

Universidad Católica de Santa María

Escuela de Postgrado

Maestría en Ingeniería de Mantenimiento



“ANÁLISIS DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD – RCM – EN LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ, PARA LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SEIN, EN BASE A LA CONFIABILIDAD DE SUS EQUIPOS”

Tesis presentada por el Bachiller:

Achahuanco Molina, Alan

Para optar el grado académico de:

**Maestro en Ingeniería de
Mantenimiento**

Asesor:

Mg. Pacheco Oviedo, Abraham

Arequipa – Perú

2020

Arequipa, 24 de marzo de 2019

Señor doctor:
José Antonio Villanueva Salas
Director de la Escuela de Post-Grado de la universidad católica de Santa María
Ciudad

De mi consideración:

Dictamen sobre el borrador de Tesis de Maestría titulado "ANALISIS DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD-RCM-EN LA SUBESTACION SAN JOSE, PARA LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SEIN , EN BASE A LA CONFIABILIDAD DE SUS EQUIPOS" presentado por ACHAHUANCO MOLINA ALAN

Al respecto el dictamen es:

APROBADO.

No se han cumplido con levantar las observaciones que se le hiciera llegar oportunamente, seis (6) en total lo que debe hacerlo en la brevedad, para completar el procedimiento formal, mostrando mi extrañeza.

Siendo todo lo que tengo que informar

Saludos cordiales.



Doctor Rolardi Mario Valencia Becerra
Código: 1780

DICTAMEN BORRADOR DE TESIS

A: *Dr. José Villamueva Salas*
Director de la Escuela de Postgrado

De: *Doctor Abraham A. Pacheco Oviedo*
Miembro del Jurado Dictaminador.

Asunto: *Dictamen del Borrador de Tesis: ANALISIS DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD -RCM- EN LA SUBESTACION SAN JOSE, PARA LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SEIN, EN BASE A LA CONFIABILIDAD DE SUS EQUIPOS.*

Magister: ACHAHUANCO MOLINA, Alan

Fecha: *Arequipa 14 de Junio del 2019.*

Revisado el levantamiento de las observaciones del borrador de Tesis presentado, soy de la opinión que pase a la siguiente etapa, salvo mejor parecer.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para reiterar los sentimientos de mi mayor consideración.

Atentamente,



Ing. Abraham A. Pacheco Oviedo

Informe 2019

De: Ing. Edwing Ticse Villanueva
A: Dr. José Villanueva Salas
Director de la Escuela de Post Grado de la UCSM
Asunto: Borrador de tesis del Bachiller Alan Achahuanco Molina
Fecha: 03-07-2019

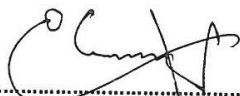
Mediante la presente manifiesto que se ha revisado el Borrador de Tesis de la Sr. **Alan Achahuanco Molina** titulado:

Análisis del mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM en la Subestación de San José

Luego de analizarlo se dá por **APROBADO** dicho borrador de Tesis

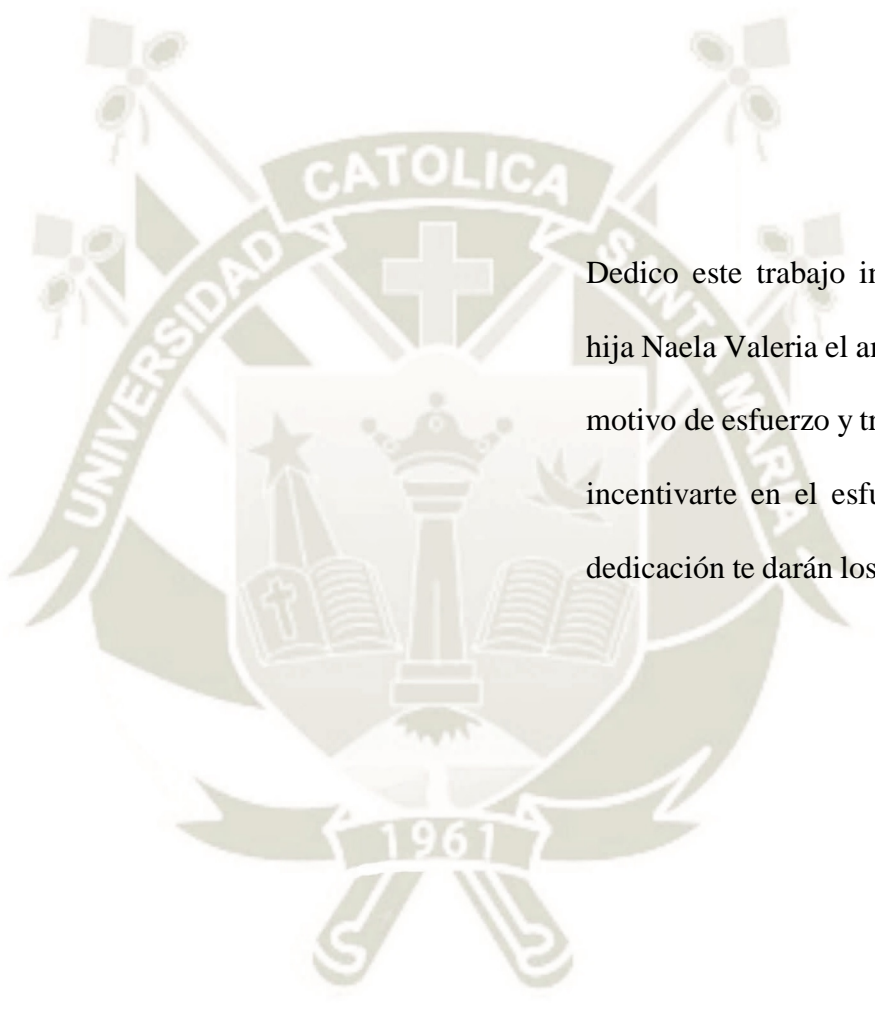
Agradeciendo la atención prestada a la presente, le expreso a usted mis sentimientos de estima personal.

Atentamente



Ing. Edwing Ticse V.
Código 1341

DEDICATORIA



Dedico este trabajo investigativo a mi hija Naela Valeria el amor de mi vida, el motivo de esfuerzo y trabajo diario, para incentivar en el esfuerzo sacrificio y dedicación te darán los éxitos en tu vida.



AGRADECIMIENTO

A Dios, a mis padres, a mis hermanos Guillermo y María, y a todas las personas que me han ayudado durante el transcurso de la investigación de este proyecto.



DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Post Grado, es patrimonio intelectual explícita de mi persona para sostener y desarrollar una mejora en el SEIN, el sustento estructural a la Universidad Católica Santa María”

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO

DEDICATORIA

DECLARACION EXPRESA

RESUMEN

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE PLANOS

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 1

1. METODOLOGIA	2
1.1. Antecedentes y Generalidades	2
1.2. Hipotesis	3
1.3. Objetivo General	3
1.4. Objetivos Específicos.....	3
1.5. Justificación	3
1.6. Aspecto general.....	4

1.7. Aspecto tecnológico.....	4
1.8. Aspecto social	4
1.9. Aspecto Económico	4

CAPITULO 2

2. DEFINICIONES

2.1. Definiciones de Mantenimiento.....	6
2.1.1. Predictivo.....	8
2.1.2. Preventivo.....	8
2.1.3. Correctivo	10
2.1.4. Cero Horas	11
2.1.5. En uso	11
2.1.2. Estructura de un departamento de mantenimiento sobre la base del uso de los recursos.....	11
2.1.2.1. Con recursos propios.....	12
2.1.2.2. Con recursos externos	12
2.2. Clasificación de las tareas de mantenimiento	13
2.2.2. En relación a las fallas, daños y determinaciones	13
2.2.3. Con respecto a las mejoras.....	13
2.2.4. Con respecto al tiempo de uso, calidad de uso.....	14
2.3. Diseño del plan de mantenimiento Anual	15
2.3.2. Objetivos generales	15

2.3.3. Objetivos Específicos.....	15
2.4. Determinación de frecuencia de mantenimiento.....	15
2.5. Definición de Equipos Críticos	16
2.5.1. Esquemas críticos.....	16
2.5.2. Esquemas críticos específicos.....	17
2.6. Factores a considerar en la selección y determinación de equipos críticos	17
2.7. Análisis de la criticidad de los equipos	17
2.7.2. Tipos de estructura	19
2.7.3. Criterios para determinar la criticidad de equipos	21
2.7.4. Flexibilidad de operaciones.....	24
2.7.5. Costos de mantenimientos.....	25
2.7.6. Impacto en la seguridad Ambiental y humana.....	25
2.7.7. Definición de matriz de criticidad de equipos y variables que intervienen	26
 CAPITULO 3	
3. RCM DE LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ.....	30
3.1. Análisis de equipos.....	30
3.2. Conexión el sistema interconectado nacional.....	30
3.3. Subestación Eléctrica	32

3.1.2.1. Descripción de Instalaciones	41
3.1.2.2. Transformadores.....	43
3.1.2.3. Sistema de Control.....	44
3.1.2.4. Sistema de Protección.....	44
3.1.2.5. Sistema de Comunicación.....	45
3.1.2.6. Estudio Eléctrico del sistema de protecciones.....	46
3.1.2.7. Estudio Transitoria.....	47
3.1.2.8. Estudio de coordinaciones de protecciones.....	48
CAPITULO 4	
4. DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO.....	49
4.1. Diseño del plan de mantenimiento.....	49
4.2. Equipos instalados en subestaciones San José.....	49
4.3. La subestaciones San José.....	49
4.2.1. Autotransformadores.....	49
4.2.2. Transformadores de medida – corriente.....	49
4.2.3. Transformadores de medida – tensión.....	50
4.2.4. SVC de 220 KV.....	50
4.2.5. Banco de compensación serie.....	51
4.2.6. Interrupción de potencia.....	51
4.2.7. Seccionador de potencia.....	52

4.2.8. Líneas de transmisión.....	52
4.3. Taxonomía sistema eléctrico de transformación.....	53
4.4. Funciones primarias de subestaciones.....	57
4.5. Funciones secundarias.....	57
4.6. Cálculo de frecuencia y fallos.....	57
4.6.1. Análisis de criticidad.....	58
4.6.2. Cálculo de criticidad.....	58
4.6.3. Conclusiones de la criticidad del equipo.....	62
a. FMEA, modificado.....	62
b. Árbol de fallas.....	67
c. Fallas Funcionales.....	68
d. Rutinas de mantenimiento.....	68
CONCLUSIONES.....	73
RECOMENDACIONES.....	74
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXOS	

ÍNDICE DE TABLAS

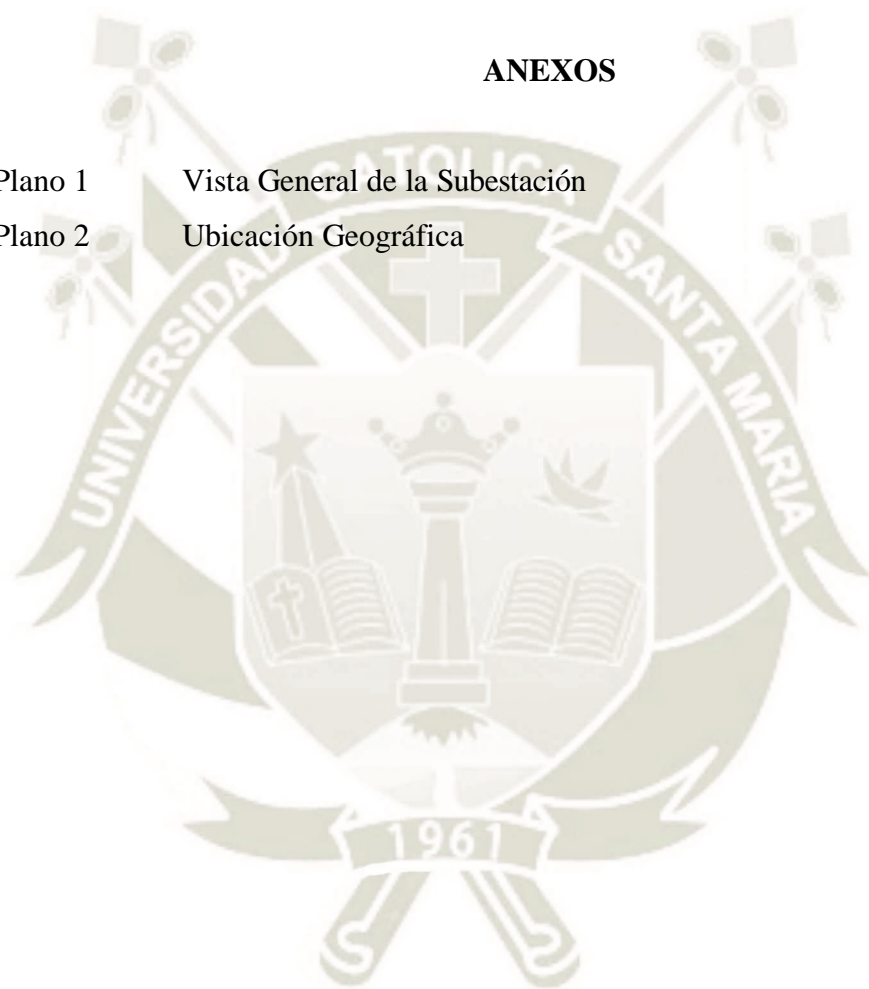
Tabla 1	Criterios de Criticidad y su Cuantificación
Tabla 2	Ejemplo de Frecuencias de Fallas
Tabla 3	Ejemplo de Impacto Operacional
Tabla 4	Ejemplo de Flexibilidad Operacional
Tabla 5	Ejemplo de Costos de Mantenimiento
Tabla 6	Ejemplo de Impacto S.A.H
Tabla 7	Ejemplo de Cálculo de Criticidad Total
Tabla 8	Ejemplo de Niveles de Criticidad Obtenidos
Tabla 9	Especificación técnica líneas de transmisión 500 KV
Tabla 10	Especificación técnica de SVC
Tabla 11	Impedancia líneas 500 kv sin BCS
Tabla 12	Impedancia líneas 500 KV con BCS
Tabla 13	Potencia requerida 2015
Tabla 14	Cuadro de coordenadas UTM WGS
Tabla 15	Coordenadas de vértices
Tabla 16	Características Eléctricas del sistema
Tabla 17	Estudio de estabilidad transitoria
Tabla 18	Taxonomía del sistema eléctrico
Tabla 19	Análisis de criticidad posibles Fallas
Tabla 20	Niveles de criticidad
Tabla 21	Análisis de criticidad de la SE
Tabla 22	FMEA
Tabla 23	Modos de falla extendida
Tabla 23	Modos de falla

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1.1** Estructura de un Departamento de Mantenimiento
- Figura 2.1** Estructura Convencional de un Sistema integrado
- Figura 2.2** Estructura en Serie de Sistemas
- Figura 2.3** Conexión Activa de un Sistema con Estructura en Paralelo
- Figura 2.4** Modelo de Matriz de Criticidad
- Figura 3.1** Ubicación de Subestaciones
- Figura 3.2** Distribución unifilar del SEIN
- Figura 3.3** Diagrama Unifilar SVC
- Figura 3.4** Coordenadas Subestaciones
- Figura 3.5** Trazo de líneas de 220 KV y 500 KV
- Figura 3.6** Esquema unifilar simplificado de alcance de operatividad
- Figura 3.7** Potencia requerida SEIN
- Figura 4.1** Taxonomía del Sistema Eléctrico SE San José
- Figura 4.2** Diagrama de Pareto

ANEXOS

- Plano 1 Vista General de la Subestación
- Plano 2 Ubicación Geográfica



ABREVIATURAS

A	Amperios
min.	Minutos
mm.	Milímetros
Mtto.	Mantenimiento
Prv.	Preventivo
Prd.	Predictivo
RPM	Revoluciones por Minuto
S.A.H.	Seguridad Ambiental y Humana
seg.	Segundos
Tn.	Toneladas
V	Voltios
AC	Corriente Alterna
°C	Grados Centígrados
cm.	Centímetros
Co.	Correctivo
DC	Corriente Directa
SEIN	Sistema interconectado Nacional
FP	Factor de Potencia
h.	Horas
HP	Horse Power (Caballos de Fuerza)
Hz.	Hertz (ciclos/segundo)
COES	Comite de operación económica del sistema
SINAC	Sistema interconectado Nacional
Kg.	Kilogramos masa
KVA	Kilovoltio Amperio
KW	Kilowatios

RESUMEN

En el presente trabajo se describirá los equipos, usados en las subestaciones de más alta potencia del país, una de ellas ubicada entre las líneas de transmisión L-5037 y la L-5036 que involucra el flujo de potencia considerable en el SEIN. Esta tecnología ha tenido un gran auge dado el actual escenario del sector, que se presenta en un constante proceso de regulación buscando crear un mercado realmente competitivo.

El sistema de transmisión aumenta su capacidad acorde a proyecciones de demanda y al ingreso de nuevas centrales generadoras. No obstante, el impulso de la desregulación en el sector eléctrico, podría tener un efecto negativo en la disposición de las empresas para mejorar la entrega de potencia al sistema, debido a la percepción de riesgos económicos y ambientales lo que trae como consecuencia una menor expansión del sistema.

Una de las más grandes causas del progreso es la desconexión de grandes cantidades de energía como lo es de la Subestación San José, que se desconecte del sistema provocaría que la potencia que es alrededor del 9 % de la potencia nacional tenga una caída no solo económica sino impactaría en el sistema interconectado nacional, para ello es necesario ver la disponibilidad de los equipos de dicha subestación ya que esta hace que la criticidad de los equipos sea más fiable al momento de realizar un mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo, ya que para toda una planta de proceso con un rango de consumo tan elevado no es factible para el lucro cesante, por eso es necesario involucrar un RCM y verificar el adecuado mantenimiento que debe recibir dicha subestación.

Palabras claves: Criticidad, confiabilidad, autotransformador, mantenimiento.

ABSTRACT

In the present work the equipment will be described, used in the highest power substations of the country, one of them located between the transmission lines L-5037 and the L-5036 that involves the considerable power flow in the SEIN. This technology has had a great boom given the current scenario of the sector, which is presented in a constant process of regulation seeking to create a truly competitive market.

The transmission system increases its capacity according to demand projections and the entry of new generation plants. However, the impulse of deregulation in the electricity sector could have a negative effect on the willingness of companies to improve the delivery of power to the system, due to the perception of economic and environmental risks, which results in a lower expansion of the system.

One of the biggest causes of progress is the disconnection of large amounts of energy as it is the San José Substation, which is disconnected from the system would cause the power that is about 9% of the national power have a fall not only economic but it would impact on the national interconnected system, for this it is necessary to see the availability of the equipment of said substation since this makes the criticality of the equipment more reliable when performing a preventive, predictive or corrective maintenance, since for all a process plant with such a high consumption range is not feasible for loss of profit, that is why it is necessary to involve an RCM and verify the adequate

Keywords: Criticality, reliability, autotransformer, maintenance.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo trata de la elaboración de un RCM para la subestación San José 500 KV, el trabajo está enfocado en brindar una guía confiable de los tipos y frecuencias de mantenimiento. Siendo una de estas las subestaciones principales de SEIN, realizar un análisis del personal con que cuenta, sus equipos, su metodología y sus procedimientos.

Utilizando una matriz de criticidad de equipos, se determina cual es la etapa de la subestación que presenta mayor enfoque, un alto grado de impacto operacional, poca flexibilidad operacional, altos costos de mantenimiento y un alto impacto en la seguridad ambiental y humana.

Este análisis se concluye con un plan anual de mantenimiento de los equipos directamente e indirectamente involucrados con el proceso de suministro de energía. Estas actividades permitirán mantener un correcto funcionamiento, el alargamiento de la vida útil de los equipos críticos y sobre todo la confiabilidad que se requiere dar al sistema y a las instalaciones de la empresa como cliente libre del mercado eléctrico.

CAPÍTULO 1

1. METODOLOGÍA

1.1. Antecedentes y Generalidades

El presente estudio constituye la evaluación de una de las más grandes Subestaciones de del sistema interconectado nacional SEIN, donde se encuentran equipos y sistemas de alta potencia que estabilizan la carga de la zona Sur, es necesario saber que se conecta a esta línea de 500 kv una carga importante como la de la minera Cerro Verde, que llega aproximadamente al 10% de la carga del sistema interconectado nacional, ubicada en la ciudad de Arequipa, la minera por su expansión de su concentradora, esta nueva instalación va a consumir aproximadamente 380 MW, y toda esta energía será entregada por el lado de la línea de 500 KV que viene desde Chilca hasta la S.E. San José, esta subestación tiene tres diámetros donde ingresa la energía a dos autotransformadores los cuales transforman la energía de 500 KV a 220 KV.

Así mismo se encuentra enlazada con una central térmica híbrida de gas y combustible, que aportaría al sistema cuando el proyecto del Gas de Camisea esté concluido para la zona de Mollendo con 800 MW, que sería de mucha importancia para el sistema interconectado nacional.

Si esta subestación tuviese una falla por la cantidad de energía que transmite y por los equipos que se conectan para tener una adecuada calidad de energía, sería perjudicial al sistema interconectado nacional por el colapso que existiría al tener desbalance en el flujo de potencia, entonces es necesario hacer un RCM (Mantenimiento centrado en la confiabilidad) para determinar el equipo más crítico de la subestación para poder desarrollar planes de mantenimiento.

Tipo de investigación

El tipo de investigación es descriptiva, la cual reseña las características y la situación del objeto de estudio, mediante la recolección de datos, métodos cualitativos y cuestionarios, métodos cuantitativos porque analizaremos datos. Además cabe decir que es de tipo no experimental debido a que no persigue una utilización inmediata para los conocimientos obtenidos sino que busca acrecentar los acontecimientos teóricos para el progreso de una ciencia, sin interesarse directamente en sus posibles aplicaciones o consecuencias prácticas. Esto no

quiere decir que estén desligadas de la práctica o que sus resultados no vayan a ser empleados para fines concretos en un futuro.

1.2. Hipótesis.

“Es factible aumentar la confiabilidad del sistema interconectado nacional mediante el análisis del RCM a la subestación San José y sus equipos de sistemas de potencia, para la estabilidad del sistema interconectado nacional.”

1.3. Objetivo General

Proponer una metodología de mantenimiento centrado en la confiabilidad – RCM – para mejorar la confiabilidad del equipo más crítico de la Subestación SAN JOSÉ.

1.4. Objetivos Específicos

- 1 Hacer una investigación mediante RCM para la subestación San José 500 KV y sustentar en base a confiabilidad de sus equipos de potencia
- 2 Evaluación del diagnóstico mediante mantenimiento predictivo al equipo más crítico de la SE San José 500 kv.
- 3 Verificar el método más factible para las diagnosticar la confiabilidad de la Subestación 500 kv.
- 4 Estimar los tiempos de mantenimiento por operación de activo más crítico de la subestación.

1.5. Justificación

Realizado esto se puede aumentar la confiabilidad del sistema interconectado nacional y a su vez se puede ver la disponibilidad si en caso llegara a ocurrir una falla, para evitar los colapsos de energía en el sur del país ya que por manejar cargas tan grandes se puede ocasionar Blackout, produciendo perdidas económicas en la industria y para el país, es necesario también realizar un análisis del mantenimiento predictivo al equipo más crítico para evitar una falla de carácter destructivo, económico y ambiental.

1.6. Aspecto General.

Mejorar las Condiciones Operativas del SEIN para el periodo 2015-2024, evidencia que en el corto plazo (2016-2017), el sistema no presenta restricciones de suministro de energía, basado en distintos escenarios utilizados, se concluye que se presentarán sobrecargas en diversos sistemas de transmisión a partir del 2020, por lo que la planificación en cuanto al sub sector de transmisión es primordial, de lo contrario los costos marginales se incrementarían considerablemente. En cuanto al sub sector de generación, es de resaltar que hay proyectos de generación comprometidos sólo hasta el 2017, lo cual sumado al hecho que se espera, dadas las elevadas razones de crecimiento de la demanda, que dichos proyectos sean de gran envergadura y por lo tanto tengan procesos de maduración de alrededor de 7 años o más, podría generarse un descalce entre la demanda oferta en el SEIN, lo que conllevaría a altos precios de energía.

1.7. Aspecto Tecnológico.

Renovar el uso de tecnología en sistemas potencia como el uso de SVC, BCS mediante el control basada en electrónica de potencia y PID para el control de la tensión estabilizada del sistema interconectado nacional además del uso de PMUC para el rechazo de carga, uno de los pocos autotransformadores de potencia instalados en el Perú es de 600 MVA. El cual está siendo utilizado para suministrar energía a la minera Cerro Verde.

1.8. Aspecto Social.

Trasciende en la sociedad pues la energía administrada conlleva a suministrar a las distribuidoras de las ciudades en este caso la zona sur, como las ciudades de Moquegua Ilo, Tacna, Puno, Arequipa, etc y a las pequeñas industrias que se encuentran instaladas en la línea de transmisión del mismo.

1.9. Aspecto Económico.

Si llegase a ocurrir un colapso o un blackout esta sería de penalidad muy alta pues solo se podría abastecer a las cargas críticas y el costo económico por segundo es muy alto es necesario que exista confiabilidad en el sistema por las grandes sumas de dinero que se maneja en energía eléctrica.

¿Qué metodología de análisis puede diagnosticar el estado del autotransformador de potencia de 600 MVA – S.E. SAN JOSÉ?

Origen:

- En base a una falla del transformador de potencia por flujo.
- Fallas en su inserción al sistema
- Fallas por sus protecciones propias
- Mantenimiento mal programados
- Pruebas de diagnóstico eléctricas y dieléctricas al autotransformador

Efectos:

- La potencia eléctrica que suministra es de vital importancia para la mina CERRO VERDE.y para el sistema interconectado nacional.
- Deterioro de un activo de 20 millones de dólares.
- No se cuenta con repuesto inmediato para su reposición.
- La estabilidad del sistema interconectado nacional COES – SINAC

Este autotransformador alimenta toda la concentradora C2 de la empresa CERRO VERDE por temas de flujos de energía por la línea de 500 KV CHILCA POROMA OCONA MOLTALVO, esta concentradora necesita 380 MW para que la producción no pueda detenerse, es necesario que la confiabilidad del sistema que implica un costo elevado, sea redundante para la alimentación de la nueva concentradora C2, este autotransformador produjo una falla en su devanado terciario produciendo un sobrecalentamiento en la cuba del autotransformador, estuvo inoperativo por 840 horas. Este autotransformador, por sus dimensiones, necesita para ser reparado aproximadamente 10 meses, al ser llevado a la fábrica (corea del sur Hyosung) El costo del autotransformador es de 25 millones de dólares y cada vez que este autotransformador es insertado mal al sistema, el flujo de energía a nivel nacional tiende a producir un blackout.

CAPÍTULO 2

2. DEFINICIONES

2.1. Mantenimiento

A continuación se detallarán algunas definiciones relacionadas con la palabra mantenimiento:

- Mantenimiento es: Asegurar que todo activo continúe desempeñando las funciones deseadas. (1)
- De manera sencilla, es el conjunto de trabajos necesarios para asegurar el buen funcionamiento de las instalaciones. (1)
- De manera precisa, es un conjunto de técnicas y sistemas que permiten prever las averías, efectuar revisiones, engrases y reparaciones eficaces, dando a la vez normas de buen funcionamiento a los operadores de las máquinas, a sus usuarios, contribuyendo a los beneficios de la empresa. Es un órgano de estudio que busca lo más conveniente para las máquinas, tratando de alargar su vida de forma rentable. (1)
- Metafóricamente hablando: El mantenimiento es la medicina preventiva y curativa de las máquinas, equipos, instalaciones, etc.

(1) *MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002*

¿Por Qué Mantener?

Todos los motivos y las razones son fundamentos para lo cual se realiza el mantenimiento estas pueden ser resumidas en las siguientes clases.

A. Prevenir o disminuir el riesgo de fallas

Busca bajar la frecuencia de fallas y/o disminuir sus consecuencias (incluyendo todas sus posibilidades).

B. Recuperar el desempeño

Con el uso de los equipos el desempeño se puede ver deteriorado por dos factores principales:

Perdida de maniobra de operación.

Grandes ahorros

Confiabilidad

Fiabilidad

C. Aumentar la vida útil/diferir inversiones

La vida útil de algunos activos como los transformadores que su costo es elevado son esenciales para no ser reemplazados inmediatamente, así mismo la inversión de la gran infraestructura que se requiere para subestaciones de alta potencia es enorme y lo que se quiera es maximizar su vida útil.

D. Seguridad, ambiente y aspectos legales

El uso de herramientas avanzadas de computación ha permitido en algunos casos evaluar la relación costo/riesgo y así determinar los intervalos óptimos de mantenimiento. Muchas tareas de mantenimiento están dirigidas a disminuir ciertos problemas que puedan acarrear, responsabilidades legales relativas a medio ambiente y seguridad.

E. Factor Brillo

La imagen pública, aspectos estéticos de bienes, la moral de los trabajadores, etc. Son factores importantes a la hora de elegir tareas e intervalos de mantenimiento. Por ejemplo la pintura de una fachada de edificio: el intervalo entre pintadas es modulado más por la apariencia, que por el deterioro de la estructura por baja protección. O que un equipo de una subestación se encuentre en resplandeciente brillo para que la polución y suciedad no se adhieran fácilmente sobretodo hablando de la porcelana de los bushing que son la parte más activa que tiene contacto con la parte eléctrica.

2.1.1. Tipos de Mantenimiento. Clasificación General

2.1.1.1. MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Básicamente, este tipo de mantenimiento consiste en que persigue conocer e informar permanentemente del estado y operatividad de las instalaciones mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas de tal estado y operatividad. Para aplicar este mantenimiento, es necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración, consumo de energía, etc.) de cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Es el tipo de mantenimiento más tecnológico, pues requiere de medios técnicos avanzados, y en ocasiones, de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y/o técnicos.

Esto es siempre menos costoso y más confiable que el intervalo de mantenimiento preventivo de frecuencia fija, basado en factores como las horas máquina o alguna fecha prefijada. El combinar Mantenimiento Preventivo y Predictivo ayuda significativamente a reducir al mínimo el Mantenimiento Correctivo no programado o forzado.

El realizar controles aleatorios o basados en la experiencia de los operadores de los equipos y de la gente de mantenimiento, generalmente es un soporte a la hora de evitar daños mayores o que se produzcan por efecto de las paradas forzadas. (2)

(2) *MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002*

2.1.1.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Definición

El Mantenimiento Preventivo tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es

decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema.

El mayor objetivo del MP es asegurar la disponibilidad permanente de las edificaciones, equipos, sistemas e instalaciones en una Organización, Institución o Empresa, evitando al máximo las paradas forzadas los correctivos e interferencias en los procesos y actividades inherentes de la empresa. (3)

El Mantenimiento Preventivo es además un proceso planificado, estructurado y controlado de tareas de mantenimiento a realizar dentro de las recurrencias establecidas, las mismas que generalmente son definidas por los fabricantes, y a falta de estas se puede recurrir a las mejores prácticas del mercado de este tipo de servicios, también llamados de Manutención.

Las actividades básicas y más generales definen la cobertura del mantenimiento preventivo, entre las cuales se pueden mencionar:

(3) *MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002*

- Inspecciones periódicas, diarias y semanales (tiempo definido).
- Cambio de componentes, así como reparaciones menores y revisiones generales tener en stock los repuestos de las
- Limpieza y aseo de edificaciones, equipos, instalaciones, sistemas, etc.
- Verificación general de grupos electrógenos, interruptores, seccionadores, componentes, sistemas SCADAS, líneas de transmisión etc.
- Ajustes y Calibración de equipos.
- Supervisión y Control a través de validaciones de tiempo de servicio de las instalaciones, equipos y maquinarias en general (SCADAS, PLC, EMS, PMCU's).

2.1.1.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Definición

Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los operadores de las subestaciones. (4)

Acción de carácter puntual a raíz del uso, agotamiento de la vida útil u otros factores externos, de componentes, partes, piezas, materiales y en general, de elementos que constituyen la infraestructura o planta física, permitiendo su recuperación, restauración o renovación, sin agregarle valor al establecimiento.

También denominado mantenimiento reactivo, es aquel trabajo que involucra una cantidad determinada de tareas de reparación no programadas con el objetivo de restaurar la función de un activo una vez producido un paro imprevisto (parada forzada). Las causas que pueden originar un paro imprevisto se deben a desperfectos no detectados durante las inspecciones predictivas, a errores operacionales, a la ausencia tareas de mantenimiento (reparaciones), a sobre uso o utilización de los equipos fuera de las condiciones normales de operatividad del diseño, a problemas de fabricación de partes o piezas de equipos y, a requerimientos de producción que generan políticas como la de “repara cuando falle”, o “no pares que el equipo aguanta”.

2.1.1.4. MANTENIMIENTO CERO HORAS (OVERHAUL):

Es el conjunto de tareas cuyo objetivo es revisar los equipos a intervalos programados bien antes de que aparezca ningún fallo, bien cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva.

(4) *MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002*

Dicha revisión consiste en dejar el equipo a Cero horas de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo. En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Se pretende asegurar, con gran probabilidad un tiempo de buen funcionamiento fijado de antemano. (5)

(5) *MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002*

2.1.1.5. MANTENIMIENTO EN USO:

Es el mantenimiento básico de un equipo realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos) para las que no es necesario una gran formación, sino tal solo un entrenamiento breve. Este tipo de mantenimiento es la base del TPM (Total Productive Maintenance, Mantenimiento Productivo Total).

OTROS CONCEPTOS

Terminología /

- **MANTENIMIENTO:** Control de acciones necesarias para conservar un activo físico de modo que permanezca en una condición prevista.
- **DEFECTO:** anomalía en equipo que NO impide su funcionamiento u operación.
- **FALLA O AVERÍA:** Indisponibilidad de equipos que impide su funcionamiento u operación.

2.1.2. ESTRUCTURA DE UN DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO SOBRE LA BASE DEL USO DE LOS RECURSOS

Existen dos tipos de estructuras extremas generales de mantenimiento: La que realiza las labores de mantenimiento con recursos propios o “in house” y la que realiza los trabajos de manutención con recursos externos o “outsourcing”. En general ninguna empresa realiza todas las labores utilizando sólo recursos propios

ni sólo recursos externos, casi siempre se implementa una mezcla de las dos estructuras: pues el realizar actividades de una u otra forma dependen de muchos factores, tales como internos, externos, geográficos, de disponibilidad, de estructura, de tamaño de la organización e incluso de parámetros tan subjetivos como de políticas establecidas.

Para ilustrar esta afirmación se presenta la figura 1.1 en la cual se clasifican las estructuras de un Departamento de Mantenimiento sobre la base del uso de los Recursos Propios y en donde los extremos 0 y 4, son estructuras ideales:

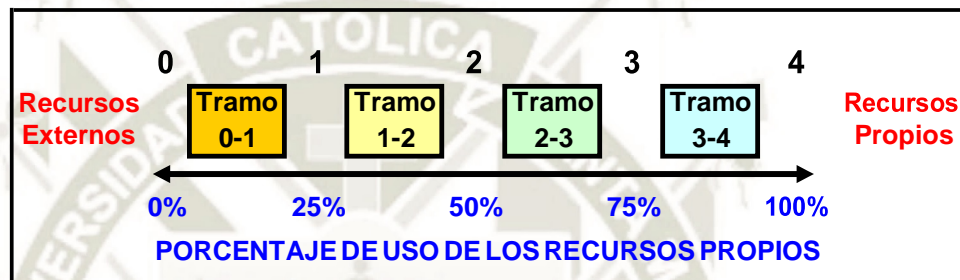


FIGURA 1.1 ESTRUCTURA DE UN DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

Fuente: Documentación de cátedra de materia de MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL (TPM) dictada para la Carrera de Ingeniería Industrial - UNI)

2.1.2.1. Con Recursos Propios (“In House”)

Las empresas que cuentan con esta estructura de mantenimiento tienen un departamento “ejecutor” de las tareas prioritarias y que por costos, parámetros de seguridad o ausencia de servicios de mantenimiento externo se las debe realizar “In House” (“dentro de casa”), es decir con recursos propios (personal exclusivo de la organización). (6)

2.1.2.2. Con Recursos Externos (“Outsourcing”)

Las empresas que implementan este tipo de estructura cuentan con un equipo con funciones de fiscalización básicamente y de supervisión de las tareas de mantenimiento tercerizadas (outsourcing) y programadas, generalmente basados

en contratos de servicios firmados por la organización. Generalmente son empresas con pocas edificaciones, equipos e instalaciones no muy sofisticadas y estandarizadas. Las empresas que adoptan esta política son empresas pequeñas o medianas constituidas por menos de 200 personas. (6)

(6) *MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002*

2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

2.2.1. En Relación a las Fallas, Daños o Detenciones:

Mantenimiento Preventivo.- Aquel que se realiza antes de que se produzca una falla de consideración o una parada forzada. Este mantenimiento está en función de la planificación y establecimiento de la recurrencia de las labores de mantenimiento con respecto a una unidad determinada de tiempo (diario, semanal, mensual, trimestral, semestral, etc.) o el control del tiempo de servicio (velocímetros, horómetros, desgaste medido, niveles de vibración, etc.). Se incluye en este tipo de mantenimiento aquellas actividades de reparaciones menores o cambio de partes y piezas realizadas después de una parada programada, así como de una serie de actividades denominadas básicas, como son: limpieza, lubricación, ajustes, reparaciones menores, sustitución de partes o piezas, reajustes y calibraciones.

Mantenimiento Correctivo.- Aquel que se realiza después de que se produzca una falla o detención en un equipo, también se denomina por algunos autores: mantenimiento reactivo. Generalmente ya se ha producido una parada forzada o no programada y por ende se debe realizar una reparación o sustitución de partes o piezas. Este mantenimiento se debe evitar, pues generalmente produce pérdidas de recursos y otros tipos de daños en cadena, que generalmente afectan de manera

directa a los procesos productivos y por ende a los planes de producción y cumplimiento con los clientes.

2.2.2. Con Respecto a las Mejoras:

Mantenimiento de Desarrollo.- El que se realiza debido a la necesidad de cubrir nuevos requerimientos, mejorar la eficiencia del equipo o instalación, alcanzar nuevos estándares validados o aumentar niveles de producción dentro de la organización.

Mantenimiento de Modernización.- Está relacionado directamente con la necesidad de ampliar o mejorar el desempeño de una instalación, maquinaria o equipo en función de alargar la vida útil o realizarse un up-grade integral.

2.2.3. Con Respecto al Tiempo de Uso/Calidad de Uso:

Mantenimiento por Vida Útil o Desgaste Normal.- Es el que se realiza por condiciones de cumplimiento del tiempo de uso para el cual fue diseñado; es decir el tiempo en el cual deja de prestar servicio en condiciones normales y por lo tanto se debe modernizar, reparar o reemplazar una instalación, equipo o maquinaria.

Mantenimiento Causado o Negligente.- Es aquel que se debe realizar por mal uso, negligencia, abuso o daño causado intencionalmente en un activo específico. Estas labores siempre escapan del control de las áreas de mantenimiento y están en relación directa de la cultura organizacional de la empresa o institución y de la calidad de empleados de la misma. Está relacionado directamente con la Cultura Organizacional cimentada en la Organización y con los niveles de compromiso de los empleados.

Mantenimiento Predictivo, Proactivo o de Inspección.- Es el conjunto de labores o actividades que se ejecutan, basadas generalmente en los cinco sentidos

humanos, de manera rutinaria o específica para garantizar la operatividad de las edificaciones, sistemas, instalaciones, equipos, etc., como soporte de las actividades de mantenimiento Preventivo. Generalmente este tipo de mantenimiento se realiza (Inspecciones) cuando se detecta algo anormal basado en sonidos, olores, presentación visual o el tacto (temperatura o deformaciones), así como por las visitas o revisiones aleatorias realizadas por el personal técnico de la organización.

2.3. DISEÑO DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTO

2.3.1. Objetivos Generales

Diseñar una guía que sirva para planear, organizar, dirigir y controlar adecuadamente las labores de mantenimiento preventivo y predictivo con el fin de alargar la vida útil de la inversión y mantener el mayor tiempo posible una edificación con todos los sistemas complementarios operativos y funcionales. Evitar detenciones o interferencias producto de las paradas generales imprevistas o forzadas que afectan el proceso productivo.

2.3.2. Objetivos Específicos

- Mantener en perfecto estado de conservación y operatividad todas las instalaciones mediante una organización adecuada de todas las labores de mantenimiento preventivo y predictivo.
- Planificar las actividades de mantenimiento en general en función de su periodicidad y complejidad, tratando de unificar la mayor cantidad de actividades posibles, de tal forma que se estandaricen los procesos a ejecutar.
- Determinar el número y características del personal necesario para desempeñar cada actividad y asignarle correctamente sus responsabilidades y el alcance de las tareas que deberán ejecutar, estableciendo siempre rangos de accionar y por ende límites de lo que pueden realizar.
- Controlar la eficiencia de las labores realizadas y su influencia en la organización, así como en los procesos productivos de las organización Determinar nuevas actividades o periodicidades en base a los resultados obtenidos, las estadísticas que se lleven, así como de lo logros obtenidos.

2.4. DETERMINACIÓN DE FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO

Las recurrencias de aseo y limpieza en general de edificaciones, instalaciones y equipos deben estar claramente definidas y serán establecidas en base a las necesidades, estándares y de las condiciones del entorno.

Las recurrencias de las diferentes lubricaciones de equipos deben estar establecidas en función del parámetro de control: horas trabajadas (horómetro), kilómetros recorridos, desgaste de pieza de control, niveles de alerta de vibración.

Las condiciones de reemplazo y/o de adecuaciones deben proyectarse además en el plan de mantenimiento preventivo anual.

Otros factores que influyen en la determinación de la frecuencia de mantenimiento son:

- Edad (tiempo de uso), condiciones generales, valor del equipo y costos de los repuestos y partes más importantes.
- Susceptibilidad del equipo a sufrir pérdidas en el ajuste y balanceo general.
- Susceptibilidad al daño (vibraciones, sobrecargas eléctricas, uso anormal).
- Severidad del servicio al que está expuesto.
- Condiciones de rozamiento, fatiga, corrosión presentes en el entorno de trabajo.
- Susceptibilidad en general del equipo al desgaste mecánico.
- Condiciones de limpieza y aseo necesarias.

2.5. Definición de Equipos Críticos. Consideraciones Generales

2.5.1. Equipos Críticos: aquellos cuyas fallas producen detenciones e interferencias generales, cuellos de botella, daños a otros equipos o instalaciones y retrasos o paradas en las actividades de los demás centros de actividad de una empresa u organización. Aquellos que detienen la prestación de los servicios a los clientes,

afectan de manera directa los procesos productivos y por ende generan problemas con el cumplimiento a los clientes.

2.5.2. Equipos Críticos Especiales: son aquellos equipos especiales, cuyas partes, piezas o componentes más importantes no se encuentran disponibles en el mercado local directo de proveedores de partes, y que además no permiten adaptaciones locales o en muchos casos el hacerlo es sumamente complicado, dado lo sofisticado de su diseño y/o arquitectura. Una parada no programada (forzosa o inesperada) de estos equipos generalmente pueden afectar sustancialmente y/o detener la producción de un bien o servicio, generando altos costos para la empresa y procediendo impactos negativos, que incluso pueden afectar de manera directa la imagen de la organización.

2.6. FACTORES A CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN Y DETERMINACIÓN DE EQUIPOS CRÍTICOS

Debido a la gran cantidad de equipos e instalaciones dentro de la empresa empacadora, es necesario efectuar una selección y determinación adecuada de aquellos equipos, sistemas e instalaciones complementarias que presenten un mayor nivel de criticidad, en otras palabras, en base al impacto y a la importancia que tienen en la prestación de los servicios o en la producción de los bienes de la empresa.

A continuación se mencionarán los principales factores a considerar para la determinación y selección de los equipos e instalaciones críticos:

- De acuerdo a la frecuencia y los tiempos de operación de los mismos.
- Costo del equipo, el mismo que justifique su protección general y programación de mantenimiento preventiva recurrente.
- Si la falla o detención de un equipo afecta directamente el servicio brindado a los clientes o al proceso productivo general de la empresa. Equipos críticos

que generan paralizaciones en varios procesos o en aquellos subprocesos más importantes, y por ende detenciones generales.

- Si se cuenta con equipo de respaldo o adicional disponible para ser usado en caso de contingencias.
- Si las fallas de estos equipos podrían afectar la seguridad de los clientes, así como la proyección de la imagen de la empresa y el cumplimiento de objetivos o metas de producción.
- Si ha llegado al límite de su vida útil y/o se desarrolló y/o se modernizó y necesita mayor control preventivo.
- Si el costo de las reparaciones está sobre el costo del cambio del equipo, o si el tiempo de deterioro es mayor que el tiempo de obsolescencia del equipo.
- Automotores y equipos que utilicen lubricantes y/o grasas en el trabajo que realizan.
- Equipos que tengan un tiempo de servicio mayor a 0,5 día/cada día en promedio por lo menos 5 días de la semana de manera continua en año calendario.

2.7. ANÁLISIS DE LA CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS

El análisis de la criticidad de los equipos de una empresa nos sirve para poder jerarquizar, por importancia, los elementos (sistemas) sobre los cuales vale la pena dirigir recursos (humanos, económicos y tecnológicos). Además ayuda a identificar eventos potenciales indeseados, en el contexto de la confiabilidad operacional.

Aspectos Principales

Para poder realizar un correcto análisis, es necesario comenzar por hacerse la pregunta: ¿A qué nivel del conjunto (equipo, planta, componente, etc.) debería ser conducido el análisis? Y para responder esta pregunta, a más de definir como se identifican los componentes y sistemas críticos, también se definirá varios conceptos necesarios para una mejor concepción del tema y se mostrará cuales son las estructuras típicas en las empresas.

Componente: es una unidad o conjunto de unidades cuya confiabilidad se estudia independientemente de la de sus partes. En general, cuando un componente se cambia y no se reemplaza.

Sistema: podemos definir un sistema como un conjunto de componentes relacionados entre sí.

Subsistema: es una parte del sistema, este puede estudiarse por separado y considerarse como un sistema.

Estructura: es la forma como están relacionados los componentes de un sistema a los ojos de la confiabilidad (serie, paralelo, combinado).

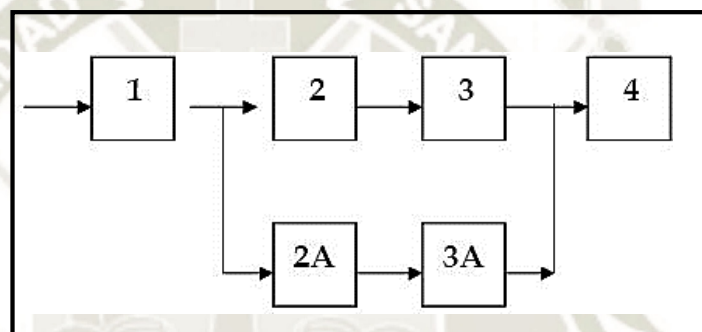


FIGURA 2.1 ESTRUCTURA CONVENCIONAL DE UN SISTEMA COMBINADO

Fuente: Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, LUIS MORA.

2.7.1. TIPOS DE ESTRUCTURAS

Sistemas con estructuras en serie, este es aquel en que la falla de uno de los componentes implica la falla en todo el sistema debido a que este es el único elemento que puede cumplir esa determina función.

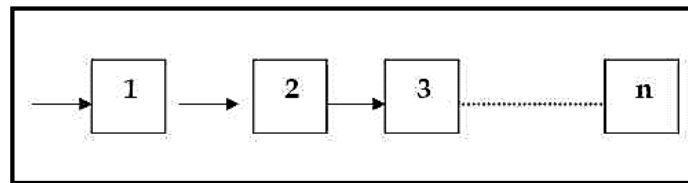


FIGURA 2.2 ESTRUCTURA EN SERIE DE SISTEMAS

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD.

Sistema con estructura en paralelo, este es aquel en el que ambos elementos deben fallar para que el sistema lo haga. La conexión paralela o de redundancia puede ser activa o pasiva.

Activa: Cuando ambos elementos funcionan simultáneamente, y uno asume el servicio faltante de manera total o parcial al fallar el otro. Ej. Un transformador de con capacidad máxima de 6 Mva cada uno funcionando en paralelo y absorbiendo, en condiciones normales, 3Mva de carga cada una individualmente.

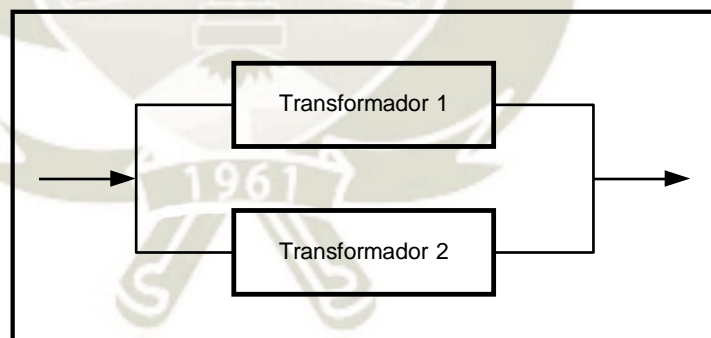


FIGURA 2.3 CONEXIÓN ACTIVA DE UN SISTEMA CON ESTRUCTURA EN PARALELO

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD.

Pasiva: es cuando un elemento se encuentra sin funcionar a la espera de la falla del otro, momento en el cual se conecta mediante conmutación manual o automática. Ej. Componentes en Stand-by o respaldo. Este tipo de estructura es en teoría el que más confiabilidad presenta pero es necesario tener un sistema de monitores del equipo que se encuentra en Stand –by ya que este puede presentar fallas y no ser detectadas (fallas ocultas) solo hasta que el componente sea requerido para entrar en servicio.

2.7.2. CRITERIOS PARA DETERMINAR LA CRITICIDAD DE EQUIPOS

Los criterios que van a ser expuestos a continuación están sujetos a dos factores muy importantes, la frecuencia del fallo y la consecuencia de su aparición. Cabe señalar que estos factores a considerar para la selección y determinación de equipos críticos fueron expuestos en el punto 2.3.1, los cuales resumen los siguientes aspectos: obrar con corazón, es obrar con dios

- **Seguridad:** Efecto del fallo sobre personas y entorno.
- **Calidad:** Efecto del fallo sobre la calidad del producto.
- **Operaciones:** Efecto del fallo sobre la producción.
- **Mantenimiento:** Tiempo y costo de reparación.

Estos criterios y su cuantificación están sujetos a ser ajustados para cada empresa, pero de manera general se determinó de la siguiente manera:

TABLA 1. CRITERIOS DE CRITICIDAD Y SU CUANTIFICACIÓN

CRITERIOS PARA DETERMINAR CRITICIDAD	CUANTF.
Frecuencias de Falla	
Mayor a 4 fallas/año	4
2-4 fallas/año	3
1-2 fallas/año	2
Mínimo de 1 falla/año	1
Impacto Operacional	
Parada inmediata de toda la empresa	10
Parada de toda la planta (recuperable en otras plantas)	6
Impacto a niveles de producción o calidad	4
Repercute a costos operacionales adicionales (indisponibilidad)	2
No genera ningún efecto significativo sobre las demás operaciones	1
Flexibilidad Operacional	
No existe opción de producción y no hay forma de recuperarlo	4
Hay opción de repuesto compartido	2
Función de repuesto disponible	1
Costos de Mantenimiento	
Mayor o igual a \$20.000	2
Menor o inferior a \$20.000	1
Impacto en la Seguridad Ambiental y Humana	
Afecta la seguridad humana tanto externa como interna	8
Afecta el ambiente produciendo daños irreversibles	6
Afecta las instalaciones causando daños severos	4
Provoca daños menores (accidentes o incidentes)	2
Provoca un impacto ambiental cuyo efecto no viola las normas	1
No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o ambiente	0

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

Para realizar el análisis de criticidad utilizaremos los siguientes criterios, los cuales nos van a servir para poder evaluar la siguiente fórmula:

$$\text{Criticidad Total} = \text{Frecuencia} * \text{Consecuencia}$$

Primero definiremos la frecuencia de falla de los procesos a analizar, cuantificando las frecuencias de falla con un valor, para así de esta manera poder determinar cuales serán mis equipos críticos. A continuación un ejemplo de aplicación.

TABLA 2. EJEMPLO DE FRECUENCIAS DE FALLAS

PROCESO	FRECUENCIA	CUANTIFICACIÓN
Inserción del transformador	2 - 3 Fallas / Mes	3
Limpieza y lavado	1 - 2 Fallas / Mes	2
Pruebas eléctricas	4 - 3 Fallas / Mes	4

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

Los valores de la cuantificación se asignan de forma lógica con relación a las frecuencias de falla, lo que quiere decir que fácilmente se pudieron haber asignado valores distintos, siempre y cuando sean consecuentes con las frecuencias de falla. Ahora analizaremos las consecuencias de las fallas para así poder determinar el segundo factor de la fórmula anterior, el cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Consecuencia} = (\text{Impacto_Operacional} * \text{Flexibilidad}) + \text{Costo_Mtto.} + \text{Impacto_SAH}$$

Impacto Operacional

El impacto operacional es aquel que me determina el comportamiento de la operación del proceso que pueda generarse una falla inminente en presencia de una eminente falla. A continuación un ejemplo de aplicación.

TABLA 3. EJEMPLO DE IMPACTO OPERACIONAL

PROCESO	CONSECUENCIA	CUANTIFICACIÓN
Inserción del transformador	Parada inmediata de todo el complejo.	10
Limpieza y lavado	Impacto a niveles de productividad.	6
Pruebas eléctricas	Parada inmediata de toda la Planta.	10

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

2.7.3. Flexibilidad Operacional

La flexibilidad operacional se refiere a las posibilidades de poder recuperar la pérdida con componentes o equipos que se encuentran en stand-by.

TABLA 4. EJEMPLO DE FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

PROCESO	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	CUANTIFICACIÓN
Inserción del transformador	Función de repuesto disponible	2
Limpieza y lavado	Hay opción de repuesto compartido	1
Pruebas eléctricas	No existe opción de producción – no recuperable	4

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

2.7.4. Costos de Mantenimiento

Los costos de mantenimiento son generados para cubrir alguna falla en la cual el equipo trabajo deberá considerar el personal y los repuestos que se requieran.

TABLA 5. EJEMPLO DE COSTOS DE MANTENIMIENTO

PROCESO	COSTOS DE REPARACIÓN	CUANTIFICACIÓN
Inserción del transformador	Mayor a \$ 100.000	2
Limpieza y lavado	Menor a \$ 100.000	1
Pruebas eléctricas	Mayor a \$ 100.000	2

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

2.7.5. Impacto en la Seguridad Ambiental y Humana

Llamamos seguridad ambiental y humana a aquella falla que genere inseguridad en el medio ambiente. De esta se deriva que las fallas ambientales impactan de alguna manera, como por ejemplo el gas SF₆ produce el efecto invernadero.

TABLA 6. EJEMPLO DE IMPACTO S.A.H.

PROCESO	IMPACTO S.A.H.	CUANTIFICACIÓN
Inserción del transformador	No provoca ningún tipo de daño a personas, instalaciones o ambiente	0
Limpieza y lavado	No provoca ningún tipo de daño a personas, instalaciones o ambiente	2
Pruebas eléctricas	No provoca ningún tipo de daño a personas, instalaciones o ambiente	1

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

2.7.6. Definición de Matriz de Criticidad de Equipos.

Variables que Intervienen

La Matriz de Criticidad es una de las primeras y básicas herramientas que se usa para establecer los niveles jerárquicos de los sistemas de criticidad, esto también es aplicado para los equipos y componentes de los sistemas que integran el RCM, esto con el objetivo de facilitar la toma de decisiones y priorización de los mantenimientos programados, sean preventivos o predictivos.

Los pasos para elaborar la matriz de criticidad son los siguientes:

- ✓ Analizar el proceso de transmisión de operatividad de lo indicado en cada parte del proceso, el tipo de función que realizan, es decir, si son de operación manual (sólo personas), semi-automático (personas y equipos) o sólo automáticos (máquinas especializadas).

- ✓ Identificar los sub-sistemas que involucren operación manual y automático.
- ✓ Verificar el tipo de estructura del sistema (En serie, paralelo activo o pasivo, o combinado).
- ✓ Emplear el cálculo de frecuencias y consecuencias de fallos en los equipos principales para cada parte del proceso.
- ✓ Determinar la matriz de criticidad con cada uno los procesos sujetos al análisis previo.

F R E C U E N C I A	4	SC	C	C	MC	MC
	3	SC	SC	C	MC	MC
	2	NC	NC	SC	C	C
	1	NC	NC	SC	SC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIAS				

Leyenda:

MC: Muy Crítico
 C: Crítico
 SC: Semi-Crítico
 NC: No Crítico
 Valor Máximo: 200

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

FIGURA 2.4 MODELO DE MATRIZ DE CRITICIDAD

Según el ejemplo se puede ver la ejecución como tal en el punto de la criticidad se ve aplicada en la determinación y cuantificación de sus consecuencias de fallas y las frecuencias de las mismas.

Para lo cual se puede usar la siguiente formula en el análisis de la criticidad total del mantenimiento.

$$Criticidad\ Total = Frecuencia * Consecuencia$$

Consecuencia =

*Impacto_Operacional*Flexibilidad)+Costo_Mtto.+Impacto_SAH*

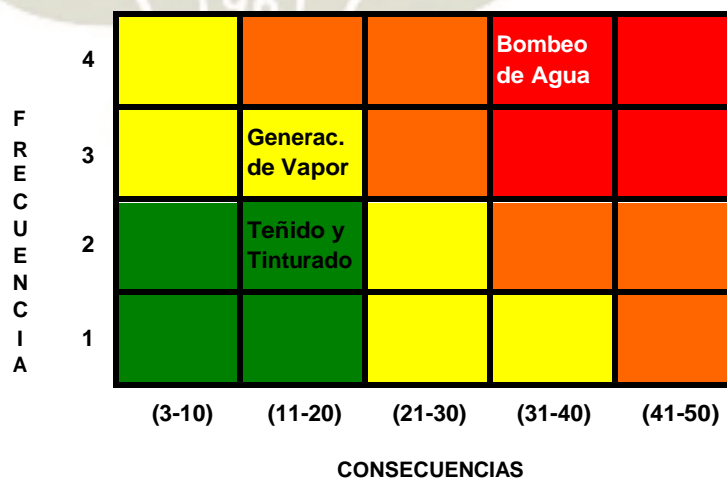
TABLA 7. EJEMPLO CRITICIDAD GENERAL

PROCESO	CONSECUENCIAS	FRECUENCIAS
Inserción del transformador	12	3
Limpieza y lavado	13	2
Pruebas eléctricas	44	4

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

El resultado de la matriz en consecuente son las opiniones y análisis de la tendencia de fallas por el equipo de trabajo es necesario, sino se obtiene datos históricos de los equipos y componentes de los subsistemas y sistemas del RCM.

FIGURA 2.6 EJEMPLO DE MATRIZ DE CRITICIDAD



Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

TABLA 8. EJEMPLO DE CRITICIDAD

PROCESO	CRITICIDAD
Inserción del transformador	Semi-crítico
Limpieza y lavado	No Crítico
Pruebas eléctricas	Muy Crítico

Fuente: MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín – Colombia, 2002

Dentro de este ejemplo de aplicación, el proceso de mayor criticidad resultó ser las pruebas de eléctricas.

CAPÍTULO 3

RCM DE LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ

3.1. ANÁLISIS DE EQUIPOS INSTALADOS

DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO DE LA SUBESTACIÓN

La S.E. San José se encuentra en cercanías de la Joya, provincia de Arequipa, departamento de Arequipa, a una altitud aproximada de 1400 msnm.



Figura 3.1 Ubicación S.E. San José (Referencia Internet)

3.1.1. Conexión al Sistema Interconectado Nacional

Para el suministro eléctrico del proyecto Ampliación Cerro Verde se cuenta con la subestación principal San Luis 220/34.5 kV, la cual será alimentada desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de la nueva S.E. San José mediante una línea de transmisión en 220 kV en doble terna de 28.48 km de longitud, la S.E. San José intercepta a la línea de transmisión existente L-5036 Ocoña – Montalvo 500kV, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

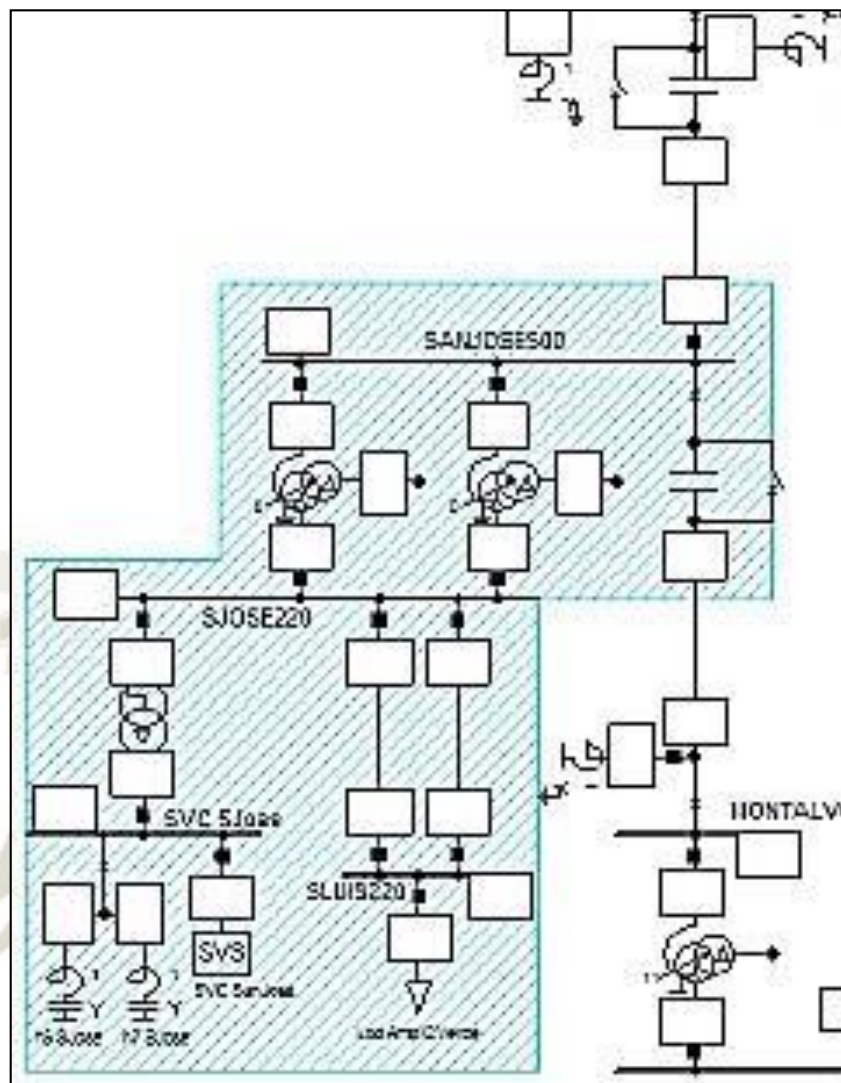


Figura 3.2. Distribución unifilar del SEIN – S.E. SAN José (ref. Abengoa)

Líneas de Transmisión en 500kV y 220kV

El proyecto comprende la construcción de una nueva S.E. San José 500/220kV, la cual seccionará la línea existente L-5036 Ocoña – Montalvo 500kV, la nueva subestación se ubicará a 138 km de la S.E. Ocoña y a 117 km de la S.E. Montalvo. Adicionalmente se construirá una línea de transmisión en doble terna, de 220kV entre las nuevas subestaciones San José y San Luis, con una longitud aproximada de 28.48 km y una capacidad de 600MW por terna.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión del proyecto:

Tabla 9. Especificaciones técnicas Líneas de transmisión 500 KV - SEIN

Línea de Transmisión		Código	kV	Capacidad	Longitud	R+	X+	R0	X0	B+	B0
Extremo 1	Extremo 2			(A)	Km	Ohm / Km	Ohm / Km	Ohm / Km	Ohm / Km	us/Km	us/Km
Chilca Nueva	Poroma	L-5032	500.0	970	357.76	0.02570	0.35100	0.30630	0.99710	4.74740	3.35870
Poroma	Ocoña	L-5034	500.0	970	276.60	0.02560	0.34510	0.36790	1.11990	4.81750	3.30810
Ocoña	San José	L-5036	500.0	970	138.00	0.02520	0.34310	0.34450	1.09580	4.85850	3.25740
San José	Montalvo	L-5037	500.0	970	117.00	0.02520	0.34310	0.34450	1.09580	4.85850	3.25740
San José	San Luis	L1	220.0	1574	28.48	0.07057	0.50514	0.27786	1.18741	3.30190	2.18586

* FUENTE Osinerming – COES (Unifilar actualizado)

3.1.2 Subestaciones Eléctricas

EL proyecto comprende las subestaciones descritas a continuación:

S.E. SAN JOSÉ 500/220/33kV

La barra de 500kV de la S.E. San José será diseñada y construida bajo la configuración de conexiones de barras dobles tipo interruptor y medio, mientras que la barra de 220kV será diseñada y construida bajo la configuración de conexiones de tipo doble barra con interruptor de acoplamiento.

Como se ha mencionado anteriormente esta subestación se ubicará entre las subestaciones Ocoña y Montalvo, interceptando la línea L-5036 Ocoña-Montalvo 500kV. El equipamiento previsto en esta subestación es el siguiente:

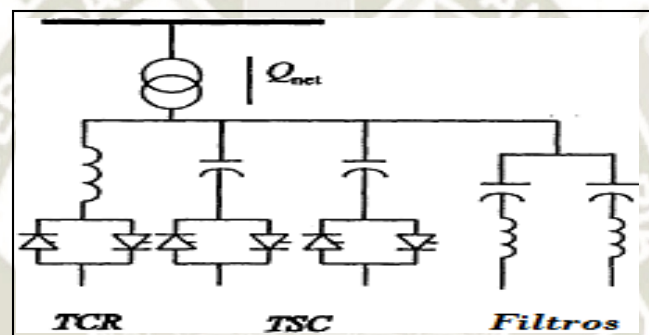
Lado de 500Kv

- Un sistema de barras en 500kV, configuración doble barra interruptor y medio
- Un diámetro completo para las líneas Ocoña – San José y San José – Montalvo
- Un diámetro completo para dos salidas a autotransformadores de potencia trifásicos
- Dos autotransformadores de potencia 500/220/33kV con las siguientes características:
 - Relación de transformación: 500/220±16x0.625%/33 kV (regulación bajo carga)
 - Potencia: 360/360/1 (ONAN), 480/480/1.34 (ONAF1), 600/600/1.67 (ONAF2)
 - Grupo de conexión: YNa0d1
- Un banco de compensación serie

Lado de 220kV

- Un sistemas de barras en 220kV, configuración doble barra con interruptor de acoplamiento
- Una bahía de acoplamiento de barras
- Dos bahías para la llegada de los autotransformadores de potencia trifásicos
- Dos bahías para la salida de la línea doble terna San José – San Luis
- Una bahía para la salida al transformador de potencia trifásico del SVC San José.
- En el lado de 33kV de cada autotransformador de potencia se instalará un transformador de servicios auxiliares de 500 kVA, 33/0.38kV.
- *SVC -105/+350 Mvar*

Figura 3.3. Diagrama unifilar de SVC – (Fuente internet)



El transformador de potencia tendrá las siguientes características:

- Relación de transformación: 220/23.6
- Potencia: 350 MVA
- Grupo de conexión: YNd11

Los filtros capacitivos (STF), TSC y TCR contarán con las siguientes características:

Tabla 10. Especificación técnica de un SVC

Filtro	STF 1	STF 2	TSC 1	TSC 2	TCR 1
Frecuencia de sintonización	291 Hz (n=4.85)	406.8 Hz (n=6.78)	240 Hz (n=4)	240 Hz (n=4)	-
L (mH)	1.04	1.41	2.80	2.80	21.4
C (uF)	288.2	108.7	157.2	157.2	-
Conexión	Y	Y	Delta	Delta	Delta

* Fuente de internet – SVC de la SE. SOCABAYA

S.E. SAN LUIS 220kV

La barra de 220kV de la S.E. San Luis será diseñada y construida bajo la configuración de conexiones de tipo doble barra con interruptor de acoplamiento.

Lado de 220kV

- Un sistemas de barras en 220kV, configuración doble barra con interruptor de acoplamiento
- Una bahía de acoplamiento de barras
- Dos bahías para la llegada de la línea doble terna San José – San Luis

Bancos de compensación serie

Antes del ingreso de la nueva S.E. San José los valores de los bancos de compensación serie de la línea de 500kV Chilca Nueva-Poroma-Ocoña-Montalvo eran:

Tabla 11. Impedancia líneas 500 kv sin BCS

Descripción	L-5032 (Poroma)	L-5034 (Ocoña)	L-5036 (Ocoña)
Corriente Nominal (A)	1155	1155	1155
Impedancia (ohm)	80.2	59.5	44.85
Capacitancia (uF)	33.07	44.58	59.14
Frecuencia	60	60	60

*Fuente Abengoa proyectos

Con el ingreso de la nueva S.E. San José los nuevos valores de los bancos de compensación serie de la línea de 500kV Chilca Nueva-Poroma-Ocoña-San José-Montalvo serán:

Tabla 12. Impedancia líneas 500 kv con BCS

Descripción	L-5032 (Poroma)	L-5034 (Ocoña)	L-5036 (Ocoña)	L-5037 (San José)
Corriente Nominal (A)	1155	1155	1155	1155
Impedancia (ohm)	80.2	59.5	29.9	25.4
Capacitancia (uF)	33.07	44.58	88.72	104.43
Frecuencia	60	60	60	60

*Fuente Abengoa proyectos

NOTA: Con el ingreso de la S.E. San José la codificación de las líneas se modifican de la siguiente manera: L-5036 (Ocoña - San José) y L-5037 (San José - Montalvo)

Requerimiento de Demanda del Proyecto Ampliación para la minera Cerro Verde

***(fuente de Abengoa)**

Para las simulaciones se ha considerado únicamente la carga de los servicios auxiliares del proyecto Ampliación Cerro Verde, la cual estará concentrada en la barra San Luis 220kV, con los siguientes valores:

Tabla 13. Potencia requerida 2015

REQUERIMIENTO DE POTENCIA DEL PROYECTO (MW)	
Año	Potencia (MW)
Año 2015	5.0

*Fuente Abengoa proyectos

En la S.E. San José se instalará un SVC -105/+350Mvar, la finalidad del SVC es mantener la tensión de la barra San José 220kV en 1.0 p.u.

La subestación de San José 500/220kV y la Línea de transmisión 220kV San José – San Luis, al Sistema Interconectado Nacional – SEIN a partir de Mayo del año 2015, en esta subestación se encuentra las líneas de trasmisión de 500 Kv que traen energía de la Subestación Ocoña y Puerto Bravo por las líneas de transmisión de L-5036 y L-5037 así mismo lleva energía a la subestación Montalvo mediante la línea L-5037 que es la parte de 500 kV que se encuentra distribuido del tipo interruptor y medio por medio de dos barras A y B, la parte de la subestación de 220 KV se encuentra conectada por medio de los autotransformadores de 600 MVA que se usan de conexión a la parte de 220 KV y son los que alimentan la planta concentradora más grande del país como lo es cerro verde la parte de la subestación de 220 KV tiene la conexión mediante dos barras A y B, así mismo está conectado al SVC mediante un banco de transformadores monofásicos los cuales son construidos únicamente como modelo para el SVC más rápido del país .

Sociedad Minera Cerro Verde - SMCV es una empresa dedicada a desarrollar actividades de exploración, explotación, extracción de cobre y demás actividades relacionadas al campo de la minería; cuyo asentamiento minero se encuentra ubicado a 30 km de la

ciudad de Arequipa, a una altitud de 2 700 msnm en los distritos de Uchumayo y Yarabamba, provincia de Arequipa, región Arequipa.

SMCV está planeando triplicar su extracción y procesamiento de mineral de sulfuros, un proyecto que se estima en \$4.5 millones de inversión, con un aumento proyectado de la producción anual, de aproximadamente 600 millones de libras de cobre en concentrados y 17 millones de libras de molibdeno.

Para atender este incremento de demanda, se ha construido nuevas instalaciones al interior y fuera de mina, para el suministro de potencia y energía, con el fin de atender de manera segura y confiable este nuevo requerimiento.

Dicho punto de suministro está ubicado en un punto intermedio de la LT 500kV Ocoña – Montalvo a cargo de la empresa Abengoa Transmisión Sur - ATS, entre las estructuras N° 275 y N° 278, cercana a la localidad de La Joya – Arequipa, donde se ha construido una nueva subestación denominada San José, del tipo exterior convencional con patio de llaves en 500kV y 220kV.

Así mismo la demanda que consume la cerro verde es prácticamente el 10 % de la demanda nacional es así que es muy importante que la conexión de esta subestación no se de manera inesperada teniendo siempre su respaldo en momentos de contingencia.

Ubicación de la S.E. San José

Se observa la ubicación geográfica de la S.E. San José en la costa Sur del Perú. La Tabla 1 muestra las coordenadas WGS del lote.

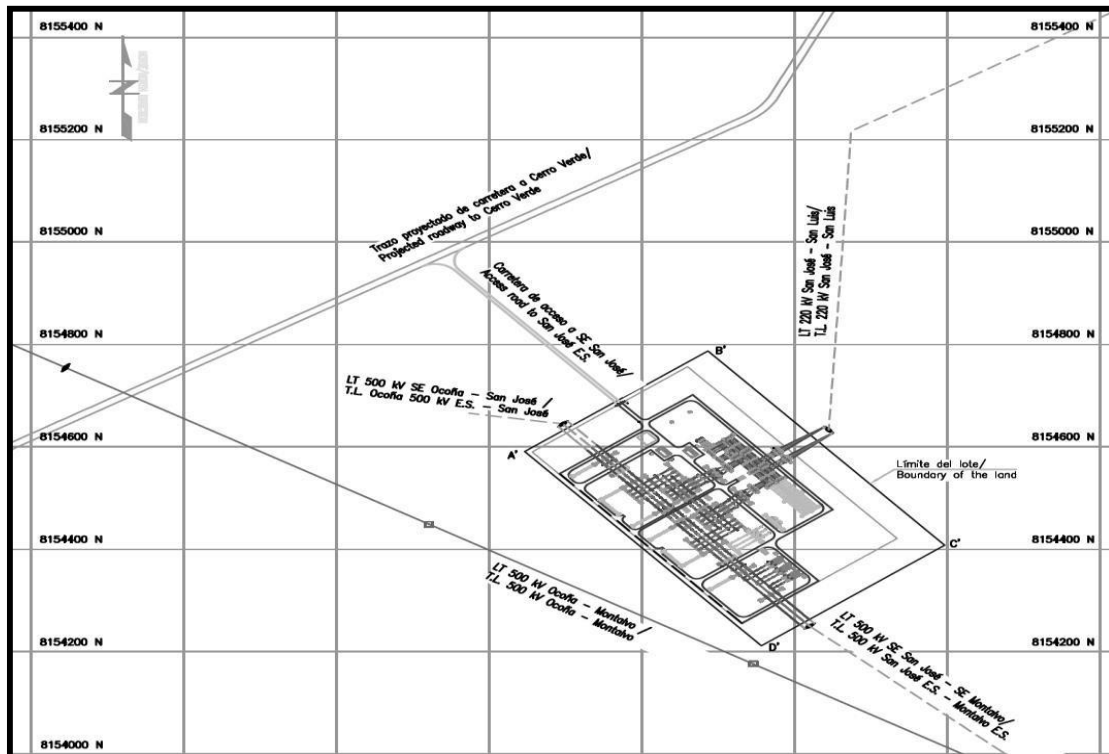


Figura3.4. Coordenadas de la S.E. San José

Tabla 14: Cuadro de Coordenadas UTM WGS-84

Vértice	Lado	Angulo Interno	Distancia	Este	Norte
A'	A'-B'	90°00'00''	310.00 m	200258.21	8154217.45
B'	B'-C'	90°00'00''	490.00 m	200498.11	8154413.78
C'	C'-D'	90°00'00''	310.00 m	200808.44	8154034.58
D'	D'-A'	90°00'00''	490.00 m	200568.54	8153838.25

Ubicación de la Líneas L-2071 y L-2072

En la figura 2 se observa la ubicación geográfica de las Líneas L-2071 y L-2072.

La Tabla 2 muestra las coordenadas de los vértices.

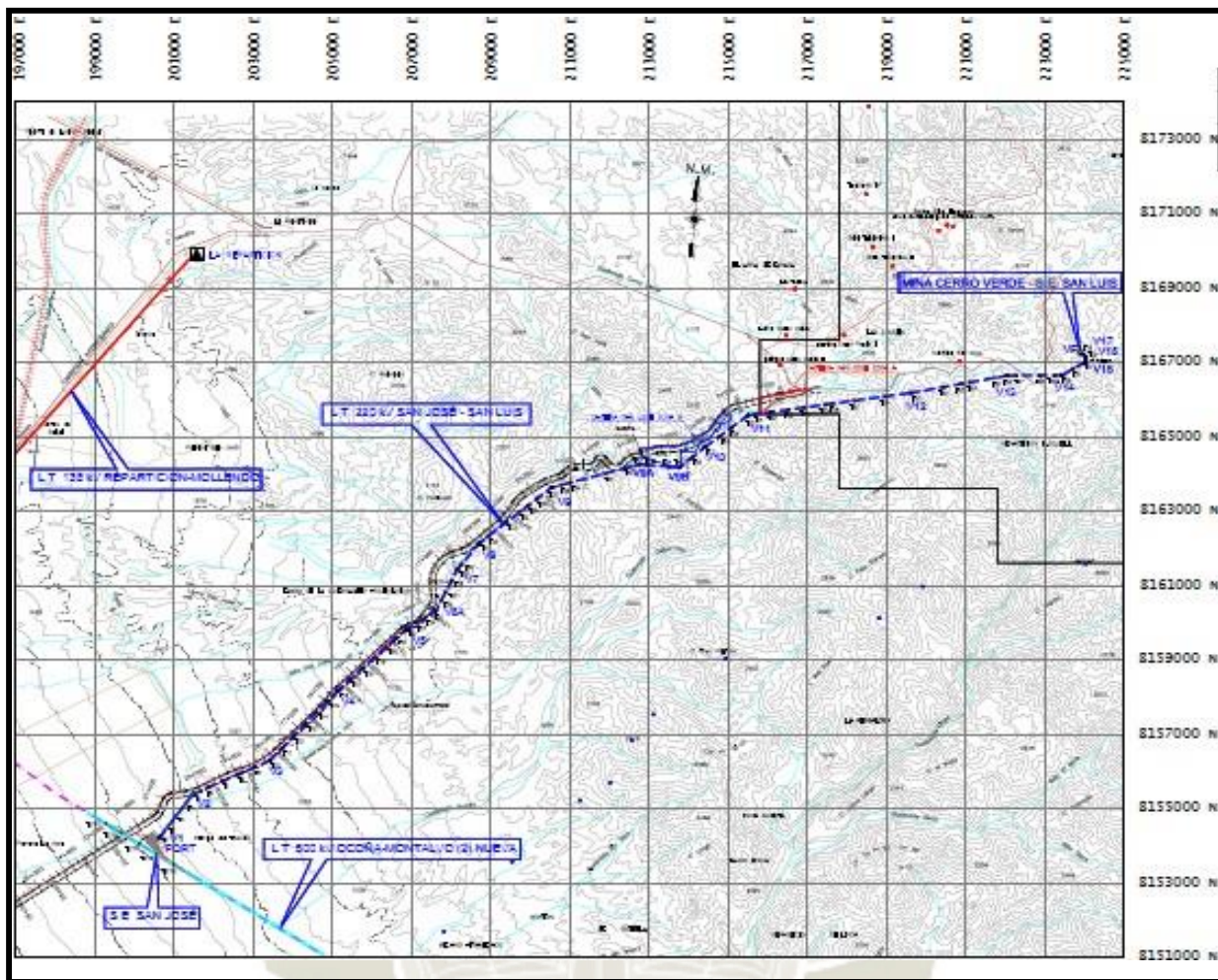


Figura 3.5: Trazo de ruta de las Líneas 500 kv y 220 kv

Tabla 15: Coordenadas de vértices

N° de Estructura	Tipo de estructura	Coordenadas UTM WGS-84		Vértice
		Este	Norte	
SE San José	Pórtico	200594.560	8154209.080	
1	DT2 -3	200654.130	8154259.230	V-1
5	DA2 +0	201493.053	8155414.637	V-2
10	DA2 +0	203433.622	8156318.398	V-3
16	DA2 -3	205146.367	8158193.160	V-4
22	DA2 -3	206864.254	8159845.693	V-5
25	DA2 +0	207619.165	8160327.221	V-6
29	DA2 -6	208169.505	8161458.870	V-7
31	DA2 -3	208715.923	8162153.737	V-8
37	DA2 +6	210551.720	8163654.163	V-9
43	DA2 -6	212772.898	8164278.381	V-9 ^a
45	DT2 +0	213784.167	8164190.112	V-9B
47	DA2 +0	214419.746	8164741.195	V-10
50	DA2 -6	215518.685	8165598.610	V-11
61	DT2 -6	219630.012	8166198.751	V-12
66	DA2 +0	222050.688	8166661.762	V-13
69	DA2 -3	223444.750	8166670.260	V-14
71	DT2 -6	224042.581	8167039.050	V-15
72	DT2 +0	224037.947	8167160.572	V-16
73	DT2 +0	223984.774	8167226.450	V-F
SE San Luis	Pórtico	223912.216	8167259.832	

Características eléctricas generales del proyecto

Tabla 16. Las características eléctricas del sistema

Descripción	Unidad	500 kV	220 kV
a) Tensión de operación del sistema	kV	500	220
b) Tensión máxima de operación	kV	550	242
c) Frecuencia asignada	Hz	60	60
d) Nivel de aislamiento:			
<ul style="list-style-type: none"> Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (LIWL) a la altura de la instalación 	kVp	1550	1050
<ul style="list-style-type: none"> Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra (SIWL) a la altura de la instalación 	kVp	1175	-
<ul style="list-style-type: none"> Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial, a la altura de la instalación 	kV	-	460
e) Puesta a tierra	Tipo	Solido	Solido
f) Corriente de corta duración admisible asignada:			
<ul style="list-style-type: none"> Para especificación de equipos 	kA	40	40
<ul style="list-style-type: none"> Para diseño de la instalación 	kA	2 x Ifalla calculada	2 x Ifalla calculada
g) Máxima duración admisible del cortocircuito			
<ul style="list-style-type: none"> Para especificación de equipos 	S	1	1
<ul style="list-style-type: none"> Para diseño de la instalación (protección de respaldo) 	ms	400	400

Descripción	Unidad	500 kV	220 kV
h) Distancia de fuga mínima	mm/kV	31	31
i) Campo eléctrico máximo a 1 m sobre el nivel de piso	kV/m	8.3	8.3
j) Identificación de fases		R,S,T	R,S,T

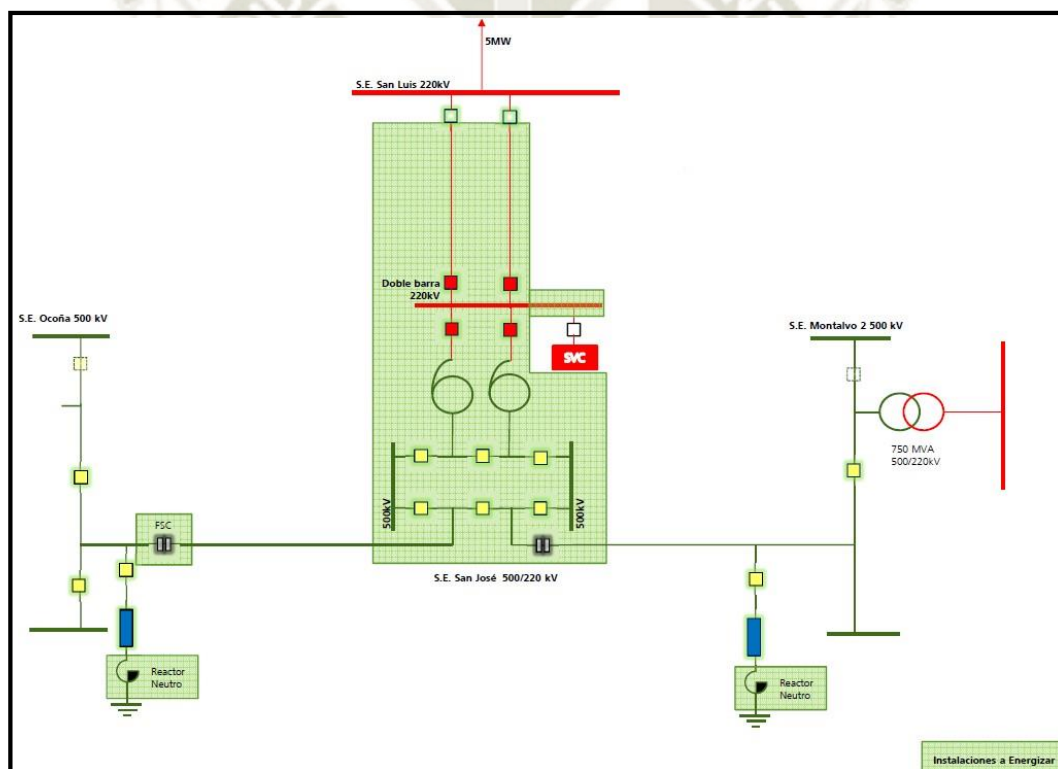
3.1.2.1. Descripción de las instalaciones

- Se ha considerado la construcción y equipamiento de las siguientes instalaciones, las cuales son alcance del presente estudio de operatividad:
- Subestación San José 500/220 kV para permitir la conexión de dos circuitos 220 kV. Línea de transmisión en 220kV, desde el S.E. San José hacia S.E. San Luis, en configuración doble terna, con capacidad de transmisión de 600MW por terna.
- Instalación de un BSC conectado a las barras 500 kV en S.E. San José.
- La subestación también cuenta con un SVC, el cual no será puesto en servicio con el presente estudio, sino con un estudio detallado de la mina que será desarrollado por Cerro Verde.
- Características de la S.E. San José
- La nueva subestación San José 500/220 kV está diseñada y construida bajo la siguiente configuración:
- Lado 500 kV con configuración interruptor y medio (1 ½)
- El lado 220 kV diseñado y construido bajo la configuración de conexiones de tipo doble barra con interruptor de acoplamiento.
- El patio de llaves de 500kV está diseñado bajo estándares IEC y está comprendido por un (01) diámetro completo para las salidas de la LT San José –Ocoña y LT San José –Montalvo y un (01) diámetro completo para las salidas de dos autotransformadores trifásicos y espacios previstos para un diámetro a futuro.
- El patio de llaves de 220kV está diseñado bajo estándares ANSI-IEEE y está comprendido por dos (02) salidas de transformador; dos (02) salidas de línea para

la LT hacía S.E. San Luis; una (01) bahía de acoplamiento de barras y espacios previstos para dos (02) salidas a futuro.

Figura 3.6: Esquema unifilar simplificado de Alcance de Operatividad

- La SE cuenta con Salas de Relés y Edificios de Control para albergar los tableros de control y protección, además de los tableros de comunicación y servicios auxiliares.
- Como resultado del Estudio de Pre-Operatividad del proyecto, se modificará la compensación serie de la LT Ocoña – Montalvo2, así como incluir en la S.E. San José un banco de compensación serie, dirección S.E. Montalvo.



Así mismo, se instalará un sistema de compensación reactiva tipo SVC en el lado de 220kV de la S.E. San José de 105 MVAR inductivos y 350 MVAR capacitivos cuya energización no forma parte del presente estudio de operatividad.

3.1.2.2. Transformadores:

- Dos (02) autotransformadores de potencia con conmutación bajo carga 500/220/33kV; 360/480/600MVA – ONAN/ONAN1/ONAN2; especificado bajo normas ANSI.

Patio 500 kV:

- 06 Interruptores de potencia tipo tanque vivo 500 kV; 2000 A; 1550kVp – LIWL; 1175kVp – SIWL; 40kA
- 04 Seccionadores de Barra tipo Pantógrafo 500 kV; 2000 A; 1550kVp – LIWL; 1175kVp – SIWL; 40kA
- 11 Seccionadores de Barra tipo rotación central 500 kV; 2000 A; 1550kVp – LIWL; 1175kVp – SIWL; 40kA
- 04 Seccionadores de Línea tipo rotación central con cuchilla de puesta a tierra 500 kV; 2000 A; 1550kVp – LIWL; 1175kVp – SIWL; 40kA
- 18 Transformadores de corriente 500 kV; 1000-2000/1/1/1/1/1 A; 4x30VA – 5P20; 2x30VA – cl 0,2; 1550kVp – LIWL; 1175kVp – SIWL; 40kA
- 14 Transformadores de tensión tipo capacitivo 500/√3:0,10/√3:0,10/√3 kV; 30VA – 3P; 30VA – cl 0,2; 1550kVp – LIWL; 1175kVp – SIWL.
- 12 Pararrayos 444 kV; Cl 5; 20kA

Patio 220 kV:

- 06 Interruptores de potencia tipo tanque muerto 220 kV; 3000 A; 1050kVp – LIWL; 40kA
- 15 Seccionadores de Barra tipo apertura vertical 220 kV; 2000 A; 1050kVp – LIWL; 40kA
- 02 Seccionadores de Línea tipo apertura vertical con cuchilla de puesta a tierra 220 kV; 2000 A; 1050kVp – LIWL; 40kA

- 17 Transformadores de tensión tipo inductivo $220/\sqrt{3}:0,10/\sqrt{3}:0,10/\sqrt{3}$ kV; 2x0,3-M; 1050kVp – LIWL
- 15 Pararrayos 192 kV; CI 3; 10kA

3.1.2.3. Sistema de control

El sistema de control de la subestación estará conformado por cuatro niveles de control con comunicaciones asociadas entre niveles:

- El Nivel 0 estará conformado por los mandos locales de los equipos de patio, es decir, los gabinetes de control de los equipos de maniobra;
- El Nivel 1 estará conformado por controladores de bahía, relés de protección, medidores y demás IED's, los que adquirirán los datos de campo del nivel 0 y suministrarán mediante comunicación la información al siguiente nivel de control.
- Nivel 2 estará conformado por el SCADA local propio de la subestación desde el cual se realizarán los mandos y se visualizarán los reportes, alarmas, eventos, etc. del sistema.
- Nivel 3 será el centro de control ubicado en Lima, desde el cual será operado el sistema eléctrico del proyecto.

3.1.2.4. Sistema de protección

Se implementarán los siguientes sistemas de protección:

- Protección de LT 500kV; protección primaria y secundaria (relé diferencial de línea).
- Protección de LT 220kV; protección primaria y secundaria (relé diferencial de línea).
- Protección de Autotransformador; protección primaria y secundaria (relé diferencial de transformador).

3.1.2.5. Sistema de comunicaciones

En el sistema de transmisión 500kV se mantendrá el esquema de comunicaciones previsto; fibra óptica y onda portadora.

Para el sistema de comunicaciones entre la S.E. San José y S.E. San Luis, se plantea el uso de cable OPGW – fibra óptica con terminales de fibra óptica a cada extremo de la línea.

Características de la Línea de transmisión 220kV San José – San Luis

Las características principales de la línea de transmisión S.E. San José – San Luis a 220 kV, son las siguientes:

- Nivel de tensión : 220 kV
- Capacidad en operación normal : 600 MW x terna
- Capacidad de diseño : 680 MVA x terna
- Tipo de estructuras :Estructuras Autosoportadas.
- Longitud aproximada : 28.48 km
- Número de ternas : dos (2)
- Conductores de línea : Haz de 2 subconductores
- Separación entre conductores : 457 mm

Las características principales de conductores de fase son las siguientes:

- Tipo de conductor : ACAR 1100 MCM
- Resistencia DC a 20°C : 0,0556 Ω /km
- Diámetro : 30,65 mm
- Tensión de rotura : 12,543 kg
- Peso unitario : 1,530 kg/km

Las características principales del cable de guarda son las siguientes:

- Tipo de conductor : OPGW

- Numero de cables de guarda OPGW: 2
- Numero de fibras ópticas 48
- Resistencia DC a 20°C : 0.564 ohm/km
- Diámetro : 14.0 mm
- Tensión de rotura : 11,388 kgf

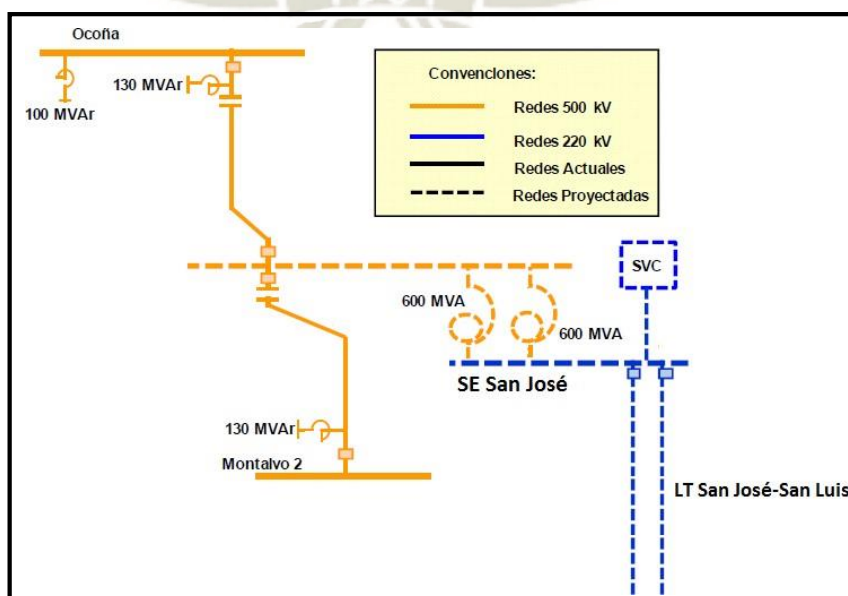
3.1.2.6. Estudios Eléctricos del Sistema proyectado

Para el presente estudio de operatividad, el cual contempla la energización de la SE San José y la LT 220kV San José – SE San Luis (Ver figura), se ha previsto considerar una carga máxima de 5MW en la barra de 220 kV de la S.E. San Luis, para realizar los análisis del sistema eléctrico involucrado en el presente estudio

Estudios de Estado Estacionario

Para las condiciones de demanda y generación establecidas para el año 2015, bajo condiciones de operación normal, el seccionamiento de la línea en 500 kV Ocoña-Montalvo en la subestación San José, no se tiene un impacto significativo sobre las condiciones de operación del sistema de transmisión en 500 kV, el perfil de tensiones en 500 kV se encuentran por debajo de la máxima tensión de servicio de los equipos instalados en el nivel de 500 kV ($V_m=550$ kV).

Cálculos de corto circuito - Figura 3.7. Potencia requeridas SEIN



Con la puesta en servicio de la nueva S.E. San José, mediante el seccionamiento de la línea en 500 kV Ocoña-Montalvo, no se producen grandes incrementos de corriente de falla en las subestaciones aledañas al proyecto, el mayor incremento se presenta en la S.E. Ocoña con un aumento máximo de 0.43kA. Con los niveles máximos de corriente de cortocircuito se verificó la saturación de los transformadores de corriente y la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia de la S.E. San José, encontrándose los valores dentro de lo permitido.

3.1.2.7. Estudio de Estabilidad Transitoria

De los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria se obtienen los siguientes tiempos críticos de despeje de falla.

Tabla 17. Estudio de estabilidad transitoria

Línea de Transmisión		Nivel de Tensión (kV)	Tiempo Crítico de Despeje de Falla CCT (ms)	
Envío	Recepción		Extremo Envío	Extremo Recepción
Ocoña	San José	500	600	460
San José	Montalvo	500	520	420
San José	San Luis	220	910	2950

Estudio de Transitorios

Las sobretensiones calculadas en el presente informe, se refieren específicamente a las que se originan por maniobras de los interruptores para cada uno de los tramos de la línea a 500 kV Ocoña – San José – Montalvo.

Las sobretensiones encontradas en las líneas en estudio no son perjudiciales para los equipos seleccionados, se espera una operación normal de las líneas ante las sobretensiones transitorias por maniobras de energización y recierres monofásicos y trifásicos. La sobretensión máxima encontrada no supera el 2.34 pu y corresponde a la energización de líneas con carga atrapada.

Bajo ninguna condición, para las maniobras de operación analizadas, se supera la capacidad máxima de disipación de energía de los pararrayos, de ahí que el pararrayos seleccionado es apropiado. La energía disipada en los pararrayos es menor al 20% de su capacidad mínima de disipación de energía garantizada

De los análisis de energización realizados se concluye que el uso de los relés de mando sincronizado en los autotransformadores de potencia prácticamente anulan las corrientes de inserción evitándose sobretensiones cada vez que se energicen estos equipos.

3.1.2.8. Estudio de Coordinación de Protecciones

El sistema de protección prevista para las nuevas instalaciones del proyecto: Línea de Transmisión 500 kV Ocoña – San José - Montalvo, cumple con los requisitos del COES para la conexión al SEIN y la tecnología de los relés asegura que se tendrá un sistema de protecciones que actúa bajo los principios básicos de rapidez, selectividad y confiabilidad ante eventos o perturbaciones que puedan ocurrir bajo diferentes condiciones de operación de la red sin afectar la integridad del SEIN

Los ajustes propuestos en este informe son válidos para la puesta en servicio integral del proyecto.



CAPÍTULO 4

4. DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

4.1 Equipos Instalados En Subestación San José.-

Son:

- AUTOTRASNFORMADORES
- SVC
- INTERRUPTORES
- SECCIONADORES
- TRANSFORMADORES DE TENSIÓN
- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
- BCS
- REACTORES
- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En la subestación de San José podemos obtener los siguientes equipos que forman parte del sistema integrado de gestión.

4.2 La subestación de san José tiene como partes principales:

4.2.1. Autotransformadores: De 600 MVA, El autotransformador puede ser considerado simultáneamente como un caso particular del transformador o del bobinado con núcleo de hierro. Tiene un solo bobinado arrollado sobre el núcleo, pero dispone de cuatro bornes, dos para cada circuito, y por ello presenta puntos en común con el transformador. En realidad, lo que conviene es estudiarlo independientemente, pero utilizando las leyes que ya vimos para los otros dos casos, pues así se simplifica notablemente el proceso teórico.

En la práctica se emplean los autotransformadores en algunos casos en los que presenta ventajas económicas, sea por su menor costo o su mayor eficiencia. Pero esos casos están limitados a ciertos valores de la relación de transformación. No obstante es tan común que se presente el uso de relaciones de transformación próximas a la unidad,

que corresponde dar a los autotransformadores la importancia que tienen, por haberla adquirido en la práctica de su gran difusión.

4.2.2. Transformador de medida – corriente :

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser $600 / 5$, $800 / 5$, $1000 / 5$. Los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

4.2.3. Transformador de medida – tensión capacitivo :

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

4.2.4. SVC DE 220 KV: Uno de los problemas habituales en ingeniería eléctrica resulta de la necesidad en introducir, bajo determinadas circunstancias, en la red elementos que controlen la potencia reactiva.

Una aplicación típica sería la de la corrección del factor de potencia de consumos, en la que se pone en paralelo con la carga un elemento que genere (o consuma) parte de la reactiva consumida (o generada) por la carga. De esta forma, el factor de potencia del conjunto formado por la carga más el elemento de compensación es mayor que el de la carga sola (ver Ilustración 1). Las ventajas de la compensación son:

- Aumento de la capacidad de transporte y dimensionado adecuado de la instalación, debido a la disminución en el valor eficaz de la intensidad consumida por el conjunto carga más equipo de compensación
- Reducción de las pérdidas
- Mantenimiento de la tensión, debido a la relación existente entre la reactiva y la tensión
- Ahorro en facturación, según la legislación española actual la compañía distribuidora puede aplicarle al cliente un recargo en la facturación si su consumo de reactiva supera unos determinados

4.2.5. BANCO DE COMPENSACIÓN SERIE: La compensación serie se emplea para disminuir la reactancia de transferencia de una línea eléctrica a la frecuencia de la red. La instalación de un condensador en serie genera energía reactiva, que de una forma auto regulada, compensa una parte de la reactancia de transferencia de la línea. Como resultado se obtiene un mejor funcionamiento del sistema de transporte gracias a:

- * Aumento de la estabilidad angular del corredor de potencia
- * Mejora de la estabilidad de la tensión del corredor
- * Optimización de la división de potencias entre circuitos paralelos

4.2.6. INTERRUPTOR DE POTENCIA: Un estudio encuentra al Interruptor de aislación SF₆ bueno para el medio ambiente. El gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) de aislamiento del interruptor de media tensión es menos dañino para el medio ambiente que los elementos asociados, las líneas de alta tensión y transformadores, de acuerdo a un estudio realizado en conjunto por compañías líderes de energía, incluyendo ABB.

ABB participó recientemente en un estudio de ciclo de vida de valoración (LCA, life cycle assessment) para adquirir datos medio ambientales sobre la distribución de energía de media tensión en Alemania.

4.2.7. SECCIONADORES DE POTENCIA: Un seccionador es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito eléctrico de su alimentación, garantizando visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico. El objetivo puede ser, por ejemplo, asegurar la seguridad de las personas que trabajen sobre la parte aislada del circuito eléctrico o bien eliminar una parte averiada para poder continuar el funcionamiento con el resto del circuito.

Un seccionador, a diferencia de un disyuntor o de un interruptor, no tiene mecanismo de supresión del arco eléctrico y por tanto carece de poder de corte. Es imperativo detener el funcionamiento del circuito con anterioridad para evitar una apertura en carga. En caso contrario, se pueden producir daños severos en el seccionador debidos al arco eléctrico.

4.2.8. LÍNEA DE TRANSMISIÓN:

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se emplazan subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados alta tensión, de 400 o de 500 kV.

Parte de la red de transporte de energía eléctrica son las llamadas líneas de transporte. Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión. Generalmente se dice que los conductores "tienen vida propia" debido a que están

sujetos a tracciones causadas por la combinación de agentes como el viento, la temperatura del conductor, la temperatura del viento, etc.

Existen una gran variedad de torres de transmisión como son conocidas, entre ellas las más importantes y más usadas son las torres de amarre, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones generadas por los elementos antes mencionados, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo/encima de una línea existente.

Existen también las llamadas torres de suspensión, las cuales no deben soportar peso alguno más que el del propio conductor. Este tipo de torres son usadas para llevar al conductor de un sitio a otro, tomando en cuenta que sea una línea recta, que no se encuentren cruces de líneas u obstáculos.

La capacidad de la línea de transmisión afecta al tamaño de estas estructuras principales. Por ejemplo, la estructura de la torre varía directamente según el voltaje requerido y la capacidad de la línea. Las torres pueden ser postes simples de madera para las líneas de transmisión pequeñas hasta 46 kilovoltios (kV). Se emplean estructuras de postes de madera en forma de H, para las líneas de 69 a 231 kV. Se utilizan estructuras de acero independientes, de circuito simple, para las líneas de 161 kV o más. Es posible tener líneas de transmisión de hasta 1.000 kV.

4.3 TAXONOMÍA SISTEMA ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN

SISTEMAS DE LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ		
ELÉCTRICO	AUTOTRANSFORMADOR	Devanado primario
		Devanado secundario
		Devanado terciario
		Bushing de alta baja y terciario
		Cuba
		Aislante –aceite
		radiadores

		Cambiador de taps
		Tablero de control
		Transformadores de corriente
		Ventiladores
		TEC-CALISTO
		TP – Sistema contraincendios
		Protecciones propias
		Filtros de oltc
		Silicagel
		Soporte
		Bobinas de choque
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	Devanado secundario
		Núcleos
		Devanado primario
		Aislante mineral
		Soporte
		Borneras
		Estructura metálica
	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	Devanado secundario
		Núcleos
		Devanado primario
		Aislante mineral
		Soporte
		Borneras
		Onda portadora
		Reductor de tensión
	SVC	Reactores
		Inductores
		Filtros
		Seccionadores
		Sala de tiristores

		Sala de bombas
		Sala de control
		Hdmi
	BCS	Gap
		Plataforma
		Seccionadores
		Baristores
		Capacitores
		Transformadores de corriente
		Sala de control
		Fibra de potencia
		seccionadores
		Interruptor
	INTERRUPTOR DE POTENCIA	Tablero de control
		Cámaras de contacto
		Gas SF6
		Aislador
		Bobinas de apertura y cierre
		Resorte
		Nanómetro
		Motor
	SECCIONADOR DE POTENCIA	Soporte
		Contactos principales
		Contactos secundarios
		Motor
		Aisladores
Soporte		
Caja de mando		
Disipadores de pre-arco		
Varillaje		
Seccionadores de tierra		

Línea de transmisión	Calibraciones
	Conductores por fase
	Aisladores
	Torres de anclaje
	Torres de suspensión
	Pórtico de salida
	Pórtico de llegada
	contrapesos
	Cable de guarda
	Pararrayos
	Cable de fibra

Tabla 18. Taxonomía del sistema eléctrico

Clasificación sistemática según la norma se presenta a continuación:

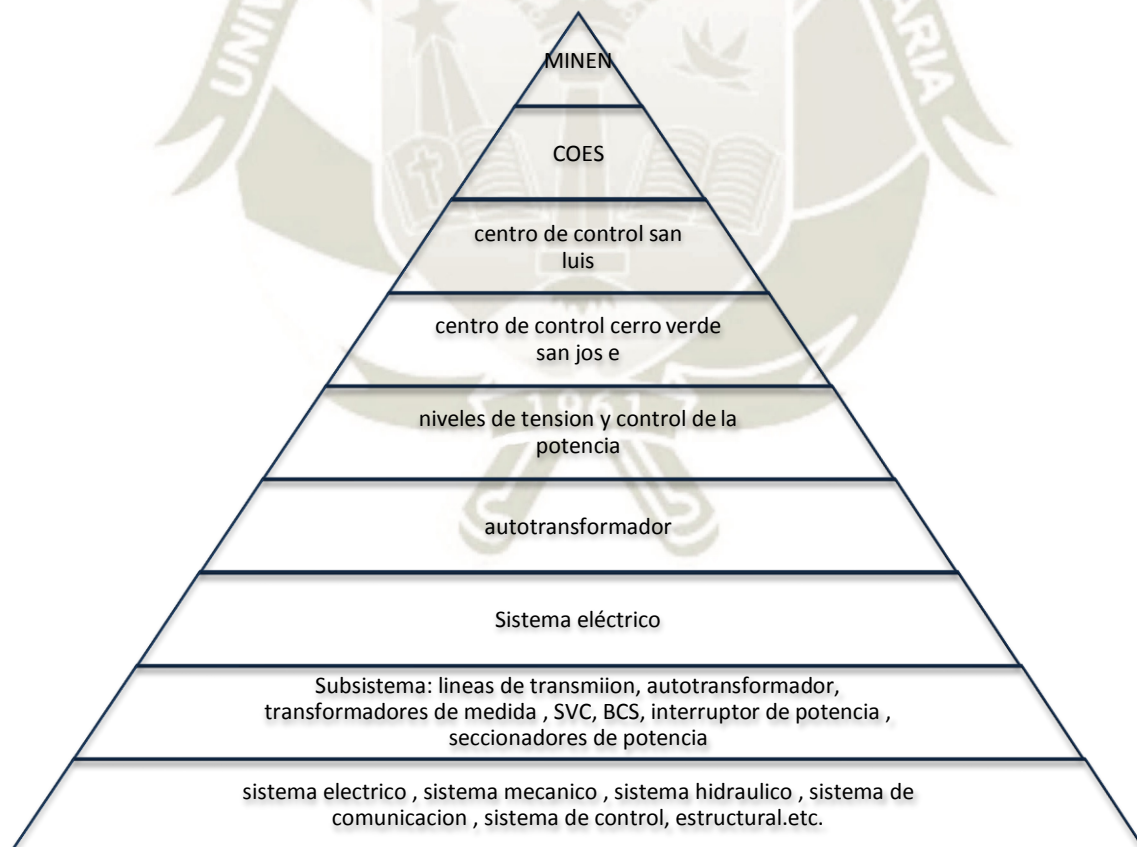


Figura 4.1. Taxonomía de sistema eléctrico de S.E. San José

4.4 Función primaria de la Subestación

La subestación San José sirve como suministro para alimentar a la más grande carga del sistema peruano además se encarga de estabilizar la tensión del sistema interconectado nacional.

4.5 Funciones secundarias

4.5.1. Ecología

Nivel cero de emisiones degradantes para el medio ambiente, con la segregación de residuos en la subestación.

4.5.2. Seguridad y medio ambiente.-

La seguridad esta evaluada del ámbito eléctrico ya que esta energía no es visible así que por las cantidades de flujo de potencia que se transmite es necesario poner límites y fronteras que indiquen las distancias de seguridad para las personas que laboran o tienen contacto con la parte activa de los equipos, además que la seguridad se ve implementada por los cursos y capacitaciones que recibe el personal al trabajar en esta instalación.

Evolución del sistema eléctrico del torno para la seguridad del operador en la conexión de la bancada y sistemas periféricos a la puesta a tierra no superando los 30 ma. Asi mismo que la malla a tierra está según norma menor a 20 ohmios para evitar los peligros como tensión de toque y tensión de paso.

4.5.3. Control.-

Permitir regulación de la velocidad de Giro a un máximo de 1720 rpm como giro del proceso y control del sistema auxiliar para un adecuado trabajo de mecanizado.

4.5.4. Apariencia.-

Permitir realizar un adecuado mantenimiento del sistema eléctrico con un orden de etiquetado, prensado y peinado de los cables con señalización del tablero de control.

4.6 . Calculo de frecuencias y fallos

El cálculo de frecuencias y fallos de los equipos principales involucrados en las diferentes etapas de los subsistemas ya definidos, se basan en los criterios y

cuantificaciones expuestas, pero con la adaptación, a la realidad de la empresa empacadora. Los criterios definitivos que fueron considerados para el análisis previo, fueron revisados y analizados por los técnicos y el gerente de mantenimiento.

4.6.1 Análisis de criticidad

Equipos identificados en la S.E. SAN JOSE que provee de energía a la nueva concentradora C2 de la minera Cerro verde.

- Autotransformador de potencia de 600 MVA
- SVC DE 220 KV
- Transformador de medida (corriente)
- Transformador de medida (tensión capacitivo)
- Seccionadores de potencia.
- Interruptores de potencia
- Líneas de transmisión
- BCS

Recurrencia De Eventos De Falla

- 3 Muy malo (mayor a 3 fallas/año)
- 2 Malo (de 1 a 2 fallas/año)
- 1 Bueno (0 fallas /año)

Impacto Operacional

- 10 Parada inmediata de todo el ciclo productivo
- 8 Parada parcial de la nueva concentradora
- 6 Impacta en el desempeño de la producción
- 4 Repercute en costos operacionales del sistema interconectado nacional
- 2 No genera efecto sobre la operación y producción

Impacto en seguridad, medio ambiente e higiene

- 10 Afecta la seguridad de la persona humana – trabajador u operador
- 8 Afecta el medio ambiente causando daños severos
- 6 Provoca daños parciales a las instalaciones
- 4 Bajo impacto ambiental
- 2 Provoca impactos mínimos en el medio ambiente

- 0 No produce nada a la persona humana u operador

Costo de mantenimiento correctivo

- 15 Mayor a 100 mil dólares
- 10 Mayor a 50 mil dólares
- 5 Mayor a 10 mil dólares

Flexibilidad operacional

- 10 No existe opción de reemplazo operacional
- 8 No existe repuesto
- 6 Hay opción de repuesto
- 4 Repuesto disponible
- 2 Existe respaldo

4.6.2. Cálculo de la Criticidad

Una vez realizado el análisis de las frecuencias de fallas y sus consecuencias, el cálculo de la criticidad de cada proceso se lo efectúa en base a la siguiente fórmula:

Criticidad Total=Frecuencia*Consecuencia

$$Criticidad_Total = Frecuencia * [(Impacto_Operacional * Flexibilidad) + Costo_Mtto. + Impacto_SAH]$$

Análisis de criticidad en base a los pesos de las fallas de los equipos en el S.E. San José, para obtener el equipo más crítico del sistema y del S.E. San José. Para la operación de la nueva concentradora C2 de la minera Cerro Verde.

	Equipos identificados	POSIBLES FALLAS					Consec	Total	Ranking
		FE	IO	FO	CM	ISHA			
1	Autotransformador de 600 MVA	2	8	2	15	10	41	82	C
2	Transformador de medida (corriente)	2	4	2	5	6	19	38	SC
3	Transformador de medida (tensión capacitivo)	2	4	2	5	6	19	38	SC
4	SVC DE 220 KV	1	2	10	10	2	32	32	SC
5	BCS	1	2	10	10	2	32	32	SC
6	Interruptores de potencia	2	2	2	5	4	13	26	NC
7	Seccionadores de potencia.	1	2	2	5	2	11	11	NC
8	Líneas de transmisión	1	2	2	5	2	11	11	NC

Tabla 19. Análisis de criticidad – posibles fallas. Elaboración propia ¹

1- elaboración personal

FE = Recurrencia de Evento

IO = Impacto operacional

FO = Flexibilidad Operacional

CM = Costo de Mantenimiento

ISHA = Impacto Seguridad, Higiene, Ambiente

Total = FExConsec.

Consec = (IOxFO) + CM + ISHA

FRECUENCIA	4	No Critico	Semi Critico	Critico	Critico	Critico
	3	No Critico	No Critico	Semi Critico	Critico	Critico
	2	No Critico	No Critico	No Critico	Semi Critico	Semi Critico
	1	No Critico	No Critico	No Critico	No Critico	No Critico
		5	10	15	20	25
CONSECUENCIA						

Tabla 20. Niveles de criticidad. Elaboración propia. ²

- C = Nivel crítico de 60 a mas
- SC = Nivel semicritico de 30 a 59
- NC = Nivel no critico de 0 a 29

Tabla N°21 Análisis de criticidad de la subestación

Análisis de criticidad de la subestación San José									
Ítem	Sistema	FE	IO	FO	CM	ISHA	Consec	Total	Ranking
1	Sistema eléctrico	4	10	2	2	8	30	120	C
2	Sistema mecánico	3	10	1	1	6	17	51	SC
3	Estructural	3	4	2	1	2	12	33	SC
4	Sistema hidráulico	3	6	1	1	4	11	33	SC
5	Sistema de comunicación	3	10	1	2	4	16	48	SC
6	Sistema de control	3	4	2	1	2	13	33	SC

4.6.3. Conclusión de la criticidad del equipo.

En conclusión se tiene como equipo más crítico el autotransformador de 600 mva de la s.e. San José y se procederá a realizar un análisis si en caso pudiera fallar ya que desde su energización tiene 1 falla de más de 38 días fuera de servicio.

a. FMEA MODIFICADO – aplicación

Fallas aplicables al Autotransformador de Potencia 600 MVA

Tabla 22- FMEA – Fallas

Ítem	Subsistema	Evento	Modo	Frecuencia (año)	Impacto (\$)	Pérdida total (\$)
1	ATXF-001	Falla de operación	Derrame de aceite	2	45000	90000
2	ATXF-001	Falla de operación	Sobretensión	3	10000	30000
3	ATXF-001	Falla de operación	Corto entre espiras	1	250000	250000
4	ATXF-001	Falla de operación	Falla a tierra	1	100000	100000
5	ATXF-001	Falla de operación	Falla en los bushing	1	80000	80000
6	ATXF-001	Falla de operación	Descargas parciales	2	40000	80000
7	ATXF-001	Falla de operación	Fallas en el devanado terciario	2	120000	240000
8	ATXF-001	Falla de operación	Falla de aislamiento	2	400000	800000
9	ATXF-001	Falla de operación	Falla en el conmutador	1	150000	150000

Tabla 22. Modos de falla. Elaboración propia ³

Extensión de los datos para mayor análisis de las fallas que puedan producirse en el autotransformador de potencia de la S.E. San José.

Item	Subsistema	Evento	Modo	Frecu (año)	T (Hs)	Mano obra (\$)	Repuestos (\$)	Costo por parada(\$)
1	ATXF-001	Falla de operación	Derrame de aceite	2	200	50000	80000	respaldo
2	ATXF-001	Falla de operación	Sobretensión	3	100	10000	12000	respaldo
3	ATXF-001	Falla de operación	Corto entre espiras	1	500	150000	120000	respaldo
4	ATXF-001	Falla de operación	Falla a tierra	1	250	80000	40000	respaldo
5	ATXF-001	Falla de operación	Falla en los bushing	1	800	140000	120000	respaldo
6	ATXF-001	Falla de operación	Descargas parciales	2	120	30000	15000	respaldo
7	ATXF-001	Falla de operación	Fallas en el devanado terciario	2	800	250000	300000	respaldo
8	ATXF-001	Falla de operación	Falla de aislamiento	2	500	180000	250000	respaldo
9	ATXF-001	Falla de operación	Falla en el conmutador	1	400	210000	320000	respaldo

Tabla 23. Modos de falla extendida. Elaboración propia.⁴

Se identifica las fallas por el impacto económico que van a teniendo como factores la mano de obra, los repuestos y la falla.

3- 4- elaboración personal

N	Subsistema	Evento	Modo	Frecuencia (5 años)	Tiempo (Hs)	Mano de obra (\$)	Repuestos (\$)	C x P (\$)	C. x FALLA (\$)	C. TOTAL \$
7	ATXF-001	Falla de operación	Fallas en el devanado terciario	2	95	22000	31000	-	53000	5035000
8	ATXF-001	Falla de operación	Falla de aislamiento	2	80	15000	30000	-	45000	3600000
3	ATXF-001	Falla de operación	Corto entre espiras	1	80	8000	22500	-	30500	2440000
5	ATXF-001	Falla de operación	Falla en los bushing	1	90	12000	15000	-	27000	2430000
9	ATXF-001	Falla de operación	Falla en el conmutador	1	80	8000	8000	-	16000	1280000
1	ATXF-001	Falla de operación	Derrame de aceite	2	60	1800	8000	-	9800	588000
2	ATXF-001	Falla de operación	Sobre temperatura	3	70	3000	5000	-	8000	560000
4	ATXF-001	Falla de operación	Falla a tierra	1	30	2500	5000	-	7500	225000
6	ATXF-001	Falla de operación	Descargas parciales	2	25	3000	4000	-	7000	175000

Tabla 24. Modos de falla –costo total. Elaboración propia.⁵

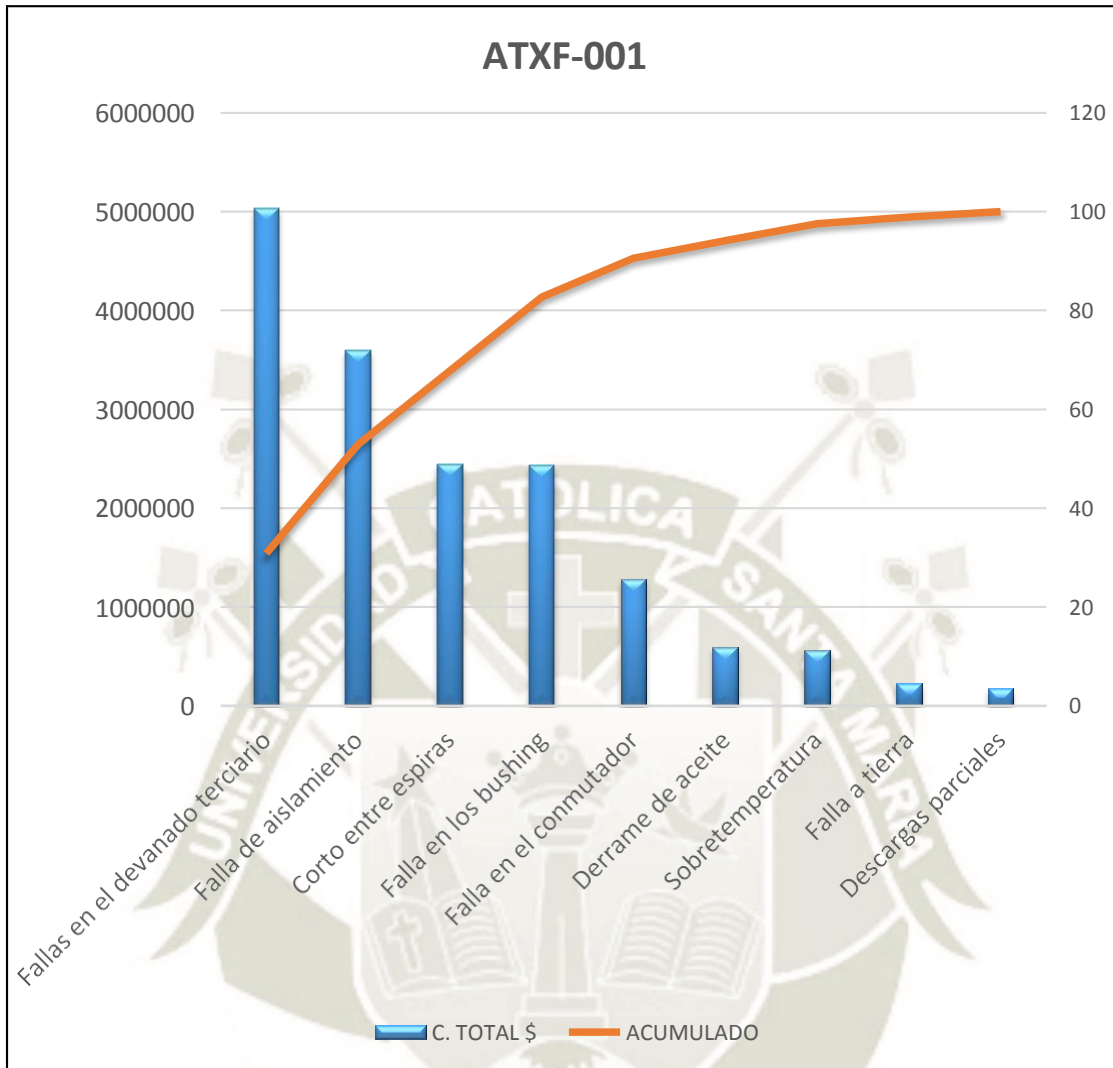
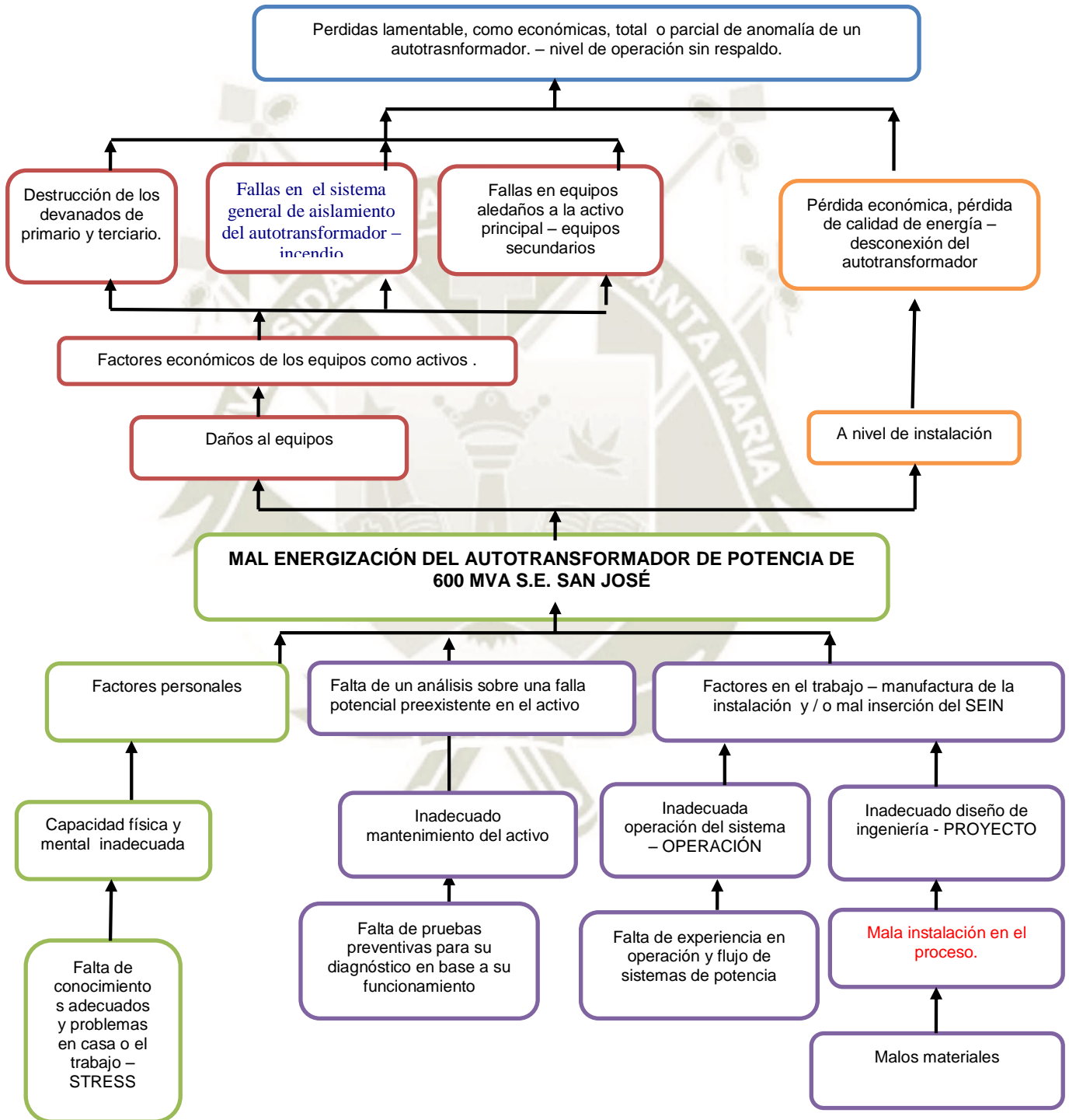


Fig. 3. Diagrama de Pareto

5- elaboración personal

a. **ÁRBOL DE FALLAS Y MODOS DE FALLA**



b. Fallas funcionales

La falla funcional total es la de dejar de transmitir la energía eléctrica hacia la planta concentradora SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE.

Las fallas funcionales parciales son las siguientes:

- El interruptor puede disparar e interrumpir la energía hacia una línea de transmisión como son la línea 2071 o la línea 2072
- El seccionador puede aperturarse e interrumpir la energía hacia una línea de transmisión como son la línea 2071 o la línea 2072
- El transformadores de tensión puede mandar una mala señal hacia el relé provocando que este apertura por equivocación.
- El transformadores de corriente puede mandar una mala señal hacia el relé provocando que este apertura por equivocación.
- Que el SVC se detenga y produzca una caída de tensión en la línea que a la vez se vea reflejado hacia el sistema.
- Que el BCS produzca una falla en la línea que a la larga produzca y se vea reflejado en los autotransformadores y se corte la energía.
- Que las líneas de transmisión salgan fuera de servicio por fallas externas al sistema y produzcan un desbalance de energía en la subestación.
- Que el centro de control realice una mala maniobra y provoque el corte de suministro hacia la minera cerro verde.
- El centro de control COES produzca una mala maniobra en el sistema y corte la energía a la minera Cerro Verde.
- Las empresas aledañas tengan el infortunio de realizar maniobras en centros de generación como lo es puerto bravo una produzca una mala maniobra en el sistema y corte la energía a la minera Cerro Verde.

c. Rutinas De Mantenimiento

Diariamente

- Mediante el sistema SCADA se puede verificar las presiones
- Mediante el sistema TEC se puede verificar los gases producidos en línea

- Mediante el sistema SCADA se puede verificar la temperatura de devanados y temperatura de Aceite

Semanalmente

- Verificación de tendencias de temperatura de devanados
- Verificación de tendencias de temperaturas de aceite
- Verificación de tendencias de gases cromatograficos
- Verificación de nivel de aceite
- Verificación de nivel de nitrógeno

Mensualmente

- Verificación de tendencias de temperatura de devanados
- Verificación de tendencias de temperaturas de aceite
- Verificación de tendencias de gases cromatograficos
- Verificación de nivel de aceite
- Verificación de nivel de nitrógeno
- Revisión de fugas de aceite
- Inspección de válvulas de aceite
- Verificación de bombas de aceite del conmutador
- Inspección de maniobras hechas por el conmutador
- Verificación de válvulas del TP (Transformer protector)
- Inspección y verificación de cambios en el conmutador

Anualmente

- Pruebas de protecciones propias
- Limpieza de bushing
- Limpieza de cuba y conexiones
- Verificación de válvulas
- Pruebas de inspección en las válvulas del transformer protector
- Verificación en disparos de protecciones propias

Establecimiento de las Frecuencias de Mantenimiento Según los Recursos Propios o Externos y/o las Recomendaciones de los Fabricantes. Determinación de las Recurrencias de Mantenimiento Preventivo y los Programas de Inspecciones (Predictivo)

Una vez definidas, en el punto anterior, las rutinas de mantenimiento de los equipos críticos sugeridas por los manuales de los fabricantes, ahora es necesario confirmar si aún son aplicables dadas las condiciones actuales de los equipos y los mantenimientos que se les ha dado a lo largo de su vida útil, o si habrá que incluir más actividades de control o ajustar las frecuencias de mantenimiento para así lograr un buen funcionamiento de los mismos y garantizar el proceso productivo constante en la empresa.

El establecimiento de las frecuencias de mantenimiento, ya sea la sugerida por los manuales o por los recursos propios y/o externos a la empresa, se realizarán analizando los siguientes criterios:

- **Situación actual de los equipos.-** Si los equipos críticos determinados se encuentran operativos y con las condiciones originales o de fabricación, entonces sí es aplicable todavía mantener las frecuencias de mantenimiento sugeridas por los manuales de los fabricantes.

Condiciones de operación.- Si los equipos fueron adquiridos nuevos, si aún conservan sus elementos de control de operación (Horómetros, tacómetros, etc.) y si su instalación fue en un área de trabajo recomendada por los fabricantes, entonces sí es aplicable mantener las frecuencias de mantenimiento sugeridas por los manuales de los fabricantes.

- **Historial de mantenimientos realizados.-** Una vez que fueron adquiridos los equipos y han sido respetadas las condiciones de operación, es necesario saber si los técnicos de la empresa han seguido de manera correcta (procedimientos de mantenimiento) y repetitiva las frecuencias de mantenimiento sugeridas por los fabricantes y además que se mantenga un registro confiable (en papel o digital) de los mismos.
- **Modificaciones o adaptaciones efectuadas.-** Hay que verificar si los equipos a lo largo de su operación en la empresa, no han sufrido

modificaciones en alguno de sus componentes, ya que de ser así el cronograma de mantenimientos recomendados por los fabricantes se verá adelantado o retrasado en su frecuencia según sea el caso.

Si alguno de los criterios expuestos en los párrafos anteriores no se lo ha llevado correctamente o se lo ha ignorado, es necesario ajustar los mantenimientos sobre la base de la experiencia de los técnicos responsables (recursos propios), pero considerando las frecuencias originales de los fabricantes a manera de guía y, tratando además de incluir las recomendaciones de empresas que brinden servicios de detección de posibles fallas en base a mediciones (mediciones de temperatura, vibración, análisis de calidad de lubricantes, entre otros).

En el **Anexo** están detalladas de manera general las frecuencias de mantenimiento que se van a establecer para los equipos críticos que intervienen directamente en el proceso que han sido seleccionados para el presente trabajo, actividades de mantenimiento que divididas en 4 grupos principales que son:

- **Inspección.-** Las actividades de inspección son parte importante dentro del Plan de Mantenimiento, ya que ayudan a determinar el estado de las edificaciones, instalaciones y equipos que conforman los diferentes sistemas, y porque además permiten definir las actividades necesarias para prevenir desperfectos en los mismos que ocasionen paros imprevistos y por ende la paralización de la línea de proceso de la empresa.
- **Limpieza.-** Dadas las condiciones de humedad y salinidad en la planta, es necesario efectuar una buena limpieza de todos aquellos equipos y componentes que estén en contacto directo o indirecto con el producto, ya que de no hacerlo, la vida útil de los mismos será menor y presentarán fallas constantes en su operación diaria afecta de manera directa a los procesos productivos.
- **Reemplazo.-** Esta actividad va muy de la mano de las recomendaciones de los fabricantes y especialmente de las inspecciones realizadas por el personal de mantenimiento, ya que muchas veces los elementos comienzan a presentar mal funcionamiento antes de lo previsto debido a mala manipulación de los operarios, variaciones de voltaje o por las condiciones de funcionamiento de los equipos, lo cual aceleran los procesos de desgaste normal de partes o piezas, que

deben ser reemplazadas para evitar daños mayores o paradas generales en los procesos productivos.

- **Mantenimiento General.-** El Mantenimiento General Periódico es parte importante del cualquier Plan de Mantenimiento, aquí se incluyen actividades de limpieza, verificación, ajustes, reemplazos, pintado, etc. Este tipo de mantenimientos generalmente se realizan con periodicidad anual como mínimo. Lo recomendable es además basarse en los procesos de mantenimiento preventivo programado y aleatorio (inspecciones) para adelantar o retrasar las actividades programadas de mantenimiento general.



CONCLUSIONES

Primero.- La operatividad del sistema interconectado nacional se ve enlazado en el grado de mantenibilidad de los equipos instalados en las subestaciones y los equipos están directamente ligados a la confiabilidad del sistema, como conclusión general se tiene que el autotransformador de 600 MVA es el equipo más crítico de la subestación en cuanto a mantenimiento y operación del sistema interconectado, con resultado Crítico de 30 % en consecuencia y 120 en Criticidad, según la evaluación la metodología aplicada debería cambiarse realizar un mantenimiento predictivo dos veces al año (semestralmente) se viene realizando anualmente y un mantenimiento preventivo cada tres años (se vienen realizando cada 2 años). **Con esto se mejora a 95 % la confiabilidad** del sistema SEIN y la demanda a SMCV.

Segundo.- Según el estudio de investigación de RCM aplicado a la subestación de San José 500 KV, se logra obtener como resultados que el equipo más crítico de la subestación es el autotransformador DE 600 MVA. Según el RCM el sistema eléctrico es el sistema más crítico, este Activo es el más depreciable por su lucro cesante a raíz del costo de su mantenimiento correctivo, aumentamos la confiabilidad disminuyendo la criticidad del equipo más vulnerable que vendría a ser el Autotransformador de potencia.

Tercero.- La evaluación del mantenimiento predictivo es satisfactorio además cuenta con una evaluación online que es proceso de evaluación en tiempo real, así mismo existen variedad de técnicas para realizar la evaluación del activo.

Cuarto.- El transformador de potencia tiene un tiempo de vida el cual se ve encausando por el mantenimiento, la carga y las energizaciones, etc. El tiempo de vida útil se ve afectado en el periodo de mantenimiento no se tiene un estándar aplicado por el tiempo de vida útil, se debe realizar el mantenimiento correctivo en base a los resultados del RCM.

Quinto.- El tiempo de operación se ve directamente ligado a la confiabilidad del sistema eléctrico y a sus niveles superiores,

RECOMENDACIONES

Primero.- Si bien se realiza con la anticipación necesaria el mantenimiento preventivo es recomendable realizar el mantenimiento con todas las pruebas que se requiere y se necesita para el diagnóstico adecuado y las condiciones adecuadas además se debe tener en cuenta que cada vez que se realiza el mantenimiento preventivo se ejerce una cierta maniobrabilidad en los contactos del transformador que se ven fatigados, se recomienda la mínima actuación de los mismos.

Segundo.- Si bien se tiene como el activo más crítico al autotransformador de potencia se debe también tener en cuenta a los otros equipos que forman parte del circuito y más allá del mantenimiento que se puede generar al autotransformador se debe hacer extensivo al patio de llaves en general.

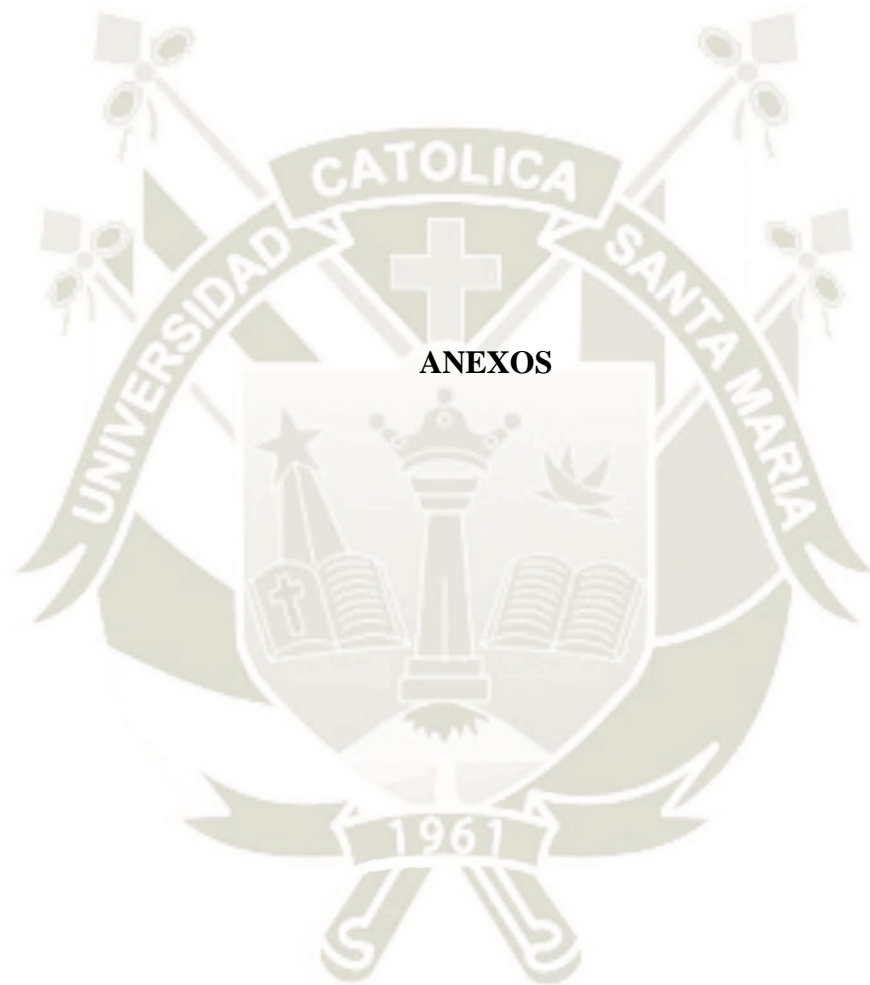
Tercero.- El mantenimiento predictivo si bien es un arma muy relevante y necesaria ahora en día para los mantenimientos de equipos de patio también se puede implementar el mantenimiento proactivo que se ve implementado en las inspecciones realizadas a los equipos de la subestación, también se puede cronogramar este tipo de mantenimientos para hacerlos metódicos y eficientes.

Cuarto.- Es recomendable que se tenga siempre presente que las fallas de los mantenimientos se dan y es prescindible tener presente los repuestos de los mismos al alcance de cualquier imprevisto, repuestos que sean accesibles y en cantidades aceptables.

Quinto.- También se debe tener presente que la confiabilidad se da por los equipos más pequeños que son los que controlan los mandos y operaciones y controles de los activos más preciados de la Subestación.

Bibliografía

1. Abengoa proyectos – proyectos 2015 – CVPUE – SMCV y líneas de transmisión
2. <http://www.rcm-industrial.com/mantenimiento-a-subestaciones-electricas/>
3. Instalaciones de equipos de subestaciones – y montaje de estructuras
ABENGOA proyectos – Omega OPS
4. Mantenimiento RCM de instalaciones eléctricas – Fernando Fernández
Álvarez 2005
5. Mantenimiento centrado en la práctica. Pedro silva Ardilla 2009
6. MORA GUTIÉRREZ LUIS ALBERTO, Material proporcionado en Seminario de
MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, Medellín –
Colombia, 2002
7. Moubray Jhon, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Biddies LTd Gran
Bretaña 2004
8. RCM – Mantenimiento centrado en la confiabilidad - John Moubray.
9. RCM – Mantenimiento centrado en la confiabilidad II- John Moubray.
10. Reliability Centered maintenance – William Lopez M.
11. TPM dictada para la Carrera de Ingeniería Industrial - UNI
12. www.abengoaproyectos.com
13. www.rcm2-soporte.com
14. www.rcm-confiabilidad.com.ar
15. www.sae.org




ANEXO 1

INFORME TÉCNICO VALORES DE PROGRAMACIÓN

DE LOS AVR EN LOS

AUTOTRANSFORMADORES DE 600 MVA HYSOSUNG



Rev.	Descripción	Fecha	Ejec.	Rev.	Apr.
0	Emisión original	2015-09-29	MSM		MAV
Sistema de Transmisión a Mina Cerro Verde					
 Cerro Verde					
ABENGOA PERU		Título: Informe Técnico Valores de programación de los AVR en los autotransformadores de 600 MVA Hyosung			
		Informe N°: K121-AB-MD-10-024		Revisión 0	
		Responsable Técnico: MSM		Página 1 de 4	

ABENGOA PERU	Informe Técnico	Página 2 de 4
	Valores de programación de los AVR en los autotransformadores de 600 MVA Hyosung K121-AB-MD-10-024 Rev: 0	

Tabla de contenido

1. Objetivo	3
2. Antecedentes	3
3. Conclusiones	¡Error! Marcador no definido.




ABENGOA PERU	Informe Técnico	Página 3 de 4
	Valores de programación de los AVR en los autotransformadores de 600 MVA Hyosung K121-AB-MD-10-024 Rev: 0	

1. Objetivo


El objetivo del presente informe es mostrar lo valores que fueron colocados en los AVR de los Autotransformadores Hyosung.

2. Antecedentes

Los valores mostrados en las Tablas a continuación, corresponden a valores que han sido entregados por el proveedor Hyosung. Dichos valores son valores Estándar para dichos equipos AVR.

		AVR SETTING TABLE (TYPE : TAPCON 230 expert)				sheet
					1 / 1	
TR Specification : 3Ph 500/220/33KV 600MVA				Serial No. : H1804916_0011		
AVR No.	1397148	CT Ratio	2500/5A	PT Ratio	220kV/110V	
No.	Function	Setting Range	Setting Value	Remark		
1	Normset	ON/ OFF	OFF			
2	Desired Voltage Level 1	85 ~ 140v	110 V			
3	Primary voltage	PT Primary voltage	220KV			
4	Secondary voltage	PT Secondary voltage	110V			
5	Desired Voltage Level 1		110V			
6	Desired Voltage Level 2		110V			
7	Desired Voltage Level 3		110V			
8	Active Desired Voltage Level		DVL1			
9	Bandwidth	0.5% ~ 9%	0.62%			
10	Delay TIME T1	0s ~ 180s	100 s			
11	Characteristics T1	LINEAR / INTEGRAL	T1 LINEAR			
12	Activation T2	ON/ OFF	T2 OFF			
13	Delay TIME T2		10 s			
14	Undervoltage U < %		90%			
15	Delay TIME U<		10 s			
16	Blocking Undervoltage U<	ON/ OFF	ON			
17	V < velow 30V	ON/ OFF	OFF			
18	Oversvoltage U > %	101% ~ 130%	110%			
19	Blocking Oversvoltage U > %	ON/ OFF	ON			
20	Overcurrent I > %	50% ~ 210%	111%			
21	Blocking Overcurrent	ON/ OFF	ON			
22	Undercurrent I > %		0%			
23	Blocking Undercurrent I <	ON/ OFF	OFF			
24	Neg Active Power Block	ON/ OFF	OFF			
25	Primary voltage	PT Primary voltage	220KV			
26	Secondary voltage	PT Secondary voltage	110V			
27	Primary Current	AVR Currennt	2500A			
28	CT Terminal	-25.0 ~ 25.0v	Unknown			
29	Meas Transformer Circuit		+90 3PH			
30	Display KV/V		V			
31	Display %/A		%			
32	Parallel Control Enable	ON/ OFF	OFF			
33	Tap Pos Indication		Linea Potencia			
34	Analog Val Tap Pos Min & MAX		MIN:0%,MAX:100%			
35	Tap Position LowerValue		1			
36	Tap Position Upper Value		33			
37	Blocking Lower Tap		1			
38	Blocking Upper Tap		33			
39	Tap Pos Limit Bock Mode		Directional			

ABENGOA PERU	Informe Técnico	Página 4 de 4
	Valores de programación de los AVR en los autotransformadores de 600 MVA Hyosung K121-AB-MD-10-024 Rev: 0	

		AVR SETTING TABLE (TYPE : TAPCON 230 expert)		sheet 1 / 1	
TR Specification : 3Ph 500/220/33KV 600MVA			Serial No. : H1804916_0021		
AVR No.	1397149	CT Ratio	2500/5A	PT Ratio	220kV/110V
No.	Function	Setting Range	Setting Value	Remark	
1	Normset	ON/ OFF	OFF		
2	Desired Voltage Level 1	85 ~ 140v	110 V		
3	Primary voltage	PT Primary voltage	220KV		
4	Secondary voltage	PT Secondary voltage	110V		
5	Desired Voltage Level 1		110V		
6	Desired Voltage Level 2		110V		
7	Desired Voltage Level 3		110V		
8	Active Desired Voltage Level		DVL1		
9	Bandwidth	0.5% ~ 9%	0.62%		
10	Delay TIME T1	0s ~ 180s	100 s		
11	Characteristics T1	LINEAR / INTEGRAL	T1 LINEAR		
12	Activation T2	ON/ OFF	T2 OFF		
13	Delay TIME T2		10 s		
14	Undervoltage U < %		90%		
15	Delay TIME U<		10 s		
16	Blocking Undervoltage U<	ON/ OFF	ON		
17	V < velow 30V	ON/ OFF	OFF		
18	Overvoltage U > %	101% ~ 130%	110%		
19	Blocking Overvoltage U > %	ON/ OFF	ON		
20	Overcurrent I > %	50% ~ 210%	111%		
21	Blocking Overcurrent	ON/ OFF	ON		
22	Undercurrent I > %		0%		
23	Blocking Undercurrent I <	ON/ OFF	OFF		
24	Neg Active Power Block	ON/ OFF	OFF		
25	Primary voltage	PT Primary voltage	220KV		
26	Secondary voltage	PT Secondary voltage	110V		
27	Primary Current	AVR Currennt	2500A		
28	CT Terminal	-25.0 ~ 25.0v	Unknown		
29	Meas Transformer Circuit		+90 3PH		
30	Display KV/V		V		
31	Display %/A		%		
32	Parallel Control Enable	ON/ OFF	OFF		
33	Tap Pos Indication		Linea Potencia		
34	Analog Val Tap Pos Min & MAX		MIN:0%,MAX:100%		
35	Tap Position LowerValue		1		
36	Tap Position Upper Value		33		
37	Blocking Lower Tap		1		
38	Blocking Upper Tap		33		
39	Tap Pos Limit Bock Mode		Directional		

Adicionalmente se indica que todos los valores fueron ingresados en coordinación con personal de Hyosung.

ANEXO 2

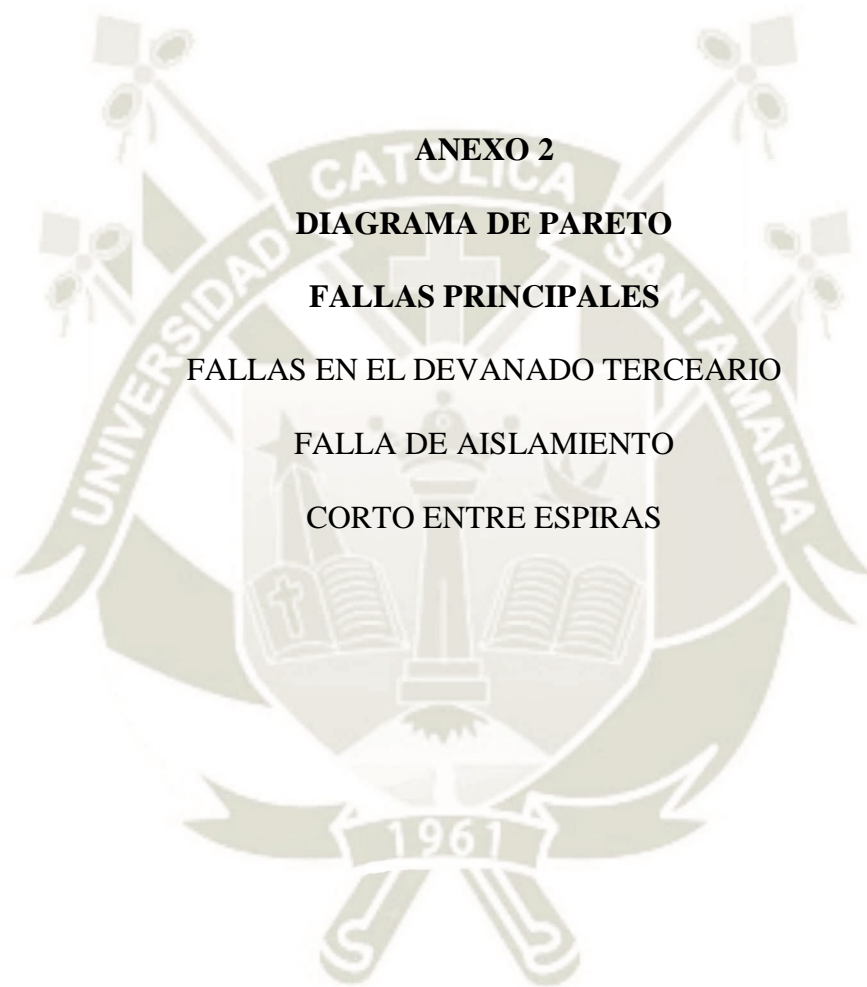
DIAGRAMA DE PARETO

FALLAS PRINCIPALES

FALLAS EN EL DEVANADO TERCEARIO

FALLA DE AISLAMIENTO

CORTO ENTRE ESPIRAS



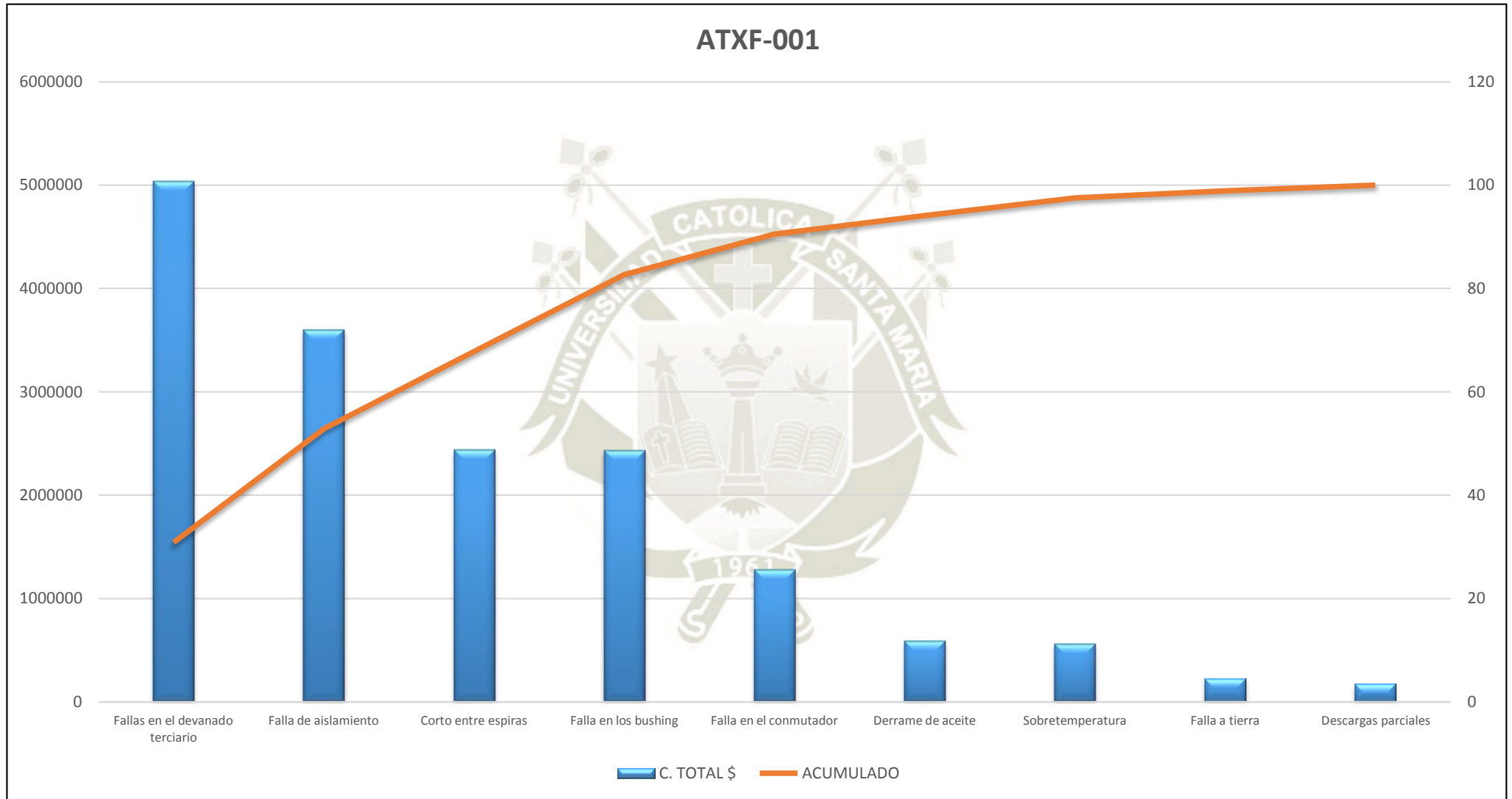
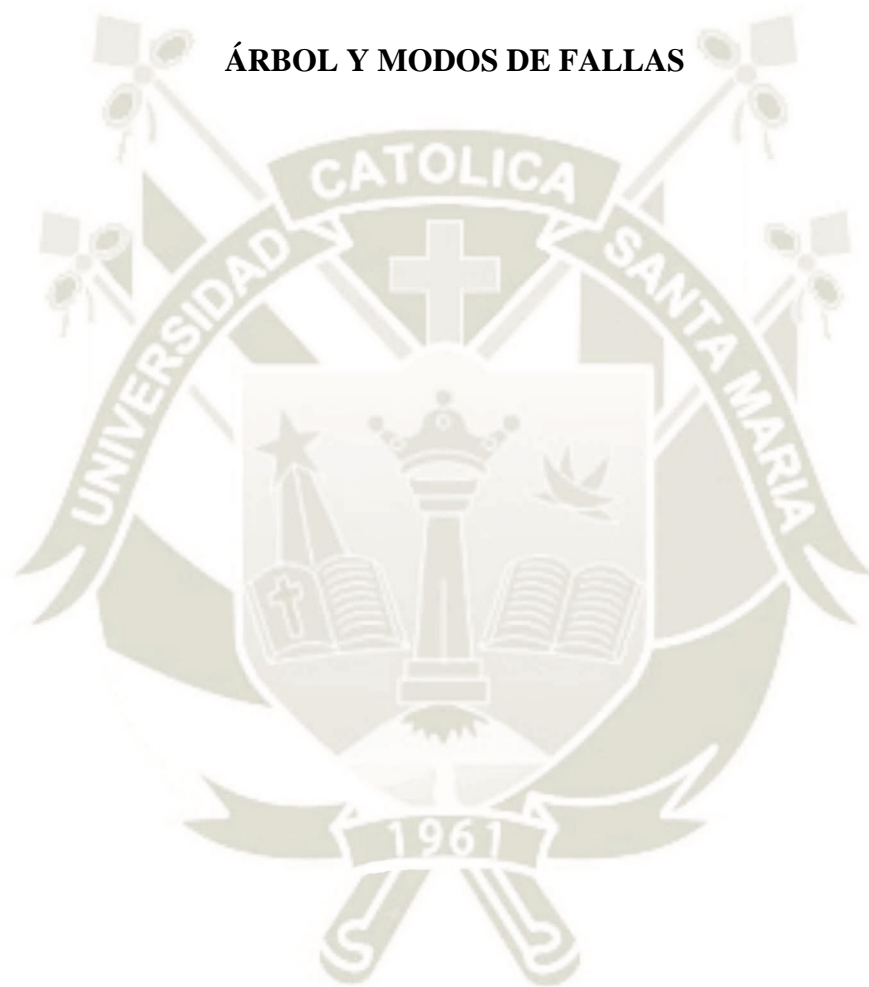


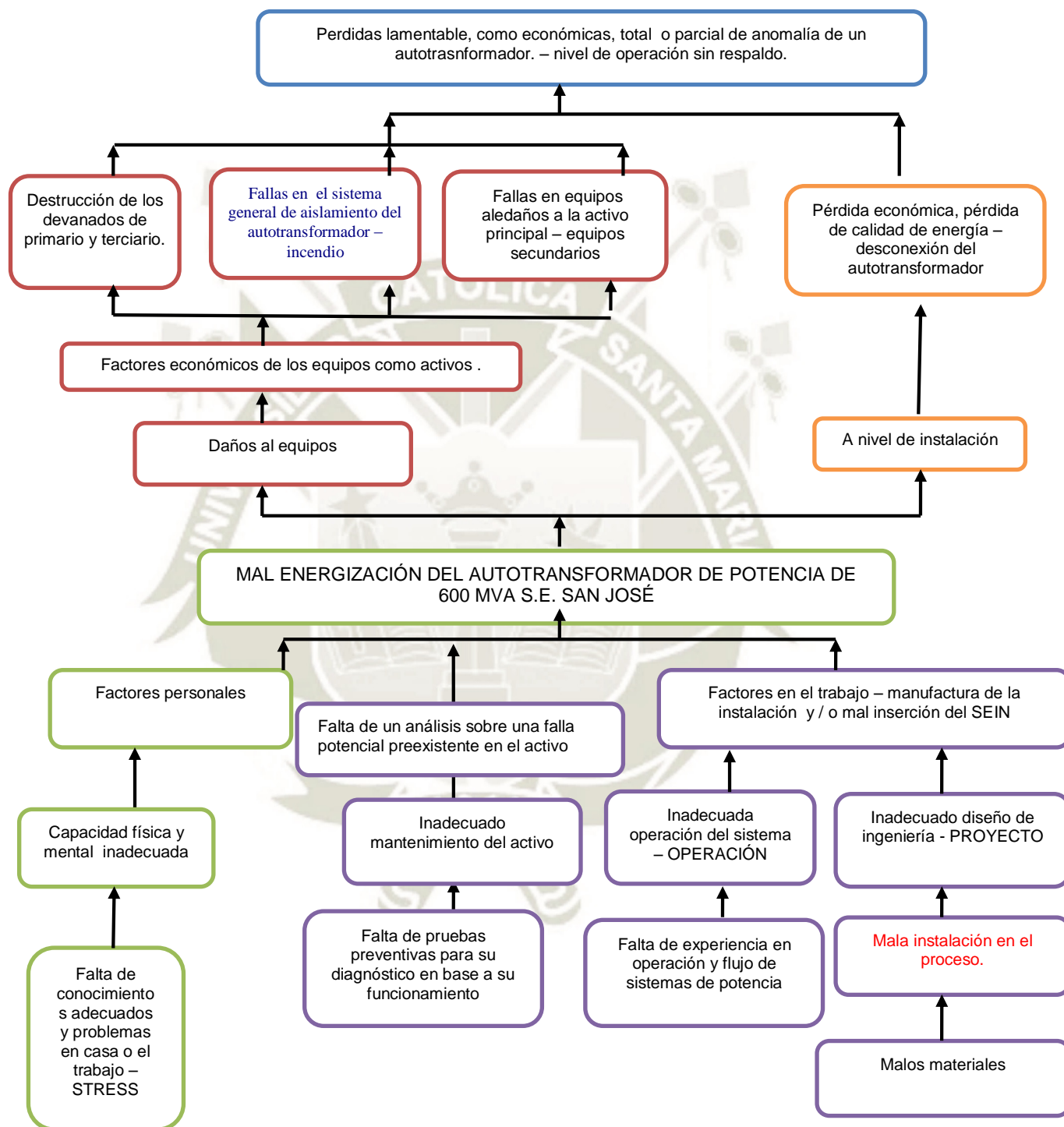
DIAGRAMA DE PARETO (AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA)

ANEXO 3

ÁRBOL Y MODOS DE FALLAS



ÁRBOL DE FALLAS Y MODOS DE FALLA



ANEXO 4

FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO



FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO

Diariamente

- Mediante el sistema SCADA se puede verificar las presiones
- Mediante el sistema TEC se puede verificar los gases producidos en línea
- Mediante el sistema SCADA se puede verificar la temperatura de devanados y temperatura de Aceite

Semanalmente

- Verificación de tendencias de temperatura de devanados
- Verificación de tendencias de temperaturas de aceite
- Verificación de tendencias de gases cromatograficos
- Verificación de nivel de aceite
- Verificación de nivel de nitrógeno

Mensualmente

- Verificación de tendencias de temperatura de devanados
- Verificación de tendencias de temperaturas de aceite
- Verificación de tendencias de gases cromatograficos
- Verificación de nivel de aceite
- Verificación de nivel de nitrógeno
- Revisión de fugas de aceite
- Inspección de válvulas de aceite
- Verificación de bombas de aceite del conmutador
- Inspección de maniobras hechas por el conmutador
- Verificación de válvulas del TP (Transformer protector)
- Inspección y verificación de cambios en el conmutador

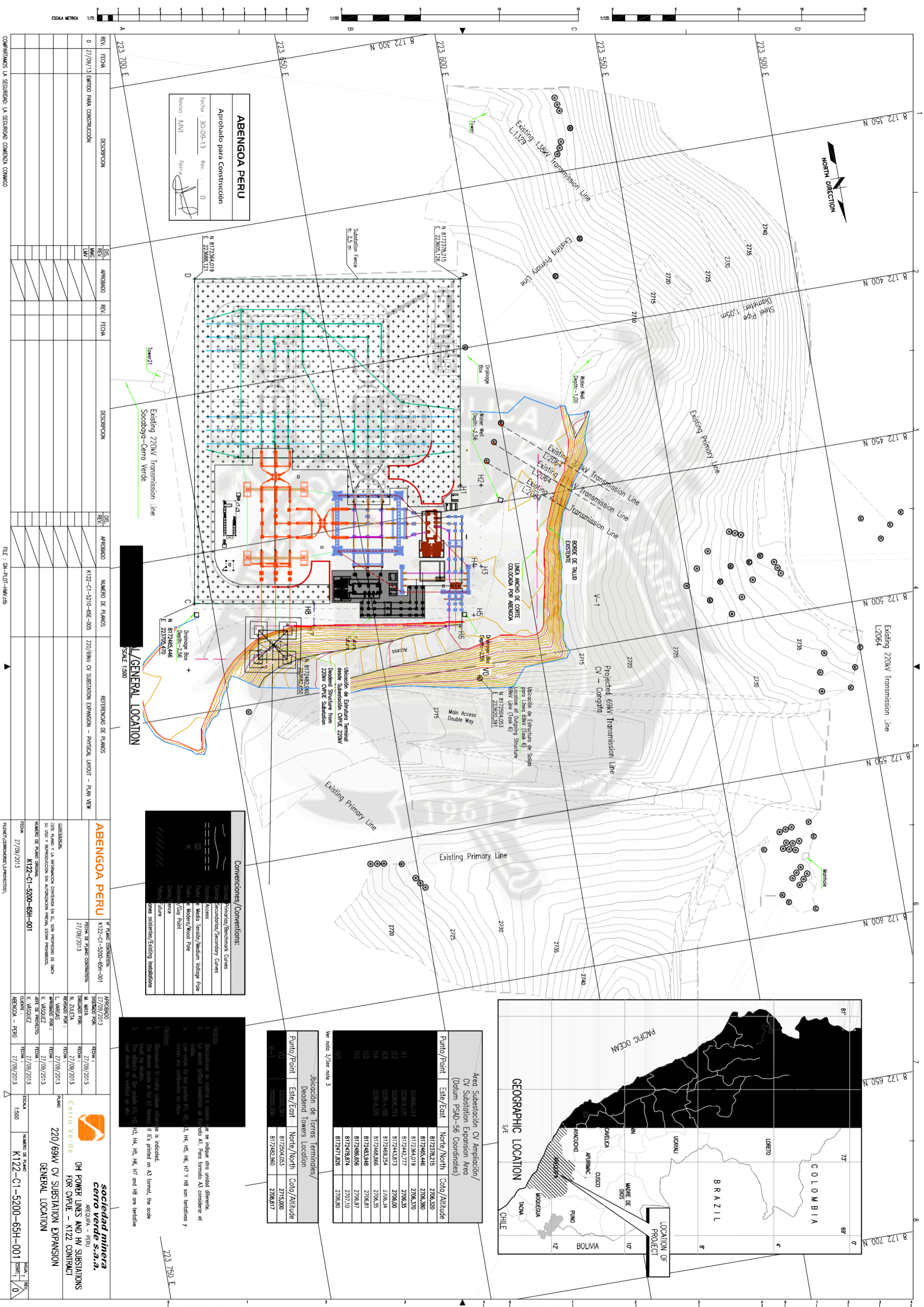
Anualmente

- Pruebas de protecciones propias
- Limpieza de bushing
- Limpieza de cuba y conexiones
- Verificación de válvulas
- Pruebas de inspección en las válvulas del transformer protector
- Verificación en disparos de protecciones propias

ANEXO 5

PLANOS DE REFERENCIA





ABENGOA PERU
 Aprobado para Construcción
 Fecha: 30-09-13 Rev: 0
 Reviso: MVI Firmo: [Signature]

REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO REV.	FECHA	DESCRIPCION	DIS. REV.	APROBADO REV.	FECHA	DESCRIPCION	REFERENCIAS DE PLANOS
0	27/09/13	EMITIDO PARA CONSTRUCCION	LMV								

NO.	FECHA	DESCRIPCION	REVISOR	APROBADO
1	27/09/2013	REVISOR	MVI	
2	27/09/2013	REVISOR	MVI	
3	27/09/2013	REVISOR	MVI	
4	27/09/2013	REVISOR	MVI	
5	27/09/2013	REVISOR	MVI	
6	27/09/2013	REVISOR	MVI	
7	27/09/2013	REVISOR	MVI	
8	27/09/2013	REVISOR	MVI	
9	27/09/2013	REVISOR	MVI	
10	27/09/2013	REVISOR	MVI	
11	27/09/2013	REVISOR	MVI	
12	27/09/2013	REVISOR	MVI	
13	27/09/2013	REVISOR	MVI	
14	27/09/2013	REVISOR	MVI	
15	27/09/2013	REVISOR	MVI	
16	27/09/2013	REVISOR	MVI	
17	27/09/2013	REVISOR	MVI	
18	27/09/2013	REVISOR	MVI	
19	27/09/2013	REVISOR	MVI	
20	27/09/2013	REVISOR	MVI	

NO.	FECHA	DESCRIPCION	REVISOR	APROBADO
1	27/09/2013	REVISOR	MVI	
2	27/09/2013	REVISOR	MVI	
3	27/09/2013	REVISOR	MVI	
4	27/09/2013	REVISOR	MVI	
5	27/09/2013	REVISOR	MVI	
6	27/09/2013	REVISOR	MVI	
7	27/09/2013	REVISOR	MVI	
8	27/09/2013	REVISOR	MVI	
9	27/09/2013	REVISOR	MVI	
10	27/09/2013	REVISOR	MVI	
11	27/09/2013	REVISOR	MVI	
12	27/09/2013	REVISOR	MVI	
13	27/09/2013	REVISOR	MVI	
14	27/09/2013	REVISOR	MVI	
15	27/09/2013	REVISOR	MVI	
16	27/09/2013	REVISOR	MVI	
17	27/09/2013	REVISOR	MVI	
18	27/09/2013	REVISOR	MVI	
19	27/09/2013	REVISOR	MVI	
20	27/09/2013	REVISOR	MVI	

GENERAL LOCATION
 SCALE 1:500

Convenções/Conventions:

Curve	Shirantes/Benchmark Curves
Open	Open
Secondary	Secondary
Access	Access
Medium	Medium
High	High
Water	Water
Drainage	Drainage
Structure	Structure
Other	Other

ABENGOA PERU
 K122-C1-5200-65H-001
 220/69kV CV SUBSTATION EXPANSION - PHYSICAL LAYOUT - PLAN VIEW

Area Substation CV Ampliación/ CV Substation Expansion Area (Datum PSAD-56 Coordinates)

Punto/Point	Este/East	Norte/North	Cota/Altitude
H1	8172482.419	2706.320	2706.320
H2	8172482.419	2706.320	2706.320
H3	8172482.419	2706.320	2706.320
H4	8172482.419	2706.320	2706.320
H5	8172482.419	2706.320	2706.320
H6	8172482.419	2706.320	2706.320
H7	8172482.419	2706.320	2706.320
H8	8172482.419	2706.320	2706.320

