

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

ESCUELA DE POSGRADO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS CRÍTICOS PARA EL PLAN DE
MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUB ESTACIÓN
CHIMBOTE 500 KV”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN DE
SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

AUTOR: FREDDY FALCON DIAZ

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Freddy Falcon Diaz', is located in the bottom left corner of the page.

**CALLAO-2017
PERÚ**

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

MIEMBROS DEL JURADO

Dr.	: FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMÍREZ	PRESIDENTE
Dr.	: SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMENEZ	SECRETARIO
Mg.	: HUGO FLORENCIO LLACZA ROBLES	MIEMBRO
Mg.	: JORGE ELÍAS MOSCOSO SÁNCHEZ	MIEMBRO
Dr.	: JUAN HERBER GRADOS GAMARRA	ASESOR

Nº DE LIBRO : 01

FOLIO : 054

FECHA DE APROBACIÓN : junio 28, 2017

RESOLUCIÓN DIRECTORAL : 011-2017-CD-UPG-FIEE

AGRADECIMIENTO

En principio quiero darle gracias a Dios. Gracias por ayudarme a conquistar mis sueños y darme fuerzas para conseguir mis metas.

A mis padres, a mi esposa y mi hijo, a mis profesores, mis compañeros y a todas las personas que me facilitaron el poder concluir mis estudios de maestría.

También quiero extender mi agradecimiento a mi asesor, que ha tenido la voluntad y sensatez para guiar esta investigación.

Quedo muy agradecido con mi alma mater, en la cual además de la maestría estudié mi carrera de pregrado. Pondré el nombre de la FIEE-UNAC siempre en alto.

Agradezco la oportunidad al CARELEC por haberme permitido realizar mis estudios de maestría y por la beca obtenida.

DEDICATORIA

A mis padres, a mi esposa e hijo, hermanos, por siempre incentivarne a dar lo mejor de mí con mucha fuerza, alegría y energía.

ÍNDICE

Índice de Figuras.....	3
Índice de Tablas.....	3
PROLOGO.....	5
RESUMEN	6
ABSTRACT	8
I. Planteamiento inicial de la investigación.....	10
1.1. Identificación del problema.....	11
1.2 Formulación del Problema.....	13
1.3 Objetivos de la investigación.....	13
1.4. Justificación	14
II.MARCO TEÓRICO.....	17
2.1. Sistema de Eléctrico	17
2.2. Misión del Mantenimiento.....	17
2.3. Mantenimiento centrado en confiabilidad:	18
2.4 Estrategia de mantenimiento.....	27
2.5 Criterios de priorización para actividades de mantenimiento	37
2.6. Confiabilidad.....	38
2.7. Mantenibilidad	42
2.8 Criticidad.....	46

2.9. Mejorabilidad	48
III. VARIABLES E HIPÓTESIS	59
3.1. Definición de variables	59
3.2. Operacionalización de las variables.....	60
3.3. Hipótesis general e hipótesis específica.....	60
IV. METODOLOGÍA.....	61
4.1. Tipo de investigación.....	62
4.2. Diseño de la investigación	62
4.3. Población y muestra	63
4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	65
4.5. Procedimientos de recolección de datos	66
4.6. Procedimiento estadístico y análisis de datos.....	66
V. RESULTADOS	67
VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	70
6.1 Contrastación de hipótesis con resultado.....	70
VII CONCLUSIONES	73
VIII. RECOMENDACIONES	74
IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	75
ANEXOS.....	76
Matriz de Consistencia	76

Diagrama unifilar de la SE Chimbote 500 KV.....	77
-------------------------------------------------	----

Índice de Figuras

Figura 1 Diagrama de trébol.....	15
Figura 2.1 Tipos de mantenimiento	23
Figura 2.2 Tiempos de mantenimiento	41
Figura 2.3 Probabilidad x Consecuencias	47
Figura 2.4 Curva típica de Criticidad.....	47
Figura 2.5 Variables de la mejorabilidad	48
Figura 2.6 Resultados de la mejorabilidad	50
Figura 2.7 Impacto Operativo.....	51

Índice de Tablas

Tabla 2.1 cuantificación de consecuencias.....	53
Tabla 2.2 Índice de mejorabilidad	54
Tabla 2.3 Pesos por variable.....	56
Tabla 2.4 Consecuencias de criticidad.....	57
Tabla 2.5 Distribución de resultados de criticidad	58
Tabla 2.6 Resultados de criticidad.....	58
Tabla 4. 1 Fallas en seccionadores	63
Tabla 4. 2 Fallas en el autotransformador.....	64
Tabla 4. 3 Fallas en el autotransformador.....	64
Tabla 4. 4 Cantidad de equipos por familia.....	65

Tabla 5. 1 Listado de equipos Críticos 68

Tabla 5. 2 Nivel de criticidad 68

Tabla 5. 3 Equipos mejorables..... 69

Tabla 5. 4 Nivel de mejorabilidad..... 69

Tabla 6. 1 Resumen de equipos críticos 70

Tabla 6. 2 Actividades adelantadas para mejorar el plan de mantenimiento 71

Tabla 6. 3 Resumen de equipos mejorables..... 72

PROLOGO

La búsqueda de la continuidad de la energía eléctrica es el objetivo de toda empresa que transmite energía, por lo tanto, se enfocan en mantener sus equipos e instalaciones en óptimas condiciones que garanticen tal propósito.

Cada vez aparecen nuevas metodologías para mejorar el mantenimiento y las empresas adoptan estas metodologías, en Red de Energía del Perú se tiene gran énfasis en mantener los equipos en perfecto estado operativo manteniendo altos estándares.

Los equipos de patio tienen que contar con valores iniciales de sus características para poder ser evaluado cada determinado periodo y de esta manera poder evaluar la evolución de su vida útil, si durante el monitoreo de estas características se detecta valores fuera del rango aceptable se procede inmediatamente a realizar los correctivos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de los mismos.

RESUMEN

Todas las empresas deben tomar decisiones día a día sobre dónde y cómo deben invertir mejor sus recursos para optimizar su mantenimiento y aprovechar de mejor manera sus acciones de mejora (proyectos), para responder a lo anterior deberíamos considerar como mínimo lo siguiente:

- ¿Cuál es el activo más importante?
- ¿Cuál es el activo más crítico?
- ¿En cuales activos debo enfocar mis acciones de mejora?
- En caso de tener recursos limitados y no ser posible atender todas las actividades programadas: ¿Cómo debo priorizar las actividades a realizar?

El objetivo de la Mejorabilidad y Criticidad es proporcionar elementos objetivos para responder a estas preguntas logrando un consenso de empresa, en donde todas las áreas involucradas tengan un entendimiento común y donde la importancia al negocio esté por encima de los intereses particulares de las áreas, en cuanto a cuales activos son más mejorables y cual son más críticos, obteniendo así un muy buen criterio para la asignación de recursos para el mejoramiento continuo y para una óptima Gestión de mantenimiento, Inventarios, Proyectos de Mejora.

La energía eléctrica no se almacena, sino que se produce la que se demande en el momento, es por eso que se hace necesario disponer de medios de transporte seguros y confiables para hacer llegar el fluido eléctrico a dónde sea requerido.

Los sistemas de transmisión de las empresas eléctricas, permiten transportar la

energía eléctrica desde las centrales de generación hasta las sub estaciones de distribución de las distribuidoras y estas últimas hacia los usuarios finales.

Los sistemas de transmisión están compuestos por diversos tipos de equipos que permiten realizar la función de transporte de energía de manera segura y confiable.

El mantenimiento tiene como propósito preservar la función de los sistemas productivos de transporte de energía, mediante el mejoramiento del desempeño de los activos, el aseguramiento operativo de sus elementos, optimización de la vida del equipo, mantenibilidad, y tecnología; para contribuir a la disponibilidad y continuidad del servicio maximizando los valores críticos de compra y la productividad del negocio.

No se puede gestionar lo que no se mide. Las mediciones son la clave. Si usted no puede medirlo, no puede controlarlo. Si no puede controlarlo, no puede gestionarlo. Si no puede gestionarlo, no puede mejorarlo. La falta sistemática o ausencia estructural de estadísticas en las organizaciones impide una administración científica de las mismas. Dirigir sólo en base a datos financieros del pasado, realizar predicciones basadas más en la intuición o en simples extrapolaciones, y tomar decisiones desconociendo las probabilidades de éxito u ocurrencia, son sólo algunos de los problemas o inconvenientes más comunes hallados en las empresas". "Las empresas que no hagan uso de estas nuevas potencialidades y afronten debidamente éstas nuevas exigencias, no sólo perderán capacidad competitiva, sino que quedarán desacoplados ante los continuos cambios del entorno, poniendo en serio riesgo su propia continuidad.

ABSTRACT

All companies must make decisions every day on where and how they should invest their resources better to optimize their maintenance and better use their improvement actions (projects), to respond to the above we should consider at least the following:

- What is the most important asset?
- What is the most critical asset?
- In what assets should I focus on my improvement actions?
- If there are limited resources and it is not possible to attend all the activities planned: How should I prioritize the activities to be carried out?

The objective of the Improvement and Criticality is to provide objective elements to answer these questions, achieving a company consensus, where all the areas involved have a common understanding and where the importance to the business is above the particular interests of the areas, in As to which assets are most improved and which are more critical, thus obtaining a very good criterion for the allocation of resources for continuous improvement and for an optimum maintenance management, inventories, improvement projects.

The electrical energy is not stored, but is produced at the moment, that is why it becomes necessary to have reliable and reliable means of transport to get the electric fluid where it is required. The transmission systems of the electricity companies allow to transport the electrical energy from the generation plants to the sub stations of distribution of the distributors and the latter to the end users.

The transmission systems are composed of different types of equipment that allow to carry out the function of transport of energy of safe and reliable way.

The purpose of maintenance is to preserve the role of productive energy transport systems by improving asset performance, operational assurance of assets, optimization of equipment life, maintainability, and technology; To contribute to the availability and continuity of the service maximizing critical values of purchase and business productivity.

You can not manage what is not measured. Measurements are the key. If you can not measure it, you can not control it. If you can not control it, you can not manage it. If you can not manage it, you can not improve it. The systematic lack or structural absence of statistics in the organizations prevents a scientific management of the same. Directing only on the basis of past financial data, making predictions based more on intuition or simple extrapolations, and making decisions not knowing the odds of success or occurrence are just some of the most common problems or drawbacks found in companies. " "Companies that do not make use of these new potentialities and face these new requirements will not only lose competitive capacity, but will also be decoupled from the continuous changes in the environment, putting their own continuity at risk.

I. Planteamiento inicial de la investigación.

En este capítulo se describirá el problema que se tiene en la sub estación Chimbote 500 Kv y que necesita ser atendido.

Necesitamos saber cuáles son los equipos críticos y mejorables para direccionar bien las actividades de mantenimiento que permitan dar una confiabilidad al funcionamiento de la sub estación.

El objetivo de la Mejorabilidad y Criticidad es proporcionar elementos objetivos para que todas las áreas involucradas tengan un entendimiento común y donde la importancia al negocio esté por encima de los intereses particulares de las áreas, en cuanto a cuales activos son más mejorables y cual son más críticos, obteniendo así un muy buen criterio para la asignación de recursos para el mejoramiento continuo y para una óptima Gestión de mantenimiento, Inventarios, Proyectos de Mejora, etc.

Una de las grandes ventajas de la aplicación de estas herramientas es que genera una priorización que resulta de la visión conjunta de las diferentes áreas de la empresa y evaluando su impacto en el negocio, desde puntos de vista como: Regulación, Ambiental, Salud Ocupacional, Impacto al cliente, entre otras.

El resultado de la aplicación de estas herramientas es la creación de un listado priorizado y unificado en toda la compañía, de los activos más mejorables y los más críticos.

El mantenimiento tiene como propósito preservar la función de los sistemas productivos de transporte de energía, mediante el mejoramiento del desempeño de los activos, el aseguramiento operativo de sus elementos, optimización de la vida del equipo, mantenibilidad, y tecnología; para contribuir a la disponibilidad y continuidad del servicio maximizando los valores críticos de compra y la productividad del negocio.

1.1. Identificación del problema.

El aumento anual de la demanda, y el requerimiento de calidad y continuidad del servicio eléctrico, hace que el número de instalaciones necesarias para atender dichas necesidades se incremente, con el transcurso del tiempo, se identifique los equipos críticos y mejorables.

Lo antes señalado conlleva a realizar una revisión de los equipos aplicando el método de criticidad y mejorabilidad, para determinar que equipos son críticos y mejorables para introducirlos en el programa de mantenimiento y contribuir a la mejora.

Todos los activos son críticos, pero algunos son más críticos que otros

La criticidad es un índice de la importancia de un activo en el contexto operacional donde se encuentra.

Es recomendable utilizar la criticidad como indicador que refleja la importancia o urgencia de realizar una tarea en particular. Por ejemplo, cuando se tenga restricción de recursos y no es posible realizar todas las actividades planeadas, se debe entonces priorizar utilizando el índice de criticidad de los activos, además servirá para priorizar los avisos de intervención que se van presentando.

El Análisis de Mejorabilidad surge debido a que el enfoque de la “Criticidad” no permite identificar que un sistema “poco importante” (no critico) sea en realidad el mayor contribuyente a las pérdidas o es el que posee mayor capacidad de mejora.

Se busca una evaluación del riesgo asociado a cada sistema/subsistema de la planta/sistema para establecer prioridades dentro de campos de vital importancia para el mejoramiento de la confiabilidad operacional.

Todas las sub estaciones de la red eléctrica son importantes y por ende se le tiene que brindar toda la atención necesaria para mantener los equipos en óptimas condiciones de operación. Si un equipo falla implica que no se le presto la debida atención a los indicios que venía dando el equipo o no se interpretó correctamente los resultados obtenidos. De este planteamiento surge la razón de ser de este trabajo de investigación.

Estas evaluaciones periódicas que se le realizan a los equipos permitirán desarrollar estrategias e incorporar mejoras en los diferentes tipos de mantenimiento.

1.2 Formulación del Problema.

El problema de las sub estaciones eléctricas es que no se tiene identificado sus equipos críticos y tampoco los equipos que pueden ser mejorables y al no tener estos datos no se realiza actividades de mantenimiento preventivo de acuerdo a lo mencionado. Buscamos que las actividades de mantenimiento sean las adecuadas para los equipos.

De lo anteriormente expuesto se plantea la siguiente interrogante:

¿Será posible con la determinación de equipos críticos mejorar el plan de mantenimiento preventivo de la sub estación?

¿Con la Mejorabilidad podremos ubicar que equipo posee mayor capacidad de mejora?

1.3 Objetivos de la investigación.

Objetivo General.

Identificar los equipos críticos con los métodos de mejorabilidad y criticidad para mejorar el plan de mantenimiento preventivo y de esta manera garantizar una continuidad del servicio

Objetivo específico.

Ubicar los equipos mejorables por la mayor capacidad de mejora y priorizar su gestión.

Se podrá tener una evaluación del riesgo asociado a cada sistema/subsistema de la planta/sistema para establecer prioridades dentro de campos de vital importancia para el mejoramiento de la confiabilidad operacional.

1.4. Justificación

Por la importancia de la continuidad del transporte de energía en el sector eléctrico la identificación de los equipos críticos de la sub estación Chimbote 500 Kv es necesario debido a que el sistema eléctrico actual depende en su mayoría de las sub estaciones y líneas de transmisión de 500 Kv. La cantidad de dinero necesario para operar y mantener los sistemas eléctricos, es imperioso buscar la economía en todos los procesos, desde la generación hasta la distribución. Siendo el mantenimiento uno de los procesos fundamentales en la cadena de producción, la economía se busca por el lado de la eficiencia de la actividad, con esta investigación, se desea determinar los equipos críticos que una vez identificados por los modos de falla se les atenderá con un tipo de mantenimiento que garantice la disponibilidad de los equipos y al menor costo posible, esto implica atender y analizar los modos de falla que se vienen presentando en la sub estación.

Las empresas en el desarrollo de sus actividades cotidianas deben cumplir con objetivos de negocio, los cuales buscan satisfacer las necesidades de sus grupos de interés: Rentabilidad sobre el capital invertido, cumplimiento legal/regulatorio, cuidado del medio ambiente, etc. Estos objetivos se encuentran generalmente en conflicto y por lo tanto es necesario encontrar una forma de “balancear” las actividades a ejecutar en cada uno de estos frentes: Una buena Gestión de Activos busca establecer este punto de equilibrio al considerar un balance óptimo entre Largo plazo/Corto plazo y entre costo-riesgo-desempeño. En el diagrama del Trébol (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.) se presenta un ejemplo gráfico de todos los objetivos de negocio, sus interdependencias y como contribuyen a la creación de valor en la empresa en torno a la infraestructura.

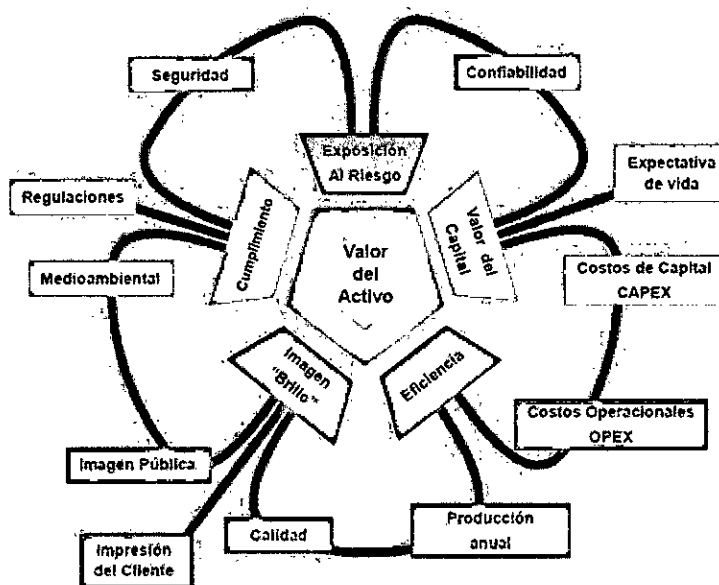


Figura 1 Diagrama de trébol

Es necesario entonces, que la empresa enfoque y asigne de forma óptima sus recursos ya que es muy importante tener presente que ninguno de ellos es ilimitado, y que por el contrario las empresas deben buscar hacer el mejor uso de sus recursos (dinero, humanos, tiempo, etc) en actividades que generen un mayor valor con el fin de cumplir efectivamente con sus objetivos de negocio.

De lo expuesto, la presente investigación tiene las siguientes justificaciones concretas:

- Esta investigación es necesaria para identificar los equipos críticos de la sub estación y mejorar el plan de mantenimiento preventivo.
- Las personas encargadas de programar actividades de mantenimiento tendrán conocimiento de los equipos críticos de la SE.
- Se podrá tener un mejor control de las actividades de mantenimiento en los equipos de patio.

II.MARCO TEÓRICO

2.1. Sistema de Eléctrico

Un sistema de eléctrico está comprendido por tres, la primera fase es el ciclo de generación, compuesto por centrales generadoras de la electricidad, esta generación se logra mediante turbinas de agua o gas, y se utilizan transformadores elevadores para transportar la energía eléctrica a través de la parte de transmisión; posteriormente mediante transformadores reductores se entrega esta energía al sistema de distribución quien se encarga de distribuirla y reducirla al voltaje requerido por los usuarios. Esta tesis, está enfocada en la identificación de los equipos críticos para el mejoramiento del plan estratégico del mantenimiento de los equipos de potencia de la subestación de transmisión Chimbote Nueva 500 KV.

2.2. Misión del Mantenimiento

Garantizar la disponibilidad funcional de los equipos optimizando los costos, mediante la planeación, evaluación y control de las labores de mantenimiento, cumpliendo con los parámetros de oportunidad, calidad y confiabilidad pactados con los clientes y definidos en el POA (plan de optimización de activos).

Toda labor de mantenimiento preventivo es planeada con un año de anticipación y programado con dos meses de anterioridad para tener todo planificado y coordinado en las instalaciones de REP y las instalaciones de clientes.

Objetivos del modelo de mantenimiento

Los criterios necesarios para crear herramientas de planificación para que la organización responda a las necesidades de la empresa, deben estar dirigidas a los siguientes objetivos:

- Disponibilidad orientada hacia la continuidad del servicio de transporte de energía
- Máxima utilización del tiempo y espacio de los equipos
- Detección prematura de fallas
- Optimización de los planes de trabajo
- Mejoras de los controles de trabajo
- Mejora de los preparativos para reparaciones planificadas y no planificadas
- Reducción de costos de la Gestión de Mantenimiento

Planeación mantenimiento

Se basa en la estrategia del modelo de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) que busca definir las actividades preventivas, predictivas, búsqueda de fallas o correctivas asociadas con un modo de falla identificado.

2.3. Mantenimiento centrado en confiabilidad:

Es un mantenimiento que está orientado específicamente hacia la sistematización y el ordenamiento de los elementos que constituyen la administración del mantenimiento industrial.

Este mantenimiento tiene como ventaja, que la misma promueve el uso de las nuevas tecnologías para el campo de mantenimiento. La aplicación de nuevas técnicas bajo el enfoque del MCC optimiza de forma eficiente, los procesos de producción y disminuye al máximo los posibles riesgos al personal

El objetivo principal de una gestión de mantenimiento es incrementar la disponibilidad de los equipos, a bajos costos, permitiendo que los equipos funcionen de forma eficiente y confiable dentro del contexto operacional, asegurando que cumplan con todas sus funciones para las cuales fueron diseñadas, para esto se debe de tomar en cuenta las consecuencias de las fallas de los equipos, la seguridad, el ambiente y operaciones.

Con la metodología que ofrece el MCC se permite:

- Distribuir de forma efectiva los recursos asignados.
- Identificar las políticas óptimas de mantenimiento.
- Garantizar el cumplimiento de los estándares requeridos por los procesos de producción.
- Revisión de todas las funciones que conforman un determinado proceso en sus entradas y salidas.
- Identificar las consecuencias que pueden ocasionar sin dejan de cumplirse las funciones que conforman un proceso determinado.
- Identificar las causas de que tales funciones puedan dejar de cumplirse.

Ventajas del MCC:

- Si RCM se aplicara a un sistema de mantenimiento preventivo ya existente en las empresas, puede reducir la cantidad de mantenimiento rutinario habitualmente hasta un 40% a 70%.
- Si RCM se aplicara para desarrollar un nuevo sistema de Mantenimiento Preventivo en la empresa, el resultado será que la carga de trabajo programada sea mucho menor que si el sistema se hubiera desarrollado por métodos convencionales.
- Su lenguaje técnico es común, sencillo y fácil de entender para todos los empleados vinculados al proceso RCM, permitiendo al personal involucrado en las tareas saber qué pueden y qué no pueden esperar de ésta aplicación y quien debe hacer qué, para conseguirlo.

Pasos para aplicar el MCC:

¿Cuál es la función del activo?

Se debe de determinar lo que quiere el usuario o el dueño del activo, esto quiere decir que se debe de asegurar que el activo se capaz de funcionar u operar dentro de los estándares operacionales.

Esta pregunta debe de responder a cuáles son las funciones principales, las funciones secundarias y los estándares de desempeño.

- Funciones primarias: Es lo que se quiere que haga el activo, es el motivo por el cual el activo existe.

- Funciones secundarias: Son menos obvias para ser identificadas, pero el fallo de una función secundaria puede traer consigo grandes consecuencias para el activo. Están relacionadas con el ambiente, la seguridad estructural, contención, soporte, confort, control, apariencia, protección, economía, eficiencia y superfluos.

¿De qué manera puede fallar?

En este paso se debe de identificar como puede fallar un elemento de un activo en realización de sus funciones y determinar cuáles son las fallas que ocasionan que el activo pueda fallar en un momento dado de funcionamiento.

¿Qué origina la falla?

Se deben de identificar los eventos que causan la falla funcional. Este paso permite comprender aquello que se está tratando de prevenir que pase y asegura que no se malgaste tiempo tratando los síntomas en vez de las causas. Las fallas que se deben de identificar son aquellas causadas por el deterioro, desgaste, rotura, y también se incluyen las fallas causadas por error humano y diseño.

¿Qué pasa cuando falla?

En este paso se describen los efectos que traen consigo cuando ocurre una falla, y permite decidir la importancia de cada falla y que nivel de mantenimiento preventivo debe de ser aplicado en caso de que la hubiera.

¿Importa si falla?

Consiste en identificar las consecuencias de las fallas, y luego se decide si se desea tratar de prevenirlas o no.

El MCC clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos:

- Consecuencia de fallas ocultas.
- Consecuencia en la seguridad y el medio ambiente.
- Consecuencias operacionales.
- Consecuencias que no son operacionales.

Si una falla tiene graves consecuencias en cualquiera de las categorías anteriores es necesario tratar de prevenirlas y si las consecuencias no son significativas solo se le debe de hacer mantenimiento preventivo de rutinas básicas (lubricación y servicio).

¿Se puede hacer algo para prevenir la falla?

En este paso se definen las tareas preventivas que se aplicaran para prevenir o reducir las fallas que traen consigo grandes consecuencias.

Las tareas de mantenimiento preventivo se clasifican en tres categorías:

- Tareas cíclicas "a condición".
- Tareas de reacondicionamiento cíclico.
- Tareas de sustitución cíclicas.

Tipos de mantenimiento.

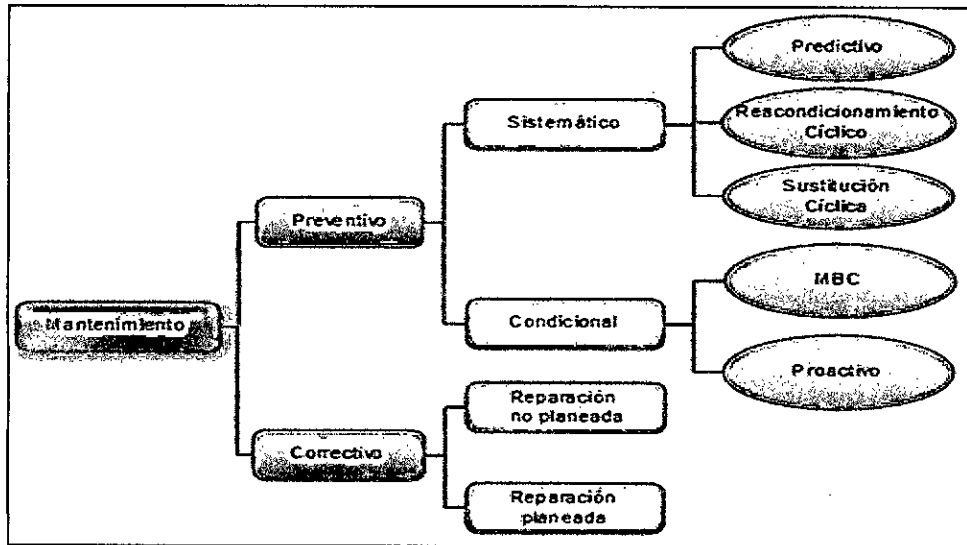


Figura 2.1 Tipos de mantenimiento

A continuación, se definen cada uno de los mantenimientos que se ejecutan como estrategia de mantenimiento.

Mantenimiento Predictivo

Tipo de mantenimiento preventivo periódico (sistemático) que consiste en el monitoreo de una variable que se relaciona con un modo de falla de manera que se pueda detectar cuando este empezó a presentarse y pueda planearse un mantenimiento.

Reacondicionamiento cíclico

Tipo de mantenimiento preventivo periódico (sistemático) que consiste en hacer una actividad que restituya las condiciones de operación como si fuera a nuevo. No considera el cambio de partes y no interesa si el equipo o sistema ha mostrado síntomas de deterioro.

Sustitución Cíclica

Tipo de mantenimiento preventivo periódico (sistemático) que consiste en el cambio del equipo o parte de este sin importar si está bueno o malo.

Mantenimiento Basado en Condición (MBC)

Mantenimiento no periódico planeado que se genera como resultado de los análisis del mantenimiento predictivo o de las inspecciones rutinarias. Normalmente tiende a resolver un problema que empezó a generarse y que fue detectado por estos medios.

Mantenimiento Proactivo

Actividades definidas desde la Evaluación y que tienden a evitar la ocurrencia de un modo de falla potencial que se ha detectado en una familia de equipos.

Evaluación del mantenimiento

El modelo sobre el cual se fundamenta la gestión de mantenimiento en el grupo ISA considera que se debe realizar:

- La evaluación técnica de los equipos
- La evaluación de la gestión de mantenimiento.

La primera considera como uno de sus elementos la evaluación de la condición de los equipos y de la segunda, la evaluación del cumplimiento de las actividades planeadas.

Para tal efecto es indispensable la información que se registra en los avisos de mantenimiento y en los documentos de medida.

Retos para el mantenimiento.

- Intervenir los equipos lo menos posible
- Que cuando tengamos que intervenir los equipos, lo hagamos seguro, limpio y bien
- Entender que trabajamos para la operación. Y obrar en consecuencia
- Entender que es tan importante la P como la H, que la P también es H y que en la H también es importante la P.
- Trabajar por el mantenimiento, pero no de los equipos, sino del recurso humano

Mantenimiento del recurso humano.

Fomentar y creer en la comunicación como base del mejoramiento. Es más difícil, toma más tiempo, pero es más sostenible a largo plazo.

- Comunicar a todo nivel
- Crear el direccionamiento del mantenimiento con la gente
- Empoderar. Que la gente tome decisiones. No crear cerebros alternos
- Fomentar las ideas
- Tener lenguajes cotidianos
- Darse la oportunidad de vivir la realidad por fuera del escritorio
- Generar de confianza
- Habilitar y certificar al personal en competencias críticas.

El MCC es una metodología en la cual 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, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.

MCC permite identificar estrategias efectivas de mantenimiento que permitan garantizar el cumplimiento de los estándares requeridos por los procesos de producción.

Tener un sistema de información, usarlo y fortalecerlo

SAP es una herramienta nos sirve para planificar los mantenimientos, así como los costos de la operación y mantenimiento de toda la red de transmisión.

Los trabajos preventivos se gestionan con órdenes de mantenimiento OM01 y avisos N1, los trabajos correctivos se gestionan con órdenes de mantenimiento OM04 y avisos de mantenimiento N4 y N2

Romper el ciclo de ejecución del mantenimiento

A través del fortalecimiento de la planeación y la evaluación. Hablando en términos del ciclo PHVA, menos H y más P. Mayor tiempo para programar, menos para ejecutar. Más tiempo para entrenar, para homologar, para asimilar tecnología, para pensar, para evaluar, para aprender.

2.4 Estrategia de mantenimiento

Son todas aquellas actividades que permiten soportar la política de mantenimiento, define el marco de actuación y facilita la toma en las decisiones para que los equipos continúen cumpliendo su función durante el ciclo de vida; entre las cuales se consideran las siguientes:

- Se podrán contratar las actividades de mantenimiento proactivo siempre y cuando el personal de REP tenga el conocimiento, se encuentran debidamente documentadas y disponibles en el mercado.
- Se deberán cumplir con las tareas y frecuencias definidas por la estrategia de mantenimiento (MCC).
- La Planeación del mantenimiento respetará la asignación de prioridad que poseen los avisos. Las decisiones de realizar las actividades de sustitución cíclica o reacondicionamiento cíclico que tengan alto impacto en los recursos, deberán estar basado en análisis de condición. Esta definición aplica para líneas, equipos inductivos e interruptores.
- No se permitirá contratar servicios técnicos de los cuales no se encuentren contratistas expertos. En este sentido el personal de REP deberá desarrollar las competencias para su posterior aplicación o su defecto desarrollar proveedores.

- No realizar actividades en equipos en garantía que puedan afectar el cumplimiento de la misma. En este caso se deberá consultar o gestionar la reparación con el proveedor del equipo o fabricante.
- La planeación de los mantenimientos debe ejecutarse de acuerdo al esquema regulatorio para minimizar los pagos de compensaciones por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la afectación a los clientes.
- La programación de las intervenciones debe realizarse optimizando las maniobras en los equipos de corte.
- La incorporación y el conocimiento de nuevas tecnologías deberán estar soportada por personal interno y poseer un responsable de su implementación.
- El diseño de los sistemas de supervisión serán responsabilidad de REP.
- Los equipos deberán tener toda la información técnica requerida para mantenimiento y deberá estar enlazada a los objetos técnicos en SAP.
- La responsabilidad de la gestión de los objetos técnicos debe ser normalizada y realizarse de forma centralizada.
- Las actividades para equipos cuya estrategia está definida a falla, no deberán tener afectación a las personas, medio ambiente y sistema en un período mayor a 6 meses.
- Las duraciones de las actividades de mantenimiento deben considerar los aspectos regulatorios.

- Programar auditorias de mantenimiento de forma periódica donde se evalúe la estrategia, la gestión de recursos, los conocimientos técnicos y de utilización de herramientas y equipos.
- Las asignaciones de prioridad en las tareas de mantenimiento deberán estar basadas en reglas de diagnóstico.
- Los documentos de medición derivados de actividades periódicas tendrán vigencia igual a la periodicidad de la actividad.

Variables asociadas a la planeación del mantenimiento

Al crear los planes de mantenimiento se debe considerar que los grupos ejecutores tengan los recursos suficientes para realizar como mínimo las actividades de mantenimiento preventivo. Por eso, cuando se elaboren las Órdenes de Mantenimiento, es necesario contar con los recursos físicos y logísticos necesarios para este fin. Para saber cuántas actividades se pueden asignar por semana, se requiere un conocimiento general del recurso disponible en cada grupo ejecutor y/o grupos de gestión y la manera como cada uno programa sus trabajos.

Participación de grupos diferentes en el mantenimiento: Las actividades de mantenimiento son realizadas en su mayoría por los Grupos Ejecutores de Mantenimiento (GEM) de cada zona, pero existen algunas actividades que no son realizadas por ellos, sino que las realizan otros grupos, como es el caso de las actividades de laboratorio de protecciones, control y medidas eléctricas. Por eso, en el momento de hacer estos planes es necesario contactar con cada grupo ejecutor para determinar cómo realizan la actividad correspondiente.

Relación entre diferentes grupos de trabajo: Para aprovechar las desconexiones, transporte y logística de los grupos de trabajo es usual que diferentes especialidades intervengan simultáneamente, pero puede llegar un momento en que estos trabajos pueden interferir entre sí. También se deben tener en cuenta las actividades que utilizan linieros para que no se crucen con las tareas de inspección.

Actividades que requieren desconexión y las que no: Al momento de definir las actividades de mantenimiento se encuentran algunas tareas agrupadas por frecuencia o paquetes de mantenimiento. Por ejemplo, actividades de 1 año, 3 años o de 6 años. En estos grupos se pueden presentar varios escenarios: 1) Que solo corresponda a actividades por desconexión; 2) Que correspondan solo a actividades sin desconexión y 3) actividades combinadas de conexión y desconexión. Para cada caso se debe conocer cómo realiza su programación cada grupo ejecutor. Estas opciones se tratan en las variables siguientes: Para cada familia de equipos se debe reconocer cómo son estas combinaciones y definir con cada grupo de trabajo la forma de su programación.

Forma de asignar el mantenimiento: Cada grupo ejecutor de mantenimiento, según su experiencia y ubicación geográfica, define durante el año cuándo es la mejor oportunidad para realizar los trabajos de mantenimiento para cada subestación o línea de transmisión. Para definir un criterio específico y general debe consultarse con cada zona cuando se esté realizando el proceso de

programación inicial de los planes; así mismo, se debe identificar cuál es la estrategia para abordar una subestación dada. Por ejemplo, si se aborda toda la subestación con un grupo de trabajo o si esto se realiza en varias visitas durante el año o si se programan las visitas a las subestaciones para que todos los años haya desplazamiento a estas. En aquellas barras donde se interrumpe el suministro eléctrico, la programación de las actividades de mantenimiento responde también a las tolerancias en número y duración que establece la NTCSE.

Colateralidad de las desconexiones: Uno de los aspectos importantes corresponde a la oportunidad de ejecutar el mantenimiento simultáneamente en dos subestaciones cuando se realiza una actividad de mantenimiento en un circuito. Esto corresponde solo a las actividades que requieren desconexión y generalmente está asociado a mantenimientos mayores. En este punto no solo se debe evaluar si es posible hacer este mantenimiento, si no si existe el recurso para esto.

Cantidad de tareas por año, según recursos disponibles. (por ejemplo, horas hombre disponibles). En cada zona se puede tener una programación de actividades máximas por año, que corresponde a la disponibilidad de personal que ésta tenga para las tareas de mantenimiento. La idea es repartir las actividades de manera que el personal pueda realizar mantenimiento preventivo cada año y tenga tiempo para otras actividades importantes como: trabajos de emergencia o imprevistos, mantenimiento correctivo, renovación, capacitación y otros.

Acceso a los lugares de trabajo. Las condiciones de orden público han determinado que existan algunas zonas a las cuales no se pueda acceder o su acceso sea restringido. Estos lugares deben ser detectados y asignarse el

mantenimiento de tal manera que puedan realizarse la mayor cantidad de actividades posibles.

Recurso de personas disponibles para realizar la tarea. Dependiendo de las personas que tiene cada centro de trabajo es posible hacer una asignación de tareas. Se debe tener en cuenta la cantidad de horas hombre disponible por especialidad y la cantidad de horas hombre solicitadas para las actividades específicas para todos los equipos. Según esto, no es posible asignar todos los mantenimientos para todos los equipos de varias subestaciones en la misma semana si no se cuenta con el recurso apropiado.

Periodos de vacaciones estimados de las personas que ejecutan el mantenimiento. Si bien es cierto no es una necesidad de la planeación conocer los periodos exactos cuando las personas salen a vacaciones, sí se requiere conocer los periodos estimados donde el personal de mantenimiento hace uso de sus vacaciones. De esta manera se puede asignar las tareas en el año de manera ideal.

Criterios para desvío de actividades: Consiste en definir cuál es la tolerancia en tiempo para la realización de una actividad de mantenimiento. Para las actividades que hoy requieren desconexión, esta holgura es muy pequeña debido a que se tiene un programa de mantenimiento para un período mensual. Para las actividades que no requieren desconexión, no existe esta restricción. Por tanto, se deben considerar estos aspectos al asignar una tarea específica en el año y se debe definir para cada caso las tolerancias máximas.

Niveles de imprevistos propuestos: En todo proceso de planeación, siempre quedan elementos que no son considerados porque no se tiene la información correcta. Se hace necesario estimar un porcentaje de tiempo adecuado para considerar estos imprevistos. Dependiendo del nivel de incertidumbre e información disponible se consideran valores del 10% al 25% del tiempo real disponible para la ejecución del mantenimiento.

Restricciones operativas: El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad define las tareas de mantenimiento para tipos de equipos en contextos operativos generales, pero existen condiciones operativas específicas que hacen que la estrategia de mantenimiento varíe completamente, tal es el caso de los equipos asociados a barras que no pueden ser intervenidas. Se debe definir para cada caso estas condiciones específicas y cómo manejarlas.

Cantidad de tiempo que se puede utilizar dentro de la meta de disponibilidad para mantenimiento: Los equipos del sistema de transmisión tienen asignadas unos valores de disponibilidad que deben cumplir en la ventana de un año. Estos valores son usados como una reserva en caso de eventos. Parte de este tiempo podría utilizarse en mantenimiento si se requiere y dejar un tiempo suficiente para los imprevistos asociados a la operación.

Últimas fechas de ejecución del mantenimiento: Son el insumo principal para iniciar la programación. Esta información se puede recoger de la historia de

mantenimiento en SAP y si es necesario de otras fuentes anteriores. El objetivo es definir el año en cual se han hecho las actividades de mayor impacto.

Último mantenimiento mayor declarado: Está relacionado con el punto anterior y con los requerimientos de la regulación. Desde el inicio de la regulación se han realizado mantenimientos mayores los cuales se deben ser considerados en la programación anual de mantenimiento.

Índice de lluvias por zona y por año: Perú por ser un país de múltiples climas, tiene unas condiciones de precipitación particulares, que pueden o no ayudar a la ejecución de una tarea de mantenimiento específica. Por ejemplo, se debe especificar el momento del año más indicado para realizar un lavado de aislamiento en una subestación o realizar una intervención mayor.

Criterios de planeación basado en la estrategia de mantenimiento.

Una vez consideradas las variables asociadas a la planeación, recogiendo las prácticas actuales en REP y evaluando las condiciones regulatorias actuales, se definen criterios generales y específicos para aplicación en REP y sus clientes y en cada grupo ejecutor de mantenimiento, respectivamente.

Así, los criterios generales considerados, definen el marco de actuación de la planeación y se refiere a la manera de cómo se debe desarrollar, y la forma de agrupar los planes de mantenimiento.

Considerando que la regulación exige que se notifique al Comité de Operación del Sistema Interconectado Nacional (COES), los equipos que son intervenidos por mantenimiento, que cada uno lleva su propio indicador de indisponibilidad y por lo tanto se estima más importante la optimización de los recursos, se establecen los siguientes criterios generales de mantenimiento:

- En los trabajos que requieran desconexión se harán todas las actividades de las diferentes especialidades (Protecciones, líneas, subestaciones y control).
- Para subestaciones grandes (mayores a 15 unidades constructivas) se programarán varias visitas al año.
- Se organizarán actividades colaterales siempre y cuando se evalúe el costo-beneficio de la ejecución y las directrices de la compañía en lo relacionado con la continuidad en la prestación del servicio.
- Se evitará en lo posible ubicar actividades en semanas que presenten restricciones de personal, tales como: épocas de vacaciones o conmemoraciones especiales o periodos de elecciones.

Para el caso de las líneas de transmisión se tendrán en cuenta los puntos anteriores, donde aplique, adicionalmente a:

- Las actividades de mantenimiento preventivo se abordarán por línea, sector por sector consecutivo hasta completar todos los sectores que conforman la línea y son responsabilidad de un grupo ejecutor específico.

- Se programará para el mismo año y fecha la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo para las líneas con sectores o zonas comunes por donde atraviesa la línea.
- Las actividades correctivas derivadas del mantenimiento preventivo y que por las anomalías encontradas representan alto riesgo para la continuidad del servicio o seguridad de las personas, se programarán para ejecutarse en función a los criterios que del área de Evaluación de DGM. Las demás se programarán posteriormente para su ejecución.
- La distribución del personal de líneas para apoyar las tareas de los GEM de Subestaciones y Ambiental se programará de acuerdo con las fechas establecidas por estos grupos.

Según la estrategia de mantenimiento se define el plan de mantenimiento como se detalla líneas abajo por cada equipo y durante un ciclo de 12 años.

Para reactores se tiene:

SSEE	UBICACIÓN	Tipo Equipo	N. Tensión	MP 1A		MP 2A	MP 3A		MP 6A				MP 12A			
				Termografía	Pruebas de resistencia de aislamientos	Lavado en frío	Siliconado	Pruebas de resistencia dieléctrica	Inspección general, conexión de tierra	Factor de potencia	Prueba protecciones mecánicas	Revisión cableado protec. Mecánicas	Prueba funcional relé presión súbita	Revisión sist. Contén. Aceite	Pruebas de resistencia secund.	medidor de temperatura
CHMB	CHMB500REA18	Reactor M.	500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CHMB	CHMB500REA18	Buje	123	X			X			X						
CHMB	CHMB500REA18	Buje	500	X			X									
CHMB	CHMB500REA19	Reactor M.	500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CHMB	CHMB500REA19	Buje	123	X			X			X						
CHMB	CHMB500REA19	Buje	500	X			X									
CHMB	CHMB500REA20	Reactor M.	500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CHMB	CHMB500REA20	Buje	123	X			X			X						
CHMB	CHMB500REA20	Buje	500	X			X									

Para transformadores se tiene el siguiente cuadro:

SSEE	UBI. PADRE	Tipo Equipo	N. Tensión del sistema	MP 1A			MP 3A				MP 6A				MP 12A					
				Termografía	disueltos	Lavado en frío	Siliconado	Inspección general Prueba funcional	dieléctrico	Factor de potencia	conexión de tierra	Factor de potencia	mecánicas	refrigeración	TC's	protec. Mecánicas	presión súbita	Acete secund.	temperatura	Factor de potencia
CHMB	CHMB500TR F84	Autotrafo M.	500	X	X	X	X		X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CHMB	CHMB500TR F84	Buje	220	X			X				X									X
CHMB	CHMB500TR F84	Buje	33	X			X		X											X
CHMB	CHMB500TR F84	S.C.I.	0					X												X
CHMB	CHMB500TR F84	S.C.I.	0					X												X
CHMB	CHMB500TR F84	S.C.I.	0					X												X

En estos cuadros se enumera las actividades relevantes que se le realiza a los equipos.

2.5 Criterios de priorización para actividades de mantenimiento

Un sistema de priorización es muy importante para enfocar las acciones a las condiciones más críticas. Los riesgos por no tener claramente definidas las prioridades, pueden ser:

- Horas hombre de mantenimiento pérdidas en tareas de una importancia e impacto bajos,
- Las tareas críticas no se diferencian del resto de las tareas de mantenimiento y pueden ser postergadas mucho tiempo corriendo alto riesgo,
- Insatisfacción de los clientes

- Pérdida de confianza en la efectividad del mantenimiento.

Un método sistemático de priorización permitirá realizar las tareas que tiendan a eliminar los efectos sobre la operación del sistema. También, permite programar rápidamente las tareas prioritarias y reprogramar las de baja prioridad de acuerdo con la disponibilidad de los recursos.

Para asignar las prioridades a las acciones o a las actividades de mantenimiento, es necesario conocer bien la importancia del equipo en el funcionamiento del sistema y el efecto que puede tener. El siguiente criterio puede ser usado para asignación de prioridades.

Para la planeación integrada de mantenimiento se tomarán en cuenta como actividades principales las del mantenimiento preventivo periódico. Las actividades no periódicas se priorizarán de acuerdo a la matriz que se propone en el punto siguiente y las actividades que se puedan realizar por oportunidad se harán simultáneamente con otras preventivas periódicas o de impacto medio o alto.

2.6. Confiabilidad

Para tener claro nuestro horizonte, en lo referente al cálculo, se debe tener claro qué es confiabilidad, para lo cual se puede definir de la siguiente manera: Es la probabilidad de que un sistema, activo o componente lleve a cabo su función adecuadamente durante un período bajo condiciones operacionales previamente definidas y constantes [2].

Como se deduce de esta definición, la confiabilidad es un dato estadístico, pues es una probabilidad la cual es determinada o calculada a partir de la información de los registros de los paros. Como veremos más adelante, el cálculo de la confiabilidad se basa en la definición clásica de Laplace de probabilidad.

Otro aspecto importante de la definición anterior, es que la confiabilidad se puede aplicar a un sistema, a un activo o a un componente.

Es importante resaltar, además, que la confiabilidad se determina para un determinado período de tiempo, el cual puede ser semanal, mensual, anual, etcétera, y bajo el contexto operacional en el cual opera el activo o el sistema.

Ecuación básica

Como se mencionó anteriormente, la ecuación para el cálculo se basa en la siguiente expresión, en la cual la confiabilidad está en función del MTBF y el MTTR:

$$R = f(MTBF, MTTR) \quad (1)$$

Donde: R: Confiabilidad.

MTBF: Tiempo Medio Entre Fallas.

MTTR: Tiempo Medio Para Reparación.

Ahora veamos cómo se relacionan las tres variables de la ecuación (1):

$$R = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \times 100 \quad (2)$$

Como se observa en la ecuación (2), dicha expresión no es más que la definición de probabilidad según Laplace: Número de aciertos (MTBF= tiempo total que funciona el activo sin fallar) sobre el número total de eventos (tiempo total que funciona el activo más el tiempo que estuvo parado para reparaciones). Esta es la ecuación básica para el cálculo de la confiabilidad.

Ahora bien, ¿cómo se determinan el MTBF y el MTTR?

Las ecuaciones son las siguientes.

$$MTBF = \left[\frac{h_r}{p} \right] \times 100 \quad (3)$$

$$MTTR = \left[\frac{h_p}{p} \right] \times 100 \quad (4)$$

Donde.

hT: Horas trabajadas o de marcha durante el período de evaluación.

p: Número de paros durante el período de evaluación.

hp: Horas de paro durante el período de evaluación.

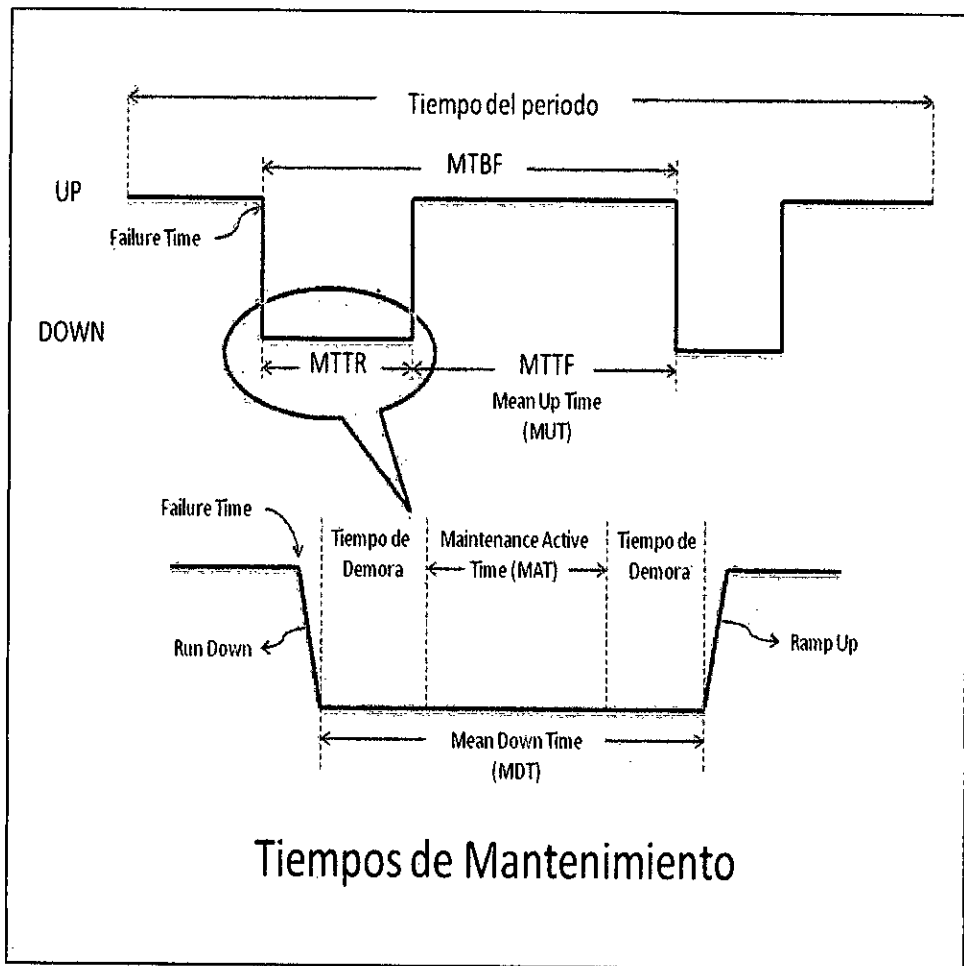


Figura 3.2 Tiempos de mantenimiento

Donde:

MTBF (Mean Time Between Failures): Es el Tiempo promedio entre Fallas

MTTR (Mean Time To Repair): Es el Tiempo Promedio para Reparar

MUT (Mean Up Time): es Tiempo Promedio en Operación (arriba) o Tiempo promedio para fallar (MTTF)

Como podrán darse cuenta hemos incorporamos a esta discusión los términos

fallas y reparación.

De las ecuaciones anteriores tenemos que la de Confiabilidad está regida por el tiempo entre fallas (MTBF) el cual involucra la ocurrencia de esta, mientras que la de Disponibilidad tiene que ver con los tiempos de operación (MUT) y los tiempos fuera de servicio (MTTR), estos últimos pueden o no tomar en cuenta a los tiempos dedicados a los mantenimientos preventivo, las actividades de mantenimiento correctivos programados y las reparaciones de fallas de los componentes.

Dicho lo anterior podemos reformular la explicación inicial diciendo que cuando hablamos de confiabilidad nos referimos a los tiempos que involucran la ocurrencia de una falla y cuando hablamos de disponibilidad nos referimos a los tiempos de operación y fuera de servicio de los componentes.

2.7. Mantenibilidad

La mantenibilidad se define como la probabilidad de que un equipo o sistema pueda regresar nuevamente a su estado de funcionamiento normal después de una avería, falla o interrupción productiva, mediante una reparación que implica la realización de unas tareas de mantenimiento para eliminar las causas inmediatas que generan la interrupción. La normalidad del sistema al ser restaurado se refiere

al restablecimiento de la función después de una avería y al restablecimiento de la función después de un mantenimiento preventivo.

La mantenibilidad se asocia a la facilidad con que un elemento o dispositivo puede ser restaurado a sus condiciones de funcionabilidad establecidas, es decir se parte de la base de que solo es posible aplicar mantenimiento (acciones correctivas, modificativas, preventivas o predictivas de mantenimiento) aquellos equipos que son susceptibles de ser reparados. En general la forma más clara de medir la mantenibilidad es en términos de los tiempos empleados en las diferentes restauraciones, reparaciones o realización de las tareas de mantenimiento requeridas para llevar nuevamente el elemento o el equipo a su estado funcionalidad y normalidad.

Luego el mantenimiento son las acciones concretas que se realizan para mejorar la mantenibilidad, siendo esta última la calificación de cómo se realiza el mantenimiento. Los costos de mantenimiento pueden resultar muy costosos si los equipos requieren un mantenimiento preventivo o correctivo a menudo; la forma de reducir costos de mantenimiento se enfoca en los siguientes ambientes: En la confiabilidad controlando sus indicadores, en especial el indicador que garantiza el nivel de funcionalidad y en la fiabilidad del equipo es decir ampliando tiempos entre mantenimientos correctivos, y por otro lado en mantenibilidad contribuye a disminuir los tiempos de reparaciones y servir de base para el análisis de la falla.

Indicador MTTR para Cálculo de Mantenibilidad

Se define como el tiempo medio para reparar, se puede ver de igual forma como el tiempo promedio en que se solucionan las fallas o como el tiempo medio de pérdida de función en familia de equipos

Se calcula como la sumatoria de cada uno de los TTRi de los diferentes equipos que conforman la familia, sobre el número de reparaciones que se presentó. La expresión para este cálculo es:

$$\sum TTR / m$$

Donde

TTR= Tiempo para reparar

m= Número de reparaciones en la familia de equipos

EL TTR incluye el tiempo neto de reparación y toda la gestión del aviso, su cálculo se realiza tomando el tiempo en horas que hay entre inicio y fin de avería. Esta gestión del aviso incluye el proceso administrativo necesario y de planeación para que la solución sea dada. Estos TTR son equivalentes al DT del perfil de funcionalidad de los eventos correctivos.

Dado el caso que no se tenga fin de avería como un error del aviso, se aplica la fecha y hora de fin deseado para el cálculo, siempre y cuando se tenga coherencia con la fecha creación y de cierre del aviso. En el caso de que el aviso no tenga otra información que permita un ajuste lógico, se procede entonces a la exclusión de dicho aviso.

Porcentaje de Confiabilidad

El Porcentaje de Confiabilidad es una medida de que tan frecuente el equipo, el sistema o una familia de equipos funcione satisfactoriamente en el momento que sea requerido después del comienzo de su operación, donde el tiempo total considerado incluye el tiempo de reparación, operación, tiempo inactivo, tiempos administrativos y de logística y tiempo de funcionamiento sin producir, es decir se expresa en función del tiempo en funcionamiento y tiempo en parada. Factores como el incremento de tiempo para fallar y la reducción de paradas por reparaciones o mantenimiento afectan notablemente el porcentaje de confiabilidad del sistema.

Hay varias formas en las que los diseñadores pueden lograr altos niveles de porcentaje de confiabilidad: La primera es construir sistemas sumamente fiables y por lo mismo extremadamente costosos, la segunda forma de lograr altos niveles de porcentaje de confiabilidad es construir sistemas que cuando fallen sean fáciles de recuperar.

Puesto que lo principal es el logro de la funcionabilidad y lograr un porcentaje de confiabilidad grande, es la segunda opción la elegida por los diseñadores para decidir si los niveles de tiempos operativos cumplen con lo esperado, es decir debe diseñarse para la mantenibilidad de los sistemas, pues en él están enmarcadas todas las actividades necesarias para conservar la funcionabilidad.

Es de hacer notar que tiempo de funcionamiento y porcentaje de confiabilidad no son sinónimos. Un sistema puede estar en funcionamiento y pero no

necesariamente tiene que ser confiable. Ejemplo el fallo de red, es posible que es esté funcionando pero no está operando satisfactoriamente.

2.8 Criticidad

“Todos los activos son críticos, pero algunos son más críticos que otros”

Definición de ISO55000 de Activo Crítico: “Activo que tiene el potencial de impactar significativamente el logro de los objetivos de la organización”

La criticidad es un índice de la importancia de un activo en el contexto operacional donde se encuentra.

Es recomendable utilizar la criticidad como indicador que refleja la importancia o urgencia de realizar una tarea en particular. Por ejemplo, cuando se tenga restricción de recursos y no es posible realizar todas las actividades planeadas, se debe entonces priorizar utilizando el índice de criticidad de los activos, además servirá para priorizar los avisos de intervención que se van presentando.

El índice de criticidad se puede calcular de la siguiente forma:

$$\text{Criticidad} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

Dónde:

Probabilidad: Probabilidad de falla del activo o sistema.

Consecuencia: Evaluación de todas las posibles consecuencias asociadas a la materialización de una falla, las cuales pueden ser evaluadas en las siguientes dimensiones (**Error! No se encuentra el origen de la referencia.**):

$$\text{Consecuencia total} = C_{\text{financiero}} + C_{\text{humano}} + C_{\text{Reputacional}} + C_{\text{Ambiental}} + C_{\text{Operativo}}$$

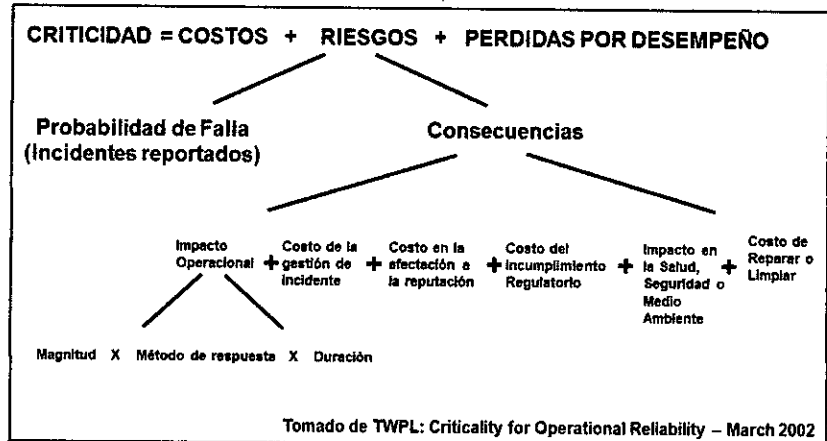


Figura 4.3 Probabilidad x Consecuencias

La evaluación sistemática de todos los activos/sistemas y su posterior agrupación permite establecer la siguiente curva típica de Pareto:

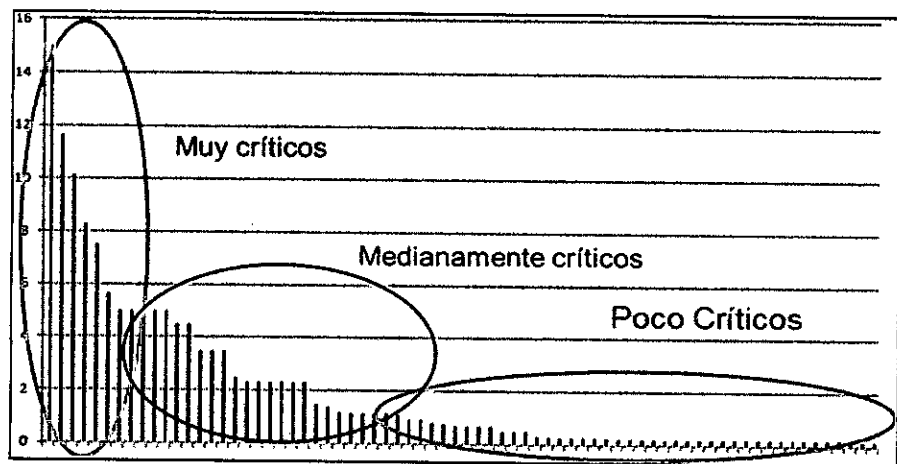


Figura 5.4 Curva típica de Criticidad

La Criticidad se puede calcular también de otras maneras:

- a) Índice de criticidad solo como Consecuencias de una eventual falla
- b) Índice de criticidad como Frecuencia x Consecuencias

Nota: En el caso de eventos donde los riesgos son de poca probabilidad, pero de alto impacto, es decir, eventos que comprometan la seguridad de las personas, cierto grado de “desproporcionalidad” debería ser adicionado con el propósito de artificialmente incrementar la criticidad, en reconocimiento de las mayores incertidumbres derivadas de dichas estimaciones de riesgos (tomado de PAS 55 de 2008, Criticidad de Activos).

2.9. Mejorabilidad

El Análisis de Mejorabilidad surge debido a que el enfoque de la “Criticidad” no permite identificar que un sistema “poco importante” (no crítico) sea en realidad el mayor contribuyente a las pérdidas o es el que posee mayor capacidad de mejora.

Se busca una evaluación del riesgo asociado a cada sistema/subsistema de la planta/sistema para establecer prioridades dentro de campos de vital importancia para el mejoramiento de la confiabilidad operacional.

La Mejorabilidad incluye las siguientes variables:

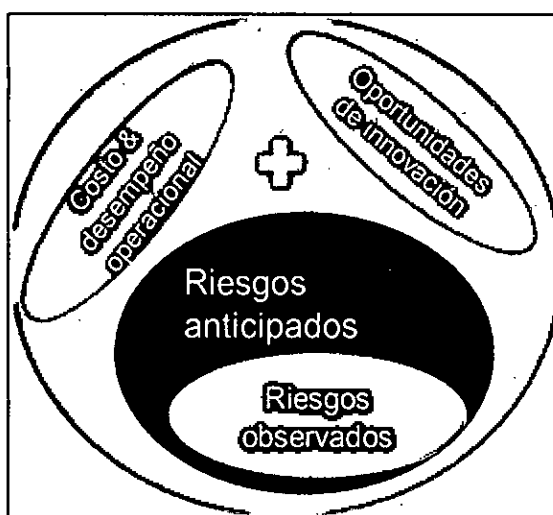


Figura 6.5 Variables de la mejorabilidad

La Mejorabilidad se usa para priorizar la gestión de mejora en la gestión de los activos. Esta puede ser calculada de la siguiente forma:

$$\text{Mejorabilidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia} + \text{Productividad} + \text{Innovación}$$

Dónde:

Frecuencia: Frecuencia de falla del activo o sistema

Consecuencia: Evaluación de todas las posibles consecuencias asociadas a la materialización de una falla, las cuales pueden ser evaluadas en las siguientes dimensiones:

$$\text{Consecuencia total} = C_{\text{financiero}} + C_{\text{humano}} + C_{\text{Reputacional}} + C_{\text{Ambiental}} + C_{\text{Operativo}}$$

Productividad: Aumento de productividad, mejor desempeño, reducción de costos, eliminación de problemas, etc.

Innovación: Dimensión positiva. Potencial para implementar acciones de mejoramiento.

La forma de calcular esta ecuación consiste en cuantificar todas las variables en dinero (Dólares) para después llevarlas a una base en común de 1.000 USD - sistema por unidad (p.u) – para después sumarlas todas en las mismas unidades.

La evaluación sistemática de la Mejorabilidad en todos los Activos y su posterior agrupación permite establecer la siguiente curva típica- curva Pareto:

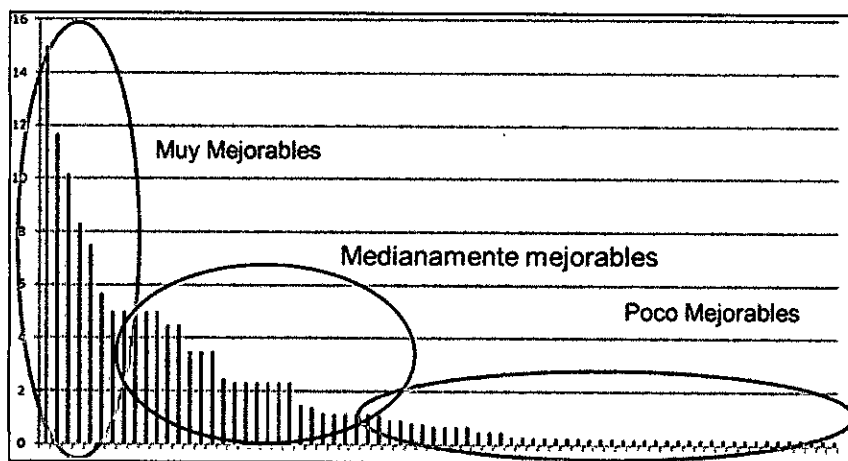


Figura 7.6 Resultados de la mejorabilidad

El índice de la Mejorabilidad se calculará para REP, Consorcio Transmantaró e Isa-Perú de la siguiente forma:

La Mejorabilidad se calculará al nivel de las siguientes unidades constructivas: líneas de transmisión y celdas para el caso de subestaciones.

$$\text{Mejorabilidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia}$$

Dónde:

Frecuencia: Es el promedio anual del número de fallas ocurridas en los últimos 3 años en las unidades constructivas, fallas que afectaron el indicador de disponibilidad regulatoria, información que se obtiene de la bitácora de fallas,

documento elaborado por el Departamento de Operaciones, ubicado en la siguiente dirección en Ya-net:

No se tomarán en cuenta como falla las interrupciones por mantenimientos, proyectos, fallas externas al activo y cierres exitosos.

Consecuencia: Es la acumulación de todas las consecuencias asociadas a las fallas, las cuales serán evaluadas en las siguientes dimensiones:

$$\text{Consecuencia total} = C_{\text{financiero}} + C_{\text{humano}} + C_{\text{Reputacional}} + C_{\text{Ambiental}} + C_{\text{Operativo}}$$

Consecuencia operativa

Basada en el esquema de calidad vigente a la fecha. Considera las penalidades por la falla de la unidad constructiva en función de la Indisponibilidad, Potencia interrumpida y el Impacto en el Sistema.

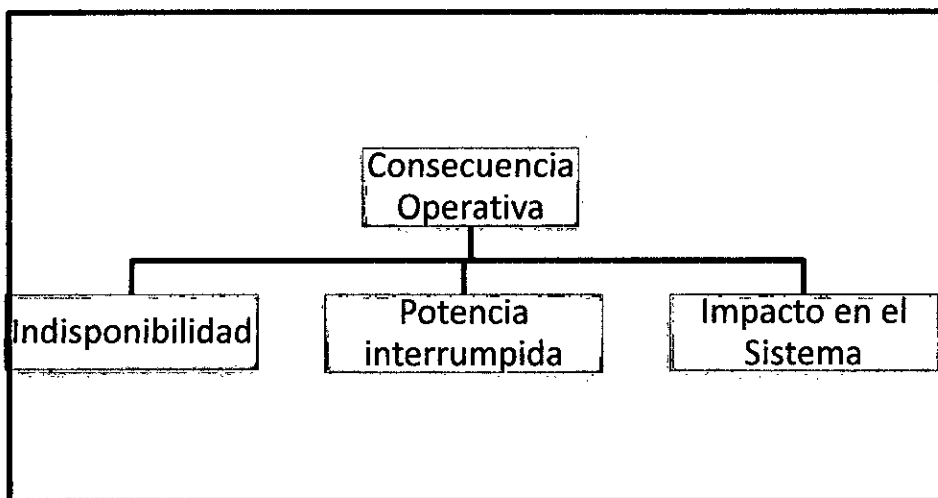


Figura 8.7 Impacto Operativo

Se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CO = \left(\frac{2 * 350 * \frac{TFS}{60} * Pot * Imp}{1000} \right)$$

Donde:

Consecuencia Operativa	=	CO en miles de dólares.
TFS	=	Tiempo fuera de servicio
Pot	=	Potencia
Imp	=	Impacto

Consecuencia o Impacto Financiero:

Considera los costos incurridos para recuperar la disponibilidad del activo en las fallas producidas en los tres (3) últimos años: Horas hombres, materiales, gastos logísticos. Corrección de efectos secundarios: limpieza de daño al medio ambiente (no incluye multa)+bienes+ servicios. Considera la variación de los costos por la distancia entre la unidad constructiva y la Sede más cercana.

Consecuencia Reputacional:

Exposición desfavorable en alguno de los medios de comunicación o con alguno de nuestros clientes.

Consecuencia o Impacto humano:

Cualquier tipo de daños, heridas, fatalidad al personal de REP o alguno de los contratistas.

Consecuencia o Impacto Ambiental:

Daños a terceros y/o fuera de la instalación donde se hubiera presentado derrame mayor de aceite, combustibles al medio ambiente, fuga de gas SF6, y penalizaciones.

Para la cuantificación de los impactos sobre el negocio se utilizará la puntuación definida en la Tabla Criterios para la cuantificación de las consecuencias, en la que 1 punto = 1.000 dólares. Ver Tabla 1.

1 punto = 1 vez año 1 punto = 1.000 US\$	
1 punto de lo mejorable = 1.000 US\$/año	
1 punto = 1 Min de parada (TFS Tiempo fuera de Servicio)	
GUIA DE MEJORABILIDAD	
2.4.- COSTO DE REPARACION (totales Horas hombre + materiales, repuestos, servicios)	Puntaje
Menos de 2.000 US\$	0,7
Entre 2.001 a 5.000 USD	3,5
Entre 5.001 a 10.000 USD	7,5
Entre 10 KUSD a 20 KUSD	15,0
Entre 20 KUSD y 50 KUSD	35,0
Entre 50 KUSD y 100 KUSD	75,0
Entre 100 KUSD y 500 KUSD	300,0
Mas de 500 KUSD	1000
2.5.- IMPACTO EN LA SEGURIDAD PERSONAL (Cualquier tipo de daños, heridas, fatalidad)	Puntaje
Una o mas letalidades	6000
Incapacidad total permanente	6000
Incapacidad temporal con intervencion reparadora (permanente parcial)	300
Incapacidad temporal sin intervencion reparadora	50
Se generan condiciones de trabajo bajo estres o peligro	10
Sin impacto	0
2.6.- IMPACTO AMBIENTAL (Daños a terceros, fuera de la instalación)	Puntaje
Derrame mayor de aceite, combustibles al medio ambiente, costos recuperacion y penalizaciones Mayor a 1 MUSD	6000
Derrame menor de aceite, combustibles al medio ambiente, costos de recuperacion y penalizaciones entre 100 KUSD y 1 MUSD	1000
Impacto Ambiental con costos de recuperacion, penalizaciones aprox. Entre 10KUSDy 100 KUSD	100
Impacto ambiental con costos de recuperacion, penalizacion menores a 10 KUSD.	5
Ninguno	0
2.7.- IMPACTO REPUTACION (Imagen)	Puntaje
Exposicion continua desfavorable local, regional nacional e internacional	5000
Exposicion desfavorable local, regional y nacional aislada	500
Exposicion desfavorable local, regional aislada	50
Sin afectacion	0
2.8.- Racionamiento (USD/MWh- Costo Racionamiento UPME)	Puntaje
CR01	0,41
CR02	0,75
CR03	1,3
CR04	2,6
2.10.- Indisponibilidad y CARO (una vez superada la meta de indisponibilidad se deja de percibir la remuneracion de los)	Puntaje
menos de 10 USD/hora	0,01
entre 10- 50 USD/hora	0,03
entre 50- 100 USD/hora	0,07
entre 100- 200 USD/hora	0,15
entre 200-500 USD/hora	0,35
mayores 500 USD/hora	0,50

Tabla 2.1 cuantificación de consecuencias

Los resultados de la aplicación del calcular la Mejorabilidad de los activos se muestran en el cuadro de Excel,

Tabulados los datos para todas las unidades constructivas se ordenarán de mayor a menor por el Índice de Mejorabilidad, presentando la Información en un Diagrama de Pareto. Ver Tabla 2.2 y tabla 2.1.

Índice de mejorabilidad

Equipo	Frec	TFS	Potencia	Impacto % por evento	Posible penalización por evento (\$\$)	Costos de reparación	Seguridad a las personas	Amb	Imagen	Consecuencias	Índice de mejorabilidad	IM acumulado	Pareto
Reactor 18	5	1440	120	0.5	0	0.7	0	0	50	1008.000	5040.0	5040.0	30%
Reactor 19	5	1440	120	0.5	0	0.7	0	0	50	1008.000	5040.0	10080.0	60%
Reactor 20	3	720	120	0.5	0	0.7	0	0	50	504.000	1512.0	11592.0	69%
Autotransformador AT84	1.5	720	750	0.5	0	0.7	0	0	50	3150.000	4725.0	16317.0	97%
Seccionadores 500 KV	2	400	50	0.5	0	0.7	0	0	0	116.667	233.3	16550.3	98%
Seccionadores de 220 KV	0.3	15	50	0.5	0	0.7	0	0	0	4.375	1.3	16551.6	98%
Interruptores de 500 Kv	0.3	20	50	0.5	0	0.7	0	0	0	5.833	1.8	16553.4	98%
Interruptores de 220 Kv	0.3	20	50	0.5	0	0.7	0	0	0	5.833	1.8	16555.1	98%
TCs	6	200	50	0.5	0	0.7	0	0	0	58.333	350.0	16905.1	100%
TTs	0.3	20	50	0.5	0	0.7	0	0	0	5.833	1.8	16906.9	100%
Pararrayos	0.3	5	0	0.5	0	0.7	0	0	0	0.000	0.0	16906.9	100%
aisladores porta barra	0.3	25	0	0.5	0	0.7	0	0	0	0.000	0.0	16906.9	100%
Transf. SSAA	0.3	25	0.5	0.5	0	0.7	0	0	0	0.073	0.0	16906.9	100%
												16906.9	

Tabla 2.2 Índice de mejorabilidad

En resumen, la metodología es la siguiente:

- Identificar los activos a los cuales se calculará el índice de Mejorabilidad:

líneas de transmisión y celdas en el caso de subestaciones.

- b. Determinar el promedio de fallas anual, de los últimos 3 años, datos proporcionados por el Departamento de Operaciones en la bitácora de fallas.
- c. Identificar las consecuencias de las fallas presentadas en los activos:
 - Costos de reparación: Se asignan tantos puntos como dólares gastados de acuerdo a los criterios indicados,
 - Impacto a la seguridad a las personas,
 - Impacto al medio ambiente,
 - Impacto en imagen o reputación,
 - Consecuencia operativa, la cual se obtiene de la fórmula CO que considera Disponibilidad, Potencia interrumpida e Impacto en el Sistema, datos promediados de las fallas de los 3 últimos años.
- d. Cuantificar las consecuencias aplicando los puntajes definidos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**
- e. Se suman los puntos obtenidos por todas las consecuencias.
- f. Se multiplican los puntos obtenidos en los ítems b) y e) (Frecuencia X Consecuencias) y se obtiene el índice de Mejorabilidad para cada unidad constructiva.

Se ordena de mayor a menor por el índice de Mejorabilidad, y se presenta la información en una distribución de Pareto. Ver figura 7.

Tal como se ha expresado anteriormente tanto Criticidad como Mejorabilidad son metodologías basadas en riesgos y por esto su metodología de cálculo no es muy diferente. Las diferencias radican en los rangos para evaluación del impacto en las diferentes variables asociadas a las consecuencias de las fallas.

Calculo de criticidad

El análisis de Criticidad para REP, Consorcio Transmantaro e ISA-Perú se realizará a nivel de líneas de transmisión y celdas en caso de subestaciones.

Se debe tener en cuenta que previamente y con el fin de poder realizar la valoración final asociada a la Criticidad, se ha definido el peso relativo de cada variable.

Las variables definidas y sus pesos relativos a evaluar son:

Riesgo Operativo	Costos de reparación	Reputación	Seguridad	Medio Ambiente
50%	20%	10%	10%	10%

Tabla 3.3 Pesos por variable

La siguiente tabla presenta las variables definidas y su escala de valoración para la evaluación de las consecuencias de fallas que sirven para el cálculo de la Criticidad.

Riesgo Operativo	Calificación
Toda afectación del activo total o parcial no tolerable	5
Parcial aceptable	3
No afectaa	1
Costo de reparación	Calificación
Nivel de acceso difícil, distancia de sede lejana, no reparable, cableado adicional >\$100 000	5
Nivel de acceso difícil, distancia de sede cercana, reparable, celdas de reserva disponible. Entre \$10 000 y \$100 000	3
Nivel de acceso fácil y distancia de sede cercana, reparable, accionamiento automático < \$ 10 000	1
IMPACTO EN LA SEGURIDAD PERSONAL (Cualquer tipo de daños, heridas, fatalidad)	Calificación
Una o mas fatalidades	5
Incapacidad total permanente	4
Incapacidad temporal con intervencion reparadora (permanente par	3
Incapacidad temporal sin intervencion reparadora	2
Se generan condiciones de trabajo bajo estres o peligro	1
Sin impacto	0
IMPACTO AMBIENTAL (Daños a terceros, fuera de la instala	Calificación
Afectación mayor al medio ambiente, costos recuperacion y penalizaciones entre 100m\$ y 1 M\$	5
Afectación al medio ambiente, costos de recuperacion y penalizaciones entre 100m\$ y 1 M\$	4
Impacto Ambiental con costos de recuperacion, penalizaciones aprox. Entre 10m\$ y 100 m\$	3
Impacto ambiental con costos de recuperacion, penalizacion menores a 10m\$	2
Ninguno	1
IMPACTO REPUTACION (imagen)	Calificación
Exposicion continua desfavorable local, regional nacional o internac	5
Exposicion desfavorable local, regional y nacional aislada	3
Exposicion desfavorable local, regional aislada	1
Sin afectacion	0

Tabla 4.4 Consecuencias de criticidad

Para la evaluación de las consecuencias se supondrá unos escenarios de falla:

En líneas de transmisión:

Se supondrá la caída de un conductor por falla de herraje en una fase.

En subestaciones:

Para celdas se supondrá la falla del interruptor, en transformadores el cambio de un buje y en celdas sin interruptor se supondrá falla del aislamiento.

El resultado de la evaluación será la sumatoria de las multiplicaciones del peso relativo de cada variable por la calificación realizada en cada variable y dependiendo del resultado obtenido se determinará si la unidad constructiva se

califica como Crítica, Crítica Manejable o Normal, lo que equivale a calificación A, B o C respectivamente, de acuerdo al siguiente cuadro:

Nivel de Criticidad	Calificación
CRITICO	≥ 4
CRITICO MANEJABLE	$\geq 3 < 4$
NORMAL	< 3

Tabla 5.5 Distribución de resultados de criticidad

Concluido el cálculo para todas las unidades constructivas se procederá a ordenar de mayor a menor por el campo “Ponderación”, obteniendo el orden de criticidad.

Ver Tabla 2.6

Cuadro de equipos críticos								
Equipo	Tensión (KV)	Riesgo Operativo	Costo de reparación	Reputación.	Seguridad	Medio ambiente	Ponderación	Nivel de criticidad
Reactor 18	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Reactor 19	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Reactor 20	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Autotransformador AT84	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Seccionadores 500 KV	500	3	1	3	1	1	3	3
Interruptores de 500 Kv	500	3	3	1	1	1	2.7	3
TCs	500	5	1	1	1	3	3	3
TTs	500	5	1	1	1	3	3	3
Transf. SSAA	33	3	1	0	1	3	1.85	2
Seccionadores de 220 KV	220	1	1	1	1	1	1.4	1
Interruptores de 220 Kv	220	1	1	1	1	1	1.4	1
aisladores porta barra	500	3	1	1	1	1	2.1	2
Pararrayos	500	1	1	1	1	1	1.4	1

Tabla 6.6 Resultados de criticidad

Como resumen la metodología de cálculo del índice de Criticidad es la siguiente:

- Identificar las unidades constructivas
- Evaluar las consecuencias para cada una de las variables, de acuerdo a lo presentado en las escalas de la Tabla 2.3
- Se multiplica el valor obtenido en cada variable por el peso relativo de las mismas (Figura 2.8).
- Se determina la ponderación sumando los resultados obtenidos.
- Dependiendo del valor ponderado obtenido se califica la unidad constructiva en su nivel de criticidad de acuerdo a la tabla 2.4.

III. VARIABLES E HIPÓTESIS

3.1. Definición de variables

Para demostrar y comprobar la hipótesis, se definen tres variables, ellas son:

Variable Independiente:

Variable X: Equipos de patio

Variable Dependiente:

Variable Y: confiabilidad

3.2. Operacionalización de las variables

De igual manera, operacionalizando las variables formuladas, se determinaron los indicadores pertinentes para cada una de las variables que a continuación se indican:

Variable Independiente:

Variable X: Equipos de patio

Indicadores

X1: Identificación de equipos críticos

X2: Identificación de equipos mejorables.

Variable Dependiente:

Variable Y: confiabilidad

Indicador

Y1: mejora la confiabilidad

Operacionalización de las variables:

$$X1 + X2 = Y1$$

3.3. Hipótesis general e hipótesis específica

A continuación, se formularán las hipótesis general y específica del presente trabajo, siendo las siguientes:

Hipótesis General

Mediante la identificación de los equipos críticos se va a mejorar el plan de mantenimiento preventivo

Hipótesis Específica

Utilizando el método de mejorabilidad podremos priorizar la gestión de mejora de los equipos.

IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se utilizó el método de mejorabilidad y criticidad y se identificó los equipos críticos y mejorables de la SE Chimbote 500 Kv. De esta manera se busca mejorar el plan de mantenimiento de la sub estación para de esta manera minimizar los riesgos de falla en los mismos.

La identificación de los equipos críticos es importante para que la empresa destine actividades y recursos necesarios para poder controlar posibles fallas en los equipos y de esta manera garantizar la continuidad del servicio.

Para esto las empresas tienen que estar a la vanguardia por poder analizar sus instalaciones con las diversas metodologías que van surgiendo.

Actualmente gran cantidad de inversión se va al área de mantenimiento para que los activos se encuentren en óptimas condiciones de operación.

4.1. Tipo de investigación

Esta investigación es descriptiva, explicativa y aplicada.

Es descriptiva por que la identificación de equipos críticos se realiza aplicando una metodología que va describiendo las fallas y porcentaje de que sucedan.

Es explicativa porque se explica los procesos necesarios para poder obtener los equipos críticos y mejorables y de esta manera destinar recursos para mantenerlos en óptimas condiciones operacionales .

Es aplicada, porque el objeto de la investigación es una parte de la realidad concreta que se da en el tiempo y ocupa un espacio: la sub estación eléctrica de Chimbote 500 Kv

4.2. Diseño de la investigación

Existen diversas maneras de poder mejorar la confiabilidad de una sub estación, pero decidí utilizar la metodología descrita en capítulos anteriores porque es la que utiliza la empresa para determinar sus líneas de transmisión críticas y mejorables y destinar recursos a los equipos que con poca inversión se logra una mayor mejorabilidad.

Por lo general la empresa busca que obtener mayores resultados en breves tiempos y destinando los recursos necesarios y donde se obtenga mayor mejorabilidad.

4.3. Población y muestra

Para el presente trabajo se ha realizado la revisión de las fallas y cortes programados que se han presentado en la S.E. desde el año 2012 hasta el año 2016, es durante este periodo que se ha realizado el análisis.

Esta base de datos nos va a permitir tener certeza de la cantidad de paradas que se tenido por equipo y el tiempo que han estado fuera de servicio

A continuación, se muestran las tablas con las cantidades de paradas necesarias para su reparación.

Seccionadores.

IT	Ubicación técnica	Descripción	Inicio deseado	Fin deseado
1	CHMB500CBARB-SECCB-5073	Falla mecanismo Seccionador SB-5073	27/05/2013	30/06/2013
2	CHMB500CBARB-SECCB-5073	Corregir mecanismo de operación SB-5073	04/06/2013	04/06/2013
3	CHMB500L5006-SECCL-5055	Reparar seccionador trabamiento SL-5055	13/10/2013	13/10/2013
4	CHMB500CBARA-SECCB-5061	Corregir mecanismo de operación SA-5061	29/10/2013	30/10/2013
5	CHMB500L5008-SECCL-5075	Reparar Mecanismo de apertu SL-5075 F(S)	16/12/2013	01/01/2014
6	CHMB500L5006-SECCE-5057	Corregir Trabamiento de contacto Móvil	23/11/2014	23/11/2014
7	CHMB500CBARB-SECCB-5073	Revisar mecanismo seccionador SB-5073	18/02/2016	18/02/2016
8	CHMB500CBARB-SECCB-5073	Reparar mecanismo seccionador SB-5073	05/05/2016	05/05/2016
9	CHMB500CTR84-SECCT-5008	Revisar mando eléctrico ST-5008	29/06/2016	29/06/2016
10	CHMB500CBARB-SECCB-5073	Reparar mecanismo SB-5073 Fase R	15/08/2016	15/08/2016
11	CHMB500L5008-SECCL-5075	Limpiar y lubricar SL-5075	30/08/2016	30/08/2016

Tabla 4. 1 Fallas en seccionadores

A lo que va de la fecha se ha tenido un total de 11 fallas en sus mecanismos.

Autotransformador.

Se ha tenido 6 fallas referentes a fugas de aceite y polución.

Se tiene un autotransformador monofásico de 750 MVA.

IT	Ubicación técnica	Descripción	Inicio deseado	Fin deseado
1	CHMB500TRF84	Cambiar Motores del ventilador	26/10/2014	28/10/2014
2	CHMB500TRF84	Reparar Manguera para muestra de aceite	26/10/2014	26/10/2014
3	CHMB500TRF84	renovar silicona por pruebas eléctricas	10/10/2015	10/10/2015
4	CHMB500TRF84	Lavar AT84 por polución	21/02/2016	21/02/2016
5	CHMB500TRF84	RGAR correg fuga aceite sist emergencia	12/03/2016	13/03/2016
6	CHMB500TRF84	RGAR CAMBIO MANGUERA	13/03/2016	13/03/2016

Tabla 4. 2 Fallas en el autotransformador

Reactores

En los reactores se ha tenido 13 fallas.

IT	Ubicación técnica	Descripción	Inicio deseado	Fin deseado
1	CHMB500REA18	Corrección puntos flotantes yugo reactor	18/06/2013	08/08/2013
2	CHMB500REA18	Cambiar manguera de toma muestra aceite	13/10/2013	15/10/2013
3	CHMB500REA19	Cambiar manguera de toma muestra aceite	13/10/2013	13/10/2013
4	CHMB500REA20	Realizar pruebas descargas parciales R20	09/08/2014	10/08/2014
5	CHMB500REA18	Realizar pruebas descargas parciales R18	10/08/2014	11/08/2014
6	CHMB500REA18	cambiar recipiente visualización de aceite	28/09/2014	28/09/2014
7	CHMB500REA18	Revisión por falla R-18	21/11/2015	22/11/2015
8	CHMB500REA18	RGAR Repara Manguera para muestra de aceite	14/02/2016	14/02/2016
9	CHMB500REA19	RGAR Reparar Manguera del acumulador gas	14/02/2016	14/02/2016
10	CHMB500REA20	RGAR Reparar resumen por válvula	06/03/2016	06/03/2016
11	CHMB500REA20	Lavar reactor por polución	15/08/2016	15/08/2016
12	CHMB500REA18	Lavar reactor por polución	18/09/2016	18/09/2016
13	CHMB500REA19	Lavar reactor por polución	18/09/2016	18/09/2016

Tabla 4. 3 Fallas en el autotransformador

En el siguiente cuadro se indica la cantidad total de equipos por familia en la SE.

FAMILIA DE REACTORES		FAMILIA DE INTERRUPTORES	
Familias	Número de equipos	Familias	Número de equipos
Reactores	13	Mecánicos de 220 kV	4
Reactores Neutro	1	Mecánicos de 500 kV	8
FAMILIA DE SECCIONADORES		FAMILIA DE PARARRAYOS	
Familias	Número de equipos	Familias	Número de equipos
Seccionadores de 220 kv	9	Pararrayos 500 KV	18
Seccionadores de 500 kv	17	Pararrayos 220 KV	3
Seccionadores de 24 kv	2	Pararrayos 33 KV	3
FAMILIA DE AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA MONOFASICOS		FAMILIA DE TRANSFORMADORES AUXILIARES	
Familias	Número de equipos	Familias	Número de equipos
500 KV	4	Aceites	1
FAMILIA DE CT'S		FAMILIA DE TT'S	
Familias	Número de equipos	Familias	Número de equipos
220 KV	12	Capacitivos 220 KV	5
500 KV	15	Capacitivos 500 KV	11

Tabla 4. 4 Cantidad de equipos por familia.

Un total de 126 equipos de patio.

La S.E Chimbote 500 entro en funcionamiento en el año 2012 y a la fecha se ha vuelto una S.E. estratégica del corredor de transmisión de la zona norte del país.

4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica e instrumentos de recolección de datos consistieron en la búsqueda de los avisos generados por cada falla presentado en los diversos equipos.

También se revisó los informes de mantenimiento de las actividades realizadas para tener un mejor conocimiento de las acciones realizadas y contrastarlo con modos de falla similares ocurridos en otras sub estaciones del Perú.

Todos los modos de falla se encuentran concentrados en el modulo SAP producción y se hace más dinámico la búsqueda de los modos de falla y su análisis.

4.5. Procedimientos de recolección de datos

La recolección de datos se realizó de la siguiente manera.

- Ingreso al módulo SAP producción.
- Selección de equipos de patio de la SE Chimbote 500 Kv.
- Descarga de fallas sucedidas en los equipos de patio.
- Conversión de datos a formato Excel.

4.6. Procedimiento estadístico y análisis de datos

El presente trabajo no cuenta con un procedimiento estadístico

V. RESULTADOS

En este capítulo se logró obtener los equipos críticos de la sub estación, utilizando los criterios de la criticidad y Mejorabilidad

La Mejorabilidad y Criticidad nos permiten evaluar y definir de manera metódica, sistemática, sistémica y con un enfoque de riesgo alineado con los objetivos de la empresa, para determinar los activos que son prioritarios en una organización, de tal forma que se logre la mejor utilización de sus recursos teniendo presente la mejor relación costo/beneficio en la implementación de acciones de mejora y en la definición de acciones de mantenimiento sobre los activos.

Se encontró que una de las grandes ventajas de la aplicación de estas herramientas es que genera una priorización que resulta de la visión conjunta de las diferentes áreas de la empresa y evaluando su impacto en el negocio, desde puntos de vista como: Regulación, Ambiental, Salud Ocupacional, Impacto al cliente, entre otras.

El resultado de la aplicación de estas herramientas es la creación de un listado priorizado y unificado, de los activos más mejorables y los más críticos.

Listado de equipos criticos

Cuadro de equipos críticos								
Equipo	Tensión (KV)	Riesgo Operativo	Costo de reparación	Reputación.	Seguridad	Medio ambiente	Ponderación	Nivel de criticidad
Reactor 18	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Reactor 19	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Reactor 20	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Autotransformador AT84	500	5	5	1	1	3	4.2	4
Seccionadores 500 KV	500	3	1	3	1	1	3	3
Interruptores de 500 Kv	500	3	3	1	1	1	2.7	3
TCs	500	5	1	1	1	3	3	3
TTs	500	5	1	1	1	3	3	3
Transf. SSAA	33	3	1	0	1	3	1.85	2
Seccionadores de 220 KV	220	1	1	1	1	1	1.4	1
Inferruptores de 220 Kv	220	1	1	1	1	1	1.4	1
aisladores porta barra	500	3	1	1	1	1	2.1	2
Pararrayos	500	1	1	1	1	1	1.4	1

Tabla 5. 1 Listado de equipos Críticos

Cuadro de nivel de criticidad

Nivel de Criticidad	Calificación
CRITICO	≥ 4
CRITICO MANEJABLE	$\geq 3 < 4$
NORMAL	< 3

Tabla 5. 2 Nivel de criticidad

Listado de equipos Mejorables

Equipo	Frec	TFS	Potencia	Impacto % por evento	Possible penalización por evento (\$\$)	Costos de reparación	Seguridad a las personas	Amb	Imagen	Consecuencias	Indice de mejorabilidad	IM acumulado	Pareto
Reactor 18	5	1440	120	0.5	0	0.7	0	0	50	1008.000	5040.0	5040.0	30%
Reactor 19	5	1440	120	0.5	0	0.7	0	0	50	1008.000	5040.0	10080.0	60%
Reactor 20	3	720	120	0.5	0	0.7	0	0	50	504.000	1512.0	11592.0	69%
Autotransformador AT84	1.5	720	750	0.5	0	0.7	0	0	50	3150.000	4725.0	16317.0	97%
Secclonadores 500 KV	2	400	50	0.5	0	0.7	0	0	0	116.667	233.3	16550.3	98%
Secclonadores de 220 KV	0.3	15	50	0.5	0	0.7	0	0	0	4.375	1.3	16551.6	98%
Interruptores de 500 Kv	0.3	20	50	0.5	0	0.7	0	0	0	5.833	1.8	16553.4	98%
Interruptores de 220 Kv	0.3	20	50	0.5	0	0.7	0	0	0	5.833	1.8	16555.1	98%
TCs	6	200	50	0.5	0	0.7	0	0	0	58.333	350.0	16905.1	100%
TTs	0.3	20	50	0.5	0	0.7	0	0	0	5.833	1.8	16906.9	100%
Pararrayos aisladores porta barra	0.3	5	0	0.5	0	0.7	0	0	0	0.000	0.0	16906.9	100%
Transf. SSAA	0.3	25	0.5	0.5	0	0.7	0	0	0	0.073	0.0	16906.9	100%
												16906.9	

Tabla 5. 3 Equipos mejorables

Nivel de Mejorabilidad

Nivel de Mejorabilidad	Calificación
Mejorable	≤75%
Mejorable manejable	>75%<98%
No mejorable	≥ 98%

Tabla 5. 4 Nivel de mejorabilidad

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Contratación de hipótesis con resultado

En este capítulo se realizó la contratación de la hipótesis con los resultados obtenidos.

El plan de mantenimiento no consideraba los equipos críticos encontrados en la tabla # 5.1 donde se ubican los equipos críticos, con esta tabla se va a mejorar el plan de mantenimiento por que también se pudo demostrar que son equipos mejorables y donde con poca inversión se puede tener una mejorabilidad grande.

Se presenta un cuadro resumen de los equipos críticos y de esta manera mediante el método de criticidad y mejorabilidad concluimos con lo señalado en la Hipótesis, Mediante la identificación de los equipos críticos se va a mejorar el plan de mantenimiento preventivo

Cuadro resumen de equipos críticos

Equipos críticos		
Equipo	Tensión (KV)	Nivel de criticidad
Reactor 18	500	4
Reactor 19	500	4
Reactor 20	500	4
Autotransformador AT84	500	4

Tabla 6. 1 Resumen de equipos críticos

Conclusión, Para mejorar el plan de mantenimiento se debe de adelantar actividades como son:

- El lavado en frio que es cada dos años, debería de realizarse todos los años.

- La prueba de factor de potencia que es cada 6 años debería de hacerse cada 3 años, el cuadro quedaría de la siguiente manera.

SSEE	UBICACIÓN	Tipo Equipo	N. Tensión	MP 1A			MP 2A	MP 3A			MP 6A				MP 12A					
				Termografía	Lavado en frío	Análisis de gases disueltos	Lavado en frío	Siliconado	Lavado en frío	Factor de potencia	Análisis de aceite dieléctrico	Inspección general, conexión de tierra	Lavado en frío	Factor de potencia	Prueba protecciones mecánicas	Revisión cableado protec. Mecánicas	Lavado en frío	Prueba funcional relé presión súbita	Revisión sist. Conten. Aceite	Revisión conexiones secund.
CHMB	CHMB500REA18	Reactor M.	500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CHMB	CHMB500REA18	Buje	123	X				X		X				X						
CHMB	CHMB500REA18	Buje	500	X				X												
CHMB	CHMB500REA19	Reactor M.	500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CHMB	CHMB500REA19	Buje	123	X				X		X				X						
CHMB	CHMB500REA19	Buje	500	X				X												
CHMB	CHMB500REA20	Reactor M.	500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CHMB	CHMB500REA20	Buje	123	X				X		X				X						
CHMB	CHMB500REA20	Buje	500	X				X												

Tabla 6. 2 Actividades adelantadas para mejorar el plan de mantenimiento

El cuadro nos va a ayudar a realizar actividades periódicas necesarias para poder tener continuidad en el servicio.

Se podrá tener un mejor control de la tendencia de los equipos.

Cuadro resumen de equipos mejorables.

CUADRO DE MEJORABILIDAD	
Equipo	Pareto
Reactor 18	30%
Reactor 19	60%
Reactor 20	69%
Autotransformador AT84	97%
Seccionadores 500 KV	98%
Seccionadores de 220 KV	98%
Interruptores de 500 Kv	98%
Interruptores de 220 Kv	98%
TCs	100%
TTs	100%
Pararrayos	100%
aisladores porta barra	100%
Transf. SSAA	100%

Tabla 6. 3 Resumen de equipos mejorables

El cuadro de mejorabilidad nos muestra que los equipos que hemos determinado críticos también son mejorables y se tiene una mayor capacidad de mejora.

VII CONCLUSIONES

Luego de haber realizado el presente trabajo sobre la identificación de equipos críticos, se presentan las siguientes conclusiones:

- Identificando los equipos por su criticidad nos permite desarrollar las tareas de forma prioritaria en los activos más críticos para el negocio y mejorar el plan de mantenimiento, en esta tesis se logró determinar que los equipos críticos son los que se mencionan en la tabla 6.1
- Determinando la mejorabilidad de los equipos nos permite enfocar esfuerzos y recursos en los activos que tienen mayor potencial de mejora, se logró demostrar que los equipos críticos son mejorables.
- La Mejorabilidad nos va permitir priorizar la gestión de mejora en la gestión de los equipos (activos)
- La Criticidad nos va a permitir priorizar la ejecución de actividades de mantenimiento.

VIII. RECOMENDACIONES

- Realizar el análisis por el método de criticidad y confiabilidad a las sub estaciones nuevas que van a ingresar al sistema eléctrico para determinar sus equipos críticos y mejorables y poder tener un conocimiento exacto de las condiciones iniciales.
- Considerar que todas las sub estaciones no son iguales, sino que por el contrario cada S.E tiene su particularidad.
- Para el llenado de las tablas de criticidad y mejorabilidad se debe de tener en cuenta la participación de personal de mantenimiento por los conocimientos de probabilidad de falla en los equipos.
- Todo equipo de patio debe de tener un punto de medida inicial para así poder compararlo y medirlo en el tiempo.
- Incluir las actividades recomendadas en la tabla 6.2 en el programa de mantenimiento.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

MEM Compendio de Normas del sub sector Electricidad del Ministerio de Energía y minas: Norma Técnica de calidad de Servicios Eléctricos.

ARRIAGADA, A. "Cálculo de la confiabilidad en subestaciones y sistemas de distribución de energía eléctrica". Universidad de Concepción, Memoria de Ingeniero Civil Eléctrico

CAMARGO, C.B. "Confiabilidad aplicada a sistemas eléctricos de Potencia". Ed. Livros Técnicos e Científicos, Brasil, 1981

MORA, A. (2005), "Mantenimiento Estratégico para Empresas Industriales o de Servicios", AMG, Envigado Antioquía

MOUBRAY, J. (2004), "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad", Aladon Ltd, Reino Unido

Manual de Interruptores Siemens.

Manual de Seccionadores Alstom.

Manual de equipos Inductivos CROMPTON GREAVES

Manual de equipos Inductivos ABB

Programa de gestión y mantenimiento Red de Energía del Perú.

ANEXOS

Matriz de Consistencia

Título: Identificación de equipos críticos para el plan de mantenimiento preventivo de la Sub estación de 500 KV.				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOS
<p>General</p> <p>¿Será posible con la determinación de equipos críticos mejorar el plan de mantenimiento preventivo de la sub estación?</p> <p>Específico</p> <p>¿Con la Mejorabilidad podremos ubicar que equipo posee mayor capacidad de mejora?</p>	<p>General</p> <p>Identificar los equipos críticos con los métodos de mejorabilidad y criticidad para mejorar el plan de mantenimiento preventivo y de esta manera garantizar una continuidad del servicio</p> <p>Específico</p> <p>Ubicar los equipos mejorables para priorizar equipos.</p>	<p>General</p> <p>Mediante la identificación de los equipos críticos se va a mejorar el plan de mantenimiento preventivo</p> <p>Específico</p> <p>Utilizando el método de mejorabilidad podremos priorizar la gestión de mejora de los equipos.</p>	<p>Variable X:</p> <p>Equipos de patio</p> <p>X1: Identificación de equipos críticos</p> <p>X2: Identificación de equipos mejorables.</p> <p>Variable Y:</p> <p>Confiabilidad</p> <p>Y1: mejora la confiabilidad</p>	<p>General</p> <p>Consiste en identificar los equipos críticos aplicando el método de criticidad y mejorabilidad y de esta manera contribuir a mejorar el plan de mantenimiento preventivo de la S.E.</p> <p>Específico</p> <p>La investigación es descriptiva, explicativa.</p>

