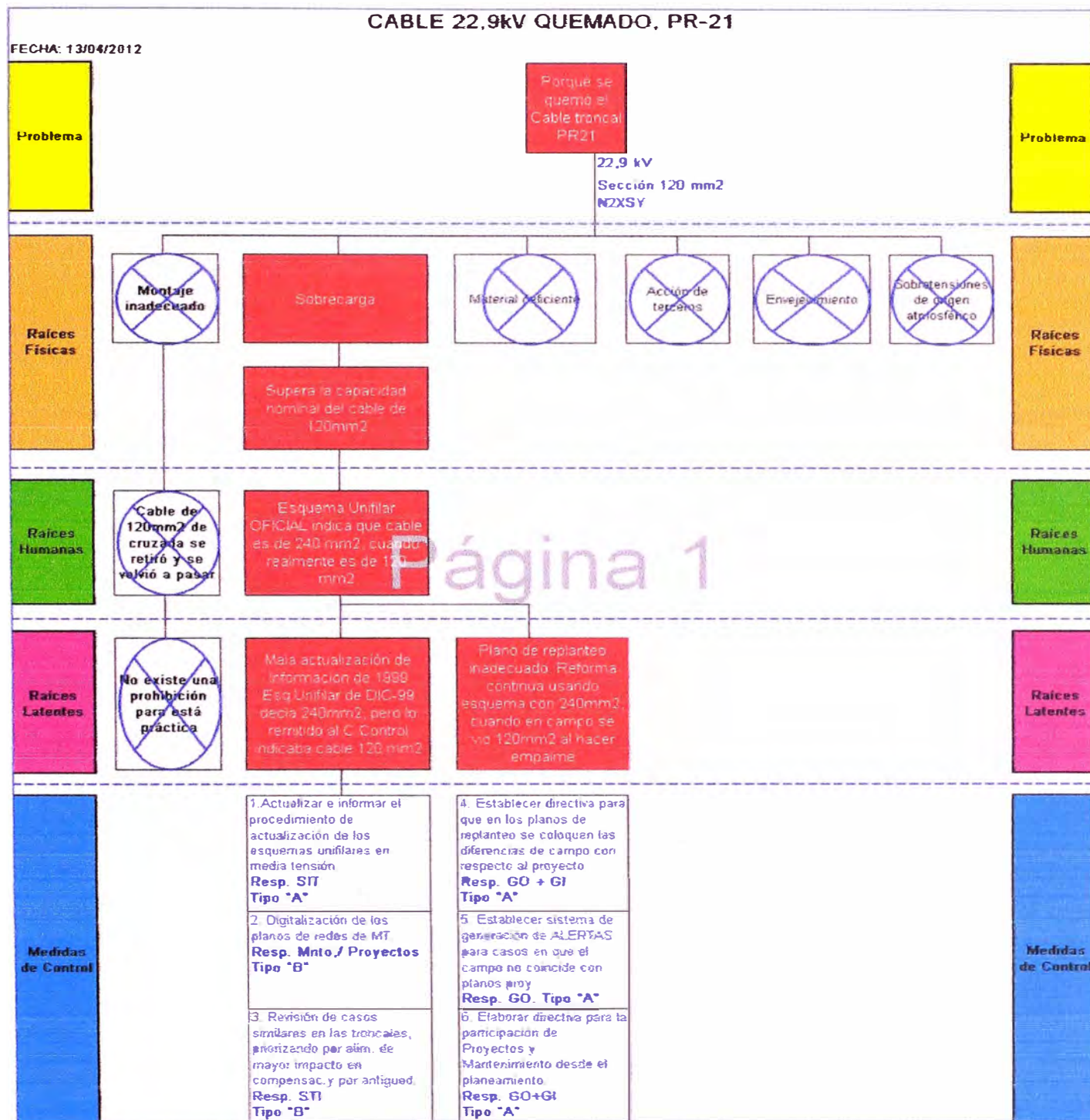


Figura 8. ACR de falla en cable N2XSY de 22,9 kV

### Raíz Física:

Luego de efectuar la zanja para ubicar el cable se observó un tramo largo del cable quemado, lo cual impedía reponer pronto el servicio eléctrico por tener que cambiarse todo el tramo fallado. El hecho de quemarse todo el tramo descartaba

las hipótesis de falla puntual por defectos en la fabricación y deficiencia en el montaje, reforzando por el contrario la hipótesis de sobrecarga de corriente en dicho cable, el cual se verificó al encontrarse que la sección del cable quemado era menor a la sección que figuraba en los esquemas unificares.

#### Raíz Humana:

Al seguir cuestionándonos por qué se produjo esta sobrecarga, encontramos que en los esquemas unifilares oficiales de la empresa se indicaba que la sección del cable era de 240 mm<sup>2</sup>, sin embargo se encontró que realmente el cable quemado era de 120 mm<sup>2</sup> de sección.

#### Raíz Latente (Causa Raíz):

Al volvernos a preguntar por qué se produjo este error en el esquema unifilar, las respuestas encontradas fueron:

Actualización de la Información del año 1999 inadecuada, ya que el esquema unifilar de DIC-99 decía 240mm<sup>2</sup>, pero la información remitida al Centro de Control indicaba cable 120 mm<sup>2</sup>.

Plano de replanteo del contratista inadecuado. Posterior a DIC-99, se hizo una reforma y se continuó usando el esquema con 240 mm<sup>2</sup>, cuando en campo se vio 120mm<sup>2</sup> al hacer empalme. Esto tampoco fue reportado al centro de control.

#### Medidas de Control Recomendadas:

1. Actualizar e informar el procedimiento de actualización de los esquemas unifilares en media tensión.

Responsable: Área Sistema de Información Técnica

2. Digitalización de los planos de redes de MT.

Responsable: Dpto. Mantenimiento y Dpto. Proyectos

3. Revisión de casos similares en las troncales, priorizando por los alimentadores de mayor impacto en compensación, y por antigüedad.

Responsable: Área Sistema de Información Técnica

4. Establecer directiva para que en los planos de replanteo se coloquen las diferencias de campo con respecto al proyecto.

Responsable: Gerencia de Operaciones y Gerencia de Ingeniería

5. Establecer sistema de generación de ALERTAS para casos en que el campo no coincide con planos proyectos.

Responsable: Gerencia de Operaciones

6. Elaborar directiva para la participación de Proyectos y Mantenimiento desde el planeamiento

Responsable: Gerencia de Operaciones y Gerencia de Ingeniería

Además del análisis de las fallas de los alimentadores más importantes, también mostramos el análisis de algunas de las pocas fallas producidas en instalaciones de alta tensión (AT) de los SETs, los cuales tienen incluso mayor impacto en caso de falla.

**CASO 3: Apertura con carga del seccionador de 60 kV del transformador de 220/60 kV**

Ver Figura 9.



# APERTURA CON CARGA DEL SECCIONADOR II 60 kV DEL TRANSFORMADOR II 220/60 kV EN SET

FECHA: 17/08/2012

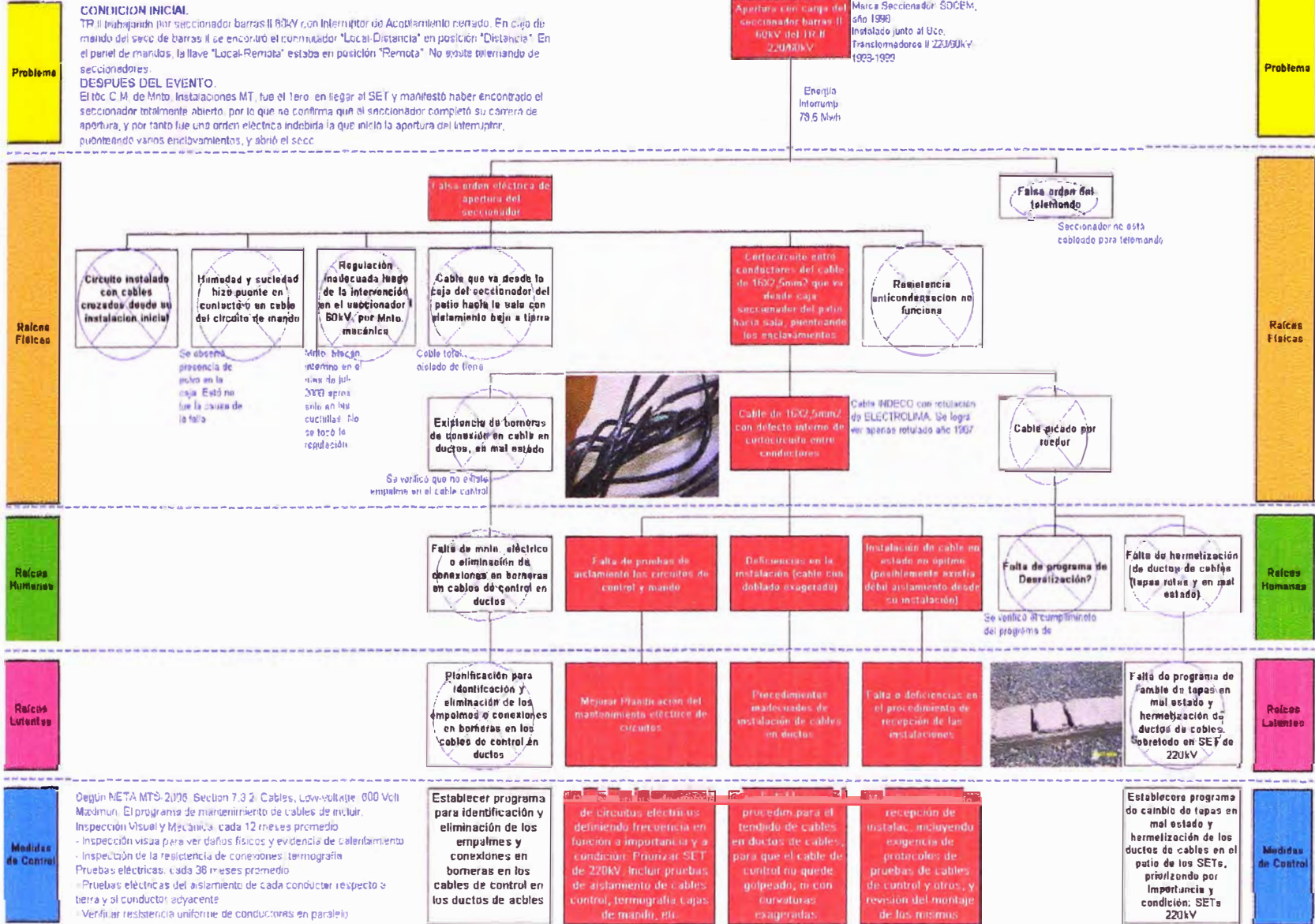


Figura 9. ACR de Apertura con carga de Seccionador de 60kV en SET

### Problema:

Interrupción imprevista por apertura con carga del seccionador barras II 60kV del TR.II 220/60kV. Luego de la interrupción, el 1ero. en llegar al SET manifestó haber encontrado el seccionador totalmente abierto, por lo que se confirma que el seccionador completó su carrera de apertura, y por tanto fue una orden eléctrica indebida la que inició la apertura del interruptor, puenteando varios enclavamientos, y abrió el seccionador con carga.

### Raíz Física:

Se observó que la falsa orden eléctrica de apertura del seccionador se produjo por un cortocircuito entre conductores del cable de control de 16x2,5 mm<sup>2</sup> que va desde la caja del seccionador del patio hacia la sala de mandos, puenteando los enclavamientos. Cable Indeco del año 1987.

### Raíz Humana:

Al seguir cuestionándonos encontramos las siguientes causas: Falta de pruebas de aislamiento los circuitos de control y mando, Deficiencias en la instalación (cable con doblado exagerado), Instalación de cable en estado no óptimo (posiblemente existía débil aislamiento desde su instalación).

### Raíz Latente (Causa Raíz):

Al volvernos a preguntar por qué no se detectó este problema del cable de control, las respuestas encontradas fueron:

Deficiencia en la planificación del mantenimiento eléctrico de circuitos.

Procedimientos inadecuados de instalación de cables en ductos.

## Deficiencias en el procedimiento de recepción de las instalaciones

### Medidas de Control Recomendadas:

1. Revisar programa de mantenimiento de circuitos eléctricos definiendo la frecuencia en función a la importancia y a la condición de los circuitos. Priorizar los SE de 220kV. Incluir las pruebas de aislamiento de los conductores de cables control, termografía de cajas de mando, etc.

Responsable: Dpto. Mantenimiento Eléctrico

*Según NETA MTS-2005, Section 7.3.2: Cables, Low-voltage, 600 Volt Maximun, El programa de mantenimiento de cables de incluir:*

- *Inspección Visual y Mecánica: cada 12 meses promedio*
- *Inspección visual para ver daños físicos y evidencia de calentamiento*
- *Inspección de la resistencia de conexiones: termografía*

*Pruebas eléctricas: cada 36 meses promedio.*

- *Pruebas eléctricas del aislamiento de cada conductor respecto a tierra y al conductor adyacente*
  - *Verificar resistencia uniforme de conductores en paralelo.*
2. Establecer procedimientos para el tendido de conductores en ductos de cables, de tal manera que el cable de control no quede torcido, golpeado, ni con curvaturas exageradas.

Responsable: Dpto. Mantenimiento Eléctrico

3. Mejorar proceso de recepción de instalaciones incluyendo exigencia de protocolos de pruebas de cables de control y otros, así como la revisión del montaje e instalación de los mismos.

Responsable: Dpto. Mantenimiento Eléctrico

## **5.5 Aplicación del RCM**

### **5.5.1 RCM en Interruptores de Potencia**

El interruptor de potencia, es uno de los principales equipos componente de los alimentadores de la empresa, el cual sirve para interrumpir los circuitos en caso de falla, y que también es constantemente operado por personal de maniobras (operaciones) en caso de maniobras programadas, o en maniobras de normalización de los circuitos en caso de interrupciones imprevistas.

Dado la importancia de estos equipos y por la constante exposición del personal de maniobras frente a estos, elegimos al activo interruptor como ejemplo para el desarrollo del RCM, el cual servirá para determinar las actividades necesarias para mantener la confiabilidad del mismo. Estas actividades serán ejecutadas en los alimentadores priorizados.

La principal herramienta de la técnica RCM es el análisis de modos y efectos de fallas, por ello presentaremos el desarrollo de la tabla del AMEF, al cual le incluiremos las consecuencias de fallas, el cual servirá para efectos de priorizar las actividades.

El AMEF efectuado en interruptores considera todos los tipos de interruptores usados en la empresa, los cuales son: con extinción en aceite, en SF<sub>6</sub> y en vacío.

La Tabla 10 muestra el desarrollo del AMEF para interruptores.

Modo de Falla	Efecto de Falla	Causa de Falla	Característica de Falla	Opciones de Monitorización
Interrupción falla ante la orden de abrir *	Interrupción no abre el circuito para interrumpir la corriente	Bobina de disparo abierta o en cortocircuito	Falla de repente sin indicación avanzada	Controle la continuidad bobina de disparo o la impedancia
		Lubricación inapropiada o inadecuada del pestillo o mecanismo de disparo	Tiempo de operación del pestillo de disparo puede aumentar con el tiempo.  Energía de pestillo de disparo puede aumentar con el tiempo.	Monitorear la energía consumida por la bobina de disparo o caída de corriente y tensión durante el tiempo de operación del interruptor, o monitorear el tiempo para operar del interruptor.
		Pérdida de energía almacenada para interrumpir debido a fugas, deslizamientos y roturas	Mecanismos actuadores - neumáticos e hidráulicos - generalmente pierden energía durante al menos varios minutos.  Mecanismos de resorte de repente puede fallar o pueden tener menos pérdida repentina de energía.	Controle la presión de la energía acumulada o la posición de los resortes de almacenamiento de energía.
		Fallo en el circuito de control	Los circuitos de control generalmente fallan repentinamente. Contactos auxiliares suelen cambiar la relación con los contactos principales, poco a poco, sin embargo, también pueden fallar repentinamente	Monitoree continuidad y voltaje de CC del circuito de control en el interruptor.  Monitoree corriente de bobina de disparo y el tiempo del contacto auxiliar.  Pruebas de aislamiento Periódico
		Operación del interruptor bloqueado	Bloqueo legítimo causado por la pérdida de la función del interruptor.  Bloqueo incorrecto causado por el monitoreo o alarma de fallo, ajustes incorrectos, o iniciación de operación de transductores.	Autosupervisión y autoalarma del esquema de monitoreo.  Tendencia de los parámetros monitoreados.
		Falla mecanismo de enlace entre mecanismo de operación y los polos interruptores	Generalmente los enlaces, o bien salen fuera del ajuste al pasar un número de operaciones, o se rompa de repente durante una operación.	Monitorear interrupción de la corriente principal durante el cambio de estado del mecanismo de operación.  Monitorear secuencia de tiempo entre el mecanismo de operación y la interrupción.
		Desgaste de la superficie del pestillo de disparo, rodamientos deteriorados o deformación de superficies planas del pestillo de disparo.	Tiempo de operación del pestillo de disparo puede aumentar con el tiempo  Energía del pestillo de disparo puede aumentar en el tiempo.	Monitoreo de la energía de la bobina de disparo (caída de tensión y corriente) y el tiempo del interruptor para operar.
		Gabinete del mecanismo debajo de la temperatura requerida.	Probable disminución de la temperatura durante varias horas	Controle la temperatura del mecanismo o la corriente de calefacción del mecanismo y la temperatura ambiente.
Fallo en el circuito externo, incluyendo el cableado, baterías y dispositivos de protección	Poco a poco con el tiempo o fall sólo aparente con intento de operación	Monitoreo del voltaje de la estación de batería en el interruptor, la continuidad del circuito de disparo, auto-supervisión de los dispositivos electrónicos de protección principal y de respaldo		

Tabla 10. RCM - FMEA de Interruptores de Potencia

Modo de Falla	Efecto de Falla	Causa de Falla	Característica de Falla	Opciones de Monitorización
Interruptor abre pero no se mantiene abierto	El interruptor se abre y luego se cierra de nuevo	Falla del mecanismo, pérdida de energía para "mantener abierto" (por ejemplo, la pérdida de presión de aire en el chorro de aire que requiere el interruptor para mantener contactos abiertos)	Falla gradual de relé temporizador X o Y resultando en súbito "bombeo" del interruptor	Monitorear mecanismo de posición y contactos auxiliares con respecto al flujo de corriente y la señal de apertura.
	El interruptor se abre y se cierra en varias ocasiones y se abre	Falla del esquema antibombeo	Usualmente falla como parte de la operación de apertura. Puede no fallar con cada operación de apertura.	Monitorear el número de operaciones a lo largo de período de tiempo. Monitorear relé temporizadores X e Y
El interruptor abre pero falla al interrumpir.	Corriente de falla o de carga no es interrumpida, y el interruptor tiene una falla mayor.	Contaminación del aceite	Poco a poco el tiempo	Aceite dieléctrico
		Baja presión o densidad del gas (aire o SF <sub>6</sub> )	Poco a poco el tiempo	Presión o densidad de gas adecuada para la temperatura ambiente.
		Pérdida de vacío	Instantánea o gradual	Prueba periódica de sobretensión para integridad del vacío.
		Apertura insuficiente de los contactos	Instantánea o gradual	Controlar el recorrido del contacto
		Falla en cámara de corte	Falla mecánica lenta o repentina, falla del calentador, contaminación, o falla en la conexión.	Inspección visual, monitoreo de descargas parciales, monitorear el calentador o la temperatura
		Falla del soplador (puffer)	Lenta o repentina	
		Falla mecánica	Lenta o repentina	Monitorear la posición del mecanismo y contactos auxiliares con respecto al flujo de corriente y la señal de apertura
Aplicación incorrecta u otra situación más allá de la capacidad de disyuntor	El desarrollo del sistema cambia generalmente con la reconfiguración del sistema o nuevo servicio de conmutación.  Interrupción en condiciones de aplicación inapropiado del sistema.	Supervisar la condición y nivel de falla del sistema, sobre todo durante la interrupción en cortocircuito y funcionamiento del interruptor.  Revisión periódica de los niveles de falla del sistema.  Registro de perturbaciones del sistema (incluye oscilogramas y registros digitales de falla)		

Tabla 10. RCM - FMEA de Interruptores de Potencia. (Continuación).

Modo de Falla	Efecto de Falla	Causa de Falla	Característica de Falla	Opciones de Monitorización
Abre pero no logra mantener abierto el contacto de aislamiento	Interrupción falla para proporcionar aislamiento dieléctrico de contactos requerido inmediatamente después de operación de apertura	Pérdida del vacío	Instantánea o gradual	Prueba de sobretensión periódica para integridad del vacío.
		Mecanismo no recorre la distancia completa	Fuera de ajuste debido a operaciones excesivas, o bien, a atascos y roturas repentinas	Indicación de recorrido completo
		Pérdida de presión de gas	Instantánea o gradual	Monitore la presión de gas
		Demasiadas operaciones en un periodo de tiempo	Poco a poco con el tiempo	Monitorear el número de operaciones a lo largo de período de tiempo
		Esfuerzo dieléctrico exceda la capacidad del interruptor	-	Monitorear condiciones de voltaje del sistema, especialmente durante interrupciones de cortocircuito y operación del interruptor.
		Rayo	-	-
Abre sin mando	Circuito se interrumpe involuntariamente con posibles problemas de seguridad y daños económicos	Pestillo de disparo no seguro	Poco a poco con el tiempo	Cambio en la corriente con el tiempo o cambio en la velocidad de viaje
		Desvío de corriente en el circuito de disparo (por ejemplo, de los transitorios, causadas por sobretensiones de maniobras en el cableado adyacente)	Cortocircuito en algún lugar del cableado de control del interruptor, causando que la corriente fluya en la bobina de disparo del interruptor.	Monitore la corriente en la bobina de disparo
		Tierra en el circuito de disparo	Tierra accidental en el circuito de disparo	Monitore circuito de disparo a tierra
		Función de auto-protección de algunos disyuntores (algunos interruptores de aire)	Por lo general, pérdida gradual de la presión	Monitore la tendencia del funcionamiento de la energía almacenada
		Pérdida de la tensión del disparo por baja tensión	-	Monitore el voltaje en el circuito de suministro del disparo por baja tensión
No se cierra ante una orden *	Interrupción no cierra para conducir corriente	Bobina o selenoide de cierre defectuoso	Falla de repente sin indicación de avance	Monitore el circuito de la bobina de cierre por posible incremento de la corriente de cierre, o monitore el tiempo de cierre.
		La pérdida de la energía almacenada	Puede ser rápido o lento en el tiempo	Monitore posición del resorte, presión de aire
		Lubricación inapropiada	Falla gradual y puede ser relacionada a la actividad	Controle el tiempo entre los contactos principales y corriente de la bobina de cierre
		Falla del circuito de control	Repentina o gradual	Monitore el circuito de control
				Monitore la corriente de la bobina de cierre y tiempo de contactos auxiliares (en contactos que no conduce corriente)

Tabla 10. RCM - FMEA de Interruptores de Potencia. (Continuación).

Modo de Falla	Efecto de Falla	Causa de Falla	Característica de Falla	Opciones de Monitorización
Cierra pero falla para conducir la corriente	Interruptor no cierra el circuito para conducir la corriente en uno o más polos	Contactos opuestos quemados (erosionado eléctricamente)	Contactos erosionadas tras interrumpir corriente sobre su capacidad	Registrar perturbaciones del sistema (incluyendo oscilogramas y grabadores digitales de fallas) en el circuito de corriente principal
		Enlace mecánico para contactos rotos	Enlace roto después de la última operación o durante la operación de cierre	Supervisar arranque de la corriente principal durante el cambio de estado de mecanismo de operación
		Pérdida de sobrecarrera previniendo el cierre completo del contacto	Arcos y erosión de contactos	Monitore el recorrido del contacto y en todo el recorrido.
Cierre sin mando	Circuito es involuntariamente cerrado con posibles problemas de seguridad y daños económicos	Desvío de corriente en el circuito de cierre (por ejemplo, de los transitorios causados por sobretensiones de maniobras en el cableado adyacente)	Cortocircuito en algún lugar del cableado de control del interruptor, causando que la corriente fluya en la bobina de cierre del interruptor.	Corriente en la bobina de cierre
		Tierra en el circuito de cierre	Tierra accidental en circuito de cierre	Supervise el circuito de cierre, buscando tierra
		Mecanismo de liberación del resorte deteriorado	Se desgasta lentamente con el tiempo hasta el punto en que no se sostiene firmemente	Movimiento del mecanismo de liberación
		Vibración del interruptor	Usualmente, falla repentina	Controlar inadecuada aplicación o el aislamiento de vibraciones
Falla al conducir la corriente permanente o momentánea (mientras ya cerrado)	Interruptor no conduce la corriente con el consiguiente daño térmico en la unión de contactos	Alta resistencia de contactos	Incremento gradual de la resistencia de contactos durante la operación	Control infrarrojo de temperatura de contactos
		Ablación de contactos	Incremento gradual de la resistencia de contactos durante la operación	Control infrarrojo de temperatura de contactos
		Contactos rotos o faltantes, partes en el circuito que llevan corriente, uniones atornilladas, correderas, laminados, o mover contactos principales, falla de resortes.	Aumento de la resistencia de contacto con contactos de conducción de corriente continua dañados	Control infrarrojo de temperatura de contactos
		Pérdida de sobrecarrera y fuerza del contacto de cierre	Falla gradual o relativamente repentina	Control infrarrojo de temperatura de contactos y conexiones
No proporciona aislamiento *	Cortocircuito en el sistema de alimentación o excitación involuntaria de los componentes	Pérdida del medio dieléctrico	Tasa de fuga gradual a través del tiempo	Densidad o presión del gas. Nivel del líquido
		La pérdida de integridad dieléctrica del aceite	Tasa de fuga gradual a través del tiempo	Ensayo periódico de la condición del aceite
		Pérdida de vacío	Súbita o rápida	Prueba de sobretensión periódica para integridad del vacío.
		Humedad en SF6	Gradual	Monitore densidad y humedad del SF6
		La pérdida de dieléctrico de aire comprimido	Aumento progresivo del punto de rocío del aire comprimido, humedad relativa, o contenido de agua ppm.	Monitor de contenido de agua del aire comprimido y la temperatura o la humedad relativa del aire comprimido.
			Daño mecánico súbito de la envolvente del interruptor	Tendencia periódica de resistencia de aislamiento y pruebas dieléctricas
		Interruptor dañado por actos externos		Monitor de seguridad de la estación
		Exceso de amperios acumulados interrumpidos	Gradual	Controlar amperes interrumpidos acumulados y operaciones del interruptor
Partículas de desgaste generadas en el interruptor	Gradual	Monitore descargas parciales?		

Tabla 10. RCM - FMEA de Interruptores de Potencia. (Continuación).



Modo de Falla	Efecto de Falla	Causa de Falla	Característica de Falla	Opciones de Monitorización
Falla para proporcionar aislamiento a tierras	Falla de fase a tierra en el sistema de energía con posible daño a la seguridad y económico.	Contacto con vida agreste	Inmediato en contacto	-
		Ataque de rayo	Instantáneo	-
		Daño mecánico al aislamiento	Gradual o súbito	-
		Infiltración de agua	Inmediato sobre curso	-
		Bushings contaminados	Inmediato sobre curso	-
		Flashover causados por eventos transitorios del sistema	Fallo repentino, pero sincronizado con el evento transitorio sistema de potencia	Registrar perturbaciones del sistema (incluyendo oscilogramas y grabadores digitales de fallas)
Excesiva temperatura de materiales aislantes	Lenta	Monitorear temperatura del aire del ambiente o componente		
Falla para proporcionar aislamiento entre fases	Falla de fase a fase en el sistema de energía con posibles problemas a la seguridad y daños económicos	Contacto con vida agreste	Inmediato en contacto	-
		Ataque de rayo	Instantáneo	-
		Ionización del aire circundante al aislamiento causado por las condiciones inusuales del servicio	Instantáneo	Monitoreo de descargas parciales
		Infiltración de agua	Inmediato sobre curso	Monitoreo de descargas parciales
Material extraño	Inmediato sobre curso	Monitoreo de descargas parciales		
No proporciona aislamiento a través del interruptor - externa	Circuito es involuntariamente cerrado con posibles problemas de seguridad y daños económicos, puede dar lugar a una importante falla del interruptor.	Contacto con vida agreste	Inmediato en contacto	-
		Ataque de rayo	Instantáneo	-
		Infiltración de agua	Por lo general, poco a poco, sin embargo, el fallo inmediato al establecerse camino en la línea de fuga	-
		Ionización del aire durante fallas sobre el servicio	Instantáneo	Supervisión del sistema
		Excesivo voltaje aplicado al interruptor	Usualmente rápido	Supervisión del sistema
		Suciedad o polución	Gradual	-
		Deterioro de las superficies exteriores causada por la descarga parcial	Gradual	Monitorear actividad de descargas parciales
		Flashover del interruptor abierto causado por eventos transitorios del sistema	Repentino, pero sincronizado con evento transitorio sistema de potencia	Registrar disturbios del sistema de potencia
		La ionización del aire circundante al aislamiento causado por condiciones inusuales de servicio	Instantáneo	Monitoreo de descargas parciales
No proporciona aislamiento a través del interruptor - interna	Circuito es involuntariamente cerrado con posibles problemas de seguridad y daños económicos, falla mayor del interruptor.	Pérdida de densidad del dieléctrico	Gradual en el tiempo	Densidad del gas
		Pérdida de integridad dieléctrica del aceite	Gradual en el tiempo	Ensayo periódico de la condición del aceite
		Pérdida del vacío	Por lo general, repentino o gradual raramente	Prueba periódica de sobretenión para integridad del vacío.
		Excesivo voltaje aplicado al interruptor	Gradual o súbito	Monitoreo del sistema

Tabla 10. RCM - FMEA de Interruptores de Potencia. (Continuación)

Modo de Falla	Efecto de Falla	Causa de Falla	Característica de Falla	Opciones de Monitorización
<b>No logra contener medio aislante *</b>	Pérdida de aislamiento al medio ambiente (véase también efectos de falla del aislamiento)	La falta de sellos, juntas, corrosión, erosión y rotura de disco de porce ana	Generalmente lento en el tiempo, pero puede ser rápido	Supervisar nivel medio aislante (líquidos), densidad (SF6), o la presión (corriente de aire)
<b>No indica condición o posición *</b>	Operación del sistema eléctrico con un disyuntor que es incapaz o que ha reducido la capacidad para desempeñar sus funciones	Falla del switch de densidad del gas aislante	Indicador de medición se atasca	Monitorear variación de la densidad de gas, así como el ciclo de temperatura ambiente para asegurar que la variación de la densidad es apropiada
	Indicador de energía almacenada defectuoso cerrado o abierto, causando en el operador acciones inapropiadas	Indicador pegado, roto o defectuoso Contactos auxiliares, enlaces, o el cableado	Generalmente, durante una sola operación; podría ser deterioro mecánico gradual en el tiempo Operación errática posible; puede ser repentino	Monitorear indicador de la señal para abrir y cerrar circuito, corriente primaria, el circuito de control de corriente, y operación del sistema de carga de energía Monitorear indicador de la señal para abrir y cerrar circuito, corriente primaria, el circuito de control de corriente, y operación del sistema de carga de energía
<b>Falla en proveer seguridad en la operación *</b>	Peligro para el personal	Sobrepresión en la porcelana del interruptor.  Defectos en la porcelana.	Falla repentina del regulador de presión de suministro de aire a alta presión a la cámara de interruptor	Control de la válvula de alivio de presión
		Sobrepresión de fluidos neumáticos o hidráulicos del sistema de carga de resorte	falla repentina del dispositivo de control de carga de energía	Monitore remotamente la condición del dispositivo de almacenamiento de energía del interruptor
		Falla de interbloqueo	Repentino o en el tiempo	Monitore indicaciones con señales para abrir y cerrar circuito, corriente primaria, corriente del circuito de control, y funcionamiento de sistema de carga y almacenamiento de energía
		Pérdida de gas y necesidad de aislamiento	Repentino o en el tiempo	Monitore la presión o densidad del gas
		Llenado o adición de líquido inadecuado contra un medio de gas dieléctrico		Monitore la presión o densidad del gas

Tabla 10. RCM - FMEA de Interruptores de Potencia. (Continuación)

### **5.5.2 RCM en Transformadores de Potencia**

El activo más importante de una empresa de distribución es el transformador de alta tensión, debido a su costo de adquisición y su reparación en caso de falla, sobre todo cuando esta reparación es producto de una falla imprevista.

Su alto nivel de importancia también es alcanzado debida al impacto del corte de energía que se produciría en caso de falla, afectando a varios distritos de la ciudad, los cuales estarían sin energía durante el tiempo que dure el cambio del transformador, el cual generalmente está estimado en 16 horas totales para reponer el servicio, tiempo que considera:

- la movilización del personal al transformador de reserva que nunca está en el mismo lugar de la interrupción,
- el tiempo que tarda en llegar la plataforma cama baja de transporte,
- el tiempo para levantar el transformador en la cama baja,
- el tiempo de transporte hacia el lugar de la falla del transformador,
- el tiempo de descarga del transformador de la cama baja,
- el tiempo de retiro del transformador fallado, y
- el tiempo de montaje del transformador de reserva.

Por todo lo anterior es preferible aplicar un adecuado mantenimiento de dichos activos para prevenir fallas imprevistas, para lo cual se necesitan determinar las actividades necesarias a efectuarse para garantizar alta confiabilidad. Las Tablas 11 y 12 muestran el análisis FMEA del RCM y las actividades a aplicarse a los transformadores de Potencia de alta tensión.

ELEMENTO	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	CONSECUENCIAS	PROGRAMA PREVENTIVO
CONMUTADOR - Ruptor (externo)	- Falla en resistencia de paso del conmutador	- Contactos desgastados del ruptor - Sist. mecánico de accionamiento desgast.	- Daño interno del selector y bobinado (Interrup. 5h)	- Inspección visual (c/mtto.) - Revisión cada 50,000 maniobras - Medición Resist. de paso c/50,000
- Selector (interno)	- Alarma y disparo de relé	- Contactos desgastados del selector - Resorte vencido	- Daño al Transf.(Interrup.20h)	- Medición de resistencia de bobinado y relación de transformación
CAJA DE MANDO DEL CONMUTADOR - Motor - Sistema eléctrico	- Volante trabado de caja de mando del conmutador  - Rotura de resorte acumulador de caja de mando del conmutador	- Perno de tapa suelto  - Sobrepasar límite 70,000 maniobras	- Cambio contactos ruptor - Revisión selector - Regeneración de aceite - Ninguno (preventivo)	- Revisión cada 2 meses  - Mantener caja completa de reserva
- Acumulador de energía	- Apertura indebida - Descontrol de movimiento	- Contactos auxiliares sueltos - Rodillo trabado - Freno motor flojo - Martillo de conmutador defectuoso	- Interrup. 4h - Interrup. 2h - No existe regulación	- Cambio resorte cada 70,000 maniob. - Revisión cada 2 meses
ACEITE PRINCIPAL	- Desgaste de aceite	- Rigidez dieléctrica baja - Tangente Delta alta	Descarga interna (Interrup.)	- Análisis Físico Químico (anual) - Cromaticidad (cada 2 años) - Furano
RELE BUCHHOLZ DE LA CUBA	- No actúa el relé	- Contactos defectuosos	- Posible daño al Transformad.	- Probar cada mnto. del Transformador (cada año)
TERMOMETRO DEL ACEITE	- No actúa el termómetro	- Contactos defectuosos	- Posible daño al Transformad.	- Prueba de contactos (cada año) - Prueba de contraste (cada 3 años)
VALVULA DE SEGURIDAD	- No actúa	- Embolo trabado	- Posible explosión	- Prueba de embolo (cada año)

Tabla 11. RCM – FMEA de Transformadores de Potencia marca BBC – Baden con conmutador LS.

ELEMENTO	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	CONSECUENCIAS	PROGRAMA PREVENTIVO
BUSHING 60KV	- Descarga superficial - Descarga interna	- Polución, humedad - Humedad (en caso de cambio de Bushing)	- Daño al Bushing (Interrup. 5h)	- Limpieza periodica (lavado) - Tangente delta (cada año) - Mantener el repuesto de reserva bien almacenado
BUSHING 10KV	- Descarga superficial - Descarga interna	- Polución, humedad - Humedad (en caso de cambio de Bushing)	- Daño al Bushing (Interrup. 5h)	- Limpieza periodica (lavado) - Tangente delta (cada año) - Mantener el repuesto de reserva bien almacenado
TANQUE DE EXPANSION	- Fuga de aceite - Punto de ingreso de aire - Mala indicación nivel de aceite	- Conservador defectuoso - Indicador defectuoso	- Daño al medio ambiente - Degradación del aceite - Apertura por Buchholz (Interrup. 3h)	- Inspección periodica (c/ 2 meses) - Prueba del Indicador (cada mant. del transformador)
DESHUMEDECEDOR	- Cambio de color por la parte superior	- Ingreso de aire por empaquetaduras - Ingreso de aire por el conservador	- Degradación del aceite	- Inspección periodica (c/ 2 meses)
REFRIGERANTES	- Pérdida de aceite - Obstrucción - Recalentamiento	- Empaquetaduras malas - Válvula defectuosa - Suciedad exterior	- Degradación del aceite y aislamiento - Posible fuga masiva de aceite	- Inspección periodica cada 2 meses - Termovisión periodica cada 3 meses
VALVULAS	- Pérdida de aceite - Obstrucción	- Empaquetaduras malas - Válvula defectuosa	- Posibles fugas	- Inspección periodica cada 2 meses
FRENOS	- Movimiento del Transformador - Agarrotados	- Frenos incompletos - Corrosión	- Daño al Bushing - Atraso en cambio de Transf.	- Programa mantenimiento de frenos - Colocar frenos
BOBINADO	- Descarga Interna - Cortocircuito en espiras	- Aislamiento de bobinado defectuoso - Aceite degradado	- Falla del Transformador	- Tangente delta (cada año) - Furanos - Relación de transformación (cada año) - Resistencia de bobinado (cada año) - Cromatografía de gases (cada 2 años) - Análisis Físico químico (cada año)

Tabla 11. RCM – FMEA de Transformadores de Potencia marca BBC – Baden con conmutador LS. (Continuación)

ELEMENTO	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	CONSECUENCIAS	PROGRAMA PREVENTIVO
CONMUTADOR - Ruptor y selector (en cuba separada comunic. interna con cuba principal)	- Descargas superficiales en tubo aislante	- Rigidez dielectrica baja - Aceite degradado por arco producido en el ruptor	- Daño interno del conmutador y cambio (Interrup. 14h)	- Realizar analisis cromatografico una vez al año - Revisión cada 70,000 maniobras - Realizar analisis fisico quimico del aceite cada año
	- Disparo de Buchholz	- Contactos desgastados del selector - Resistencia de paso abierta - Rotura de excentrica de mecanismo del acumulador de energia - Descarga interna por bajo aislam. del aceite o parte integral del conmutador - Contactos desgastados en el ruptor - Resorte roto (acumulador de energia)	- Daño interno del conmutador y cambio (Interrup. 14h)	- Medición Resist. de paso c/mnto. Conn.  - Medición de resistencia de bobinado una vez al año (para detectar alta resist. de contacto)
	- Desincronización entre caja de mando y el conmutador	- Se desconectó el pin y tubo de acople y al armarlo no se hace el sincronismo	- Destruccion del conmutador y daño en el bobinado del transformador (cambiar transf.)	- Chequear el pin y el tubo de acople durante el mnto. Del conmutador  - Verificar el sincronismo c/mantenimient. o cuando se desacople el enlace entre conmutador y caja
CAJA DE MANDO DEL CONMUTADOR				
- Motor	No transmite movimiento	Pin de enlace roto entre el eje del motor y mecanismo interno de la caja	No se puede regular	Cambio de pin cada 200,000 maniobras
- Sistema electrico	Actuación Térmico	Falla microswitch control funcionam.motor Conexión invertida después del mnto.	No existe regulacion	Revision del circuito cada mnto. transfor.
-Mecanismo transmisión	Rotura del mecanismo	Desgaste del mecanismo.	Rotura de piezas de transmisión de la caja de mando. No se puede regular,ni manualmente	Revisar mecanismo c/100,000 maniobras
	Rotura del resorte del mecanismo de salto	Desgaste del resorte	No se puede regular. Muestra falsa posicion de la caja estando internamente en posición correcta	Revisar cada Mnto.

Tabla 12. RCM – FMEA de Transformadores de Potencia otros tipos

ELEMENTO	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	CONSECUENCIAS	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO
ACEITE PRINCIPAL	- Desgaste de aceite	- Rigidez dielectrica baja - Tangente Delta alta	Descarga interna (Interrup.)	- Analisis Fisico Quimico (anual) - Cromaticidad (cada año) - Furano
RELE BUCHHOLZ DE LA CUBA	- No actua el rele	- Contactos defectuosos	- Posible daño al transformador	- Probar cada mnto. transformador (cada año)
RELE FLUJO DEL CONMUATDOR	- No actua el rele	- Contactos defectuosos	- Posible daño al Conmutador y al transformador	- Probar cada mnto. transformador (cada año)
TERMOMETRO DEL ACEITE	- No actua el termometro	- Contactos defectuosos	- Daño al aislamiento y al aceite en caso de sobrecalentamiento	- Prueba de contactos (cada año) - Prueba de contraste (cada 3 años)
VALVULA DE SEGURIDAD	- No actua	- embolo trabado	- Posible Explosion del transform.	- Probar válvula cada mantenimiento
BUSHING 60KV	- Descarga superficial - Descarga interna	- Polución, humedad - Humedad (en caso de cambio Bushing)	- Daño al Bushing (Interrupción de 5h)	- Limpieza periodica (lavado) - Tangente delta (cada 3 años) - Mantener el repuesto de reserva bien almacenado
BUSHING 10KV	- Descarga superficial - Descarga interna	- Polución, humedad - Humedad (en caso de cambio Bushing)	- Daño al Bushing (Interrupción de 5h)	- Limpieza periodica (lavado) - Tangente delta (cada 3 años) - Mantener el repuesto de reserva bien almacenado

Tabla 12. RCM – FMEA de Transformadores de Potencia otros tipos (Continuación)

ELEMENTO	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	CONSECUENCIAS	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO
TANQUE DE EXPANSION	- Fuga de aceite - Punto de ingreso de aire - Mala indicación del nivel de aceite	- Conservador defectuoso - Indicador defectuoso	- Daño al medio ambiente - Degradación del aceite - Apertura por Buchholz por mínimo nivel (Interrupción de 3h)	- Inspección periódica (c/ 4 meses) - Prueba del Indicador (cada mant. del transformador)
DESHUMEDECEDOR	- Cambio de color por parte superior	- Ingreso de aire por empaquetaduras - Ingreso de aire por el conservador	- Degradación del aceite	- Inspección periódica (c/ 4 meses)
REFRIGERANTES	- Perdida de aceite - Obstrucción - Recalentamiento	- Empaquetaduras malas - Válvula defectuosa, Válvula cerrada - Suciedad exterior	- Degradación del aceite y aislamiento - Posible fuga masiva de aceite	- Inspección periódica (c/ 4 meses) - Termovisión periódica cada 4 meses
VALVULAS	- Perdida de aceite - Obstrucción	- Empaquetaduras malas - Válvula defectuosa	- Posibles fugas	- Inspección periódica (c/ 4 meses)
FRENOS	- Movimiento transformador - Agarrados	- Frenos incompletos - Corrosión	- Daño al Bushing - Retrazo en cambio de transformador	- Programa mantenimiento de frenos - Colocar frenos
BOBINADO	- Descarga Interna - Cortocircuito en espiras	- Aislamiento de bobinado defectuoso - Aceite degradado	- Falla del transformador	- Tangente delta (cada 3 años) - Furanos - Relación de transformación (cada año) - Resistencia de bobinado (cada año) - Cromatografía de gases (cada año) - Análisis Físico químico (cada año)

Tabla 12. RCM – FMEA de Transformadores de Potencia otros tipos (Continuación)



Las actividades determinadas anteriormente con ayuda del RCM serán analizadas y clasificadas para efectos de planificación y programación de las tareas de mantenimiento, según las frecuencias recomendadas tanto por normas internacionales, como por los manuales de mantenimiento de los equipos, dado por los fabricantes.

Para el éxito en la ejecución de las actividades, es fundamental que la delegación de las mismas sea efectuada hacia personas realmente capacitadas y entrenadas en dichas labores.

### **Aplicación de determinación del Riesgo de las Instalaciones para efectos de Optimización**

Existen muchas situaciones en la empresa en las que a veces es necesario asumir un riesgo y postergar el trabajo, o a veces tenemos la necesidad de decidir entre cuales trabajos debemos hacerlos y cuales no, o cuales deben ejecutarse primero, dejando el resto para ejecutarlas posteriormente.

Esta decisión es hecha en función al riesgo de la instalación, el cual determinaremos aplicando la técnica de la comparación por pares mostrada en capítulos anteriores.

### **Cálculo del Riesgo de Salida de los Alimentadores para priorizar el Lavado en Caliente**

La salida fuera del servicio de los alimentadores se da por diferentes motivos, principalmente la suciedad (falta de lavado en caliente), el contacto de la red de MT por ramas de árboles, el falso contacto y sobrecarga de los transformadores, entre otras causas.

Al inicio de un semestre de trabajo, ningunos de los alimentadores tienen interrupciones imprevistas ni programadas y por tanto su compensación por calidad del suministro es cero. Transcurrido algunos meses, los alimentadores han alcanzado cierto nivel de compensación, con una potencialidad alta de compensación adicional en caso de nuevas interrupciones imprevistas. En estos momentos no es conveniente seguir con el plan y programa de mantenimiento elaborado al inicio del semestre, debido a que una interrupción programada preventiva en dicho alimentador sería injustificada si el riesgo de falla es bajo, sobre todo considerando que una interrupción adicional elevaría notablemente su compensación.

En estas situaciones, necesitamos evaluar el riesgo de los alimentadores, para lo cual definimos las siguientes variables:

Cantidad de fallas por suciedad en los últimos 30 días

Cantidad de estructuras pendientes de lavar

Días de atraso en lavado

Cantidad de tramos inaccesibles sin lavar

Cantidad de anomalías tipo A

Cantidad de transformadores sobrecargados

Termografía tipo A

Termografía tipo B

Puntos con poda pendiente

Días de atraso de Poda.

Los resultados de la comparación por pares para determinar los pesos relativos de la importancia de estas variables se muestran en la Tabla 13. La tabla de puntajes según los valores de las variables se puede ver en la tabla 14. El cálculo de la probabilidad de falla total se determina sumando todos los productos del puntaje de la variable por el peso relativo de esta variable. Este valor de

probabilidad de falla se multiplica por la potencialidad de compensación y obtenemos el factor riesgos. Los resultados se pueden ver en la Tabla 15.

PROBABILIDAD DE FALLAS DEL ALIMENTADOR	CANT. FALLAS POR SUCIEDAD ULTIMOS 30D	ESTRUCTUR. PEND.LAVAR	DIAS ATRAZO LAVADO	INACCESIB PENDIENTE	DIAS ATRAZO INACCESIB.	ANOMALIAS A	TRANSFORM. SOBECARG.	EMPALMES ASIMETRIC.	TERMOGRA. A	TERMOGRA. B	PODA PENDIENTE	DIAS ATRAZO PODA	Total	Pesos
CANT. FALLAS POR SUCIEDAD ULTIMOS 30D		5	5	5	5	5	5	5	1	5	5	5	51	18%
ESTRUCTUR. PEND.LAVAR	0,2		1	1	1	5	5	10	1	5	1	1	31,2	11%
DIAS ATRAZO LAVADO	0,2	1		5	1	0,2	1	5	0,2	1	0,2	1	15,8	6%
INACCESIB. PENDIENTE	0,2	1	0,2		1	0,2	5	10	1	5	1	1	25,6	9%
DIAS ATRAZO INACCESIB.	0,2	1	1	1		0,2	1	5	0,2	1	0,2	1	11,8	4%
ANOMALIAS A	0,2	0,2	5	5	5		5	10	1	5	1	1	38,4	13%
TRANSFORM. SOBECARG.	0,2	0,2	1	0,2	1	0,2		5	1	5	1	5	19,8	7%
EMPALMES ASIMETRIC.	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2		0,1	1	0,2	0,2	2,6	1%
TERMOGRA. A	1	1	5	1	5	1	1	10		10	5	5	45	16%
TERMOGRA. B	0,2	0,2	1	0,2	1	0,2	0,2	1	0,1		1	5	10,1	4%
PODA PENDIENTE	0,2	1	5	1	5	1	1	5	0,2	1		1	21,4	8%
DIAS ATRAZO PODA	0,2	1	1	1	1	1	0,2	5	0,2	0,2	1		11,8	4%
													Total	284,5 100%

Tabla 13. Matriz de Comparación por pares para determinar pesos de variables de Probabilidad de falla del alimentador.

Puntaje:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CANT. FALLAS POR SUCIEDAD ULTIMOS 30D	0				1		2			$\geq 3$
ESTRUCTURA PEND. LAVAR	0				1		[2 - 9]			$\geq 10$
DIAS ATRAZO LAVADO	0				[1 - 14]		[15 - 29]			$\geq 30$
INACCESIB. PENDIENTE	0				1		2			$\geq 3$
DIAS ATRAZO INACCESIB.	0				[1 - 14]		[15 - 29]			$\geq 30$
ANOMALIAS A	< 2		2		[3 - 5]		[6 - 7]			$\geq 8$
TRANSFORM. SOBECARG.	< 2		[2 - 3]		[4 - 5]		[6 - 7]			$\geq 8$
EMPALMES ASIMETRIC.	0		[1 - 4]		5		[6 - 7]			$\geq 8$
TERMOGRA. A	0				1		2			$\geq 3$
TERMOGRA. B	0		[1 - 3]		[4 - 5]		[6 - 7]			$\geq 8$
PODA PENDIENTE	0				1		2			$\geq 3$
DIAS ATRAZO PODA	0				[1 - 14]		[15 - 29]			$\geq 30$

Tabla 14. Tabla de Puntajes según valor de las variables de Probabilidad de falla del alimentador.

PRIORIZACION DE ALIMENTADORES POR EL NIVEL DE RIESGO (=PROBILIDAD DE FALLA x COMPENSACION POTENCIAL)

VARIABLES DE RIESGO																														
30 PRIMEROS POTENCIALES					FALLAS X SUCIEDAD			LAVADO DE AISLADORES EN CALIENTE			LIMPIEZA DE TRAMOS INACCESIBLES			ANOMALIAS		SOBRECARG. TRAFOS		EMPALM. ASIMET.		PUNTOS CALIENTES			PODA			RIESGO TOTAL				
Orden Potencialidad	Alim	Comp. Real	Comp. Potenc. UB4	Pto. Potencialidad	18%		11%		6%		9%		4%		13%		7%		1%		16%		4%							
					CANT. FALLAS SUCIEDAD	PUNTAJE FALLAS SUCIEDAD	CANT. ESTRUCT. PEND	PUNTAJE ESTRUCT. PEND	DIAS ATRAZO ESTRUCT. PEND	PUNTAJE ATRAZO ESTRUCT. PEND	CANT. TRAMOS INACC. PEND	PUNTAJE E INACC. PEND	DIAS ATRAZO INACC. PEND	PUNTAJE ATRAZO INACC. PEND	CANT. ANOMALIA	PTJE. ANOMALIA	CANT. TRAFOS SOBREC.	PUNTAJE TRAFOS SOBREC.	CANT. EMPALM. ASIMET. NYSY	PUNTAJE EMPALM. ASIMET. NYSY	CANT. TERMOS A	PTJE. TERMO A	CANT. TERMOS B	PTJE. TERMO B	CANT. TRAMOS PEND. PODA	PUNTAJE E PEND. PODA	DIAS ATRABO PEND. PODA	PTJE ATRABO PEND. PODA		
1	HP21	569	18.914	10	0	0	0	1	0	1	2	7	314	10	9	10	0	1	0	1	5	1	3	0	1	0	1	3,82	38,2	
2	MO21	0	19.232	10	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	1,00	10,0
3	MO22	2.983	18.598	10	0	1	0	1	0	1	6	10	314	10	12	10	10	10	19	10	2	7	9	10	3	10	0	1	6,05	60,5
4	UG8	7.184	14.410	10	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	5	0	1	11	10	7	10	8	10	0	1	0	1	3,27	32,7	
6	A20	18	11.725	10	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	6	0	1	4	3	1	5	2	3	0	1	0	1	2,26	22,6	
6	BCH1	20.239	11.062	10	0	1	0	1	0	1	0	1	0	14	10	4	5	6	6	2	7	11	10	2	7	0	1	4,25	42,5	
7	UE1	13.098	9.630	10	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	7	7	0	7	7	8	10	16	10	0	1	0	1	3,61	36,1	
8	SA13	9.989	8.905	10	0	1	198	10	228	10	0	1	0	1	3	5	6	7	1	3	0	1	0	1	0	1	0	1	3,48	34,8
9	UG7	16.897	8.899	10	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	5	0	1	9	10	5	10	5	6	0	1	0	1	3,19	31,9	
10	VM02	40.594	8.235	10	1	5	0	1	0	1	5	10	314	10	12	10	4	5	35	10	1	5	6	7	0	1	0	1	5,32	53,2
11	BJob	9.701	7.761	8	0	1	252	10	134	10	0	1	0	1	1	1	3	3	6	7	2	7	16	10	0	1	0	1	3,85	31,6
12	A17	1.312	7.628	9	0	1	0	1	0	1	1	5	314	10	2	3	0	1	6	7	0	1	3	3	0	1	0	1	2,13	17,0
13	A25	11.829	6.828	8	0	1	0	1	0	1	2	7	314	10	0	1	0	1	6	7	0	1	2	3	0	1	0	1	2,04	16,3
14	BL17	19.972	6.278	9	0	1	0	1	0	1	3	10	314	10	3	5	2	3	23	10	5	10	3	3	0	1	0	1	4,44	35,5
16	HP22	2.810	6.234	8	0	1	36	10	12	5	1	5	314	10	6	7	7	7	0	1	0	1	0	1	10	10	0	1	4,85	38,8
16	VM12	13.010	6.172	8	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	2	3	1	1	1	3	0	1	6	7	0	1	0	1	1,50	12,0
17	VM05	18.807	6.170	8	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	4	5	2	3	53	10	1	5	5	5	0	1	0	1	2,54	20,3
18	BJob	9.497	6.103	8	0	1	167	10	165	10	0	1	0	1	1	1	1	21	10	6	10	12	10	0	1	0	1	4,31	34,6	
19	VM07	20.822	6.073	9	0	1	0	1	0	1	6	10	314	10	4	5	10	10	37	10	3	10	2	3	0	1	0	1	4,98	39,4
20	CH05	13.150	6.061	8	0	1	115	10	285	10	0	1	0	1	2	3	1	1	8	10	3	10	2	3	0	1	0	1	4,33	34,7
21	G13	6.765	5.798	8	0	1	4	7	285	10	0	1	0	1	1	1	0	1	3	3	3	10	9	10	0	1	0	1	3,82	31,4
22	B06	8.682	5.772	8	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	16	10	0	1	0	1	0	1	0	1	1,08	8,7	
23	SA15	6.908	5.644	8	0	1	250	10	165	10	0	1	0	1	3	5	3	3	0	1	2	7	0	1	0	1	0	1	4,11	32,9
24	BL09	7.588	5.386	8	0	1	40	10	12	5	0	1	0	1	0	1	1	15	10	2	7	2	3	0	1	0	1	3,21	26,5	
25	NA04	6.243	5.367	8	0	1	331	10	228	10	3	10	314	10	0	1	9	10	0	1	0	1	5	5	0	1	0	1	4,44	35,5
26	VM17	1.656	5.316	8	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	3	3	1	5	4	5	0	1	0	1	1,79	14,3
27	VM11	13.747	5.241	9	0	1	21	10	134	10	0	1	0	1	1	1	1	1	14	10	1	5	0	1	0	1	0	1	3,20	25,6
28	SC21	14.497	4.908	8	6	10	509	10	228	10	0	1	0	1	3	5	4	5	0	1	0	1	3	3	0	1	0	1	4,89	39,8
29	A24	893	4.640	8	0	1	0	1	0	1	1	5	314	10	0	1	1	1	0	1	6	10	8	10	0	1	0	1	3,48	27,8
30	SA18	5.293	4.499	7	0	1	219	10	134	10	0	1	0	1	4	5	9	10	40	10	0	1	0	1	0	1	0	1	3,74	28,1

Tabla 15. Determinación del Riesgo de falla de alimentadores.

## **5.7 Aplicación de los Criterios del Análisis del Ciclo de Vida de los Activos**

### **5.7.1 Ingeniería Concurrente**

Según el análisis del ciclo de vida, el 65% del costo del ciclo de vida total de la activo, lo define la etapa de diseño, por tanto, siendo esta etapa no dependiente del área de mantenimiento, nos vemos en la necesidad de convocar y convencer a las áreas de Planeamiento, Diseño y Obras Proyectos para que consideren las opiniones del área de mantenimiento en la configuración inicial de los proyectos de nuevas instalaciones, ya que actualmente se vienen haciendo alimentadores sin la cantidad de enlaces auxiliares o auxiliares sin la capacidad de traslado adecuada para el traslado de carga en caso de contingencia o en caso de trabajos programados, con lo cual se vienen diseñando circuitos que no son mantenibles desde la etapa del diseño. Cualquier intervención del área de mantenimiento en estas condiciones significa necesariamente corte de energía.

En forma similar sucede con la carga de los transformadores de potencia o de las redes áreas de media tensión, en los cuales se vienen incrementando nuevas cargas por nuevos clientes o por incremento de carga de los mismos, sin hacer los refuerzos necesarios en dichos circuitos.

Para evitar o minimizar este tipo de decisiones inadecuadas, empleamos la técnica de ingeniería concurrente, haciendo que los proyectos iniciales contemplen la opinión de las áreas de mantenimiento. Adicionalmente, las áreas de mantenimiento tienen que hacer las inspecciones por lo menos al 10% de las nuevas instalaciones para verificar el cumplimiento de las normas y las recomendaciones hechas en la etapa de diseño.

Para lograr esto se elaboró la directiva operativa "Desarrollo de Proyectos de Media Tensión" para obligar a considerarse las opiniones de mantenimiento, operadores y protecciones. Ver Figura 10.

	<p style="text-align: center;"><b>DIRECTIVA OPERATIVA</b></p> <hr/> <p style="text-align: center;"><b>DESARROLLO DE PROYECTOS DE MEDIA TENSION</b></p>	<p>CÓDIGO: GO-DO-000          REVISIÓN: 00          APROBADO:          FECHA: 2008/05/          PÁGINA: 1 de 1</p>
<p>Todos los proyectos que impliquen reformas mayores en las redes e instalaciones de Media Tensión deben contar con la opinión y/o aporte de los sectores comprometidos (Planeamiento, Proyectos, Mantenimiento, Operación del Sistema y Protecciones), desde la etapa de elaboración del proyecto, durante su ejecución y en la recepción de la obra.</p> <p>Para ello, en la etapa de elaboración, se deben efectuar coordinaciones con todos los sectores comprometidos con el proyecto, donde se formularán las opiniones y/o aportes.</p> <p>Antes de la versión final del proyecto, de ser necesario, se efectuará una reunión en conjunto con todos los sectores comprometidos para revisar sus observaciones, uniformizar criterios, y de ser el caso, efectuar modificaciones. La versión final del proyecto deberá ser remitida a los sectores comprometidos.</p> <p>Si durante la ejecución de la obra se requieran efectuar modificaciones, estas serán coordinadas con los sectores comprometidos.</p> <p>Finalizados los trabajos de ejecución de la obra, los sectores comprometidos, según les corresponda, efectuarán la recepción de los circuitos. De encontrarse observaciones, el ejecutor de la obra deberá solucionarlas antes de la puesta en servicio.</p> <p>Los Subgerentes y Jefes de Dpto. son responsables que la presente directiva se difunda, se incorpore en los procedimientos y/o documentos que sean necesarios, y se cumpla, debiendo conservar los archivos que respalden la difusión efectuada.</p> <p style="text-align: right;"><b>GERENCIA DE OPERACIONES</b></p>		

Figura 10. Directiva Operativa para considerar la opinión de mantenimiento y operaciones en la etapa de diseño de los proyectos.



### **5.7.2 Costos de Confiabilidad en la Adquisición de Equipos**

Los costos de operación y mantenimiento son los más significativos del ciclo de vida de un activo, pudiendo llegar a exceder hasta 10 veces más los costos iniciales de adquisición (Wilson, 1986). Un aspecto importante en esta etapa, es la disponibilidad que debe tener el activo para cumplir con las expectativas de producción de la empresa. En relación a la disponibilidad, el activo deber diseñarse de tal forma que pueda ser mantenido en el menor tiempo y costo posible sin afectar de forma negativa las características de confiabilidad y seguridad del activo, ya que cada minuto en que el activo este fuera de servicio, representa pérdidas financieras para la empresa. En este escenario el tiempo fuera de servicio es "costo", por tanto las actividades de mantenimiento deben ejecutarse de forma rápida (tiempos de reparación cortos) y eficiente para cumplir con los niveles de disponibilidad requeridos por el usuario. Asimismo, los equipos deben ser confiables, característica que generalmente no es tomada en cuenta en las adquisiciones de los equipos.

Según Woodhouse (1991), para diseñar un sistema productivo eficiente y competitivo en el ámbito industrial actual, es necesario evaluar y cuantificar de forma detallada el impacto económico del factor confiabilidad a lo largo del ciclo de vida de un activo. La cuantificación del factor confiabilidad, permite en primer lugar, predecir la forma en que los procesos de producción pueden perder su continuidad operacional debido a eventos de fallas imprevistas; y en segundo lugar, analizar y evaluar el impacto económico que ocasionan las fallas a la seguridad, el ambiente, las operaciones y la producción.

En el siguiente caso de evaluación de la compra de equipo de alta tensión, se desarrolló para identificar la mejor opción técnica – económica, entre dos posibles celdas integradas de interrupción de SF6. Se omiten las marcas comerciales. Las

características generales de los dos equipos, los datos de costos de inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, se presentan a continuación (valores suministrados por los representantes técnicos), ver tabla 16.

- Opción A: Celda de interrupción GIS de alta tensión 60kV, 2000A
- Opción B: Celda de interrupción Híbrida de alta tensión, 2000A

<b>Datos</b>	<b>Opción A</b>	<b>Opción B</b>
CI: Costo de Inversión Inicial US\$	200.000	120.000
CO: Costos operacionales anual US\$	100	100
CMP: Costos de Mnto. Preventivo anual US\$	1.000	2.000
CMM: Costos de Overhaul cada 10 años US\$	20.000	15.000
i: tasa de interes	18%	18%
T: período de vida útil esperada años	30	30

Tabla 16. Datos Económicos

Según una primera evaluación de costos del ciclo de vida entre las dos propuestas, en esta primera evaluación, el potencial impacto económico a ser causado por los posibles eventos de fallas no fue considerado, obteniéndose los resultados en la siguiente Tabla 17.

<b>Resultados</b>	<b>Opción A</b>	<b>Opción B</b>
CI: Costo de Inversión Inicial US\$	200.000	120.000
CO(P): Costos operacionales en valor presente US\$	552	552
CMP(P): Costos de Mnto. Preventivo en valor presente US\$	5.517	11.034
CMM(P): Costos de Mnto. Mayor en valor presente $\approx$ 10 años	3.821	2.866
OVC(P): Costos de Mnto. Mayor en valor presente $\approx$ 20 años	730	548
CTCV(P)	210.620	134.999

Tabla 17. Resultados Económicos sin evaluar los costos por fallas

En los resultados presentados en la Tabla 17, al no tomarse en cuenta el posible impacto económico por eventos de fallas, la opción B resulta la mejor alternativa de las dos evaluadas (opción más económica para el ciclo de vida útil

evaluado de 30 años), con una diferencia aproximada de US\$ 75 621 (esta cantidad sería el ahorro potencial por seleccionar la opción B, sin considerar los posibles costos por eventos de fallas).

Ahora efectuaremos el cálculo incluyendo el impacto económico de las dos alternativas presentadas anteriormente, pero ahora incluyendo el impacto económico de los eventos de fallas. Para estimar los costos generados por los eventos de fallas usamos el procedimiento propuesto por el modelo de ACCV de Woodward.

Los datos de frecuencia de fallas (df), de tiempos medios de reparación (MTTR) y de costos de penalización relacionados con las fallas (Cpe) se presentan en la Tabla 18.

<b>Datos</b>	<b>Opción A</b>	<b>Opción B</b>
Cpe: Costos de penalización (US\$/hora)	1.500	1.400
MTTR: tiempo medio de reparación (horas/falla)	12	15
df: Frecuencia de fallas (fallas/año)	0,13	1,20

Tabla 18. Datos de costos de fallas, mantenibilidad y Confiabilidad

Con la información de la Tabla 18, se calculan los costos totales por falla en valor presente (PTCPf). El costo total por fallas por año (TCPf) y los costos totales en valor presente se calculan a partir de las ecuaciones de Woodward. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 19.

<b>Datos</b>	<b>Opción A</b>	<b>Opción B</b>
Cpe: Costos de penalización (US\$/hora)	2.500	2.000
MTTR: tiempo medio de reparación (horas/falla)	12	15
df: Frecuencia de fallas (fallas/año)	0,13	1,20

Tabla 19. Resultados de los costos por fallas

Ahora efectuamos una segunda evaluación incluyendo los costos por fallas (Tabla 20).

<b>Resultados</b>	<b>Opción A</b>	<b>Opción B</b>
CI: Costo de Inversión Inicial US\$	200.000	120.000
CO(P): Costos operacionales en valor presente US\$	552	552
CMP(P): Costos de Mnto. Preventivo en valor presente US\$	5.517	11.034
CMM(P): Costos de Mnto. Mayor en valor presente t=10 años	3.821	2.866
OVC(P): Costos de Mnto. Mayor en valor presente t=20 años	730	548
PTCPf: Costos totales en valor presente US\$	20.688	198.605
CTCV(P)	231.308	333.604

Tabla 20. Resultados totales considerando el costo de las fallas

Analizando los resultados obtenidos en la segunda evaluación económica (Tabla 20), en la cual se incluyeron los costos totales por fallas, la opción A se convierte en la mejor alternativa económica comparada con la opción B. La diferencia económica entre ambas opciones es US\$ 102 296, el cual representa el potencial ahorro por seleccionar la opción A. Lo importante en este tipo de evaluación es que al incluir los costos por fallas en la evaluación económica, la misma se convierte en el factor económico de mayor peso dentro el proceso de comparación de las dos alternativas evaluadas.

Según lo anterior, es muy fácil comprender el verdadero impacto económico que pueden traer consigo los eventos de fallas de un sistema de producción, razón por la cual, es muy importante incluir el proceso de evaluación de la confiabilidad (comportamiento de las fallas) propuesto por el modelo de Woodward e integrarlo en el proceso de evaluación económica (impacto económico de los eventos de fallas), con el objetivo de optimizar la toma de decisiones (disminuir la incertidumbre) dentro de los procesos de evaluación, selección y justificación de compra y reemplazo de los activos.

Para efectos de considerar los costos de confiabilidad en la adquisición de equipos en la empresa, elaboramos una Directiva de trabajo que obliga a los sectores de Ingeniería (Diseño, Proyectos y Obras) y también a las áreas de Mantenimiento, a considerar dichos costos de mala confiabilidad en las evaluaciones técnicas – económicas. Ver Figura 11.

<b>DIRECTIVA ADMINISTRATIVA</b>		Código : GO-DO-XXX
		Revisión : 00
<b>COSTO DE CONFIABILIDAD EN LA EVALUACION TECNICA ECONOMICA PARA LA ADQUISICION DE EQUIPOS</b>		Aprobado: GO
		Fecha : 01/01/2012
		Página : 1 de 1
<p>Todas las evaluaciones técnica - económicas para la adquisición de equipos de potencia y/o de protecciones, deben incluir necesariamente de forma detallada el impacto económico del factor confiabilidad a lo largo del ciclo de vida.</p> <p>Para ello, en la etapa de evaluación, se deben efectuar coordinaciones con el sector de mantenimiento y con el representante técnico del equipo para determinar los costos operaciones, costos de mantenimiento preventivo y mayores, y el potencial impacto económico a ser causado por los posibles eventos de fallas.</p> <p>Los Subgerentes y Jefes de Dpto. son responsables que la presente directiva se difunda, se incorpore en los procedimientos y/o documentos que sean necesarios, y se cumpla, debiendo conservar los archivos que respalden la difusión efectuada.</p> <p style="text-align: right;"><b>GERENCIA DE OPERACIONES</b></p>		

Figura 11. Directiva Administrativa para considerar el costo de confiabilidad en la evaluación técnica – económica para la adquisición de equipos.

## 5.8 Aplicación de los Criterios de la Mejora Continua

### 5.8.1 Acciones para la Mejora de la Eficiencia Organizacional

Uno de los pilares del TPM es el Mantenimiento Autónomo, y lo aplicaremos en la empresa para lograr el compromiso de los operadores de media y alta tensión,

responsables de manejar los equipos de producción, en el mantenimiento del equipo. De esta manera conseguiremos estabilizar las condiciones del mismo y hacer más lento el proceso de deterioro.

Para ello se elaboró un importante plan de entrenamiento de los operadores de los equipos de potencia y otros equipos en general, en todo lo que tiene que ver con las funciones de los equipos y sus diferentes modos de falla, incluyendo también la prevención mediante detección temprana de síntomas que anticipen la aparición de los mismos.

Las actividades de mantenimiento menores que serán efectuadas por los operadores, y sobre los cuales serán capacitados y entrenados son:

Inspecciones visuales de líneas aéreas, cables subterráneo y subestaciones,

Limpieza manual de las instalaciones, cuando sea necesario

Lectura de los relés

Lectura del número de maniobras de los equipos

Lectura del indicador de temperatura de los transformadores

Etc.

Durante este tiempo, los operadores conocerán los detalles de los equipos e identificarán las oportunidades de mejora. Los operadores aprenden que la limpieza es la mejor forma de conocer la condición del equipo.

Como consecuencia de todo lo anterior, el operador del equipo acabará convirtiéndose en un verdadero experto en dicho equipo, circunstancia fundamental para que la implantación del TPM sea exitosa. De esta forma, todas las circunstancias que pueden alterar alguna condición del equipo, serán mejor

evaluadas por los operadores, conduciendo a una más rápida y mejor solución de problemas.

La dificultad fundamental de su implantación en la empresa radica en la reacción al cambio, el choque que supone contra la forma tradicional de trabajo en las mismas.

La eficiencia de la distribución de energía eléctrica depende tanto de las actividades del personal de operadores como de las de mantenimiento, por tanto, ambos departamentos tienen que trabajar juntos y colaborar para conseguir esta meta.

Las actividades de mantenimiento y de prevención del mantenimiento se llevarán a cabo en forma simultánea. La prevención del deterioro debe ser la actividad de mantenimiento más cuidada, antes incluso que la inspección periódica o las pruebas de precisión de los equipos.

Con estos criterios, se elaboraron los siguientes programas para los departamentos de producción y mantenimiento para el mantenimiento autónomo:

- Departamento de Operaciones, con los grupos de gestión autónoma (AM). Llevará a cabo las siguientes actividades:

1. Prevención del deterioro:

Operación correcta de los equipos

Apoyo al personal de mantenimiento, en el mantenimiento de las condiciones básicas de operación del equipo (limpieza, lubricación y sujeción de pernos).

Anotación de datos de interrupciones imprevistas, anomalías y otros defectos de funcionamiento

Colaborar con el departamento de mantenimiento para estudiar e implantar mejoras.

2. Verificación del deterioro:

Realización de inspecciones

Realización de otras inspecciones periódicas

3. Restauración de los equipos

Realizar reparaciones definitivas de buena calidad

Informar rápidamente y en forma correcta las averías y fallas de funcionamiento

Luego de las reparaciones. realizar pruebas de los circuitos de tal manera que los resultados garanticen largos períodos sin falla.

- Departamento de mantenimiento. Con los grupos de mantenimiento preventivo planificado (PM). Llevará a cabo las siguientes actividades:

1. Mantenimiento periódico
2. Mantenimiento predictivo
3. Mejora de la mantenibilidad
4. Verificación del deterioro
5. Restablecimiento de las condiciones de los equipos
6. Soporte a los operarios para el mantenimiento autónomo
7. Creación de estándares de mantenimiento
8. Investigación y desarrollo en mantenimiento

### **5.8.2 Sistemas Integrados de Información**



Los planes y programas de mantenimiento que se vienen empleando actualmente a través de diferentes hojas de cálculo deben ser cambiados por un sistema de información para la gestión del mantenimiento, por ser una herramienta clave por su capacidad de dar soporte y facilitar la gestión del mantenimiento, gracias a la transmisión y procesamiento de información en grandes velocidades y cantidades. La necesidad de una correcta implantación de los Sistemas de Soporte para la Gestión del Mantenimiento es la base para el desarrollo de programas de mejora de la confiabilidad, y a la vez son instrumentos indispensables para optimizar el uso de los recursos humanos y técnicos dentro de los procesos de Gestión del Mantenimiento.

Por todo lo anterior se recomienda la adquisición de un sistema integrado de información orientado básicamente a apoyar la gestión del mantenimiento como mínimo.

### **5.8.3 E-mantenimiento**

Actualmente existen en el mercado relés de protección y equipos de control que almacenan gran cantidad de información de los activos a los cuales están protegiendo o monitoreando. Dicha información podría ser usada para concentrarse en un sistema informático y a través de algoritmos, obtener información que nos ayude con toma de decisiones inteligentes acertadas y oportunas.

Gracias a las facilidades y potencial desarrollo que aporta la aplicación de las comunicaciones y sistema de información al mantenimiento, el “e-mantenimiento” (e-maintenance) nos permite vigilar los activos de la empresa, vincular los sistemas de operaciones y mantenimiento, reunir información de los activos desde sitios remotos, e integrarlo con el nivel superior de las aplicaciones empresariales.

Se propone adquirir un sistema soporte informático y aprovechar las bondades de los equipos de nueva tecnología existentes en el rubro de monitoreo, control y protección para enlazarlos a través de medios de comunicación adecuados.

## **CAPÍTULO VI**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

El análisis económico se fundamenta en el supuesto que la inversión inicial y los desembolsos durante el período de análisis resultan rentables frente a la pérdida económica generada por no realizar el proyecto.

Para el análisis se debe considerar la siguiente información:

Periodo de evaluación: 25 años

Se forma grupos de trabajos

No se considera la aplicación de posibles multas del Osinergmin por el concepto de “No conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión y la ley”

Se consideran las compensaciones que se pagarán debido al tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

Para el análisis económico de la conveniencia de la implantación del modelo de gestión de mantenimiento desarrollado, nos apoyamos de la hoja de cálculo desarrollada por el área de Finanzas de la empresa, con la cual se evalúan todos los programas de inversión que se plantean en la empresa, y que emplea las fórmulas de ingeniería económica para la evaluación de los proyectos.

Para evaluar el costo global de la implementación, costeamos la inversión a realizar para transformar el modelo tradicional de trabajo en un modelo de gestión del mantenimiento enfocado en el PAS 55, para lo cual se deberá efectuar capacitación a varios niveles de la estructura del mantenimiento, crear nuevos cargos de responsabilidad, contratar asesores externos y adquirir software especializado.

Para la implementación del modelo se tiene en cuenta lo siguiente:

1. Contratación temporal de asesoría externa
2. Reasignación de funciones al personal de mantenimiento
3. Capacitación especializada al personal participante
4. Adquisición de software especializado para soporte de la gestión del mantenimiento

Resumen de costos detallados:

<b>COSTOS DE IMPLEMENTACION DEL MODELO DE GESTION DEL MANTENIMIENTO (EN MILES US\$)</b>													
<b>Concepto</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>	<b>Total</b>
Contratación temporal de asesoría externa	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	60
Capacitación especializada al personal participante	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	30
Adquisición de software especializado para mantenimiento	0	0	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350
	10	10	360	10	10	10	5	5	5	5	5	5	440

La Tabla 21 muestra el flujo de la inversión necesaria, cifras en dólares americanos.

Mes de desembolso	Monto
Enero	10
Febrero	10
Marzo	360
Abril	10
Mayo	10
Junio	10
Julio	5
Agosto	5
Setiembre	5
Octubre	5
Noviembre	5
Diciembre	5
<b>Total Inversión (Mil US\$)</b>	<b>440</b>

Tabla 21. Inversión para implantación del Modelo de Gestión del Mantenimiento

Los costos evitados o ahorros conseguidos son:

Reducción del 10% en la tasa de fallas en las instalaciones de media tensión (promedio de los últimos años es de 1 000 eventos anuales con un costo promedio de 800 US\$/falla) Ver tabla siguiente. Reducción = US\$ 80 000 anual.

Causa de Interrupción	2010	2011	2012
SISTEMA DE PROTECCION	120	100	130
ENVEJECIMIENTO	115	110	120
FALSO CONTACTO	108	100	115
OTRAS ACCIONES DE TERCEROS	100	106	115
FALTA DE MANTENIMIENTO	107	98	106
ANIMALES - CONTACTO FORTUITO	50	45	60
CABLE PICADO / SECCIONADO	60	45	58
EMBESTIDA (CHOQUE)	61	55	53
DEFICIENCIA DE MATERIAL	41	38	44
CORTE POR SEGURIDAD EN APLICACION ART. 90° C) DE LCE	32	35	40
DEFECTO CLIENTE PARTICULAR (FALLA HOMOPOLAR U OTROS)	49	36	40
MONTAJE DEFICIENTE	30	22	28
ARBOLES	17	15	19
SOBRECARGA	26	13	17
NO DETERMINADO	12	8	15
TRABAJOS DE URGENCIA (EMERGENCIA)	10	15	15
CONDICION CLIMATICA EXTREMA	12	10	10
ROBO / SUSTRACCION	14	12	10
ERROR DE OPERACION	5	8	8
PODA	10	9	8
OTRAS CAUSAS	47	40	44
Total general	1026	920	1055
	Promedio	1000,3	

Reducción de por lo menos el 10% en el monto de las compensaciones anuales que en promedio de los tres últimos años es de US\$ 360 000 anual.

Ver cuadro adjunto. Reducción = US\$ 36 000 anual.

	2010	2011	2012	Promedio
Compensación mil US\$	301	312	467	360

Aplicando las fórmula de evaluación de proyectos de inversión, las cuales están incorporadas en la hoja de cálculo utilizada, obtenemos los resultados mostrados en Figura 12, en donde se puede ver indican que la aplicación del modelo propuesto es

rentable, obteniéndose un VAN de US\$ 86 272, un TIR de 22,5%, con un PRI de 10 años.

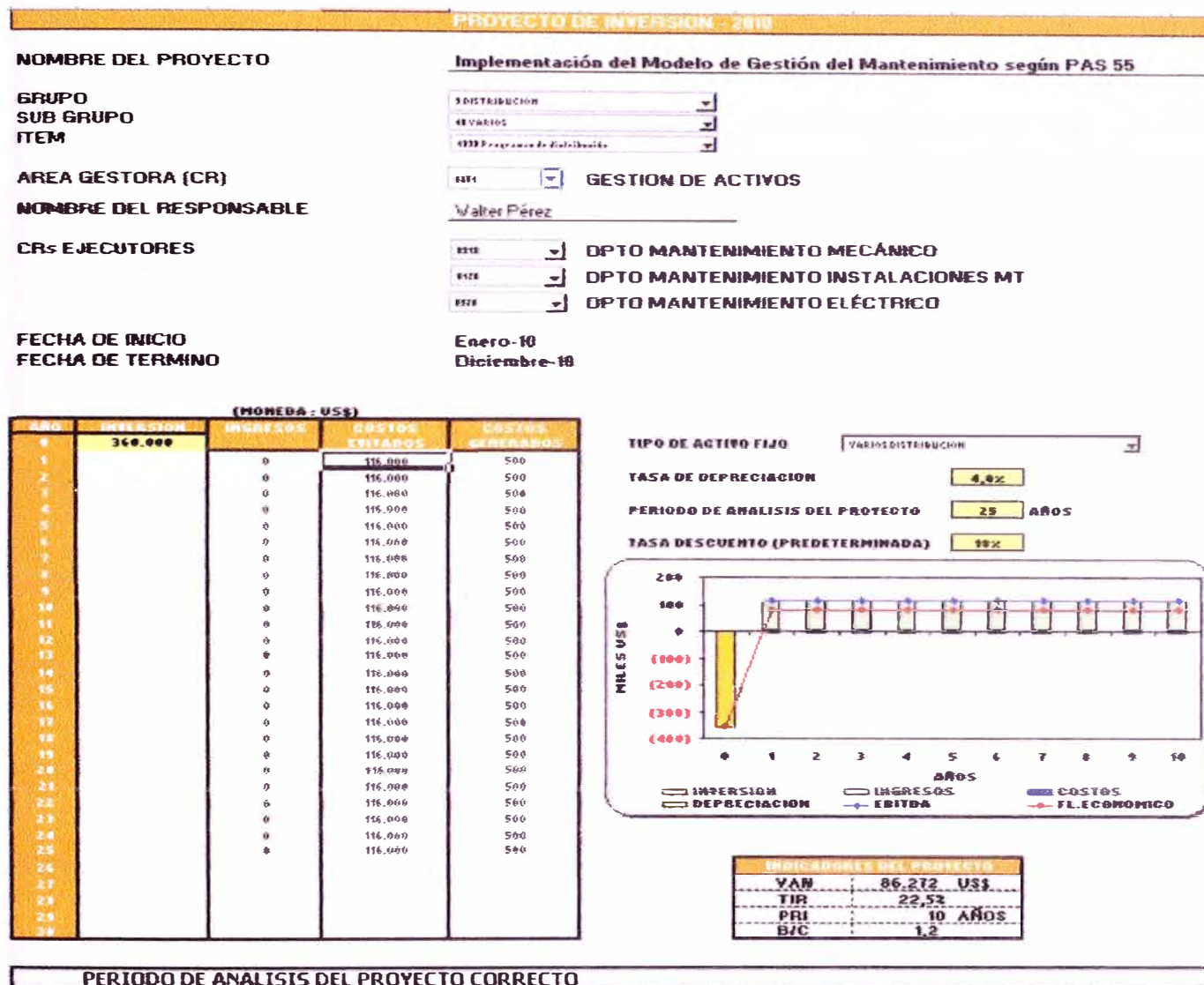


Figura 12. Justificación Económica de implantación del Modelo de Gestión del Mantenimiento.

## CONCLUSIONES

1. Con la aplicación del modelo de gestión del mantenimiento basado en los principios de la norma PAS 55: Gestión de Activos, se reduce la tasa de fallas en las instalaciones en el orden del 10%, y una reducción en el monto de las compensaciones anuales de por lo menos del 10%, logrando grandes ahorros para la empresa.
2. Al aplicar actividades de mantenimiento adecuadas a los equipos, priorizados por el riesgo de falla, se minimiza los riesgos de explosión de los equipos, garantizando la seguridad de las personas (población y personal propio).
3. El uso de indicadores alineados con la misión y visión de la empresa, ofrecen la oportunidad de alinear todas las acciones de mantenimiento a las actividades estratégicas de la empresa, con lo cual se obtienen mejores resultados, reflejados en la reducción de las compensaciones por calidad de suministro y en la frecuencia de fallas.
4. La implementación del modelo propuesto basado en PAS 55, nos permite establecer lo que hay que hacer, por escrito, y no depender del gerente de turno, Asimismo, se mantiene información y data de los equipos en forma más organizada para mejorar la toma de decisiones.

## RECOMENDACIONES

1. Las empresas de distribución eléctrica deberían implantar el modelo de gestión del mantenimiento propuesto, ya que siguiendo los planteamientos y principios detallados en este informe, cualquier empresa de distribución podría crear las estructuras y herramientas de gestión de activos, que son necesarias si la empresa quiere mejorar sus utilidades, o mejorar la efectividad de las inversiones efectuadas y por ende mejorar su rendimiento social para el caso de las empresas públicas.
2. La creciente aceptación internacional de PAS 55 la convierte en ideal para contar con un marco de referencia contra el cual compararnos tanto internamente como externamente. Por tanto se recomienda aplicar el modelo propuesto, ya que puede verificarse y auditarse.
3. Aprovechar el desarrollo de la TIC, implementando un sistema soporte informático y los medios de comunicaciones remotos, lo que facilitará la automatización de tareas y la toma de decisiones hacia las metas u objetivos marcados, a un menor costo y tiempo, con lo cual se podría reducir el presupuesto real anual de mantenimiento entre 10-30%.
4. Para iniciar un proceso de gestión de activos, no debe de esperar a contar con la totalidad de la información. Se puede iniciar recolectando información en reuniones participativas con el personal de experiencia, y utilizando hojas de cálculo para la programación y seguimiento de actividades.



## BIBLIOGRAFIA

- Programa Magíster en Gestión de Activos y Mantenimiento – Universidad Técnica Federico Santa María, Chile, 2007.
- Método Heurístico para Restauración del Servicio en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, César Arongo Lemoine, 2006.
- An Introduction to PAS 55 – Optimal Management of Physical Assets, James Reyes-Picknell, 2007, Londres.

<http://consciousasset.com/wp-content/uploads/2011/08/an-introduction-to-pa.pdf>

- British Standard Institute PAS 55:2008 Gestión de Activos Parte 1
- British Standard Institute PAS 55:2008 Gestión de Activos Parte 2
- UNE-EN 13306:2011, Terminología del Mantenimiento. AENOR. Madrid.
- The Maintenance Management Framework, Adolfo Crespo Márquez, España 2007
- Durán J. Artículo Optimización de estrategias de gestión de activos  
<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mmnew/bib/notas/bernardo6.pdf>
- Kaplan y Norton, 1992. The Balanced Scorecard – Measures that drive performance. Harvard Business Review.
- Curso de Análisis Causa Raíz, Carlos Parra, Lima - 2004.
- Reliability-centered Maintenance II, John Moubray, 1997.
- Modelos Mixtos de Confiabilidad, Luis Améndola, 1994.
- Administración moderna de mantenimiento, Lourival Tavares. 2000.
- José Bernardo Durán. Nuevas Tendencias del Mantenimiento Industrial, 2000.
- Aproximación a la confiabilidad. Aplicaciones Prácticas, Ingeman, 2010
- Gestión del mantenimiento y gestión de activos, Cómo integrar el proceso de mantenimiento dentro del sistema de gestión de activos de la empresa, Guillermo Pineda, Fredi López, Carlos Parra y Adolfo Crespo, 2013.

<http://www.activosfisicos.com/2013/04/gestion-del-mantenimiento-y-gestion-de-activos/>

## **ANEXOS**

**A. Balanced ScoreCard**

**B. Análisis de Criticidad**

**C. Análisis de Causa Raíz**

**D. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad**

**E. Medida de Confiabilidad y Riesgo**

**F. Análisis de Costos del Ciclo de Vida (ACCV)**

**G. Mejora Continua de la Eficiencia Organizacional y de las Tecnologías y Técnicas de Gestión del Mantenimiento.**

**H. Sistemas Integrados de Información para la Gestión del Mantenimiento**

## **ANEXO A**

### **BALANCED SCORECARD (CUADRO DE MANDO INTEGRAL)**

Es una creencia común en la industria de que la planificación estratégica es importante para asegurar el éxito futuro de una organización. Sin embargo, muy a menudo los objetivos operativos y la estrategia, así como las mediciones de desempeño, son incompatibles con la estrategia general empresarial declarada. Esta situación insatisfactoria puede evitarse mediante la introducción del Balanced Scorecard (BSC).

El BSC es específico para la organización para la que se desarrolla y permite la creación de los indicadores clave de rendimiento (KPI) para la medición de los resultados de la gestión del mantenimiento que se ajusten a los objetivos estratégicos de la organización. A diferencia de las mediciones convencionales que son orientados al control, el Balanced Scorecard pone la estrategia global y la visión en el centro y hace énfasis en el logro de objetivos meta. Las medidas están diseñadas para llevar a la gente hacia la visión general. Ellos son identificados y se extienden sus metas establecidas a través de un proceso participativo (Análisis FODA) que incluye la consulta de los interesados internos y externos, los altos directivos, personal clave en el funcionamiento de las unidades de la función de mantenimiento, y los usuarios del servicio de mantenimiento. De esta manera, las medidas del desempeño de la operación mantenimiento están vinculadas al éxito del negocio de toda la organización.

El Balanced Scorecard, también conocido como BSC, Cuadro de Mando Integral, Tablero de Comando o Tablero de Control fue diseñado como una herramienta para garantizar a las organizaciones una eficaz ejecución de sus estrategias, y ha demostrado su capacidad para hacerlo, ya que miles de organizaciones alrededor del mundo han descubierto a través de su implantación los beneficios de una mayor

armonización, la mejora de los resultados financieros y la toma segura de decisiones acertadas.

El Balanced Scorecard (BSC) es una metodología de trabajo y de gestión empresarial que permite alcanzar acuerdos acerca de hacia dónde debe ir la empresa (**su Visión**) y sobre todo asegurarse que esté en ese camino en todo momento (**su Estrategia**).

Un BSC cuidadosamente elaborado es básicamente la descripción de la **Estrategia** que adopta la empresa para alcanzar su **Visión**. Esta Estrategia incluye a todos los miembros de la empresa, quienes de alguna manera u otra se involucran en el proceso de diseño, construcción y operación de Tablero. Así presentado, el BSC opera como un instrumento de verificación permanente de la Estrategia definida, y resalta, mediante un sistema de alarmas y alertas cualquier desvío que se produzca, en cualquier área.

Como una metodología basada en la medición del desempeño de la MSC se basa en el uso de indicadores de gestión, o indicadores, para liderar el desarrollo e implementación de la estrategia. También reconoce que las ventajas competitivas sostenibles provienen de la aplicación de la estrategia, no sólo su desarrollo. Mientras que el cuadro de mando integral ha estado en existencia por más de dos décadas, el nivel de aceptación dentro de las áreas de gestión de activos ha sido muy bajo. En los últimos tiempos esto ha llegado a ser ampliamente reconocidos.

## **1 Cuadro de Mando Integral e Indicadores Claves de Desempeño Aplicado a la Gestión de Mantenimiento.**

El cuadro de mando integral es la herramienta que apoyará la Fase 1 del modelo de gestión del mantenimiento propuesto en la Figura 3.

El cuadro de mando integral (Balanced Scorecard- BSC), propuesto por Kaplan y Norton en 1992, es una herramienta que traduce la misión y la estrategia de un negocio en un conjunto de objetivos y medidas cuantificables, desde el punto de vista de cuatro perspectivas:

1. Financiera (el punto de vista del inversor)
2. Cliente (los atributos de rendimiento valorados por el cliente)
3. Procesos Internos (los procedimientos y medios existentes a corto y largo plazo para alcanzar los objetivos financieros y de clientes), y
4. Aprendizaje y Crecimiento (capacidad para mejorar y crear valor)

Ayuda a enfocarnos en un grupo de medidas que son las más críticas para el éxito continuo de la empresa. El BSC ha sido implementado en muchas empresas dedicadas de diversos sectores (Kaplan y Norton, 1993). El BSC ha permitido el desarrollo de los planes estratégicos vinculando los objetivos estratégicos a largo plazo con planes de acción a corto plazo (Kaplan y Norton, 1996).

Perspectivas	Objetivos Estratégicos	Indicadores (KPIs)	Metas	Acciones	
Financiero					} Misión y Estrategia
Cliente					
Procesos Internos					
Aprendizaje y Crecimiento					

Tabla A.1. Cuadro de mando integral (The Balanced Scorecard – BSC)

Este enfoque del BSC proporciona un marco integral para establecer el sistema de gestión de indicadores a nivel de la empresa.

Cuando este enfoque es aplicado a la gestión del mantenimiento, se requiere de un proceso que consta de los siguientes pasos (Tsang, 1998):

1. Formular la estrategia para operar el mantenimiento. Aquí se consideran opciones estratégicas como el desarrollo de cierta capacidad en la empresa, la contratación del servicio de mantenimiento (Outsourcing), la potenciación de operadores para ejecutar el mantenimiento autónomo (parte del TPM), el desarrollo de una fuerza de trabajo de mantenimiento polivalente o la aplicación del mantenimiento basado en la condición. Esto se hace a través de un proceso participativo para lograr el compromiso y motivación de los colaboradores.

2. Poner en acción la estrategia. La estrategia formulada en el punto anterior se traduce en objetivos a largo plazo. Se definen los indicadores claves de rendimiento (KPI) que se consideren necesarios para medir el desempeño de los objetivos estratégicos establecidos. Estas medidas están diseñadas para atraer a la gente hacia la visión global. Esto debe desarrollarse a través de un proceso participativo que requiere la consulta a los interesados internos y externos, a la gerencia, al personal clave de las áreas de mantenimiento y a los usuarios del servicio de mantenimiento; en general, consulta a todos los stakeholders. Trabajadas de esta manera, los KPI para las operaciones de mantenimiento estarán relacionados con el éxito en los resultados de toda la empresa.

3. Desarrollar planes de acción. Son los vehículos para llegar a los fines establecidos en los objetivos del paso anterior, teniendo en cuenta los cambios necesarios en la infraestructura de apoyo de la organización, tales como la estructuración de los trabajos de mantenimiento, los sistemas de gestión de la información, la recompensa y el reconocimiento, los mecanismos de asignación de recursos, etc.

4. Revisión periódica del rendimiento y la estrategia. Se realizará el seguimiento y se investigarán las relaciones causales entre medidas, que se validarán a intervalos definidos. De esta forma se verá el progreso realizado en el cumplimiento de los objetivos estratégicos. El resultado de la revisión puede requerir la formulación de nuevos objetivos estratégicos, la modificación de los planes de acción y/o la revisión del propio BSC.

### **Enfoque Proactivo**

Generalmente los indicadores tradicionales se usan como una medida reactiva. Estos están midiendo lo que ha pasado y por tanto se están tomando decisiones basadas en esta información. Los gerentes toman decisiones y hacen las preguntas basadas en esta información. Éste es una práctica válida y de mérito considerable.

Sin embargo muchas organizaciones tienen la meta admirable de esforzarse por lograr un enfoque "proactivo" de mantenimiento. El MSC ayuda a lograr este objetivo usando los indicadores de tal manera que permita manejar los eventos futuros. En lugar de mirar lo que ha pasado, se enfoca en lo que debe pasar. De esta manera el MSC es un enfoque completamente diferente al uso de indicadores tradicionales.

### **2 Importancia de la Selección Adecuada de Indicadores.**

Los KPI (indicadores) deben definirse en las zonas donde se desea mejorar, ya que lo que no se mide no se puede controlar y mejorar (Kaplan y Norton, 1992). Los KPI deben tener un nivel de rendimiento actual y futuros objetivos, alcanzables, realistas.

En la Tabla A.2. se presenta un ejemplo desarrollado de BSC para una determinada área de mantenimiento. La misión de esta área es brindar un mantenimiento de muy alto nivel a los activos, de tal manera que si se encontrasen áreas de la empresa con bajo nivel de mantenimiento, se deberían considerar como candidatas a la

tercerización de esta función. Con este fin, la misión se ha traducido en planes de acción de acuerdo con la tabla siguiente.

Perspectivas	Objetivos Estratégicos	Indicadores (KPIs)	Metas	Acciones
<b>Financiero</b>	Mejorar la eficacia de los costos de mantenimiento	Costo de mantenimiento por unidad producida	Actual: x% Objetivo: (x-1)%	Asegurar la adquisición de datos adecuados y la realización de análisis de criticidad de equipos
<b>Cliente</b>	Mejorar el tiempo de reposición y la calidad del mantenimiento	TEK FEK	TEK < x FEK < y	- Programa de análisis de fallas - Programa de mejora del soporte de mantenimiento
<b>Procesos Internos</b>	Mejorar el proceso de mantenimiento y su documentación	Cumplimiento de normativa	Certificación del proceso de mantenimiento antes del dd.mm.aa	Desarrollar procedimiento e inspecciones técnicas pendiente
<b>Aprendizaje y Crecimiento</b>	Asegurar niveles adecuados de entrenamiento y formación para cumplir la misión	Nivel de entrenamiento por cada nivel de mantenimiento	Definición de niveles precisos de formación por nivel de mantenimiento	- Definir nivel de entrenamiento por cada nivel de mantenimiento - Realizar entrenamiento y evaluación

Tabla A.2. Ejemplo de BSC para el área de mantenimiento



## **ANEXO B**

### **ANÁLISIS DE CRITICIDAD**

En el ámbito de mantenimiento, al tener plenamente establecido cuales sistemas son más críticos, se podrá establecer de una manera más eficiente la priorización de los programas y planes de mantenimiento de tipo: predictivo, preventivo, correctivo, detectivo e inclusive posibles rediseños al nivel de procedimientos y modificaciones menores; inclusive permitirá establecer la prioridad para la programación y ejecución de órdenes de trabajo.

En el ámbito de inspección, el estudio de criticidad facilita y centraliza la implantación de un programa de inspección, dado que la lista jerarquizada indica donde vale la pena realizar inspecciones y ayuda en los criterios de selección de los intervalos y tipo de inspección requerida para sistemas de protección y control (presión, temperatura, nivel, velocidad, espesores, flujo, etc.), así como para equipos dinámicos, estáticos y estructurales.

En el ámbito de materiales, la criticidad de los sistemas ayuda a tomar decisiones más acertadas sobre el nivel de equipos y piezas de repuesto que deben existir en el almacén central, así como los requerimientos de partes, materiales y herramientas que deben estar disponibles en los almacenes de planta, es decir, podemos sincerar el stock de materiales y repuestos de cada sistema y/o equipo logrando un costo optimo de inventario.

En el ámbito de disponibilidad de planta, los datos de criticidad permiten una orientación certera en la ejecución de proyectos, dado que es el mejor punto de partida para realizar estudios de inversión de capital y renovaciones en los procesos, sistemas

o equipos de una instalación, basados en el área de mayor impacto total, que será aquella con el mayor nivel de criticidad.

A nivel del personal, un buen estudio de criticidad permite potenciar el adiestramiento y desarrollo de habilidades en el personal, dado que se puede diseñar un plan de formación técnica, artesanal y de crecimiento personal, basado en las necesidades reales de la instalación, tomando en cuenta primero las áreas más críticas, que es donde se concentra las mejores oportunidades iniciales de mejora y de agregar el máximo valor.

Una vez que hemos determinado los recursos estratégicos que son requeridos, nosotros podemos empezar a resaltar las medidas e iniciativas exigidas para lograrlo. Éstos variarán, dependiendo del equipo y situación en cada caso. Sin embargo algunas alternativas incluyen aplicaciones de RCM, ACR o esfuerzos de administración de Mantenimiento.

## **1 Introducción a proceso de jerarquización**

El análisis de criticidad es la herramienta que apoyará la Fase 2 del modelo de gestión del mantenimiento propuesto en la Figura 3.

Las técnicas de análisis de criticidad son herramientas que permiten identificar y jerarquizar por su importancia los activos de una instalación sobre los cuales vale la pena enfocar recursos (humanos, económicos y tecnológicos); es decir, el proceso de análisis de criticidad ayuda a determinar la importancia y las consecuencias de los eventos potenciales de fallas de los sistemas de producción dentro del contexto operacional en el cual están trabajando.

El objeto de un análisis de criticidad es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de un

proceso productivo, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable.

Varias de la metodologías de análisis de criticidad existentes están constituidas por métodos de priorización que generan resultados de criticidad sustentados en la teoría del riesgo, concepto que mezcla el factor confiabilidad (frecuencia de fallas) y el factor severidad/consecuencia de falla (impacto de las fallas en: seguridad, ambiente, calidad, producción, etc.)

Los resultados que se obtienen con la aplicación de las técnicas de criticidad, son la materia prima con la cual se debe dar inicio a cualquier proceso de optimización basado en la aplicación de técnicas de ingeniería de confiabilidad y mantenimiento. A continuación se presentan dos modelos de jerarquización basados en la evaluación del riesgo y orientados a identificar los equipos críticos de un sistema productivo.

## **2 Métodos de Criticidad Semicuantitativo (CTR: Criticidad Total por Riesgo)**

La mayoría de las técnicas cuantitativas utilizan una variación de un concepto conocido como el "Número de Probabilidad del Riesgo" (PRN: Probability Risk Number). El PRN se obtiene uniendo un valor numérico a la probabilidad de falla de un activo (a mayor probabilidad, mayor es el valor), y asignan otro valor a la gravedad de las diferentes categorías de consecuencias de falla (a más graves consecuencias para cada una de las categorías, valor más alto).

Los dos números se multiplican para dar una tercera que es el PRN. Los activos con mayores PRN se analizarán en primer lugar. Los criterios y la ponderación relativa para evaluar la severidad y probabilidad pueden variar ampliamente para diferentes empresas. En algunas ocasiones, no hay datos históricos sobre las tasas de falla, pero el área de mantenimiento puede requerir una cierta evaluación bruta de la prioridad de los activos. En estos casos, los métodos cualitativos se pueden utilizar para una evaluación inicial de los activos.

Una vez que existe una cierta definición de los activos prioritarios, tenemos que fijar la estrategia a seguir con cada una de las categorías de activos. Por supuesto, esta estrategia será ajustada con el tiempo, pero un primer punto de partida debe ser establecido.

Desde el punto de vista matemático la criticidad se puede expresar como:

$$CTR = FF \times C$$

Donde:

CTR: Criticidad Total por Riesgo

FF: Frecuencia de fallas (cantidad de fallas en un período determinado (fallas/año))

C: Consecuencias de los eventos de falla.

El valor de la Consecuencia (C) se obtiene de la siguiente expresión:

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

Siendo:

IO: Impacto Operacional (factor de impacto en la producción)

FO: Factor de flexibilidad operacional

CM: Factor por costos de mantenimiento

SSA: Factor de impacto en Seguridad, Salud y Ambiente

La expresión final del modelo de priorización de CTR es:

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

Los factores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión del riesgo son:

- Factor de Frecuencia de Fallas (FF) (escala de 1 a 4)
  - 4: Frecuente: mayor a 2 eventos al año
  - 3: Promedio: 1 y 2 eventos al año

2: Bueno: entre 0,5 y 1 evento al año

1: Excelente: menos de 0,5 al año

- Factores de Consecuencias

Impacto Operacional (IO) (escala de 1 a 10)

10: Pérdidas de producción superiores al 75%

7: Pérdidas de producción entre el 50% y el 74%

5: Pérdidas de producción entre el 25% y el 49%

3: Pérdidas de producción entre el 10% y el 24%

1: Pérdidas de producción menor al 10%

Impacto por Flexibilidad Operacional (FO) (escala de 1 a 4)

4: No se cuenta con unidades de reserva par cubrir la producción, tiempos de reparación y logística muy grandes

2: Se cuenta con unidades de reserva que logran cubrir de forma parcial el impacto de producción, tiempos de reparación y logística intermedios

1: Se cuenta con unidades de reserva en línea, tiempos de reparación y logística pequeños.

Impacto en Costos de Mantenimiento (CM) (escala de 1 a 2)

2: Costos de reparación, materiales y mano de obra superior a 20000 dólares

1: Costos de reparación, materiales y mano de obra inferior a 20000 dólares

Impacto en Seguridad, Salud y Ambiente (SSA) (escala de 1 a 8)

8: Riesgo de alta pérdida de vida, daños graves a la salud del personal y/o incidente ambiental mayor (catastrófico) que exceden los límites permitidos

6: Riesgo medio de pérdida de vida, daños importantes a la salud, y/o incidente ambiental de difícil restauración.

3: Riesgo mínimo de pérdida de vida y afectación a la salud (recuperable en el corto plazo) y/o incidente ambiental menor, derrames fáciles de contener y fugas repetitivas

1: Sin riesgo de pérdida de vida, ni afectación a la salud, ni daños ambientales

Se seleccionan los activos a priorizar y se genera una tormenta de ideas en la que se le asignan a cada equipo los valores correspondientes a cada uno de los factores que integran la expresión de CTR. Para obtener el nivel de criticidad de cada equipo, se toman los valores totales de cada uno de los factores principales: frecuencia y consecuencias de las fallas y se ubican en la matriz de criticidad de 4x4 (ver Figura B.1). El valor de la frecuencia de fallas se ubica en el eje vertical y el valor de consecuencia se ubica en el eje horizontal. La matriz de criticidad mostrada a continuación permite jerarquizar los sistemas en tres áreas:

- Área de Sistemas No Críticos (NC)
- Área de Sistemas de Media Criticidad (MC)
- Área de Sistemas Críticos (C)

4	MC	MC	C	C	C
3	MC	MC	MC	C	C
2	NC	NC	MC	C	C
1	NC	NC	NC	MC	C
	10	20	30	40	50

Figura B.1. – Matriz de Criticidad de 4 x 4

### 3 Modelo de Comparación por pares (Analytic Hierarchy Process: Proceso de Análisis Jerárquico)

El modelo AHP propone ejecutar los siguientes pasos:

1. Definir las variables a tener en cuenta, por ejemplo, para definir la importancia de un circuito, es importante considerar las siguientes variables:

5. Cantidad de salidas totales del último semestre,
6. Compensación alcanzada en el último semestre,
7. Compensación potencial con ocho horas de interrupción imprevista,
8. Compensación potencial con 11 horas de interrupción imprevista,
9. Cantidad de enlaces auxiliares para traslados de carga en caso de fallas,
10. Longitud en km de red aérea con antigüedad mayor a 30 años,
11. Afectación masiva o clientes importantes, y
12. Distancia (lejanía) del alimentador.

Estas variables se comparan uno a uno para determinar sus pesos relativos; pesos que se multiplicarán a los valores que tomen estas variables. Para efectos de uniformizar, se asignan puntajes del 1 al 10 para los valores que tomen estas variables. Los resultados los podemos ver en la Figura B.2.

Para determinarse los pesos relativos de cada variable, se usa la tabla de comparación en la cual se comparan de horizontal a vertical preguntando la importancia de la variable respecto a la otra.

13. Si es de igual importancia, se asigna 1 en la celda
14. Si es de mayor importancia, se asigna 5
15. Si es de mucho mayor importancia, se asigna 10
16. Si es de menor importancia, se asigna  $1/5 = 0,2$
17. Si es de mucho menor importancia, se asigna  $1/10 = 0,1$

Importancia del alimentador	Cant Salida Total Sem 1	Compens Semest. 1	Potenc BH	Potenc BT 11H	Nro auxiliares	km Red_aerea > 30años	Afectación masiva o clientes import.	Distancia		Multiplicadora
Cant Salida Total Sem 1		1	1	1	5	1	1	10	20	15,4%
Compens Semest. 1	1		0,2	0,2	5	0,2	1	5	12,6	9,7%
Potenc BH	1	5		5	5	1	1	10	28	21,5%
Potenc BT 11H	1	5	0,2		5	1	1	10	23,2	17,8%
Nro auxiliares	0,2	0,2	0,2	0,2		0,2	0,2	5	6,2	4,8%
km Red_aerea > 30años	1	5	1	1	5		1	5	19	14,6%
Afectación masiva o clientes import.	1	1	1	1	5	1		10	20	15,4%
Distancia	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1		1	0,8%
	5,3	17,4	3,7	8,5	30,2	4,6	5,3	55	130	100,0%
<b>TABLA DE VALORES DE LAS VARIABLES</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Cant Salida Total Sem 1	0				1			2		3
Compens Semest. 1	1 000		4 000		9 000		12 000	14 000	16 000	18 000
Potenc BH	2300		10800		18000		25200	28800	32400	36000
Potenc BT 11H	2300		6900		11500		16100	18400	20700	23000
Nro auxiliares	12		10		4		2		1	0
km Red_aerea > 30años	0		6000		12000		18000	21000	24000	30000
Afectación masiva o clientes import.	baja				media			alta		muy alta
Distancia	1		3		5		7	8	9	10

Figura B.2. Matriz de comparación de pares y tabla de valores de las variables

Luego se suman todos los valores por cada línea, obteniendo un valor y el porcentaje de este respecto al total. Este porcentaje es el peso relativo de estas variables y será el factor a multiplicarse por los puntajes que tome cada variable.

Finalmente, se determinan los valores de las variables para cada circuito (alimentador) y se le asigna el puntaje según escala de la tabla mostrada. Estos puntajes son multiplicados por los pesos relativos de cada variable y luego se suman todos estos productos para obtener el puntaje total del circuito (alimentador).

Al ordenarse la lista, se obtendrá una lista jerarquizada.



## ANEXO C

### ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ

Tomando como referencia el modelo de gestión del mantenimiento compuesto de ocho fases propuesto en la Figura 3, la técnica de ACR forma parte de la Fase 3.

La técnica de Análisis Causa Raíz (ACR) se enfoca a problemas desde el punto de vista técnico, aunque no es necesariamente excluyente para otros de diversa índole. El ACR se fundamenta en la necesidad de resolver problemas, los cuales son generalmente entendidos como una vicisitud que se desea vencer. En realidad, como se discutirá en el presente trabajo, los problemas son enfrentados a través del control sobre las causas que los originan. En muchos casos no es extraño encontrar que las “mejores” soluciones son generalmente las que no han sido vistas y que después de una breve reflexión parecen obvias, lo que conduce a hacerse la siguiente pregunta: ¿por qué no se me ocurrió a mí? Es a partir de la pregunta anterior que se procede a explorar muchas de las soluciones efectivas que están en espera de ser “descubiertas” para un grupo particular de causas (a veces numeroso). El proceso de descubrimiento requiere de un cambio de pensamiento donde se debe abandonar el anterior, a esto se le ha llamado “cambio de paradigma” el cual es el fundamento del ACR.

Existen en la bibliografía diversas técnicas y autores que han abordado lo que hoy recibe el nombre de ACR, cuyo propósito ha sido el de buscar soluciones efectivas. Muchas personas intuitivamente ya atacan problemas con la filosofía de pensamiento que involucra ACR. Sin embargo, otros deben ser recordados de los procesos que involucra cuestionar no sólo las ideas de otros sino las propias. Las metodologías utilizadas sirven este propósito: recordar a los analistas de problemas que pasos se recomienda seguir y que consideraciones deben tomarse para la obtención de soluciones efectivas. No existen dos problemas exactamente iguales, sin embargo, dentro de un marco de pasos generales que conservan cierta flexibilidad, se pueden establecer ciertas reglas.

La aplicación de ACR es un trabajo de equipo y como tal requiere de cierta pericia para vencer los paradigmas y encontrar causas y soluciones efectivas. Su aplicación sirve para mejorar la confiabilidad de los procesos a través del análisis de incidentes e identificación de causas sistemáticas comunes.

## 1 Metodología

Antes de abordar la descripción metodológica, es necesario hacerse la siguiente pregunta: ¿y cómo pueden resolverse los problemas efectivamente? De acuerdo con una de las referencias deben tomarse cuatro pasos consecutivos sencillos tal como se muestran en la Figura C.1: Definición del problema, análisis del problema, identificación de soluciones e implementación de las mismas.

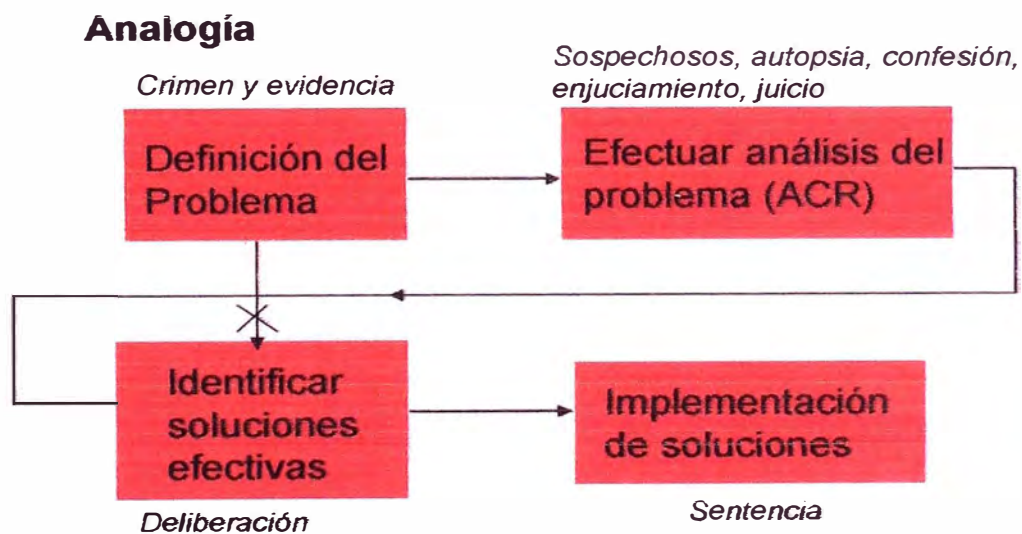


Figura C.1. Los cuatro pasos para la resolución de problemas

En la misma figura también se indica el paso generalmente seguido cuando se cree haber definido un problema (identificar soluciones sin un análisis detallado del mismo). Los cuatro pasos también pueden relacionarse con cuatro elementos presentes en un juicio los cuales guardan relación y secuencia, es decir: un crimen y la evidencia, el

proceso de análisis de la misma (juicio), la deliberación de jurado en función del análisis (soluciones) y la sentencia (implementación). En este caso el equipo natural de trabajo (jurado) es quien delibera y argumenta en función de la información que tiene a la mano.

## 1.1 Definición del problema

Antes de abordar la definición del problema hay que reflexionar acerca de los siguientes puntos:

- ¿Qué es un problema?
- ¿Fallamos al definir problemas?
- ¿Todos vemos el problema igual?
- ¿Hemos definido problemas en términos de nuestra realidad?
- ¿Tenemos experiencias distintas y profesiones?
- ¿Entendemos nuestra ignorancia y prejuicios?
- ¿Trabajamos en el problema equivocado?
- ¿Trabajamos en los síntomas o en las causas?

Para definir apropiadamente un problema un equipo de trabajo debe responder cuatro preguntas básicamente:

- ¿Qué?: ¿Qué fue lo que ocurrió?
- ¿Cuándo?: ¿Cuándo ocurrió?, aquí no solo se incluye la fecha y la hora sino también el contexto.
- ¿Dónde?: ¿Dónde ocurrió el problema?, aquí se agrupan las instalaciones y permite visualizar si hay diversos problemas en una misma área.

Las siguientes preguntas no deben efectuarse durante la definición del problema:

- ¿Quién?: El objetivo del análisis es la prevención y no la búsqueda de un culpable.

- ¿Por qué?: No aplica en la definición sino en el análisis del problema.
- ¿Cómo?: No aplica en la definición sino en el análisis

## 1.2 Árbol de Falla

Esta técnica es la más compleja en términos de conocimiento ya que para un problema en particular puede complicarse bastante. En muchos casos esta técnica es utilizada en forma proactiva para dirigir al analista a modos de falla potenciales previamente identificados y conocidos para un sistema. Una ventaja de esta técnica es que la experticia técnica no es necesaria ya que las preguntas han sido generadas previas a la investigación. Esta técnica también es utilizada en el árbol lógico de decisión para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC).

Una vez elegidos los problemas de mayor impacto, se identifican los posibles modos de falla que provocaron el problema. Los modos de falla dentro del ACR, se definen como los eventos físicos que generan el paro imprevisto. Para facilitar el proceso de definición de los modos de falla, el método ACR propone que el grupo de trabajo seleccione el problema y sobre el enunciado del problema se deberá responder a la siguiente pregunta:

*¿Cómo puede ocurrir la falla imprevista?*

Un ejemplo de definición de modos de falla es:

- Definición del problema: Falla de la bomba N° 1

Modos de falla: ¿Cómo pueden ocurrir las fallas en la bomba N° 1?

1. Daños en los rodamientos
2. Daños en los sellos
3. Impulsos trabajo
4. Motor eléctrico quemado

5. Fuga en línea de succión

6. etc.

Una vez definidos los modos de falla, se selecciona los de mayor impacto y se procede a identificar las diferentes hipótesis para cada modo de falla a ser evaluado. *Las hipótesis se definen como los posibles mecanismos que provocan los modos de falla.* Al ser válida una hipótesis, esta se convierte normalmente en una causa raíz. Para definir las hipótesis, la metodología ACR propone responder a la siguiente pregunta.

*¿Por qué ocurren los modos de falla?*

El resultado final de la fase de definición de hipótesis, consiste en validar con hechos las hipótesis más probables y en descartar aquellas hipótesis inconsistentes. Durante el proceso de validación de las hipótesis se deben evaluar los siguientes aspectos (lista de verificación de hipótesis);

Variables de operación (información del sistema automatizado de control, temperatura, presión, flujo, etc.)

Historiales de mantenimiento

Cuaderno diario de los eventos en cada turno

Resultados de inspecciones (visuales, ensayos no destructivos)

Resultados del laboratorio (químico, metalúrgico, etc.)

Datos de vibraciones

Procedimientos de mantenimiento

Procedimientos de operaciones

Datos y modificaciones sobre los diseños

Registros de entrenamiento del personal.

Ejemplo de definición de hipótesis:

- Definición del problema: Falla de la bomba N° 1

Modos de falla: ¿Cómo ocurrieron las fallas en la bomba N° 1?

## 1. Daños en los rodamientos

. Hipótesis: ¿Por qué ocurrieron las fallas en los rodamientos?

1.1 Desgaste acelerado

1.2 Montaje y alineación defectuosa

1.3 Mala selección del rodamiento

1.4 Operación incorrecta

Una vez identificadas las hipótesis, se definen las posibles causas raíces para cada una de las hipótesis validadas. La metodología propone identificar y clasificar las causas raíces en tres categorías:

**Causa Raíz Física:** se refiere al tipo de causa raíces que abarcan materiales o cosas intangibles.

**Causa Raíz Humana:** se refiere al tipo de causa raíces que generan fallas debido a una intervención inapropiada del ser humano (errores humanos)

**Causa Raíz Latente:** Se refiere al tipo de causas raíces seleccionadas con la falta o deficiencia en los sistemas de gestión y administrativos (reglas, procedimientos, instructivos).

En la Figura C.2, se presenta el árbol de fallas del presente ejemplo.

## ANALISIS DE CUASA RAIZ INTERRUPCION IMPREVISTA DE LA BOMBA N° 1

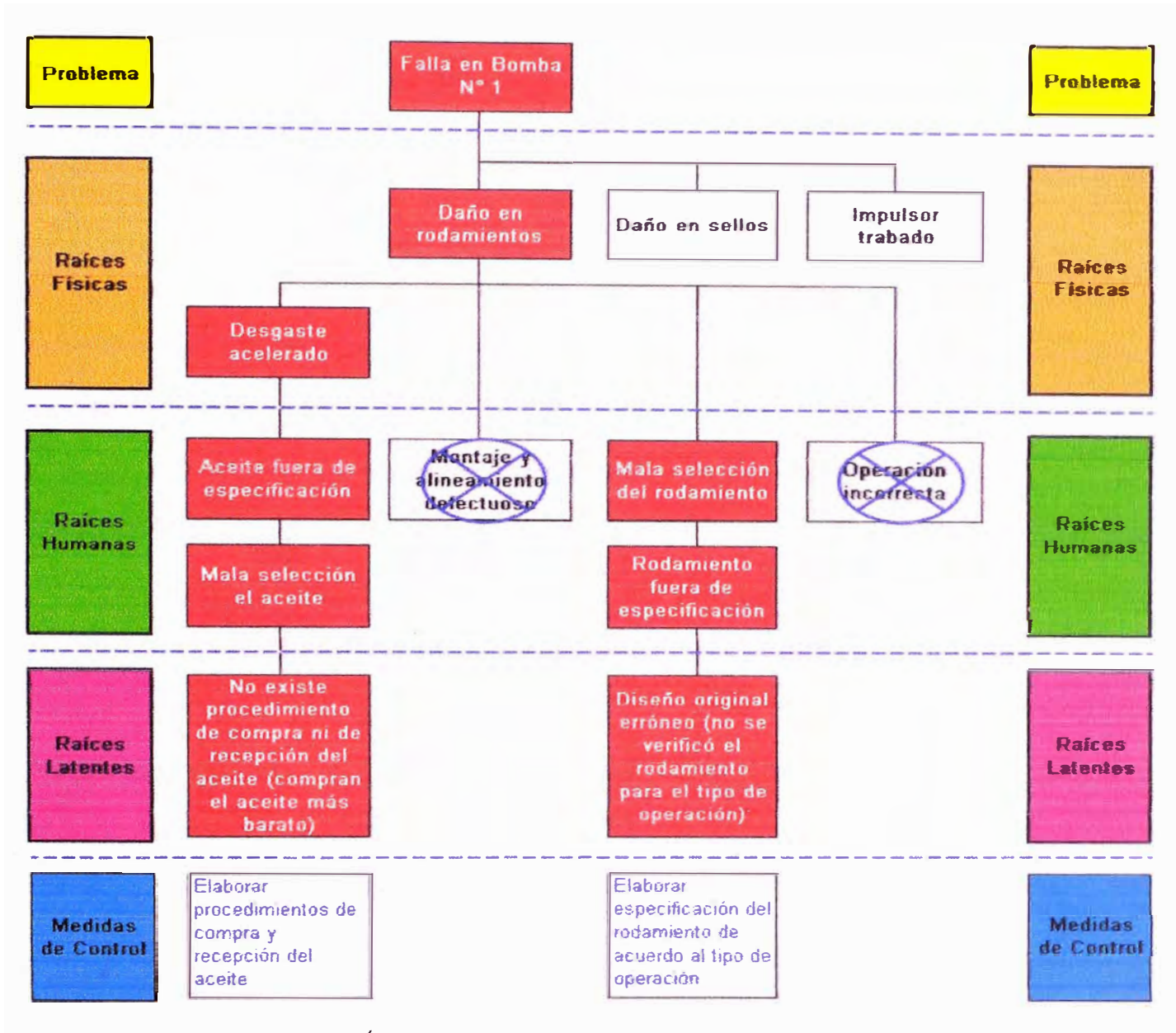


Figura C.2. Árbol de Fallas del ACR – Falla en Bomba N° 1

El Árbol de Falla permite identificar causas relacionadas con equipos, errores humanos o procesos. Así mismo, es de utilidad para buscar múltiples mecanismos de falla para un mismo evento.

## **ANEXO D**

### **MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM)**

Según el modelo de gestión del mantenimiento de las ocho fases propuesta en la Figura 3, esta sección forma parte de la Fase 4.

El Mantenimiento centrado en Confiabilidad es un método de optimización de planes de mantenimiento, conocido comúnmente por sus siglas en inglés "RCM: Reliability Centered Maintenance". Fue desarrollado en un principio por la industria de la aviación comercial de los Estados Unidos, en cooperación con entidades gubernamentales como la NASA y privadas como la Boeing (constructor de aviones). Desde 1974, el Departamento de Defensa de los Estados Unidos, ha usado el RCM, como la filosofía de mantenimiento de sus sistemas militares aéreos. El éxito del RCM en el sector de la aviación, ha permitido que otros sectores tales como el de generación de energía (plantas nucleares y centrales termoeléctricas), petroleros, químicos, gas, refinación y la industria de manufactura, se interesen en implantar esta filosofía de gestión del mantenimiento, adecuándola a sus necesidades de operaciones.

Un aspecto favorable de la filosofía del RCM, es que la misma promueve el uso de las nuevas tecnologías desarrolladas para el campo del mantenimiento. La aplicación adecuada de las nuevas técnicas de mantenimiento bajo el enfoque del RCM, permiten de forma eficiente, optimizar los procesos de producción y disminuir al máximo los posibles riesgos sobre la seguridad personal y el ambiente, que traen consigo las fallas de los activos en un contexto operacional específico.

Esta parte tiene la finalidad de servir de guía en la aplicación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, para los sistemas asociados a plantas



industriales, de forma de poder reforzar la Confiabilidad Operacional en el contexto de los objetivos del negocio.

## **1 Propósito**

El objetivo básico de cualquier gestión de Mantenimiento, consiste en incrementar la disponibilidad de los activos, a bajos costos, permitiendo que dichos activos funcionen de forma eficiente y confiable dentro de un contexto operacional.

Esta meta puede ser alcanzada de forma óptima, con la metodología de Gestión del Mantenimiento, titulada Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM). En términos generales, permite distribuir de forma efectiva los recursos asignados a la gestión de mantenimiento, tomando en cuenta la importancia de los activos dentro del contexto operacional y los posibles efectos o consecuencias de los modos de fallas de estos activos, sobre la seguridad, el ambiente y las operaciones.

“El RCM sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un contexto operacional. Esta no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de los activos de un determinado contexto operacional realizado por un equipo de trabajo multidisciplinario. El equipo desarrolla un sistema de gestión de mantenimiento flexible, que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta, la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón costo/beneficio”.

En otras palabras el RCM es una metodología que permite identificar las políticas de mantenimiento óptimas para garantizar el cumplimiento de los estándares requeridos por los procesos de producción.

Esta metodología demanda una revisión sistemática de las funciones que conforman un proceso determinado, sus entradas y salidas, las formas en que pueden dejar de cumplirse tales funciones y sus causas, las consecuencias de las fallas funcionales y las tareas de mantenimiento óptimas para cada situación (predictivo, preventivo, proactivo, etc.) en función del impacto global (seguridad, ambiente, costo, unidades de producción).

## **2 Premisas**

El RCM se basa en las siguientes premisas:

- Análisis enfocado en funciones.
- Análisis realizado por equipos naturales de trabajo (operaciones, mantenimiento, especialistas técnicos) conducidos por un facilitador, experto en la aplicación de la metodología.

## **3 Definición**

Mantenimiento Centrado en Confiabilidad es una metodología utilizada para determinar sistemáticamente, que debe hacerse para asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo requerido por el usuario en el contexto operacional presente. Un aspecto clave de la metodología RCM es reconocer que el mantenimiento asegura que un activo continúe cumpliendo su misión de forma eficiente en el contexto operacional.

- La capacidad inherente (de diseño) y la confiabilidad inherente (de diseño) limita las funciones de cada activo.
- El mantenimiento, la confiabilidad operacional y la capacidad del activo no pueden aumentar más allá de su nivel inherente (de diseño).

- El mantenimiento sólo puede lograr mejorar el funcionamiento de un activo cuando el estándar de ejecución esperado de una determinada función del activo, está dentro de los límites de la capacidad de diseño o de la confiabilidad de diseño del mismo.

Desde este punto de vista, el RCM, no es más que una herramienta de gestión del mantenimiento, que permitirá maximizar la confiabilidad operacional de los activos en su contexto operacional, a partir de la determinación de los requerimientos reales de mantenimiento.

Anthony Smith, define el RCM como:

*“Una filosofía de gestión del mantenimiento, en la cuál un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimizar 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”.*

Esta definición toma en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones”.

En otras palabras, un equipo multidisciplinario de trabajo se encarga de maximizar la confiabilidad operacional de un sistema, identificando los requerimientos necesarios de mantenimiento según la importancia y criticidad de los activos, partiendo de la función que cumple cada uno dentro del contexto operacional y finalizando con el análisis del posible efecto ó consecuencia derivados de la ocurrencia de los modos de falla que se asocien a cada una de las fallas funcionales.

#### **4 Bases Conceptuales**

El RCM es necesario porque:

- Responde a las debilidades derivadas de los enfoques tradicionales de mantenimiento.
- Permite asociar y sopesar los riesgos del negocio con la falla de los activos.
- Facilita de manera sistemática, la determinación del enfoque óptimo que se le deben dar a los recursos de la función mantenimiento.

Su aplicación busca definir estrategias de Mantenimiento que:

- Mejoren la seguridad.
- Mejoren el rendimiento operacional de los activos.
- Mejoren la relación costo/riesgo-efectividad de las tareas de mantenimiento.
- Sean aplicables a las características de una falla.
- Minimicen la ocurrencia de fallas, o al menos sean efectivas en mitigar las consecuencias una vez ocurrida la misma, es decir, un mantenimiento que funcione y sea costo-efectivo.
- Sean documentadas, auditables y susceptibles de actualizar.

## **5 Proceso de Implantación del RCM**

Antes de iniciar el análisis de las necesidades de mantenimiento de los activos en cualquier empresa, es fundamental conocer los tipos de activos físicos existentes y decidir a cuales se les efectuará el RCM. Para ello se listan todos los equipos y se priorizan en función a criterios establecidos en el análisis de criticidad. Generalmente,

esta parte del RCM se toma directamente del análisis previo efectuado con técnicas de análisis de criticidad.

Una vez obtenido el listado, y para una correcta aplicación del RCM es necesario seguir los siguientes pasos mostrados en la Figura D.1.

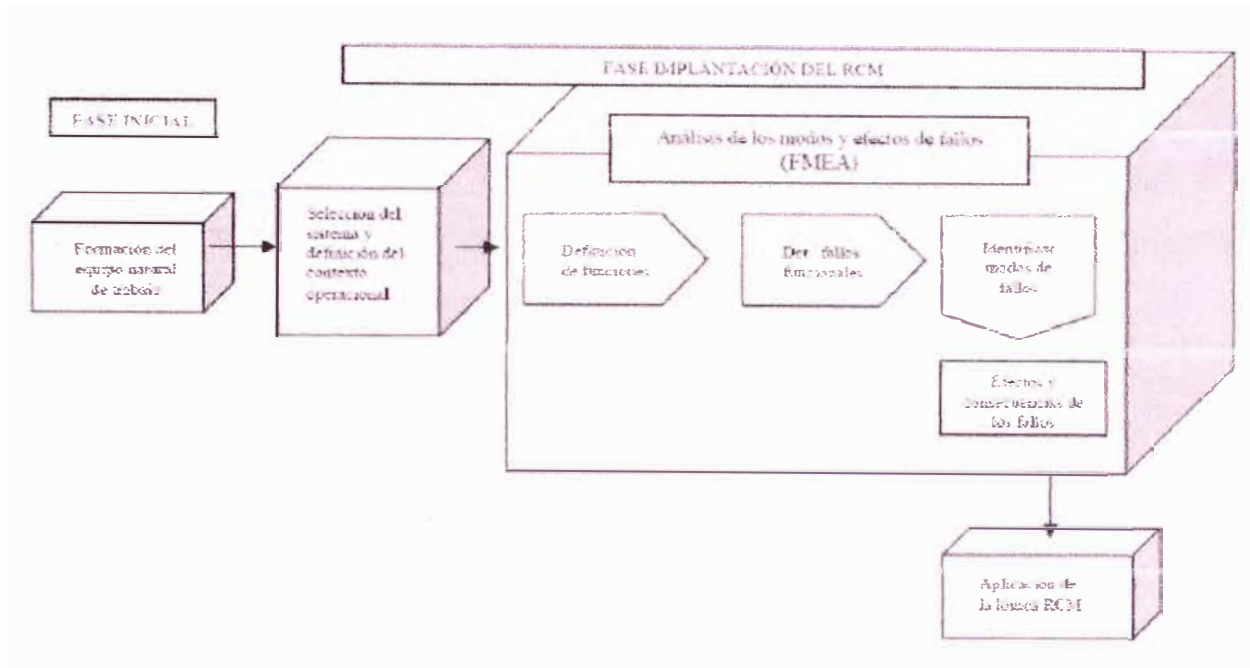


Figura D.1. Flujograma de fases del proceso de implantación del RCM

#### 1. FASE INICIAL:

- Formación del equipo natural de trabajo.

#### 2. FASE DE IMPLANTACIÓN:

- Selección del sistema y definición del contexto operacional.
- Análisis de los modos y efectos de fallas (FMEA: Failure Modes and Effects Analysis)
- Aplicación de la lógica RCM (árbol de decisión de estrategias de mantenimiento)

### 6 Formación del equipo natural de trabajo

Para dar respuesta a las 7 preguntas básicas del RCM, es necesario crear un equipo natural de trabajo constituido por personas con distintas funciones dentro de la organización que sean capaces de responder entre todas dichas preguntas. En la práctica, el personal de mantenimiento de la organización no puede responder a todas las preguntas por si mismo debido a que algunas de las respuestas deben ser proporcionadas por el personal de producción u operación, sobre todo las relacionadas con el funcionamiento deseado del equipo y las consecuencias y efectos de las fallas. Por este motivo, las personas que trabajan diariamente con los equipos son una valiosa fuente de información que no hay que ignorar en el análisis mediante la metodología RCM.

Para asegurar que todos los puntos de vista estarán contemplados a la hora de hacer el estudio, es importante que haya personas de diferentes departamentos. En general, esto no debe significar formar grupos de menos de 4 ni más de 7 personas, lo ideal es un grupo formado por 5 ó 6 componentes (ver Figura D.2).

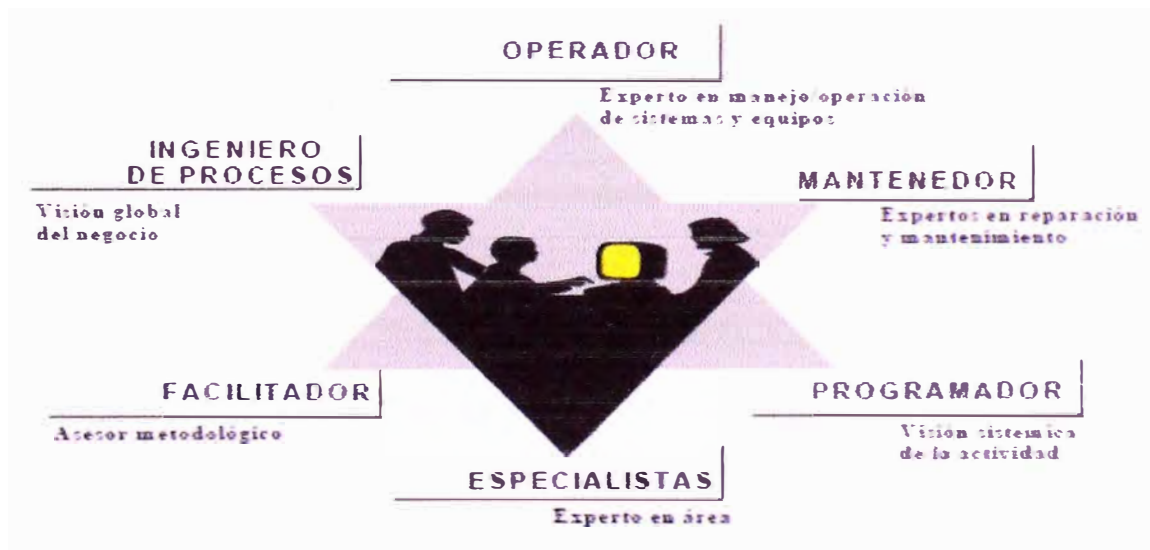


Figura D.2. Integrantes del Equipo Natural de Trabajo

El grupo de trabajo, según Moubray (1991), debe incluir los siguientes participantes:

- Personal de Operación: experto en manejo de sistemas y equipos, las personas que viven el día a día de la operación de los equipos son una valiosa fuente de información.
- Personal de Mantenimiento: expertos en reparación y mantenimiento de sistemas y equipos.
- Ingeniero de Procesos: aporta visión global de los procesos.
- Programador: aporta visión sistémica de la actividad.

Especialista externo: experto en un área específica. En ocasiones, también es interesante incluir al fabricante de equipos.

- Facilitador: asesor experto en la metodología RCM.

El objetivo de cada grupo de trabajo (Moubray, 1991) es usar la metodología RCM para determinar las necesidades de mantenimiento de un activo específico o una parte concreta de un proceso. Para que el grupo de trabajo sea efectivo se debe facilitar la interacción y participación de todos los miembros en las discusiones, en una atmósfera relajada e informal donde los desacuerdos sean ampliamente debatidos con el fin de resolverlos. Además, no existen jerarquías en el grupo de trabajo, se escucha a cada uno y no hay miedo a hacer sugerencias. La ayuda externa es bienvenida y usada cuando es adecuado. Hay aceptación y compromiso con el objetivo por parte de todos. La clave para el éxito del proceso de implantación del RCM es el consenso de los diferentes integrantes del grupo de trabajo. Cada miembro del grupo contribuye en la medida que pueda en cada etapa del proceso. Ninguna decisión debe ser tomada mientras no haya sido aceptada por todo el grupo.

Dentro del equipo natural de implantación del método RCM, la responsabilidad del facilitador del grupo de trabajo es de suma importancia, su función principal consiste

en guiar y conducir el proceso de implantación del RCM, es decir, es el encargado de asegurar que el proceso de implantación del RCM se realice de forma ordenada y efectiva. El facilitador debe realizar dentro del grupo de trabajo una serie de actividades:

- Guiar al equipo de trabajo en la realización del análisis de los modos y efectos de fallas (FMEA), y en la selección de las actividades de mantenimiento.
- Ayudar a decidir a qué nivel debe ser realizado el análisis de modos y efectos de fallas.
- Ayudar a identificar los activos que deben ser analizados bajo la metodología RCM.-  
Asegurar que las reuniones de trabajo sean conducidas de forma profesional y se lleven a cabo con fluidez y normalidad.
- Asegurar un verdadero consenso en las decisiones.
- Motivar al equipo de trabajo.
- Asegurar que toda la documentación a registrar durante el proceso de implantación del RCM sea conducida correctamente.

Según Moubray (1991), de todos los factores que afectan a la calidad final de los resultados del RCM, el perfil y las habilidades del facilitador es uno de los más importantes. Esto influye tanto en la calidad técnica del análisis como en el ritmo al que el análisis es realizado y la actitud de los participantes hacia el RCM. Las características principales que debe cumplir el perfil del facilitador son: amplia capacidad de análisis, alto nivel técnico, alto desarrollo de cualidades personales como liderazgo, credibilidad, seguridad, confianza, y habilidades para conducir reuniones de trabajo, es decir, tener facilidad para comunicarse.



Una vez definidos y priorizados los activos a analizarse por esta metodología, procedemos a analizar los modos como estos llegan a fallar.

## **7 Desarrollo del Análisis de Modos y Efectos de Fallas (FMEA)**

El Análisis de los Modos y Efectos de Fallas (FMEA) es la herramienta principal del RCM para optimizar la gestión de mantenimiento en una organización determinada ya que ayuda a responder las primeras cinco preguntas básicas del RCM (Woodhouse, 1996). El FMEA es un método sistemático que permite identificar los problemas antes de que ocurran y puedan afectar a los procesos y productos en un área determinada, bajo un contexto operacional dado. A partir del análisis realizado por los grupos de trabajo RCM a los distintos activos en su contexto operacional, se obtiene la información necesaria para prevenir las consecuencias y los efectos de las posibles fallas a partir de la selección adecuada de las actividades de mantenimiento. Estas actividades se eligen de forma que actúen sobre cada modo de falla y sus posibles consecuencias.

El objetivo básico del FMEA es encontrar todas las formas o modos en los que puede fallar un activo dentro de un proceso, e identificar las posibles consecuencias de las fallas en función de tres criterios básicos en el RCM: seguridad humana, seguridad del medio ambiente e impacto en la producción. Para cumplir este objetivo, los grupos de trabajo deben realizar el FMEA siguiendo la siguiente secuencia:

- Definir las funciones de los activos y sus respectivos estándares de operación/ejecución.
- Definir las fallas funcionales asociados a cada función del activo.
- Definir los modos de fallas asociados a cada falla funcional.
- Establecer los efectos y consecuencias asociados a cada modo de falla

## 8 Funciones y Estándares de Ejecución

Una función se define como el propósito o la misión de un activo en un contexto operacional específico. La metodología define los siguientes tipos de funciones (Moubray, 1991):

- *Funciones Primarias:* Son las funciones que un activo tiene que cumplir dentro de un proceso, usualmente vienen definidas por el propio nombre del activo. Por ejemplo, la función primaria de una bomba es bombear un determinado fluido.
- *Funciones Secundarias:* Son las funciones que el activo está capacitado para cumplir en adición a las salidas principales descritas por las funciones primarias. Entre las funciones secundarias más características están:

*Contención:* La mayoría de los activos cuyas funciones primarias son la transferencia de material, especialmente si es un fluido, tienen que contener a su vez a estos materiales.

- *Soporte:* Algunos activos tienen una función secundaria estructural de soporte. Por ejemplo la función primaria de un edificio es proteger a personas, pero además sirve de soporte del techo del mismo.
- *Apariencia:* La apariencia de algunos activos envuelve funciones específicas. Por ejemplo la función primaria de la pintura de los equipos industriales es proteger frente a la corrosión, por otro lado una pintura de color brillante puede ser usada para mejorar la visibilidad del mismo por razones de seguridad.
- *Higiene y Seguridad:* Los activos deben ser capaces de operar de forma segura y limpia.

- *Funciones de Protección:* Existen equipos que tienen como misión proteger en primera instancia a las personas de los posibles efectos de las fallas y posteriormente proteger a los activos.
- *Funciones de Control:* El patrón de funcionamiento de los equipos de control consiste en tomar mediciones con dispositivos especiales, que se encargan de captar señales de temperatura, presión, flujo, etc., las cuales serán traducidas en valores específicos y comparadas con rangos normales de operación, permitiendo de esta forma controlar y vigilar el buen funcionamiento de los distintos procesos.
- *Funciones Subsidiarias:* Son funciones realizadas en el proceso principal por equipos especiales adecuados a procesos específicos que no están relacionados directamente con el producto final del proceso principal.

Para poder identificar claramente cuándo un activo no está cumpliendo sus funciones de manera eficiente es necesario que el grupo de trabajo defina de forma precisa los estándares de ejecución asociados a cada función de los activos a analizar con respecto a su contexto operacional. La metodología RCM define un estándar de ejecución como el parámetro que permite especificar, cuantificar y evaluar de forma clara la función de un activo (Moubray, 1991). Cada activo puede tener más de un estándar de ejecución en su contexto operacional. Los estándares de ejecución están normalmente relacionados con las salidas de cada función del sistema, es decir, con el desempeño de la función esperada del sistema. Sin embargo, existen otros estándares de ejecución tales como calidad del producto, seguridad, eficiencia energética y medio ambiente, entre otros.

Respecto al estándar de calidad del producto, consiste en lograr de forma satisfactoria productos que cumplan los estándares de calidad exigidos. Esto depende

fundamentalmente de la capacidad de los activos con los que se obtiene esos productos.

Los estándares ambientales, con penalizaciones por incumplimiento cada vez más fuertes y estrictas, obligan a las personas responsables del desarrollo de planes de mantenimiento a conocer con precisión las consecuencias que puede ocasionar una falla en el ambiente.

A continuación se presenta un ejemplo básico de definición de funciones principales, secundarias y sus respectivos estándares de ejecución:

- **Activo: Bomba Centrífuga N° 1**

- *Función principal:*

1. Transferir agua del tanque a la piscina a 800 litros por minuto (+/- 100 litros por minuto), a una presión de 45 psig. (+/- 5 psig.) y a una temperatura promedio de 28 grados centígrados (+/- 2 grados centígrados).

- *Funciones secundarias:*

2. Controlar el caudal de agua entre el rango de 750 y 850 litros por minuto.
3. Parar la bomba cuando el caudal cae por debajo de 650 litros por minuto.
4. Parar la bomba cuando la temperatura llega a 32 grados centígrados.
5. Etc.

## **9 Fallas Funcionales**

Una vez definida las funciones que cada activo debe cumplir en un contexto operacional dado, el siguiente paso es determinar cómo ese activo deja de cumplir sus funciones. La pérdida de una función es lo que en RCM se denomina falla funcional.

Una falla funcional se define como una ocurrencia no previsible, que no permite que el activo alcance el funcionamiento esperado en el contexto operacional en el cual se desempeña (Moubray, 1991). El nivel de insatisfacción producido por causa de la falla funcional dependerá de las consecuencias que pueda generar la aparición de dicha falla dentro del contexto operacional. Las diferentes fallas funcionales pueden incidir sobre una función de forma parcial o total. La pérdida total de la función ocurre cuando un activo se detiene por completo de forma inesperada. La pérdida parcial ocurre cuando el activo no puede alcanzar el estándar de ejecución esperado, es decir, cuando opera de forma ineficiente o fuera de los límites específicos tolerados.

La definición precisa de una falla funcional para un activo depende en gran parte del contexto operacional del mismo, por lo que activos idénticos pueden sufrir diferentes fallas funcionales si el contexto operacional es diferente. A continuación se presenta un ejemplo básico de definición de fallas funcionales:

- *Función:*

1. Transferir agua del tanque a la piscina a 800 litros por minuto (+/- 100 litros por minuto), a una presión de 45 psig. (+/- 5 psig.) y a una temperatura promedio de 28 grados centígrados (+/- 2grados centígrados).

- *Fallas funcionales (totales y parciales):*

- 1.a. No ser capaz de transferir nada de agua (falla funcional total).
- 1.b. Transferir agua a menos 700 litros por minuto (falla funcional parcial).

1.c. Transferir agua a más de 900 litros por minuto (falla funcional parcial).

1.d. Transferir agua a una presión menor de 40 psig. (falla funcional parcial).

1.e. etc.

## **10 Modos de Fallas**

Las secciones anteriores se han referido a la definición de las funciones de los activos con sus respectivos estándares de ejecución deseados y sus fallas funcionales. Las funciones de los activos en el contexto operacional y las fallas funcionales dictarán el nivel al cual es requerido el mantenimiento o en otras palabras la definición clara de estos conceptos permitirá establecer los objetivos del mantenimiento con respecto a los activos en su actual contexto operacional. Las fallas funcionales tienen causas físicas que originan la aparición de las mismas, estas causas son lo que la metodología RCM define como modos de fallas (causas físicas que provocan las fallas funcionales totales ó parciales) (Moubray, 1991). Las actividades de prevención, anticipación o corrección según el RCM, deben estar orientadas a atacar modos de fallas específicos. Esta afirmación, constituye una de las mayores diferencias entre el RCM y forma tradicional de gestionar el mantenimiento, es decir, que para el RCM, las actividades de mantenimiento generadas a partir del análisis realizado por el grupo de trabajo RCM, atacarán específicamente a cada uno de los modos de fallas asociados a cada falla funcional (cada falla funcional puede tener más de un modo de falla).

El nivel al cual se gestiona el mantenimiento de un activo, se relaciona con el nivel al cual se identifica el modo de falla. Muchas veces el nivel al cual se identifica el modo de falla no corresponderá al nivel de detalle seleccionado para analizar el activo y sus funciones, por lo cual, para poder desarrollar un sistema de gestión de mantenimiento de un determinado grupo de activos en un contexto operacional, es necesario

identificar el nivel al cual se producirán los distintos modos de fallas asociados a las funciones de un activo en su actual contexto operacional.

En el proceso de análisis de modos de fallas, el grupo de trabajo buscará información consultando:

- Listas genéricas de modos de fallas.
- Personal de operación y/o mantenimiento que haya tenido una larga asociación con el activo.
- Registros e historiales técnicos existentes del activo.
- Fabricantes y vendedores de activos.
- Otros usuarios del mismo activo.

Para entender el proceso de definición de modos de fallas, a continuación se presenta el siguiente ejemplo básico:

- *Función:*

1. Transferir agua del tanque a la piscina a 800 litros por minuto (+/- 100 litros por minuto), a una presión de 45 psig. (+/- 5 psig.) y a una temperatura promedio de 28 grados centígrados (+/- 2 grados centígrados).

- *Fallas funcionales (totales y parciales):*

- 1.a. No ser capaz de transferir nada de agua (falla funcional total).
- 1.b. Transferir agua a menos 700 litros por minuto (falla funcional parcial).

- *Modos de fallas:*

- 1.a.1. Motor eléctrico quemado (nivel de detalle: equipo).

1.a.2. Eje del impulsor fracturado (nivel de detalle: parte).

1.a.3. Impulsor trancado por entrada de objeto extraño (nivel de detalle: parte).

1.a.4. Línea de succión totalmente bloqueada (nivel de detalle: parte).

1.a.5 Etc.

1.b.1. Línea de succión con roturas parciales (nivel de detalle parte)

1.b.2. Sello desgastado (nivel de detalle parte)

1.b.3. Impulsor desgastado (nivel de detalle parte)

1.b.4 Etc.

## **11 Efectos y Consecuencias de los modos de Fallas**

En esta parte del proceso, el objetivo principal del grupo de trabajo consiste en identificar lo que sucederá en el contexto operacional cuando ocurre el modo de falla previamente identificado. La identificación de los efectos del modo de falla deberá incluir toda la información necesaria que ayude a soportar la evaluación de las consecuencias de las fallas (Moubray, 1991). Para identificar y describir de forma precisa los efectos producidos por cada modo de falla, el grupo de trabajo debe responder de forma clara las siguientes preguntas:

1. ¿Cómo se evidencia (si puede ser evidente) que un modo de falla ha ocurrido?

La descripción del efecto de la falla deberá especificar si la ocurrencia del modo de falla se evidencia a partir de algún tipo de señal o de manifestación física (síntomas: como ruido, humo, señales de variables operacionales, alarmas, etc.



2. ¿Cómo podría afectar la ocurrencia de cada modo de falla a la seguridad humana o al ambiente?

Se debe detallar si existe la posibilidad de que alguna persona pueda resultar herida o pueda incumplirse alguna norma ambiental. Normalmente, estos modos de falla aparecen por la mala operación de los equipos, caídas de objetos, presiones excesivas de trabajo, derrames de sustancias químicas, etc., y suelen ser inusuales gracias al avance en el diseño moderno de las instalaciones y sus equipos.

3. ¿Cómo afectaría la ocurrencia de cada modo de falla a la producción y las operaciones?

Para decidir cuál es la mejor actividad de mantenimiento a ejecutar sobre los activos, es necesario que el grupo de trabajo tenga claramente definido la naturaleza y severidad de las consecuencias de los modos de fallas dentro del proceso de producción (se recomienda cuantificar el impacto económico de cada modo de falla). En algunos casos los modos de falla afectarán al producto final, a los procesos, calidad del producto o eficiencia del servicio prestado, en otros, podrán afectar a la seguridad humana o al ambiente. Se debe describir de forma clara si el modo de falla conlleva impacto en la producción o en las operaciones. En estos casos, normalmente, los modos de falla generan paros completos de los procesos, reducción de la producción o de la calidad de los productos, aumento de costos de los procesos, etc.

El impacto del modo de falla en la organización depende del contexto operacional donde trabaje el activo, del estándar de ejecución deseado para la función del activo y de las consecuencias físicas generadas tras la aparición del modo de falla. La combinación de estos tres factores hace que cada modo de falla tenga una forma característica de impactar en la seguridad, en el ambiente y en las operaciones.

Los modos de falla se clasifican en:

- *Modos de falla con consecuencias ocultas:* las consecuencias se generan a partir de funciones ocultas o no evidentes que presentan algunos activos en su contexto operacional, por ejemplo los equipos de reserva, de control o de seguridad. La aparición de estos modos de falla no será evidente dentro del desarrollo normal de las operaciones de un determinado sistema, en el caso de que estas fallas ocurran por si solos. Este tipo de fallas, que no son evidentes por si solos sino cuando otra falla ocurre, se denominan fallas ocultas.
- *Modos de falla con consecuencias sobre la seguridad humana y el medio ambiente:* las consecuencias surgen a partir de funciones evidentes de los activos y afectarán, a la seguridad humana y al medio ambiente.
- *Modos de falla con consecuencias operacionales:* Surgen a partir de funciones evidentes de los activos cuyos fallas funcionales afectarán de forma importante a la producción o las operaciones (cantidad de producto, calidad del mismo, costos de operación, costos directos de reparación, etc.).
- *Modos de falla con consecuencias no operacionales:* Surgen a partir de funciones evidentes y sus consecuencias son aceptables respecto a la seguridad, ambiente y operaciones, únicamente repercute económicamente, en el costo directo de su reparación.

Las consecuencias de los modos de falla se determinan apoyándose en el diagrama de la Figura D.3:

Para la descripción de los efectos se ha diseñado una guía de preguntas que permiten simplificar la evaluación de las consecuencias de los modos de fallas:

1. ¿Qué evidencias hay de que ocurrió la falla?
2. ¿De qué manera afecta la seguridad y al ambiente?
3. ¿De qué manera afecta la producción o las operaciones?
  - 3.1 ¿Cuáles son los efectos operacionales?
  - 3.2 ¿Es necesario parar el proceso?
  - 3.3 ¿Hay impacto en la calidad? ¿Cuánto?

3.4 ¿Hay impacto en el servicio al cliente?

3.5 ¿Se producen daños a otros sistemas?

3.6 ¿Qué tiempo se requiere para reparar la falla (acciones correctivas)?

3.7 ¿Cuánto es la pérdida económica por la falla (costos directos, impacto en producción, costos en seguridad y ambiente, etc.)?

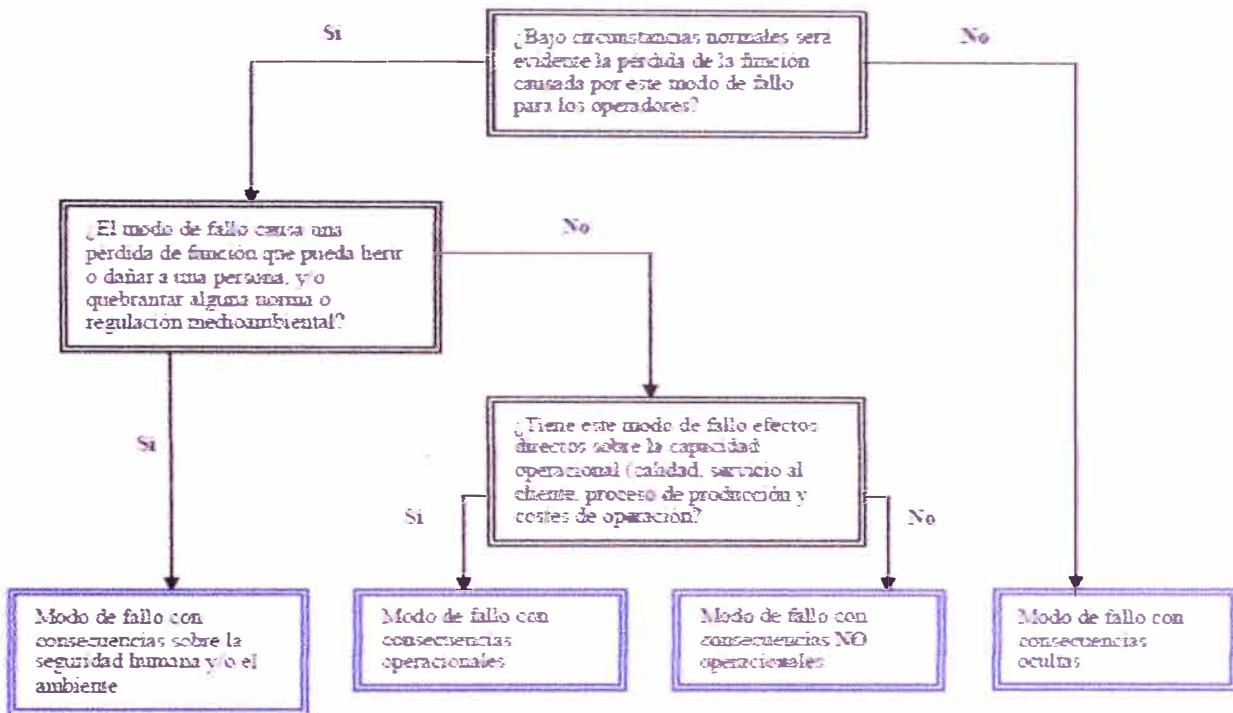


Figura D.3. Diagrama para determinar consecuencias de modos de fallas

3.7 ¿Cuánto es la pérdida económica por la falla (costos directos, impacto en producción, costos en seguridad y ambiente, etc.)?

Para entender el proceso de definición de los efectos y consecuencias, se presenta el siguiente ejemplo básico:

Activo: Moto-Compresor de Gas

- **Función:**

1. Comprimir gas (ge 0.7 composición química) a un promedio de 75-83 MMPCD., proveniente de las plantas 3/4, desde 1150/1300 hasta 5500/6400 lppcm., a una temperatura de descarga de 186°F, con un punto de rocío menor a 6 lbm/MMPC

- *Falla funcional (totales y parciales)*

1.a. No comprimir el gas

1.b. Comprimir el gas fuera de las especificaciones

- *Modos de falla*

1.a.1. ....

1.b.1. ....

1.b.7. Problemas en anillos de pistones del cilindro de fuerza

2.a.1 ...

- *Efectos de los modos de falla*

1.a.1.1. ....

1.b.1.1. ....

1.b.7.1. Evidente/No evidente: Si. No afecta a la seguridad ni al ambiente.

Efectos operacionales: Se despresuriza el cárter del motor, baja la compresión del cilindro, el aceite moja la bujía y se observa humo por el escape, ocurre una pérdida de capacidad de compresión y se disminuyen las RPM del motor. Acciones correctivas: Se para el motor, se despresuriza el sistema, se gira el motor, se colocan las bielas posición, se asegura el volante del motor, se aflojan los tornillos de la biela, se saca el pistón, se revisan los anillos y en caso de ser necesario se reemplazan los mismos.

Personal necesario: 4 mecánicos. Tiempo de reparación: 16 horas/falla.

Impacto en producción: 120.000 US\$/hora. Impacto total por falla:  
1.920.000 US\$/falla

## **12 Selección de la Estrategia de Mantenimiento**

Una vez realizado el FMEA, el equipo natural de trabajo, deberá seleccionar el tipo de actividad de mantenimiento que ayude a prevenir la aparición de cada modo de falla previamente identificado, a partir del árbol lógico de decisión del RCM (herramienta diseñada por el RCM, que permite seleccionar el tipo de actividad de mantenimiento más adecuada para evitar los posibles efectos de cada modo de falla). Luego de seleccionar el tipo de actividad de mantenimiento a partir del árbol lógico de decisión, se tiene que especificar la acción de mantenimiento a ejecutar asociada al tipo de actividad de mantenimiento seleccionada, con su respectiva frecuencia de ejecución, teniendo en cuenta que uno de los objetivos principales del MCC, es evitar o al menos reducir las posibles consecuencias a la seguridad humana, al ambiente y a las operaciones, que traerán consigo la aparición de los distintos modos de fallas (Moubray, 1991). El equipo de trabajo debe identificar el tipo de actividad de mantenimiento, apoyándose en el árbol lógico del RCM (ver Figura D.4). Tras seleccionar el tipo de actividad adecuada, se procede a especificar la acción de mantenimiento concreta a ejecutar y la frecuencia de ejecución de la misma.

El RCM clasifica las actividades de mantenimiento en dos grandes grupos: las de actividades preventivas (proactivas) y las actividades correctivas, estas últimas, se ejecutarán sólo en el caso de no encontrar una actividad efectiva de mantenimiento preventivo. Cada grupo de actividades de mantenimiento tiene sus respectivos tipos de tareas de mantenimiento, las cuales se detallan a continuación.

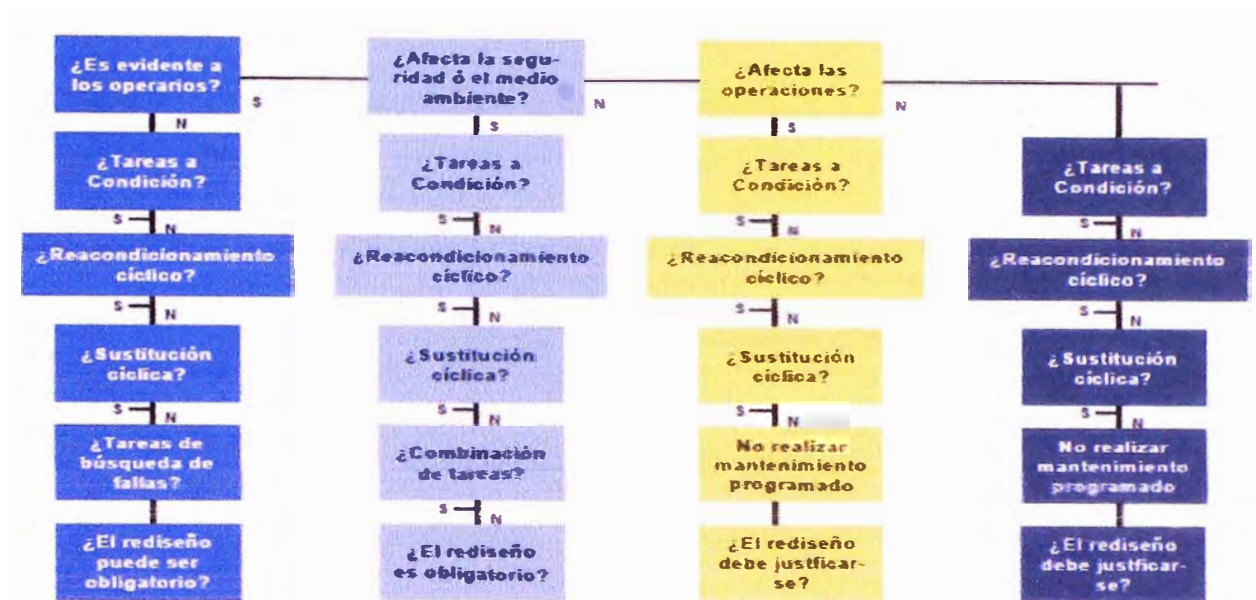


Figura D.4. Lógica de la Selección de Estrategias de Mantenimiento: enfoque RCM

## 12.1 Tareas de Mantenimiento Preventivas (Proactivas)

Para el RCM las actividades de mantenimiento preventivas se dividen en 4 categorías:

1. Tareas programadas en base a condición. Las actividades programadas en base a condición (predictivas), se basan en el hecho de que la mayoría de los modos de fallas no ocurren instantáneamente, sino que se desarrollan progresivamente en un periodo de tiempo. Si la evidencia de este tipo de modo de falla puede ser detectada bajo condiciones normales de operación, es posible que se puedan tomar acciones programadas en base a la condición del activo, que ayuden a prevenir estos modos de falla y eliminar sus consecuencias. El momento en el proceso en el cual es posible detectar que la falla está ocurriendo o está a punto de ocurrir es conocido como falla potencial y se define como una condición física identificable que indica que la falla funcional está a punto de ocurrir o que ya está ocurriendo dentro del proceso. Entre los ejemplos más comunes de fallas potenciales tenemos: lecturas de vibración que indiquen inminentes fallas en los cojinetes, grietas existentes en metales indican inminentes fallas por metales fatigados, partículas en el aceite de una caja de engranajes, indican inminentes

fallas en los dientes de los engranajes, puntos calientes indican deterioro en el material refractario del hogar de una caldera, etc.

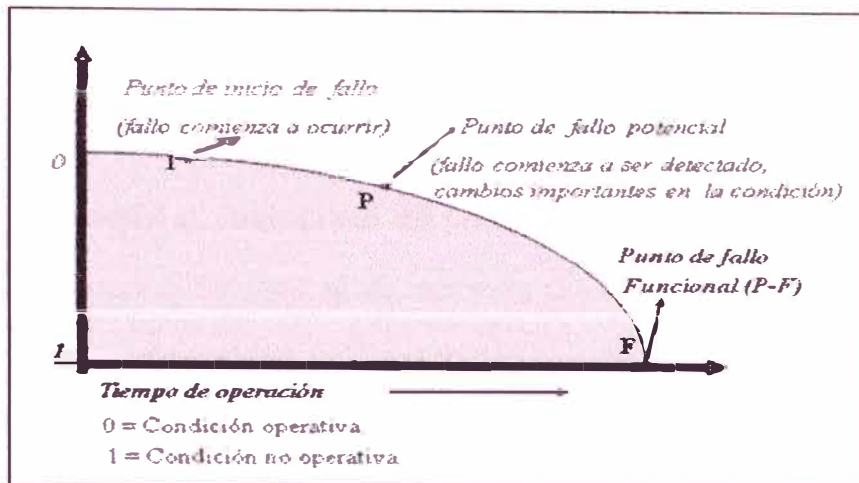


Figura D.5. Curva de Comportamiento de las Fallas Potenciales (intervalo P-F)

Fuente: "The Maintenance Management Framework", Adolfo Crespo, 2007

El comportamiento en el tiempo de gran parte de los distintos tipos de modos de fallas cuya evidencia por condición puede monitorizarse, se presenta en la Figura D.5. En esta figura, se muestra como una falla comienza a ocurrir (punto de inicio "I", muchas veces este punto no puede ser detectado), incrementado su deterioro (condición a medir) hasta el punto en el cual la falla puede ser detectada (punto de fallo potencial "P"). Si en este punto la falla no es detectada y corregida, continúa aumentando su deterioro (usualmente de forma acelerada) hasta que alcanza el punto donde se produce la falla funcional (punto "F", el activo ha dejado de cumplir su función).

2. Tareas de reacondicionamiento. Son las actividades periódicas que se llevan a cabo para restaurar un activo a su condición original, es decir, actividades de prevención realizadas a los activos a un intervalo de frecuencia menor al límite de vida operativo del activo, en función del análisis de sus funciones en el tiempo. En este tipo de actividades, el activo es puesto fuera de servicio, se realiza una inspección general y se reemplazan, en caso de ser necesario, las piezas defectuosas. Las

tareas de restauración programadas son conocidas como overhauls, y su aplicación más común es en equipos mayores: compresores, turbinas, calderas, etc.

3. **areas de Sustitución-Reemplazo Programado.** Este tipo de actividad está orientada específicamente hacia el reemplazo de componentes o partes usadas de un activo a un intervalo temporal inferior al de su vida útil (antes que se produzca la falla). Las actividades de reemplazo devolverán la condición original al componente, ya que se sustituye uno viejo por uno nuevo, la diferencia con las anteriores es simplemente que éstas inciden en los componentes y las de reacondicionamiento involucran a todos los componentes de un equipo mayor, además de que un overhaul no implica una sustitución de piezas viejas sino que puede limitarse a acciones de limpieza, reparación o inspección.
4. **Tareas de Búsqueda de Fallas Ocultas.** al y como se definió en apartados precedentes, los modos de fallas ocultas no son evidentes bajo condiciones normales de operación, por lo que este tipo de fallas no tienen consecuencias directas, pero éstas consecuencias pueden propiciar la aparición de fallas múltiples dentro de un contexto operacional. Uno de los caminos que puede ayudar a minimizar los efectos de una falla múltiple es tratar de disminuir la probabilidad de ocurrencia de fallas ocultas, chequeando periódicamente si la función oculta está trabajando correctamente.

## **12.2 Tareas de Mantenimiento Correctivo (Reactivo)**

Cuando las actividades de prevención para un determinado modo de falla, no son técnicamente factibles, o no son efectivas, el método RCM propone que se evalúen posibles acciones de mantenimiento correctivas (reactivas). Para la metodología de RCM, las actividades de mantenimiento correctivas se dividen en 2 categorías:



1. **Rediseño.** En el caso de no conseguir ningún tipo de actividad preventiva que ayude a reducir la posibilidad de ocurrencia de los modos de fallas que afecten a la seguridad o al ambiente a un nivel aceptable, es necesario desarrollar un rediseño o una modificación (de la estrategia de mantenimiento o del modo de falla) que permita minimizar o eliminar las consecuencias de esos modos de fallas. Cuando las consecuencias del modo de falla son de carácter operacional o no operacional; y no se logra conseguir una actividad de mantenimiento preventivo que sea efectiva, la opción de seleccionar una estrategia de rediseño, se convierte en un proceso de justificación económica.
2. **Actividades de Mantenimiento No Programado** (no realizar Mantenimiento Programado). En el caso de no conseguir actividades de prevención económicamente más baratas que los posibles efectos derivados de los modos de fallas con consecuencias operacionales o no operacionales, se podrá tomar la decisión de esperar que ocurra la falla y actuar de forma reactiva (esperar que ocurra la falla).

## ANEXO E

### MEDIDA DE CONFIABILIDAD Y RIESGO

#### 1 Introducción y Conceptos Básicos

Según el modelo de gestión del mantenimiento de ocho fases propuesto en la Figura 3, esta sección relacionada con la medida de Confiabilidad y Riesgo, forma parte de las Fases 5 y 6 de dicho modelo.

Como sabemos la confiabilidad es una aptitud que tiene un elemento (pieza, componente, aparato, ó sistema) para cumplir con unas funciones prefijadas y mantenerse en los límites establecidos para las condiciones de explotación dadas durante un intervalo de tiempo requerido. Esta propiedad se expresa en forma de probabilidad de funcionamiento (probabilidad de que no falle el equipo/componente). Según UNE-EN 15341: 2007, “la Confiabilidad es la característica de un dispositivo expresada por la probabilidad de que este dispositivo cumpla con una función requerida en las condiciones de utilización y para un periodo de tiempo determinado”. Es decir, el concepto de confiabilidad puede definirse como la probabilidad de que un elemento funcione de manera satisfactoria durante un periodo de tiempo determinado en el que es utilizado en unas condiciones de funcionamiento especificadas.

Para ello, se deben establecer los criterios que describen lo que se considera por funcionamiento satisfactorio que puede ser una combinación de factores cualitativos y cuantitativos que definen las funciones que el elemento debe cumplir. La definición de este funcionamiento requerido implicará establecer un nivel de admisibilidad a partir del cual el artículo falla. De igual forma deben definirse las condiciones de uso del elemento que vendrá estipulado en la documentación técnica, ya que parece evidente que un mismo material utilizado en dos contextos de funcionamiento difere tes o tienen porqué tener la misma confiabilidad. Luego las condiciones de funcionamiento

indicarán factores ambientales como la localización geográfica donde se espera que el artículo opere, el perfil operacional, el perfil de transporte, ciclos de temperatura, humedad, vibraciones y un largo etcétera. Factores que además, no sólo corresponden a las condiciones para el periodo en que el artículo está operativo sino que también cuando éste se encuentra almacenado o es transportado. Se define entonces el plazo de funcionamiento como el periodo de explotación del equipo hasta la aparición del estado límite estipulado en la documentación técnica. Esta duración puede estar medida en horas, ciclos ó incluso volumen de trabajo.

## 2 Expresiones Estadísticas

La estadística define la confiabilidad como la probabilidad de que un elemento no falle en un intervalo de tiempo prefijado (0,t):

$$R(t) = 1 - F(t) = P(T > t)$$

donde F es la Función de falla representada por una variable aleatoria continua. Para cada valor de t,  $F(t) = P(T < t)$  proporciona la probabilidad de falla del elemento en ese tiempo (o, análogamente, el porcentaje de la población que ha fallado en ese tiempo t).

La función de densidad de probabilidad de falla  $f(t)$  representa la probabilidad en cada punto del espacio de la variable aleatoria t. El área total debajo de la curva de función de densidad es igual a 1, entonces la probabilidad de que la variable aleatoria t tome un valor en el intervalo  $[t_a, t_b]$  es el área bajo la curva en ese intervalo.

$$f(t) = -\frac{d}{dt} R(t)$$

La función de distribución de la probabilidad de fallas  $F(t)$  es la integral de la función de densidad de probabilidad  $f(t)$ , y representa la probabilidad acumulada de todos los puntos del espacio de la variable aleatoria (t), hasta un valor específico dado (tb). Luego es reflejada por el área bajo la curva entre 0 y el valor específico dado (tb).

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_0^t f(t) \times dt = 1 - R(t)$$

De esta forma, la probabilidad de la variable aleatoria (t) dentro del intervalo [ta, tb] es:

$$P(t_a \leq t \leq t_b) = F(t_b) - F(t_a) = \int_{t_a}^{t_b} f(t) \times dt$$

La tasa de fallas es la velocidad con la que se producen las fallas, y cada punto de la misma indica la posibilidad instantánea de falla de un equipo que ha sobrevivido hasta ese punto (t).

$$\lambda(t) = -\frac{R'(t)}{R(t)} = \frac{f(t)}{R(t)}$$

Integrando ahora esta expresión entre 0 y t:

$$\int_0^t \lambda(t) dt = -(\ln R(t) - \ln R(0))$$

Así, despejando R(t) y considerando que R(t=0)=R0 una confiabilidad inicial, normalmente R0=1,

$$R(t) = R_0 e^{-\int_0^t \lambda(t) dt}$$

Esta expresión establece que cualquiera que sea la ley de confiabilidad, si se conoce la evolución de las tasas de fallas, se puede realizar un trazado experimental de la confiabilidad en función del tiempo.

La confiabilidad condicional es la confiabilidad de que un elemento siga funcionando durante un tiempo (t) cuando ya ha funcionado un intervalo (T).

$$R(t/T) = \frac{R(T+t)}{R(T)}$$

Una característica importante de la confiabilidad es el MTBF (Mean Time Between Failure), que es la media de los tiempos de buen funcionamiento de un sistema.

Matemáticamente MTBF se corresponde con la esperanza matemática o media de la variable aleatoria T, que es la Función de falla o lo que es lo mismo, el tiempo medio que fecha la aparición de una avería:

$$MTBF = \int t \cdot f(t) dt = \sum t \cdot f(t)$$

De la misma forma, el mantenimiento expresado como la probabilidad que tiene un sistema para que después de una falla sea puesto de nuevo en funcionamiento en un tiempo dado puede caracterizarse por MTTR (Mean Time To Repair) o media de los tiempos de reparación.

Luego, suele habitualmente definirse la disponibilidad de un sistema como la probabilidad de que éste esté en estado de funcionamiento, es decir, que no falle ni esté en revisión. La disponibilidad media de un sistema, entonces, se calculará así:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

El objetivo de los servicios de mantenimiento es el de aumentar la disponibilidad de los equipos: esto implica el aumento de la confiabilidad de los mismos y la disminución de los tiempos de reparación.

### 3 Ejemplos de distribución de fallas

- Modelo Exponencial

Es el caso en que la tasa de fallas es una función constante en el tiempo, es decir, que la falla en cuestión tiene un comportamiento totalmente aleatorio.

Entonces se tiene que  $R(t) = e^{-\lambda t}$ . (Ver Figura E.1).

## Fiabilidad y Tasa de Fallos

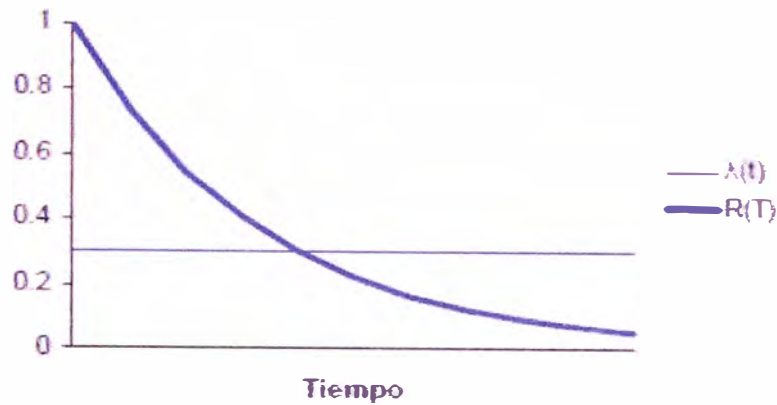


Figura E.1. Representación gráfica de  $R(t)$  y  $\lambda(t)$ , caso  $\lambda(t)$  constante

Con la expresión anterior de la confiabilidad y de acuerdo a las fórmulas expuestas con anterioridad se deduce que:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad t > 0$$

$$F(t) = P(T < t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \lambda$$

En este caso es fácil además conocer el valor de MTBF, es decir, la duración media del buen funcionamiento del sistema:

$$MTBF = \int t \cdot f(t) dt = \frac{1}{\lambda}$$

### • Modelo de Weibull

La distribución de Weibull es muy flexible en cuanto a que contiene tres parámetros que permiten ajustar dicha distribución a toda clase de resultados experimentales:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad \text{con } \beta > 0, \eta > 0 \text{ y } t \geq \gamma$$

donde  $\beta$  es el parámetro de forma,  $\eta$  es el parámetro de escala y  $\gamma$  es el parámetro de posición.

Contrariamente al modelo Exponencial, este modelo Weibull sirve para cubrir los caso del sistema donde la tasa de fallas es variable, luego se adapta también a los periodos de infancia y vejez del sistema. Por tanto, con esta expresión de la confiabilidad se deduce que:

$$F(t) = P(T < t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

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

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1}$$

De forma que el tiempo medio de buen funcionamiento viene dado por la siguiente expresión:

$$MTBF = E(T) = \gamma + \eta \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)$$

siendo  $\Gamma$  la función matemática Gamma.

El parámetro de forma  $\beta$ , permite adaptar la forma de las curvas  $\lambda(t)$  a las diferentes fases de vida de un sistema:

- $\beta < 1$ ,  $\lambda(t)$  decrece, lo que se ajusta al periodo de infancia del sistema debido a su rodaje o desarrollo.
- $\beta = 1$ ,  $\lambda(t)$  es constante, por lo que se vuelve a encontrar la distribución exponencial para explicar la fase de vida con tasa de fallas constante en un sistema
- $\beta > 1$ ,  $\lambda(t)$  crece, coincidiendo con la fase de envejecimiento del sistema. Incluso sirven igualmente como indicador de un determinado tipo de falla:
- $1.5 < \beta < 2.5$ : fenómeno de fatiga
- $3 < \beta < 4$ : fenómeno de desgaste, de corrosión iniciado en el tiempo  $t = \gamma$
- $\beta \approx 3.5$ ,  $f(t)$  es bastante simétrica pareciéndose bastante a una distribución normal.

El parámetro  $\eta$  es un parámetro de escala que tiene unidades de tiempo y el parámetro de posición  $\gamma$ , también en unidades de tiempo, sirve para localizar la fecha de inicio de fallas:

- $\gamma > 0$ , indica que el sistema no falla entre  $t=0$  y  $t=\gamma$
- $\gamma = 0$ , indica que las fallas comienzan desde el instante inicial,  $t=0$
- $\gamma < 0$ , las fallas han comenzado antes del origen del tiempo.

Diversos estudios de investigación justifican la utilización de la distribución exponencial en sistemas de índole eléctrica/electrónica. Para sistemas de tipo mecánico, desde la matemática más formal se considera más adecuada la distribución de Weibull aunque a veces se ha observado que, incluso a nivel de componentes mecánicos los resultados de confiabilidad alcanzados mediante la utilización de la distribución Weibull frente a la Exponencial apenas si difieren.

#### • Modelo Normal

En este caso, la variable aleatoria continua de tiempo hasta la falla  $t$  sigue una distribución normal de parámetros  $\mu$  y  $\sigma$  y se denota  $N(\mu, \sigma)$  si su función de densidad está dada por:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

donde  $\mu$  es la media y  $\sigma$  es la desviación típica ( $\sigma^2$  es la varianza).

## 4 Representación Gráfica de las Funciones Características



Las funciones anteriores pueden ser representadas mediante curvas características en función del tiempo, que se emplea como variable aleatoria ( $t$ ) continua y de valores positivos entre 0 e  $\infty$ .

A modo de ejemplo, veamos gráficamente la función de densidad de probabilidad, la función de distribución y la tasa instantánea de fallas para los tres modelos de fallas más usuales: modelo exponencial, normal y weibull. Debido a la variedad de formas que puede representar las funciones tipo weibull en función de los valores de  $\eta$  y  $\beta$ , se toman para la siguiente tabla los valores  $\eta=1$  y  $\beta=3$ .

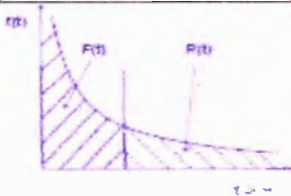
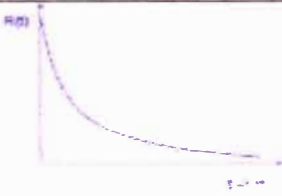

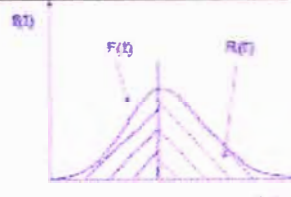
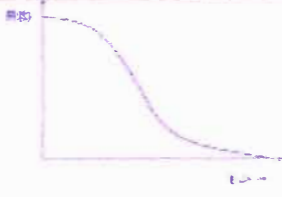

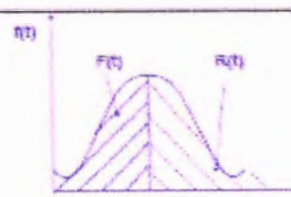
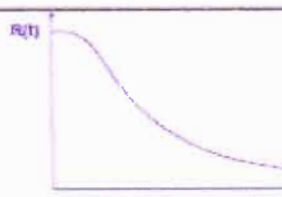

Modelo	Función densidad	Fiabilidad	Tasa de fallo
Exponencial			
Weibull			
Normal			

Tabla E.1. Representación Gráfica de las Funciones Características

Para el caso de la confiabilidad condicional resulta útil la representación gráfica, pues basta con desplazar la curva de  $R(T+t)$  en el eje de abscisas (horizontal) dividiendo el valor resultante para el punto  $T$  por el valor de  $R(t)$  en ese mismo punto, como veremos a continuación.

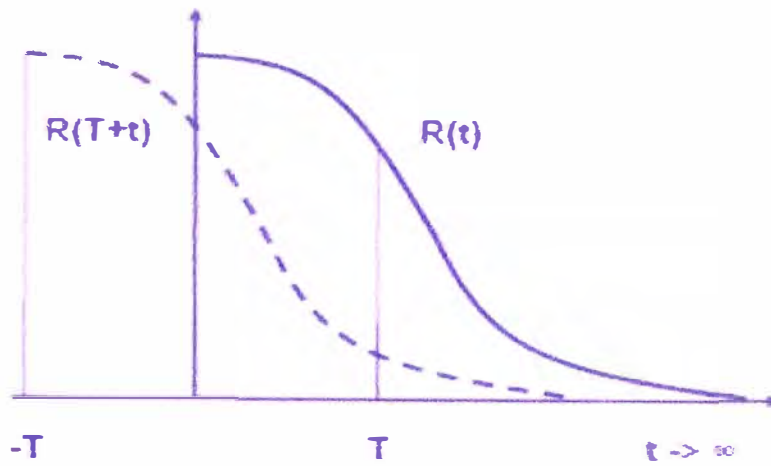


Figura E.2. representación Gráfica de la Confabilidad Condicional

### 5 Cálculo del Riesgo por el método de comparación de Pares

Uno de los métodos prácticos que se vienen empleando ampliamente en las empresas para determinar el riesgo de las instalaciones es el método de comparación por pares, el cual nos permitirá determinar el valor total del riesgo en forma comparativa de la condición de los activos. El resultado nos permitirá priorizar las intervenciones en los circuitos en función al riesgo calculado.

Para ello necesitamos conocer la condición de cada activo, el cual se determina a través de inspecciones periódicas y pruebas eléctricas, mecánicas y físico químicas en caso sea necesario.

Con todos estos datos se sigue la metodología desarrollada en la sección 3.5.3 y se obtiene los riesgos de cada circuito o activo, el cual será de gran ayuda para la toma de decisiones optimizadas.

## **ANEXO F**

### **ANÁLISIS DE COSTOS DEL CICLO DE VIDA (ACCV)**

#### **1 Introducción al proceso de análisis de costos del ciclo de vida**

En relación con el modelo de mantenimiento propuesto en la Figura 3, esta sección está relacionada con la evaluación del impacto de la confiabilidad en los costos del ciclo de vida de un activo, forma parte de la Fase 7 de dicho modelo propuesto.

El concepto de análisis del costo del ciclo de vida (ACCV) comenzó a aplicarse de manera estructurada a partir de la década del 70, específicamente en el Departamento de Defensa de los Estados Unidos, en el área de la aviación militar. Sin embargo la mayoría de las metodologías desarrolladas en esta etapa por el Departamento de Defensa, estaban orientadas hacia los procesos de compra y logística y no incluían la fase de diseño y producción.

Una vez reconocida la necesidad de aplicar las metodologías ACCV en los procesos de diseño, planificación y control de la producción, la US National Science Foundation patrocinó una conferencia en 1984, integrada por las principales academias y organizaciones industriales (Fleischer and Khoshnevis 1986 y Fabrycky, 1987), en esta conferencia se identificaron y priorizaron 34 áreas de investigación, recibiendo las calificaciones más altas de priorización las áreas de: evaluación económica en fase de diseño, análisis de ciclo de vida y diseño asistido por ordenador (CAD – CAE: computer-aided estimating).

En el intento para mejorar el diseño de los activos y reducir los cambios en el tiempo, la denominada ingeniería concurrente (ingeniería de ciclo de vida) ha emergido como una técnica efectiva dentro del proceso de optimización de los costos (Keys, 1990). La ingeniería de ciclo de vida considera que la fase inicial de desarrollo de un activo

comienza con la identificación de la necesidad del mismo y posteriormente se generarán otras fases tales como diseño (conceptual, preliminar, detallado), producción (manufactura), utilización (operaciones, mantenimiento), soporte (logística) y desincorporación (sustitución).

Se define el ACCV como una técnica de cálculo económico que permite optimizar la toma de decisiones asociados a los procesos de diseño, selección, desarrollo y sustitución de los activos que conforman un sistema de producción. La misma propone evaluar de forma cuantitativa todos los costos asociados al período económico de vida útil esperado, expresados en unidades monetarias equivalentes anualizadas (Dólares/año, Soles/año). Alting (1993) distingue seis fases en el ciclo de vida de un activo: reconocimiento de la necesidad, desarrollo del diseño, producción, distribución, utilización y desincorporación. El proceso de ciclo de vida comienza con la definición de las diferentes tareas de producción para el diseño preliminar (Kriwet et al, 1995). Luego se desarrollan actividades tales como: plan de producción, trazado de planta, selección de equipos, definición de procesos de manufactura y otras actividades similares. Posteriormente se considera la logística previa a la fase de diseño. Esta fase envuelve el desarrollo del soporte necesario para el diseño y las diferentes etapas de producción, el soporte a los posibles usuarios, el plan de mantenimiento previsto para el uso del activo y el proceso de desincorporación del activo. Dentro de la técnica ingeniería de ciclo de vida, Alting (1993) sugiere que se evalúen los siguientes aspectos: procesos de manufactura ágil, protección ambiental, condiciones de trabajo, optimización de recursos humanos y económicos.

En los últimos años, especialistas en la áreas de ingeniería de valor, Diseño y Optimización de la Producción, han mejorado el proceso de cuantificación de los costos, incluyendo el uso de técnicas que cuantifican el factor confiabilidad y el impacto e los eventos de fallas sobre los costos de un sistema de producción a lo largo de su ciclo de vida (Woodhouse, 1993). Estas mejoras han permitido disminuir la

incertidumbre en el proceso de toma de decisiones de áreas de vital importancia tales como: diseño, desarrollo, sustitución, y adquisición de activos de producción. Es importante aclarar, que, en todo este proceso, existen muchas decisiones y acciones, tanto técnicas como no técnicas, que deben adoptarse a través de todo el período de uso de un activo industrial. Markeset and Kumar (2001), plantean que la mayoría de estas acciones, particularmente las que corresponden a la fase de diseño del sistema de Producción, tienen un alto impacto en el Ciclo de Vida del activo e influyen en gran medida sobre los costos totales de producción. Son de interés particular, aquellas decisiones relacionadas con el proceso de mejoramiento del factor “Confiabilidad” (calidad del diseño, tecnología utilizada, complejidad técnica, frecuencia de fallas, costos de mantenimiento preventivo/correctivo, niveles de mantenibilidad y accesibilidad), ya que estos aspectos, tienen una gran influencia sobre el costo total del ciclo de vida del activo, e influyen en gran medida sobre las posibles expectativas para extender la vida útil de los sistemas de producción a costos razonables.

## **2 Aspectos Teóricos del Análisis de Costos**

El total de costos de un activo desde su conceptualización hasta su retiro serán soportados por el usuario y tendrán un impacto directo sobre la comercialización del activo. Como compradores, pagaremos por los recursos requeridos para diseñar y comercializar el activo y como usuarios del activo, pagaremos por los recursos requeridos para utilizar, operar y desincorporar el activo. El total de costos del ciclo de vida se puede descomponer en diferentes categorías como se muestra en la Figura F.1, conocida como: estructura desglosada de costos (CBS – cost breakdown structure). La CBS representa en términos generales los principales tipos de costos asociados al proceso de diseño, producción, comercialización, utilización y desincorporación de un activo específico.

Otro aspecto de interés está relacionado con la diferencia de importancia entre los distintos tipos de costos, por ejemplo, mientras la organización quiere conocer el total de los costos del activo a desarrollar, el diseñador solo está interesado en los costos que él puede controlar. Algunos de los costos incurridos en la vida del activo son difíciles de visualizar en la fase de diseño, estos costos están relacionados con la forma de cómo la organización va a desarrollar el producto. De tal manera que la definición de los costos totales del ciclo de vida de un activo deben clasificarse en costos relacionados con el proceso global de desarrollo y en costos relacionados con el proceso de diseño del activo. Algunas de las categorías de costos en las cuales el diseñador no estaría interesado serían los costos de producción y construcción del activo. En la fase de diseño, estos costos, no son relevantes para el diseñador, sin embargo más adelante, estos costos deberán ser considerados por las personas encargadas de producir y manufacturar el activo (Fabrycky and Blanchard, 1991 y Ahmed, 1995).

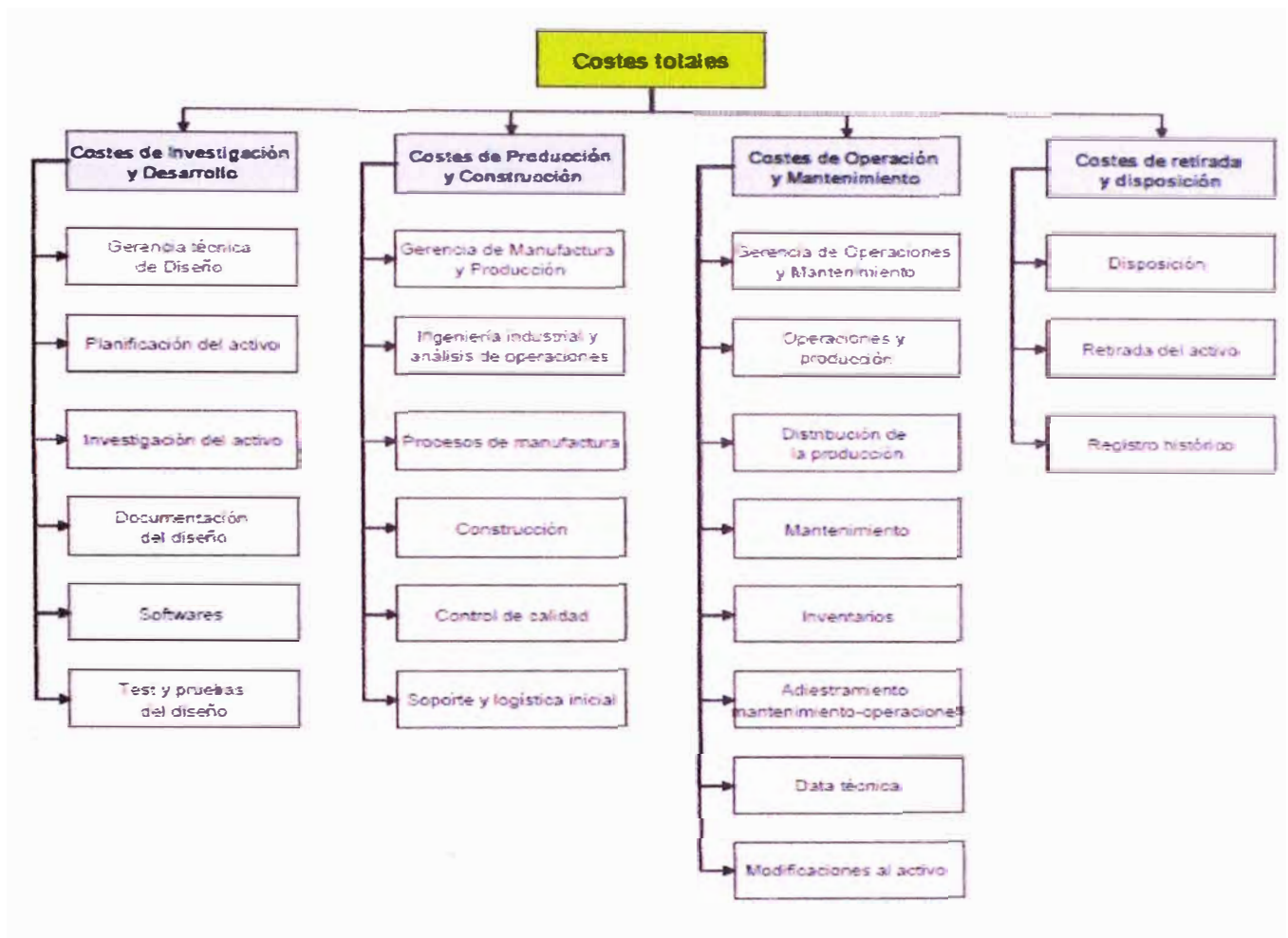


Figura .1. Estructura desglosada de Costos

## 2.1 Costos de Investigación y Desarrollo Inicial

Los costos relacionados a esta etapa, están vinculados con las fases iniciales de desarrollo del sistema (visualización del producto, ingeniería básica, conceptual y de detalles). Es importante mencionar que los resultados obtenidos en un proceso de análisis de costos, alcanzan su máxima efectividad, justamente durante esta fase de desarrollo inicial. Como se presenta en la Figura F.2, una vez que se ha completado el diseño, resulta difícil modificar sustancialmente los resultados económicos. Es más, las consideraciones económicas relacionadas con el ciclo de vida deben plantearse específicamente durante las fases citadas anteriormente, si es que se quiere explotar totalmente las posibilidades de una ingeniería económica efectiva. Hay que tener en

cuenta que casi dos tercios del costo del ciclo de vida de un activo o sistema se ven ya determinados en la fase conceptual y de diseño preliminar (65-85% de oportunidades de creación de valor y reducción de costos), según Dowlatshahi, 1992.

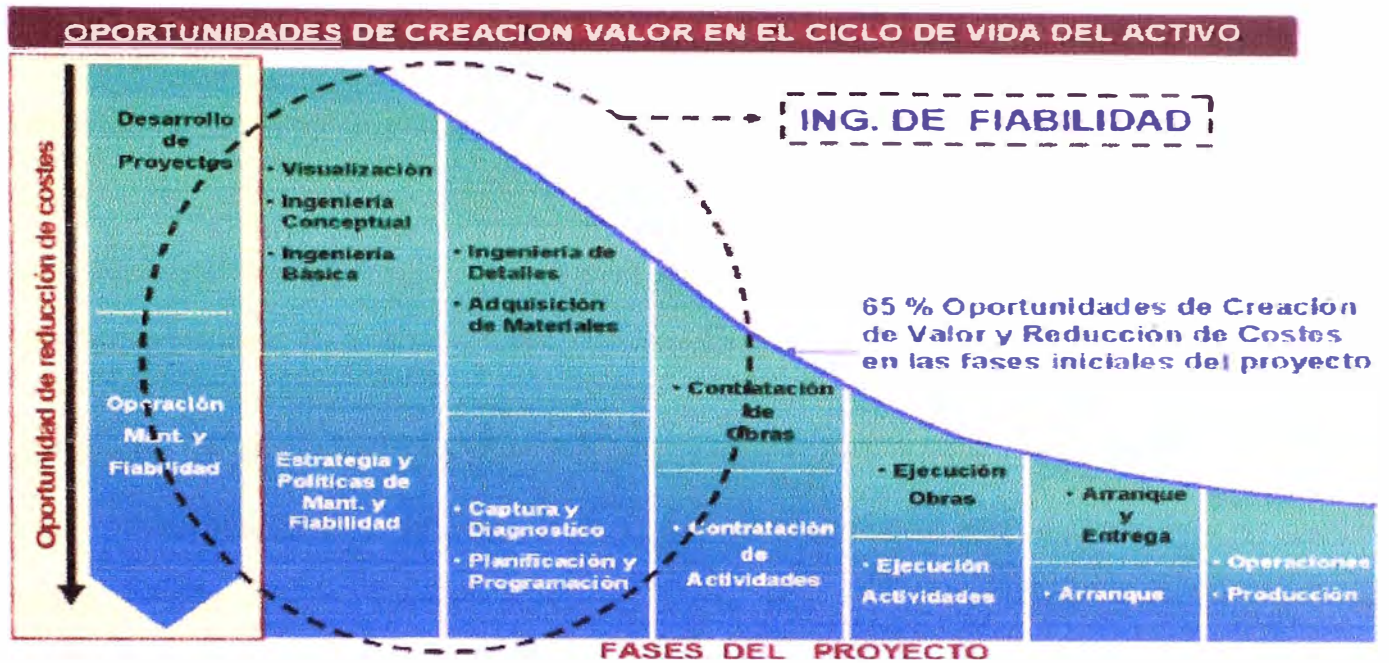


Figura 2. Oportunidades de Reducción de Costos

## 2.2 Costos de Producción y Construcción

Los costos en esta fase están asociados con: actividades de manufactura (fabricación, ensamble y pruebas), producción, control de calidad y costos iniciales de soporte y logística (repuestos para el proceso de manufactura, pruebas y equipos de soporte de producción) (Fabrycky and Blanchard, 1991).

El objetivo principal de esta fase, consiste en determinar las secuencias y los procesos más eficientes para poder desarrollar el activo diseñado. Dos de las más exitosas metodologías desarrolladas para optimizar esta fase son: el diseño del proceso de manufactura (design for assembly - DFA) y el método de evaluación de manufactura (assembly evaluation method - AEM). Estos métodos evalúan las diferentes opciones



de diseño de manufactura y estiman de forma numérica el proceso de producción que genera los menores costos de ensamblaje.

### **2.3 Costos de Operación y Soporte**

Los costos en esta etapa, afectan especialmente a los usuarios que utilizan el activo desarrollado y están asociados a costos de: operación, energía, insumos y materia prima, mantenimiento preventivo y correctivo, overhaul, diseño y modificaciones de ingeniería, logística de repuestos, adiestramiento y cualquier otro costo que se genere a lo largo de ciclo de vida del activo (Fabrycky and Blanchard, 1991).

Los costos de operación y soporte son los más significativos del ciclo de vida de un activo y adicionalmente, son los más difíciles de predecir. En algunos casos, estos costos podrían llegar a exceder hasta 10 veces más los costos iniciales de adquisición (Wilson, 1986). Un aspecto importante en esta etapa, está relacionado con la disponibilidad que debe tener el activo para cumplir con las expectativas de producción del usuario. En relación a la disponibilidad, el activo debe diseñarse de tal forma que pueda ser mantenido en el menor tiempo y costo posible sin afectar de forma negativa las características de confiabilidad y seguridad del activo diseñado. En la mayoría de los procesos de producción cada minuto en que el activo este fuera de servicio, representa pérdidas financieras para el usuario. En este escenario el tiempo es "costo", de tal forma que las actividades de mantenimiento deben ejecutarse de forma rápida (tiempos de reparación cortos) y eficiente para cumplir con los niveles de disponibilidad requeridos por el usuario.

### **2.4 Costos de Desincorporación y Retirada**

Los costos de esta etapa se relacionan específicamente con actividades de conversión de materiales y manejo de recursos energéticos, estas actividades generan desperdicios que son liberados al ambiente. El consumo de energía, la contaminación del

aire y el manejo de los desperdicios en la actualidad son temas de interés mundial y son el centro de debates públicos, de tal forma que en el futuro, los sistemas de producción para poder ser competitivos deberán desarrollar procesos y tecnologías de manufactura que sean ambientalmente limpias (Weule, 1993).

En algunos países, el proceso de toma de conciencia ha comenzado a surgir a partir de la creación y aplicación de las nuevas leyes medioambientales, un ejemplo de esta situación está reflejado en la nueva legislación ambiental de los países de la comunidad Europea, la cual es un ejemplo a seguir y está sustentada en el siguiente principio: quién ocasionó daños al ambiente tendrá que pagar por la limpieza de estos daños (Zussman et al. 1994).

Un análisis completo de los costos del ciclo de vida debe incluir todas las actividades que se van a desarrollar durante el proceso de retirada y desincorporación de los activos: disposición final y limpieza de desperdicios, control de emisiones al ambiente, saneamiento ambiental de la zona de producción, manejo y almacenamiento de productos de desecho, etc., actividades que conceptualmente son muy buenas pero que en la práctica son difíciles y engorrosas de ejecutar, ver (Sullivan and Young, 1995). Adicionalmente, procedimientos sobre las actividades de desincorporación de un activo y datos sobre el manejo de residuos ambientales son escasos, no son fáciles de conseguir y no hay un consenso sobre cómo medir el impacto de los costos en esta etapa del proceso de producción (Glantsching, 1994). Se definen los siguientes procesos dentro de la etapa de retirada del activo - ver Figura F.3:

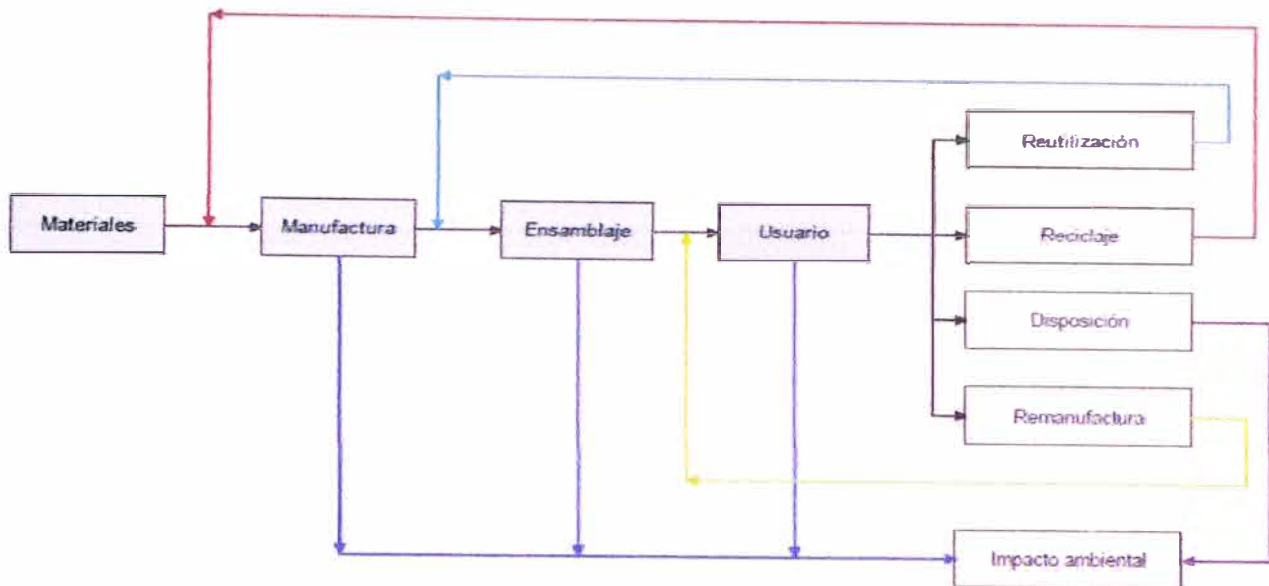


Figura 3. Ciclo de Vida del Activo y el Proceso de Retirada

Los costos para reciclar, reutilizar y desincorporar, son un factor de alto impacto dentro del análisis de los costos totales de ciclo de vida de un activo de producción.

### 3 Proceso de Aplicación de las Técnicas de ACCV

Tradicionalmente, aspectos de costos y de diseño han sido considerados y evaluados como dos procesos separados. En el caso del diseño, se considera como objetivo principal el diseñar el mejor activo posible y en el caso de los costos, se considera como objetivo principal el minimizar los costos de diseño y producción; sin embargo, ambos procesos, tienen objetivos comunes, los cuales son: el desarrollar un activo que cumpla y satisfaga de forma eficiente la necesidad de los usuarios y que a su vez sea competitivo desde el punto de vista económico (Noble and Tanchoco, 1990).

El uso de las técnicas de ACCV se ha incrementado de forma notable debido principalmente al desarrollo de un gran número de metodologías, las cuales proponen métodos para evaluar distintos diseños o vías alternativas de acción, con el objetivo de poder escoger la mejor forma de emplear los recursos humanos y económicos disponibles al momento de desarrollar un sistema de producción (Durairaj and Ong,

2002). Los resultados obtenidos de los análisis de Costos de Ciclo de Vida, alcanzan su máxima efectividad durante el diseño conceptual y preliminar. Una vez que se ha completado el diseño, resulta difícil modificar sustancialmente los resultados económicos. Es más, las consideraciones económicas relacionadas con el ciclo de vida deben plantearse específicamente durante la fase de diseño del activo, si es que se quiere explotar totalmente las posibilidades de una ingeniería económica efectiva. Casi dos tercios del costo del ciclo de vida de un activo o sistema se ven ya determinados en la fase conceptual y de diseño preliminar (Dowlatshahi, 1992).

Existen diferentes fases dentro del diseño y desarrollo de un activo que pueden ser estudiadas mediante el uso de modelos de ACCV. Hay que tener mucho cuidado en el uso y en la aplicación de las técnicas de ACCV ya que su relativa fácil implementación podría orientar por caminos erróneos el proceso de toma de decisiones relacionados con los costos de un activo (Fabrycky and Blanchard, 1991). Un paso importante al inicio del proceso de implantación de un ACCV, consiste en definir de forma clara cual es el objetivo básico del proceso de evaluación de costos, según Blanchard (1979), las técnicas de ACCV se pueden utilizar en la evaluación de los siguientes procesos:

- Alternativas de sistemas de producción
  
- Alternativas de sistemas de mantenimiento, tipos de actividades de mantenimiento (preventivo vs. correctivo), mantenimiento por condición.
  
- Alternativas de configuraciones de diseño: esquemas de operación, diagnóstico, niveles de confiabilidad y mantenibilidad, estandarización de repuestos, esquemas de monitorización
  
- Alternativas de sistemas de control y automatización
  
- Alternativas de procesos de producción: continua vs. discontinua

- Alternativas de sistemas de logística, procura y selección de diferentes proveedores
- Alternativas de canales de distribución, métodos de transporte y manejo de la producción, localización de almacenes
- Alternativas de manejo de residuos, desechos, reciclaje
- Alternativas de procesos de sustitución y reemplazo
- Alternativas de sistemas de protección y seguridad

En la fase de diseño a nivel de detalle, se cuenta con toda la información del activo y se conocen las especificaciones de producción, los procesos de fabricación – manufactura y los requerimientos de soporte y logística, en esta fase es muy frecuente utilizar modelos detallados de estimación de costos, el nivel de precisión de los datos en esta etapa es entre el 85 y el 95% (Creese and Moore, 1990).

### **3.1 Evaluación del Impacto de la Confiabilidad en los Modelos de ACCV**

Woodhouse (1991) plantea que para poder diseñar un sistema productivo eficiente y competitivo en el ámbito industrial actual, es necesario evaluar y cuantificar de forma detallada el impacto económico del factor confiabilidad a lo largo del ciclo de vida de un activo. La cuantificación del factor confiabilidad, permite en primer lugar, predecir la forma en que los procesos de producción pueden perder su continuidad operacional debido a eventos de fallas imprevistas (comportamiento de la frecuencia de fallas); y en segundo lugar, analizar y evaluar el impacto económico (costos) que ocasionan las fallas a la seguridad, el ambiente, las operaciones y la producción.

El aspecto clave del término confiabilidad está relacionado con la continuidad operacional. En otras palabras, podemos afirmar que un sistema de producción es “Confiable” cuando es capaz de cumplir su función de forma segura y eficiente a lo

largo de su Ciclo de Vida. Ahora, cuando el proceso de producción comienza a estar afectado por una gran cantidad de eventos de fallas imprevistas (baja confiabilidad), este escenario provoca altos costos, asociados principalmente con la recuperación de la función (costos directos) e impacto en el proceso de producción (costos de penalización).

Los costos totales por confiabilidad (por fallas imprevistas), se pueden caracterizar de la siguiente forma (Barlow, Clarotti and Spizzichino, 1993, Ruff and Paasch, 1993 and Woodhouse, 1993):

- Costos por penalización:
  - Downtime (indisponibilidad de producción), pérdidas de oportunidad/producción diferida, pérdidas de producción, pérdidas operacionales, impacto en la calidad, impacto en seguridad y ambiente.
- Costos directos por mantenimiento correctivo:
  - Mano de obra: costos directos relacionados con la mano de obra (propia o contratada) en caso de una acción no planificada.
  - Materiales y repuestos: costos directos relacionados con los consumibles y los repuestos utilizados en caso de una acción no planificada.

El impacto en los costos que genera un activo de baja confiabilidad está asociado directamente con el comportamiento de los siguientes dos índices:

- El tiempo promedio entre fallas (MTBF):

$$MTBF = \frac{\text{tiempo operacionales}}{\text{numero de fallos}}$$

Sistema con M BF pequeños, reflejan valores de confiabilidad bajos y un alto número de fallas.

- El tiempo promedio para reparar (MTTR)

$$MTTR = \frac{\text{tiempos de reparación}}{\text{número de fallos}}$$

Sistemas con M R grandes, reflejan valores de Mantenibilidad bajos (sistemas en los que se necesita gran cantidad de tiempo para poder recuperar su función).

Según Woodhouse (1991), un factor importante en el documento de los costos a lo largo del ciclo de vida, es ocasionado en muchas oportunidades, por la falta de previsión ante la aparición inesperada de eventos de fallas, escenario provocado básicamente por el desconocimiento y por la falta de análisis en la fase de diseño de los aspectos relacionados con el factor confiabilidad. Esta situación trae como resultado un incremento en los costos de operación (costos que no fueron considerados en un principio) afectando de esta forma la rentabilidad del proceso de producción. En el siguiente punto se explica los detalles de un modelo básico que permita evaluar el impacto económico de la confiabilidad a lo largo del ciclo de vida de un activo.

### **3.2 Modelo de ACCV de Woodward**

En términos generales, el Modelo de ACCV de Woodward (Woodward, 1997) propone el siguiente esquema para calcular el impacto de los costos de fallas en el ciclo de vida de un activo (Woodhouse, 1993).

1. Establecer las condiciones operacionales del sistema. Describir los modos de operación del sistema (carga completa, media carga, sin carga) y las capacidades de producción a satisfacer.
2. Establecer los factores de utilización. Estos factores deben indicar el estado de funcionamiento dentro de cada modo de operación.
3. Identificar las distintas opciones a ser evaluadas. Seleccionar las alternativas existentes que pueden cubrir con las necesidades de producción exigidas.
4. Identificar para cada alternativa todas las categorías de costos básicos: inversión inicial, desarrollo, adquisición, mantenimiento planificado, reposición.
5. Determinar para cada alternativa los costos por confiabilidad. Identificar los principales tipos de fallas y la frecuencia de ocurrencia en el tiempo, la cual será un valor constante a lo largo del ciclo de vida del activo (este aspecto se detalla más adelante).
6. Determinar los costos críticos. Identificar las categorías de costos de mayor impacto, y analizar los factores que propician los altos costos (proponer estrategias de control).
7. Calcular todos los costos en valor presente (P) para cada alternativa. Definir el factor de descuento y el período de vida útil esperado y estimar los costos totales en valor presente por cada alternativa evaluada.
8. Seleccionar la alternativa ganadora. Comparar los costos totales de las alternativas evaluadas y seleccionar la opción que menor costo genere para el período de vida útil esperado.



En relación con el esquema anterior, el modelo de Woodward propone la siguiente expresión para calcular los diferentes costos que genera un activo a lo largo de su ciclo de vida (Woodward, 1997, Blanchard and Fabrycky, 1998):

$$PACTCV = \sum_{t=0}^T CI + CO + CMP + TCP_f + CMM$$

Donde, todas las categorías de costos se convertirán a valor presente (P) a una tasa de interés (i) y un período de vida útil esperado (T):

CTVC(P) = Costos totales del ciclo de vida en valor presente (P), para una tasa de descuento (i) y un período de vida útil esperado ( ).

CI = Costo inicial de adquisición e instalación, normalmente dado en valor presente.

CO = Costos operacionales, normalmente dado como valor anualizado.

CMP = Costos de mantenimiento preventivo, normalmente dado como valor anualizado.

TCP<sub>f</sub> = Costos totales por confiabilidad (costos por fallas), normalmente dado como valor anualizado. En este caso se asume tasa de fallas constante, por lo cual el impacto en costos es igual en todos los años.

CMM = Costos de mantenimiento mayor – especiales, normalmente dado como valor futuro.

En relación con la cuantificación de los costos por confiabilidad TCP<sub>f</sub>, el modelo de Woodward propone evaluar el impacto de las principales fallas sobre la estructura de costos de un sistema de producción, a partir de un proceso sencillo, el cual se resume a continuación: primero, se determinan los tipos de fallas más importantes,

luego, se asigna a cada tipo de falla un valor constante de frecuencia de ocurrencia por año (este valor no cambiará a lo largo de la vida útil esperada), posteriormente, se estima el impacto en costos por año, generado por las fallas en la producción, las operaciones, el ambiente y la seguridad, y finalmente, se estima en valor presente a una tasa de descuento específica, el impacto total en costos de las fallas para los años de vida útil esperada. A continuación se detallan los pasos a seguir para estimar los costos por fallas según el modelo de Woodward.

1. Definir los tipos de fallas (f). Donde  $f = 1 \dots F$  para F tipos de fallas.
2. Definir la frecuencia de fallas esperada por año  $d_f$ . Se expresa en fallas por año. Esta frecuencia se asume como valor constante por año para el ciclo de vida útil esperado y se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$D_f = N / T$$

Donde:

N = número total de fallas

T = número total esperado de años de vida útil

3. Calcular los costos asociados a cada tipo de falla  $C_f$  (US\$ / falla). Estos costos incluyen: costos de repuestos, mano de obra, penalización por pérdida de producción e impacto operacional)

$$C_f = \text{Sumatoria } MTTR_f \times C_{pef}$$

Donde:

MTTR = tiempo medio para reparar cada falla = horas / falla

Cpe = costos de penalización por hora (producción, mano de obra, repuestos) = US\$ / hora.

4. Calcular los costos totales por fallas por año TCPf (US\$ / año), que se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$TCPf = \text{Sumatoria } Cf \times df$$

5. Calcular los costos totales por falla en valor presente P CPf (US\$). Dado un valor anualizado TCPf, se estima su valor monetario en función del número de años de vida útil esperada (T), para una tasa de descuento (i). La expresión a utilizar para estimar los PTCPf en valor presente es:

$$PTCPf = TCPf \times ((1+i)^T - 1) / (i \times (1+i)^T)$$

Posteriormente, a los costos calculados por confiabilidad, se adicionarían el resto de costos evaluados (inversión, mantenimiento planificado, operaciones, etc.). Se calcula el costo total en valor presente para la tasa de interés seleccionada y los años de vida útil esperados y se compara el resultado obtenido con los costos totales de las otras opciones evaluadas.

### 3.2.1 Evaluación de los Costos Totales por Confiabilidad a partir del modelo ACCV de Woodward

Los datos de fallas de diseño presentado en la Tabla F.1, fueron suministrados por el fabricante del compresor de gas. En resumen, los 24 datos de fallas, modelan el posible comportamiento de los tiempos entre fallas (Tf) en meses, durante los primeros 10 años de vida útil del compresor. A continuación se presentan los tiempos entre fallas:

5	7	3	7	2	4	3	5	5	9	2	4	6	3	4	2	4	3	8	9	4	4	7	4
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

## Tabla F.1. Tiempos entre fallas

A partir del procedimiento de 5 pasos propuesto por el modelo de Woodward (descrito anteriormente), se procede a cuantificar el impacto de los costos de las fallas:

- Se definen los tipos de fallas. Donde  $f = 1 \dots F$  para  $F = 1$  tipo de falla.
- Se define la frecuencia de fallas esperada por año  $df$ :

$N = 24$  eventos,  $T = 10$  años

$Df = 2,4$  fallas / año

Esta frecuencia se asume como un valor constante durante el período total de vida útil estimado  $T = 10$  años.

- Se calculan los costos por fallas  $Cf$  (US\$ / falla). Estos costos incluyen: costos de repuestos, mano de obra, penalización por pérdida de producción e impacto operacional, su usa la expresión:

$MTTR = 10$  horas/falla

$C_{Pe} = 500$  US\$/hora

$C_f = 5000$  US\$ / falla

- Se calculan los costos totales por falla en valor presente  $PTCP_f$ , para un período  $T=10$  años y para una tasa de descuento  $i = 10\%$ :

$P \ C_{Pf} = 73,734.80$  US\$

## 4 Consideraciones Finales y Áreas Futuras de Trabajo

La orientación de este capítulo, hacia el estudio y el análisis del factor Confiabilidad y su impacto en los costos, se debe, a que gran parte del incremento de los costos totales durante el ciclo de vida útil esperado de un sistema de producción, es ocasionado en su mayoría, por la falta de previsión ante la aparición inesperada de eventos de fallas, escenario provocado básicamente por el desconocimiento y por la ausencia de una evaluación técnica en la fase de diseño de los aspectos relacionados con la confiabilidad. Esta situación trae como resultado un incremento en los costos totales de operación (costos que no fueron considerados en un principio) afectando de esta forma la rentabilidad del proceso de producción.

En el proceso de análisis de los costos a lo largo del ciclo de vida de un activo, existen muchas decisiones y acciones, que deben ser tomadas, siendo de interés particular para este trabajo, aquellos aspectos relacionados con el proceso de mejoramiento de la confiabilidad (calidad de diseño, tecnología utilizada, complejidad técnica, frecuencia de fallas, costos de mantenimiento preventivo/correctivo, niveles de mantenibilidad y accesibilidad), ya que estos, tienen un gran impacto sobre el costo total del ciclo de vida del activo, e influyen en gran medida sobre las posibles expectativas para extender la vida útil de los activos a costos razonables.

Por estos motivos, es de suma importancia dentro del proceso de estimación del ciclo de vida de los activos, evaluar y analizar detalladamente los aspectos relacionados con la confiabilidad. En el futuro cercano, nosotros pensamos que las nuevas propuestas de evaluación de los costos de confiabilidad en los ACCV, aprovecharán el desarrollo en el área de las matemáticas y se utilizarán métodos tales como:

- Técnicas avanzadas de análisis estadísticos de confiabilidad.
- Técnicas de simulación de Monte Carlo
- Métodos de simulación de Markov
- Modelos estocásticos

Finalmente, estos métodos tendrán sus características particulares, ya que no es factible desarrollar una metodología única de ACCV que cubra todas las expectativas y exigencias técnicas. Sin embargo, es necesario incluir dentro de las metodologías actuales de ACCV, modelos que permitan estimar el impacto de la confiabilidad, con el fin de poder disminuir el nivel de incertidumbre en el proceso de evaluación de los costos totales esperados en el ciclo de vida útil de un activo de producción.

## **ANEXO G**

### **MEJORA CONTINUA DE LA EFICIENCIA ORGANIZACIONAL Y DE LAS TECNOLOGÍAS Y TÉCNICAS DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO**

#### **1 Introducción**

En relación con el modelo de ocho fases propuesto inicialmente, esta sección de acciones y técnicas para la mejora continua de la gestión de mantenimiento, forma parte de la fase 8 del modelo.

Dentro de esta fase es posible incluir multitud de actuaciones y metodologías que en nuestro día a día nos permiten la mejora de la gestión de mantenimiento en la empresa. Quisiera hacer énfasis en una serie de ellas que consideramos fundamentales para propiciar avances sustanciales en nuestra gestión:

- a) Mejoras en la organización de mantenimiento y en su eficiencia en la gestión.
- b) Mejoras en las tecnologías de la información y comunicaciones aplicadas a la gestión de mantenimiento.

En esta sección revisaremos actividades de mejora que se encuadran dentro del primero de estos dos grupos. El segundo grupo de posibilidades de mejora, grupo b), son abordados en la sección siguiente y están muy relacionados con el desarrollo e integración de los sistemas de información para la gestión de mantenimiento (sistemas GMAO/CMMS), gestión de la confiabilidad de los equipos (sistemas que alojan información sobre la aplicación de técnicas FMECA/RCM) y monitorización de los mismos (sistema de monitorización de la condición y de mantenimiento basado en condición, CBM).

#### **2 Acciones para la Mejora de la Eficiencia Organizacional**

Dentro de esta área se encuentran un buen número de actividades que en las empresas tratan de incorporar las mejores prácticas, técnicas y/o normativa que en este sentido van apareciendo en cada sector. Veremos algunas de ellas a modo de muestra y sin intención de ser exhaustivo.

Un buen ejemplo, en el sector de la manufactura, son las técnicas relacionadas con los sistemas TPM (Total Productive Maintenance – Mantenimiento Productivo Total) (Nakajima, 1998), que son de profusa implantación en este sector, donde se han desarrollado modelos organizativos avanzados para mantenimiento que, con el apelativo de “aligerados” (lean maintenance), están consiguiendo resultados espectaculares en cuanto a medidores de eficacia global de los equipos de manufactura. Como veremos a continuación, el sistema TPM contiene elementos específicos que ayudan notablemente al mantenimiento en empresas del sector manufacturero, pero otros muchos elementos (pilares) en los que se basa este sistema son muy recomendables y utilizables en empresas de cualquier sector para la mejora organizacional en mantenimiento. Así podemos decir que las técnicas de formación de tipo “lecciones de un punto” (one point lesson) que promulga el TPM se han convertido ya en una práctica habitual en multitud de empresas de todos los sectores con muy buenos resultados prácticos en su implementación.

También llamaremos la atención sobre nuevas normas de carácter horizontal en mantenimiento que siguen apareciendo y que permiten de forma rápida introducir buenas prácticas en la empresa y mejorar índices básicos de la función y gestión del mantenimiento. Por ejemplo la nueva “Norma española sobre evaluación de índices de Mantenibilidad de Dispositivos Industriales”.

### **3 La Revolución en la Organización de Mantenimiento mediante la Gestión Autónoma.**



El automantenimiento, mantenimiento autónomo o gestión autónoma del mantenimiento es una parte fundamental del TPM, principalmente por la implicación que supone de los distintos empleados de la planta en que se introduce. Es una técnica para conseguir involucrar a los trabajadores responsables de manejar los equipos de producción, en el mantenimiento del equipo. Se consigue así estabilizar las condiciones del mismo y hacer más lento el proceso de deterioro. La gestión autónoma lleva consigo, por lo general, un importante entrenamiento de los operadores de las máquinas y equipos en general, en todo lo que tiene que ver con las funciones de los equipos y sus diferentes modos de falla, incluyendo también la prevención mediante detección temprana de síntomas que anticipen la aparición de los mismos.

La gestión autónoma comienza con la completa limpieza del equipo por parte de sus operadores y por operarios de mantenimiento, colocándolo en las mejores condiciones de operación posibles. Durante este tiempo, los operarios conocen los detalles de su equipo e identifican las oportunidades de mejora. Los operarios aprenden que la limpieza es la mejor forma de conocer la condición del equipo, lo que constituye una de las lecciones fundamentales del TPM. En efecto, la limpieza regular del equipo permite detectar fallas ocultas que afectan al rendimiento del mismo. Las limpiezas e inspecciones del equipo se programan. Como consecuencia de todo lo anterior, el operador del equipo acaba convirtiéndose en un verdadero experto en el mismo, circunstancia fundamental para que la implantación del TPM sea exitosa. De esta forma, todas las circunstancias que pueden alterar alguna condición del equipo, serán mejor evaluadas por los operarios, conduciendo a una más rápida y mejor solución de problemas.

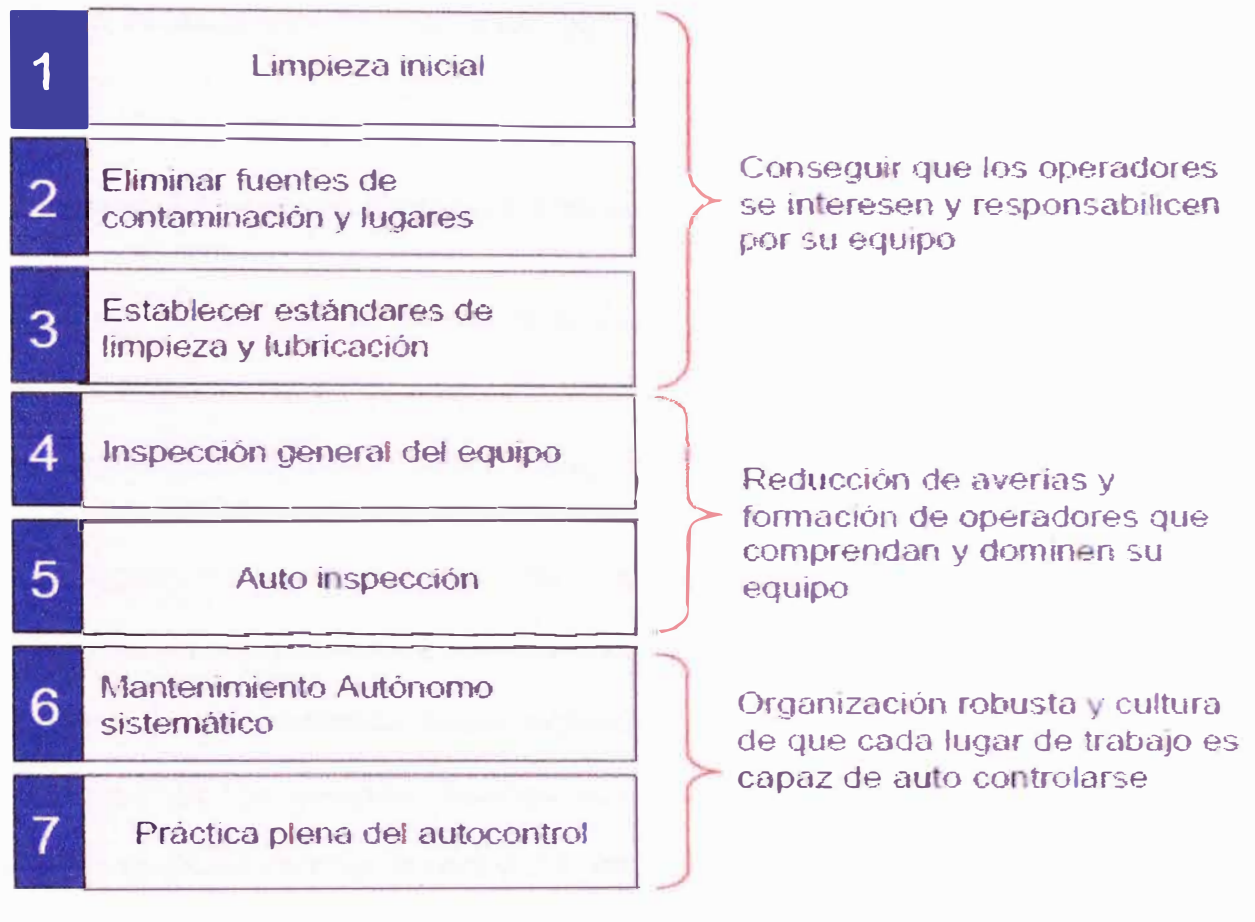


Figura G.1. Esquema general de pasos a seguir para implementar la gestión autónoma.

Además de la limpieza e inspección, los engrases y lubricación de los equipos son los otros dos pasos fundamentales de una buena gestión autónoma, que una vez desarrollados a un nivel aceptable (completado el entrenamiento y la completa gestión visual de los mismos) hacen que realmente se produzca una diferencia en la planta respecto a situaciones anteriores.

Sin embargo la implantación de la gestión autónoma tiene muchas dificultades a tener en cuenta en su fase de diseño. La dificultad fundamental de su implantación en las plantas radica en el choque que supone contra la forma tradicional de trabajo en las mismas. Es necesario, para conseguir una implantación exitosa, asegurar el logro de resultados importantes y que estos sean observados por las personas involucradas,

con objeto de mantener la motivación de los operarios en la persecución de la mejora continua.

### **3.1 El Nuevo Reparto de Responsabilidades**

La eficiencia de la producción depende tanto de las actividades de producción como de las de mantenimiento, por tanto, ambos departamentos tienen que trabajar juntos en las empresas y colaborar para conseguir esta meta.

Las actividades de mantenimiento y de prevención del mantenimiento deben llevarse a cabo en forma simultánea. La prevención del deterioro debe ser la actividad de mantenimiento más cuidada, antes incluso que la inspección periódica o las pruebas de precisión de los equipos. Aunque los métodos utilizados y la prioridad puedan variar de un departamento a otro y de una fábrica a otra. Con este criterio el método TPM elabora los siguientes programas para los departamentos de producción y mantenimiento para el mantenimiento autónomo:

- Departamento de producción, con los grupos de gestión autónoma (AM).

Llevará a cabo las siguientes actividades:

1. Prevención del deterioro:

- a. Operación correcta del equipo
- b. Mantenimiento de las condiciones básicas de operación del equipo (limpieza, lubricación y sujeción de pernos).
- c. Ajustes adecuados (sobre todo durante la operación y preparación)
- d. Anotación de datos de averías y otros defectos de funcionamiento
- e. Colaborar con el departamento de mantenimiento para estudiar e implantar mejoras.

2. Verificación del deterioro

3. Realización de inspecciones diarias

4. Realización de otras inspecciones periódicas
  5. Restauración de los equipos
  6. Realizar reparaciones menores (sustitución simple de piezas y reparaciones temporales)
  7. Informar rápidamente y en forma correcta las averías y fallas de funcionamiento
  8. Ayudar en la reparación de averías esporádicas.
- Departamento de mantenimiento. Con los grupos de mantenimiento preventivo planificado (PM). Llevará a cabo las siguientes actividades:
    1. Mantenimiento periódico
    2. Mantenimiento predictivo
    3. Mejora de la mantenibilidad
    4. Verificación del deterioro
    5. Restablecimiento de las condiciones de los equipos
    6. Soporte a los operarios para el mantenimiento autónomo
    7. Creación de estándares de mantenimiento
    8. Investigación y desarrollo en mantenimiento

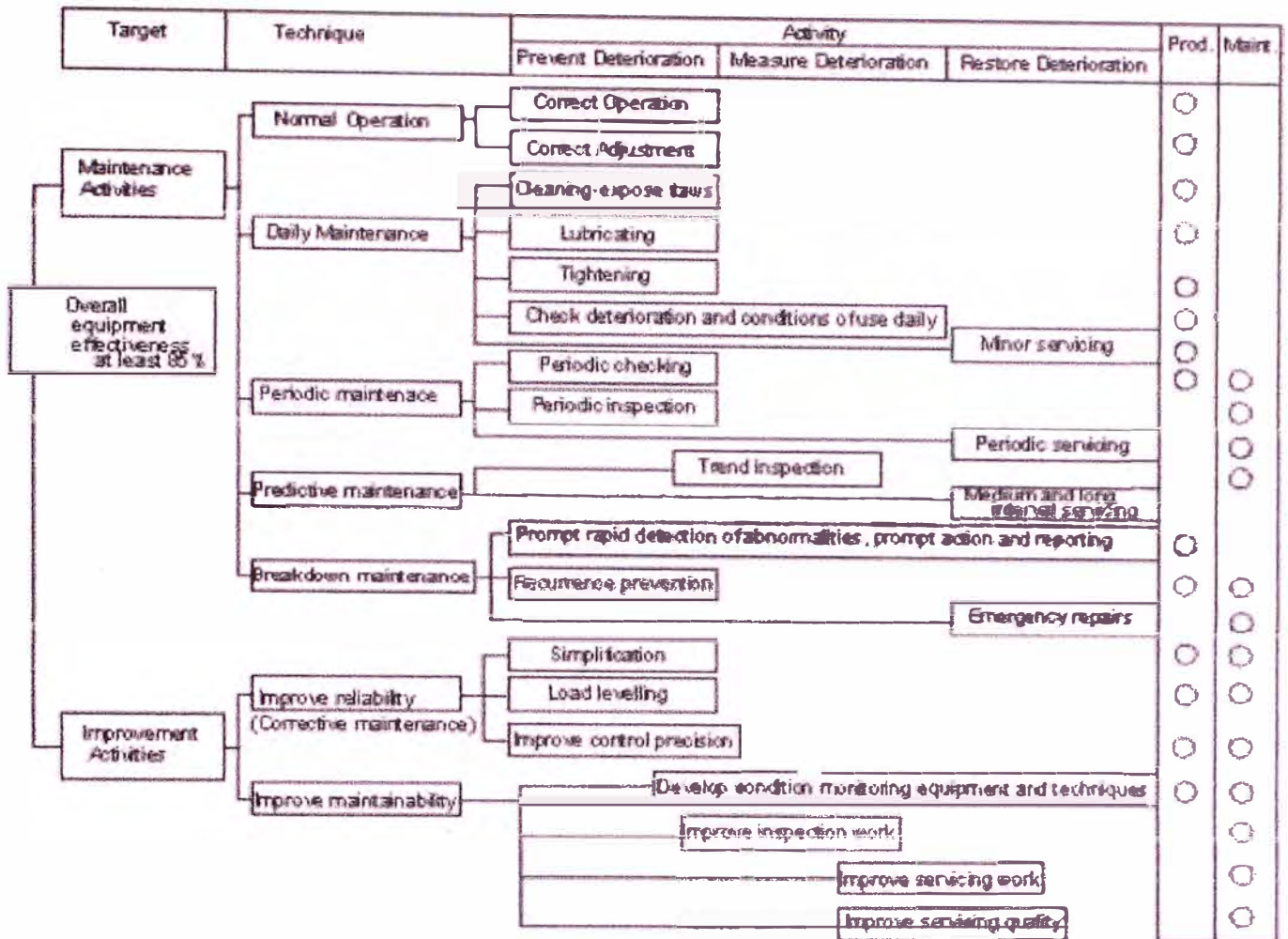


Figura G.2. Cuadro específico de división de papeles: Mantenimiento Autónomo (AM) y Mantenimiento Planificado (PM) en una empresa manufacturera

### 3.2 Gestión Autónoma y Actividad de Pequeños Grupos de Trabajo

La gestión autónoma persigue, como objetivo, la formación de operarios verdaderamente competentes en las instalaciones, y la institución de pequeños grupos, compuestos de personas con estas características, que tengan una amplia actividad en la resolución de problemas. Para que esta actividad sea exitosa es necesario verificar que se cumplan las siguientes tres condiciones (JIPM, 1997): que exista la voluntad de hacer las cosas, que el grupo tenga la habilidad para hacerlas y que exista un lugar donde operar. Será necesario además que todos los componentes persigan mejorar su propio conocimiento y capacitación técnica.

Para crear un clima favorable para conseguir la implicación de las personas involucradas (la voluntad de hacer) en la resolución de problemas mediante pequeños grupos, es aconsejable antes de desarrollar cualquier actividad, aclarar los siguientes puntos:

¿De qué se trata? : tema

¿Por qué hacerlo? : motivación

¿Qué y cuanto hay que hacer? : Objetivo

¿Cómo hacerlo? : método

¿Con qué procedimiento? : reglamentos

¿Quién? : subdivisión de tareas

¿Cuándo? : programa

Después de hacerlo, ¿qué frutos pueden obtenerse? : resultados / experiencia

Las reuniones constituyen una actividad fundamental para consolidar los pequeños grupos. Mediante el animado intercambio de opiniones entre todos los miembros del grupo pueden salir a la luz oportunidades de mejora jamás pensadas. El éxito de las reuniones dependerá de la organización de las mismas por parte del conductor responsable, a tal efecto existen técnicas para la conducción de reuniones en tiempo breve y con alta eficiencia (JIPM, 1997)

Otro aspecto esencial del desarrollo de las tareas en pequeños grupos es la “publicación” de los resultados de su actividad en tablas o tableros de anuncio situados en la zona de trabajo. Esto debe mantenerse, más que como una forma de aviso o notificación, como un verdadero instrumento de trabajo. Los contenidos de estos tableros deben incluir al menos:

Nombre del grupo, líder y miembros

Descripción del tema que se intenta resolver

Gráficos de resultados obtenidos

Causas del problema encontradas

Programa de trabajo en detalle

Problemas que quedan por resolver

Estos tableros de comunicación son un soporte activo del mantenimiento autónomo, y hacen más agradable el clima para el desarrollo del trabajo ya que ofrecen la sensación de haber finalizado un trabajo, proporcionan la certeza de haber gestionado un tema con competencia, contienen información sobre un aprendizaje en común, etc.

## ANEXO H

# SSISTEMAS INTEGRADOS DE INFORMACIÓN PARA LA GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO

## 1 Introducción

Los sistemas de información para la gestión del mantenimiento son unas herramientas claves por su capacidad de dar soporte y facilitar la gestión del mantenimiento, gracias a la transmisión y procesamiento de información en grandes velocidades y cantidades superando las propias fronteras de las empresas y fortaleciendo la convergencia entre otros sectores. La necesidad de una correcta implantación de los Sistemas de Soporte para la Gestión del Mantenimiento es la base, para el desarrollo de programas de mejora de la confiabilidad, y a la vez son instrumentos indispensables para optimizar el uso de los recursos humanos y técnicos dentro de los procesos de Gestión del Mantenimiento.

Según Manuel Castell (1996), “las nuevas tecnologías ni destruyen ni crean empleo: lo transforman”. Earl (1994) muestra las ventajas de las TIC (Tecnologías de la Información y las Comunicaciones) en los procesos de negocios mediante la Tabla H.1.

Facilidades	Ventajas	Oportunidades
Computación	Reduce el costo de producción	Automatización de Tareas
		Disminuye las fases en el proceso de información
		Eliminación de actividades
Comunicación	Reduce el costo de coordinación	Reducción de tiempos y distancias
		Integración de tareas y procesos
		Recopilación y distribución de información
Almacenamiento y Sistemas	Reduce el costo de la información	Monitorización de procesos y tareas
		Análisis de información y toma de decisiones
		Archivo y desarrollo de habilidades y experiencia
		Modelado y visualización de procesos

Tabla H.1. Ventajas de las TIC en la Reingeniería de Procesos de Negocios



Por tanto, las IC contribuyen a la mejora del mantenimiento, llegando a reducir entre 10-30% el presupuesto anual de este departamento, facilitando la automatización de tareas y la toma de decisiones hacia las metas u objetivos marcados, a un menor costo y tiempo.

## **2 Objetivos**

Proporcionar el medio de análisis para la optimización de la gestión y ayuda a la toma de decisiones estratégicas, tácticas y operativas.

Como objetivos particulares podríamos destacar tres básicos más otros tres de soporte sobre los principios anteriores:

- Ayudar a la programación de las tareas de mantenimiento y a planificar el aprovisionamiento de los recursos necesarios para el mantenimiento, donde se incluye la mano de obra, los repuestos, las herramientas, los útiles y, en ocasiones, terceras empresas.
- Facilitar la mejor utilización posible de los recursos, gestionando su configuración y estado en todo momento, generando proactivamente avisos para la correcta gestión de los mismos.
- Optimizar y priorizar con base a históricos y a riesgos las actividades del mantenimiento, buscando la eficiencia en su aplicación.

Los objetivos complementarios están enfocados en el manejo y presentación de información integrada de diferentes fuentes, dentro y fuera del propio ámbito del mantenimiento:

- Producir informes sobre el estado del sistema general de mantenimiento atendiendo a un conjunto de indicadores, que permitan el control del mantenimiento en los diferentes niveles de actividad.

- Manejar y generar conocimiento experto dentro de la organización soportado por herramientas inteligentes de automatización y diagnóstico.
- Compatibilidad e integración con los restantes subsistemas de información de la compañía, tanto a nivel de protocolos como a nivel de variables del proceso.

Por tanto, la correcta implantación de los sistemas de información en el mantenimiento es necesaria por muchos motivos que condicionan la competitividad de las empresas:

- Para mejorar el ciclo de gestión de mantenimiento en la empresa,
- Para la gestión de activos y logística,
- Como soporte para la gestión de contratos,
- Para optimizar el uso de los recursos,
- Como instrumento indispensable para la correcta clasificación de los costos en el área de mantenimiento,
- Para el desarrollo de programas de mejora de la confiabilidad operacional
- Para realizar análisis tipo costo del ciclo de vida (inversión inicial y renovación).
- Etc.

Esto nos da idea de la importancia en el estudio profundo de estos sistemas.

En resumen, gracias a las facilidades y potencial desarrollo que aporta la aplicación de las comunicaciones y sistema de información al mantenimiento, podemos hablar de "e-mantenimiento" (e-maintenance) como indica el Intelligent Maintenance Center "la capacidad de vigilar los activos de planta, vincular los sistemas de operaciones de producción y mantenimiento, reunir la retroalimentación del cliente desde sitios remotos, e integrarlo con el nivel superior de las aplicaciones empresariales". Es decir, tomar decisiones inteligentes y

coordinadas sobre elevadas cantidades de información de distintos orígenes y tipos.

### **3 Conjunto de Sistemas de Soporte para la Gestión del Mantenimiento**

Ante todo lo anterior, la gestión del mantenimiento tiene requerimientos que hacen necesaria una visión unificada extremo-a-extremo que debe ser proporcionada por un sistema de gestión integrado, puesto que el estado y rendimiento apropiado de los recursos no tiene sentido si no se traduce en calidad de los procesos.

La implantación de los sistemas debe realizarse de acuerdo a la organización y los procesos, desde una clara orientación hacia la obtención de los objetivos del departamento. En el desarrollo del mismo, conviene fijar el ámbito de aplicación con valoraciones objetivas, los requisitos mínimos frente al tiempo de ejecución y el costo disponible, y realizarse bajos los principios de:

1. Flexibilidad para permitir cambios en la organización y procesos,
2. Modularidad, para facilitar su mantenimiento y mejora
3. Escalabilidad, en operatividad y costo, con el objetivo de adaptarlo a los requerimientos de cada momento.
4. Practicidad, favorecer su comprensión y evitar la complejidad, eliminando tareas redundantes y carga administrativa.
5. Estandarización para la integrabilidad, con los restantes sistemas de información de la compañía, se recomienda que sea diseñado con filosofía de sistema abierto, para no comprometer eventuales cambios de equipo.
6. Confidencialidad y Disponibilidad, de uso y acceso del sistema y la información según los usuarios del mismo (seguridad).

Estará compuesto por los siguientes sistemas de soporte:

- Sistema de Ordenes de Trabajo (Gestión de Actividades y Recursos), cuya misión es gestionar, planificar y documentar las actividades categorizadas, y relacionarlas con los recursos humanos y elementos de la infraestructura.
- Sistema de Supervisión o Monitorización (On-line), que es la clave de la proactividad en el mantenimiento, proporcionando información sobre el estado de los elementos en tiempo real, facilitando la toma de decisiones y la gestión de los recursos, en todos los aspectos del mantenimiento:
  - a. Por anticiparse en la detección temprana del correctivo, minimizando el impacto
  - b. Por optimizar el preventivo reduciendo cargas innecesarias
  - c. Por soportar con datos objetivos el predictivo en base a condición.

El objetivo principal de este sistema es asegurar la máxima disponibilidad con capacidad de respuesta rápida y eficaz ante situaciones de falla, previniendo posibles problemas antes de su aparición.

- Sistema de Confiabilidad de Equipos, para mejorar la organización de las actividades, afinándolas para cada contexto operacional. Es decir buscando un plan de mantenimiento eficiente para cada equipo según un nivel de riesgo, centrándose en los equipos críticos que son aquellos equipos con mayor impacto en la empresa, impacto en gestión, económico, funcional, calidad, en medio ambiente o en seguridad, o en la mejora continua.
- Sistema de Inventario (Núcleo del Conjunto de Sistemas), cuyo fin es el de garantizar el rigor informativo y organizativo, inventariando los elementos de forma jerarquizada y categorizada, sus configuraciones y eventos relacionados para su trazabilidad, incluyendo un Geographic Information System (GIS), donde se facilite el conocimiento de la infraestructura de una forma más intuitiva, relacionada con la ubicación física de los elementos.

- Sistema de Informes (Cuadro de Mando Integral), que es una pieza muy importante en la evaluación y control del cumplimiento de los objetivos del mantenimiento. Persigue la alineación del mismo con la estrategia de la empresa, trasladándola a un conjunto determinado y jerarquizado de indicadores, relacionando todas las actividades, procesos, sistemas y recursos. Con informes estandarizados para facilitar el seguimiento de los indicadores y buscando la mejora continua.
- Sistema de Gestión del Conocimiento y Documental, ya que el conocimiento es uno de los activos claves para la mejora del mantenimiento y su administración facilita la adaptación a los cambios en el entorno y su difusión de forma dirigida, ordenada, estandarizada y eficaz.
- Sistema de Soporte y Expertos. Como sistemas complementarios, profundizando automatización y soporte en inteligencia artificial, los sistemas expertos y de soporte para la toma de decisiones en los tres niveles (estratégicos, tácticos y operativos), sirven de apoyo para el modelado, simulación y automatización de tareas emulando el razonamiento humano en la decisión de un experto en la toma de decisiones.