



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**Plan de mejora del sistema de protección en baja tensión en
base a auditoria de mantenimiento eléctrico para reducir
interrupciones en planta.**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico Electricista**

AUTOR(ES):

Arias Sánchez, Juan José (ORCID: 0000-0002-8449-9528)

Sánchez Ortiz, Romel (ORCID: 0000-0002-5427-3712)

ASESOR(A):

MSc. Ing. Martín Sifuentes Inostroza (ORCID: 0000-0001-8621-236X)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Sistemas y Planes de Mantenimiento

TRUJILLO — PERÚ

2020

DEDICATORIA

A Dios quien nos guio el camino y nos dio fuerzas y sabiduría para enfrentar las adversidades sin perder nunca la fe ni la dignidad.

Con regocijo, amor y esperanza dedicamos esta tesis a cada uno de nuestros seres queridos quienes han sido nuestros pilares para seguir adelante.

A nuestros Padres, por su apoyo, consejos, comprensión, amor; porque nos mostraron el camino a la superación y nunca perdieron la fe en nosotros.

AGRADECIMIENTO

A Dios por habernos acompañado y guiado a lo largo de nuestra carrera.

A la universidad Cesar Vallejo y a sus diferentes docentes personas de gran sabiduría que gracias a sus conocimientos y dedicación lograron importantes objetivos como culminar mi carrera con éxito.

Agradecemos también a nuestro asesor de tesis el Ingeniero Martín Sifuentes Inostroza por habernos brindado la oportunidad de recurrir a su conocimiento, capacidad quien nos guio el desarrollo de esta tesis.

A nuestros amigos y compañeros que compartimos conocimientos, alegrías y tristezas y a todas aquellas personas que durante estos cinco años nos apoyaron para que este sueño se haga realidad.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	III
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	IV
ÍNDICE DE TABLAS	VI
ÍNDICE DE GRÁFICOS Y FIGURAS	VII
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
I. INTRODUCCIÓN	10
II. MARCO TEÓRICO.....	13
III. METODOLOGÍA.....	28
3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	28
3.2. VARIABLES Y OPERACIONALIZACIÓN	28
3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	30
3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	30
3.5. PROCEDIMIENTOS	30
3.6. MÉTODO DE ANÁLISIS DE DATOS	31
3.7. ASPECTOS ÉTICOS.....	32
IV. RESULTADOS	33
4.1. HISTÓRICO DE FALLAS Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL	33
4.1.1. Listas de pozos a tierra.....	33
4.1.2. Listas de equipos eléctricos.....	35
4.2. AUDITORÍA DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	36
4.2.1. Indicadores de Mantenimiento.....	36
4.2.2. Inventario de Potencia instalada.....	39
4.2.3. Análisis de calidad de energía	42
4.2.4. Nivel de voltaje.....	42
4.2.5. Distorsión armónica	43
4.2.6. Factor de Potencia	44
4.3. PLAN DE MEJORAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	44
4.4. CÁLCULOS DE INGENIERÍA PARA LAS MEJORAS PROPUESTAS	45
4.4.1. Cálculos de corrección de factor de potencia	45
4.4.2. Rediseño de la malla de puesta a tierra	48
4.5. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	62
4.5.1. Mantenimiento preventivo a motores eléctricos.	62

4.5.2.	Mantenimiento a puestas a tierra de los tableros eléctricos.....	62
4.5.3.	Análisis de Modo y Efecto de Fallas.	63
4.5.4.	Definición y agrupamiento de medidas preventivas a proponer	70
4.6.	PROYECCIÓN DE LOS NUEVOS PARÁMETROS DE MANTENIMIENTO	77
4.7.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	79
4.7.1.	Beneficio económico en reducción de horas perdidas:	79
4.7.2.	Costos para la implementación del mantenimiento predictivo	80
4.7.3.	Costos para la implementación del mantenimiento preventivo.....	80
4.7.4.	Beneficio útil:	82
4.7.5.	Inversión para la implementación del Sistema Alimentador AL-2000-02.....	82
4.7.6.	Retorno operacional de la inversión	83
V.	DISCUSIÓN.....	84
5.1.	RECOLECCIÓN DE DATOS DE FALLAS.....	84
5.2.	AUDITORIA DE MANTENIMIENTO ELÉCTRICO	84
5.3.	ELABORACIÓN DE PLAN DE MEJORAS	85
5.4.	DESARROLLO DE CÁLCULOS DE INGENIERÍA	86
5.5.	ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO.....	88
5.6.	PROYECCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE MANTENIMIENTO	89
5.7.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	90
VI.	CONCLUSIONES	91
VII.	RECOMENDACIONES	93
	REFERENCIAS.....	94
	ANEXOS	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Límites de distorsión de voltaje	18
Tabla 2. Límites de distorsión de corriente	19
Tabla 3. Operacionalización de Variables	29
Tabla 4. Lista de mediciones de puesta a tierra en área 2020	34
Tabla 5. Equipos del sistema CLASIF. PRIMARIA LINEA 1. / LINEA 2.....	35
Tabla 6. Tiempos de proceso y reparación del Sistema ALIMENTADOR AL-2000-02.	36
Tabla 7. Confiabilidad de sistema eléctrico AL 2000-02	38
Tabla 8. Parámetros eléctricos Planta Concentradora.....	41
Tabla 9. Listado de motores eléctricos y sus parámetros eléctricos.....	41
Tabla 10. Variación de tensión	42
Tabla 11. Distorsión armónica total en el PCC.....	43
Tabla 12. Parámetros eléctricos Planta Concentradora.....	44
Tabla 13. Datos obtenidos del terreno en el análisis realizado.....	50
Tabla 14. Resistencia de los electrodos instalados	51
Tabla 15. Valores típicos del factor de asimetría (Df).....	52
Tabla 16. Temperatura máxima de fusión.....	53
Tabla 17. Constante Kf para diferentes tipos de electrodos y temperatura	54
Tabla 18. Determinación de Modos de Falla	63
Tabla 19. Ponderación Estándar de Severidad de Fallas.....	63
Tabla 20. Análisis de Severidad de Modos de Falla.....	64
Tabla 21. Ponderación Estándar de Probabilidad de Fallas	65
Tabla 22. Análisis de Probabilidad de Modos de Falla.....	65
Tabla 23. Ponderación Estándar de Detección de Fallas	67
Tabla 24. Análisis de Detección de Modos de Falla	67
Tabla 25. Análisis de Número de Prioridad de Riesgo de Modos de Falla.....	69
Tabla 26. Definición de Medidas Preventivas a Proponer	71
Tabla 27. Plan de Mantenimiento	74
Tabla 28. Plan de Mantenimiento (Continuación)	75
Tabla 29. Resultados del Análisis de Modos y Efectos de Falla	77
Tabla 30. Determinación de nuevos indicadores de Mantenimiento	78
Tabla 31. Beneficio debido a la reducción de horas perdidas.....	79
Tabla 32. Costos en mantenimiento predictivo en Sistema Alimentador AL-2000-02	80
Tabla 33. Costos en mantenimiento preventivo en Sistema Alimentador AL-2000-02.....	81
Tabla 34. Resumen de los costos en mantenimiento.....	82
Tabla 35. Inversión en activos fijos.....	82

ÍNDICE DE GRÁFICOS Y FIGURAS

Figura 1. Forma de una onda distorsionada.	17
Figura 2. a) Falla trifásica, b) falla de una fase a tierra	20
Figura 3. Tensión de paso	23
Figura 4. Tensión de contacto	24
Figura 5. Medición de resistividad de terreno mediante Wenner	25
Figura 6. MTBF y MTTR en diagrama tiempo vs estado de funcionamiento.	26
Figura 7. Diagrama de caja negra para el Sistema Eléctrico	28
Figura 8. Proceso de diagnóstico de sistema actual afectado por desconexión.	33
Figura 9. Áreas en planta concentradora Bayoyar.....	34
Figura 10. Disponibilidad mensual 2019 en Sistema eléctrico 2000 – 02.....	37
Figura 11. Curva de Confiabilidad del Sistema eléctrico 2000 – 02.	39
Figura 12. Diagrama unifilar de sala eléctrica 2000 en Baja Tensión.....	40
Figura 13. Superficie ocupada por malla de puesta a tierra.....	49
Figura 14. Malla de puesta a tierra inicial.....	50
Figura 15. Dimensiones iniciales de malla para Puesta a Tierra.....	55
Figura 16. Malla a tierra modificada.	57
Figura 17. Malla de puesta a tierra intermedia.	58
Figura 18. Malla final de puesta a tierra en subestación.....	59
Figura 19. Malla final de puesta a tierra para transformador de 2300 KVA.....	60

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó un plan de mejora para el sistema de protección en baja tensión en base a una auditoría de mantenimiento eléctrico para reducir interrupciones en la planta concentradora de fosfato.

En la actualidad la empresa presenta problemas de interrupción del servicio eléctrico donde a pesar de tener protecciones se origina el paro total de las líneas de producción de la planta. Por tal razón en este trabajo se realiza una auditoría de mantenimiento al sistema eléctrico de la planta para determinar las fallas y proponer mejoras que mitiguen estos problemas. En la auditoría se recopiló información del sistema eléctrico y se calcularon los parámetros de disponibilidad y confiabilidad del sistema. Posteriormente, se realizó el inventario de los equipos asociados al sistema y se midieron los parámetros eléctricos de cada uno de ellos para determinar los valores de distorsión armónica (THD) y el factor de potencia (PF). Al comparar los datos con la normativa se determinó que el sistema no opera en óptimas condiciones. Por ello, se decidió implementar un banco de capacitores para compensar el factor de potencia, implementar un sistema de filtrado activo para corregir el nivel de armónicos y rediseñar la puesta a tierra. Después de realizado los cálculos de ingeniería permitientes se elaboró el plan de mantenimiento para el sistema, su proyección en estado de mejora y determinación de los costos que involucraron la realización del Plan, inversiones, beneficios y retorno operacional de la inversión.

Finalmente se realizó una proyección de los nuevos parámetros de mantenimiento y el análisis económico para corroborar la viabilidad del presente trabajo.

Palabras claves: Desconexión, cortocircuito, auditoría, puesta a tierra.

ABSTRACT

In the present work, an improvement plan was carried out for the low voltage protection system based on an electrical maintenance audit to reduce interruptions in the phosphate concentrator plant.

At present, the company has problems of interruption of the electricity service where, despite having protections, the total stoppage of the production lines of the plant originates. For this reason, in this work, a maintenance audit of the plant's electrical system is carried out to determine the faults and propose improvements to mitigate these problems. In the audit, information about the electrical system was collected and the parameters of availability and reliability of the system were calculated. Subsequently, the inventory of the equipment associated with the system was carried out and the electrical parameters of each of them were measured to determine the harmonic distortion (THD) and the power factor (PF). When comparing the data with the regulations, it was determined that the system does not operate in optimal conditions. Therefore, it was decided to implement a capacitor bank to compensate the power factor, implement an active filtering system to correct the harmonic level and redesign the grounding. After the permitting engineering calculations were made, the maintenance plan for the system was drawn up, its projection in a state of improvement and determination of the costs involved in carrying out the Plan, investments, benefits and operational return on investment.

Finally, a projection of the new maintenance parameters and the economic analysis were carried out to corroborate the viability of this work.

Keywords: Disconnection, short circuit, audit, grounding.

I. INTRODUCCIÓN

En todo sistema eléctrico industrial se presentan fallas de diversas índoles, cuyos orígenes pueden ser mecánicos, eléctricos o ambientales (Bazurto, 2016).

Para las diversas fallas que se presentan en sistemas eléctricos la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) define las siguientes siete categorías: Transitorios, interrupciones, subtensión, sobretensión, distorsión de la forma de onda, fluctuaciones de tensión y variación de la frecuencia. De entre estas categorías las fallas por distorsión de la forma de onda y las interrupciones son las más frecuentes a nivel mundial y son las que generan grandes pérdidas económicas a las empresas, debido a ello, en la actualidad se han creado diversas normativas para detectarlas y controlarlas.

En todos los países a nivel mundial se han establecidos normas que regulan el diseño y control de los sistemas eléctricos, por ejemplo, en Estados Unidos existe una norma que se conoce como NEC (National Electrical Code), el cual es un código que es evaluado cada 3 años y que tiene en cuenta lo más actual en materia de tecnología y seguridad. (Valdez, 2013)

En el Perú como en otros países de Latinoamérica se emplea además del NEC, normativa desarrollada por organismos internacionales como la IEEE y NEMA (National Electrical Manufacturers Association). Para el ámbito industrial peruano existe el código nacional de electricidad (CNE) dividido en dos partes CNE Suministro y el CNE Utilización y es la principal normativa que rige las instalaciones eléctricas en el Perú. Por otra parte, el análisis de los sistemas eléctricos de potencia se realiza en base a la normativa internacional antes mencionada.

En el Perú el sistema de distribución primario para 10 Kv está conectados en delta con neutro aislado y cualquier nueva instalación que se conecte a la red de 10 Kv, sea propia o de terceros, debe estar implementada bajo normas, con un sistema de protección correcto en lo que respecta a las fallas eléctricas, a fin de garantizar la continuidad de servicio de las demás redes conectadas al alimentador ante una eventual falla de este tipo en dicho circuito (OSINERMIN, 2007).

En la planta concentradora de fosfato como en toda planta industrial se tiene implementado un sistema de protección para el sistema eléctrico. Este sistema eléctrico suministrar energía a las líneas de producción que se encargan de transportar la materia prima que ingresa a la planta por medio de una banda transportadora de 2 Km de longitud. Dentro de estas líneas de producción se realiza la trituración del mineral con el Feeder Breaker, los cuales son equipos que reducen el tamaño del mineral a menos de 4 pulgadas. La planta tiene una capacidad nominal de 54 mil toneladas húmedas diaria. El mineral de fosfato se distribuye a través de dos líneas de producción y cada una cuenta con un tambor lavador (Scrubber), zarandas de clasificación, nidos de ciclones, celdas de atricción, zarandas de alta frecuencia y filtros de banda.

Como en todo sistema eléctrico de potencia se requiere de motores eléctricos para el accionamiento de los equipos y detrás de ello, la estación de transformación, conductores, tableros eléctricos y una fuente de generación (Mujal Rosas, 2002). Cada motor que trabaja en la planta se controla eléctricamente mediante un arrancador, que cuenta con un sistema de fuerza y de control. También se encuentran en planta 4 motores que se controlan mediante variadores de frecuencia y no tienen un GROUND FAILURE (falla a tierra).

En la planta, el principal problema es que se producen paros imprevistos con corte de la alimentación a líneas de producción desde los transformadores principales. Para reactivar el proceso se identifica la ubicación de la falla, verificando cada uno de las cargas, desde el transformador hasta determinar la línea y el equipo afectado. Esto toma mucho tiempo, lo cual se traduce en pérdida económica para la empresa.

En el presente trabajo se busca aplicar una auditoría de mantenimiento eléctrico al sistema de protección, para definir las causas y efectos de las fallas e interrupciones, en baja tensión; y elaborar un plan de medidas correctivas para reducir la frecuencia de interrupciones y aumentar la capacidad de producción.

Por ello se planteó: ¿Cómo elaborar un plan de mejora del sistema de protección en baja tensión en base a auditoría de mantenimiento eléctrico que permita reducir interrupciones en la planta concentradora de fosfato?

La importancia de esta tesis se sustenta a nivel tecnológico con el uso de sistemas de protección actualizados más sensibles y selectivos para detectar fallos

eléctricos en las líneas de producción, desconectando los equipos acoplados sin afectar la alimentación aguas arriba. En el aspecto económico la reducción de paradas imprevistas reducirá los gastos por reparaciones y habrá un impacto positivo en la rentabilidad de la planta por aumento de la producción. Con la auditoría eléctrica se busca mejorar el uso eficiente y seguro de la energía en los procesos. El proyecto permitirá la capacitación al personal lo cual beneficia a los trabajadores en una mejora de condiciones de trabajo y seguridad industrial.

Se estableció como objetivo general: Realizar una auditoría de manteniendo eléctrico para elaborar un plan de mejora en el sistema de protección en baja tensión y reducir las interrupciones en planta concentradora de fosfato. Para esto se requiere lograr los siguientes objetivos específicos: (1) Recolectar datos de fallas en la empresa siguiendo Normativa vigente. (2) Realizar una auditoría de mantenimiento eléctrico para identificar el origen de las fallas y definir mejoras (3) Elaborar un Plan de mejoras en el sistema de protección eléctrico. (4) Desarrollar los cálculos de ingeniería para las mejoras del sistema de protección (5) Elaborar un plan de mantenimiento preventivo para implementar las mejoras, (6) Proyección de los nuevos parámetros de mantenimiento con mejoras; (7) Análisis económico comparativo de la propuesta respecto del sistema actual.

II. MARCO TEÓRICO

Como parte del marco teórico se incluyen los trabajos previos consultados y que están relacionados al tema principal de este trabajo.

Díaz en el año 2011 realizó el cálculo, coordinación y análisis del sistema de protección ante fallas a tierra en las subestaciones de distribución de 10 KV en el S.E Santa Marina ubicado en la provincia constitucional del callao. El autor realizó el montaje de relés de falla a tierra en las subestaciones convencionales, y logró reducir la cantidad de salidas totales de los alimentadores que no deberían ser susceptibles a la falla, ya que la protección desconecta la parte fallada sin comprometer al alimentador. El autor encontró que es posible mejorar el sistema de protección contra fallas a tierra basándose en relés direccionales de sobre corriente homopolar, contando con una función regulada con alta sensibilidad a las fallas a tierra, función que es confirmada por otras dos funciones, el decrecimiento de la secuencia positiva y el incremento de la secuencia negativa, condiciones que acontecen al romperse un conductor y caer al suelo. Finalmente, el autor demostró que los periodos de mantenimiento preventivo se lograron disminuir de cinco a dos veces por año (Díaz Sorloza, 2011).

Luján en el 2008 realizó un estudio de optimización de la selectividad mediante aterramiento de un sistema aislado por un transformador de aterramiento (neutro artificial) en la S.E Ingenio. El autor demostró que esta es una de las medidas técnicas más ventajosas pues permite obtener corrientes de grandes magnitudes que ayudan en la coordinación de protecciones en clara ventaja a con los transformadores Zigzag o con el empleo de relés direccionales, incluso con función sensitiva. También el investigador logró establecer un nuevo esquema de protecciones contra fallas a tierra en las S.E y en caso de contingencias, la restauración del suministro eléctrico a sistemas de distribución con neutro aterrado, fue posible mediante un transformador de potencia con neutro aislado y la instalación de un transformador de aterramiento con conexión Dyn. El autor señala que la utilización de transformadores de aterramiento (neutro artificial) mediante transformador Dyn es más ventajosa frente a otras alternativas como transformador zigzag, resistencias, etc (LUJAN SÁNCHEZ, 2008).

Lauglo en 2017 realizó un estudio de la protección de falla a tierra de las líneas de transmisión de la empresa Statnett, operador del sistema de energía de Noruega. El autor indicó que la presencia de cables a tierra no tiene un gran impacto en la capacidad del relé de distancia para detectar una falla a tierra y que la impedancia de falla es el parámetro más influyente en cuanto a si el relé ve o no una falla. Además, Lauglo menciona que la presencia de cables a tierra continuos significa que el factor de corrección de falla a tierra (k) se puede configurar correctamente ya que la capacidad del relé para indicar la ubicación de una falla se logra mejorar y que los cables de tierra instalados ayudan a que todas las torres formen parte de una conexión paralela de neutro a tierra, lo que limita la corriente de falla a tierra debido a la conexión a tierra en la ubicación de la falla. Con esto el autor demuestra que puede reducir el aumento del potencial de tierra y, por lo tanto, reduce el voltaje de contacto y paso. Como recomendación adicional el autor menciona que es crucial que todas las torres tengan suficientes electrodos de tierra u otras medidas tomadas para prevenir y/o proteger a los humanos y al ganado de altos voltajes de contacto cerca de las torres. (Lauglo, 2017)

Robles en el 2019, realizó el análisis técnico económico del sistema eléctrico de potencia en la Granja Alessandra. En su trabajo Robles analizó el sistema con la intención de aumentar la eficiencia y la seguridad operacional en base a una auditoría eléctrica bajo normas. La auditoría estuvo basada en el Código Nacional de Electricidad (Utilización - 2011) para la inspección y mejoras de las instalaciones existentes. Luego diseñó los planos eléctricos de la empresa y analizó en el sistema eléctrico los parámetros de tensión, corriente, temperatura y rendimiento de los conductores eléctricos, así como de su transformador eléctrico. El autor encontró que la sección de los cables del conductor de entrada de la red comercial hacia el transformador de la empresa estaba sobredimensionada. De igual manera analizó los motores, encontrando que el motor de 15 KW presentaba un bajo rendimiento y el cual fue reemplazado. El sistema de iluminación del área fue otro punto de análisis donde encontró equipos convencionales que consumían mucha energía y entregaban poca iluminación y determinó que deberían ser cambiados por luces LED. Al final el autor concluye que el sistema eléctrico al aplicarse una compensación de energía activa el factor de potencia se elevaría de 0.9 a 0.96 y con el análisis económico verifico la viabilidad del proyecto.

En su trabajo de tesis Antón y Bautista (2020) realizaron una auditoría energética del sistema eléctrico para la empresa Molinera de arroz Valle Dorado SAC, ubicada en el caserío Yanuyacu del distrito y provincia de Jaén, departamento de Cajamarca, Perú. La empresa presentaba un exceso de consumo de energía eléctrica registrado por medio de los recibos del suministro eléctrico. La investigación la iniciaron con el inventario de equipos y máquinas consumidores de energía eléctrica, donde determinaron que la máxima demanda es de 319.92 kW, también tomaron mediciones y registros del transformador mixto que determina la calidad de energía eléctrica que llega a la Molinera; para el sistema de iluminación y motores eléctricos propusieron el implementar un cambio de tecnología y para reducir la energía reactiva se requirió de un banco de capacitores de 50 kVar. Los autores concluyeron que el proyecto era viable de acuerdo a los indicadores financieros del VAN con un monto de S/ 22 409,3, un TIR del 14 % y una relación beneficio/costo de S/ 1.30.

A continuación, se detalla las bases del fundamento teórico para el presente trabajo, lo cual incluye temas relacionados a las fallas eléctricas, la auditoría y el mantenimiento.

AUDITORIA ELÉCTRICA: Los objetivos de la auditoría de Seguridad Eléctrica según la NFPA-70E para la Industria, son: Verificar en modo objetivo y documentado el cumplimiento de la legislación nacional vigente. Identificación y evaluación de las no conformidades en relación con prevención de riesgos en una planta industrial. Diseño y confección de la estrategia y metodología para implementar un programa de seguridad eléctrica. Evaluación de infraestructura de la planta industrial según las exigencias planteadas. (Comulsa, 2013)

La Auditoría Eléctrica de seguridad se basa en revisar los documentos presentados por la empresa y las visitas a instalaciones eléctricas que estén sujetos a riesgos potenciales. Para realizar la auditoría se utilizan los criterios aplicados por los estándares internacionales en normativas de seguridad eléctrica y prácticas recomendadas de mantenimiento en equipos y sistemas eléctricos, tomando como base la Norma NFPA-70E. (Comulsa, 2013)

CALIDAD DE ENERGIA: Este es un tema importante para muchas empresas de todo el mundo. Los aspectos importantes relacionados con la calidad

de la energía son la compensación de la potencia reactiva y la mitigación de la caída de tensión debida a perturbaciones en el sistema de transmisión y distribución. (Zobaa, A. F., Bansal, R., & Manana, M. 2011).

Para determinar la calidad de la energía en un sistema se analizan las perturbaciones por armónicos altos, fluctuaciones de voltaje, caídas de voltaje y desequilibrio. En este análisis es indispensable determinar la ubicación de la fuente de perturbación ya sea en el lado del proveedor (aguas arriba) o en el lado del cliente (aguas abajo). Para el análisis de estas perturbaciones se requieren de una adecuada ubicación del voltaje referencial debido a que este puede influir en la distorsión armónica total, los factores de desequilibrio, potencia aparente, caídas y aumentos de voltaje en un sistema trifásico.

FALLAS Y PERTURBACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO: Las perturbaciones en el suministro eléctrico definidas por el estándar del IEEE han sido organizadas en siete categorías: 1. Transitorios, 2. Interrupciones, 3. Bajada de tensión / subtensión, 4. Aumento de tensión / sobretensión, 5. Distorsión de la forma de onda, 6. Fluctuaciones de tensión, 7. Variaciones de frecuencia. (Seymour J., 2016). De estas fallas las más usuales son las interrupciones eléctricas las cuales ocasionan grandes pérdidas económicas para las empresas.

Una interrupción eléctrica es un evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del usuario, cae a cero y no retorna a sus valores normales en modo automático. Según la IEC, el tiempo mínimo de una larga interrupción es de 3 minutos. Si el tiempo es menor a 3 min son de corta interrupción. Los estándares de la IEEE definen como interrupciones sostenidas a aquellas que duran más de 3 segundos, según el estándar 1159 o más de 2 min, según el estándar 1250.

Las causas de las interrupciones son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico y a pesar que la infraestructura de la red eléctrica está diseñada para compensar automáticamente muchos de los problemas, no es infalible. Los dispositivos de protección de la red eléctrica, como los reconectores automáticos de circuito determinan la duración de la mayoría de las interrupciones, según la naturaleza de la falla, detectan el aumento de la corriente proveniente de un cortocircuito en la infraestructura de la red eléctrica, y desconectan el suministro

cuando esto ocurre y luego de un tiempo fijo, el reconector se encarga de devolver el suministro. (Seymour, 2016)

Otras de las fallas de mayor impacto económico son las distorsiones de la forma de onda donde la principal causa se debe a armónicos generados por las cargas inductivas conectadas a la red y se conoce como distorsión armónica.

DISTORSIÓN ARMÓNICA: En las redes de suministro de energía industrial de CA, la variación de corriente y voltaje con el tiempo es diferente de la de una onda sinusoidal pura. La forma de onda real se compone de una serie de ondas sinusoidales de diferentes frecuencias (ver Figura 1), incluida una en la frecuencia de potencia, denominada componente fundamental o simplemente "fundamental".

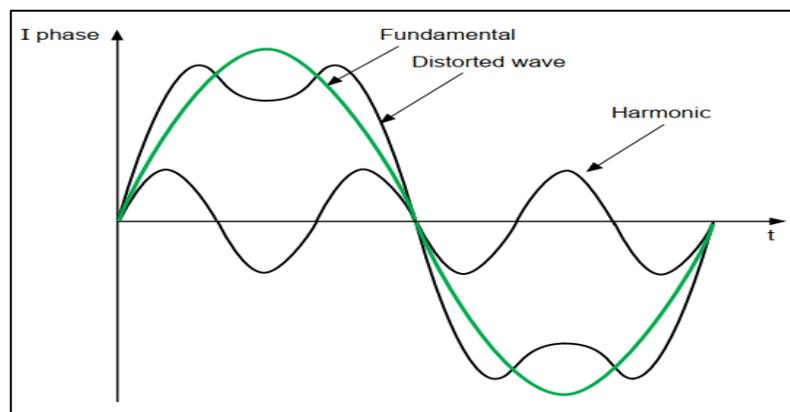


Figura 1. Forma de una onda distorsionada.

Fuente: Collombet, C., Lupin, J. M., & Schonek, J. (1999)

La evaluación de los armónicos es esencial para el cumplimiento de normas de calidad de energía de sistemas –como la EN 50160– y normas de calidad de energía de centrales de medida –como la IEC 61000-4-30. Los armónicos pueden causar errores en los medidores de electricidad de disco de inducción. Por ejemplo, el error de un medidor de clase 2 se incrementará en un 0.3% por una relación de 5º armónico del 5% en corriente y voltaje. (Collombet, C. et al., 1999)

El parámetro para cuantificar la variación de la onda fundamental a causa de los armónicos se denomina “Distorsión armónica total (THD)” que se puede dar tanto para voltaje como para corrientes.

THD de voltaje: Distorsión armónica total de la forma de onda de voltaje es la relación entre el valor de la raíz cuadrada del contenido armónico de la tensión y el valor de la raíz cuadrada media de la tensión fundamental.

$$V_{THD} = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1} * 100\% \quad (2.1)$$

THD de corriente: Distorsión armónica total de la forma de onda de corriente es la relación entre el valor de la raíz cuadrada de la suma del contenido armónico de la corriente y el valor de la raíz cuadrada media de la corriente fundamental.

$$I_{THD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_1} * 100\% \quad (2.2)$$

Otro parámetro importante es la “Distorsión de demanda total (TDD)” que indica el impacto de la distorsión armónica en el sistema. Los valores de armónicos están basados en un punto de acoplamiento común (PCC), que es un punto común desde el que cada usuario recibe energía de la fuente de alimentación.

$$I_{TDD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_L} * 100\% \quad (2.3)$$

Donde (I_{TDD}) es la distorsión de la demanda total del sistema e (I_L) es la carga de demanda máxima del sistema de alimentación

Los valores normados para la V_{THD} y I_{THD} se encuentran en las Tablas 1 y 2.

Tabla 1. Límites de distorsión de voltaje

Voltaje de bus V en PCC	Individual armónico (%)	Armónico total distorsión THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5 _a

Fuente: IEEE Std 519-2014

Tabla 2. Límites de distorsión de corriente

Máxima distorsión de corriente armónica en por ciento de IL						
Orden armónico individual (armónicos impares) _{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente: IEEE Std 519-2014

Donde (I_{sc}) es la corriente de cortocircuito máxima en PCC y (I_L) es la corriente de carga de demanda máxima en el PCC.

FACTOR DE POTENCIA: Un problema relacionado con la distorsión armónica es el aumento de la potencia aparente lo que ocasionan sobredimensionamiento de fuentes, condensadores, cables. Un buen factor de potencia permite optimizar una instalación. La relación entre la potencia real que se consumen con la potencia aparente se conoce como factor de potencia (PF).

$$PF = \frac{P (KW)}{S (KVA)} = \cos(\phi) \quad (2.4)$$

Donde (PF) es el factor de potencia, (P) es la potencia activa, (S) Potencia aparente. La potencia aparente se puede determinar desde la el voltaje entre fases (U) y la corriente total (I) con la ecuación:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (2.5)$$

De las ecuaciones 2.4 y 2.5 la potencia activa (P) y reactiva (Q) se puede calcular como:

$$P = S \cos(\phi) \quad (2.6)$$

$$Q = S \sin(\phi) \quad (2.7)$$

El proceso de mejorar el factor se potencia se llama compensación. Según la localización de la compensación del factor de potencia esta puede ser:

Global: La batería está conectada en cabecera de la instalación y asegura la compensación del conjunto de la instalación.

Parcial: La batería está conectada al cuadro de distribución y suministra energía reactiva a cada taller o a un grupo de receptores.

Individual: La batería está conectada directamente a los bornes de cada receptor de tipo inductivo.

FALLAS A TIERRA: Otro de los mayores problemas eléctricos son las fallas a tierra, estas pueden tener su origen en un deterioro del aislamiento, daños físicos en el material aislante de los conductores. Los factores responsables de estos problemas pueden ser: humedad, contaminación, esfuerzos mecánicos no previstos y deterioro de aislamiento. Según el método de puesta a tierra que se esté usando, la magnitud de la corriente de falla variará de manera significativa.

Entre las diferentes fallas a tierra que pueden dar, las fallas simétricas trifásicas (Figura 2a) que no se presentan muy a menudo, se estima en un 5% de frecuencia de ocurrencia de fallo. Sin embargo, es necesario su estudio, para calcular las protecciones adecuadas, debido a que presenta las condiciones extremas del sistema. Por el contrario, los fallos desbalanceados (línea a tierra, doble línea, doble línea a tierra) se presentan con mayor frecuencia (Figura 2b), siendo la línea a tierra el más común de todos. (LUJAN SÁNCHEZ, 2008).

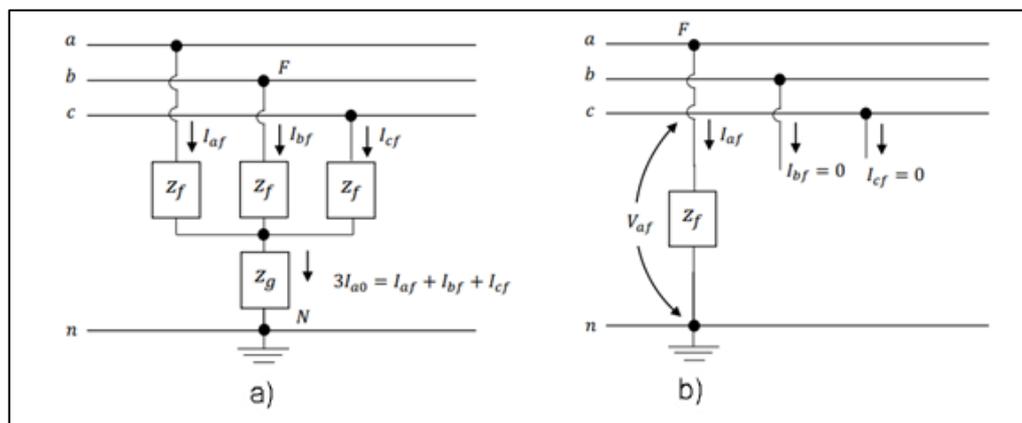


Figura 2. a) Falla trifásica, b) falla de una fase a tierra

Fuentes: Autores

CORTO CIRCUITO: En un estudio de corto circuito se analiza un sistema de potencia para determinar la magnitud de las corrientes eléctricas que fluyen durante una falla en diversos puntos del mismo. Estas magnitudes son comparadas con las características de los componentes del sistema para definir si son adecuados para usarse en el sistema analizado. La capacidad de soportar un corto circuito de un componente debe ser igual o mayor a la magnitud del valor calculado de la corriente de falla. El cálculo de las corrientes de cortocircuito monofásicos a tierra de corriente alterna se puede facilitar con la norma española UNE-EN 60909-0. En la norma se plantea los diferentes casos en este tipo de fallas y explica el comportamiento de la corriente de cortocircuito y el método de cálculo.

El rediseño del sistema de protección se realiza mediante cálculo de la corriente de cortocircuito. Por ello se toma como referencia la norma española UNE-EN 60909-0. El cálculo de cortocircuito requiere de: (1) calcular la corriente nominal de cada carga y del transformador (ecuación 2.8 y 2.9), (2) cálculo de potencia de cortocircuito en transformador (ecuación 2.10), (3) cálculo de la intensidad de corto circuito para el transformador (ecuación 2.11), (4) realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito de cada motor (ecuación 2.12). (5) finalmente se selecciona el dispositivo inmediato superior con valor normalizado.

$$I_n(A) = \frac{P_{abs}(W)}{\sqrt{3} * U_L(V) \cos(\varphi)} \quad (2.8)$$

$$I_n(A) = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_{transformador}} \quad (2.9)$$

Dónde (P_{abs}) es la potencia absorbida en condiciones nominales por el motor (W), (U_L) es el voltaje de línea (V) y $\cos(\varphi)$ es el factor de potencia.

$$S_{cc}(MVA) = S_n * \frac{100}{X_1} \quad (2.10)$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}(VA)}{\sqrt{3} * U_{2n}(V)} \quad (2.11)$$

$$I_{cc1} = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} * R_{L1}} \quad (2.12)$$

Siendo (S_n) la potencia nominal del transformador y X_1 es la impedancia del transformador (%). Donde U_{2n} es el voltaje a la salida del transformador y R_L es la impedancia de la línea.

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: La coordinación es la localización adecuada de una condición de falla para limitar las interrupciones de suministro a

los equipos afectados, realizada mediante dispositivos selectivos de protección contra fallas. Un estudio de coordinación determina las características y ajustes óptimos de los elementos de protección de un sistema eléctrico. Los ajustes son elegidos para obtener interrupciones de la mínima parte del sistema durante condiciones de falla.

EL SISTEMA DE PROTECCIÓN, es el conjunto de equipos para obtener bajo ciertas condiciones anormales, la desconexión de un componente de un sistema eléctrico, o para emitir una señal de alarma, o ambos. Las características de un sistema de protección son: (1) Sensibilidad: Debe detectar condiciones de operación anormales en los equipos eléctricos de potencia, así sean muy incipientes. (2) Selectividad: La protección debe detectar todas las fallas que ocurran en su zona de operación, necesita una buena coordinación con las protecciones de las zonas adyacentes. (3) Rapidez: Al detectar la falla, ésta debe ser despejada rápidamente, para reducir los daños que se darían en los elementos del sistema eléctrico, al disminuir el tiempo de permanencia bajo falla. (4) Confiabilidad: Es la probabilidad que la protección responda siempre correctamente.

PUESTA A TIERRA. La malla a tierra proporciona una ruta rápida de descarga de baja impedancia con la finalidad de optimizar y brindar seguridad en el funcionamiento de protecciones. Permite contar con una condición estándar de trabajo seguro (ASDRÚBAL HERRERA & CASTRO HERNANDEZ, 2003). En el Anexo 3 se encuentra la secuencia de cálculo de la malla de puesta a tierra. El diseño de una malla a tierra debe conservar valores límites para garantizar la seguridad de los operadores, por lo que se debe calcular las siguientes variables: tensión permisible de paso, tensión permisible de contacto, configuración de la malla, resistividad del terreno, tiempo máximo de despeje de la falla, conductor de la malla y profundidad de instalación de la malla (IEEE std 81, 1993).

La tensión de paso, es la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos en un terreno que pueda ser tocado por una persona al mismo tiempo; su valor permisible está dado por:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (2.13)$$

Donde t es la duración máxima en segundos y ρ_s es, resistividad del terreno en Ohmios-metro. La tensión real de paso se puede calcular:

$$E_p = k_s * k_t * \frac{\rho * l}{L} \quad (2.14)$$

Donde K_s es el coeficiente de la influencia compuesta de la profundidad y del espaciamiento de la malla. K_i , es el coeficiente que representa lo irregular del terreno evaluado. “ I ” es la corriente máxima de falla en amperios. L , la Longitud total del conductor. (ASDRÚBAL HERRERA & CASTRO HERNANDEZ, 2003) En la Figura 3 se muestra la tensión de paso a la que está expuesta una persona.

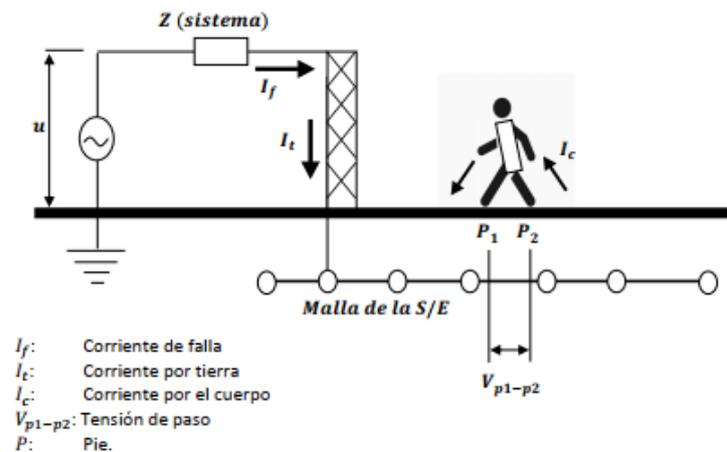


Figura 3. Tensión de paso

Fuente: INGENIA (2018)

La tensión permisible de contacto se plantea considerando que una persona hace contacto con un punto de la superficie de un terreno al mismo tiempo, la diferencia de potencial entre ambos puntos, es:

$$E_t = \frac{165+0.25*\rho}{\sqrt{t}} \quad (2.15)$$

La tensión de contacto real se calcula:

$$E_t = km * k_i * \frac{\rho * l}{L} \quad (2.16)$$

Donde K_m es el coeficiente de geometría de la malla a tierra.

En la Figura 4 se presenta un esquema con las variables para el calcular la tensión de contacto.

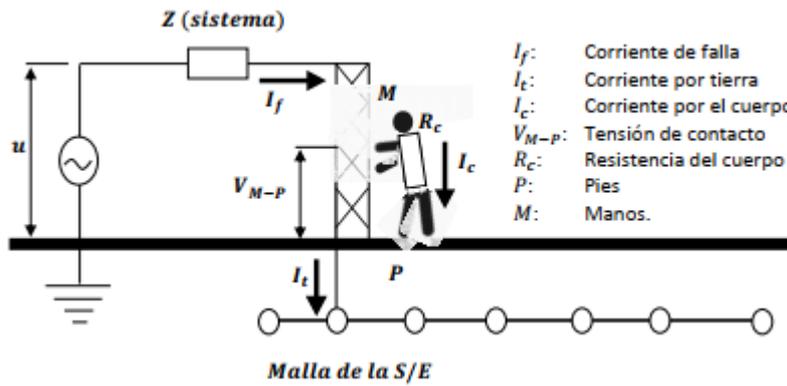


Figura 4. Tensión de contacto

Fuente: INGENIA (2018)

Los coeficientes K_m , K_i y K_s son necesarios para calcular la tensión de paso y de contacto reales, para lo cual es necesario identificar los siguientes parámetros de la malla: A = Longitud (m), B = Ancho (m), L = Longitud total del conductor (m), n = Número de conductores en paralelo de longitud A , m = número de conductores en paralelo de longitud B , D = espaciamiento entre conductores (m), h = profundidad de enterramiento (m) y d = diámetro del conductor (m).

La longitud total del conductor se calcula considerando la longitud y ancho de malla, mal igual que la cantidad de cada uno:

$$L = n * a + m * B \quad (2.17)$$

Entonces el coeficiente K_m , es:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} * \ln\left(\frac{D^2}{16 * h * d}\right) + \frac{1}{\pi} * \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{8} * \frac{7}{8} \dots\right) \quad (2.18)$$

El coeficiente K_i , se calcula considerando si el número de conductores en paralelo es menor o mayor a 7.

Si $n \leq 7$

$$k_t = 0.6 + 0.172 * n \quad (2.19)$$

Si $n > 7$

$$k_t = 2 \quad (2.20)$$

El coeficiente K_s es:

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} \right) \quad (2.21)$$

MEDICIÓN DE PUESTA TIERRA. La medición de tierras es necesaria para brindar seguridad al personal que opera y/o supervisan y así evitar un shock

eléctrico durante una falla. Para que se cuente con un funcionamiento adecuado y reducir los riesgos de potencial a tierra se debe realizar de manera periódica la medición de tierras. El propósito de la medición de puesta a tierra es protección del personal, protección de los equipos eléctricos, encontrar la menor resistencia en un punto, obtener los valores necesarios para diseñar un sistema de tierras y desviar las corrientes de fallas hacia el terreno. La medición se aplica según los lineamientos de la norma IEEE 80.

La resistividad del terreno varía en el transcurso del año, la humedad provoca valores de resistividad más constantes (Valores bajos) y un terreno rocoso tendrá valores de resistencia altos (valores altos). Para ello se aplica la técnica de los 4 polos o Wenner. Ver la Figura 5 como referencia para medición de resistividad.

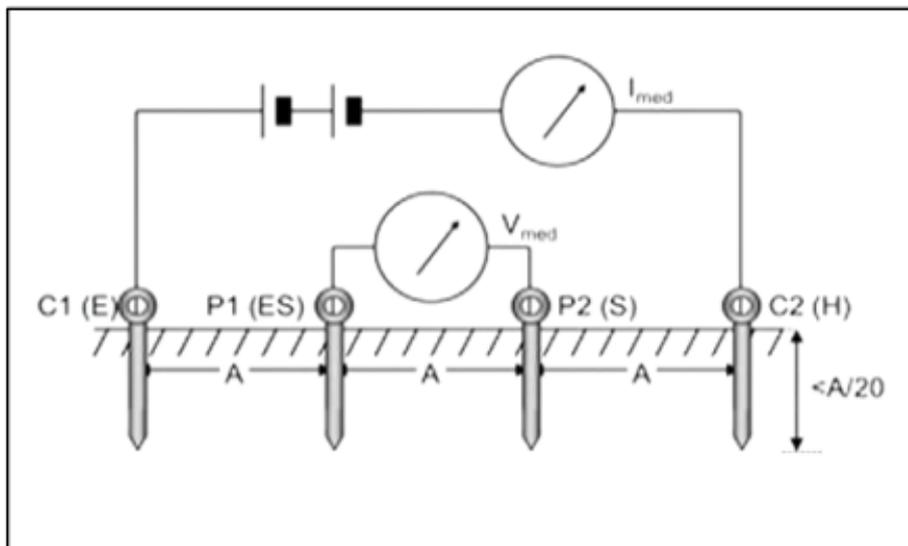


Figura 5. Medición de resistividad de terreno mediante Wenner

Fuente: Pérez Loarca, Serrano Barrios, & Surio Guevara (2015)

ÍNDICES DE MANTENIMIENTO: Entre estos se encuentra el Tiempo medio entre fallas (MTBF) que representa el tiempo promedio que transcurre un equipo operando hasta el siguiente fallo, por ello es necesario conocer el tiempo libre de fallas (S), el tiempo muerto (d) y la cantidad de fallas (f). Es un indicador que muestra cuando se debe cambiar un componente en base a un historial de vida del equipo. (Smith, 2001)

$$MTBF = \frac{S-d}{f} \quad (2.22)$$

El Tiempo medio para reparar (MTTR) es el tiempo que se demora en ejecutar el trabajo de mantenimiento de un equipo. Siendo MTTR el tiempo medio para reparar dividido entre la cantidad de fallas (horas/falla). Donde d es el tiempo muerto por falla (horas) y f es la cantidad de fallas.

$$MTTR = \frac{d}{f} \quad (2.23)$$

La disponibilidad es un indicador que representa el porcentaje de tiempo que un equipo se proyecta que podrá cumplir con su función sin ningún fallo. Esta es la probabilidad de que un sistema o equipo se encuentre operativo cuando se requiera su funcionamiento. La disponibilidad $A(t)$, se puede definir a partir del MTBF y el MTTR (Gallejos, 2014). En la Figura 6 se presenta como se relacionan el MTBF y MTTR en un diagrama de tiempo vs estado de funcionamiento.

$$A(t) = \left(\frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \right) * 100\% \quad (2.24)$$

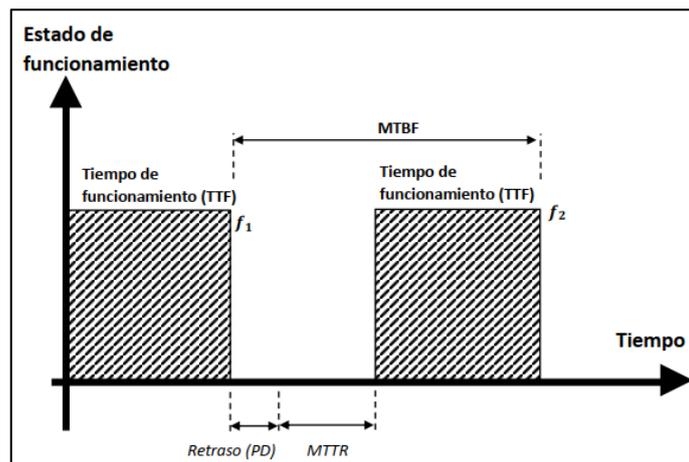


Figura 6. MTBF y MTTR en diagrama tiempo vs estado de funcionamiento.

Fuente: Adaptado de (Mora Gutierrez, 2009)

La probabilidad de que un sistema o equipo opere en forma satisfactoria por un período dado de tiempo cuando se utiliza bajo condiciones especificadas, se le conoce como Confiabilidad. Relaciona la cantidad de fallas entre el tiempo de operación del equipo. La confiabilidad se calcula con la función de densidad de probabilidad normal (Mora Gutierrez, 2009).

$$R(t) = \int_t^{\infty} \frac{1}{t * S * \sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{(\ln(t)-X)^2}{2S^2} \right]} dt \quad (2.25)$$

Donde $R(t)$ es la confiabilidad como función del tiempo, (S) es la desviación estándar, (X) el promedio y $\ln(t)$ el logaritmo natural del tiempo medio entre fallas.

ANÁLISIS ECONÓMICO: En el análisis económico se busca determinar la viabilidad del proyecto, esto se logra con los indicadores VAN y TIR.

El valor actual neto (VAN), se usa para valorar la inversión en un proyecto o servicio, esta puede definirse como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. (Sowel, 2013)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_o \quad (2.26)$$

Donde (VAN) es el valor actual neto, (V_t) el flujo de caja en cada tiempo, (r) el interés, (n) numero de periodos e (I_o) valor del desembolso inicial de la inversión.

La tasa interna de retorno (TIR), es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos, como negativos) de una determinada inversión sean igual a cero (SOWEL tomas, 2013).

$$\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_o = 0 \quad (2.27)$$

Donde (TIR) es la tasa de retorno interno, (V_t) Flujo de caja en cada tiempo, (n) Numero de periodos e (I_o) Valor del desembolso inicial de la inversión.

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

Tipo de investigación: Es aplicada, pues se hará uso de los conocimientos específicos de ingeniería mecánica eléctrica, para resolver un problema determinado, en este caso, de interrupciones del sistema eléctrico y, de la planta concentradora de fosfatos

Diseño de investigación: Es no experimental, porque se evaluará de forma individual en un instante determinado el sistema de protección y sistema de arranque de los motores en planta, según el historial de mantenimiento de un periodo de tiempo.

3.2. Variables y operacionalización

Variable independiente

- Auditoría de mantenimiento eléctrico
 - Distorsión Armónica en Voltaje, %
 - Distorsión Armónica en Corriente, %
 - Factor de potencia

Variable dependiente

- Reducción de interrupciones: Disponibilidad anual, %
- Beneficio económico, soles/año

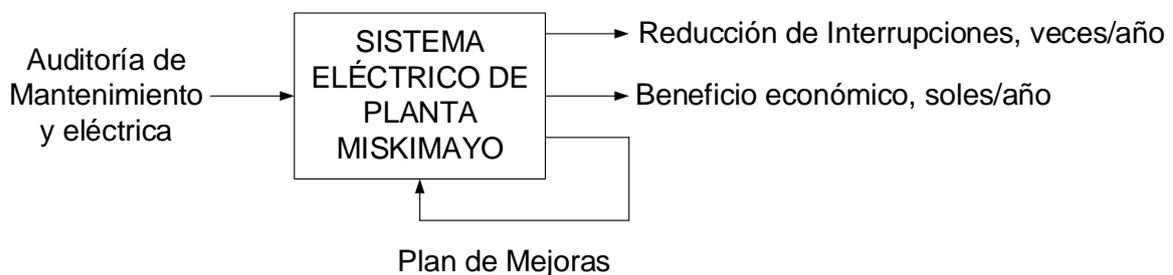


Figura 7. Diagrama de caja negra para el Sistema Eléctrico

Fuente: Propia

Tabla 3. Operacionalización de Variables

Variable	Tipo	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicador	Escala de medición
Distorsión Armónica en Voltaje	V.I	Distorsión armónica total de la forma de onda de voltaje. (Collombet, C. et al., 1999)	$V_{THD} = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1}$	• Tasa de distorsión armónica en tensión, %	Razón
Distorsión Armónica en Corriente	V.I	Distorsión armónica total de la forma de onda de corriente. (Collombet, C. et al., 1999)	$I_{THD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_1}$	• Tasa de distorsión armónica en corriente, %	Razón
Factor de Potencia	V.I	Relaciona entre la potencia real que se consumen con la potencia aparente. (Merlin, G., 2001)	$PF = \frac{P (KW)}{S (KVA)}$	• Relación entre potencias, $\cos(\phi)$	Razón
Disponibilidad anual	V.D	Probabilidad que un sistema productivo esté disponible para entrar en operación productiva en un período de tiempo. (Mora Gutierrez, 2009)	$A(t) = \left(\frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \right) * 100\%$	• Tasa de fallas, fallas/h • Tasa de reparación, reparaciones/h	Razón
Beneficio económico	V.D.	Valor económico de una mejora en un sistema productivo. (Sowel, 2013)	$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_o$ $\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_o = 0$	• Beneficio bruto, soles/año • Beneficio neto, soles/año	Razón

Fuente: Propia

3.3. Población y muestra

Población: Sistemas de protección en baja tensión de Plantas de fosfatos de Piura

Muestra: Sistema de protección en baja tensión de la planta concentradora Bayovar, compuesta por el transformador TF-2000-02, el QD-2000-02 y los MCC-2000-02 y MCC-2000-03.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas de recolección de datos

En cuanto a las técnicas planteadas, a usarse en el presente estudio son:

- Análisis documental
- Observación del sistema eléctrico
- Encuesta
- Mediciones

Instrumentos de recolección de datos

En cuanto a los instrumentos planteados, los cuales se usarán como técnicas de recolección de información son:

- Fichas de registro de desconexión por falla a tierra e interrupciones
- Registro de observación del tablero eléctrico del motor eléctrico.
- Ficha de encuesta a personal de operación
- Ficha de mediciones

3.5. Procedimientos

En el desarrollo del presente proyecto se siguieron los siguientes pasos:

Se realizó un trabajo de campo, observando las instalaciones, identificando los equipos, la tecnología de fabricación, el modo de operación y los parámetros del sistema de protección en baja tensión.

Se realizó un trabajo de toma de datos de los tiempos de operación y de reparación de fallas que causan interrupciones y que permitan determinar los parámetros de mantenimiento como Disponibilidad y Confiabilidad.

Se realizó una auditoría al sistema de mantenimiento de los componentes del sistema de protección, para determinar el tipo de mantenimiento que se aplica y la calidad del servicio.

Se realizó una auditoría al sistema de protección para analizar los tipos de interrupciones, su modo de aparición y la forma de reducirlos.

Se estableció una lista de causas de fallas, su impacto técnico y económico, así como las medidas correctivas, del tipo operacional, de mantenimiento mejorativo, de mejora tecnológica de los dispositivos de protección, de rediseño necesario.

Utilizando las teorías y técnicas de mantenimiento industrial se proyectaron los nuevos parámetros operacionales, de disponibilidad y confiabilidad, así como su impacto en la mejora de capacidad productiva

Empleando la teoría de ingeniería económica y de costos, se determinó el flujo de caja económico, el nivel de inversión para implementar las mejoras, el beneficio neto económico y el tiempo de recuperación de la inversión.

Se realizó la discusión de resultados, analizando el método utilizado, la precisión de los mismos, la influencia de las variables y se hizo un análisis comparativo con los resultados obtenidos en las tesis que figuran como antecedentes.

Se realizaron las conclusiones, demostrando el cumplimiento de los objetivos específicos, se plantean recomendaciones para mejorar el estudio, así como nuevos estudios de investigación relacionados con el tema

3.6. Método de análisis de datos

Con los registros de tiempos de operación y de reparación, TTF y TTR, y con las técnicas de análisis de mantenimiento se determina el estado de disponibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico que sirve para establecer las medidas efectivas de corrección.

Se utilizan métodos deductivos para estimar comportamientos de variables del sistema eléctrico. Se utilizan métodos inferenciales, en base a los resultados del procesamiento de datos sobre fallas, interrupciones del proceso productivo, estimando variación de capacidades.

Empleando técnicas cuantitativas se determinan los valores de los parámetros de conexión a tierra y selección de dispositivos necesarios para aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico.

3.7. Aspectos éticos

Se tiene en cuenta el respeto al medio ambiente y la biodiversidad; responsabilidad social, política, jurídica y ética; respeto a la privacidad; proteger la identidad de los individuos que participan en el trabajo y la honestidad. En esta tesis para salvaguardar la confidencialidad del nombre de la empresa se la referirá en esta tesis como planta concentradora de fosfato.

IV. RESULTADOS

4.1. Histórico de fallas y diagnóstico del sistema actual.

El historial de mantenimiento eléctrico se extrajo de la matriz de operaciones de planta concentradora Bayoyar, la cual se muestra a detalle en el Anexo 4. En dicha matriz se recoge todos los eventos tanto de la producción como del mantenimiento en planta; esto hace complicado el procesamiento de los datos para convertirlos en datos procesables con los cuadros de tiempos medio entre fallas, tiempo de fallo y cantidad de fallas que permiten calcular la disponibilidad. El proceso de extraer la información del historial de un periodo de 12 meses se realizó de manera manual y agregándolo a un nuevo archivo realizado por el autor. Para la creación de este archivo se requirió de dos informaciones muy importantes, estas son: lista de pozos a tierra y lista de motores eléctricos. En la Figura 8 a continuación se planteó el diagrama de bloques con la secuencia a seguir para el diagnóstico del sistema afectado por la desconexión.

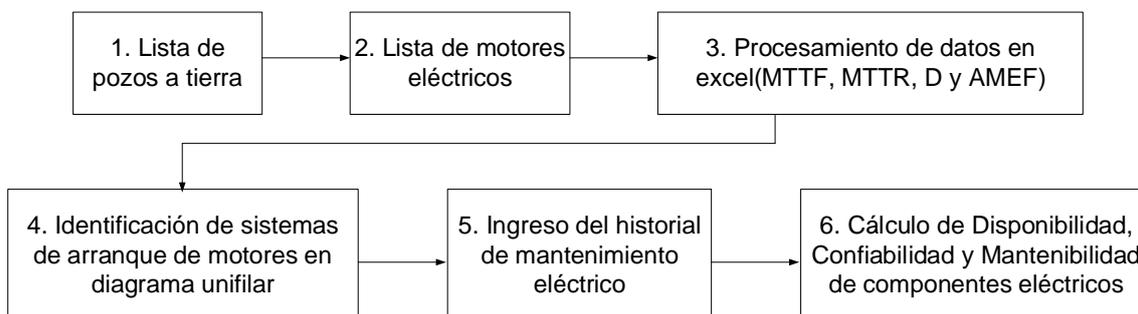


Figura 8. Proceso de diagnóstico de sistema actual afectado por desconexión.

Fuente: Propia

4.1.1. Listas de pozos a tierra

Se realizó un recorrido para ubicar y redactar una tabla de pozos a tierra con su respectivo tag y mediciones que se hicieron al momento de la verificación. Para ello fue necesario identificar las áreas donde están ubicadas, las cuales están denominadas con los siguientes códigos.



Figura 9. Áreas en planta concentradora Bayovar

Fuente: Propia

Se observa que cada área cuenta con una serie de sistemas y equipos, como: torres de iluminación, alimentadores, torres de transferencia, sala de comunicación, oficinas y vestuarios, feeder Breaker, salas eléctricas, alimentador de silos, clasificadores, filtrado, compresores, ext. Planta desalinizadora subestación, taller de camiones, almacén Central, depósitos y laboratorios, etc.

En las tablas a continuación se muestran la lista de pozos a tierra.

Tabla 4. Lista de mediciones de puesta a tierra en área 2020

ITEM	N° PLANO	TAG	AREA	TIPO POZO	MEDICION		
					CORRIENTE FUGA (mA)	METODO PINZAS (Ω)	METODO 3 PUNTOS (Ω)
32	2000BY-E-102	PE-2000-01	SALA ELECTRICA 2000	ELECTRICO	1.59	0.002	0.67
33	2000BY-E-102	PE-2000-02	SALA ELECTRICA 2000	ELÉCTRICO	0.012	1.07	1.36
34		PE-2000-03	SALA ELECTRICA 2000	ELECTRICO	0.1	1.06	1.23
35	2020BY-E-009	PE-2020-01	ALIMENTADORES SILO 2020	ELÉCTRICO	0.302	1.196	19.35
36	2020BY-E-009	PE-2020-02	ALIMENTADORES SILO 2021	ELÉCTRICO	0.865	0.123	8.76
37	2020BY-E-009	PE-2020-03	ALIMENTADORES SILO 2022	ELECTRONICO	0	0.005	4.15
38	2020BY-E-021	PE-2020-04	CLASF.PRI MARIA LINEA1	ELÉCTRICO	0.6	228	1.672
39	2020BY-E-021	PE-2020-05	CLASF.PRI MARIA LINEA1	ELÉCTRICO	0.378	0.028	3.11
40	2020BY-E-021	PE-2020-06	CLASF.PRI MARIA LINEA1	ELECTRONICO			
41	2020BY-E-021	PE-2020-07	CLASF.PRI MARIA LINEA1	B-ÉCTRICO	1.38	0.085	0.075
42	2020BY-E-021	PE-2020-08	CLASF.PRI MARIA LINEA1	B-ÉCTRICO	8.12	0.131	0.593
43	2020BY-E-021	PE-2020-09	CLASF.PRI MARIA LINEA1	B-ÉCTRICO	3.42	0.03	0.552
44	2020BY-E-041	PE-2020-10	CLASF.PR1MAR1A LINEA2	B-ÉCTRICO	NO SE UBICA EL POZO		
45	2020BY-E-041	PE-2020-11	CLASF.PR1MAR1A LINEA2	ELECTRONICO			
46	2020BY-E-041	PE-2020-12	CLASF.PR1MAR1A LINEA2	ELÉCTRICO	1.4	0.741	4.97
47	2020BY-E-041	PE-2020-13	CLASF.PR1MAR1A LINEA2	ELÉCTRICO	0.334	0.551	281

Fuente: Propia

En la tabla 4 se describe la medición de puesta a tierra del área 2020 este consta de 16 pozos a tierra, donde hay un pozo que no se puede ubicar. 13

pertencen al área eléctrica y 3 pertenecen a instrumentos electrónicos que es el área de instrumentación. Estos datos reflejan los resultados de la medición realizado en el año 2019. En el Código Nacional de Electricidad los pozos deben tener un valor requerido menor a 25 ohmios para su aceptación.

4.1.2. Listas de equipos eléctricos

En planta se cuentan con los siguientes equipos que se muestran en la tabla a continuación de acuerdo a cada sistema.

En la tabla 5 se describen los equipos eléctricos del sistema de clasificación primaria de la línea 1 y 2, ahí se indicó el lugar al que pertenece, la marca, su capacidad, su voltaje con la que cuenta cada equipo y su estado actual.

Esta tabla refleja la cantidad de equipos disponibles con la que cuenta la planta de fosfato.

Tabla 5. Equipos del sistema CLASIF. PRIMARIA LINEA 1. / LINEA 2

Item	Tag	Lugar	Equipo	Marca	Capacidad	Unidad	Estado	Inventariado	Comentario
1	90Mo-W44vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	Motor 3Ø Zaranda preclas prim L1	Weg	440	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
2	91Mo-M41vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	Motor 3Ø Tambor lavador prim L1	Mclanahan	4160	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
3	92Mo-M44vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	Motor 3Ø Zaranda MAVI prim L1	Mavi	440	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
4	93Mo-W44vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	Motor 3Ø Bomba relave prim L1	Weg	440	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
5	94MC-W44vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	MCC Zaranda preclas prim L1	Weg	440	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
6	95MC-M41vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	MCC Tambor lavador prim L1	Mclanahan	4160	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
7	96MC-M44vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	MCC Zaranda MAVI prim L1	Mavi	440	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
8	97MC-W44vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	MCC Bomba relave prim L1	Weg	440	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
9	98MC-S46vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 1	MCC de clasificación prim L1	Siemens	460	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
10	10Mo-W46vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 2	Motor 3Ø Zaranda preclas prim L2	Weg	460	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
11	10Mo-W41vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 2	Motor 3Ø Tambor lavador prim L2	Weg	4160	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
12	10Mo-M46vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 2	Motor 3Ø Zaranda MAVI prim L2	Mavi	460	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación
13	10Mo-W46vo-CL	CLASIF.PRIMARIA LINEA 2	Motor 3Ø Bomba relave prim L2	Weg	460	voltios	Disponible	14/05/2020	En operación

Fuente: Propia

4.2. Auditoría de Mantenimiento del sistema eléctrico

4.2.1. Indicadores de Mantenimiento

Los indicadores se calcularon para cada sistema para 12 meses de tiempo. Como ejemplo se realiza el cálculo de los indicadores para el mes de enero del sistema Alimentador AL-2000-02.

Tabla 6. Tiempos de proceso y reparación del Sistema ALIMENTADOR AL-2000-02.

AUDITORIA DE MANTENIMIENTO DE SISTEMA ELECTRICO BAYOVAR 2000-02-AÑO 2019									
Año	Mes	Tiempo Total	Tiempo operación neto	Tiempo de fallo real	Cantidad de fallas	Numero de periodos de operación	MTTF	MTTR	Disponibilidad mensual
		h/mes	h/mes	h/vez	vez/mes	vez/mes	h	h	%
2019	ENERO	744	736.8	7.2	4	5	147.36	1.8	98.79%
	FEBRERO	672	665.73	6.27	7	8	83.2163	0.8957	98.94%
	MARZO	744	735.31	8.69	6	7	105.044	1.4483	98.64%
	ABRIL	720	712.34	7.66	3	4	178.085	2.5533	98.59%
	MAYO	744	732.5	11.5	4	5	146.5	2.875	98.08%
	JUNIO	720	711	9	5	6	118.5	1.8	98.50%
	JULIO	720	704.64	15.36	6	7	100.663	2.56	97.52%
	AGOSTO	744	736.78	7.22	4	5	147.356	1.805	98.79%
	SETIEMBRE	720	711.31	8.69	5	6	118.552	1.738	98.56%
	OCTUBRE	744	735.91	8.09	6	7	105.13	1.3483	98.73%
	NOVIEMBRE	720	711	9	3	4	177.75	3	98.34%
	DICIEMBRE	720	713.61	6.39	2	3	237.87	3.195	98.67%
		8712	8606.93	105.07	55	67	128.462	1.9104	98.79%

Fuente: Propia

Resulta, de la tabla anterior, para el sistema eléctrico 2000 – 02 Bayóvar:

Tiempo total programado de operación, TPO: 8,712 h/año

Nota: se programa solamente 24 horas de mantenimiento preventivo en julio y en agosto, en total, 48 h/año

Tiempo neto de operación, TNO: 8,636.93 h/año

Se tiene, Disponibilidad anual, D_{anual} :

$$D_{\text{anual}} = \left(\frac{\text{TNO} \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right)}{\text{TPO} \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right)} \right) * 100 \rightarrow D_{\text{anual}} = \left(\frac{8,606.93 \frac{\text{h}}{\text{año}}}{8,712 \frac{\text{h}}{\text{año}}} \right) * 100 = 98.79\%$$

Según Bayóvar, la Disponibilidad anual debe ser no menor a 99.5 % (con línea azul en el gráfico de la Figura 10).

Tiempo medio anual entre fallas, MTTF:

$$MTTF_{\text{anual}} \left[\frac{\text{h}}{\text{vez}} \right] = \frac{\text{Tiempo neto de Operación} \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right)}{\text{Número de períodos de operación anual} \left(\frac{\text{veces}}{\text{año}} \right)} = \frac{8,606.93}{67} = 128.462$$

Reducción de la disponibilidad por interrupciones eléctricas: 99.5 – 98.79 = 0.71%

Número de horas perdidas de producción de fosfatos por interrupciones eléctricas:

Tiempo perdido: 8,712 – 8,606.93 = 105.07 h/año

Tiempo medio anual entre reparaciones, MTTR

$$MTTR_{\text{anual}} \left[\frac{\text{h}}{\text{vez}} \right] = \frac{\text{Tiempo Total de Reparación} \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right)}{\text{Número de períodos de reparación anual} \left(\frac{\text{veces}}{\text{año}} \right)} = \frac{105.07}{55} = 1.9104$$

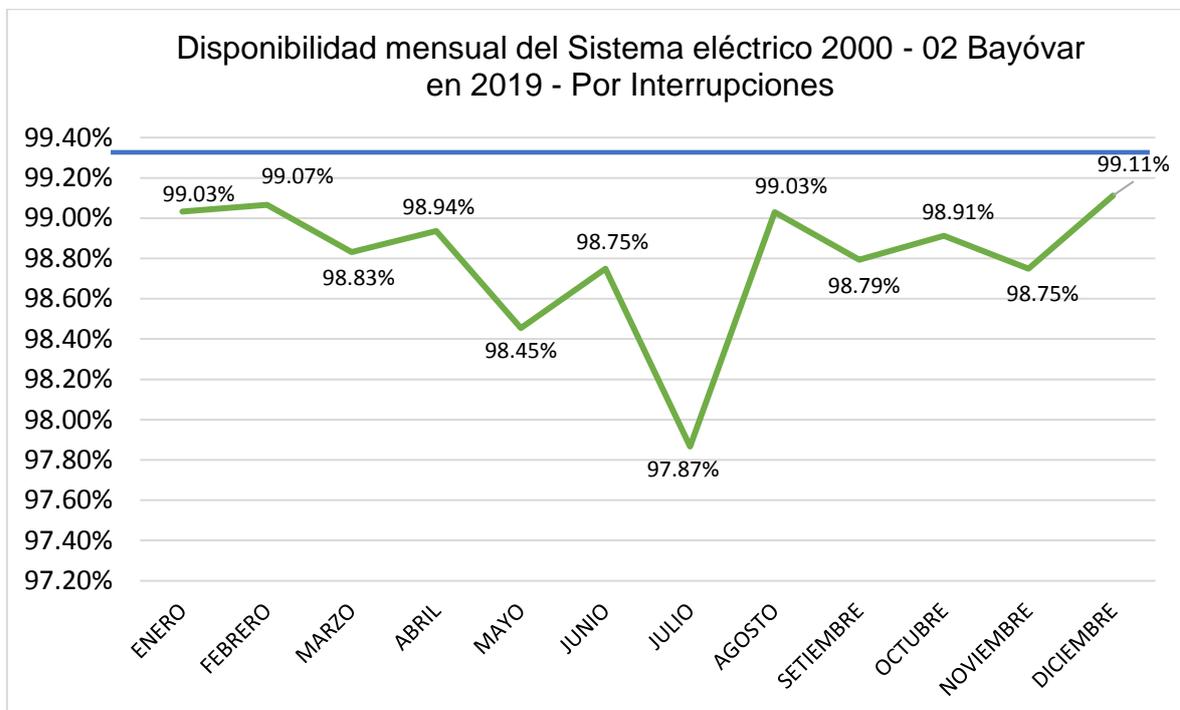


Figura 10. Disponibilidad mensual 2019 en Sistema eléctrico 2000 – 02.

Fuente: Propia

Cálculo de la confiabilidad del sistema eléctrico, en función de las interrupciones

Se presenta en la tabla siguiente, los resultados de la confiabilidad mensual del sistema eléctrico, para un tiempo de evaluación de 500 h:

Tabla 7. Confiabilidad de sistema eléctrico AL 2000-02

Mes	Tiempo	Tiempo	Confiabilidad
	Promedio entre	Promedio PARA	
	fallas (MTBF)	reparar (MTTR)	
ENERO	143.04	1.80	96.56
FEBRERO	78.51	0.90	93.83
MARZO	98.84	1.45	95.06
ABRIL	174.26	2.55	97.17
MAYO	139.60	2.88	96.48
JUNIO	112.50	1.80	95.65
JULIO	94.83	1.56	94.86
AGOSTO	143.02	1.81	96.56
SETIEMBRE	112.76	1.74	95.66
OCTUBRE	99.35	1.35	95.09
NOVIEMBRE	173.25	3.00	97.15
DICIEMBRE	233.07	5.20	97.87
TOTAL	1603.04	26.02	99.68

Fuente: Propia

Para obtener los resultados de la confiabilidad que figura en la tabla 7, se utilizó la ecuación de confiabilidad exponencial, en el período de vida útil del sistema:

$$C_{o \text{ mensual}-t=500h[\%]} = \left(e^{-\frac{1}{MTBF} * tpp} \right) * 100$$

Siendo, para enero:

$$C_{o \text{ mensual}-t=500h[\%]} = \left(e^{-\frac{1}{143.04} * 500} \right) * 100 = 96.546\%$$

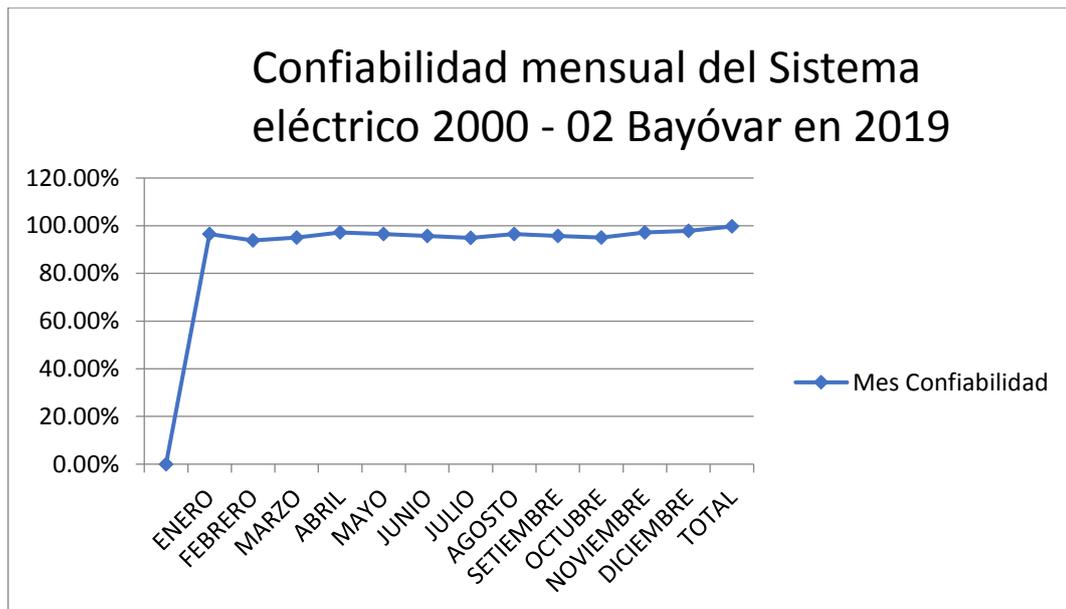


Figura 11. Curva de Confiabilidad del Sistema eléctrico 2000 – 02.

Fuente: Propia

4.2.2. Inventario de Potencia instalada

Se realizó la recopilación de las características eléctricas de los componentes del sistema eléctrico bajo estudio. El sistema eléctrico de potencia que se analiza está conformado por el transformador TF-2000-02 de la marca Siemens, el QD-2000-02, los MCC-2000-02 y MCC-2000-03 y los motores conectados a ellos. En la Figura 21 se tiene Diagrama unifilar de sala eléctrica 2000 de la Planta Bayóvar, con las características principales del transformador.

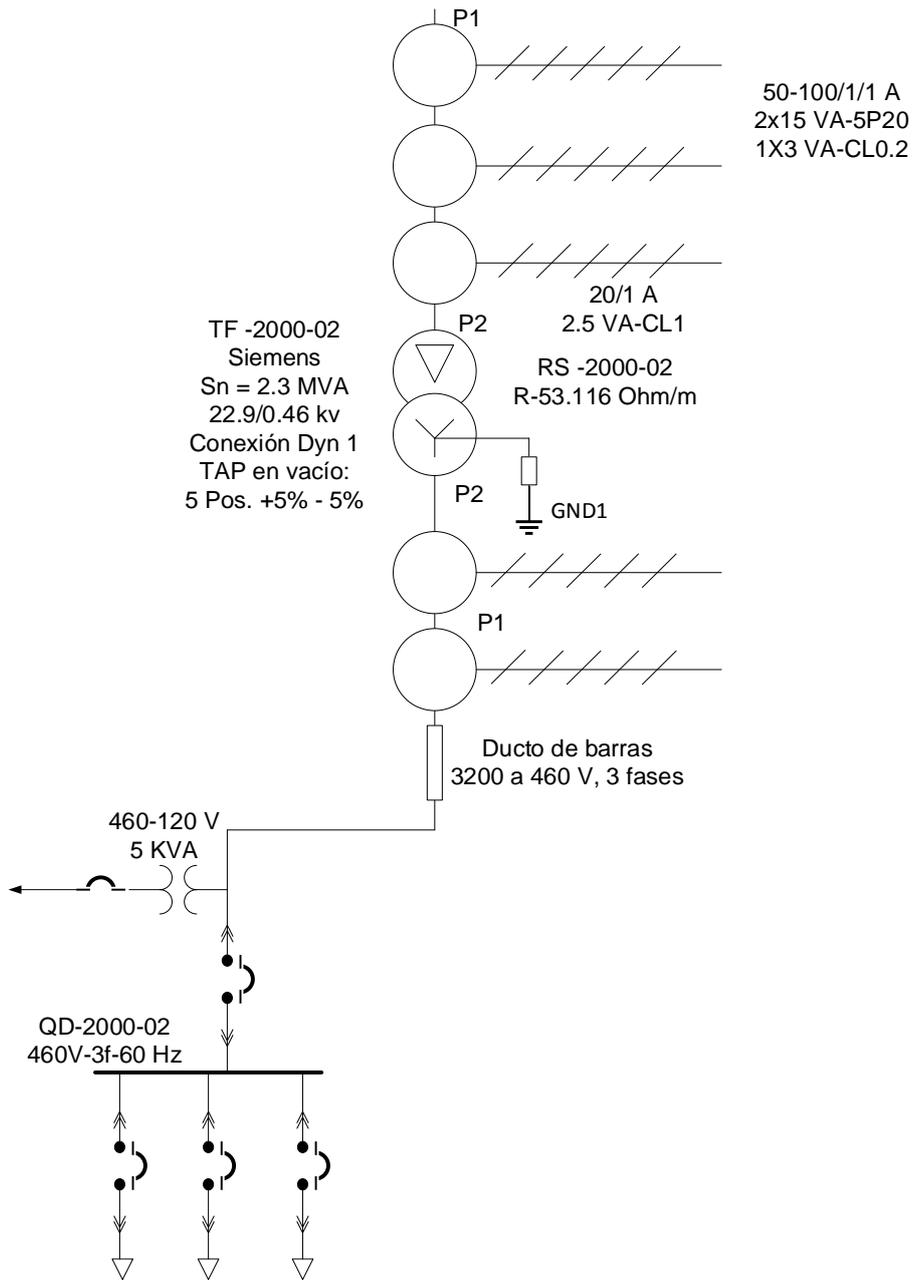


Figura 12. Diagrama unifilar de sala eléctrica 2000 en Baja Tensión
Fuente: Propia

Los parámetros eléctricos de los equipos de la figura anterior se encuentran en la Tabla 10. Estos parámetros son potencia activa, reactiva y aparente en horas punta (HP), la distorsión armónica (THD), corriente, voltaje, frecuencia y horas de operación. Los datos registrados se emplean para conocer el estado actual del sistema eléctrico de potencia.

Tabla 8. Parámetros eléctricos Planta Concentradora

	Potencia Activa (KW)	Factor de Potencia	Potencia Reactiva (KVAR)	Potencia Aparente (KVA)	THD-UL-L	TENSION (VOLT)	CORRIENTE (AMP)	HORAS DE OP. (h)	FREC (HZ)
TRANSF. TF-2000-02	441	0.991	-38	445		22900	11		59.99
QD-2000-02	237	0.94	85	252	L1-2: 8.6% L2-3: 9.9% L3-1: 9.3%	466	460	89343.6	60
Mcc-2000-02	1259	0.59	1713	2126	L1-2: 73.5% L2-3: 158% L3-1:195%	466	3220	87689.5	59.97
Mcc-2000-03	1138	0.87	780	1307		456	1720	88541.3	59.99

Fuente: Propia

De manera similar al cuadro anterior se realizó el inventario y registro de las características de los motores que estarán bajo análisis. En la Tabla 9 se muestran estos parámetros y los MCC a los que están asociados.

Tabla 9. Listado de motores eléctricos y sus parámetros eléctricos

N°	TIPO	TAG	FECHA	MARCA	HP	KW	VOLT	AMP	RPM	TEMP	SF	PF	Mcc
1	MOTOR	CK-2020-01-M1	10 Ago - 10	WEG	100	75	440	125	1185		1.15	0.84	Mcc-2000-02
2	MOTOR	CK-2020-01-M4	10 Ago - 10	WEG	100	75	440	125	1185		1.15	0.84	Mcc-2000-02
3	MOTOR	FI-2030-01	10 Ago - 10	WEG	150	110	460	167	1780		1.15	0.87	Mcc-2000-03
4	MOTOR	TR-1090-02-M1	29 Oct - 12	WEG	400	300	460	483	1190		1.15	0.81	Mcc-2000-03

Fuente: Propia

4.2.3. Análisis de calidad de energía

Para determinar que los elementos del sistema eléctrico de potencia trabajen acorde a las especificaciones técnicas se comprueba los parámetros eléctricos de la Tabla 8. Si los parámetros eléctricos están fuera de los valores normales de operación, los equipos desperdiciarán energía lo cual se refleja en sobrecalentamiento, baja eficiencia, e incremento de los costos para la empresa. Es por esta razón que con el análisis de calidad de energía se busca determinar el nivel de distorsión de estos parámetros eléctricos, y con ellos proponer las mejoras pertinentes para dar solución y/o prevenir fallas potenciales.

Para el análisis de calidad de energía se toman los datos presentados en la Tabla 8 el cual posee información del transformador, el QD y los MCC. Estos datos han sido tomados de los equipos de medición básicos in situ y se emplean para conocer el nivel de distorsión de voltaje, la distorsión armónica y la potencia eléctrica consumida.

4.2.4. Nivel de voltaje

El nivel de voltaje se mide en valores porcentuales y muestra el aumento o disminución del voltaje con respecto al valor nominal.

Tabla 10. Variación de tensión

ITEM	TENSION NOMINAL (VOLT)	TENSION (VOLT)	VARIACION (%)
TRANSF. TF-2000-02	22900	22900	0
QD-2000-02	460	466	1.3043
Mcc-2000-02	460	466	1.3043
Mcc-2000-03	460	456	-0.8696

Fuente: Propia

La variación del voltaje por norma puede estar en el rango de $\pm 5\%$, por lo tanto, los resultados de la Tabla 10 se demuestran que los valores están dentro de lo permitido.

4.2.5. Distorsión armónica

El nivel de distorsión armónica se obtiene de la base de datos del equipo de medición Explorer4000. Este equipo mide en tiempo real la tensión y la corriente en el punto de acoplamiento común (PCC). El PCC considerado es la salida del MCC-2000-02 pues como se puede ver en la Tabla 9 los niveles de distorsión armónica en las tres fases son mucho mayor que a la salida del QD-2000-02. En la Tabla 11 se encuentra a detalle los armónicos tanto en tensión como en corriente, según las Tablas 2 y 3 la norma IEEE Std 519-2014 la distorsión armónica individual y total (THD-U) en tensión no deben superar los 5% y 8% respectivamente.

Tabla 11. Distorsión armónica total en el PCC

THD (Distorsión Armónica Total)								
Armónico	Distorsión armónica de tensión			Armónico	Distorsión armónica de corriente			
	Tensión	$H_n=(V_n/V_1)$	Individual		Corriente		$H_n=(I_n/I_1)$	Individual
	V_n (V)	$(H_n)^2$	HD-U (%)		IL (A)	I_n (A)	$(H_n)^2$	HD-I (%)
1	460.00	1.00000	100.000	1	33.00	30.00	1.0000	100.000
2	10.00	0.00047	2.174	2	33.00	1.00	0.0011	3.333
3	10.00	0.00047	2.174	3	33.00	1.00	0.0011	3.333
4	10.00	0.00047	2.174	4	33.00	1.00	0.0011	3.333
5	10.00	0.00047	2.174	5	33.00	1.00	0.0011	3.333
6	10.00	0.00047	2.174	6	33.00	1.00	0.0011	3.333
7	10.00	0.00047	2.174	7	33.00	1.00	0.0011	3.333
8	10.00	0.00047	2.174	8	33.00	1.00	0.0011	3.333
9	10.00	0.00047	2.174	9	33.00	1.00	0.0011	3.333
10	10.00	0.00047	2.174	10	33.00	1.00	0.0011	3.333
11	10.00	0.00047	2.174	11	33.00	1.00	0.0011	3.333
12	10.00	0.00047	2.174	12	33.00	1.00	0.0011	3.333
13	10.00	0.00047	2.174	13	33.00	1.00	0.0011	3.333
14	10.00	0.00047	2.174	14	33.00	1.00	0.0011	3.333
15	10.00	0.00047	2.174	15	33.00	1.00	0.0011	3.333
16	10.00	0.00047	2.174	16	33.00	1.00	0.0011	3.333
17	10.00	0.00047	2.174	17	33.00	1.00	0.0011	3.333
18	10.00	0.00047	2.174	18	33.00	1.00	0.0011	3.333
19	10.00	0.00047	2.174	19	33.00	1.00	0.0011	3.333
20	10.00	0.00047	2.174	20	33.00	1.00	0.0011	3.333
	THD-U (%)	9.476			THD-I (%)		14.530	
					TDD-I (%)		13.209	

Fuente: Propia

En la Tabla 11 se observa que la distorsión armónica para la tensión es THD-U=9.47%, mientras que la distorsión armónica para la corriente THD-I=14.53%. Esto demuestra que el sistema eléctrico desde el PCC hacia adelante tiene niveles armónicos considerables y estos alteran el comportamiento óptimo del sistema eléctrico de potencia.

4.2.6. Factor de Potencia

Después de revisar los datos de la Tabla 8 se halló una falta de concordancia en el factor de potencia de los equipos. Por lo cual se realizó el cálculo de ellos empleando los datos de potencia activa y aparente que son los más confiables.

Tabla 12. Parámetros eléctricos Planta Concentradora

	TENSION (VOLT)	CORRIENTE (AMP)	Potencia Activa (KW)	Potencia Reactiva (KVAR)	Potencia Aparente (KVA)	Factor de Potencia
TRANSF. TF-2000-02	22900	11	441	-38	445	0.99
QD-2000-02	466	460	237	85	252	0.94
MCC-2000-02	466	3220	1259	1713	2126	0.59
MCC-2000-03	456	1720	1138	780	1307	0.87

Fuente: Propia

Con los factores de potencia reales se aprecia que el MCC-2000-02 posee el menor valor en la Tabla 12. Los factores de potencia que están por debajo de 0.9 serán corregidos, esto es, para los MCC-2000-02 y MCC-2000-03.

4.3. Plan de mejoras del sistema de Protección

Los datos recopilados en las tablas anteriores demuestran que el sistema eléctrico de potencia trabaja fuera de un punto de energético favorable. En la planta actualmente se presentan problemas de distorsión de la onda por armónicos y un bajo factor de potencia, siendo el MCC-2000-02 y el MCC-2000-03 los componentes más críticos. Como se ha mencionado en el Marco Teórico, el nivel de armónicos afecta directamente a los equipos electrónicos causándoles un mal funcionamiento, además de generar corrientes en el neutro que puede ocasionar sobrecalentamiento en los motores, síntomas que se presentan en los equipos de la planta. Por otra parte, un factor de potencia bajo es un claro indicador de uso

ineficiente de la energía, lo que es igual a pérdidas económicas ocasionadas por el sistema eléctrico. Por tal razón se considera atacar los problemas que se presenta mediante el siguiente plan de mejoras:

- Implementación de un banco de condensadores para compensar el factor de potencia.
- Dimensionamiento del cableado eléctrico desde los MCC hasta los motores.
- Implementación de un sistema de filtrado activo para corregir el nivel de armónicos.
- Rediseño de la puesta a tierra.
- Recalibración de los equipos de medición y protección.
- Implementar un plan de mantenimiento preventivo al sistema eléctrico de potencia.

4.4. Cálculos de ingeniería para las mejoras propuestas

Después de definidas las mejoras para el sistema eléctrico de la planta concentrado Bayóvar se desarrollan los cálculos pertinentes para dimensionar los equipos considerados en el plan de mejora.

4.4.1. Cálculos de corrección de factor de potencia

Como se puede observar en la Tabla 8 el consumo de corriente en los MCCs es elevado y bastante superior a lo que proporciona el transformador, esto se puede deber al bajo factor de potencia en los MCCs y a la distorsión armónica. Para corregir esto se realizará una compensación parcial del factor de potencia al grupo de motores, esto tiene como ventaja que la corriente reactiva aguas arriba es reducida y por lo tanto se reduce las pérdidas en los cables (Schneider Electric, 2000). Para la compensación de los motores del MCC-2000-02 y el MCC-2000-03 se empleará los datos de los motores de la Tabla 9.

La potencia activa, reactiva y el factor de potencia para los motores que pertenecen al MCC-2000-02 es:

$$P_{MCC_02} = 150 \text{ KW}$$

$$S_{MCC_02} = 176.47 \text{ KVA}$$

$$FP_{MCC-02} = 0.85$$

Para elevar el factor de potencia a 0.95 la potencia reactiva del banco de capacitores debe ser:

$$Q_c = P_{MCC-02}(tg(\phi)_1 - tg(\phi)_2)$$

Empleando los datos anteriores se calcula la potencia reactiva como:

$$\cos(\phi)_1 = 0.85$$

$$\cos(\phi)_2 = 0.95$$

$$tg(\phi)_1 = 0.6197$$

$$tg(\phi)_2 = 0.3287$$

$$Q_c = (150 \text{ KW})(0.6197 - 0.3287) = 43.65 \text{ KVAR}$$

Los bancos de condensadores pueden ser fijos o de regulación automática para decidir cual implementar se usa la siguiente regla práctica: Si la potencia de los condensadores (kVAR) es inferior al 15% de la potencia del transformador se debe elegir condensadores fijos. (Schneider Electric, 2000)

Sabiendo que el transformador tiene una potencia aparente de 2300 KVA se tiene:

$$\frac{Q_c}{S_n} = \frac{43.65 \text{ KVAR}}{2300 \text{ KVA}} * 100\% = 1.898 \%$$

Al ser la potencia inferior al 15% se seleccionará un banco de condensadores fijos.

En la Tabla 10 se observa que la instalación eléctrica cuenta con armónicos por lo cual esto se debe considerar en el dimensionamiento de los capacitores. Para evitar el fenómeno de resonancia la frecuencia propia del banco de capacitores no debe coincidir con algún armónico de la red. Esencialmente se prefiere mantenerse lejos de la frecuencia del tercer armónico que se da a 180 Hz ya que suele ser el de mayor amplitud y por lo tanto en resonancia causaría sobrecargas de intensidad que podrá provocar el calentamiento y el envejecimiento prematuro del condensador. La frecuencia propia del banco de condensadores se calcula como:

$$f_p = f_0 \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$$

Donde:

f_p : Frecuencia propia

f_0 : Frecuencia de la red = 60 Hz

S_{cc} : Potencia de cortocircuito de la red en kVA

Q : Potencia de la batería de condensadores en kVAr

La potencia de cortocircuito es:

$$S_{cc} = \frac{S_n}{U_{cc}}$$

Donde:

S_n : Potencia del transformador = 2300 KVA

U_{cc} : Tensión de cortocircuito = 6 % (IEC 60076-5)

$$S_{cc} = \frac{2300 \text{ KVA}}{6} * 100 = 38333 \text{ KVA}$$

$$f_p = (60 \text{ Hz}) \sqrt{\frac{38333 \text{ KVA}}{43.65 \text{ KVAr}}} = 1777.9 \text{ Hz}$$

La frecuencia propia de banco de condensadores se encuentra los armónicos 29 y 30 (1740 Hz y 1800 Hz) lo cual presenta una gravedad baja pues los armónicos superiores a 20 son de baja amplitud.

La potencia activa, reactiva y el factor de potencia para los motores que pertenecen al MCC-2000-03 es:

$$P_{MCC_03} = 410 \text{ KW}$$

$$S_{MCC_03} = 496.8 \text{ KVA}$$

$$FP_{MCC-03} = 0.8253$$

Empleando los datos anteriores se calcula la potencia reactiva como:

$$\cos(\phi)_3 = 0.83$$

$$\cos(\phi)_4 = 0.95$$

$$\text{tg}(\phi)_3 = 0.6843$$

$$\text{tg}(\phi)_4 = 0.3287$$

$$Q_c = (410 \text{ KW})(0.6843 - 0.3287) = 145.796 \text{ KVAr}$$

Verificando que la potencia del banco de condensadores sea menor al 15%, se tiene:

$$\frac{Q_c}{S_n} = \frac{145.796 \text{ KVAr}}{2300 \text{ KVA}} * 100\% = 6.339 \%$$

Para el MCC-2000-03 entonces se seleccionará un banco de condensadores fijos. Empleando la ecuación para hallar la frecuencia propia del banco de condensadores se demuestra que esta frecuencia se encuentra entre los armónicos 15 y 16 (900 Hz y 960 Hz).

$$f_p = (60 \text{ Hz}) \sqrt{\frac{38333 \text{ KVA}}{145.796 \text{ KVAr}}} = 972.86 \text{ Hz}$$

4.4.2. Rediseño de la malla de puesta a tierra

Datos generales del sistema

Acometida principal= trifásica constituida por 1 transformador trifásico

Datos principales de transformador:

- Impedancia porcentual, Z = 6 %
- Potencia nominal: 2300 KVA
- Tensión lado MT: 22900 V
- Tensión en BT: 460 V

Lecturas obtenidas en tableros principal del transformador Tr1: Fase fase: 460 V

La alimentación al tablero principal tiene una terna de TW 5 x 500MCM por fase

Procedimientos para el diseño de una malla de puesta a tierra

1. Área a ocupar para la instalación de la malla
2. Cálculo del radio equivalente del área seleccionada para la malla
3. Graficar un rectángulo sobre esta área
4. Insertar la malla dentro del área seleccionada
5. Calcular la longitud del conductor requerido
6. Medir la resistividad del terreno

7. Cálculo de la corriente de cortocircuito
8. Cálculo de corriente máxima de falla
9. Cálculo del calibre del conductor de puesta a tierra
10. Cálculos de la resistencia de la malla de puesta a tierra
11. Cálculos de resistencia total del sistema
12. Cálculo de tensión de paso y de toque según la IEEE Std 80 - 2000
13. Cálculo de la elevación de potencial de tierra "GPR"

Área a ocupar para la instalación de la malla

Para la instalación de la malla de puesta a tierra se analiza el lado de la malla y para realizar el cálculo empezaremos con un área de las siguientes dimensiones: Largo= 6mts y Ancho = 36 metros cuadrados.

Puesto que para los diseños de mallas de puesta a tierra se trabaja sobre el área de la construcción esta vez, se hará la ampliación de la malla en la superficie contigua a la subestación.

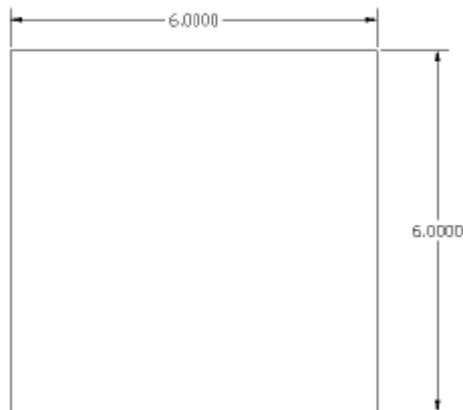


Figura 13. Superficie ocupada por malla de puesta a tierra.

Fuente: Propia

$$A = L \times L \Rightarrow A = 6 \text{ m} \times 6 \text{ m} = 36 \text{ m}^2$$

Radio equivalente del área de la malla

$$A = \pi * r^2 \rightarrow r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{36 \text{ m}^2}{\pi}} = 3.385 \text{ m}$$

Graficar un rectángulo sobre esta área

El sitio seleccionado es el área de dimensión de la malla a diseñar 6 metros de largo por 6 metros de ancho. Área total = 36 m²

Insertar la malla dentro del área seleccionada

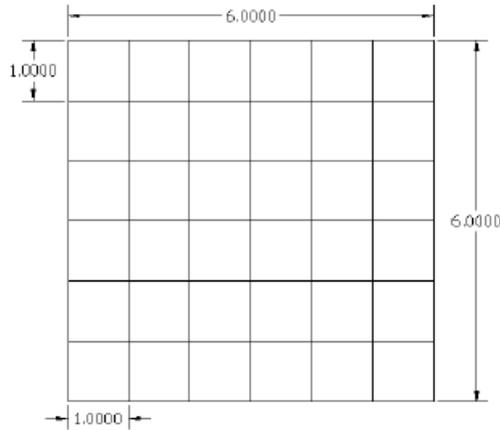


Figura 14. Malla de puesta a tierra inicial.

Fuente: Propia

Se inserta la malla de 6 x 6 la cual se divide en retículas de 1 metro x 1 metro

Longitud del conductor requerido

Longitud total (Lt) = 7*6 + 6*7 = 84 m

Para construir esta malla se necesitan 84 metros de conductor

Medir la resistividad del terreno

Se realizaron 4 tomas según el método wenner, y se calculó la resistividad con la formula correspondiente al método.

$$\rho = 2\pi * d * R$$

Donde: d: distancia en metros de cada medición, R= resistencia obtenida con la medición, con lo que al realizar las mediciones se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 13. Datos obtenidos del terreno en el análisis realizado

Medida de la resistividad del terreno por método Wiener		
Distancia, m	Resistencia, Ω	Resistividad del terreno, Ω
1	40.3	253.21
2	18.03	226.57
3	5.85	110.269
4	0.98	24.63

Fuente: Propia

Con el método de suelo uniforme, se obtiene la resistividad equivalente según el número de mediciones realizadas.

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4}{4} \rightarrow \rho = \frac{253.21 + 226.27 + 110.27 + 24.63}{4} = 153.67 \Omega - m$$

Para efectos de cálculo se trabaja con una resistividad de 153.67 Ω -m

Se estaba en invierno por lo que al realizar las mediciones el suelo estaba húmedo, con buena resistividad, para evitar errores de diseño, se asume el cálculo en época de verano, con suelo seco y por ende su resistividad aumenta, resultando un tipo de suelo seco con resistividad de 800 Ω -m.

En las instalaciones hay dos varillas de cobre las cuales están haciendo la protección del sistema de puesta a tierra del apantallado de las líneas de media tensión del sistema y del neutro de la estrella del lado de media tensión.

Del análisis de la resistencia de las dos varillas se tienen los resultados:

Tabla 14. Resistencia de los electrodos instalados

Resistencia de los electrodos instalados	
Cable desnudo #4/0 + varilla 5/8	21.7 Ω
Cable desnudo # 8/0 + varilla 5/8	21.9 Ω

Fuente: Propia

Cálculo de la corriente de cortocircuito

Obteniendo la impedancia del transformador

$$\text{Potencia de corto circuito: } P_{cc} = \frac{S_n(\text{KVA})}{Z_{cc}(\%)} = \frac{2300}{6} = 383.34 \%$$

$$\text{Tensión de corto circuito: } U_{cc} = \frac{S_n}{P_{cc}(\%)} = \frac{2300 \text{ KVA}}{383.34 \%} = 5.99 \% = 6 \%$$

Bajo la norma ANSI/IEEE 141-1986 del IEEE

ICC max en el lado de baja tensión

$$I_{n-sec} = \frac{\text{KVA} * 1000}{\sqrt{3} * E} = \frac{2300 * 1000}{\sqrt{3} * 460} = 2,886.75 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito simétrica máxima (ICC max) será:

$$I_{cc \text{ máx}} = \frac{100 \%}{Z \%} * I_{sec} = \frac{100\%}{6} * 2,886.75 \text{ A} = 48,112.5 \text{ A} = 48.112 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito asimétrica será: $I_{cc-asim} = ICC \text{ max} * Df$

Df = factor de asimetría (factor que depende de la relación X/R en el punto de falla según el capítulo 15 sección 15.10, de la norma IEEE Std 80 – 2000)

Tabla 15. Valores típicos del factor de asimetría (Df)

Fault duration, t_f		Decrement factor, D_f			
Seconds	Cycles at 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0.008 33	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Fuente: ABB

Para una relación X/R = 10 y una falla de tiempo 0.3 segundos de 60 ciclos

$$I_{cc-asim} = I_{cc \text{ máx (BT)}} * 1.013 = 48,112.5 * 1.013 = 48,737.96 \text{ A asimétricos}$$

ICC max en el lado de media tensión

$$I_{sec} = \frac{KVA * 1000}{\sqrt{3} * E} = \frac{2300 * 1000}{\sqrt{3} * 22,900 \text{ V}} = 57.98 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito simétrica máxima (Icc-max) será:

$$I_{cc \text{ máx}} = \frac{100 \%}{Z \%} * I_{sec} = \frac{100 \%}{2.68} * 25.54 \text{ A} = 953 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito asimétrica será:

$$I_{cc-asim} = ICC-max (MT) * Df = 953 * 1.013 = 965.40 \text{ Amperios asimétricos.}$$

Cálculo de corriente máxima de falla

Corriente máxima que circulara por la malla: $I_G = Df * I_g$

Df: factor de asimetría, I_g = corriente simétrica de falla inyectada a la malla de

tierra, I_G = máxima corriente de falla asumida por la malla → Luego: $I_g = Sf * I_f$

Sf: factor divisor de corriente de falla, I_f = corriente rms simétrica de falla a tierra.

El factor de división de corriente (SF) es el porcentaje de corriente que disipará la malla de tierra, el resto retornará el sistema hasta ser despejada.

Para efectos de cálculo se trabaja con un valor de $Sf = 0.20$, $I_g = 0.20 * 48,737.96 = 9,747.60 \text{ A}$

El valor de Df se calcula de la norma IEEE Std 80 – 2000 según la relación X/R para una falla de tiempo 0.05 segundo de 3 ciclos

Entonces: $IG = Df \times I_g = 1.013 \times 9,747.60 = 9,874.32 \text{ A}$

Cálculo del calibre del conductor de puesta a tierra

El cálculo del conductor de puesta a tierra para plantas industriales y subestaciones se calcula con la siguiente expresión:

$$A = I * \sqrt{\frac{33 * S}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}}$$

A: área del conductor en milésimas de circulares (cmils), I: corriente máxima de falla a tierra en amperes, S: tiempo durante el cual fluye la corriente de falla, s; Tm: temperatura máxima de fusión en °C, tabla A-2, Ta: temperatura ambiente en °C
El factor Tm, temperatura máxima de fusión, se puede obtener de la tabla

Tabla 16. Temperatura máxima de fusión

Descripción	Temperatura de fusión, °C
Alambre de cobre recocido	1083
Alambre de cobre duro	1084
Núcleo de acero con revestimiento de cobre	1084/1300
Alambre de aluminio	657
Aleación de aluminio	660
Alma de acero con recubrimiento de aluminio	660/1300
Alma de acero con cubierta de zinc	419/1300
Acero inoxidable	1400

Fuente:

$$A = I * \sqrt{\frac{33 * S}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}} = 9,874.32 * \sqrt{\frac{33 * 3}{\log\left(\frac{1084 - 35}{234 + 35} + 1\right)}} = 127,797 \text{ CMILS}$$

Para el resultado, y la tabla # 8 del NEC 2005 NFPA70, se obtiene un conductor de calibre # 2/0 (133,100 CMILS). La norma IEEE std 80 - 2000 recomienda calibre mínimo el AWG número 4/0.

Se realiza el cálculo según la norma IEEE Std 80 – 2000 con la fórmula:

$$A_{Kcmils} = I * K_f * \sqrt{t_c}$$

Donde: A Kcmil: área del conductor en Kcmil, I: corriente de falla en KA, Tc = tiempo de duración de la falla, Kf = constante obtenida de la tabla #2 para varios materiales a distintas temperaturas.

Tabla 17. Constante Kf para diferentes tipos de electrodos y temperatura

Material	Conductividad (%)	TM (°C)	Kf
Copper, annealed soft drawn	100	1083	7
Copper, commercial hard drawn	97	1084	7.06
Copper, commercial hard drawn	97	250	11.78
Copper-elad, steel wire	40	1084	10.45
Copper-elad, steel wire	30	1084	12.06
Copper-elad, steel rod	20	1084	14.64
Aluminum EC Grade	61	657	12.12
Aluminum 5005 Alloy	53.5	652	12.41
Steel 1020	10.8	1510	15.95
Stainless clad steel rod	9.8	1400	14.72
Zinc-coated steel rod	8.6	419	28.96
Stainless steel 304	2.4	1400	30.05

Fuente: NEC 2005 NFPA70

$$\rightarrow A_{Kcmils} = I * K_f * \sqrt{t_c} = 9.87 * 7.06 * \sqrt{3} = 120.70 \text{ Kcmils}$$

Según la tabla 17 del NEC 2005 NFPA70 y tomando el inmediato superior para 120.70 Kcmils se obtiene un conductor de calibre # 2/0 (133100 CMILS). Para la malla de tierra se necesita un conductor # 2/0 de cobre.

Diseño de la malla del sistema de puesta a tierra

Se realiza primer diseño de la malla del sistema de puesta a tierra.

Cálculos de la resistencia de la malla de puesta a tierra

Los cálculos se realizan asumiendo los datos más críticos para verano

$$R_g = \frac{\rho}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}}$$

En donde: R_g : resistencia de la red de tierra en ohm, ρ : resistividad promedio en $\Omega\text{-m}$, A : área ocupada por la malla, L : longitud total del conductor enterrado

$$R_g = \frac{\rho}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}} = \frac{800 \Omega - m}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{3.385m} + \frac{800 \Omega - m}{84 m}} = 646.58 \Omega$$

El artículo # 250 – 56 determina que el electrodo de puesta a tierra deberá tener igual o menor a 25 ohmios, para cumplir el artículo 250 - 56 se colocan varillas de cobre cooperwerld de acero con recubrimiento de cobre con longitud mínima de 2.44m, diámetro de 5/8” para varillas de hierro, acero y cobre.

$$R_{\text{varilla}} = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \left(\frac{8L}{d} - 1 \right) \right]$$

ρ : resistividad del suelo, L : longitud de la varilla, d : diámetro de la varilla

$$R_{\text{varilla}} = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \left(\frac{8L}{d} - 1 \right) \right] = \frac{800 \Omega - m}{2\pi * 2.44 m} * \left[\ln \left(\frac{8 * 2.44 m}{\frac{5}{8}} - 1 \right) \right] = 77.25 \Omega$$

Se aumenta la longitud y se baja la resistencia del sistema agregando 4 varillas en el contorno de la malla

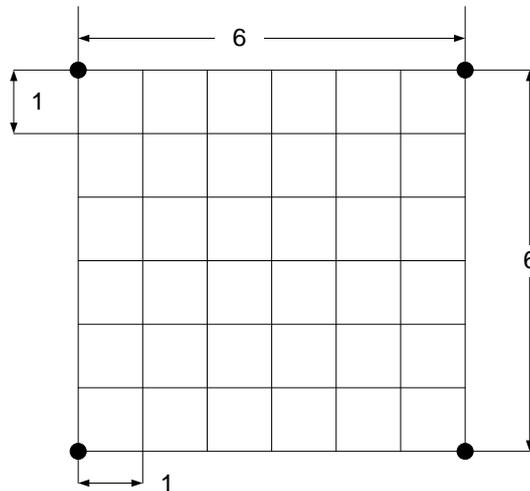


Figura 15. Dimensiones iniciales de malla para Puesta a Tierra.

Fuente: Propia

Sumando la longitud total de las varillas de cobre:

$$L_T = L_{T1} + L_{T2} = 84\text{mts} + (4 \text{ piezas} \times 2.44\text{mts/pieza}) = 93.76\text{mts}$$

El Nuevo valor de la Resistencia de la malla será:

$$R_g = \frac{800 \Omega - m}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{3.385 m} + \frac{800 \Omega - m}{93.76 m}} = 615.15 \Omega$$

Cálculos de resistencia total del sistema

$$R_{total} = \frac{1}{\frac{1}{R_{varillas}} + \frac{1}{R_{malla}}} = \frac{1}{\left[\frac{1}{R_{varillas}} * 4\right] + \frac{1}{R_{malla}}} = \frac{1}{\frac{1}{77.25} * 4 + \frac{1}{615.15}} = 18.72 \Omega$$

Este valor de resistencia se cumple con la norma requerida de máximo 25 Ω

Tensión de paso y de toque según norma IEEE Std 80 - 2000

Se determina el voltaje de paso y toque para una persona de 70 Kg de peso en el tiempo de duración determinado de falla

$$\frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 70 \text{ kg}$$

$$\text{Voltaje de paso: } V_p = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

Donde: **1000** = resistencia del cuerpo humano en ohmios, **Cs** = factor de resistencia de aumento contacto por adición de material superficial, **Vp** = voltaje de paso, **Ps** = resistividad de la capa de material superficial, **P** = resistividad de la primera capa del suelo, **ts** = tiempo de duración de la falla

$$C_s = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \right) = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{800 \Omega - m}{10000 \Omega - m} \right)}{2 * 0.15m + 0.09} \right) = 0.78$$

$$\rightarrow V_p = (1000 + 6 * 0.78 * 10000) * \frac{0.116}{\sqrt{3}} = 3201.29 \text{ V}$$

Para los valores de resistividad de la capa superficial de terreno se trabaja con un valor de 10000 Ω -m puesto que la primera capa consiste de concreto seco, o piedra picada de 3/4" con espesor de 15cm. La resistividad de la capa superficial del suelo se tomó 800 Ω -m asumiendo el cálculo en época de verano.

El valor tolerable del voltaje de contacto es:

$$V_c = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 1.5 * 0.78 * 10000) * \frac{0.116}{\sqrt{3}} = 850.55 \text{ V}$$

Elevación de potencial de tierra “GPR”

Para brindar bajo condiciones de falla una conexión segura a tierra para el voltaje de paso, el gradiente de potencial; en volts/metro (**GPR**) sobre la superficie del suelo **no debe exceder los valores de los voltajes de paso y contacto.**

Elevación del potencial de tierra: **$GPR = IG \times Rg$**

En donde: Rg : resistencia de la red de tierra, IG : corriente máxima de falla

$$GPR = (9874.32) \times (18.72) = 184,847.27 \text{ V}$$

$$GPR > V_{\text{paso}} \rightarrow 184,847.27 \text{ V} > 3201.29 \text{ V}$$

$$GPR > V_{\text{contacto}} \rightarrow 184,847.27 \text{ V} > 850.55 \text{ V}$$

Con lo cual se verifica que el sistema no es seguro

Se deben corregir los siguientes puntos para rediseñar el sistema de puesta a tierra, los voltajes de paso y de contacto tengan valores permisibles por normas.

- Reducción de la resistencia del sistema de puesta a tierra mediante aumento de la longitud y área de la malla existente, a su vez varillas de cobre en paralelo
- Aumento de la resistividad de la capa superficial construyendo una gruesa capa de concreto de 0.25 m de grosor, en lugar de 0.15 m

Rediseño inicial de la malla de sistema de puesta a tierra

Se aumenta la longitud de la malla a un área de 8 x 8; obteniendo una nueva área de 64 metros cuadrados y reticulada cada metro.

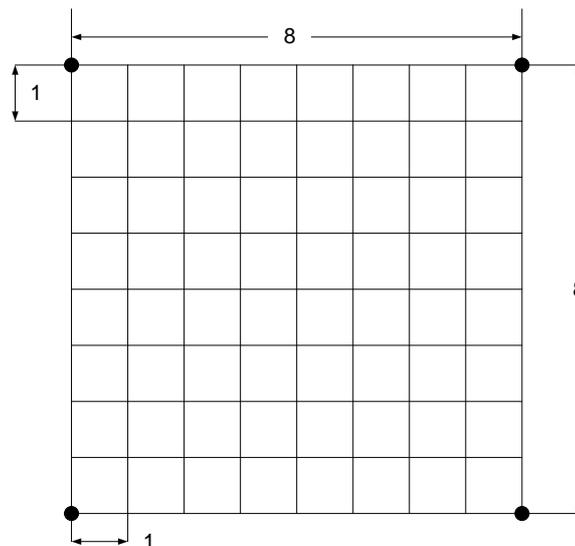


Figura 16. Malla a tierra modificada.

Fuente: Propia

Radio equivalente de la nueva malla de tierra

$$A = \pi * r^2 \rightarrow r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{64 \text{ m}^2}{\pi}} = 4.513 \text{ m}$$

Longitud total del conductor utilizado en la malla: $L_{t1} = 9*8+8*9 = 144 \text{ m}$

Para nuevamente obtener una resistencia mínima a tierra, se aumenta el número de varillas de cobre en cada retícula

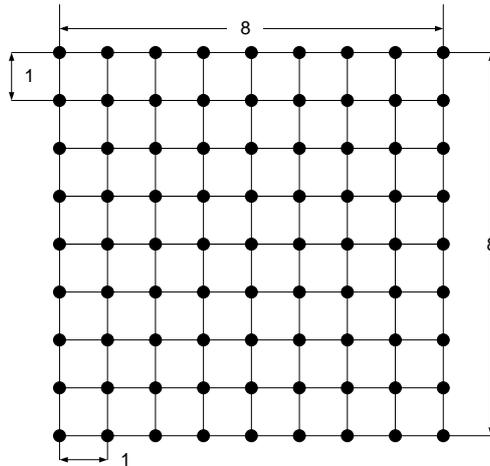


Figura 17. Malla de puesta a tierra intermedia.

Fuente: Propia

Sumando la longitud total de las varillas de cobre:

$$L_T = L_{t1} + L_{t2} = 144 \text{ mts} + (81 \times 2.44 \text{ mts c/u}) = 341.64 \text{ mts}$$

Nuevo valor de la resistencia de la malla de puesta a tierra

$$R_g = \frac{\rho}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}} = \frac{800 \Omega - \text{m}}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{4.51 \text{ m}} + \frac{800 \Omega - \text{m}}{341.64 \text{ m}}} = 348.61 \Omega$$

Resistencia total de la nueva malla a tierra:

$$R_{\text{total}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{varillas}}} * L_{t1} + \frac{1}{R_{\text{malla}}}} = \frac{1}{\frac{1}{77.25 \Omega} * 81 + \frac{1}{348.61 \Omega}} = 0.951 \Omega$$

Tensión de paso y de toque según norma IEEE Std 80 - 2000

Aumentando la resistividad de la capa superficial de material de 10000 Ω-m a 50000 Ω-m, el nuevo valor tolerable de los voltajes de paso y contacto son:

$$V_p = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

$$C_s = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \right) = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{800 \Omega - m}{50000 \Omega - m} \right)}{2 * 0.25m + 0.09} \right) = 0.849$$

$$\rightarrow V_p = (1000 + 6 * 0.849 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 17,124.9 \text{ V}$$

A su vez el valor tolerable del voltaje de contacto es:

$$V_c = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 1.5 * 0.849 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{3}} = 4331.4 \text{ V}$$

Cálculo de la elevación de potencial de tierra “GPR”

$$GPR = (9874.32) \times (0.951) = 9390.47$$

$$GPR < V_{\text{paso}}: 9,390.47 \text{ V} < 17,124.9 \text{ V}$$

$$GPR > V_{\text{contacto}}: 9,390.47 > 4331.45 \text{ V}$$

Se observa que la malla aún no es segura para los valores de voltaje de contacto (la elevación de potencial de tierra es mayor que el voltaje de contacto)

Diseño final de la malla del sistema de puesta a tierra

Se aumenta la longitud de la malla a un área de 10 x 10 m; con la cual se tiene una nueva área de 100 m² y reticulada cada metro. A su vez, se disminuye la resistividad de la capa del suelo y se aumenta la profundidad de la capa superficial de material a 30 cm para los voltajes de paso y contacto

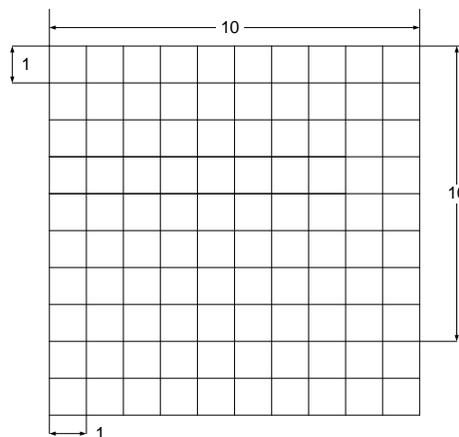


Figura 18. Malla final de puesta a tierra en subestación.

Fuente: Propia

Radio equivalente de la nueva malla de tierra

$$A = \pi * r^2 \rightarrow r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{100 \text{ m}^2}{\pi}} = 5.64 \text{ m}$$

Longitud total del conductor utilizado en la malla, Lt2

$$L_{T2} = (10 \times 11) + (10 \times 11) = 220\text{m}$$

Para reducir la resistencia mínima a tierra se aumenta el número de varillas de cobre en cada retícula.

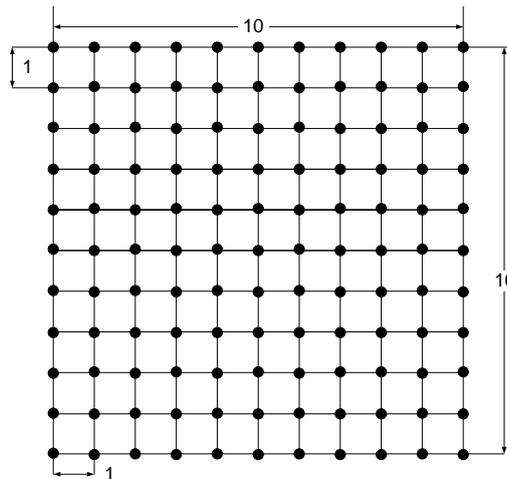


Figura 19. Malla final de puesta a tierra para transformador de 2300 KVA.

Fuente: Propia

Longitud total de las varillas de cobre:

$$L_T = L_{t1} + L_{t2} = 220\text{m} + (121 \times 2.44\text{mts c/u}) = 515.24\text{m}$$

Resistencia de la malla de puesta a tierra

$$R_g = \frac{\rho}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}} = \frac{500 \Omega - \text{m}}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{5.64\text{m}} + \frac{500 \Omega - \text{m}}{515.24 \text{ m}}} = 154.48 \Omega$$

Resistencia de las varillas de cobre

$$R_v = \frac{\rho}{2\pi L} * \ln\left(\frac{8L}{d} - 1\right) = \frac{500 \Omega - \text{m}}{2\pi * 2.44 \text{ m}} * \ln\left(\frac{8 * 2.44}{\frac{5}{8}} - 1\right) = 48.28 \Omega$$

Resistencia total del nuevo sistema

$$R_{\text{total}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{varillas}}} * L_{t1} + \frac{1}{R_{\text{malla}}}} = \frac{1}{\frac{1}{48.28 \Omega} * 121 + \frac{1}{154.48 \Omega}} = 0.397 \Omega$$

Tensión de paso

$$V_p = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 6 * 0.87 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 17,546.82 \text{ V}$$

$$\text{Siendo } C_s = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \right) = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{500 \Omega - \text{m}}{50000 \Omega - \text{m}} \right)}{2 * 0.3\text{m} + 0.09} \right) = 0.87$$

Tensión de contacto

A su vez el valor tolerable del voltaje de contacto es:

$$V_c = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 1.5 * 0.87 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{3}} = 4436.93 \text{ V}$$

Cálculo de la elevación de potencial de tierra “GPR”

$$\text{GPR} = (9874.32) * (0.397) = 3,920.105$$

$$\text{GPR} < V_{\text{paso}}: 3,920.105 \text{ V} < 17546.82 \text{ V}$$

$$\text{GPR} < V_{\text{contacto}}: 3,920.105 < 4436.93 \text{ V}$$

El sistema de malla para puesta tierra del transformador es totalmente seguro

Cálculo de los parámetros de seguridad en invierno

Resistencia de la malla de puesta a tierra

$$R_g = \frac{\rho}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}} = \frac{153.67 \Omega - \text{m}}{4} * \sqrt{\frac{\pi}{5.64\text{m}} + \frac{153.67 \Omega - \text{m}}{515.24 \text{m}}} = 35.52 \Omega$$

Resistencia total del nuevo sistema

$$R_{\text{total}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{varillas}}} * L_{t1} + \frac{1}{R_{\text{malla}}}} = \frac{1}{\frac{1}{48.28 \Omega} * 121 + \frac{1}{35.52 \Omega}} = 0.394 \Omega$$

Voltaje de paso

$$V_p = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 6 * 0.869 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 17,546.14 \text{ V}$$

$$\text{Siendo } C_s = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \right) = 1 - \left(\frac{0.09 \left(1 - \frac{153.67 \, \Omega - m}{50000 \, \Omega - m} \right)}{2 * 0.3m + 0.09} \right) = 0.869$$

Voltaje de toque:

$$V_c = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 1.5 * 0.869 * 50000) * \frac{0.116}{\sqrt{3}} = 4431.91 \text{ V}$$

Cálculo del “GPR”

$$\text{GPR} = (9874.32) \times (0.394) = 3,890.48 \text{ V}$$

$$\text{GPR} < V_{\text{paso}}: 3,890.48 \text{ V} < 17546.14 \text{ V}$$

$$\text{GPR} < V_{\text{contacto}}: 3,890.48 \text{ V} < 4431.91 \text{ V}$$

El sistema es seguro en invierno

4.5. Plan de mantenimiento preventivo

4.5.1. Mantenimiento preventivo a motores eléctricos.

Se plantea realizar mediciones periódicas de los valores de caída de tensión, intensidad de corriente eléctrica, frecuencia, factor de potencia, labor que será realizada por los mismos operarios de las máquinas, a lo que se denomina mantenimiento autónomo. La recopilación de los datos de las mediciones se hará siguiendo el protocolo de análisis de motores del Anexo N° 6.

Para la implementación de estas labores, se prevee la capacitación en labores de medición de parámetros de los motores eléctricos, y establecer un registro de valores cada 30 días.

Se establece que, si existiera variación en los parámetros a medir en valores superiores a 1% con concerniente a los valores de la medición nominal, se realice una inspección por parte del personal de mantenimiento de la empresa. Estas actividades se realizarán dentro del periodo de parada programada de la planta.

4.5.2. Mantenimiento a puestas a tierra de los tableros eléctricos.

Con la implementación de una pinza teluométrica se realiza la medición de las apuestas a tierras, mediante un protocolo de pruebas preestablecidas, labor que será realizada por los operarios de las máquinas de los procesos.

La realización de los valores de puesta a tierra, serán cada 30 días.

4.5.3. Análisis de Modo y Efecto de Fallas.

El inicio de este análisis consiste en determinar los modos de fallas. En Mantenimiento, es fundamental identificar que las fallas pueden tener diferentes modos. Así, se presenta la siguiente tabla.

Tabla 18. Determinación de Modos de Falla

Ítem	Equipo y/o Instalación Eléctrica	Función	Falla potencial
01	Motores Eléctricos	Convertir energía eléctrica en energía cinética necesaria para el funcionamiento de otro equipo	Rodamientos defectuosos Cortocircuito
02	Luminarias	Iluminar una determinada zona	Falso contacto entre terminales Rotura de lámpara Cortocircuito
03	Grupo Electrónico	Generar energía eléctrica	Baterías defectuosas Bajo suministro de voltaje
04	Tableros Eléctricos	Distribuir y/o controlar energía eléctrica	Cortocircuito Salto de interruptores
05	Arrancadores	Controlar el par de un motor durante su arranque y parada.	Incorrecto funcionamiento
06	Transformadores	Disminuir el voltaje de la línea de M.T.	Cortocircuito
07	MCCs	Convertir energía eléctrica en cinética, abastecer sistema protección y control	No transmite energía Fallas dispositivos control

Fuente: Propia

Vemos que en la tabla hay 12 fallas potenciales.

La segunda etapa consiste en efectuar el análisis de criticidad. Se plasma aquello mediante tres tablas estándar. La primera: Ponderación de Severidad de Fallas que se muestra a continuación.

Tabla 19. Ponderación Estándar de Severidad de Fallas

Calificación		Criterio	
Cuantitativa	Cualitativa	Efecto en el cliente	Efecto en el proceso
1	Ninguno	Sin efecto perceptible	Ligero inconveniente para la operación u operador
2	Muy menor	No se cumple con el ajuste, acabados o presenta ruidos. Defecto denotado por el 50% de los clientes	Una parte del producto puede tener que ser reprocesado. Sin desechos.

3	Menor	No se cumple con el ajuste, acabados o presenta ruidos. Defecto notado por el 75% de los clientes.	Una parte del producto puede tener que ser reprocesado. Sin desechos.
4	Muy bajo	No se cumple con el ajuste, acabados o presenta ruidos. Defecto notado por el 75% de los clientes.	El producto debe ser seleccionado y una parte reprocesada. Sin desechos.
5	Bajo	Producto con especificaciones de calidad o niveles de desempeño bajos. Operable o usable.	El 100% del producto debe ser reprocesado o reparado fuera de línea.
6	Moderado	Producto operable o usable pero el cliente estará muy insatisfecho	Una parte del producto puede tener que ser desechado sin selección o reparado con un tiempo y costo alto
7	Alto	Producto operable o usable pero el cliente estará muy insatisfecho	El producto tiene que ser seleccionado y una parte reparada con un tiempo y costo alto
8	Muy alto	El producto es inoperable o inusable	El 100% del producto debe ser desechado o puede ser reparado a un costo inviable
9-10	Peligroso	El modo potencial afecta la operación segura del producto y/o involucra un no cumplimiento con alguna regulación gubernamental	Puede exponer al peligro al operador o al equipo

Fuente: Recuperado de: [ingenieriaindustrialonline](http://ingenieriaindustrialonline.com) (2020)

Utilizando esta tabla y los avisos de mantenimiento relacionados a los equipos y/o instalaciones eléctricas se elaboró la siguiente tabla.

Tabla 20. Análisis de Severidad de Modos de Falla

Ítem	Equipo y/o Instalación Eléctrica	Función	Falla potencial	Efecto potencial de la falla	Severidad
01	Motores Eléctricos	Convertir energía eléctrica en energía cinética necesaria para el funcionamiento de otro equipo	Rodamientos defectuosos	Sobrecalentamiento de motor eléctrico	6
			Cortocircuito	No encendido de motor eléctrico	8
02	Luminarias	Iluminar una determinada zona	Falso contacto entre terminales	Parpadeo o no encendido de lámpara	8
			Rotura de lámpara	Estado de inutilidad de lámpara	8
			Cortocircuito	Estado de inutilidad de la luminaria	8
03	Grupo Electrónico	Generar energía eléctrica	Baterías defectuosas	No encendido de grupo electrógeno	8
			Bajo suministro de voltaje	Aparición de saltos y/o interrupciones del suministro de energía	6
04	Tableros Eléctricos	Distribuir y/o controlar energía eléctrica	Cortocircuito	Estado de inutilidad de tablero eléctrico	8
			Salto de interruptores	Desenergización de equipos y/o instalaciones derivadas	8

05	Arrancador	Controlar el par de un motor durante su arranque y parada.	Incorrecto funcionamiento	No encendido de motor Diésel	8
06	Transformadores	Disminuir el voltaje de la línea de M.T.	Cortocircuito	Corte total de energía a los equipos derivados.	8
07	MCCs	Convertir energía eléctrica en cinética, pero en corriente continua	No transmite energía	Paralización general de operaciones.	8

Fuente: Propia

Puede observarse en la tabla, que se asignó una severidad muy alta cuando el equipo y/o instalación están inoperativos, pero pueden ser reemplazadas por otro equipo stand by. Se asignó una severidad moderada cuando el equipo y/o instalación están operativos, pero no en forma correcta.

Ahora, utilizaremos la tabla de Ponderación Estándar de Probabilidad de fallas que se muestra a continuación:

Tabla 21. Ponderación Estándar de Probabilidad de Fallas

Calificación		Criterio	
Cuantitativa	Probabilidad	Índice de fallas (tanto por piezas)	Cpk
1	Remota: Falla improbable	<0.01 por 1000 piezas	>1.67
2	Baja: Pocas fallas	0.1 por 1000 piezas	>1.30
3		0.5 por piezas	>1.20
4	Moderada: Fallas ocasionales	1 por piezas	>1.10
5		2 por 1000 piezas	>1.00
6		5 por 1000 piezas	>0.94
7	Alta: Fallas frecuentes	10 por 1000 piezas	>0.86
8		20 por 1000 piezas	>0.78
9	Muy alta: Fallas persistentes	50 por 1000 piezas	>0.55
10		>100 por 1000 piezas	<0.55

Fuente: Recuperado de: [ingenieriaindustrialonline](http://ingenieriaindustrialonline.com) (2020)

Mediante esta tabla y los avisos de mantenimiento relacionados a los equipos y/o instalaciones eléctricas se realiza la siguiente tabla.

Tabla 22. Análisis de Probabilidad de Modos de Falla

Ítem	Equipo y/o Instalación Eléctrica	Función	Falla potencial	Causa(s) potencial(es)	Ocurrencia
01	Motores Eléctricos	Convertir energía eléctrica en energía cinética necesaria para el funcionamiento de otro equipo	Rodamientos defectuosos	✓ Rodamientos en mal estado.	5
			Cortocircuito	✓ Bobinado de rotor en mal estado.	3
02	Luminarias	Iluminar una determinada zona	Falso contacto entre terminales	✓ Deterioro de terminales. ✓ Incorrecta instalación de luminaria.	4

			Rotura de lámpara	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Deterioro de lámpara. ✓ Malas maniobras de equipos hidráulicos. 	4
			Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Deterioro de terminales. ✓ Incorrecta instalación de luminaria. 	5
03	Grupo Electrónico	Generar energía eléctrica	Baterías defectuosas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Baterías vencidas o en mal estado 	4
			Bajo suministro de voltaje	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Rotor de generador en mal estado. 	3
04	Tableros Eléctricos	Distribuir y/o controlar energía eléctrica	Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tablero en mal estado. ✓ Sobrecarga del sistema. 	5
			Salto de interruptores	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Sobrecarga del sistema. 	3
05	Arrancador	Controlar el par de un motor durante su arranque y parada.	Incorrecto funcionamiento	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Solenoide vencido o en mal estado. 	3
06	Transformadores	Disminuir el voltaje de la línea de M.T.	Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nivel de aceite dieléctrico bajo 	4
07	MCCs	Convertir energía eléctrica en cinética, pero en corriente continua	No transmite energía	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cables eléctricos en mal estado. 	5

Fuente: Propia

De acuerdo a las tablas presentadas, se puede indicar que la ocurrencia está en función al número de eventos que se produjeron por cada falla.

Ahora utilizando la tabla estándar de Ponderación de Detección de Fallas que se muestra a continuación, determinamos los tipos de inspección característicos para detectar posibles fallas: Se marca "A" cuando la empresa usa pruebas de error para detectar posibles fallas; se marca "B" cuando corresponde a mediciones automatizadas; y, "C" cuando se hace uso de inspecciones visuales o manuales

Tabla 23. Ponderación Estándar de Detección de Fallas

Calificación		Tipos de inspección		
Cuantitativa	Criterio	A	B	C
1	Controles seguros para detectar: El ítem ha pasado a prueba de errores. Es casi improbable el hecho de realizar partes no conformes.	X		
2	Controles casi seguros para detectar: El ítem ha pasado por medición automática. No puede pasar la parte no conforme.	X	X	
3	Controles con buena oportunidad de detectar: Detección inmediata del error en la estación o en La estación siguiente. No pasa la unidad no conforme.	X	X	
4	Controles con buena oportunidad de detectar: Detección del error en la estación siguiente. No pasa la unidad no conforme.	X	X	
5	Controles que pueden detectar: Mediciones “pasa” o “no pasa” realizado en el 100% de las partes después de dejar la estación.		X	
6	Controles que pueden detectar: Control en menos del 100% de las partes; puede estar apoyado en métodos estadísticos.		X	X
7	Controles con poca oportunidad de detectar: Control logrado con doble inspección visual.			X
8	Controles con poca oportunidad de detectar: Control efectuado con una inspección visual.			X
9	Controles que probablemente no detectarán: Control logrado con verificaciones indirectas o al azar.			X
10	Certeza absoluta de no detección: No se controla, no se detecta.			

Fuente: Recuperado de: ingenieriaindustrialonline (2020)

Con esta información y las formas de control que ejecuta la empresa, se elabora la siguiente tabla.

Tabla 24. Análisis de Detección de Modos de Falla

Ítem	Equipo y/o Instalación Eléctrica	Función	Falla potencial	Control actual del proceso	Detección
01	Motor Eléctrico	Convertir energía eléctrica en energía cinética necesaria para el	Rodamientos defectuosos	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	5

		funciona-miento de otro equipo	Cortocircuito	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	10
02	Luminaria	Iluminar una determinada zona	Falso contacto entre terminales	Inspecciones visuales	8
			Rotura de lámpara	Inspecciones visuales	8
			Cortocircuito	Inspecciones visuales	5
03	Grupo Electrónico	Generar energía eléctrica	Baterías defectuosas	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	5
			Bajo suministro de voltaje	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	4
04	Tablero Eléctrico	Distribuir y/o controlar energía eléctrica	Cortocircuito	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	5
			Salto de interruptores	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	4
05	Arrancador	Controlar el par de un motor durante su arranque y parada.	Incorrecto funcionamiento	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	5
06	Transformadores	Disminuir el voltaje de la línea de M.T.	Cortocircuito	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de control de campo.	8
07	MCCs	Convertir energía eléctrica en cinética, pero en corriente continua	No transmite energía	Mediciones de parámetros que se anotan en el libro de máquinas de la sala	5

Fuente: Propia

A continuación, usamos las tablas de Análisis de Severidad, Probabilidad y Detección de modos de falla, para proceder a determinar el Número de Prioridad de Riesgo, mediante su ecuación característica:

$$NPR = S.P.D$$

Tabla 25. Análisis de Número de Prioridad de Riesgo de Modos de Falla

Ítem	Equipo y/o Instalación Eléctrica	Función	Falla potencial	NPR
01	Motores Eléctricos	Convertir energía eléctrica en energía cinética necesaria para el funcionamiento de otro equipo	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
02	Luminarias	Iluminar una determinada zona	Falso contacto entre terminales	256
			Rotura de lámpara	256
			Cortocircuito	200
03	Grupo Electrónico	Generar energía eléctrica	Baterías defectuosas	160
			Bajo suministro de voltaje	72
04	Tableros Eléctricos	Distribuir y/o controlar energía eléctrica	Cortocircuito	200
			Salto de interruptores	96
05	Arrancador	Controlar el par de un motor durante su arranque y parada.	Incorrecto funcionamiento	120
06	Transformadores	Disminuir el voltaje de la línea de M.T.	Cortocircuito	256
07	MCCs	Convertir energía eléctrica en cinética, pero en corriente continua	No transmite energía	200

Fuente: Propia

En esta tabla, la falla toma la condición de inaceptable si $NPR > 200$, reducible si $200 > NPR < 125$ y aceptable si $125 > NPR$.

De esta manera, se determinó lo siguiente.

Las fallas inaceptables fueron:

- Falso contacto entre terminales en Luminaria.
- Cortocircuito en Motor Eléctrico.
- Cortocircuito en Tablero Eléctrico.
- Cortocircuito en Transformadores
- Cortocircuito en Luminaria
- Rotura de lámpara en Luminaria.
- No transmite energía.

Las fallas reducibles fueron:

- Rodamientos defectuosos en Motor Eléctrico.
- Corriente defectuosa en Grupo Electrónico.

Las fallas aceptables fueron:

- Bajo suministro de voltaje en Grupo Electrónico.
- Salto de interruptor en Tablero Eléctrico.
- Incorrecto funcionamiento de Arrancador.

Esta información servirá como base para la siguiente etapa.

4.5.4. Definición y agrupamiento de medidas preventivas a proponer

La definición de las medidas preventivas está en función de las condiciones de las fallas según su NPR (Carec, 2020). Por lo tanto, a continuación, se presenta la tabla de definición de medidas preventivas que incluye el tipo de tarea programada, el tipo de consecuencias y las tareas propuestas.

Tabla 26. Definición de Medidas Preventivas a Proponer

Ítem	Falla potencial	Tipo de tarea programada	Tipo de consecuencias	Tarea propuesta
01	Rodamientos defectuosos en Motor Eléctrico	Tarea programada basada en condición	Consecuencias económicas ocultas	Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado.
02	Cortocircuito en Motor Eléctrico	Tarea programada de restauración o desincorporación	Consecuencias económicas evidentes	Mantenimiento consistente en: - Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses. Esto debe darse en temporadas de veda. - Rebobinado del rotor cada 03 años.
03	Falso contacto entre terminales en Luminaria	Tarea programada basada en condición	Consecuencias en la seguridad o medio ambiente ocultas	Medición de resistencia de aislamiento para el reemplazo de lámparas que se detecten en mal estado.
04	Rotura de lámpara en Luminaria	Tarea programada de restauración o desincorporación	Consecuencias en la seguridad o medio ambiente ocultas	Mantenimiento consistente en: - Limpieza total y reajuste de terminales cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses - Reemplazo de lámparas cada 12000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 03 años.
05	Cortocircuito en Luminaria	Tarea programada basada en condición	Consecuencias en la seguridad o medio ambiente ocultas	Medición de resistencia de aislamiento para el reemplazo de lámparas que se detecten en mal estado.
06	Baterías defectuosas en Grupo Electrónico	Tarea programada de restauración o desincorporación	Consecuencias en la seguridad o medio ambiente ocultas	Mantenimiento consistente en: - Limpieza total y reajuste de terminales de baterías cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses y debe darse durante temporadas de veda. - Reemplazo de baterías cada 12000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 03 años
07	Bajo suministro de voltaje en Grupo Electrónico	Tarea programada basada en condición	Consecuencias económicas evidentes	Análisis termográfico para el rebobinado de rotores de generadores que se detecten en mal estado.
08	Cortocircuito en Tablero Eléctrico	Tarea programada basada en condición	Consecuencias en la seguridad o medio ambiente ocultas	Análisis termográfico para el reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado.
09	Salto de interruptores en Tablero Eléctrico	Tarea programada de restauración o desincorporación	Consecuencias económicas evidentes	Mantenimiento consistente en: - Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses. Esto debe darse en temporadas de veda. - Mantenimiento general cada 12000 horas de trabajo efectivas y, de ser necesario, reconfiguración electrónica. Esto ocurre cada 03 años.
10	Incorrecto funcionamiento de Arrancador	Tarea programada de restauración o desincorporación	Consecuencias económicas evidentes	Mantenimiento consistente en: - Limpieza total y reajuste cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses.
11	Cortocircuito en Transformadores	Tarea programada de restauración o cambio	Consecuencias económicas evidentes	Mantenimiento consistente en: - Limpieza total y reajuste de cuadro cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses.
12	MCCs. no funcionan	Tarea programada de restauración o cambio	Consecuencias económicas evidentes	Mantenimiento consistente en: - Limpieza total cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses.

Fuente: Propia

En función a esta tabla, se consideraron las tareas por cada tipo de equipo.

Para Motores Eléctricos:

- Análisis termográfico diagnóstico para el reemplazo de rodamientos en mal estado.
- Limpieza y ajuste de terminales cada 06 meses; rebobinado del rotor cada 03 años.

Para Luminarias:

- Medición de resistencia de aislamiento. Reemplazo de lámparas en mal estado.
- Limpieza total y ajuste de terminales cada 2000 horas de trabajo, aproximadamente cada 06 meses. Reemplazo de lámparas cada 12000 horas de trabajo, aproximadamente cada 03 años.

Para Grupos Electrónicos:

- Análisis termográfico para el rebobinado de rotores de generadores
- Limpieza total y ajuste de terminales de baterías cada 2000 horas de trabajo, aproximadamente cada 06 meses. Reemplazo de baterías cada 12000 horas de trabajo, aproximadamente cada 03 años.

Para Tablero Eléctricos:

- Análisis termográfico para el reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado.
- Limpieza total y ajuste de terminales cada 06 meses. Mantenimiento general cada 12000 horas de trabajo y reconfiguración electrónica, aproximadamente cada 03 años.

Para Arrancadores:

- Limpieza total y ajuste cada 2000 horas de trabajo, aproximadamente cada 06 meses.

Para Transformadores:

- Limpieza total y reajuste de carcasa y aisladores cada 2000 horas de trabajo, aproximadamente cada 06 meses.

Para MCCs:

- Análisis termográfico diagnóstico para el reemplazo de rodamientos en mal estado.
- Limpieza y ajuste de terminales cada 06 meses; rebobinado del rotor cada 03 años.
- Limpieza total cada 2000 horas de trabajo efectivas, aproximadamente cada 06 meses.

Ahora bien, el Plan de Mantenimiento para los tipos de equipos e instalaciones eléctricas mencionadas, se presenta a continuación con sus respectivos códigos, como se muestra a continuación.

Tabla 27. Plan de Mantenimiento

Ítem	Objeto	Código de Objeto	Tarea propuesta
01	Motor 3∅ Zaranda Preclas prim L1	90Mo- W44vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
02	Motor 3∅ Tambor Lavador prim L1	91Mo-W41vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
03	Motor 3∅ Zaranda MAVI prim L1	92Mo-W44vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
04	Motor 3∅ Bomba relave prim L1	93Mo-W44vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
05	MCC Zaranda Preclas prim L1	94Mo-W44vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
06	MCC Tambor lavador prim L1	95Mo-W41vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
07	MCC Zaranda MAVI prim L1	96Mo-W44vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Limpieza total cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
08	MCC Bomba relave prim L1	97Mo-W44vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
09	MCC de clasificación prim L1	98Mo-W46vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el rebobinado de rotores de generadores que se detecten en mal estado.

			<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales de baterías cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses. Reemplazo de baterías cada 12000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 03 años y debe darse durante temporadas de veda.
--	--	--	---

Fuente: Propia

Tabla 28. Plan de Mantenimiento (Continuación)

10	Motor 3ø Zaranda preclas prim L2	10Mo-W46vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado. • Limpieza total cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses
11	Motor 3ø Tambor Lavador prim L2	10Mo-W41vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado. • Limpieza total cada 2000 horas de trabajo efectivas. Esto ocurre cada 06 meses
12	Motor 3ø Zaranda MAVI prim L2	10Mo-W46vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de rodamientos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses y rebobinado del rotor cada 03 años.
13	Motor 3ø Bomba relave prim L2	10Mo-W46vo:CL	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses. Mantenimiento general cada 12000 horas de trabajo efectivas y, de ser necesario, reconfiguración electrónica. Esto ocurre cada 03 años.
14	Luminarias	FI-2030-01	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de resistencia de aislamiento. Reemplazo de lámparas en mal estado. • Limpieza total y ajuste de terminales cada 2000 horas de trabajo, aproximadamente cada 06 meses. Reemplazo de lámparas cada 12000 horas de trabajo, aproximadamente cada 03 años.
15	Tablero Distribuidor	DT-2000-02	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses. Mantenimiento general cada 12000 horas de trabajo efectivas y, de ser necesario, reconfiguración electrónica, aproximadamente cada 03 años.
16	Transformadores	TF-2000-02	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para el reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado. • Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de carcasa y aisladores cada 06 meses. Mantenimiento general cada 2000 horas de trabajo efectivas y, Esto ocurre cada 03 años y debe darse durante temporadas de veda.
17	Grupo Electrónico	EG-2000-02	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis termográfico para rebobinado de rotores de generador y reemplazo de dispositivos que se detecten en mal estado.

			<ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses. Mantenimiento general cada 12000 horas de trabajo efectivas y, de ser necesario, reconfiguración electrónica. Esto ocurre cada 03 años.
18	Arrancador	QD-2000-02	<ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento consistente en: Limpieza total y reajuste de terminales cada 06 meses. Mantenimiento general cada 12000 horas de trabajo efectivas y, de ser necesario, reconfiguración electrónica. Esto ocurre cada 03 años

Fuente: Propia

4.6. Proyección de los nuevos parámetros de mantenimiento

A continuación, se presenta una tabla que demuestra los resultados pormenorizados del NPR que constituirá nuestra base para el análisis de nuevos indicadores:

Tabla 29. Resultados del Análisis de Modos y Efectos de Falla

Ítem	Objeto	Código de Objeto	Descripción de la falla crítica	NPR
1	Motor 3ø Zaranda Preclas prim L1	90Mo- W44vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
2	Motor 3ø Tambor Lavador prim L1	91Mo-W41vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
3	Motor 3ø Zaranda MAVI prim L1	92Mo-W44vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
4	Motor 3ø Bomba relave prim L1	93Mo-W44vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
5	MCC Zaranda Preclas prim L1	94Mo-W44vo:CL	No trasmite energía	200
6	MCC Tambor lavador prim L1	95Mo-W41vo:CL	No trasmite energía	200
7	MCC Zaranda MAVI prim L1	96Mo-W44vo:CL	No trasmite energía	200
8	MCC Bomba relave prim L1	97Mo-W44vo:CL	No trasmite energía	200
			No trasmite energía	200
9	MCC de clasificación prim L1	98Mo-W46vo:CL	No trasmite energía	200
			No trasmite energía	200
10	Motor 3ø Zaranda preclas prim L2	10Mo-W46vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
11	Motor 3ø Tambor Lavador prim L2	10Mo-W41vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
12	Motor 3ø Zaranda MAVI prim L2	10Mo-W46vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
13	Motor 3ø Bomba relave prim L2	10Mo-W46vo:CL	Rodamientos defectuosos	150
			Cortocircuito	240
14	Luminarias	FI-2030-01	Falso contacto entre terminales	256
			Rotura de lámpara	256
			Cortocircuito	200
15	Tablero Distribuidor	DT-2000-02	Cortocircuito	200
			Disparo de interruptores	96
16	Transformadores	TF-2000-02	Cortocircuito	256
17	Grupo Electrónico	EG-2000-02	Baterías defectuosas	160
			Bajo suministro de voltaje	72
18	Arrancador	QD-2000-02	Incorrecto funcionamiento	120

Fuente: Propia

Luego del análisis NPR, se determina que 20 de las 32 fallas son indeseables, éstas corresponden al 62.5% del total; 9 fallas son reducibles a deseables y 3 fallas son aceptables, ambas corresponden al 37.5% del total.

Para realizar la proyección de los nuevos parámetros de mantenimiento, se toma como referencia las condiciones iniciales establecidas en la Tabla 6: Tiempos de proceso y reparación del Sistema Alimentador AL-2000-02. A partir de estos datos y teniendo en cuenta las mejoras establecidas en el Plan de Mantenimiento Preventivo, se establecen los nuevos indicadores en base a los resultados pormenorizados del NPR precedentes indicados en la tabla 22.

Tabla 30. Determinación de nuevos indicadores de Mantenimiento

Mes	Tiempo	Tiempo	Disponibilidad	Confiabilidad
	Promedio entre	Promedio para		
	fallas (MTBF)	reparar (MTTR)		
ENERO	144.53	0.68	99.5	96.6
FEBRERO	79.07	0.34	99.6	93.9
MARZO	99.22	1.07	98.9	94.8
ABRIL	175.86	0.96	99.5	97.2
MAYO	141.40	1.08	99.2	96.5
JUNIO	113.63	0.68	99.4	95.7
JULIO	95.81	0.59	99.4	94.9
AGOSTO	144.53	0.68	99.5	96.6
SETIEMBRE	113.85	0.65	99.4	95.7
OCTUBRE	100.19	0.51	99.5	95.1
NOVIEMBRE	175.13	1.13	99.4	97.2
DICIEMBRE	236.32	1.95	99.2	97.9
TOTAL	1619.50	10.29	99.4	99.7

Fuente: Propia

Comentario: Para obtener el primer resultado: $MTTR = 1.8 * 0.375 = 0.68$ Horas/mes;

$MTBF = (1.8 - 0.68) + 143.4$ Horas/mes; $C(t) = C(t) = (e^{-\frac{\lambda * tpp}{100}}) * 100$.

Usando el mismo método se pudo calcular el MTTR, MTBF y C(t) de cada mes.

4.7. Análisis económico

Establecido el plan de mantenimiento se realizó el análisis económico el cual se empieza determinando el beneficio económico al implementar el plan de mejoras, luego se listan todos los costos relacionados al mantenimiento predictivo y preventivo para determinar el beneficio útil. De igual manera se determina la inversión inicial y con el beneficio útil se calcula el retorno de la inversión (ROI).

4.7.1. Beneficio económico en reducción de horas perdidas:

El beneficio económico se calculó para 12 meses (un año) de operación del sistema bajo el plan de mejoras propuesto. Con la proyección de los nuevos parámetros y el costo de operación de la Tabla 31 se obtiene el ahorro en dólares por mes (US\$/mes).

Tabla 31. Beneficio debido a la reducción de horas perdidas

Equipo	MTTR inicial	MTTR en mejora	Ahorro en horas	Costo de	Ahorro
	(Hrs/mes)	(Hrs/mes)	perdidas	operación	US\$/mes
			(Hrs/mes)	(US\$/Hr)	
ENERO	1.80	0.68	1.13	10000.00	11250.00
FEBRERO	0.90	0.34	0.56	10000.00	5598.13
MARZO	1.45	1.07	0.38	10000.00	3750.00
ABRIL	2.55	0.96	1.60	10000.00	15958.13
MAYO	2.88	1.08	1.80	10000.00	17968.75
JUNIO	1.80	0.68	1.13	10000.00	11250.00
JULIO	1.56	0.59	0.98	10000.00	9750.00
AGOSTO	1.81	0.68	1.13	10000.00	11281.25
SETIEMBRE	1.74	0.65	1.09	10000.00	10862.50
OCTUBRE	1.35	0.51	0.84	10000.00	8426.88
NOVIEMBRE	3.00	1.13	1.88	10000.00	18750.00
DICIEMBRE	5.20	1.95	3.25	10000.00	32468.75
TOTAL	26.02	10.29	15.73	10000.00	157314.38

Fuente: Propia

Se determinó que el beneficio económico y ahorro por disminución de fallas es:

$$B_{\text{ahorro fallas}} = 157\,314.38 \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

4.7.2. Costos para la implementación del mantenimiento predictivo

En función a la frecuencia (veces/año) de los trabajos y/o análisis dentro del mantenimiento predictivo se calculó el costo total para el mantenimiento predictivo como se observa en la tabla 32.

Tabla 32. Costos en mantenimiento predictivo en Sistema Alimentador AL-2000-02

Acción	Frecuencia	Costo unitario (USD)	Costo total (US\$/año)
Trabajos de alineamiento	12 veces/año	30.00	360
Análisis vibracional a los rodamientos	24 veces/año	35.50	852
Análisis termográfico	24 veces/año	30.00	720
Total			1 932.00

Fuente: Propia

El mantenimiento predictivo se centra en tres ítems: Alineamiento, análisis vibracional y análisis termográfico. Para los trabajos de alineamiento se fijó una frecuencia de 12 veces/año con un costo total de 360 US\$/año. El análisis vibracional y termográfico se fijaron con una frecuencia de 24 veces años dado un costo total de 852 US\$/año y 720 US\$/año respectivamente. Sumado los costos mencionados anteriormente se tiene que para un equipo el costo total es 1932.00 US\$/año.

Costo total en mantenimiento predictivo se obtiene multiplicando el costo total por equipo y la cantidad de equipos a los que se le va a realizar, quedando: 1932.00×14 unidades (13 motores + 1 grupo electrógeno) = 27 048.00 US\$/año.

4.7.3. Costos para la implementación del mantenimiento preventivo

La recopilación de los costos para el mantenimiento preventivo, el cual abarca diferentes equipos se presenta en la tabla 33.

Tabla 33. Costos en mantenimiento preventivo en Sistema Alimentador AL-2000-02

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Motor			
Mantenimiento de estator	13	120	1560
Mantenimiento de rotor	13	110	1430
Rodamientos	26	30	780
Colector	13	20	260
Mantenimiento caja de conexiones	13	45	585
Linealidad de eje	13	15	195
Limpieza y pintura	13	30	390
Luminarias			
Cambio de luminarias	12	80	960
Mantenimiento de luminarias.	12	20	240
Transformador			
Aceite dieléctrico (Bidón 20 L)	26	50.4	1310.4
Mantenimiento de aisladores	9	60	540
Mantenimiento de carcasa	3	80	240
Puestas a tierra de los tableros eléctricos			
Mediciones con Pinza telurométrica	26	50	1300
Mantenimiento de pozos de tierra	26	25.7	668.2
Grupo Electrónico			
Baterías	2	200	400
Mantenimiento de motor	2	1000	2000
Arrancadores			
Mantenimiento de arrancadores	26	25	650
TOTAL:			13508.6

Fuente: Propia

Como se mencionó anteriormente en el mantenimiento preventivo se han considerado los siguientes equipos: motores, luminarias, transformador, puesta a

tierra, grupo electrógeno y arrancadores. El costo total del mantenimiento preventivo para estas unidades es 13 508.60 US\$/año.

4.7.4. Beneficio útil:

En la tabla 34 se presenta el beneficio útil basado en la información de las tablas 31, 32 y 33.

Tabla 34. Resumen de los costos en mantenimiento.

Ahorro en horas perdidas	+ 157 314.38 US\$/año
Costos predictivos	- 27 048.00 US\$/año
Costos preventivos	- 13 508.60 US\$/año
Beneficio útil	116 757.78 US\$/año

Fuente: Propia

Como se observa en la tabla 34 el ahorro en horas perdidas tiene un impacto económico positivo lo que significa ingresos para la empresa, mientras que los costos son egresos y se restan a los ingresos de la planta. Con esto se tiene que el beneficio útil es 116 757.78 US\$/año.

4.7.5. Inversión para la implementación del Sistema Alimentador AL-2000-02

La inversión es la cantidad de dinero que la empresa empleara para cumplir con la implementación de las mejoras propuestas. La inversión se puede ver en la tabla 35. El valor en dólares que se calcula para la inversión es 49850 US\$.

Tabla 35. Inversión en activos fijos

Activos fijos	Cantidad	Valor unitario (USD)	Valor total (USD)
Motores 3ø	8	2200	17600
MCC	5	2500	12500
Vibrómetro PCE-VD 3	1	8000	8000
Cámara termográfica PCE-TC 31.	1	5000	5000
Pinza Telurométrica	1	1000	1000
Equipo de alineamiento láser	1	3000	3000

Horno para secado de rotores y estatores	1	2000	2000
Instrucción al personal	5	150	750
Costo total			49850

Fuente: Propia

4.7.6. Retorno operacional de la inversión

Finalmente, el retorno de la inversión (ROI) calculado con la inversión (tabla 35) y el beneficio útil (tabla 34) es como sigue:

$$R. O. I = \frac{\text{Inversion inicial}}{\text{Beneficio util}}$$

$$R. O. I = \frac{49850.00 \text{ USD}}{116\ 757.78 \text{ USD/año}}$$

$$R. O. I = 0.43 \text{ años} \approx 5 \text{ meses}$$

V. DISCUSIÓN.

5.1. Recolección de datos de fallas

En el estudio de cualquier sistema se debe iniciar por el levantamiento de la información para conocer el estado inicial en que se encuentra el sistema. En específico este trabajo se centra en el sistema de protección del sistema eléctrico de la planta concentradora Bayovar, el que incluye el transformador TF-2000-02, el QD-2000-02, el MCC-2000-02, el MCC-2000-03 y los motores asociados. La principal fuente de información que se puede obtener del sistema son los reportes de falla, a partir de los cuales se determina los parámetros básicos de mantenimiento MTTF y MTTR. Adicionalmente para la realización de la auditoria fue necesario conocer los parámetros eléctricos de los equipos antes mencionados. Estos parámetros son principalmente las señales de tensión y corriente en sus puntos de conexión, así como también parámetros que caracterizan el estado del sistema como la distorsión armónica total (THD) y el factor de potencia (FP). El cruce de información de fallas y parámetros eléctrico fue de gran importancia para conocer los equipos críticos dentro de las líneas de producción, y con ello establecer un plan de mantenimiento para disminuir el tiempo de inactividad de la planta debidos a fallas, lo cual es el objetivo principal de este trabajo. Otro de los puntos que se pudo verificar gracias a la información recopilada es el uso ineficiente de la energía eléctrica, lo cual se ve reflejado en los datos del THD y FP, esto de igual manera se corrigió en base a los cálculos de ingeniería y la implementación de nuevos equipos. De lo mencionado anteriormente es claro la importancia que tiene la recopilación de información del sistema, por lo tanto, esta se debe realizar en base a instrumentos especializados y con protocolos adecuados, puntos que se consideran en la presente tesis y se pueden ver en los Anexos 6 y 7.

5.2. Auditoria de mantenimiento eléctrico

Además de la recopilación de información la auditoria requiere que establezca un punto de comparación donde el punto inicial es el estado actual del sistema. De la información recopilada y como se presentó en la tabla 12 el

nivel de distorsión armónica en los MCC-2000-02, el MCC-2000-03 están por debajo de lo óptimo, donde el punto óptimo debe estar entre el 5% y 8% de distorsión armónica para el voltaje y menor a 4% para corriente según la norma IEEE Std 519-2014. Tal nivel de distorsión armónica es debido a que aguas abajo se encuentran los motores eléctricos que por ser cargas inductivas (no lineales) y son la fuente principal generadora de armónicos. Como se mencionó en la teoría, los armónicos son perjudiciales debido a que distorsionan la onda senoidal pura y generan ondas con frecuencias más altas múltiplos de la frecuencia de la red. De este hecho y tomando como base la literatura consultada (Schneider Electric, 2000) se sabe que cuando los armónicos a cierta frecuencia entran en resonancia se generan altos picos de corriente los cuales causan problemas como: recalentamiento de motores, por la excesiva corriente, y pérdida de eficiencia en los equipos pues gran parte de la energía se pierde como calor. Otro problema que se presenta y que tienen que ver con el sistema de protección es que los armónicos pueden generar corrientes en zonas localizadas que logran engañar o alterar la sensibilidad los equipos de protección. Por esta razón se tomó la norma IEEE Std 519-2014 el cual da los límites máximos para el nivel de distorsión armónica tanto en tensión como en corriente (tablas 1 y 2). Adicional a los arreglos en el sistema eléctrico y causa de los datos tomados de la resistividad de la puesta a tierra se vio en la necesidad de hacer un rediseño de la misma para que este acorde a las mejoras planteadas.

5.3. Elaboración de plan de mejoras

Por lo anterior se decidió incluir en el plan de mejoras las correcciones pertinentes para el factor de potencia, el nivel de distorsión armónica y la puesta a tierra. Como se mencionó en los resultados se planteó elevar el factor de potencia (FP) del grupo de motores del MCC-2000-02 de 0.85 a 0.95 empleado un banco de condensadores, de igual manera el factor de potencia de los motores del MCC-2000-03 se planteó elevarlo desde 0.83 a 0.95. Con respecto a la mitigación de los armónicos se planteó la implementación de un sistema de filtrado activo y el rediseño de la puesta tierra los cuales en conjunto

permitirán que el sistema eléctrico y el de protección trabajen de manera estable.

Dos puntos importantes que se consideraron incluir en el plan de mejoras son: la recalibración de los quipos de medición de lo cual depende la coordinación adecuada de los equipos de protección y el implementar un plan de mantenimiento preventivo al sistema eléctrico con el fin de prevenir posibles fallos.

5.4. Desarrollo de cálculos de ingeniería

Para las mejoras propuestas se realizaron los cálculos de ingeniería en donde se empezó por determinar la potencia reactiva que deben tener los bancos de condensadores para el MCC-2000-02 y el MCC-2000-03, estos resultaron ser de 43.65 KVAR y 145.796 KVAR respectivamente. En los cálculos se consideró determinar las frecuencias de los bancos de condensadores los cuales fueron 1777.9 Hz para banco del MCC-2000-02 y 972.86 Hz para el MCC-2000-03, estas frecuencias se encuentran entre los armónicos 29 y 30 para el primer banco y entre los armónicos 15 y 16 del segundo banco. El hecho de que estas frecuencias sean altas es importante debido a que si un armónico coincide con la frecuencia del banco la corriente reactiva puede elevarse hasta valores que pueden llegar a destruir el banco.

En comparación a la tesis de Antón y Bautista (2020) en la cual se realizó una auditoría energética del sistema eléctrico para una empresa molinera de arroz que presentaba un exceso de consumo de energía eléctrica, y donde se implementó un cambio de tecnología para reducir la energía reactiva mediante la instalación de un banco de condensadores de 50 kVar. En el presente trabajo la implementación del banco de condensadores tuvo como objetivo el reducir la fuente de fallas potenciales, aunque igual en el trabajo de Antón y Bautista (2020) la reducción de la energía reactiva traerá un beneficio económico a la empresa.

También se determinó mediante el desarrollo de los cálculos de ingeniería las siguientes mejoras en el sistema de protección:

- ✓ El área a ocupar para la instalación de la malla inicial correspondiente a $36 m^2$, se debe modificar a $64 m^2$ para que el sistema eléctrico trabaje de manera adecuada.
- ✓ El radio equivalente del área seleccionada para la malla, correspondiente a $r = 3.385 m$, se debe modificar por $4.513 m$.
- ✓ La longitud del conductor requerido inicialmente, correspondiente a $84 mts$, se modificó a $144 mts$.
- ✓ La corriente de cortocircuito: corresponden a Potencia de corto circuito = 383.34% y Tensión de corto circuito = 6% ;
- ✓ Cálculo de corriente máxima de falla, correspondiendo a $I_G = 9\ 874.32 A$; cálculo del calibre del conductor de puesta a tierra que arrojó la selección de un conductor # 2/0 de cobre;
- ✓ El cálculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra, cuyo resultado inicial fue de $R_g = 615.15\Omega$, se modificó a $R_g = 348.61\ \Omega$;
- ✓ El cálculo de resistencia total del sistema, cuyo resultado fue de $R_{total} = 18.72\Omega$, se modificó a $R_{total} = 0.951\ \Omega$;
- ✓ El cálculo de tensión de paso y de toque según la IEEE std 80 – 2000, correspondiente al valor tolerable de Voltaje de paso $V_p = 3201.29 V$, y voltaje de contacto $V_c = 850.55 V$ iniciales, se modificaron a $V_p = 17124.9 V$ y $V_c = 4331.4 V$.
- ✓ El cálculo de la elevación de potencial de tierra $GRP = 184,847.27 V$, $GPR > V_{paso} \rightarrow 184,847.27 V > 3201.29 V$, $GPR > V_{contacto} \rightarrow 184,847.27 V > 850.55 V$, iniciales y verificables que el sistema no es seguro, se modificaron a $GPR = 9390.47 V$, $GPR < V_{paso}: 9,390.47 V < 17,124.9 V$, $GPR > V_{contacto}: 9,390.47 > 4331.45 V$, verificables que la malla aún no es segura para los valores de voltaje de contacto, pero mejor que lo anterior.

Así, mientras Díaz Sorloza en su investigación correspondiente, realizó cálculos y análisis para protección ante fallas del sistema de puesta a tierra en subestaciones de $10 KV$ y determinó la reducción de las mismas mediante

instalación de relés direccionales de sobrecorriente homopolar; en la presente tesis, se ha realizado un rediseño completo de toda la malla de puesta a tierra con las mejoras listadas líneas arriba para el Sistema Eléctrico Bayóvar AL-2000-02.

5.5. Elaboración del plan de mantenimiento

El plan de mantenimiento preventivo a los motores eléctricos se basa en mediciones periódicas, cada 30 días, para recolectar los datos eléctricos y tener un historial del funcionamiento de estos equipos, de igual manera la puesta a tierra debe ser verificada cada 30 días. Para recolectar los datos de los parámetros eléctricos de los motores se empleará el analizador dinámico de motores (Anexo 7) y para la puesta tierra una pieza teluométrica. Los procedimientos de medición se deben hacer siguiendo un protocolo de pruebas preestablecido (Anexo 6) para cada trabajo con una previa capacitación al encargado de realizar la toma de datos.

Para el plan de mantenimiento final se determinaron los modos de falla y la severidad de falla, los cuales se analizaron para los siguientes equipos: Motores eléctricos, luminarias, grupo electrógeno, tablero eléctrico, arrancador, transformador y MCCs (tabla 20). Con el análisis de severidad, probabilidad y detección de fallas se determinó el número de prioridad de riesgo (NPR), para lo cual se considera inaceptable si el NPR es mayor a 200, reducible si encuentra en el rango $200 \geq \text{NPR} \geq 125$ y aceptable si $125 < \text{NPR}$. Al evaluarse estos los valores del NPR se establecieron las medidas preventivas en la que se incluye el tipo de tarea programada, el tipo de consecuencias y las tareas propuestas. En las tablas 27 y 28 se encuentra resumido en 18 Items el objeto y la tarea propuesta para su mantenimiento. A diferencia de los trabajos previos consultados como Lujan (2008) y Diaz (2011) en los que solo le limitan a realizar la implementación de mejoras a sus sistemas eléctricos, en este trabajo se consideró importante el incluir después de las mejoras el plan de mantenimiento donde se incluye el mantenimiento preventivo y predictivo antes mencionado, verificando su utilidad mediante la proyección de nuevos parámetros de mantenimiento.

5.6. Proyección de los parámetros de mantenimiento

A razón de demostrar las ventajas sobre el sistema después de implementarse el plan de mantenimiento y las mejoras, fue necesario caracterizar la reducción del tiempo de falla. Como se logra apreciar en la tabla 30 los nuevos indicadores de disponibilidad y confiabilidad para los meses de enero hasta diciembre toman como base de la tabla 29 con los resultados del análisis de los modos y efectos de falla por equipo con sus respectivo NPR. En la tabla 30 el tiempo promedio entre falla (MTBF) y el tiempo promedio para reparar (MTTR) totales al año son 1619.5 y 10.29 respectivamente, lo cual da una disponibilidad de 99.4 y una confiabilidad de 99.7. El MTBF abarca el tiempo promedio para reparar (MTTR) y el tiempo promedio para fallar (MTTF) que es igual al tiempo activo del sistema antes de fallar. El objetivo de reducir el MTTR es para aumentar el tiempo activo, esto es, el tiempo en el que el sistema está funcionando y por lo tanto generando ingresos a la empresa. Del NPR se identificaron 20 de fallas indeseables de 32 fallas existentes que deben ser subsanadas, los 12 restantes se dividen en fallas deseables y aceptables y no son consideradas. Las 20 fallas representan el 62.5% del tiempo que se toma para reparar las fallas (MTTR) por lo tanto al eliminarse estas fallas el MTTR se logra reducir este porcentaje, quedando un tiempo equivalente al 37.5% del MTTR, esta reducción del MTTR equivale a un aumento en el tiempo útil o de producción de la empresa. Como se puede ser en la Tabla 30 los valores del MTTR son diferentes para cada mes por lo cual la disponibilidad y la confiabilidad mensual son diferentes, siendo el mes de Marzo el que presenta la menor disponibilidad y el mes de Febrero el que tiene la menor confiabilidad. A pesar de ello, los valores de disponibilidad y confiabilidad anual alcanzados están por encima de 99% y no se logra alcanzar el 100% debido a las fallas tolerables que se han obviado y no presentan un impacto crítico en el funcionamiento del sistema por lo cual su mejora no aporta ningún beneficio apreciable a la empresa.

Es importante mencionar que se emplearon los datos del 2019 y la proyección realizada es para el año siguiente en caso de ser implementada la propuesta presentada en este trabajo.

5.7. Análisis económico

Con el análisis económico se busca determinar la viabilidad de la propuesta desarrollada en este trabajo, el cual se toma en base al beneficio económico que recibirá la empresa y el tiempo que se tarde en recuperar su inversión (ROI).

Considerando un costo de operación de 10000 US\$/Hr se determinó que el beneficio económico debido al ahorro por disminución de fallas es $B=157314.38$ US\$/año para el año 2019. El costo total en mantenimiento predictivo que se realizara a 14 equipos (13 motores + 1 grupo electrógeno) es 27048.00 US\$/año, siendo la frecuencia de este mantenimiento, de 12 veces/año para los trabajos de alineamiento de los quipos rotatorios y de 24 veces/años para el análisis vibracional y termográfico lo cual viene a ser 2 veces/mes. En el caso del análisis vibracional para predecir fallas incipientes es preferible emplear un registro periódico de los datos vibracionales, pero por el costo que representa un sistema de este tipo se dejó de lado y se optó por realizar la toma de datos 2 veces/mes. Por otra parte, el costo total del mantenimiento preventivo para los motores, luminarias, transformador, puesta a tierra, grupo electrógeno y arrancadores es 13508.60 US\$/año. Al restar los egresos (mantenimiento preventivo y predictivo) de los ingresos (beneficio económico) para la empresa, se tiene que el beneficio útil es 116 757.78 US\$/año. Del costo de los activos fijos se sabe que la inversión es 49 850 US\$ (Tabla 35). Tomando el valor del beneficio útil y la inversión se tiene que el retorno de la inversión es aproximadamente de 5 meses. Esto muestra que en menos de medio año la empresa puede recuperar su inversión y pasado este periodo la empresa observara solo ganancias.

VI. CONCLUSIONES

Al recolectar datos de fallas en la empresa siguiendo Normativa vigente, se inició evaluando el historial de mantenimiento eléctrico, listado de equipos y precisando los indicadores de mantenimiento mensuales de todo el sistema eléctrico Alimentador AL-2000-02 que representaron una disponibilidad mínima de 97.87% y máxima de 99.11%, lejos de la disponibilidad meta de 99.5% para la empresa Bayóvar. Asimismo, se ha realizado el inventario de potencia instalada identificando los transformadores, motores, MCCs. y parámetros de potencia activa, reactiva y aparente, distorsión armónica, corriente, voltaje y frecuencia tanto en horas punta y de operación, se analizaron calidad de energía, niveles de voltaje y factor de potencia, todo ello en las respectivas tablas 4 a la 14.

Para elaborar un Plan de mejoras en el sistema de protección eléctrico, se ha tenido en consideración la implementación de un banco de condensadores para compensar el factor de potencia, dimensionamiento del cableado eléctrico desde los MCCs hasta los motores, implementación de un sistema de filtrado activo para corregir el nivel de armónicos, rediseño de la puesta a tierra, recalibración de los equipos de medición y protección, implementar un plan de mantenimiento preventivo al sistema eléctrico de potencia, mediante cálculos de Ingeniería.

Mediante el Plan de mantenimiento preventivo, se han realizado acciones tendientes al mejoramiento de valores de caída de tensión, intensidad de corriente, frecuencia, factor de potencia, así como puestas a tierra de los tableros eléctricos; se ha realizado el Análisis de Modo y Efecto de Fallas, determinando las fallas potenciales de motores, transformadores y MCCs; asimismo, mediante el proceso de Severidad, Detección y Ocurrencia se ha elaborado el cuadro respectivo NPR, mediante el cual se determinó que 20 de las 32 fallas son indeseables, éstas corresponden al 62.5% del total; 9 fallas son reducibles a deseables y 3 fallas son aceptables, ambas corresponden al 37.5% del total, cifras que nos servirán para establecer nuestros nuevos indicadores y costos respectivos por efecto de mantenimiento.

Complementariamente a ello, en el Plan se han establecido mediante cuadros N° 20 y 21, tareas propuestas para todos los equipos cuyas fallas potenciales se han identificado, seleccionado el tipo de tarea programada y el tipo de consecuencia logrado por el mantenimiento. A continuación, se realizó la proyección de indicadores teniendo como referencia las cifras determinadas por el NPR.

Finalmente, se ha realizado el análisis económico respectivo en el cual se determinó el Beneficio económico en reducción de horas perdidas ascendente a 157314.38 US\$/año, Beneficio útil de 116 757.78 USD/año, costos para la implementación de mantenimiento predictivo ascendentes a 27 048.00 US\$/año, costos por implementación de mantenimiento preventivo ascendentes a 13 508.60 US\$/año, inversión en activos fijos de 49 850 US\$ y un período de retorno operacional de la inversión a 5 meses aproximadamente, lo cual representa un indicador económico positivo.

VII. RECOMENDACIONES

Se recomienda actualizar frecuentemente la data de características técnicas, tiempos de funcionamiento y paralización de los equipos involucrados en la operatividad de la Planta estudiada en la presente investigación.

Se recomienda realizar en forma anual, todas las actividades que comprenden la realización de un Análisis de Modos y Efecto de Falla, dando énfasis a los equipos críticos del sistema estudiado y cumplir estrictamente lo establecido en las recomendaciones establecidas en las matrices correspondientes de criticidad.

Se recomienda realizar seguimiento frecuente e inspecciones rutinarias, utilizando las herramientas de mantenimiento predictivo para el mejor desempeño de las actividades de mantenimiento, evitar tiempos perdidos de producción, costos innecesarios que serían perjudiciales para la rentabilidad de la empresa.

Se recomienda la permanente capacitación del personal de la empresa, en temas de mejora continua a fin de actualizar periódicamente los Planes de Mantenimiento, dándole una caracterización en el futuro de Mantenimiento Planificado Total o MPT.

Se recomienda, finalmente realizar un estudio de innovación técnico-logístico-económico a través de softwares de mantenimiento y operación para mejorar los standares y ratios respectivas con recursos informáticos y modernos que ya existen en el mercado.

REFERENCIAS

- Acosta Montoya, A. (2017). Análisis de sistemas de potencia. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Antón Bazán, K. G. K., & Bautista Neyra, F. J. C. (2020). Auditoría Energética del Sistema Eléctrico para la Empresa Molinera de Arroz Valle Dorado SAC en la Ciudad de Jaén-Perú-2020.
- ASDRÚBAL HERRERA , J., & CASTRO HERNANDEZ, O. (2003). CALCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Barrero Gonzalez, F., Gonzales Romera, E., Milanés Montero, M. I., & Romero Cadaval, E. (2012). Fundamentos de instalaciones eléctricas. Madrid: Garceta Grupo Editorial.
- Bazurto, A. J., Quispe, E. C., & Mendoza, R. C. (2016, October). Causes and failures classification of industrial electric motor. In 2016 IEEE ANDESCON (pp. 1-4). IEEE.
- BENDER. (2019). BENDER LATINOAMERICA. Obtenido de <https://www.benderlatinamerica.com/informacion-tecnica/tecnologia/sistema-puesta-a-tierra-atraves-de-alta-resistencia-hrg>
- Castaño, O. J. (2009). www.upg.mx. Obtenido de www.upg.mx: <https://www.upg.mx/wp-content/uploads/2015/10/LIBRO-44-Curso-costosy-presupuestos.pdf>
- Collombet, C., Lupin, J. M., & Schonek, J. (1999). Harmonic disturbances in networks and their treatment. Cahier Technique Merlin Gerin, 1(152), 1-31.
- de Metz-Noblat, B., Dumas, F., & Poulain, C. (2005). Calculation of short-circuit currents. Cahier technique, (158).
- Díaz Sorloza, O. A. (2011). CÁLCULO, COORDINACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ANTE FALLAS A TIERRA EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE 10 KV EN LA SET SANTA MARINA UBICADO EN LA

PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO. Lima: UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS.

Duffuaa, S., Rouf, & Dixon Campbell, J. (2009). Sistemas de mantenimiento, planeación y control. México D.F: LIMUSA.

DUNCAN GLOVER, J., & MULUKUTLA S, S. (2004). Sistemas de potencia análisis y diseño. México: Thomson.

Enriquez Harper, G. (2009). La calidad de la energía en los sistemas eléctricos. México: Limusa.

Gallejos, P. (1 de Septiembre de 2014). Índices del plan de mantenimiento. Recuperado el JUNIO de 2016, de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad.

García Márquez, R. (1999). La puesta a tierra de instalaciones eléctricas. México D.F: Alfaomega marcombo.

Gers, J. M. (2013). Distribution system analysis and automation. Institution of Engineering and Technology.

Gutiérrez, A. M. (2009). Mantenimiento, planeación, ejecución y control. México D.F.: Alfaomefga.

Huayta Asencio, C. R. (2017). Análisis del flujo de potencia del sistema eléctrico horno N°4 por incremento de motores mediante el software ETP, para garantizar la continuidad de suministro eléctrico-planta Condorcocha. Huancayo: Universidad Continental.

IEC-60909, U. (206). IEC-60909. UNE.

IEEE Std 141. (1993). IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. New York: IEEE Standards Board.

IEEE std 81. (1993). IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System. New York: IEEE.

- INDECI. (2007). GUÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL INFORME DE INSPECCIÓN TÉCNICA DE SEGURIDAD EN DEFENSA CIVIL DE DETALLE. LIMA: DE. N° 066-2007-PCM.
- Lauglo, M. (2017). Ground Fault Protection of Transmission. U.S.A: Norwegian University of Science and Technology.
- Lladonosa, V. (1996). Práctica de automatismo. Barcelona: Marcombo.
- LUJAN SÁNCHEZ, M. X. (2008). Optimización de la selectividad mediante aterramiento de sistemas con neutro aislado en la SET Ingenio. HUANCAYO: UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ.
- McLeod, R. (2000). Sistemas de información gerencial. México: Pearson Education.
- Merlin, G. (2001). Power factor correction and harmonic filtering guide. Low voltage expert guides N° 6. Recuperado de: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Technical+leaflet&p_File_Name=DBTP155GUI_EN.pdf&p_Doc_Ref=DBTP155GUI_EN
- Mora Gutierrez, A. (2009). Mantenimiento, planeación, ejecución y control. México: Alfaomega.
- Mujal Rosas, R. M. (2002). Electrotecnia. Cataluña: Universitat Politècnica de Catalunya.
- National Electrical Codec. (2005). National Electrical Codec. Massachusetts: NFPA.
- OSINERGMIN. (2015). Garantía de Suministro de Electricidad.
- OSINERGMIN.PE. (01 de Junio de 2015). Garantía de Suministro de Electricidad de las Regiones de Tumbes y Piura Abastecidas desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/>: <https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoTumbes/5/1.%20Garantia-suministroelectricidad-regiones-Tumbes-Piura.pdf>
- OSINERMING. (08 de 04 de 2007). <http://www2.osinerg.gob.pe>. Obtenido de <http://www2.osinerg.gob.pe>:

<http://www2.osinerg.gob.pe/ProcReg/CostosConexion/audienciasemp/ActadeAudiencia-LuzdelSur.pdf>

Pérez Loarca, W. E., Serrano Barrios, C. J., & Surio Guevara, O. O. (2015). Manual de aplicación de la norma IEEE Std 81 para líneas y subestaciones eléctricas de transmisión. El Salvador: Universidad de El Salvador.

Reliability. (2016). Gestión integral de mantenimiento basada en confiabilidad. Obtenido de <http://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/gestion-integral-demantenimiento-basada-en-confiabilidad/>.

Robles Valverde, W. O. (2019). Análisis técnico económico del Sistema Eléctrico de Potencia de la Granja Alessandra para aumentar la eficiencia y seguridad operacional en base a auditoria eléctrica y normas.

Rodríguez Fernández, J., Cerdá Filiu, L. M., & Sánchez Horneros, R. B. (2014). Automatismos industriales. Madrid: Ediciones Paraninfo S.A.

Sanz Serrano, J. L., & Toledano Gasca, J. C. (2009). Técnicas y procesos en las instalaciones eléctricas en baja y media tensión. Madrid: Paraninfo.

Seymour, J., & Horsley, T. (2005). Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico. APC Legendary Reliability.

Schneider Electric (2000). Corrección del factor de potencia. Publicación Técnica Schneider: PT-075. Barcelona, España. 27pp.

Smith, D. (1 de Enero de 2001). Reliability, Maintainability and Risk. Recuperado el 28 de Mayo de 2016, de Indicadores de Confiabilidad Propulsores en la Gestion del Mantenimiento: <http://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/indicadores-de-confiabilidadpropulsores-en-la-gestion-del-mantenimiento>

Solutions, G. E. (2019). Protección de Falla a Tierra.

Sowell, T. (2013). Economía Básica. España: Deusto SA.

Stevenson, W. D. (1975). Análisis de sistemas eléctricos de potencia. México: McGraw-Hill.

- Tamborero, J. (2 de OCTubre de 2013). www.insht.es. Obtenido de http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/301a400/ntp_331.pdf.
- Valhondo, D. (2003). Gestión del conocimiento. MADrid: Ediciones Días de Santos S.A.
- Villavicencio, D. X. (2017). METODOLOGÍA PARA ELABORAR UN PLAN DE MEJORA CONTINUA. 3C Empresa.
- WEG, M. L. (2014). MANUAL DE MOTORES ELÉCTRICOS. Argentina.
- Wildi, T. (2007). Máquinas eléctricas y sistemas de potencia. Juarez: PEARSON EDUCACIÓN.
- Zobaa, A. F., Bansal, R., & Manana, M. (Eds.). (2011). Power quality: Monitoring, analysis and enhancement. BoD–Books on Demand.

ANEXOS

Anexo N° 1

MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Variable	Tipo	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicador	Escala de medición
Distorsión Armónica en Voltaje	V.I	Distorsión armónica total de la forma de onda de voltaje. (Collombet, C. et al., 1999)	$V_{THD} = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_n^2}}{V_1}$	• Tasa de distorsión armónica en tensión, %	Razón
Distorsión Armónica en Corriente	V.I	Distorsión armónica total de la forma de onda de corriente. (Collombet, C. et al., 1999)	$I_{THD} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2}}{I_1}$	• Tasa de distorsión armónica en corriente, %	Razón
Factor de Potencia	V.I	Relaciona entre la potencia real que se consumen con la potencia aparente. (Merlin, G., 2001)	$PF = \frac{P (KW)}{S (KVA)}$	• Relación entre potencias, $\cos(\phi)$	Razón
Disponibilidad anual	V.D	Probabilidad que un sistema productivo esté disponible para entrar en operación productiva en un período de tiempo. (Mora Gutierrez, 2009)	$A(t) = \left(\frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \right) * 100\%$	• Tasa de fallas, fallas/h • Tasa de reparación, reparaciones/h	Razón
Beneficio económico	V.D.	Valor económico de una mejora en un sistema productivo. (Sowel, 2013)	$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_o$ $\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_o = 0$	Beneficio bruto, soles/año Beneficio neto, soles/año	Razón

Fuente: elaboración propia

Anexo N° 2

INSTRUMENTO DE VALIDACIÓN

CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

ITEM	CRITERIOS DE EVALUACIÓN								Observaciones (si debe eliminarse o modificarse una tabla por favor indique)	
	Suficiencia ¹		Claridad ²		Coherencia ³		Relevancia ⁴			
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO		
1										
2										
3	✓		✓		✓		✓			
4										
Aspectos generales							SI	NO		
El instrumento contiene instrucciones claras y precisas para el correcto llenado de parámetros.							✓			
Los ítems permiten lograr la obtención de data importante para la investigación.							✓			
Los ítems son suficientes para la recolección de información. En caso sea la respuesta negativa sugiere añadir ítems.							✓			
VALIDEZ										
Procede su aplicación							✓	No procede su aplicación		
Procede su aplicación atendiendo a las observaciones que se adjuntan										

¹Suficiencia: Los ítems que pertenecen a una misma dimensión bastan para obtener la medición de ésta.

²Claridad: El ítem se comprende fácilmente, es decir, su sintáctica y semántica son adecuadas.

³Coherencia: El ítem tiene relación lógica con la dimensión o indicador que está midiendo.

⁴Relevancia: El ítem es esencial o importante, es decir debe ser incluido.

DATOS GENERALES DEL EXPERTO

Apellidos y nombres: *Olórtegui Yume, Jorge Antonio*

Institución donde labora: *UNT*

Cargo: *Profesor Asociado (C)*


Jorge Olórtegui Yume
 ING. MECÁNICO
 R. CIP. 337152

Firma y sello del experto

DNI: *18072601*

CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

ITEM	CRITERIOS DE EVALUACIÓN								Observaciones (si debe eliminarse o modificarse una tabla por favor indique)	
	Suficiencia ¹		Claridad ²		Coherencia ³		Relevancia ⁴			
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO		
1	✓		✓		✓		✓			
2										
3										
4										
Aspectos generales							SI	NO		
El instrumento contiene instrucciones claras y precisas para el correcto llenado de parámetros.							✓			
Los ítems permiten lograr la obtención de data importante para la investigación.							✓			
Los ítems son suficientes para la recolección de información. En caso sea la respuesta negativa sugiere añadir ítems.							✓			
VALIDEZ										
Procede su aplicación							✓	No procede su aplicación		
Procede su aplicación atendiendo a las observaciones que se adjuntan										

¹Suficiencia: Los ítems que pertenecen a una misma dimensión bastan para obtener la medición de ésta.

²Claridad: El ítem se comprende fácilmente, es decir, su sintáctica y semántica son adecuadas.

³Coherencia: El ítem tiene relación lógica con la dimensión o indicador que está midiendo.

⁴Relevancia: El ítem es esencial o importante, es decir debe ser incluido.

DATOS GENERALES DEL EXPERTO

Apellidos y nombres: TUME RENDÓN ERICK ROBERTH

Institución donde labora: COMPAÑIA MINERA MISKIMAYO

Cargo: SUPERVISOR DE MANTENIMIENTO



Firma y sello del experto

DNI: 40473917

ERICK ROBERTH TUME RENDÓN
INGENIERO ELECTRICISTA
Reg. CIP N° 123058

CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

ITEM	CRITERIOS DE EVALUACIÓN								Observaciones (si debe eliminarse o modificarse una tabla por favor indique)		
	Suficiencia ¹		Claridad ²		Coherencia ³		Relevancia ⁴				
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO			
1											
2											
3											
4	✓		✓		✓		✓				
Aspectos generales								SI	NO		
El instrumento contiene instrucciones claras y precisas para el correcto llenado de parámetros.								✓			
Los ítems permiten lograr la obtención de data importante para la investigación.								✓			
Los ítems son suficientes para la recolección de información. En caso sea la respuesta negativa sugiere añadir ítems.								✓			
VALIDEZ											
Procede su aplicación								✓	No procede su aplicación		
Procede su aplicación atendiendo a las observaciones que se adjuntan											

¹Suficiencia: Los ítems que pertenecen a una misma dimensión bastan para obtener la medición de ésta.

²Claridad: El ítem se comprende fácilmente, es decir, su sintáctica y semántica son adecuadas.

³Coherencia: El ítem tiene relación lógica con la dimensión o indicador que está midiendo.

⁴Relevancia: El ítem es esencial o importante, es decir debe ser incluido.

DATOS GENERALES DEL EXPERTO

Apellidos y nombres: *ROJAS GARCÍA PAUL NANCER*

Institución donde labora: *CONAPETROL ANDINA SA*

Cargo: *SUPERVISIÓN*


Paul N. Rojas García
 INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
 REG. CIP. 88214

Firma y sello del experto

DNI: 40789651

Anexo N° 3

Secuencia de cálculo para la malla de puesta tierra

El cálculo de la malla a tierra contempla: (1) determinar el área y radio equivalente de la malla (ecuación 2.13 y 2.23), (2) calcular la longitud del conductor requerido L_t (ecuación 2.24), (3) Medición de resistividad ρ del terreno por Wenner y método del suelo uniforme (ecuación 2.25 y 2.26), (4) cálculo de potencia P_{cc} y tensión de cortocircuito U_{cc} del transformador (ecuación 2.27 y 2.28), (5) calcular corriente de cortocircuito máxima en el lado de baja y media tensión I_{n-sec} (IEEE Std 141, 1993) (ecuación 2.29), (6) la corriente de cortocircuito simétrica máxima $I_{cc\ máx}$ (ecuación 2.30), (7) La corriente de cortocircuito asimétrica $I_{cc-asim}$ (ecuación 2.31), (8) cálculo de corriente máxima de falla inyectada a la malla IG (ecuación 2.32), (9) se calcula el calibre del conductor de la malla a tierra (ecuación 2.28 y 2.29), (10) cálculo de la resistencia de la malla a tierra mediante Laurent y Niemann o también con Dwifht (ecuación 2.30 y 2.31), (11) la resistencia por interferencias mutuas (ecuación 2.32), (12) determinar la resistencia total de un conductor (ecuación 2.33 y 2.34), (13) la resistencia “mutua” de los componentes de unión incluyendo interferencias debido a los efectos del cruce de conductores propio de la malla a tierra (ecuación 2.35), (14) la resistencia total de un solo conductor de unión (ecuación 2.36) y la resistencia total de la malla (ecuación 2.37 y 2.38).

$$A = LxL \text{ (m}^2\text{)} \quad (2.13)$$

$$A = \pi r^2 \rightarrow r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \text{ (m)} \quad (2.23)$$

Dónde: A es el área, L es el lado y r es el radio equivalente.

$$\text{Longitud total (} L_t \text{)} = L(n + m) \quad (2.24)$$

Dónde: n y m , son el número de conductores por lado (horizontal y vertical respectivamente)

$$\rho = 2\pi d r \quad (2.25)$$

Dónde: d es la distancia en metros de cada medición y R es resistencia obtenida con la medición.

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_4}{4} \text{ (}\Omega - m\text{)} \quad (2.26)$$

Dónde: ρ_i son los valores obtenidas por el telurómetro.

$$P_{cc} = \frac{S_n (KVA)}{Z_{cc} (\%)} \quad (2.27)$$

Dónde: Z_{cc} es la impedancia de cortocircuito en % del transformador.

$$U_{cc} = \frac{S_n}{P_{cc} (\%)} \quad (2.28)$$

$$I_{n-sec} = \frac{S_n * 1000}{\sqrt{3} * E} \quad (2.29)$$

Dónde: S_n es la potencia nominal del transformador y E es la tensión de línea.

$$I_{cc \max} = \frac{100 \%}{Z \%} * I_{n-sec} \quad (2.30)$$

Dónde: Df es el factor de asimetría (factor que depende de la relación X/R en el punto de falla según el capítulo 15 sección 15.10, de la norma IEEE Std 80 – 2000)

$$I_g = Sf * I_f \quad (2.31)$$

$$I_G = Df * I_g \quad (2.32)$$

Dónde: Df es el factor de asimetría, I_g es la corriente simétrica de falla inyectada a la malla de tierra, I_G es la máxima corriente de falla asumida por la malla, Sf es el factor divisor de corriente de falla y I_f es corriente rms simétrica de falla a tierra. El factor de división de corriente Sf es el porcentaje de corriente que disipará la malla de tierra, el resto retornará el sistema hasta ser despejada.

$$A = I * \sqrt{\frac{33 * S}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}} \quad (2.32)$$

Dónde: A es el área del conductor en milésimas de circulares (cmils), I es la corriente máxima de falla a tierra en amperes, S es el tiempo durante el cual fluye la corriente de falla, s; T_m es la temperatura máxima de fusión en °C y T_a es la temperatura ambiente en °C.

Se realiza el cálculo según la norma IEEE Std 80 – 2000 con la fórmula:

$$A_{kcmils} = 1 * K_f * \sqrt{t_c} \quad (2.33)$$

Dónde: A_{Kcmil} es el área del conductor en Kcmil, I es la corriente de falla en KA, T_c es el tiempo de duración de la falla, K_f es la constante obtenida para varios materiales a distintas temperaturas.

$$r = 0.443 * \rho * \left(\frac{1}{\sqrt{A * \gamma}} + \frac{1}{L} \right) \quad (2.34)$$

Dónde: $A * \gamma$ es el área de la malla de puesta a tierra en m², ρ es la resistividad del suelo en ohmios – metros y L es la longitud total del conductor (m).

$$R_s = \frac{\rho}{2\pi L'} \left(\ln \left(\frac{2L'}{r} \right) + \ln \left(\frac{L'}{h} \right) + \frac{2h}{L'} * \frac{h^2}{L'^2} - 2 \right) \quad (2.35)$$

Dónde: R_s es la resistencia de puesta a tierra de un solo conductor en ohmios, ρ es la resistividad en ohmios – metro, L' es la longitud del conductor (m), h es la profundidad de enterramiento del conductor (m) y r es la radio del conductor en m.

$$R_a = \frac{\rho}{2\pi L'} \left(\ln \left(\frac{4L'}{E} \right) + \ln \left(\frac{E}{2L} \right) * \frac{E^2}{16L'^2} - 1 \right) \quad (2.36)$$

Dónde: E es el espaciamiento equivalente entre el conductor y los demás en “m” queda indicada por:

$$R_c = R_s + (n - 1)R_a \quad (2.37)$$

$$R_{cn} = \frac{R_c}{n} \quad (2.38)$$

Donde: n es el número de conductores.

$$R_{am} = (m - 1)R_{au} + (n - 1)R_a \quad (2.39)$$

Dónde: R_{au} es la resistencia mutua en ohmios. Por lo tanto,

$$R_{cu} = R_{su} + R_{am} \quad (2.40)$$

Donde R_{su} es la resistencia de un solo conductor de unión en ohmios.

$$R_{cm} = \frac{R_{cu}}{m} \quad (2.41)$$

La resistencia total de la malla se calcula mediante:

$$R = \frac{R_{cn} * R_{cm}}{R_{cn} + R_{cm}} \quad (2.42)$$

Anexo N° 4

Historial de fallas

TURNO	LINEA	HORA INICIO	HORA FIN	LUGAR	COMPONENTE	FALLA	DESCRIPCION	CLASE DE PÉRDIDA	FECHA
Día	N/A	3:40 p. m.	4:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	5/01/2019
Noche	N/A	2:40 p. m.	2:55 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	11/01/2019
Día	L2	3:43 p. m.	4:05 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	24/02/2019
Día	N/A	3:40 p. m.	4:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	6/03/2019
Noche	N/A	2:40 p. m.	2:55 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	16/03/2019
Día	L2	2:39 p. m.	3:05 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	se detiene para cambio de polin	Paro por falla mecánica	Disponibilidad	5/04/2019
Noche	L1	10:40 p. m.	11:04 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 1	activacion por sensor de desalinamiento	parada por falla mecánica	Disponibilidad	10/04/2019
Día	N/A	3:40 p. m.	4:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	5/05/2019
Noche	N/A	2:40 p. m.	2:55 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	16/05/2019
Día	L2	1:55 p. m.	2:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	19/06/2019
Día	L2	3:43 p. m.	4:05 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	24/06/2019
Día	N/A	3:40 p. m.	4:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	2/07/2019
Noche	N/A	2:40 p. m.	2:55 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	7/07/2019
Día	L2	2:39 p. m.	3:05 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	se detiene para cambio de polin	Paro por falla mecánica	Disponibilidad	22/07/2019
Noche	L1	10:40 p. m.	11:04 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 1	activacion por sensor de desalinamiento	parada por falla mecánica	Disponibilidad	28/07/2019
Día	N/A	3:40 p. m.	4:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	18/08/2019
Noche	N/A	2:40 p. m.	2:55 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	26/08/2019
Día	N/A	3:40 p. m.	4:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	18/10/2019
Noche	N/A	2:40 p. m.	2:55 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	28/10/2019
Día	N/A	3:40 p. m.	4:15 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	13/11/2019
Noche	N/A	2:40 p. m.	2:55 p. m.	ALIMENTADORES SILO 2020	Motor 3Ø Alimentador 2	activacion por pull cord por material acumulado	accionamiento manual por material acumulado	Disponibilidad	22/11/2019

AUDITORIAS ENERGÉTICAS
FORMULARIO PARA DETERMINAR LOS ENERGÉTICOS UTILIZADOS EN LOS SECTORES INDUSTRIAL Y COMERCIAL
F02

I. DEFICIENCIAS ENCONTRADAS						
USOS DE LOS ENERGÉTICOS	OBSOLESCENCIA DE EQUIPOS	FUGAS DETECTADAS	CONDICIONES OPERATIVAS	CALENTAMIENTOS ANORMALES	CALIDAD ENERGÉTICO	OTRAS CAUSAS
REFRIGERACIÓN						
AIRE ACONDICIONADO						
CLIMATIZACIÓN						
AIRE COMPRIMIDO						
ALECTROLISIS						
CALEFACCIÓN						
ILUMINACIÓN						
FUERZA MOTRIZ						
ACTIVIDADES OFICINA						
COCCIÓN ALIMENTOS						
AGUA CALIENTE						
PRODUCCIÓN DE VAPOR						
INFORMATICA						
RIEGO						
AGROINDUSTRIA						
OTROS USOS						

AUDITORIAS ENERGÉTICAS
FORMULARIO PARA DETERMINAR LOS ENERGÉTICOS UTILIZADOS EN LOS SECTORES INDUSTRIAL Y COMERCIAL
F02

II. DEFICIENCIAS ENCONTRADAS							
USOS DE LOS ENERGÉTICOS	PRÁCTICAS EDUCATIVAS	ENTRENAMIENTO PERSONAL	USO ENERGÍAS ALTERNATIVAS	CALENTAMIENTOS ANORMALES	MONITOREO CALIDAD ENERGÉTICO	REDISEÑO PROCESOS	OTRAS CAUSAS
REFRIGERACIÓN							
AIRE ACONDICIONADO							
CLIMATIZACIÓN							
AIRE COMPRIMIDO							
ALECTROLISIS							
CALEFACCIÓN							
ILUMINACIÓN							
FUERZA MOTRIZ							
ACTIVIDADES OFICINA							
COCCIÓN ALIMENTOS							
AGUA CALIENTE							
PRODUCCIÓN DE VAPOR							
INFORMATICA							
RIEGO							
AGROINDUSTRIA							
OTROS USOS							

III. OBSERVACIONES

Observaciones:
DILIGENCIADO POR:
SUPERVISADO POR:
FECHA:

AUDITORIAS ENERGÉTICAS
FORMULARIO PARA DETERMINAR PROCESOS Y SERVICIOS
F03

I. DIAGRAMA DE BLOQUES

ENTRADAS	PROCESOS	SALIDAS
ELECTRICIDAD	PROCESO 1	MATERIAL PROCESADO 1
CALOR		AGUA CONTAMINADA
FRÍO		CALOR NO APROVECHABLE
AGUA		CALOR APROVECHABLE
MATERIAL A TRATAR 1		
ELECTRICIDAD	PROCESO 2	MATERIAL PROCESADO 2
CALOR		AGUA CONTAMINADA
FRÍO		CALOR NO APROVECHABLE
AGUA		CALOR APROVECHABLE
MATERIAL A TRATAR 2		
ELECTRICIDAD	PROCESO 3	MATERIAL PROCESADO 3
CALOR		AGUA CONTAMINADA
FRÍO		CALOR NO APROVECHABLE
AGUA		CALOR APROVECHABLE
MATERIAL A TRATAR 3		

II. BREVE DESCRIPCIÓN DEL PROCESO
III. PRINCIPALES OPERACIONES BÁSICAS
IV. PRINCIPALES EQUIPOS DEL PROCESO
V. SERVICIOS AUXILIARES
IV. OBSERVACIONES
DILIGENCIADO POR:
SUPERVISADO POR:
FECHA:

Anexo N° 6

Protocolo de análisis de motores

PROTOCOLO DE INGENIERÍA

PLANTA MISKIMAYO

PROCEDIMIENTOS DE TRABAJOS ELÉCTRICOS EN BAJA TENSION

PROTOCOLO	TITULO
MS_PE_001	PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DINÁMICO DE MOTORES ELÉCTRICOS
NORMATIVA	IEEE Std 519-2014

DETALLES DE EQUIPOS Y/O INSTRUMENTOS

INSTRUMENTO	Monitor Dinámico de Motores EXP4000
EQUIPO	Motores eléctricos trifásicos < 1000V

EMPLEO DE EQUIPOS Y/O INSTRUMENTOS

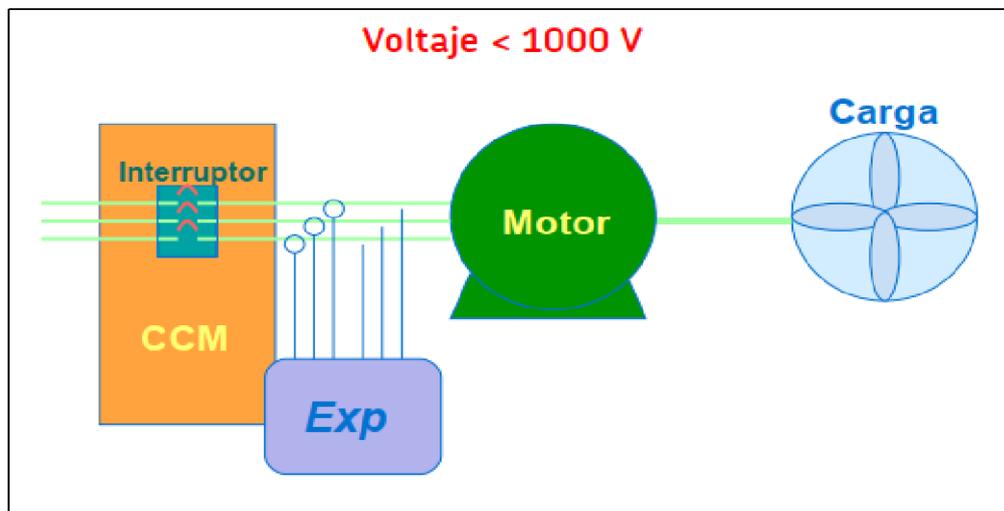


Diagrama de conexión del EXP4000 para el análisis dinámico de motores eléctricos

RESPONSABLES

REALIZADO:	Arias Sánchez Juan José
SUPERVISADO:	

PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DINÁMICO DE MOTORES ELÉCTRICOS

Listado de pasos para la toma de datos y el análisis de motores eléctricos trifásicos

Operaciones previas al trabajo:

1. Identificar el MCC que corresponde al motor.
2. Delimitar y señalizar el lugar de trabajo.
3. Verificar el estado de los equipos de protección individual, equipos de protección colectiva y herramientas que se vayan a utilizar.
4. Desprenderse de los objetos metálicos personales.
5. Utilizar los equipos de protección personal (EPP), necesarios en cada fase del trabajo.

Ejecución del trabajo

1. Abrir la caja del MCC.
2. Identificar el neutro y las fases correspondientes al motor a analizar.
3. Asegúrese que las fases del motor no estén ubicadas cerca de tierra o entre sí.
4. Conecte el extremo del cable AD mixto al puerto MCC en el Explorer.
5. Conecte el otro extremo del cable AD mixto al enchufe MCC.
6. Configure la opción de sensores del panel principal en EP.
7. Haga clic en ejecutar.

Operaciones finales

1. Asegúrese de que la flecha de dirección del corriente apunte en la dirección de la carga al conectar pinzas amperimétricas.
2. Si es necesario, comprobar concordancia de fases.
3. Inspeccionar visualmente el conjunto de la instalación.
4. Cerrar la caja del MCC
5. Revisar, limpiar y guardar equipos, herramientas y material empleados.
6. Retirar la señalización vial si ha sido necesario colocarla.
7. Registrar los datos medidos del motor en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros eléctricos de los motores

Nº	TAG	MCC	RPM	KW	VOLT. PROM.	AMP. PROM.	TORQUE (Nm)	EFL.	FECHA
1									

Tabla 2. Parámetros eléctricos de los motores (Continuación)

Nº	TAG	MCC	RPM	KW	VOLT	AMP	PF	DESB	TEMP	FECHA
1					L1: L2: L3:	L1: L2: L3:				

Tabla 3. Evaluación bajo normativa

Nº	TAG	MEDIDO		IEEE Std 519-2014		CRITERIO
		THD-I (%)	THD-U (%)	THD-I (%)	THD-U (%)	
1				4 %	8 %	

Nota: Lo criterios son: APROBADO O DESAPROBADO

Analizador dinámico de motores



Especificaciones y requerimientos eléctricos

SKF Monitor Dinámico de Motores EXP4000

Capacidades de monitoreo integradas

El SKF Analizador Dinámico de Motores EXP4000 integra una amplia gama de capacidades de monitoreo que satisfacen elevados estándares de calidad. Diseñado para el monitoreo en servicio de circuitos de potencia, de motores en general, de carga y rendimiento, brinda al usuario una visión global de la integridad general del motor. Este instrumento se diseñó para el monitoreo remoto desde el Centro de Control de Motores (MCC) o mediante la conexión Baker EP. Es una unidad operada a batería de bajo voltaje, sin peligro, lo que la hace sumamente portátil y durable para su utilización en entornos severos y de difícil acceso.

Innovación continua

Los continuos y significativos avances en diseño demuestran nuestro constante compromiso de calidad, confiabilidad y ventaja competitiva. Este instrumento proporciona datos

sobre degradación del rendimiento del motor y los efectos del sobrecalentamiento en la operación del mismo. Controle la eficiencia general de la planta, determine los desajustes y las oscilaciones de la carga y los peak de energía momentánea. Los resultados son inmediatos y demuestran la eficiencia operativa, por lo que permiten al usuario determinar el verdadero costo de la energía que se desperdicia.

Análisis integral

El SKF Analizador Dinámico de Motores EXP4000 realiza siete funciones principales en todo programa de P/PM. Esas funciones identifican los posibles problemas del circuito de potencia que degradan la condición del motor, examinan las condiciones generales de potencia del motor; monitorean la carga; controlan el rendimiento del motor, además de estimar los ahorros de energía.

Ningún otro monitor de motores ofrece tal variedad de capacidades. Está programado para proveer información sobre el nivel y el equilibrio del voltaje, distorsión armónica y total, condición



Anexo N° 8

Analizador dinámico de motores

IEEE STANDARDS ASSOCIATION



Práctica recomendada IEEE y Requisitos para el control armónico en Sistemas de energía eléctrica

IEEE Power and Energy Society

Sponsored by the
Transmission and Distribution Committee