



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**



**PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CRITERIOS DE
CONFIABILIDAD PARA LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA 22.9/13.2 kV EN LA RED PRIMARIA PICHACANI –
JUNCAL- PUNO, ALIMENTADOR 0201-DEL AÑO 2022**

TESIS

PRESENTADA POR:

EDWIN FREDY CHIPANA MENDOZA

JHON LEONARDO SALGUERO SOLIS

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

PUNO – PERÚ

2023



NOMBRE DEL TRABAJO

PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN
CRITERIOS DE CONFIABILIDAD PARA LA
S REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
22.9/13.2 kV EN LA RED PRIMARIA PICH
ACANI - JUNCAL- PUNO ALIMENTADOR
0201-DEL AÑO 2022

AUTOR

EDWIN FREDY-JHON LEONARDO CHIPA
NA MENDOZA-SALGUERO SOLIS



M.Sc. Julio F. Chura Acero
Vº Bº
Sub. Dirección de Investigación

RECUENTO DE PALABRAS

35887 Words

RECUENTO DE CARACTERES

169989 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

142 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

3.6MB

FECHA DE ENTREGA

Jan 4, 2023 9:16 PM CST

FECHA DEL INFORME

Jan 4, 2023 9:18 PM CST

● 5% de similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos

- 4% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 3% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 12 palabras)



M.Sc. Julio F. Chura Acero
Vº Bº
ASESOR



DEDICATORIA

Le dedico este resultado de investigación a toda mi familia principalmente, a mis padres que me apoyaron, gracias por enseñarme a afrontar dificultades, mis principios, mis valores, mi perseverancia y mi empeño. Todo esto con amor y sin pedir nada a cambio.

Jhon Leonardo Salguero Solis



DEDICATORIA

Le dedico este resultado a mis padres Sergio y Sonia por el apoyo incondicional que me brindaron, siempre inculcando el deseo de superación, dándonos el ejemplo de humildad, respeto y sacrificio sin pedir nada a cambio, a mis hermanos que me brindaron el apoyo emocional para poder culminar este logro.

Edwin Fredy Chipana Mendoza



AGRADECIMIENTOS

Agradecer a la Universidad Nacional del Altiplano por la formación académica y asesoramiento para el culmino de mis estudios, a los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por compartir su conocimiento y experiencia con nosotros.

Jhon Leonardo Salguero Solis

Agradecer a la Universidad Nacional del Altiplano, a los docentes Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica que me ayudaron en mi proceso de aprendizaje y brindarme los conocimientos y experiencia con nosotros para poder desenvolvemos profesionalmente a mi asesor de tesis Ing. Julio por apoyarnos para realizar nuestro proyecto.

Edwin Fredy Chipana Mendoza



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN 16

ABSTRACT..... 17

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 20

1.2. JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO..... 20

1.3. HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN..... 21

1.3.1. Hipótesis general..... 21

1.3.2. Hipótesis específicas..... 21

1.4. OBJETIVOS 21

1.4.1. Objetivo general..... 21

1.4.2. Objetivos específicos 22

CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. MARCO TEÓRICO 23

2.1.1. Sistemas Eléctricos de Distribución 23

2.1.2. Estructura de los sistemas de distribución 23



2.1.2.1. Subestaciones Principales de Potencia.....	24
2.1.2.2. Sistema de Subtransmisión.....	24
2.1.2.3. Subestaciones de Distribución	24
2.1.2.4. Alimentadores Primarios.....	25
2.1.2.5. Transformadores de distribución.....	27
2.1.2.6. Redes secundarias y servicios	28
2.1.3. Modelamiento de interrupciones en tramos en la red de distribución ..	28
2.1.3.1. Tiempos de interrupción (r).....	29
2.1.3.2. Tasa de falla	29
2.1.3.3. Clasificación de tramos	30
2.1.4. Calidad de suministro	32
2.1.4.1. Interrupciones.....	32
2.1.4.2. Tolerancias	34
2.1.4.3. Compensaciones por mala calidad de suministro	35
2.1.5. Confiabilidad en sistemas de distribución	36
2.1.5.1. Índices de confiabilidad	36
2.1.6. Métodos utilizados para la evaluación de confiabilidad.....	38
2.1.6.1. Sistema en serie.....	38
2.1.6.2. El método de Birnbaum.....	40
2.1.6.3. Modos de fallas y análisis de efectos	41
2.1.6.4. Distribución Weibull	42
2.1.7. Medidas para la mejorar de la confiabilidad.....	44
2.1.7.1. Reducción de tasa de fallas durante el periodo	44
2.1.7.2. Reducción del tiempo reparación en zonas afectadas	45
2.1.7.3. Reducción de la cantidad de usuarios afectados	45



2.1.8. Herramientas filosófica y estrategias de mantenimiento	45
2.1.8.1. Estrategias de mantenimiento.....	46
2.1.9. Mantenimiento centrado en la confiabilidad	48
2.1.9.1. Aspectos generales RCM	48
2.1.9.2. El método RCM	49
2.1.9.3. Análisis de criticidad y optimización.....	51
2.1.10. Método de importancia de componentes	53
2.1.10.1. Costo de interrupción.....	53
2.1.10.2. Índice de importancia	54
2.1.10.3. Potencial de mantenimiento.....	54
2.2. ANTECEDENTES GENERALES	55

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. MÉTODO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	59
3.1.1. Tipo de investigación.....	59
3.1.2. Técnica de recolección de datos	60
3.1.3. Técnica de análisis de datos.....	62
3.1.4. Método de investigación.....	62
3.1.5. Población y muestra.....	62
3.1.6. Variables	63
3.1.6.1. Variables independientes	63
3.1.6.2. Variables dependientes	63
3.2. METODOLOGÍA PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO	63
3.2.1. Diagramas esquemáticos.....	64



3.2.2. Algoritmo general de implementación de método de importancia de componentes	64
3.2.3. Datos requeridos para análisis RCM	65
3.3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD	66
3.3.1. Algoritmo básico en selección de componentes e interrupciones.	67
3.3.2. Análisis de índice de importancia y Potencial de mantenimiento	67
3.4. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELECTRO PUNO S.A.A. ..	68
.....	
3.4.1. Alimentador 0201	68
3.5. DATOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADO 0201 DE PICHACANIA JUNCAL.....	69
3.6. NUMERO DE INTERRUPCIONES.....	70
3.7. HISTORIAL DE INTERRUPCIONES	72
3.8. NUMERO DE FALLAS POR KM AÑO	73
3.9. TIEMPO DE REPARACIÓN.....	74
3.10. DATOS ESTADÍSTICOS DE FALLAS	75
3.11. TOLERANCIAS DE CALIDAD DE SUMINISTRO	76
3.12. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN..	79
.....	
3.12.1. Costo por interrupción	80
3.12.2. Índice de importancia.....	81
3.12.3. Potencial de mantenimiento.....	82
3.12.4. Análisis de confiabilidad	83
3.12.5. Identificación de componentes críticos mediante índices de confiabilidad.	84



3.13. ANÁLISIS DE CAUSAS DE FALLA.....	86
3.14. ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y OPTIMIZACIÓN DE COMPONENTES	87
CAPITULO IV	
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	
4.1. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	93
4.2. ACCIONES DE MANTENIMIENTO PROPUESTO.....	93
4.3. ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE PLAN DE MANTENIMIENTO.	98
4.4. MEJORA CONTINUA DEL PLAN PROPUESTO MEDIANTE CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.....	100
4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	101
V. CONCLUSIONES.....	103
VI. RECOMENDACIONES	104
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	105
ANEXOS.....	109

Área: Confiabilidad en redes de Distribución

Tema: Electricidad

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 09 de enero de 2023



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1:	Alimentador primario radial.	26
Figura 2:	Alimentador primario en anillo.	26
Figura 3:	Diagrama unifilar de un sistema convencional primario mallado.....	27
Figura 4:	Ciclo fallas – reestablecimiento de servicio electrico.	29
Figura 5:	Diagrama de flujo de toma de decisiones frente a una interrupcion.	31
Figura 6:	Característica de un Sistema Lineal	38
Figura 7:	Ilustración de la importancia de la medida de fiabilidad de Birnbaum.	41
Figura 8:	Comportamiento de la distribución Weibull con respecto a β	43
Figura 9:	Comportamiento de la Confiabilidad Weibull con respecto a β y η	43
Figura 10:	Comportamiento de la tasa de Falla Weibull con respecto a β	44
Figura 11:	Diagrama de flujo de Mantenimiento Preventivo	46
Figura 12:	Diagrama Diagrama de flujo de Mantenimiento Preventivo... 46de Flujo de Mantenimiento Predictivo	47
Figura 13:	Diagrama de Flujo de Mantenimiento Correctivo	48
Figura 14:	Preguntas para hacer el Proceso para RCM.	50
Figura 15:	Fases de Análisis de Criticidad para Mantenimiento según García.	51
Figura 16:	Esquema de implemetacion plan de mantenimiento.	64
Figura 17:	Diagrama de evaluacion de confiabilidad.	67
Figura 18:	Diagrama de logica de indicadores RCM	68
Figura 19:	Diagrama unifilar del sistema de distribucion evaluada.....	70
Figura 20:	Analisis de criticidad de componentes.	86
Figura 21:	Ponderación para Evaluar Criterios y matriz de confiabilidad.....	88
Figura 22:	7Curva de Riesgo del alimentador 0201	95
Figura 23:	Curva de Probabilidad de falla del alimentador 0201	95



Figura 24: Curva de Confiabilidad del alimentador 0201.....	96
Figura 25: Curva de Tasa de falla del alimentador 0201	96
Figura 26: Grafico de componetes criticos del sistema	98
Figura 27: Balance de beneficios pors costos de implementacion.....	101



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Niveles de tensión subestaciones principales de potencia.....	24
Tabla 2:	Niveles de tensión sistemas de subtransmisión.	24
Tabla 3:	Niveles de tensión de subestaciones de distribución.....	25
Tabla 4:	Niveles de tensión de alimentadores primarios.	25
Tabla 5:	Niveles de tensión de transformadores de distribución.....	27
Tabla 6:	Niveles de tensión de redes secundarias.....	28
Tabla 7:	Factor de ponderación de la duración de la interrupción.	33
Tabla 8:	Factor de ponderación por interrupción programada.	34
Tabla 9:	Tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre (N).....	34
Tabla 10:	Tolerancia para duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)	35
Tabla 11:	Compensación unitaria por etapas.....	35
Tabla 12:	Escala de Referencia para Evaluar de Criticidad	52
Tabla 13:	Matriz de Criticidad, Frecuencia/Consecuencia.....	52
Tabla 14:	Algoritmo general RCM del plan de mantenimiento.	65
Tabla 15:	Datos del alimentador 0201 tramos Pichacani – Juncal.	69
Tabla 16:	Datos de tiempo entre interrupciones	70
Tabla 17:	Resumen de historial de interrupciones de Alim. 0201 tramo Pichacani- Juncal.....	72
Tabla 18:	Índice de numero de fallas por kilómetro de tramos.	73
Tabla 19:	Tabla de tiempos de interrupción de tramos.....	74
Tabla 20:	Datos necesarios para el cálculo de indicadores RCM.....	75



Tabla 21:	Tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre (N) en el año 2021.	77
Tabla 22:	Tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre (N) en el año 2020.	78
Tabla 23:	Tolerancia para duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) durante los años 2021 y 2020.	79
Tabla 24:	Costo por interrupción por tramo.	80
Tabla 25:	Índice de importancia por tramos.	81
Tabla 26:	Índice de potencial de manteniendo por tramo.....	82
Tabla 27:	Índices de Confiabilidad por tramos.....	83
Tabla 28:	Lista de prioridad de componentes.....	84
Tabla 29:	Frecuencia de causas de las interrupciones.	86
Tabla 30:	Matriz de Criticidad, análisis de criticidad.....	89
Tabla 31:	Análisis de Criticidad	89
Tabla 32:	Análisis de criticidad de estructuras	90
Tabla 33:	Resultados obtenidos según la escala de referencia por Armado.....	91
Tabla 34:	Constantes del análisis Weibull del historial de interrupciones	94
Tabla 35:	Resultado de análisis Weibull del alimentador 0201	94
Tabla 36:	Confiabilidad al tiempo promedio de interrupción	97
Tabla 37:	Componentes críticos en el sistema.....	97
Tabla 38:	Tabla actividades y costo de reemplazo de componentes críticos	99
Tabla 39:	Balance de costos económicos por interrupción e implementación.....	100



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RCM	: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad
PM	: Mantenimiento Preventivo
MT	: Media Tensión
BT	: Baja Tensión
λ	: Tasa de Falla
b	: Numero de fallas por kilómetro de tramo
T	: Periodo de historial de fallas
<i>m'</i>	: Cantidad de fallas
r	: Tiempo Promedio de reparación (MTTR)
m	: Tiempo Promedio entre fallas (MTTF)
U	: Indisponibilidad
T_c	: Tiempo de conocimiento
T_l	: Tiempo de localización
T_m	: Tiempo de maniobras
T_r	: Tiempo de reparación
T_n	: Tiempo de normalización
N	: Numero de interrupciones
E	: Compensación unitaria
e	: Factor de magnitud de los índices de calidad de suministro
ENS	: Energía No Suministrada
D	: Duración de las interrupciones al cliente
FIE	: Frecuencia de Interrupción Media del Sistema (SAIFI)
DMIS	: Duración Media de Interrupción del Sistema (SAIDI)
<i>C_s</i>	: Costo Total de Interrupción
<i>I_L^H</i>	: Índice de importancia
<i>C_i</i>	: Potencial de mantenimiento
ERP	: Enterprise Resource Planning



RESUMEN

La empresa de distribución eléctrica Electro Puno S.A.A., el cual Presenta y registra diferentes reclamos por la calidad de servicio que brinda por interrupciones intempestivas. Se tiene como Objetivo Elaborar un plan de Mantenimiento basado en criterios de confiabilidad aplicado en las redes de distribución eléctrica primarias de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201, que permita planificar un plan de mantenimiento preventivo mediante el reemplazo de componentes críticos mediante un historial de interrupciones, se desarrolla mediante una metodología cuantitativa de alcance descriptivo para la evaluación,. Los Resultados, se da a conocer el modelamiento de los sistemas eléctricos de distribución con 26 tramos, al realizar la evaluación de la confiabilidad con el método de Weibull y Birnbaum, finalmente con los métodos estadístico se demuestra la criticidad, confiabilidad y mantenibilidad de componentes. En el análisis de resultados se obtiene que 11 tramos son críticos con un promedio de interrupción 370 horas y 24% de confiabilidad. Al implementarse el plan de Mantenimiento se reducirá las interrupciones en un 61.31%, como base del desarrollo se hace la propuesta de definir la importancia de los componentes individualmente de un sistema de distribución con relación al costo por interrupción. En Conclusión, el cálculo realizado nos permitió planificar el mantenimiento preventivo mediante el remplazo de 11 tramos críticos, que se identifica por las fallas más frecuentes que son por descargas atmosféricas 38.67%, daños deliberados 33.33% y materiales transportados por vientos 20%, finalmente se tiene un balance técnico económico en la que se concluye que es rentable el costo de mantenimiento por un monto de 129,436.01 soles en mano de obra.

Palabras Clave: Frecuencia de fallas, Número de interrupciones, Índice de importancia, Índice de mantenibilidad, Mantenimiento centrado en la confiabilidad, Mantenimiento preventivo, Registro de fallas.



ABSTRACT

The electricity distribution company Electro Puno S.A.A., which presents and registers different claims for the quality of service it provides due to untimely interruptions. The objective is to prepare a maintenance plan based on reliability criteria applied in the primary medium voltage electrical distribution networks Pichacani - Juncal - Puno, Alimentador 0201, which allows planning a preventive maintenance plan through the replacement of critical components through a history of interruptions, is developed by means of a quantitative methodology of descriptive scope for the evaluation. The Results, the modeling of the electrical distribution systems with 26 sections is disclosed, when carrying out the reliability evaluation with the Weibull and Birnbaum method, finally with the statistical methods the criticality, reliability and maintainability of components is demonstrated. In the analysis of results, it is obtained that 11 sections are critical with an average interruption of 370 hours and 24% reliability. When the maintenance plan is implemented, interruptions will be reduced by 61.31%, as a basis for development, the proposal is made to define the importance of the individual components of a distribution system in relation to the cost per interruption. In Conclusion, the calculation made allowed us to plan preventive maintenance by replacing 11 critical sections, which is identified by the most frequent failures that are due to atmospheric discharges 38.67%, deliberate damage 33.33% and materials transported by winds 20%, finally It has an economic technical balance in which it is concluded that the maintenance cost is profitable in the amount of 129,436.01 soles in labor.

Keywords: Frequency of failures, interruptions, Importance index, Maintainability index, Reliability-centered maintenance, Preventive maintenance.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La principal empresa de distribución eléctrica de la región Puno de Nombre Electro Puno S.A.A., en el cual Presenta y registra diferentes reclamos por la calidad de servicio que brinda por interrupciones intempestivas que se produce en sus diferentes alimentadores y sistemas de Distribución, estas son producidas por fallas atmosféricas, daños deliberados, condiciones climáticas a la que se ven expuestas, fallas en los componentes que conforman la redes de Distribución, repercutiendo así multas por parte de las entidad fiscalizadora por la mala calidad de servicio que se brinda, para ello identificar acciones correctivas que optimicen los costos a través a través de un sistema de reducción de interrupciones o fallas minimizando consecuencias en el impacto a multas y penalizaciones, en donde se propone minimizar las fallas e interrupciones mediante la implementación de un plan de mantenimiento centrado en la Confiabilidad (RCM).

La empresa de distribución de energía eléctrica debe regirse a normativas legales que exigen la calidad de suministro eléctrico y a través del marco regulatorio se impone fuertes multas y compensaciones al incumplimiento de estas normas. Los consumidores demandan confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico, los inversionistas exigen rendimiento y seguridad para su capital, en base a eso se necesidad de crear una estrategia para minimizar las consecuencias por las interrupción en donde es prioridad para la empresa distribuidora.

El mantenimiento Centrado en Confiabilidad es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que se haga en su operación actual. (Mounbray, 1991)



A nivel mundial se ha creado muchas herramientas de tipo filosóficas aplicados a múltiples sistemas operacionales, donde buscan tener un impacto positivo en el uso de los recursos para un mantenimiento óptimo, preciso y más cercano a su condición de trabajo así como el mantenimiento centrado en la confiabilidad(RCM), el análisis Causa Raíz(RCA), el mantenimiento productivo total(TPM) entre otros, donde han demostrado con gran eficacia que permiten priorizar la atención hacia los problemas más críticos.

Para poder planificar un óptimo mantenimiento y reducir las interrupciones con una filosofía de mantenimiento RCM se tiene como objetivo general elaborar un plan de Mantenimiento basado en criterios de confiabilidad aplicado en las redes de distribución eléctrica primarias de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201, que permita planificar un plan de mantenimiento preventivo mediante el reemplazo de componentes críticos., y como primer objetivo específico elaborar un diagnóstico, análisis de criticidad y predicción de la confiabilidad de los componentes en las redes de distribución eléctrica primaria de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201 en base al historial de fallas eléctricas y a la normativa eléctrica, este objetivo dará conocer las causas o condiciones de la red primaria de distribución eléctrica. que permita planificar un plan de mantenimiento preventivo mediante el reemplazo de componentes críticos. También permite dar resultados claros y más cercanos a la realidad actual del sistema eléctrico de distribución. Y como segundo objetivo específico elabora el balance de costo beneficios de la confiabilidad, respecto a los costos de implementación del plan de mantenimiento basado en los criterios de confiabilidad y costos por interrupción de las redes de distribución eléctrica primaria de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201., indica la rentabilidad económica de la propuesta, y así generando una herramienta de gestión y diagnóstico orientada a optimizar el costo por mantenimiento actual empleado por la empresa Electro Puno S.A.A.



1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La principal Red de distribución que alimenta Pichacani – Juncal en el cual Presenta y registra diferentes reclamos por la calidad de servicio que brinda por interrupciones intempestivas que se produce en sus diferentes alimentadores y sistemas de Distribución, estas son producidas por fallas atmosféricas, daños deliberados, condiciones climáticas a la que se ven expuestas, fallas en los componentes que conforman la redes de Distribución, ocasionando perjuicio para el consumidor y a la empresa distribuidora.

1.2. JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO

La empresa de distribución eléctrica Electro Puno S.A.A. en la red Primaria Pichacani – Juncal –Puno, alimentador 0201 tiene que suministrar un óptimo servicio por el cual el personal técnico y de ingeniería deben trabajar de la mano en ello, pero ante la multas y compensaciones se tiene una problemática de mejorar la confiabilidad del sistema de distribución. En consideración a esto se planteó la investigación con el fin de mejorar el desempeño en este alimentador.

Se planteará un plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para redes de distribución eléctrica 22.9/13.2 kv en donde el modelo tendrá un algoritmo principal y análisis de confiabilidad, generando a si una ayuda a la toma de decisiones preventivas en planes para un mantenimiento preventivo óptimo.

Este proyecto se justifica ante la mala calidad de suministro eléctrico y falta de planificación en los planes de manteamiento centrándose en el manteamiento correctivo generando a si mermas y sobremantenimiento en componentes, y esto conlleva a multas y compensaciones a los clientes.



1.3. HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

1.3.1. Hipótesis general

El plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad aplicado en las redes de distribución eléctrica primarias de media tensión Pichacani – Juncal Alimentador 0201, nos permite planificar un plan mantenimiento preventivo mediante el reemplazo de componentes críticos.

1.3.2. Hipótesis específicas

El diagnóstico, análisis de criticidad y predicción de la confiabilidad de los componentes en las redes de distribución eléctrica primaria de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201 en base al historial de fallas eléctricas y a la normativa eléctrica, dará conocer las causas o condiciones de la red primaria de distribución eléctrica.

El balance de costo beneficios de la confiabilidad, respecto a los costos de implementación del plan de mantenimiento basado en los criterios de confiabilidad y costos por interrupción de las redes de distribución eléctrica primaria de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201., indica la rentabilidad económica de la propuesta.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Elaborar un plan de Mantenimiento basado en criterios de confiabilidad aplicado en las redes de distribución eléctrica primarias de media tensión Pichacani – Juncal – Puno, Alimentador 0201, que permita planificar un plan de mantenimiento preventivo mediante el reemplazo de componentes críticos.



1.4.2. Objetivos específicos

Desarrollar un diagnóstico, análisis de criticidad y predecir la confiabilidad de los componentes en las redes de distribución eléctrica primaria de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201 en base a un historial de fallas eléctrica y a lo establecido a la normativa actual.

Elaborar un balance de costo beneficios de la confiabilidad, respecto a los costos de implementación del plan de mantenimiento basado en los criterios de la confiabilidad y costos por interrupción de las redes de distribución eléctrica primaria de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201.



CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. MARCO TEÓRICO

2.1.1. Sistemas Eléctricos de Distribución

Los sistemas de distribución están enlazados con los sistemas de potencia para poder distribuir la energía eléctrica hacia los clientes. Según el historial de fallas e interrupciones más del 80% son registradas en las redes de distribución (Billinton, 2001). en estas interrupciones los implicados suelen ser los agentes de la generación transmisión y distribución, donde los responsables ante los clientes finales de las interrupciones surgidas es el distribuidor.

Por la forma de su diseño y construcción se clasifican en sistemas aéreos, subterráneos y mixtos, donde los sistemas aéreos los conductores son soportados por postes de madera, concreto y acero galvanizado, en los subterráneos los conductores se trasladan bajo tierra o nivel del suelo y en los sistemas mixtos las redes de distribución primaria se trasladan mediante sistema aéreo y las redes secundarias se traslada a nivel del suelo.

2.1.2. Estructura de los sistemas de distribución

Los sistemas de distribución eléctrica se planifican o afirma en dos principales tipos, sistema radial y mallados, los elementos que lo conforman son la siguientes:

- Subestación principal de potencia.
- Sistema de subtransmisión
- Subestación de distribución
- Alimentadores primarios

- Transformadores de distribución
- Redes secundarias y servicios

2.1.2.1.Subestaciones Principales de Potencia

La subestación de potencia recibe la energía en niveles de tensión mayores de las empresas de transmisión del sistema interconectado y los reduce a niveles de tensión de subtransmisión o distribución.

Tabla 1: Niveles de tensión subestaciones principales de potencia.

Niveles de tensión transmisión	Niveles de tensión subtransmisión
500 KV, 220 KV, 138 KV, 60 / 75 KV 30 / 50 KV	60 / 75 KV 30 / 50 KV

Fuente:(MINEM, 2011).

2.1.2.2.Sistema de Subtransmisión

Son líneas que alimentan a las subestaciones de distribución.

Tabla 2: Niveles de tensión sistemas de subtransmisión.

Niveles de tensión subtransmisión
60 / 75 KV 30 / 50 KV

Fuente:(MINEM, 2011).

2.1.2.3.Subestaciones de Distribución

Se encargan de recibir la energía en niveles de tensión de la subtransmisión y reducirla para proporcionar energía a los alimentadores.

Tabla 3: Niveles de tensión de subestaciones de distribución.

Niveles de tensión subtransmisión	Niveles de tensión de alimentadores primarios
60 / 75 KV	20 KV, 22 KV, 33 KV
30 / 50 KV	22,9 / 13,2 KV
	33 / 19 KV

Fuente:(MINEM, 2011).

2.1.2.4. Alimentadores Primarios

Son circuitos que se encargan de conducir la energía mediante cables a las subestaciones de distribución, donde las troncales son de conductores de mayor capacidad.

Tabla 4: Niveles de tensión de alimentadores primarios.

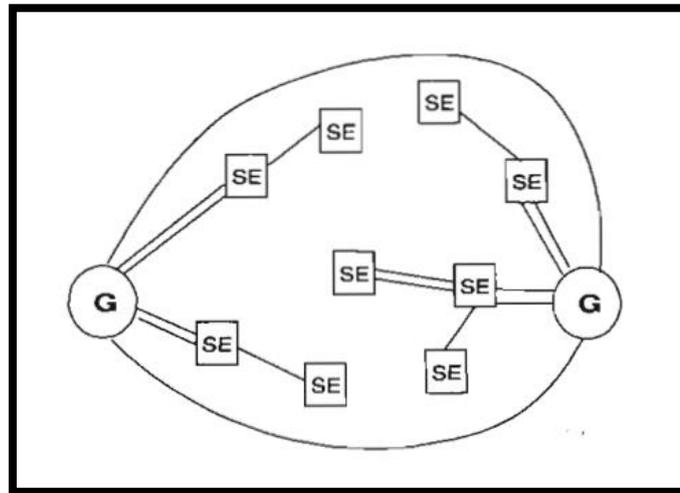
Niveles de tensión de alimentadores primarios
20 Kv, 22 KV, 33 KV
22,9 / 13,2 KV
33 / 19 KV

Fuente:(MINEM, 2011).

2.1.2.4.1. Sistema de Distribución Radial

Este sistema se asemeja un árbol en la que los tramos troncales son de mayor carga y generando unas ramificaciones que derivan a las cargas en los tramos del sistema.

Figura 1: Alimentador primario radial.

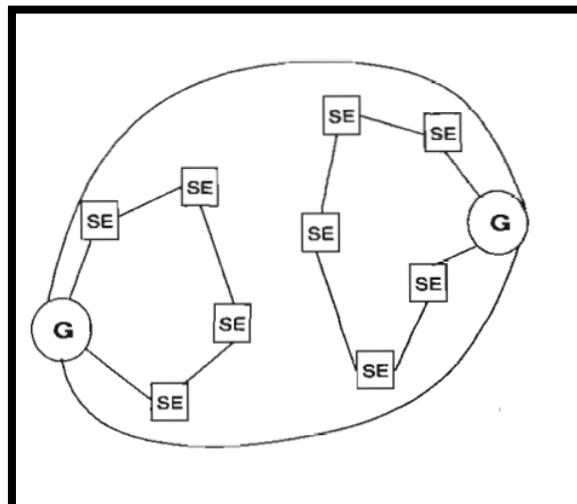


Fuente: (Cerna & Jara, 2022).

2.1.2.4.2. Sistema de Distribución en Anillo

El sistema de distribución en anillo o bucle garantiza el continuo flujo de energía eléctrica, ante la avería de componentes y sece de energía eléctrica el alimentador seguirá suministrando el servicio a los clientes, este sistema se recomienda en alimentadores complejos y más difíciles de proteger eléctricamente.

Figura 2: Alimentador primario en anillo.

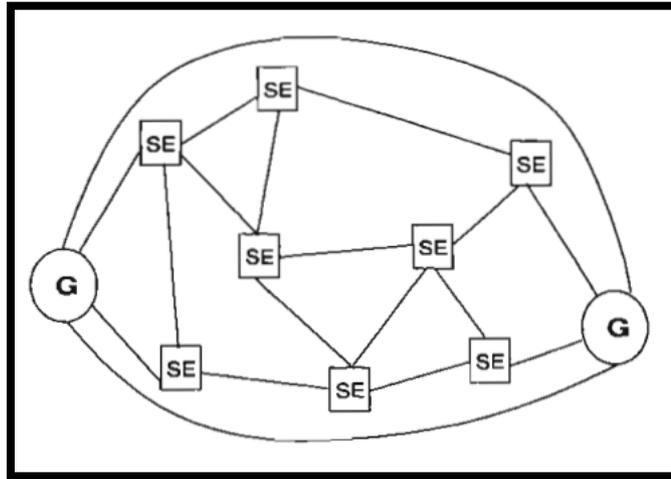


Fuente: (Cerna & Jara, 2022).

2.1.2.4.3. Sistema de Distribución Mallado

El sistema mallado es lo contrario al radial, este sistema cuenta con más de un camino para suministrar energía a los tramos con carga.

Figura 3: Diagrama unifilar de un sistema convencional primario mallado.



Fuente: (Cerna & Jara, 2022)

2.1.2.5. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son los equipos que cambian el nivel de tensión de las líneas primarias a menores valores monofásicas o trifásicas para el cliente final. La potencia del transformador se selecciona de acuerdo a la carga de demanda de los clientes.

Tabla 5: Niveles de tensión de transformadores de distribución.

Niveles de tensión de alimentadores primarios	Niveles de redes secundarias
20 Kv, 22 KV, 33 KV	380 / 220 V
22,9 / 13,2 KV	440 / 220 V
33 / 19 KV	

Fuente:(MINEM, 2011).

2.1.2.6. Redes secundarias y servicios

Las redes secundarias distribuyen y se clasifican en niveles de tensión monofásicas o trifásicas de acuerdo a la necesidad del cliente final.

Tabla 6: Niveles de tensión de redes secundarias.

Niveles de redes secundarias
380 / 220 V
440 / 220 V

Fuente:(MINEM, 2011).

2.1.3. Modelamiento de interrupciones en tramos en la red de distribución

En el modelamiento de tramos en la redes de distribución se considera a los alimentadores en los diferentes niveles de tensión en un sistema radial o mallado , para el modelamiento se toma como parámetros de confiabilidad a tramos independientes de parte del alimentador que sufren de interrupciones, los dispositivos de protección o maniobra son interruptores, seccionadores porta fusible, bajo cargas, reclosers estos dispositivos tienen una reacción selectivamente de acuerdo a la falla que ocurra involuntaria o voluntaria.

El modelamiento tiene como indicadores de transición de disponibilidad los cuales tenemos:

- Tiempos de interrupción
- Tasa de falla
- Clasificación de tramos

2.1.3.1. Tiempos de interrupción (r)

El tiempo de interrupción “r” (Tiempo Promedio de reparación (MTTR)) es la diferencia entre el tiempo de sucedido la falla (interrupción de suministro) al tiempo de restablecimiento (restitución) de servicio eléctrico. El tiempo de interrupción contiene tiempos de intervención cronometradas de mano de obra.

Tiempo de conocimiento (T_c): Tiempo de conocimiento del distribuidor de la interrupción, para proceder con el procedimiento de normalización de servicio eléctrico.

Tiempo de localización (T_l): Tiempo de transporte o procedimientos necesarios para la localización de la falla y llegar al lugar.

Tiempo de maniobras (T_m): Tiempo de maniobras de aislamiento de tramo, revelado de ausencia de tensión, demarcación de zona de trabajo.

Tiempo de reparación (T_r): Tiempo de trabajo, reparación o cambio de componentes.

Tiempo de normalización (T_n): Tiempo de restauración de servicio eléctrico al tramo afectado, circuito o componente.

Figura 4: Ciclo fallas – reestablecimiento de servicio eléctrico.



Elaborado por el equipo de trabajo

2.1.3.2. Tasa de falla

La tasa de falla indica las veces que dicho componente o tramo se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. (Arancibia, 2008)



2.1.3.2.1. Tasa de falla para tramos

La tasa de falla para tramos de los alimentadores se determina mediante el historial de fallas.

$$\lambda = b * l ; \left(\frac{1}{\text{año}} \right) \quad (1)$$

$$b = \frac{m'}{L * T} ; \left(\frac{1}{\text{Km} * \text{año}} \right) \quad (2)$$

m= Cantidad de fallas.

L= Sumatoria de longitud de línea de tramos (km)

T= Periodo de historial de fallas (años)

b= Numero de fallas por kilómetro de tramo (1/(km*año))

l= Longitud de tramo de intervención. (km)

2.1.3.2.2. Tasa de falla para componentes

La tasa de fallas para componentes que conforma el tramo interruptor, seccionadores porta fusible, bajo caras, reclosers, etc.

$$\lambda = \frac{m'}{n * T} ; \left(\frac{1}{\text{año}} \right) \quad (3)$$

m= Cantidad de fallas.

n= Numero de componentes expuesto a interrupción.

T= Periodo de historial de fallas (años)

2.1.3.3. Clasificación de tramos

Los tramos se comportan diferente a cada interrupción que sucede en el periodo de tiempo que trabaja, estos tienen una sensibilidad (fusibles) o selectividad, con estos términos se clasifican según el estado del tramo.

Normal (N): El tramo afectado y sus componentes protección está en su operación optima.

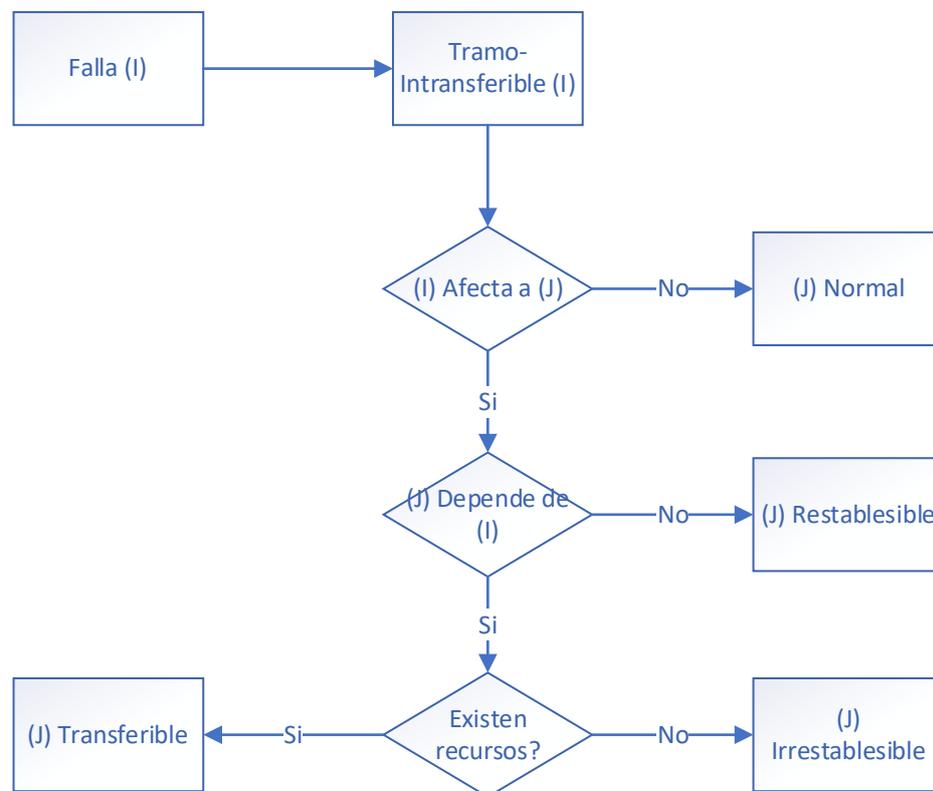
Restablecible (R): El tramo afectado puede restablecerse, sin reparar el tramo donde ocurrió la interrupción.

Transferible (T): El tramo afectado puede transferirse a otro, sin suplir o reparar el tramo donde ocurrió la interrupción.

Intransferible (I): El tramo afectado no puede transferirse a otro o reestablecer el suministro eléctrico, por consiguiente, se realizan los trabajos de restablecimiento del suministro eléctrico.

Irrestablecible (J): Este tramo no puede reestablecer su suministro eléctrico, porque depende de otros tramos del alimentador.

Figura 5: Diagrama de flujo de toma de decisiones frente a una interrupcion.



Elaborado por el equipo de trabajo



2.1.4. Calidad de suministro

La norma de calidad de los servicios eléctricos aprobada por el Decreto Supremo N° 020-97-EM, hace una regulación a los servicios de generación, transmisión y distribución. Los indicadores de calidad de suministro que evalúan periodos de control por semestre son los indicadores relacionados a las interrupciones.

Las etapas de aplicación de la norma se rigen desde la fecha de entrada en vigencia y la cuales se lleva cabo por tres etapas consecutivas en la cuales la compensaciones y multas se incrementarán gradualmente.

Primera etapa: La duración tiene un (1) año y seis (6) meses, en esta etapa las empresas esta obligada a adquirir equipos e instalar infraestructura para el registro de los parámetros de calidad suministro, como también implementar todos los medios necesarios para el óptimo servicio eléctrico.

Segunda etapa: La segunda etapa comienza una vez terminada la primera y tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses. En este plazo el incumplimiento de los plazos tiene las sanciones ya dispuestas por ley. Las transgresiones alas tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a multas y compensaciones respectivas de acuerdo a norma.

Tercera etapa: Esta etapa tiene una duración indefinida y empieza inmediatamente después terminada el plazo de anterior etapa, las compensaciones y multas son dispuesta de acuerdo a norma.

2.1.4.1. Interrupciones

La calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio. (MINEM D. G., 2011)

Las interrupciones son provocadas por fallas y la cual genera ausencia de energía eléctrica a los clientes, también provocadas por cortes programados para mantenimiento o reforzamientos, ampliaciones, etc. De la cuales las interrupciones menores o iguales de tres minutos o interrupciones de fuerza mayor no se consideran para la evaluación de los indicadores. En la evaluación de los indicadores que miden el número de interrupciones del suministro de energía se toma en cuenta la duración y energía no suministrada.

Los indicadores de calidad de suministro que brinda por la NTCSE son la siguientes

- Número de interrupciones a cada cliente durante el semestre (N).
- Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

2.1.4.1.1. Número total de interrupciones por semestre (N)

Número de interrupciones a cada cliente durante el semestre.

$$N = \text{Numero de interrupciones} ; \left(\frac{\text{interrupciones}}{\text{semestre}} \right) \quad (4)$$

2.1.4.1.2. Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

Sumatoria de la duración de las interrupciones al cliente durante el semestre

$$D = \sum (k_i * d_i) ; (\text{horas}) \quad (5)$$

Donde:

d_i = Es la duración de la interrupción.

k_i = Es el factor de ponderación de la duración de la interrupción por tipo:

Tabla 7: Factor de ponderación de la duración de la interrupción.

Interrupciones	k_i
Programadas por expansión o reforzamiento:	0.25
Programadas por mantenimiento	0.5
Fallas u otras	1

Fuente: (MINEM M. d., 2011)

Las interrupciones programadas deben estar sustentadas ante la autoridad y ser notificado a los clientes con una anticipación de cuarenta y ocho (48) horas, indicando la hora de inicio y culminación de la interrupción programada.

Si existe una diferencia de tiempo (Δ) entre la interrupción programada y la duración real de la interrupción, en el cálculo del indicador duración total ponderada de interrupciones por cliente (D), se considera el factor de ponderación de la duración de la interrupción como:

Tabla 8: Factor de ponderación por interrupción programada.

Duración de interrupción programada respecto a la diferencia de tiempo (Δ)	k_i
Duración real es menor a la programada	0
Duración real es mayor a la programada	1

Fuente: (MINEM M. d., 2011)

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, las cuales se rigen según lo dispuesto en los numerales 6.1.8, 6.1.9 y la Décimo Tercera Disposición Final de la Norma. (MINEM D. G., 2011)

2.1.4.2. Tolerancias

Las tolerancias de los indicadores de calidad de suministro en distintos niveles de tensión son las siguientes:

Tabla 9: Tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre (N).

Tolerancia para N	
Clientes en Muy Alta y Alta Tensión	02 interrupciones/semestre
Clientes en Media Tensión	04 interrupciones/semestre
Clientes en Baja Tensión	06 interrupciones/semestre

Fuente: (MINEM M. d., 2011)

Tabla 10: Tolerancia para duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

Tolerancia para D	
Cientes en Muy Alta y Alta Tensión	04 horas/semestre
Cientes en Media Tensión	07 horas/semestre
Cientes en Baja Tensión	10 horas/semestre

Fuente: (MINEM M. d., 2011)

2.1.4.3. Compensaciones por mala calidad de suministro

Los clientes adquieren una compensación debido al comprobado caso de mala calidad de suministro eléctrico, la cual no satisface a los indicadores ya mencionados anteriormente. La compensación se calcula por semestre en función a la energía que no se suministra teóricamente (ENS).

$$\text{Compensaciones Por Interrpciones} = e * E * ENS ; (\$) \quad (6)$$

Donde

- **e**=Es la compensación unitaria por incumplimiento con la calidad de suministro, cuyo valor es:

Tabla 11: Compensación unitaria por etapas.

Valor de “e”	
Primera Etapa	: e=0.00
Segunda Etapa	: e=0.05 US\$/kWh
Tercera Etapa	: e=0.35 US\$/kWh

Fuente: (MINEM M. d., 2011)

- **E**=Es el factor que toma en consideración de la magnitud de los índices de calidad de suministro.

$$E = \left[1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'} \right] \quad (7)$$

Donde:

N= Número total de interrupciones por semestre



N' = Tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre

D = Duración total ponderada de interrupciones por cliente

D' = Tolerancia para duración total ponderada de interrupciones por cliente

- **ENS**= es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado.

$$ENS = \frac{ERS}{NHS - \sum d_i} * D; (kWh) \quad (8)$$

Donde:

ERS= Es la energía registrada en el semestre

NHS= Es el número de horas del semestre

$\sum d_i$ = Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre

2.1.5. Confiabilidad en sistemas de distribución

La confiabilidad en sistemas de distribución lo denominamos, a que cualquier activo físico que componga nuestra red de distribución y desempeñe su función de manera óptima, sin posibilidades de fallas y en condiciones de buen periodo de Duración. De manera que nos garantice seguridad y eficiencia en la red de distribución seleccionada.

2.1.5.1. Índices de confiabilidad

En el proceso de realizar un Plan de Mantenimiento se toma diferentes índices y parámetros de confiabilidad que nos brindaran el correcto análisis de fallas del Sistema de Distribución las que detallo a continuación.

2.1.5.1.1. Índice de Confiabilidad básico

- a) Tasa de Falla (λ): Este índice Confiabilidad representa la cantidad de veces que un componente eléctrico se ve afectado por la interrupción eléctrica para un determinado periodo.

- b) Tiempo de Reparación (r): Índice representa el tiempo de promedio reparación en la que es sometido un activo físico causante del problema, está la podemos expresar en horas para el cálculo de índices de Confiabilidad.
- c) Indisponibilidad (U): Indicador básico de para evaluar la Confiabilidad se representamos como el periodo de tiempo en la que un activo físico esta indispensable en un sistema, nos brinda una mejor manera de ubicar el activo físico averiado.

2.1.5.1.2. Índices de Confiabilidad Globales

A estos índices se le considera para el cálculo de fallas por usuario y duración de las fallas, estas pueden ser medios a nivel de sus consumidores considerados en la red, en donde estos índices derivan de los índices de Confiabilidad básicas.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Este indicador se define como el promedio anual de interrupciones por usuario, con este índice Global se halla el tiempo promedio de interrupciones durante un tiempo determinado.

$$SAIFI = \frac{N^{\circ} \text{ DE USUARIOS INTERRUNPIDO} * N^{\circ} \text{ DE INTERUPCIONES}}{N^{\circ} \text{ DE USUARIOS SERVIDOS POR LA RED}} \quad (9)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (10)$$

SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Este indicador mide la duración de una interrupción, se define como, la sumatoria de la duración de la falla por usuarios afectado sobre la sumatoria de usuarios servidos.

$$SAIDI = \frac{\Sigma(DURACION DE LA FALLA) * (N^{\circ} \text{ DE USUARIOS AFECTADOS})}{N^{\circ} \text{ TOTAL DE USUARIOS}} \quad (11)$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_j} \quad (12)$$

ENS (Energía no Suministrada): aplicada principalmente por empresas dedicada dan rubro de la venta de energía Eléctrica, les permite calcular la cantidad de pérdidas que se genera al no vender por las interrupciones, ayuda a mejora la calidad de servicio que brinda.

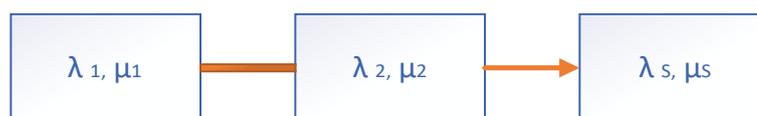
ENSU (Energía Media No Suministrada por Usuario): Representa La energía media no suministrada por usuario se calcula mediante la división de ENS/número total de usuarios.

2.1.6. Métodos utilizados para la evaluación de confiabilidad

2.1.6.1. Sistema en serie

En Confiabilidad, se representa como un sistema en serie a todo el componente que conforman el sistema, se considera que son indispensables e independiente, para ello se considera que los componentes no pueden fallar de forma simultanea o modos de fallas en común en el sistema.

Figura 6: Característica de un Sistema Lineal



Elaborado por el equipo de trabajo

Análisis para cada componente

$$P_{01} = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} \quad (13)$$

Para cada componente:

$$\text{Componente } P_{01} = \frac{\mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)} \quad \text{Y} \quad \text{Componente } P_{02} = \frac{\mu_2}{(\lambda_2 + \mu_2)}$$

Para un sistema:

$$P_{0s} = P_{01} * P_{02} \quad (14)$$

$$\lambda_s = \lambda_1 * \lambda_2 \quad (15)$$

Reemplazando (14) en (15):

$$\frac{\mu_s}{(\lambda_s + \mu_s)} = \frac{\mu_1}{(\lambda_1 + \mu_1)} * \frac{\mu_2}{(\lambda_2 + \mu)} \quad (16)$$

Donde, resolviendo (16):

$$\mu_s = \frac{\mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2)}{(\lambda_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1 + \lambda_1 \lambda_2)} \quad (17)$$

Simplificando y dándole la forma de tiempo de reparación (17):

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{r_1 \lambda_1 + r_2 \lambda_2 + r_1 r_2 \lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \lambda_2)} \quad (18)$$

Se tiene que se puede simplificar por ya que el tiempo de reparación es muy corto como se aprecia en la relación.

$$r_1 r_2 \lambda_1 \lambda_2 \ll r_1 \lambda_1 \quad (19)$$

$$r_1 r_2 \lambda_1 \lambda_2 \ll r_2 \lambda_2 \quad (20)$$

Por lo tanto, se tiene para un “n” cantidad de posibilidades y de ello resultan:

La tasa de falla (λ_s)

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (21)$$

Tiempo de reparación (r_s):

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n r_i \lambda_i}{\lambda_s} \quad (22)$$



Donde:

λ_i : Tasa de falla del componente “i” (fallas/tiempo)

r_i : Tiempo de reparación del Componente “i” (horas)

n : Cantidad de Componentes considerados

Indisponibilidad (U): Se tiene que es igual al producto de la frecuencia de fallas por el tiempo de reparación.

$$U_s = f_s * r_s \quad (23)$$

De donde se tiene:

$$P_{0s} = \frac{m_s}{(m_s+r_s)} \text{ de donde: } f_s = P_{0s} * \lambda_s \quad (24)$$

Se tiene que en la practica r_s es muy inferior m_s , por lo tanto, podemos asumir que $P_{0s} = 1$.

La indisponibilidad resulta:

$$U_s \approx \lambda_s * r_s \quad \text{de donde } U_s \approx \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (25)$$

2.1.6.2.El método de Birnbaum

El método de Birnbaum se propuso en (1969) propuso la importancia de la confiabilidad de un componente en un tiempo t es:

$$l^B(ilt) = \frac{\partial h(p(t))}{\partial p_i(t)} ; \text{ donde } i = 1, 2, \dots \dots n. \quad (26)$$

La medida de Birnbaum se obtiene por la diferencial parcial de la fiabilidad del sistema con respecto $p_i(t)$, el termino $l^B(ilt)$ es grande, un pequeño cambio en la confiabilidad del componente “i” resultará en un cambio comparativamente grande en la confiabilidad del sistema en el tiempo t.

$$q_i(t) = 1 - p_i(t) \quad (27)$$

$$Q_o(t) = 1 - h(p(t)) \quad (28)$$

Por tanto, la ecuación puede escribirse:

$$l^B(i|t) = \frac{\partial Q_o(t)}{\partial q_i(t)} ; \text{ donde } i = 1, 2, \dots \dots n. \quad (29)$$

Usando la descomposición Pivotal para mostrar que función del sistema $h(p(t))$ puede ser una función lineal $p_i(t)$ para “i” cuando los componentes son individuales.

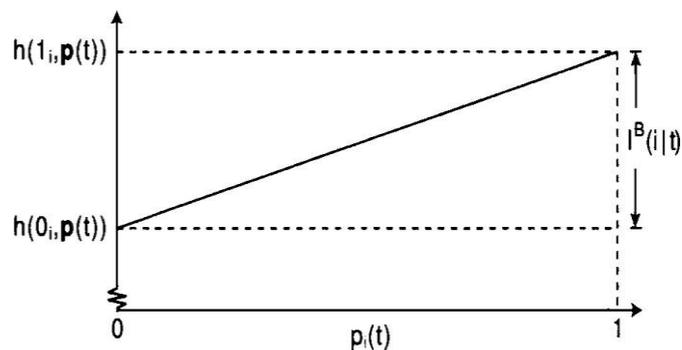
$$h(p(t)) = p_i(t) * h(1_i, p(t)) + (1 - p_i(t)) * h(0_i, p(t)) \quad (30)$$

$$h(p(t)) = p_i(t) * [h(1_i, p(t)) - h(0_i, p(t))] + h(0_i, p(t)) \quad (31)$$

Finalmente, la importancia de la confiabilidad del componente “i” en el tiempo t se denota como:

$$l^B(i|t) = \frac{\partial h(p(t))}{\partial p_i(t)} = h(1_i, p(t)) - h(0_i, p(t)) \quad (32)$$

Figura 7: Ilustración de la importancia de la medida de fiabilidad de Birnbaum.



Fuente: (Billinton, 2001)

2.1.6.3. Modos de fallas y análisis de efectos

Esta técnica es muy empleada y una de la que es muy utilizada para el análisis de modos fallas y análisis de efecto en la red, donde tendremos que reflejar lo más realista



el comportamiento de un sistema eléctrico, para lo cual se pretende analizar el comportamiento de los componentes eléctricos de protección que se consideran en una red, para ello idearemos un modelo de sistema real en la que analiza fallas que se produzcan en simultaneo e individual lo que conllevaría cuando se genere fallas en el sistema de red y la desconexión parcial o total de ella. Este tipo de simulación se estudia para ver los efectos al producirse una falla y como cada componente que se considera en la red Topológica puede afectar la desconexión o falla del sistema.

2.1.6.4. Distribución Weibull

La distribución Weibull mas está implicada en la vida útil ya que nos permite estudiar y evaluar la confiabilidad de productos, estudiar la vida útil de productos y modelar los tiempos de falla. Con Weibull se puede adaptar a los diferentes campos dependiendo de los parámetros que uno asume.

Uno de las funciones de Tasa de Condición está dada por:

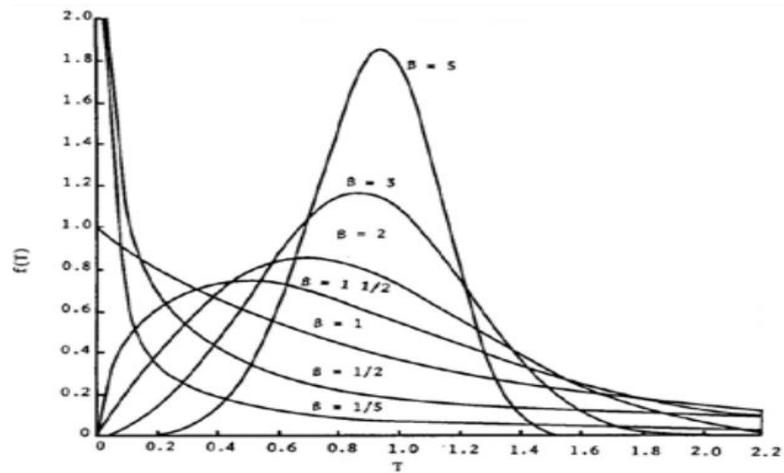
$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\left[\frac{T - \gamma}{\eta} \right] \right)^{\beta-1} e - \left[\frac{T - \gamma}{\eta} \right]^{\beta} \quad (33)$$

β =indicador de mecanismo de fallas

η =parámetros de escala

γ =parámetros de localización

Figura 8: Comportamiento de la distribución Weibull con respecto a β

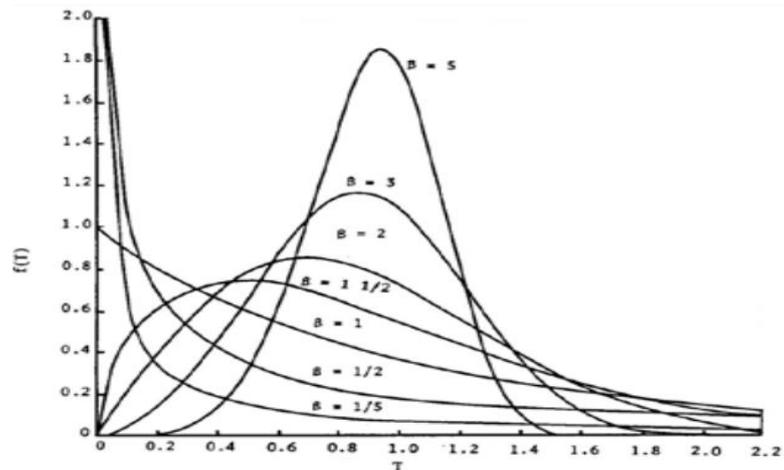


Fuente: (Meza, 2012)

La Función de Confiabilidad Weibull está dada por:

$$R(T) = e^{\left(\frac{T-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}} \quad (34)$$

Figura 9: Comportamiento de la Confiabilidad Weibull con respecto a β y η

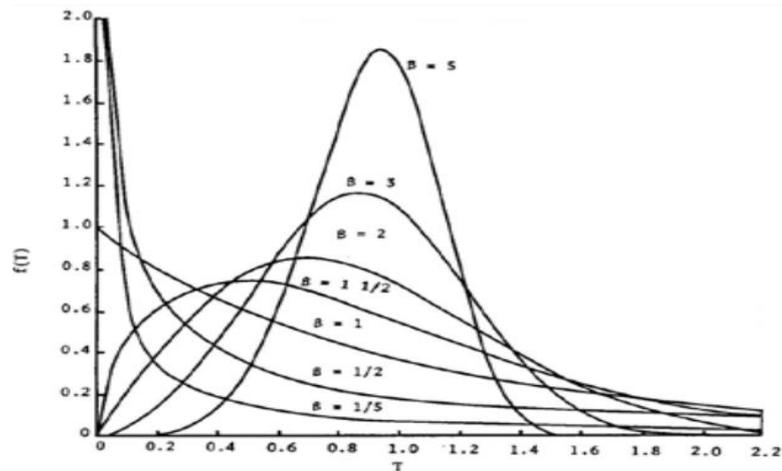


Fuente: (Meza, 2012)

Función de tasa de Falla Weibull:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left[\frac{T-\gamma}{\eta} \right]^{\beta-1} = \frac{f(t)}{R(T)} \quad (35)$$

Figura 10: Comportamiento de la tasa de Falla Weibull con respecto a β



Fuente: (Meza, 2012).

2.1.7. Medidas para la mejorar de la confiabilidad

Al iniciar un análisis de criticidad de una red de distribución, se mejora la confiabilidad del servicio por lo cual se prevé una serie de medidas para reducir las interrupciones en el sistema.

2.1.7.1.Reducción de tasa de fallas durante el periodo

Para aumentar la confiabilidad de nuestra red distribución seleccionada se debe de reducir la frecuencia de interrupciones que se presentan en el sistema y sus componentes eléctricos que lo conforman, algunas de las medidas que se emplean para reducir dichas fallas.

- Plan de mantenimiento anual preventivo y correctivo.
- Analizar la vida útil de cada componente que está presente en la red de distribución.
- Presentar reconfiguración del sistema de distribución.
- Instalación de pararrayos por estar en zona de tormentas eléctricas.

2.1.7.2.Reducción del tiempo reparación en zonas afectadas

Otro punto primordial es la reducción del tiempo de reparación en las zonas afectadas, todo depende de cómo está configurado la red de distribución y que a través de maniobras se buscar afectar en menor tiempo a los usuarios afectados. Si bien no se reduce el tiempo de interrupción en la zona afectada, mejora la posibilidad de reducir la cantidad de usuarios afectados, medidas para reducir el tiempo de interrupción.

- Mejorar el control de las zonas afectadas.
- Llevar un plan detallado de las maniobras realizadas.
- Tener un sistema en malla.

2.1.7.3.Reducción de la cantidad de usuarios afectados

Así mismo para reducir la cantidad de usuarios afectados, las medidas recomendables que prevé es que se tenga una actualización de la red de Distribución y se implemente mayor cantidad de elementos de protección.

2.1.8. Herramientas filosófica y estrategias de mantenimiento

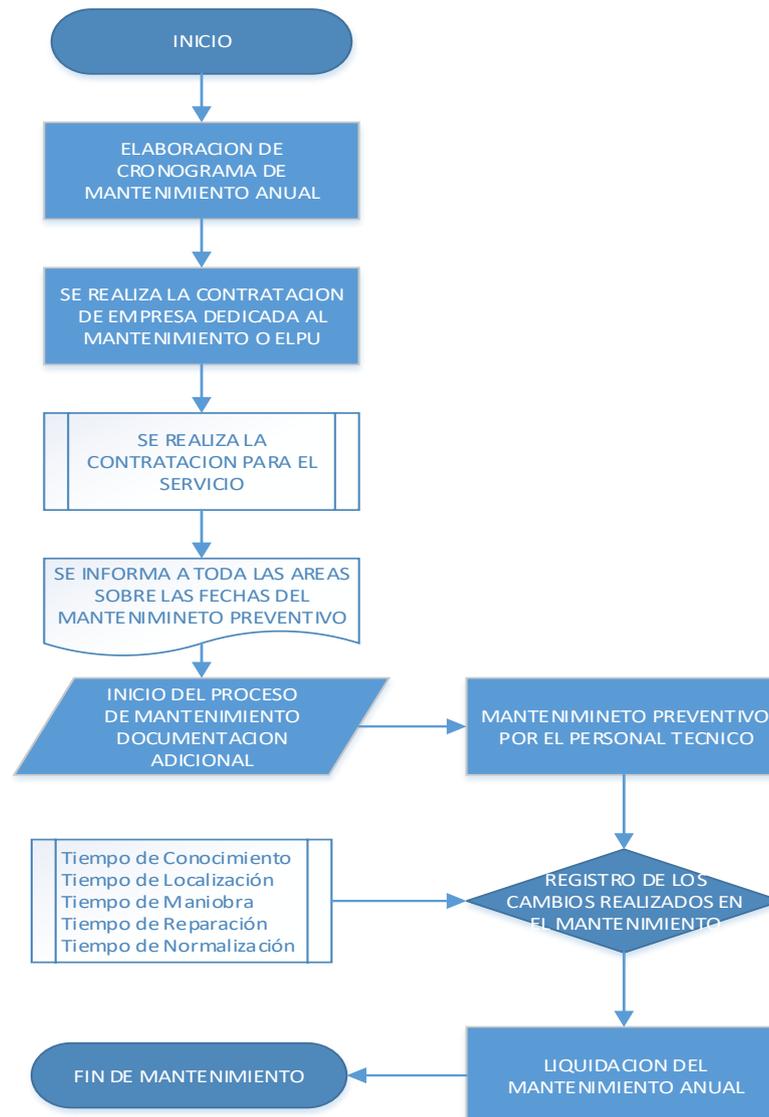
Cuando se habla de mantenimiento, el principal objetivo es poder ampliar la vida útil de cualquier activo físico principal, y la meta de cada empresa distribuidora de energía eléctrica busca optimizar a lo máximo su principal fuente de ingreso, mejora la calidad de servicio para sus usuarios y cumpliendo las exigencias y los estándares de calidad de Organismos supervisores.

Por ello con mantenimiento, es un parte esencial en cualquier empresa, para ello se le asigna un presupuesto anual en que plantean prevenir o disminuir las tasas de fallas, aumentar la vida útil de los activos eléctricos, mejorar el desempeño del servicio que se brinda, darle mejor seguridad, calidad de servicio y mejorar aspectos legales.

2.1.8.1. Estrategias de mantenimiento

Mantenimiento preventivo: Se define a este tipo de mantenimiento, cuando tratamos de prolongar la vida útil de un activo físico sin recurrir a un cambio de ello, con se mejora el costo de mantenimiento, calidad de servicio y con una planificación adecuada en base a un presupuesto se distribuye el mantenimiento a los activos físicos críticos.

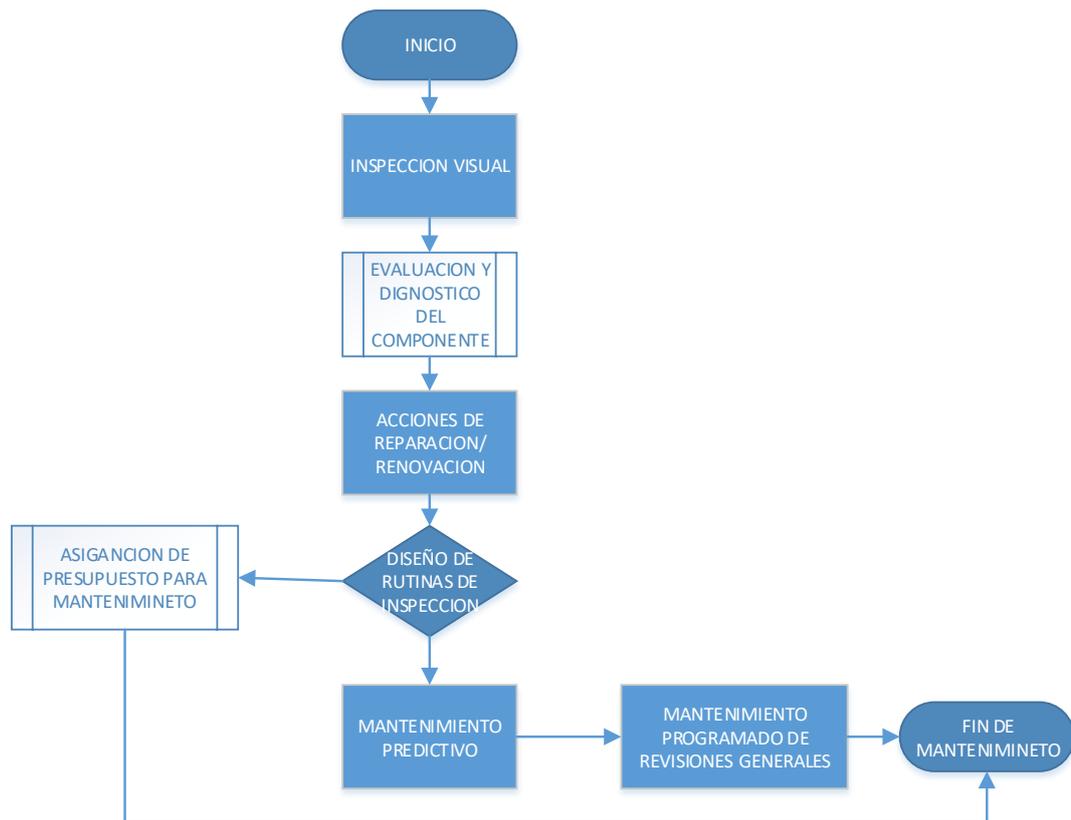
Figura 11: Diagrama de flujo de Mantenimiento Preventivo



Elaborado por el equipo de trabajo

Mantenimiento periódico: Es aquel se realiza de manera periódica por fallas que ocurren de manera regular, o son muy predecibles por conceptos de detalles dadas por los fabricantes en las especificaciones técnicas o por concepto de fallas por periodos de cambios climáticos.

Figura 12: Diagrama de Flujo de Mantenimiento Predictivo



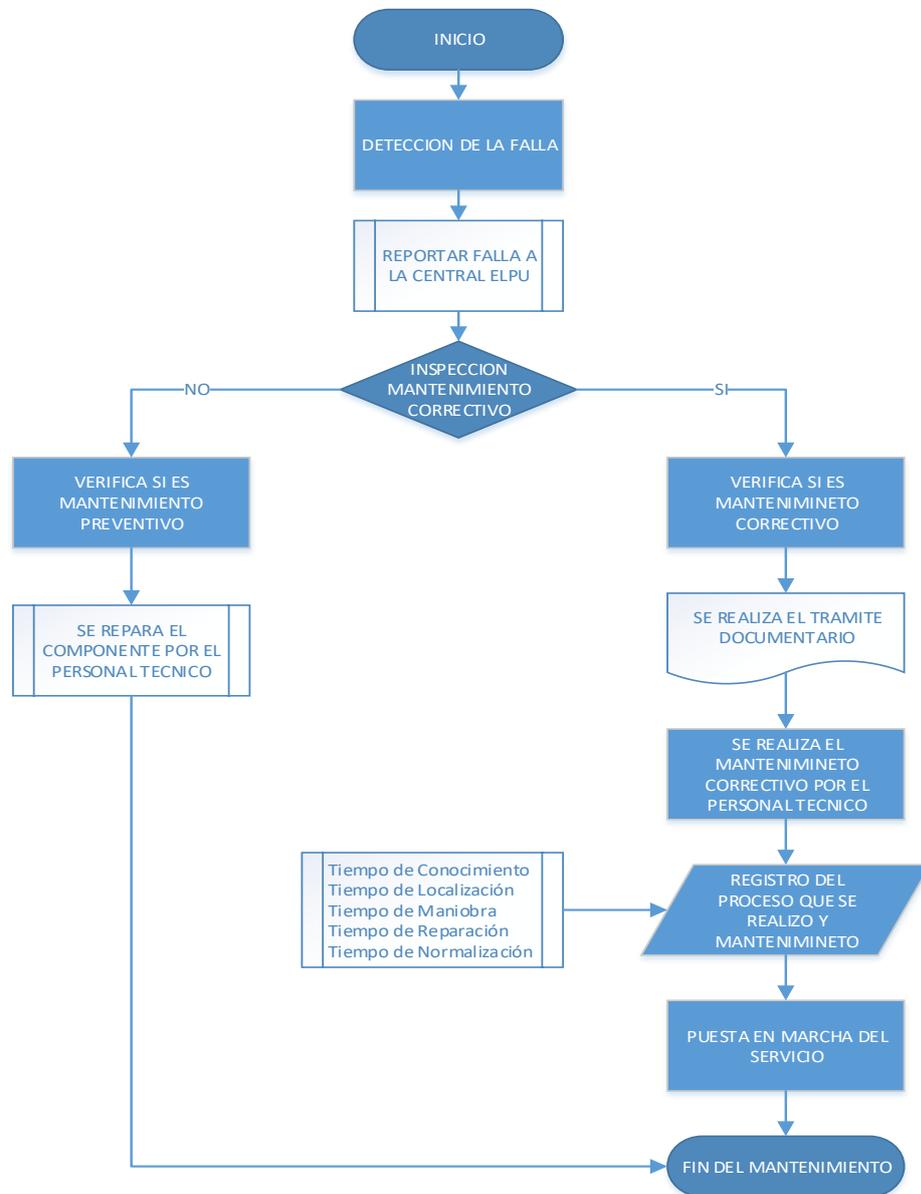
Elaborado por el equipo de trabajo

Mantenimiento basado en la Condición: Se define que a través de una vigilancia activa se verifica la condición en la que opera un activo físico, de esta manera se puede deducir las condiciones en la que opera y momentos exactos en la que se produce la falla.

Mantenimiento correctivo: Este tipo de mantenimiento se produce en el instante en que un activo físico ya no se puede prolongar su vida útil y con esto afecta el servicio que brinda y deje de Operar. El mantenimiento correctivo es la última etapa en la

estrategia de mantenimiento, para ello se considera que el activo físico necesita de un cambio para operar sin dificultades.

Figura 13: Diagrama de Flujo de Mantenimiento Correctivo



Elaborado por el equipo de trabajo

2.1.9. Mantenimiento centrado en la confiabilidad

2.1.9.1. Aspectos generales RCM

El concepto de mantenimiento, es la capacidad de preservar o mantener cualquier activo físico para que cumpla un servicio, con ello al implementar un RCM se ven



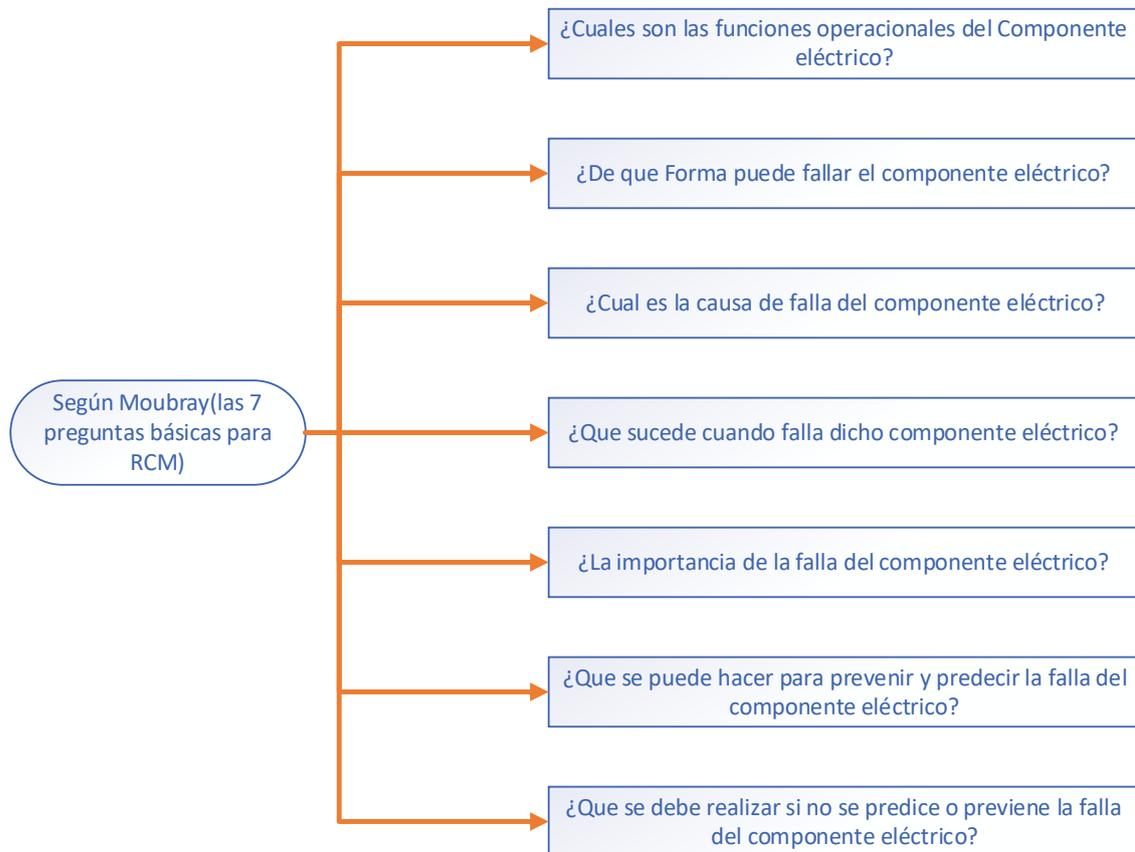
obligados a que en un plan a mediano y largo plazo que se debe de mantener que cualquier activo físico que cumple dicho servicio y se mantenga estable, en el caso de llevar de presentarse fallas esta perjudicara al usuario y con ello se genera multa por los organismos supervisor por no brindar buena calidad energética, esta nos lleva a aplicar el Concepto de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), que aplicar cierta cantidad de preguntas donde se determina si un componente requiere poderse realizar un mantenimiento y preservar la vida útil del componente, para ello aplicando RCM definiremos en el servicio de buena calidad, seguridad en la producción, un mejor funcionamiento operacional del servicio, mejor costo/beneficio al momento de producir un mantenimiento, ampliar la vida útil del de un componente en sí.

2.1.9.2.El método RCM

El mantenimiento centrado en la confiabilidad a un proceso en que visto por la ingeniería se busca manejar de forma muy disciplinada un plan de mantenimiento de un activo físico. Al pasar de los años la industria y la tecnología fueron evolucionando de manera sofisticada generándose ventajas en la mayor producción y por otra parte también se generó desventajas ya que desglosaron en diferentes ramas y el individuo ya no experimenta el ciclo de servicio que se brinda.

Según Moubray: El proceso para realizar un Mantenimiento Centrado en Confiabilidad según Moubray se tiene que seguir con siete preguntas básicas para formular, para ello deberíamos de preguntarnos cual es activo físico que queremos analizar y realizar el RCM. (Mounbray, 1991)

Figura 14: Preguntas para hacer el Proceso para RCM.



Elaborado por el equipo de trabajo

Según García: Para poder realizar un plan de mantenimiento RCM, el autor García nos recomienda que después de ver y analizar diferentes tipos de mantenimiento, primero debemos de realizar de los activos físicos críticos se van a analiza. Luego se plantea la mejor metodología con la que aplicamos para un activo físico podamos prolongar la vida útil al realizar RCM. Nos presenta las diferentes fases para el análisis de criticidad de un equipo. (Garcia, 2013)

Figura 15: Fases de Análisis de Criticidad para Mantenimiento según García.



Elaborado por el equipo de trabajo.

2.1.9.3. Análisis de criticidad y optimización

En análisis de Criticidad, se debe tener en cuenta que la empresa eléctrica busca un suministro eficiente y sin pérdidas a sus clientes para esto, la empresa busca reducir las fallas y costos de mantenimiento de cada uno de los componentes eléctricos que conforman una Red de Distribución.

Para esto se divide la red de distribución, clasificando la red principal (troncal) y las derivaciones secundarias con la que considera un diagrama de criticidad por armados y estructuras como se aprecia en el Tabla N° 12. donde se dará una ponderación a través de

una inspección visual considerando de cómo se encuentra la estructura y armado en situ así mismo evaluaremos por la importancia que esta se encuentra según la escala de referencia que tenemos para evaluar el Análisis de Criticidad:

Tabla 12: Escala de Referencia para Evaluar de Criticidad

RESULTADOS		
CRITICO	60 A 120	41
CRITICO REGULAR	30 A 60	36
NO CRITICO	0 A 30	1

Fuente: (Mounbray, 1991)

Tabla 13: Matriz de Criticidad, Frecuencia/Consecuencia

FRECUENCIA	4	CRITIC O REGULAR	CRITIC O REGULAR	CRITIC O	CRITIC O	CRITIC O
	3	NO CRITICO	CRITIC O REGULAR	CRITIC O REGULAR	CRITIC O	CRITIC O
	2	NO CRITICO	NO CRITICO	CRITIC O REGULAR	CRITIC O REGULAR	CRITIC O REGULAR
	1	NO CRITICO	NO CRITICO	NO CRITICO	NO CRITICO	NO CRITICO
		10	15	20	25	30
COSECUENCIA						

Fuente: (Mounbray, 1991)

2.1.9.3.1. Identificación de componentes críticos

Para identificar los componentes críticos en la red de distribución se tiene que realizar un a través de una inspección visual en situ y diagnosticar con el Análisis de condición de estructuras y componente (Anexo XXXIII) seguidamente evaluar a través de una escala de referencia como se muestra en la tabla N°12, se determina si los componentes se deben de considerar y prestarle mayor atención para un mantenimiento preventivo.

Por consiguiente, si se identifica los componentes críticos en líneas de transmisión en Media Tensión(MT), se priorizarán armados y estructura que consta el sistema incluyendo subestaciones, en el que se realiza una lista principal de los activos a partir del grado de importancia del mayor al menor por debido a ello se debe de conformar

activos que deberán de ser priorizadas o que nos permitan ver el grado de importancia al momento de realizar un plan de mantenimiento.

2.1.10. Método de importancia de componentes

Este método define y analiza varias medidas de importancia de componentes que es miembro de un conjunto, este método clasifica a los componentes de estudio en orden creciente o descendente. Como también identifica cuellos de botellas en procesos de mantenimiento de componentes y elegir la mejora optima en una tarea, en conclusión, este método ayuda al diseñador a identificar los componentes que deben mejorarse y clasificarlos por orden de importancia.

2.1.10.1. Costo de interrupción

Calcular el costo de interrupciones en el sistema es un elemento importante, para los sistemas de distribución eléctrica, el costo de interrupción es representa por los puntos afectados por las interrupciones, estos son calculados por duración y numero de interrupciones en un periodo de tiempo. Lo cual representa que el costo de interrupción es proporcional a la duración de la interrupción. Este método tiene como modelo de costo de interrupción a la siguiente ecuación.

$$C_s = \sum_L (\lambda_L * k_L + E_L c_L) \quad (33)$$

C_s = costo de interrupción

λ_L = Tasa de fallas (Int/año)

E_L =Energía teóricamente no suministrada por el indicador de calidad(kWh/año)

k_L =Factor de costo de mano de obra promedio por interrupción (año*\$)

c_L =Factor de compensaciones unitaria por incumplimiento (año*\$/kWh)

2.1.10.2. Índice de importancia

Este índice se basa en el método de Birnbaum de importancia del componente, lo cual en los sistemas de distribución está enfocada en los diferentes componentes del alimentador y sus varios puntos de carga.

Es factible calcular la importancia mediante el costo por interrupción, luego del análisis de sensibilidad en costos se obtiene una variación en la frecuencia de falla ($\Delta\lambda$), esto provoca cambios en la confiabilidad de los tramos o puntos de carga del alimentador en los términos λ_L y E_L , por lo tanto, la ecuación de importancia en los sistemas de distribución enfocados en los costos es:

$$I_L^H = \frac{C_s * (\lambda_L + \Delta\lambda_L) - C_s * (\lambda_L)}{\Delta\lambda_L} = \frac{\partial C_s}{\partial \lambda_L}; \text{ donde } L = 1, 2, \dots \dots n. \quad (34)$$

Este método nos da una lista de componentes seleccionados y su grado de importancia por su costo, este índice es la variación de costo por interrupción del sistema de distribución con un lazo a la frecuencia de fallas. Este índice denota a la confiabilidad específica mediante el valor que toma, si el valor es alto la confiabilidad es alta y si es baja es lo contrario.

$$\Delta C_s = I_L^H \Delta \lambda_L \quad (35)$$

2.1.10.3. Potencial de mantenimiento

El potencial de mantenimiento (C_i) se calcula mediante el producto de frecuencia de fallas (λ_L) por el índice de importancia (I_L^H), este resultado denota el potencial ahorro en el componente.

$$C_i \approx I_L^H \lambda_L; \text{ por componente} \quad (36)$$



$$C_i \approx \sum C_i; \text{ para el alimetador} \quad (37)$$

2.2. ANTECEDENTES GENERALES

MARCOS JOSE VILLANUEVA CORNEJO, en su proyecto de final para obtener el grado de magister presenta su trabajo con el objetivo de identificar las fallas y los elementos críticos de una red de distribución eléctrica aplicando la metodología weibull presenta el tema, “*Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del subsistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 Kv de san gabán – Ollachea*”. Este presente trabajo de investigación se realiza en la región Puno-provincia de San Gaban-Ollachea en un sub sistema de distribución eléctrico, se plantean uno de los principales problemas que es la concurrida falla que se presenta en el servicio eléctrico lo que ocasiona cortes no programados y afecta a la población reduciéndose así la calidad de servicio eléctrico que se brinda. Con este presente trabajo se brindará a la empresa distribuidora que adopte e ingrese esta metodología en tiempo real para pronosticar e identificar los sectores críticos para prevenir fallas, en esta traba se utilizó la metodología weibull, teniendo como resultado un plan de mantenimiento preventivo, basándose en elementos críticos. (Villanueva, 2017)

La presente Tesis es presentada por los autores Jorge Denis Cerna, Leonardo Ulises Jara Mendoza presenta un proyecto de Tesis de nombre “*Plan de Mantenimiento Preventivo RCM en la Red de Media Tensión 22.9Kv en la Provincia de Cajabamba para la Mejora de la Confiabilidad en el Consorcio SESGA-REYSER S.R.L.2*” en que se plantean un objetivo evaluación de indicadores mantenimiento como así también el poder identificar los equipos críticos, realizar un estudio técnico económico, en resumen el estudio se realiza en la ciudad de Cajamarca para disminuir los cortes intempestivos que se producen en el servicio eléctrico, para su estudio realiza el uso de indicadores básico



y globales para el estudio de mantenimiento de índices de confiabilidad llegando a la conclusión en la elaboración de un plan de mantenimiento RCM en donde se elabora un estudio técnico del costo de mantenimiento preventivo. (Cerna & Jara, 2022)

CRHISTIAN ALEJANDRO, VERA ALATRISTA, Desarrollo su proyecto de final de maestría, plantea proponer plan de mantenimiento de Nombre “*Diseño de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM para el transformador de distribución de 250 Kva y sistemas de distribución de baja tensión 380/220 v de la subestación de Tecsup Arequipa*” En este proyecto de planea incorporar ya que dicho sistema carece de plan de mantenimiento para mitigar fallas por interrupciones de energización como también mitigar posibles daños personales y equipos pertenecientes a la alimentación del sistema, primero de tubo que revisar el historial de fallas presentes como también los manuales del personal a cargo del mantenimiento. En donde se llegó en las siguientes conclusiones se pudo en donde se sustentó de manera efectiva, en donde se estableció estándares de maniobra para evitar accidentes en la operación de transformador de distribución. (Vera, 2000)

MARCO ANTONIO CRUZ GUTIERREZ, Proyecto desarrollado para la obtención de magister presento su proyecto final “*aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para la reducción de interrupciones de las redes de distribución*”, se planteó este proyecto en la ciudad de La Paz (DELAPAZ), con el objetivo de mitigar las interrupciones y optimizar los recursos utilizados en para el mantenimiento predictivo, partiendo de un historial registrado de interrupciones dentro de los últimos 5 años anteriores al año en que se realizó este proyecto. Aplicando RCM se tendrá como resultado grupos o tablas comparativos en el que se evaluará el desempeño de cada componente, analizará los efectos de las fallas de un sistema de distribución y esta propuesta mejorar el sistema. (Cruz, 2018)



WILLIAM MAHECHA MENDEZ, proyecto de investigación presentado para obtener el grado de magister, presentado un proyecto *“Metodología para el desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento aplicado a subestaciones de distribución de energía eléctrica”*, este trabajo presenta una metodología en donde se propone un modelo de gestión de mantenimiento para subestaciones eléctricas, con esto se propone utilizar lo que es mantenimiento industrial con el objetivo de maximizar la confiabilidad, para ello se partirá desde 130 un registro de fallos y los impactos de la calidad de suministro de energía eléctrica. Esta metodología propuesta soporta en el diseño de una app el cual será viable que la gestión de mantenimiento sea viable y eficiente. (Mahecha, 2019)

RODOLFO RONALD ESPINOZA QUISPE, proyecto de Tesis, *“Plan de mantenimiento en base a registros históricos de falla en redes de distribución eléctrica Arequipa. Este proyecto de tesis se desarrolló en un sistema de distribución de la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste (SEAL)”*. El presente autor se plantea un objetivo de plan de mantenimiento basado en un historial de fallas y el objetivo propuesto de reducir los costos de mantenimiento ya que por un gran crecimiento población que experimenta la ciudad de Arequipa se tiene que implementar un plan de mantenimiento con la finalidad de salvaguardar y evitar los cortes inesperados del servicio eléctrico, con este estudio se pretende demostrar los beneficios que pueden tomar al momento de hacer un mantenimiento predictivo reduciendo los costos de mantenimiento, su base datos de las cuales toma como su principal fuente proceso son fallas registradas en los años 2012 al 2017 aplicando el método mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM donde pudieron presentar 5 fases de mantenimiento como también a través de la gestión, planeamiento y control distribuir de forma correcta la mano de obra del personal reduciendo así el costo de mantenimiento y la reducción del tiempo de corte de suministro, teniendo como resultado el impacto que se produce en el sistema las fallas



que se originan, se reduce en gran medida las fallas gracias a una buena gestión de mantenimiento. (Espinoza, 2019)

RODRIGO EDUARDO ARANCIBIA ÓRDENES, tesis plan de “*mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para una empresa de distribución eléctrica*”, Tesis elaborada en Chile, con un objetivo de desarrollar métodos y técnicas apropiadas para soportar estrategias de Mantenimiento Preventivo mediante los índices críticos de Confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución en MT consultando diferentes textos para obtener una aplicación de metodología coherente donde se pueda implementar fácilmente. Se plantea utilizar la metodología RCM en el cual elaboran y proponen un plan de mantenimiento aplicable en MT, también en este proyecto de aplica diferentes métodos para poder evaluar la confiabilidad, como el método de Monte-Carlo, método Analíticos, método de cortes entre otros, dando como resultado el plan de mantenimiento que se puede aplicar en sistemas reales y para poder tener mayor efectividad con datos más precisos, también establecer fallas a través de la experiencia del personal técnico. (Arancibia, 2008).



CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. MÉTODO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación

La investigación que se desarrolla es la investigación cuantitativa con un alcance descriptivo, (Sampieri, 2018) explica: “Estudios descriptivos busca especificar propiedades y características importantes de cualquier fenómeno que se analice. Describe tendencias de un grupo o población.”. La presente investigación es de alcance descriptivo, debido al enfoque de dar la solución a la problemática mediante la generación de variables ante la ausencia de un plan de mantenimiento en las redes de distribución eléctrica en los distritos de Pichacani y Juncal, en consecuencia, la solución de esta problemática es de utilidad ya que beneficia al mejoramiento de servicio eléctrico en la calidad de suministro a los clientes.

En este proyecto llamado Plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para las redes de distribución eléctrica 22.9/13.2 kv en la red Primaria Pichacani – Juncal –Puno, alimentador 0201, por el cual, a través del análisis experimental de datos, donde se analizará la probabilidad o confiabilidad de activos mediante su función de fallas y determinadas condiciones en el periodo de tiempo determinado. Los índices de confiabilidad que utilizaremos son a través de las variables independiente y dependientes

En los variables independientes en la que tenemos el número de fallas, distancia de transmisión, número de clientes, potencia del transformador y tiempo de reparación estas son datos que se nos brinda y se tiene registro, por lo cual utilizamos para llegar a



los indicadores probabilísticos relacionado con la continuidad del suministro eléctrico. En las variables dependientes es en la que analizaremos según con el registro de datos que tiene con que se llega a los indicadores probabilísticos con la continuidad de suministro eléctrico los cuales son: indisponibilidad, tasa de falla y tiempo de reparación. Los índices de confiabilidad que utilizaremos son los índices básicos y índices globales.

En los índices básicos tenemos a las diversas causas de fallas en las operaciones, afectando a los consumidores, por lo cual se analiza mediante los indicadores probabilísticos relacionado con la continuidad del suministro eléctrico. En los índices globales se basa en la cantidad de consumidores por falla y duración, las cuales son: frecuencia de interrupción media FIE (SAIFI System Average Interruption Frequency Index), frecuencia de interrupción media por usuario afectado FIU (CAIFI Customer Average Interruption Fall Index), y Índice Disponibilidad media del Servicio DMS (ASAI Average Service Availability Index).

Los métodos estadísticos que nos ayudará a la evaluación de los criterios de la confiabilidad de una red eléctrica donde la información es cuantitativa donde refleja el comportamiento y la calidad de servicio eléctrico son los siguientes: método de Frecuencia y Duración, método de Cortes y método de Falla y Análisis de Efectos y método de Birnbaum, Distribución Weibull. Con los métodos propuestos se hará una evaluación de confiabilidad que nos permitirá determinar cuan confiable es nuestro sistema de distribución

3.1.2. Técnica de recolección de datos

Son los documentos soporte para registrar la información recolectada. Dependiendo de la técnica empleada su usará uno u otro instrumento. Permiten hacer un



mejor análisis de la información con fines estadísticos o para tomar decisiones. (Lizarazo, 2010).

Es el instrumento para la recolección de información generando un historial de interrupciones, para la recolección de información se utilizó las técnicas siguientes:

- Observaciones directas
- Entrevistas no estructurales

La forma o técnica que se utilizó para estar más cercano a la realidad son mediante los siguientes campos:

1. Numero de interrupción del mes
2. Fecha
3. Tipo de interrupción.
4. Servicio eléctrico.
5. Medio de comunicación de la interrupción.
6. Motivo o causa de la interrupción.
7. Descripción de la interrupción.
8. Fases afectadas en la interrupción.
9. Zonas afectadas.
10. Código secuencia portal de OSINERG.
11. Código de interrupción NTCSE.
12. Sistema eléctrico.
13. Sector típico.
14. Fecha y Hora de interrupción.
15. Fecha y Hora de reposición.
16. Tiempo de interrupción.



17. Valor en horas.
18. Número de usuarios afectados.
19. Demanda afectada.

3.1.3. Técnica de análisis de datos

Las técnicas que utilizaron para el análisis y cuantificación de datos acumulados por los instrumentos de recolección de datos y los campos de información, como también la información teórica del marco teórico.

los datos almacenados en el proceso de recolección de datos son analizados mediante los criterios de un manteamiento basado en la confiabilidad y representado por indicadores de confiabilidad por el método de Weibull, índice de importancia método de Birnbaum y matriz de criticidad mediante el método criticidad para una visualización y comprensión y así comprobar las hipótesis propuestas y definir las conclusiones y recomendaciones.

3.1.4. Método de investigación

La metodología utilizada para la investigación de un plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para las redes de distribución eléctrica 22.9/13.2 KV en la red primaria Pichacani – Juncal- Puno alimentador 0201 - del año 2022 costa fundamentalmente de los siguientes pasos del algoritmo de implementación del plan de mantenimiento.

3.1.5. Población y muestra

La población de la presente investigación es la red de distribución con niveles de tensión 22.9/13.2 KV en la red primaria Pichacani – Juncal- Puno alimentador 0201.



La muestra son 26 tramos o componentes de Pichacani hacia Juncal. Donde la muestra es intencionado no probabilístico ya que es seleccionado por los investigadores y de tipo consecuente debido a la necesidad de la investigación.

3.1.6. Variables

3.1.6.1. Variables independientes

- Numero de fallas (1/Km*Año)
- Distancia de línea de transmisión (Kms)
- Potencia (KVA)
- Número de clientes (Und)
- Tiempo de reparación (Hr)

3.1.6.2. Variables dependientes

- Tasa de Fallas (Fallas/Año)
- Confiabilidad (%)
- Índice de importancia (\$/Falla)
- Potencial de mantenimiento (\$/Año)
- Identificación de componentes críticos (Und)

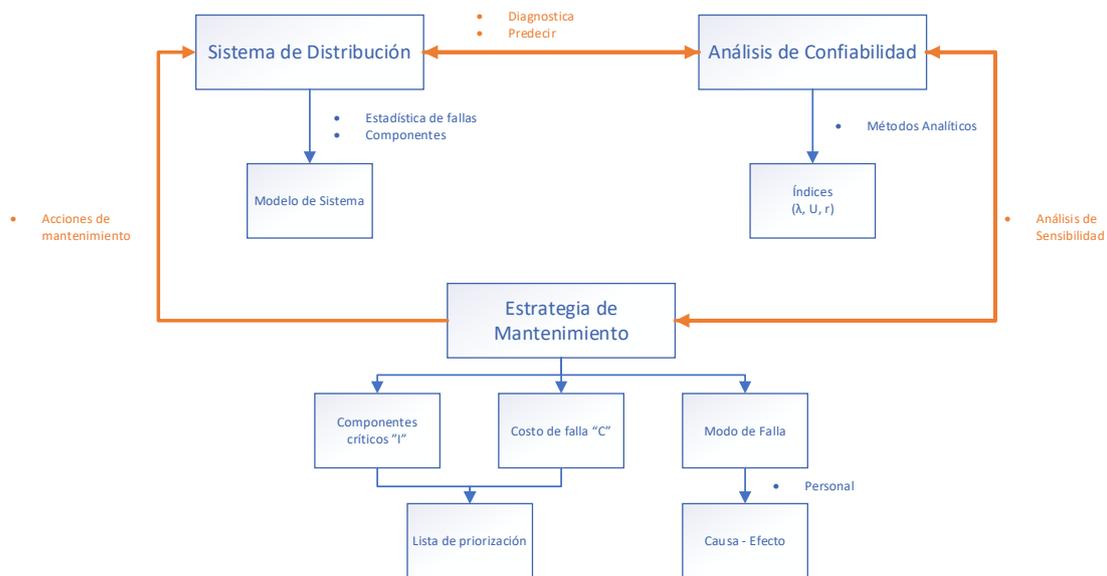
3.2. METODOLOGÍA PARA EL PLAN DE MANTENIMIENTO

La metodología de este proyecto es correlacionar la confiabilidad con la elaboración del plan PM (Mantenimiento preventivo) del sistema de distribución eléctrica en el alimentador 0201, los esquemas e indicadores del método de importancia de componentes implementados para elaborar un plan PM en los componentes o estructuras del alimentador, tendrá un resultado de reducción de interrupciones provocadas por fallas en el sistema.

3.2.1. Diagramas esquemáticos

Diagrama de implementación de método de importancia de componentes y interacción de indicadores.

Figura 16: Esquema de implementación plan de mantenimiento.



Elaboración por el equipo de trabajo

3.2.2. Algoritmo general de implementación de método de importancia de componentes

El Cuadro muestra el proceso propuesto del plan de mantenimiento basado en los criterios de confiabilidad (RCM).

Paso 1: Selección y evaluación de componentes del sistema de distribución, historial de interrupciones, tramos y longitud de tramos.

Paso 2: Selección de indicadores de sensibilidad, tasa de falla, indisponibilidad, tiempo de reparación (MTTR).

Paso 3: Evaluación de indicadores de costo por interrupción, índice de importancia y índice de mantenibilidad, donde cuantitativamente se relacionará la confiabilidad con el plan de mantenimiento preventivo.

Paso 4: Identificación de componentes críticos y modos de falla.

Paso 5: El plan de mantenimiento preventivo de componentes del sistema es el resultado del análisis de costo beneficio y confiabilidad.

Tabla 14: Algoritmo general RCM del plan de mantenimiento.

Paso	Procedimiento	Nivel	Datos requeridos	Resultado
1	Análisis de Confiabilidad	Sistema	Datos de componentes	Índices de Confiabilidad
2	Análisis de Confiabilidad	Sistema	Datos de componentes	Componentes Críticos
3	Análisis de componentes críticos	Componentes	Modos de falla y causas	Componentes críticos sujetos a mantenimiento
4	Análisis de Modos de falla	Componentes	Frecuencia de Mantenimiento	Relación entre índices y PM
5	Análisis de costo beneficio	Sistema	Costos	Plan RCM

Elabora por el equipo de trabajo

3.2.3. Datos requeridos para análisis RCM

Para el análisis del mantenimiento basado en criterios de confiabilidad se requiere como datos de entrada.

Primera etapa en el nivel de sistema.

- Alimentador de estudio
- Diagrama unifilar del alimentador

Segunda etapa en nivel de componentes



- Listas de componentes
- Historial de interrupciones
- Causas de interrupciones

Tercera etapa en nivel de análisis importancia y mantenibilidad

- Costo por integración
- Índice de importancia
- Índice de mantenibilidad
- Componentes críticos

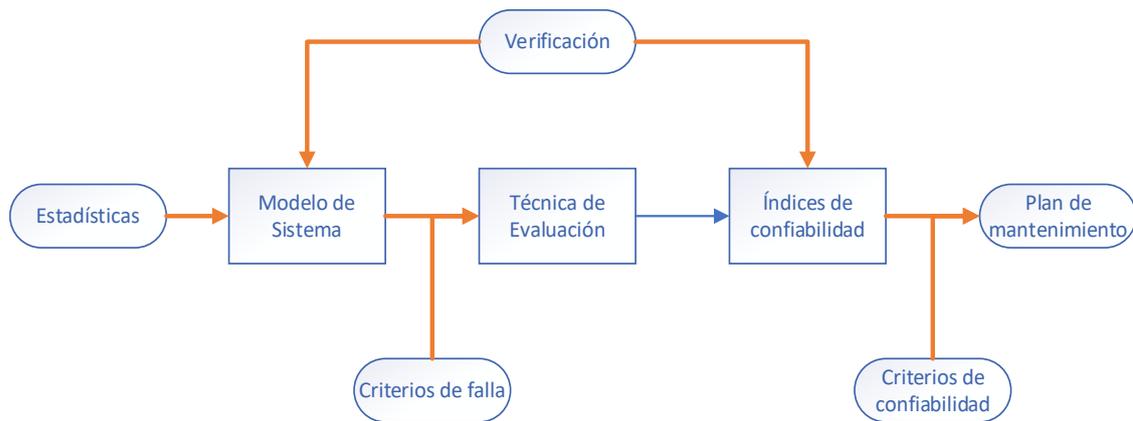
Cuarta etapa: en el nivel de sistema

- Listas de componentes seleccionados para mantenimiento
- Metrado y Costos del plan por componente mantenimiento preventivo mano de obra.
- Metrado y costos de materiales para el plan de mantenimiento.

3.3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

Para la evaluación de confiabilidad se utiliza los métodos mencionados en la parte literaria de este proyecto, considerando que el alimentador 0201 es un sistema radial de distribución se utiliza el esquema (Figura 13.) para demostrar el efecto de las interrupciones en los componentes, con el fin de descubrir su nivel de importancias, costo, sensibilidad, mantenibilidad, indisponibilidad y proponer el plan de mantenimiento preventivo más óptimo en costo/beneficio.

Figura 17: Diagrama de evaluación de confiabilidad.



Elaborado por el equipo de trabajo

3.3.1. Algoritmo básico en selección de componentes e interrupciones.

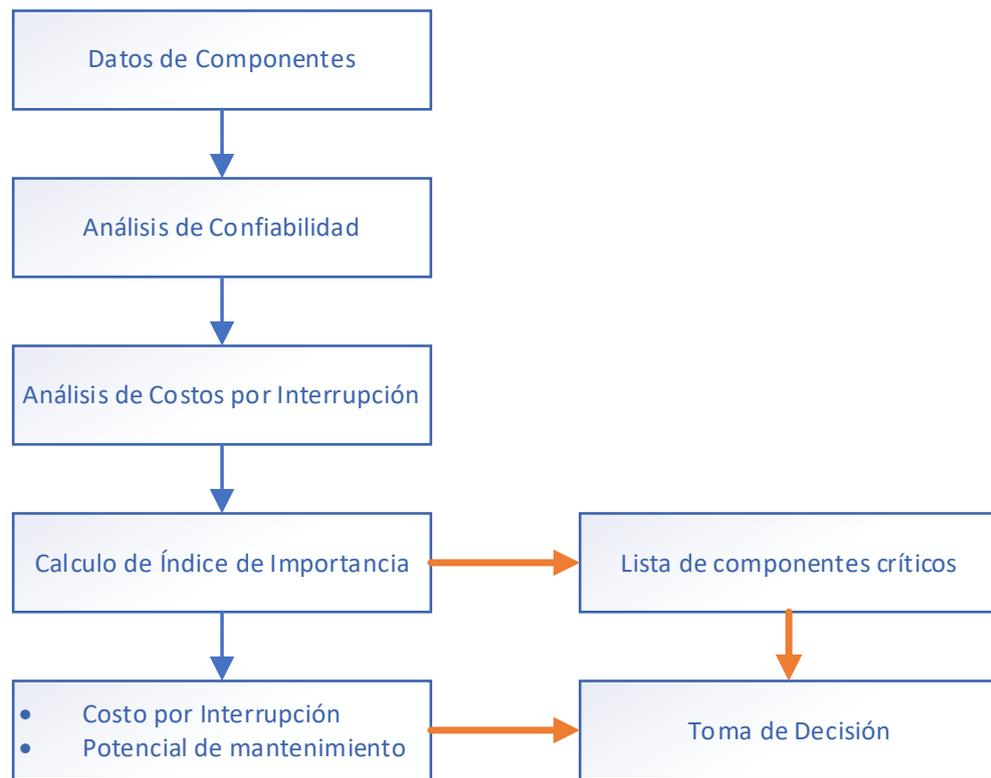
Selección de tramos como componentes mediante seccionamientos, donde cada tramo presenta su historial de interrupciones.

- Descripción de duración de interrupción mediante los tiempos de reparación por tramo o componente.
- Clasificación de tramos
- Calcular la tasa de fallas por tramo o componente
- Calcular los indicadores de confiabilidad.

3.3.2. Análisis de índice de importancia y Potencial de mantenimiento

Mediante el siguiente esquema se muestra el proceso de selección de decisiones en el método estadístico de importancia de componentes de los indicadores de índice de importancia y índice de mantenibilidad (Figura 14).

Figura 18: Diagrama de logica de indicadores RCM



Elaborado por el equipo de trabajo

3.4. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELECTRO PUNO S.A.A.

La empresa electro Puno, cuenta como activos centros de transformación de potencia y se encuentran en la ciudad de Puno, Ilave, Pomata y Antauta , como también dispone aproximadamente de 1928 transformadores de distribución. 2 258,18 km de red primaria y 4 960.57 Km en redes secundarias y sectores típicos 2,3 y 4.

3.4.1. Alimentador 0201

El alimentador 0201 se encuentra dentro la concesión de Electro Puno S.A.A. este alimentador comienza de la Subestación Eléctrica Totorani – Puno suministra a los distritos de Pichacani, Laraqueri, Huacochullo, Juncal, Cruzone, Chanchamayo, Pata Oscane.



3.5. DATOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADO 0201 DE PICHACANI A JUNCAL

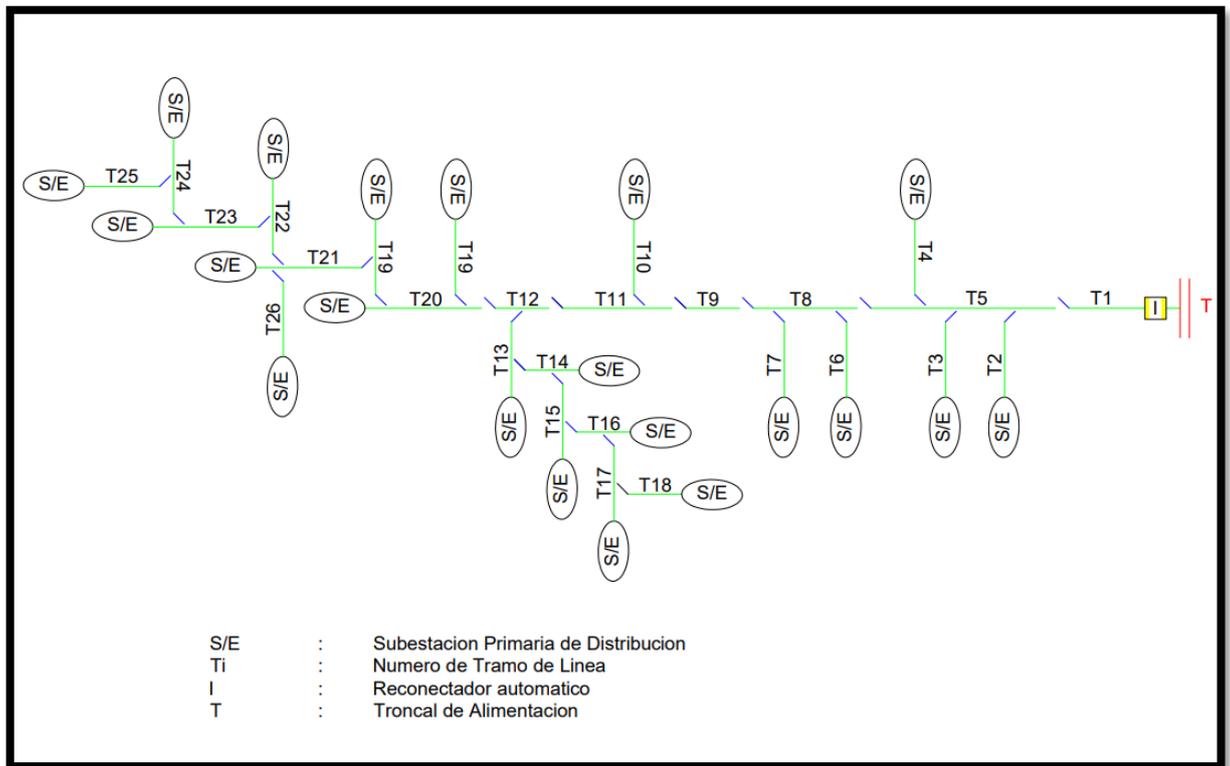
Para este sistema se cuenta con 26 tramos y 102.7 km de línea primaria de distribución, se tiene los datos requeridos número de clientes y potencias, el diagrama unifilar de la red como se ve en la (Figura 15), el sistema se analiza de acuerdo a tramos ya separados por circuito, los elementos de maniobra y protección se consideran confiables debido a esto se distribuyen en tramos.

Tabla 15: Datos del alimentador 0201 tramos Pichacani – Juncal.

TRAMOS	LONGITUD	CLIENTES	POTENCIA
Nro.	KM	UND	KVA
TRAMO 01	1.85	9	5
TRAMO 02	1.19	9	5
TRAMO 03	2.91	10	5
TRAMO 04	3.43	10	5
TRAMO 05	11.94	17	10
TRAMO 06	1.84	175	62.5
TRAMO 07	1.87	62	5
TRAMO 08	10.26	18	10
TRAMO 09	7.95	10	5
TRAMO 10	3.21	101	50
TRAMO 11	3.11	37	15
TRAMO 12	4.31	43	15
TRAMO 13	1.33	137	50
TRAMO 14	2.08	9	5
TRAMO 15	4.29	9	5
TRAMO 16	5.85	10	5
TRAMO 17	2.67	9	5
TRAMO 18	1.94	11	5
TRAMO 19	1.21	10	5
TRAMO 20	9.90	10	5
TRAMO 21	2.14	10	5
TRAMO 22	2.90	10	5
TRAMO 23	2.90	10	5
TRAMO 24	2.36	9	5
TRAMO 25	5.38	75	30
TRAMO 26	3.37	10	5

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 19: Diagrama unifilar del sistema de distribución evaluada.



Elaborado por el equipo de trabajo

3.6. NUMERO DE INTERRUPCIONES

Este cuadro se encuentra el número de interrupción, el tiempo, fecha de restablecimiento de servicio y el tiempo entre interrupciones, en un periodo de dos años.

Tabla 16: Datos de tiempo entre interrupciones

NUMERO DE INTERRUPCION	TIEMPO DE INTERRUPCION	FECHA DE INTERRUPCION	DE	TIEMPO ENTRE INTERRUPCIONES (Hr)
1	4	01-Feb-2020 18:32		21:47
2	21	05-Feb-2020 16:20		21:30
3	5	07-Feb-2020 13:50		05:16
4	139	08-Feb-2020 19:06		20:34
5	8	20-Feb-2020 15:40		06:08
6	369	26-Feb-2020 21:48		17:50
7	214	29-Feb-2020 15:38		16:48
8	19	23-Abr-2020 8:26		02:03



Continuación...

9	62	09-Jul-2020 10:30	08:45
10	43	17-Jul-2020 19:15	13:30
11	83	26-Jul-2020 8:45	11:30
12	216	11-Ago-2020 20:15:00	13:18
13	27	13-Ago-2020 9:33:00	05:30
14	180	05-Set-2020 15:03:00	02:18
15	72	05-Set-2020 17:21:00	22:47
16	4	16-Oct-2020 16:08:00	00:06
17	16	02-Dic-2020 16:14:32	02:24
18	16	13-Dic-2020 18:38:42	00:40
19	57	13-Dic-2020 19:18:59	20:49
20	17	16-Dic-2020 16:08:51	22:36
25	14	08-Ene-2021 14:45:38	00:34
22	14	08-Ene-2021 15:20:29	00:22
26	36	08-Ene-2021 15:43:25	01:15
27	9	09-Ene-2021 16:58:35	20:36
28	30	16-Ene-2021 13:35:15	05:06
24	127	19-Ene-2021 18:42:10	22:13
23	62	21-Ene-2021 16:55:25	18:27
21	305	24-Ene-2021 11:23:01	23:52
29	196	02-Feb-2021 11:15:03	16:51
31	18	11-Feb-2021 4:06:10	13:55
30	300	22-Feb-2021 18:01:15	21:45
32	59	28-Feb-2021 15:46:31	18:43
34	87	09-Mar-2021 10:30:18	01:08
33	1039	09-Mar-2021 11:38:56	05:00
35	35	10-Mar-2021 16:39:44	22:36
36	5	28-Mar-2021 15:15:52	21:28
40	95	07-Abr-2021 12:44:46	02:18
41	51	07-Abr-2021 15:03:17	04:44
37	41	23-Abr-2021 19:48:09	22:36
38	5	24-Abr-2021 18:24:16	00:11
39	35	24-Abr-2021 18:35:41	06:58
42	305	08-May-2021 1:33:51	00:58
43	5	08-May-2021 2:32:37	02:02
44	10	08-May-2021 4:35:12	06:16
45	7	13-May-2021 10:51:26	05:52
46	108	14-May-2021 16:43:55	06:22
47	8	25-May-2021 23:06:24	23:27
48	50	26-May-2021 22:34:15	07:27
50	10	03-Ago-2021 6:01:31	06:59
51	4	19-Ago-2021 13:00:39	00:16
52	21	19-Ago-2021 13:16:52	02:40



Continuación...

49	137	25-Ago-2021 15:57:00	02:50
54	124	11-Set-2021 18:47:10	10:30
55	6	16-Set-2021 5:17:36	09:33
56	30	16-Set-2021 14:50:38	20:29
53	7	20-Set-2021 11:20:00	06:32
57	69	20-Set-2021 17:52:38	13:53
58	25	05-Oct-2021 7:46:36	00:05
60	675	06-Oct-2021 7:52:30	04:12
59	628	06-Oct-2021 12:05:08	04:01
61	413	04-Nov-2021 16:07:07	18:16
62	22	13-Nov-2021 10:23:19	08:23
63	48	20-Nov-2021 18:46:43	13:11
64	6	28-Nov-2021 7:58:42	

Fuente: Elaboración por el equipo de trabajo

3.7. HISTORIAL DE INTERRUPCIONES

En el historial de fallas tenemos como data el año 2020 y 2021 en total un periodo de 2 años, historial completo se encuentra en (Anexos I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII, XVIII, XIX, XX, XXI). En la tabla se observa el número de interrupciones por año.

Tabla 17: Resumen de historial de interrupciones de Alim. 0201 tramo Pichacani-Juncal

AÑO		2021	2020	NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES
TRAMO 01	1853.6	39	14	53
TRAMO 02	1187.147	39	14	53
TRAMO 03	2907.87	39	15	54
TRAMO 04	3430.16	39	15	54
TRAMO 05	11935.45	39	14	53
TRAMO 06	1843.01	39	15	54
TRAMO 07	1866.34	39	15	54
TRAMO 08	10255.65	39	14	53
TRAMO 09	7947.35	39	15	54
TRAMO 10	3211.46	39	14	53

Continuación...

TRAMO 11	3105.38	39	15	54
TRAMO 12	4307.18	39	15	54
TRAMO 13	1330.01	39	15	54
TRAMO 14	2075.36	39	15	54
TRAMO 15	4291.23	39	16	55
TRAMO 16	5851.62	39	15	54
TRAMO 17	2667.71	39	16	55
TRAMO 18	1939.43	39	15	54
TRAMO 19	1209.9	39	15	54
TRAMO 20	9903.47	44	15	59
TRAMO 21	2141.75	44	15	59
TRAMO 22	2902.82	44	15	59
TRAMO 23	2903.87	44	15	59
TRAMO 24	2358.96	44	15	59
TRAMO 25	5375.01	44	16	60
TRAMO 26	3366.45	44	16	60

Elaborado por el equipo de trabajo

3.8. NUMERO DE FALLAS POR KM AÑO

Para calcular el número de fallas por kilómetro se utiliza la ecuación (2) y se resume en la (*Sección 1.1.3.2.1.*), en la tabla se muestra el porcentaje del número de fallas por km por año, el cual representa el número de fallas por kilómetro en el periodo que se estudia. El número de interrupciones se encuentra en (*Anexo. XXVI*).

Tabla 18: Índice de numero de fallas por kilómetro de tramos.

PERIODO (AÑOS)		2		b
AÑO		2021	2020	NUMERO DE FALLAS POR KM POR AÑO
TRAMO 01	1853.6	39	14	0.259
TRAMO 02	1187.147	39	14	0.259
TRAMO 03	2907.87	39	15	0.264
TRAMO 04	3430.16	39	15	0.264
TRAMO 05	11935.45	39	14	0.259
TRAMO 06	1843.01	39	15	0.264
TRAMO 07	1866.34	39	15	0.264

Continuación...

TRAMO 08	10255.65	39	14	0.259
TRAMO 09	7947.35	39	15	0.264
TRAMO 10	3211.46	39	14	0.259
TRAMO 11	3105.38	39	15	0.264
TRAMO 12	4307.18	39	15	0.264
TRAMO 13	1330.01	39	15	0.264
TRAMO 14	2075.36	39	15	0.264
TRAMO 15	4291.23	39	16	0.269
TRAMO 16	5851.62	39	15	0.264
TRAMO 17	2667.71	39	16	0.269
TRAMO 18	1939.43	39	15	0.264
TRAMO 19	1209.9	39	15	0.264
TRAMO 20	9903.47	44	15	0.289
TRAMO 21	2141.75	44	15	0.289
TRAMO 22	2902.82	44	15	0.289
TRAMO 23	2903.87	44	15	0.289
TRAMO 24	2358.96	44	15	0.289
TRAMO 25	5375.01	44	16	0.294
TRAMO 26	3366.45	44	16	0.294

Elaborado por el equipo de trabajo

3.9. TIEMPO DE REPARACIÓN

Para la asignación de tiempos de reparación se utilizan los criterios (*Sección 1.1.3.1.*) historial completo de historial (Anexos XXIII, XXIV). En la tabla muestra el tiempo de maniobras por interrupción.

Tabla 19: Tabla de tiempos de interrupción de tramos.

PERIODO 2020-2021		TIEMPO GENERAL DE INTERRUPCION				
NRO DE TRAMO	LONG. TRAMO (m)	Tc	Tl	Tm	Tr	Tn
TRAMO 01	1853.6	196	900.5	495	3570	446.5
TRAMO 02	1187.147	196	900.5	495	3570	446.5
TRAMO 03	2907.87	198	915.5	495	3570	456.5
TRAMO 04	3430.16	198	915.5	495	3570	456.5
TRAMO 05	11935.45	196	900.5	495	3570	446.5

Continuación...

TRAMO 06	1843.01	198	920.5	503	3578	451.5
TRAMO 07	1866.34	198	915.5	495	3570	456.5
TRAMO 08	10255.65	196	900.5	495	3570	446.5
TRAMO 09	7947.35	198	930.5	505	3606	451.5
TRAMO 10	3211.46	196	900.5	495	3570	446.5
TRAMO 11	3105.38	198	935.5	505	3580	451.5
TRAMO 12	4307.18	198	935.5	505	3580	451.5
TRAMO 13	1330.01	198	935.5	505	3580	451.5
TRAMO 14	2075.36	198	935.5	505	3580	451.5
TRAMO 15	4291.23	200	992.5	535	3666	456.5
TRAMO 16	5851.62	198	935.5	505	3580	451.5
TRAMO 17	2667.71	200	950.5	505	3580	461.5
TRAMO 18	1939.43	198	935.5	505	3580	451.5
TRAMO 19	1209.9	198	935.5	505	3580	451.5
TRAMO 20	9903.47	219	1050.5	538	4148	503.5
TRAMO 21	2141.75	219	1050.5	538	4148	503.5
TRAMO 22	2902.82	219	1050.5	538	4148	503.5
TRAMO 23	2903.7	219	1050.5	538	4148	503.5
TRAMO 24	2358.96	219	1050.5	538	4148	503.5
TRAMO 25	5375.01	221	1055.5	595	4153	508.5
TRAMO 26	3366.45	221	1065.5	538	4148	513.5

Elaborado por el equipo de trabajo

3.10. DATOS ESTADÍSTICOS DE FALLAS

En la tabla se tiene los datos de entrada para cálculo de los indicadores de los tramos que están afectados por las interrupciones.

Tabla 20: Datos necesarios para el cálculo de indicadores RCM.

PARAMETROS PARA EL CALCULO DE INDICES DE CONFIABILIDAD				
TRAMOS	FALLAS	LONGITUD	POTENCIA	CLIENTES
	1/(KM*AÑO)	m	KVA	UND
TRAMO 01	0.2594	1853.6	5	9
TRAMO 02	0.2594	1187.147	5	9
TRAMO 03	0.2643	2907.87	5	10
TRAMO 04	0.2643	3430.16	5	10
TRAMO 05	0.2594	11935.45	10	17



Continuación...

TRAMO 06	0.2643	1843.01	62.5	85
TRAMO 07	0.2643	1866.34	5	62
TRAMO 08	0.2594	10255.65	10	10
TRAMO 09	0.2643	7947.35	5	10
TRAMO 10	0.2594	3211.46	50	101
TRAMO 11	0.2643	3105.38	15	37
TRAMO 12	0.2643	4307.18	15	105
TRAMO 13	0.2643	1330.01	50	9
TRAMO 14	0.2643	2075.36	5	9
TRAMO 15	0.2692	4291.23	5	9
TRAMO 16	0.2643	5851.62	5	10
TRAMO 17	0.2692	2667.71	5	9
TRAMO 18	0.2643	1939.43	5	55
TRAMO 19	0.2643	1209.9	5	10
TRAMO 20	0.2887	9903.47	5	10
TRAMO 21	0.2887	2141.75	5	10
TRAMO 22	0.2887	2902.82	5	10
TRAMO 23	0.2887	2903.87	5	10
TRAMO 24	0.2887	2358.96	5	56
TRAMO 25	0.2936	5375.01	30	75
TRAMO 26	0.2936	3366.45	5	10

Elaborado por el equipo de trabajo

3.11. TOLERANCIAS DE CALIDAD DE SUMINISTRO

De acuerdo a la norma técnica de suministro eléctrico las tolerancias esta dadas por la Tabla 9 y Tabla 10.

Esta tabla representa la tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre (N) en el año 2021.

Tabla 21: Tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre

(N) en el año 2021.

AÑO 2021		NUMERO TOTAL DE INTERRUCCIONES	NUMERO TOTAL DE INTERRUCCIONES SEMESTRE 1	NUMERO TOTAL DE INTERRUCCIONES SEMESTRE 2
MES (ENERO - JUNIO)	(JULIO-DICIEMBRE)			
TRAMO 01	1853.6	39	26	13
TRAMO 02	1187.147	39	26	13
TRAMO 03	2907.87	39	26	13
TRAMO 04	3430.16	39	26	13
TRAMO 05	11935.45	39	26	13
TRAMO 06	1843.01	39	26	13
TRAMO 07	1866.34	39	26	13
TRAMO 08	10255.65	39	26	13
TRAMO 09	7947.35	39	26	13
TRAMO 10	3211.46	39	26	13
TRAMO 11	3105.38	39	26	13
TRAMO 12	4307.18	39	26	13
TRAMO 13	1330.01	39	26	13
TRAMO 14	2075.36	39	26	13
TRAMO 15	4291.23	39	26	13
TRAMO 16	5851.62	39	26	13
TRAMO 17	2667.71	39	26	13
TRAMO 18	1939.43	39	26	13
TRAMO 19	1209.9	39	26	13
TRAMO 20	9903.47	44	28	16
TRAMO 21	2141.75	44	28	16
TRAMO 22	2902.82	44	28	16
TRAMO 23	2903.87	44	28	16
TRAMO 24	2358.96	44	28	16
TRAMO 25	5375.01	44	28	16
TRAMO 26	3366.45	44	28	16

Elaborado por el equipo de trabajo

Esta tabla representa la tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre (N) en el año 2020.

Tabla 22: Tolerancia para número de interrupciones a cada cliente durante el semestre

(N) en el año 2020.

AÑO 2020		NUMERO TOTAL DE INTERRUCCIONES	NUMERO TOTAL DE INTERRUCCIONES SEMESTRE 1	NUMERO TOTAL DE INTERRUCCIONES SEMESTRE 2
MES (ENERO - JUNIO) (JULIO- DICIEMBRE)				
TRAMO 01	1853.6	14	8	6
TRAMO 02	1187.147	14	8	6
TRAMO 03	2907.87	15	8	7
TRAMO 04	3430.16	15	8	7
TRAMO 05	11935.45	14	8	6
TRAMO 06	1843.01	15	8	7
TRAMO 07	1866.34	15	8	7
TRAMO 08	10255.65	14	8	6
TRAMO 09	7947.35	15	8	7
TRAMO 10	3211.46	14	8	6
TRAMO 11	3105.38	15	8	7
TRAMO 12	4307.18	15	8	7
TRAMO 13	1330.01	15	8	7
TRAMO 14	2075.36	15	8	7
TRAMO 15	4291.23	16	8	8
TRAMO 16	5851.62	15	8	7
TRAMO 17	2667.71	16	8	8
TRAMO 18	1939.43	15	8	7
TRAMO 19	1209.9	15	8	7
TRAMO 20	9903.47	15	8	7
TRAMO 21	2141.75	15	8	7
TRAMO 22	2902.82	15	8	7
TRAMO 23	2903.87	15	8	7
TRAMO 24	2358.96	15	8	7
TRAMO 25	5375.01	16	8	8
TRAMO 26	3366.45	16	8	8

Fuente: Elaboración por el equipo de trabajo

En esta tabla se muestra si sistema cumple Tolerancia para duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) en el año 2021 y 2020.

3.12.1. Costo por interrupción

Esta tabla se muestra el costo de interrupción mediante el costo por mano de obra (Anexo XXVII) y compensaciones.

Tabla 24: Costo por interrupción por tramo.

AÑO 2021 -2020						
AÑO 2021-2020		λL	kL	EL	cl	Cs
MES (ENERO - JUNIO) (JULIO-DICIEMBRE)		TASA DE FALLA	COSTO DE INTERRUPCION	DEMAN DA DE POTEN CIA	CONSTANTE DE COMPENSACION	COSTO TOTAL DE INTERRUPCION
TRAMO 01	1853.6	0.481	1532.25	1396.23	0.35	1225.35
TRAMO 02	1187.147	0.308	1532.25	1370.37	0.35	951.44
TRAMO 03	2907.87	0.768	1532.25	1437.47	0.35	1680.59
TRAMO 04	3430.16	0.906	1532.25	1457.80	0.35	1899.19
TRAMO 05	11935.45	3.096	1532.25	3574.67	0.35	5994.62
TRAMO 06	1843.01	0.487	1532.25	17449.11	0.35	6853.47
TRAMO 07	1866.34	0.493	1532.25	1396.94	0.35	1244.66
TRAMO 08	10255.65	2.660	1532.25	5166.50	0.35	5884.16
TRAMO 09	7947.35	2.100	1532.25	1635.27	0.35	3790.44
TRAMO 10	3211.46	0.833	1532.25	14489.02	0.35	6347.48
TRAMO 11	3105.38	0.821	1532.25	7227.08	0.35	3786.93
TRAMO 12	4307.18	1.138	1532.25	4477.12	0.35	3311.09
TRAMO 13	1330.01	0.351	1532.25	13760.48	0.35	5354.72
TRAMO 14	2075.36	0.548	1532.25	1405.17	0.35	1332.18
TRAMO 15	4291.23	1.155	1532.25	1501.74	0.35	2295.42
TRAMO 16	5851.62	1.546	1532.25	1552.72	0.35	2912.93
TRAMO 17	2667.71	0.718	1532.25	1428.70	0.35	1600.28
TRAMO 18	1939.43	0.513	1532.25	1399.86	0.35	1275.28
TRAMO 19	1209.9	0.320	1532.25	6856.77	0.35	2889.79
TRAMO 20	9903.47	2.860	1532.25	2240.52	0.35	5165.68
TRAMO 21	2141.75	0.618	1532.25	1869.18	0.35	1601.77
TRAMO 22	2902.82	0.838	1532.25	1905.59	0.35	1951.22
TRAMO 23	2903.87	0.838	1532.25	1905.64	0.35	1951.71
TRAMO 24	2358.96	0.681	1532.25	1879.57	0.35	1701.50
TRAMO 25	5375.01	1.578	1532.25	12163.93	0.35	6675.69
TRAMO 26	3366.45	0.989	1532.25	1928.25	0.35	2189.52

Elaborado por el equipo de trabajo

3.12.2. Índice de importancia

Esta tabla se muestra el índice de importancia mediante el costo por interrupción y el incremento de tasa de falla.

Tabla 25: Índice de importancia por tramos.

AÑO 2021 -2020						
AÑO 2021-2020		λL	λt	$\Delta \lambda$	Cs	IL
MES (ENERO - JUNIO) (JULIO-DICIEMBRE)		TASA DE FALLA	TASA DE FALLAS SIN CONSIDERACION DE TOLERANCIA	INCREMENTO DE TASA DE FALLA	COSTO POR INTERRUPCION	INDICE DE IMPORTANCIA
TRAMO 01	1853.6	0.481	0.55	0.07	1225.35	8117.96
TRAMO 02	1187.147	0.308	0.35	0.05	951.44	6303.27
TRAMO 03	2907.87	0.768	0.88	0.11	1680.59	11343.99
TRAMO 04	3430.16	0.906	1.04	0.13	1899.19	12819.56
TRAMO 05	11935.45	3.096	3.56	0.47	5994.62	39714.37
TRAMO 06	1843.01	0.487	0.56	0.07	6853.47	46260.95
TRAMO 07	1866.34	0.493	0.57	0.07	1244.66	8401.47
TRAMO 08	10255.65	2.660	3.06	0.40	5884.16	38982.59
TRAMO 09	7947.35	2.100	2.41	0.31	3790.44	25585.48
TRAMO 10	3211.46	0.833	0.96	0.13	6347.48	42052.07
TRAMO 11	3105.38	0.821	0.94	0.12	3786.93	25561.79
TRAMO 12	4307.18	1.138	1.31	0.17	3311.09	22349.84
TRAMO 13	1330.01	0.351	0.40	0.05	5354.72	36144.39
TRAMO 14	2075.36	0.548	0.63	0.08	1332.18	8992.21
TRAMO 15	4291.23	1.155	1.32	0.17	2295.42	15781.04
TRAMO 16	5851.62	1.546	1.78	0.23	2912.93	19662.29
TRAMO 17	2667.71	0.718	0.82	0.10	1600.28	11001.90
TRAMO 18	1939.43	0.513	0.55	0.04	1275.28	17216.26
TRAMO 19	1209.9	0.320	0.37	0.05	2889.79	19506.10
TRAMO 20	9903.47	2.860	3.20	0.34	5165.68	43539.31
TRAMO 21	2141.75	0.618	0.69	0.07	1601.77	13500.60
TRAMO 22	2902.82	0.838	0.94	0.10	1951.22	16446.02
TRAMO 23	2903.87	0.838	0.94	0.10	1951.71	16450.09
TRAMO 24	2358.96	0.681	0.76	0.08	1701.50	14341.22
TRAMO 25	5375.01	1.578	1.76	0.18	6675.69	57220.23
TRAMO 26	3366.45	0.989	1.10	0.12	2189.52	18767.30

Elaborado por el equipo de trabajo

3.12.3. Potencial de mantenimiento

En esta tabla se muestra el índice de potencial de mantenimiento mediante la tasa de falla y el índice de importancia.

Tabla 26: Índice de potencial de manteniendo por tramo.

AÑO 2021 -2020				
AÑO 2021-2020		IL	AI	Ci
MES (ENERO - JUNIO) (JULIO-DICIEMBRE)		INDICE DE IMPORTANCIA	TASA DE FALLAS	POTENCIAL DE MANTENIMIENTO
TRAMO 01	1853.6	8117.962	0.48	3902.95
TRAMO 02	1187.147	6303.267	0.31	1940.89
TRAMO 03	2907.87	11343.991	0.77	8717.44
TRAMO 04	3430.16	12819.560	0.91	11620.79
TRAMO 05	11935.45	39714.369	3.10	122946.63
TRAMO 06	1843.01	46260.950	0.49	22531.51
TRAMO 07	1866.34	8401.470	0.49	4143.76
TRAMO 08	10255.65	38982.591	2.66	103696.50
TRAMO 09	7947.35	25585.479	2.10	53735.83
TRAMO 10	3211.46	42052.073	0.83	35028.38
TRAMO 11	3105.38	25561.788	0.82	20977.52
TRAMO 12	4307.18	22349.837	1.14	25439.90
TRAMO 13	1330.01	36144.394	0.35	12704.10
TRAMO 14	2075.36	8992.212	0.55	4931.83
TRAMO 15	4291.23	15781.038	1.16	18227.80
TRAMO 16	5851.62	19662.290	1.55	30405.93
TRAMO 17	2667.71	11001.899	0.72	7899.93
TRAMO 18	1939.43	17216.264	0.51	8823.91
TRAMO 19	1209.9	19506.100	0.32	6236.89
TRAMO 20	9903.47	43539.315	2.86	124501.71
TRAMO 21	2141.75	13500.598	0.62	8348.88
TRAMO 22	2902.82	16446.023	0.84	13784.38
TRAMO 23	2903.87	16450.086	0.84	13792.78
TRAMO 24	2358.96	14341.224	0.68	9768.17
TRAMO 25	5375.01	57220.231	1.58	90309.71
TRAMO 26	3366.45	18767.296	0.99	18551.52

Elaborado por el equipo de trabajo

3.12.4. Análisis de confiabilidad

Los índices de confiabilidad muestran que la lejanía entre los valores mayor es la probabilidad de fallas, como también los tiempos de maniobra y reparación, esto hace una indisponibilidad alta.

Tabla 27: Índices de Confiabilidad por tramos.

TRAMOS	λ	r	U	INDICE DE IMPORANCIA	POTENCIAL DE MANTENIMIENTO
	(FA/AÑO)	HRS	(HRS/AÑO)	(U\$/FALLA)	(U\$/AÑO)
TRAMO 01	0.48	93.47	44.94	8117.96	3902.95
TRAMO 02	0.31	93.47	28.78	6303.27	1940.89
TRAMO 03	0.77	93.92	72.17	11343.99	8717.44
TRAMO 04	0.91	93.92	85.13	12819.56	11620.79
TRAMO 05	3.10	93.47	289.35	39714.37	122946.63
TRAMO 06	0.49	94.18	45.87	46260.95	22531.51
TRAMO 07	0.49	93.92	46.32	8401.47	4143.76
TRAMO 08	2.66	93.47	248.63	38982.59	103696.50
TRAMO 09	2.10	94.85	199.21	25585.48	53735.83
TRAMO 10	0.83	93.47	77.86	42052.07	35028.38
TRAMO 11	0.82	94.50	77.55	25561.79	20977.52
TRAMO 12	1.14	94.50	107.57	22349.84	25439.90
TRAMO 13	0.35	94.50	33.22	36144.39	12704.10
TRAMO 14	0.55	94.50	51.83	8992.21	4931.83
TRAMO 15	1.16	97.50	112.62	15781.04	18227.80
TRAMO 16	1.55	94.50	146.14	19662.29	30405.93
TRAMO 17	0.72	94.95	68.18	11001.90	7899.93
TRAMO 18	0.51	94.50	48.43	17216.26	8823.91
TRAMO 19	0.32	94.50	30.22	19506.10	6236.89
TRAMO 20	2.86	107.65	307.83	43539.31	124501.71
TRAMO 21	0.62	107.65	66.57	13500.60	8348.88
TRAMO 22	0.84	107.65	90.23	16446.02	13784.38
TRAMO 23	0.84	107.65	90.26	16450.09	13792.78
TRAMO 24	0.68	107.65	73.32	14341.22	9768.17
TRAMO 25	1.58	108.88	171.85	57220.23	90309.71
TRAMO 26	0.99	108.10	106.86	18767.30	18551.52

Elaborado por el equipo de trabajo

3.12.5. Identificación de componentes críticos mediante índices de confiabilidad.

En la tabla se muestra la relación entre el índice de importancia y potencial de mantenimiento mediante la (Tabla 26.) generando la lista de prioridad, esta lista es para la identificación de los componentes críticos, donde se señala la importancia de los componentes para el plan de mantenimiento y revisión visual de componentes, estos componentes pueden estar siendo sobremantenidos lo que demostraría un costo adicional en mantenimiento para la empresa.

Tabla 28: Lista de prioridad de componentes.

TRAMOS	INDICE DE IMPORANCIA	POTENCIAL DE MANTENIMIENTO
	(U\$/FALLA)	(U\$/AÑO)
TRAMO 25	57220.23	90309.71
TRAMO 06	46260.95	22531.51
TRAMO 20	43539.31	124501.71
TRAMO 10	42052.07	35028.38
TRAMO 05	39714.37	122946.63
TRAMO 08	38982.59	103696.50
TRAMO 13	36144.39	12704.10
TRAMO 09	25585.48	53735.83
TRAMO 11	25561.79	20977.52
TRAMO 12	22349.84	25439.90
TRAMO 16	19662.29	30405.93
TRAMO 19	19506.10	6236.89
TRAMO 26	18767.30	18551.52
TRAMO 18	17216.26	8823.91
TRAMO 23	16450.09	13792.78
TRAMO 22	16446.02	13784.38
TRAMO 15	15781.04	18227.80
TRAMO 24	14341.22	9768.17
TRAMO 21	13500.60	8348.88
TRAMO 04	12819.56	11620.79
TRAMO 03	11343.99	8717.44
TRAMO 17	11001.90	7899.93
TRAMO 14	8992.21	4931.83
TRAMO 07	8401.47	4143.76
TRAMO 01	8117.96	3902.95
TRAMO 02	6303.27	1940.89

Elaborado por el equipo de trabajo

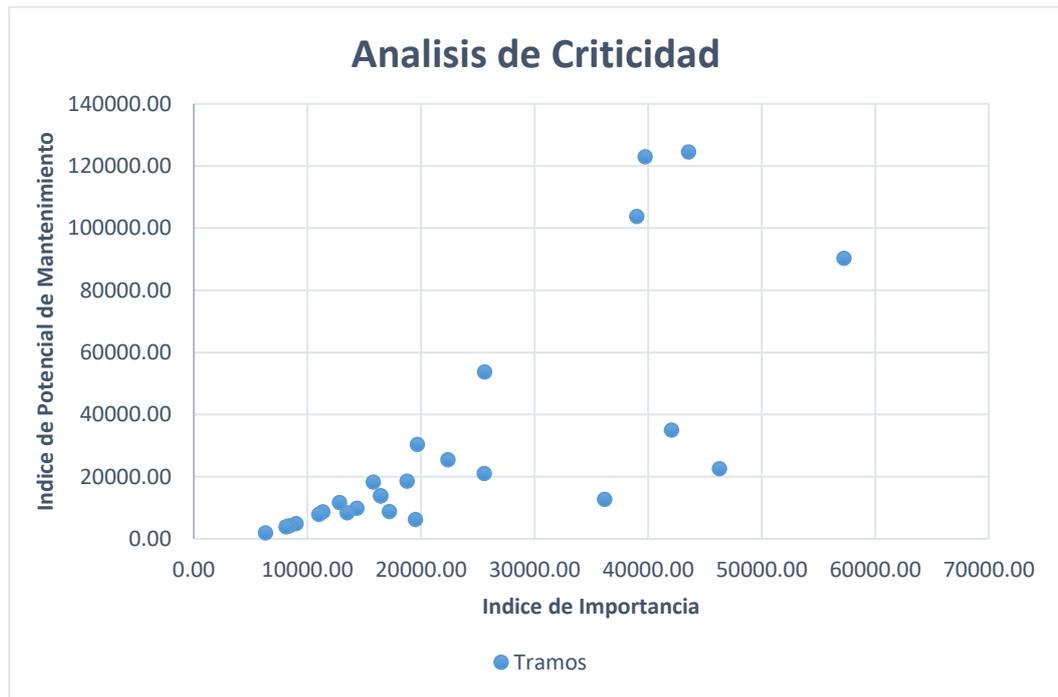


En la gráfica (Figura 16.) que se muestra con índice de importancias en el eje “x” y índice de potencial de mantenimiento en el eje “y” representan los valores de los componentes para el sistema de distribución frente a las interrupciones.

Los componentes que se encuentra más alejados hacia área superior derecha son más frecuentes en interrupciones o son componentes críticos donde la confiabilidad representa un importante costo al sistema. Los componentes agrupados en la esquina inferior izquierda son de menor importancia al sistema frente a las interrupciones y baja importancia en el costo, en estos componentes se incrementan la tasa de falla y generaran costos altos al sistema. Los componentes ubicados en la esquina inferior derecha son los componentes con mayor confiabilidad y bajo costo al sistema. Los componentes ubicados en la parte superior izquierda se encuentran con una confiabilidad muy baja y representan un costo muy alto al sistema.

En el alimentador 0201 son en su mayoría líneas aéreas, la lista de prioridad de componentes ayuda a la toma de decisiones en el manteamiento predictivo del sistema de distribución.

Figura 20: Analisis de criticidad de componentes.



Elaborado por el equipo de trabajo

3.13. ANÁLISIS DE CAUSAS DE FALLA

En esta etapa la forma de comprender la relación entre la confiabilidad y un plan de mantenimiento preventivo es analizando las causas de la interrupción, el reconocimiento acerca del comportamiento de los componentes se debe realizar mediante la obtención de información del centro de control, personal técnico de mantenimiento, emergencia y otros que realicen inspección visual a las redes.

Para el sistema de estudio las causas de las interrupciones están representada en la (Tabla 28.) donde se encuentra el resumen.

Tabla 29: Frecuencia de causas de las interrupciones.

Causas de Falla	Frecuencia	Porcentaje
Material Transportado por Viento	15	20.00%
Daño Deliberado	25	33.33%
Construcción Defectuosa	2	2.67%

Continuación...

Envejecimiento y Desgaste	2	2.67%
Material Defectuoso	2	2.67%
Descarga Atmosférica	29	38.67%

Elaborado por el equipo de trabajo

Estas causas de las interrupciones afectan a los diferentes tramos las cuales puedes ser prevenidas o eliminadas mediante un plan de mantenimiento preventivo. En la (Tabla 28.) muestra que las causas de interrupciones afectan a la confiabilidad en el sistema de la las cuales la causas con mayor porcentaje son materiales les transportados por vientos, daños deliberados y descargas atmosféricas.

Para el plan de mantenimiento preventivo se toman estas estadísticas y se considera reducir en ($20\% + 33.33\% + 38.67\% = 92\%$) aproximadamente, por lo cual se deduce una reducción en la tasa de fallas. Otro aspecto que no está siendo considerado es en la condición actual de los componentes como postes de madera, crucetas de madera, retenidas, distancias mínimas de seguridad, etc.

3.14. ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y OPTIMIZACIÓN DE COMPONENTES

En esta parte del proceso de Análisis criticidad y optimización se desarrollará una inspección visual de los componentes críticos, para ello utilizaremos la lista de prioridad de componentes (Tabla 29., Tabla 30.) donde contienen armados y estructura que requieren de mantenimiento, en la cual se evaluara mediante un análisis de condición de estructuras como se muestra en el (Tabla 30.) y lo evaluaremos de acuerdo a la escala de referencia que se muestra en la (Tabla 12., Tabla 13.).

Para el análisis de criticidad y con la metodología propuesta, se utiliza una herramienta primordial que se basa en teoría de riesgo mediante la ponderación que se obtiene para evaluar criterios. Para ello lo evaluaremos a través de un matriz de criticidad realizando

una ponderación mediante la ponderación de Frecuencia de Fallas, impacto operacional, flexibilidad operacional, Costo de mantenimiento y Seguridad Ambiente e Higiene.

$$\text{Riesgo} = (\text{Frecuencia}) \times (\text{Consecuencia})$$

Frecuencia = promedio de numero de fallas en un periodo determinado

Consecuencia = ((impacto Operacional x flexibilidad Operacional) + Costo de mantenimiento+ (impacto seguridad ambiente higiene(SAH)).

Figura 21: Ponderación para Evaluar Criterios y matriz de confiabilidad

CRITERIOS PARA DETERMIANR LA CRITICIDAD		PONDERACION
FRECUENCIA DE FALLAS		
	PROMEDIO MAYOR 6 FALLAS/AÑO	4
	PROMEDIO 3 - 6 FALLAS/AÑO	3
	PROMEDIO 1 - 3 FALLAS/AÑO	2
	MINIMO DE 1 FALLAS/AÑO	1
IMPACTO OPERACIONAL		
	PARADA INMEDIATA DE LA EMPRESA	10
	PARADA INMEDIATA DEL SISTEMA	6
	IMPACTO A NIVELES DE PRODUCCION	4
	NO GENERA NINGUN EFECTO	1
FLEXIBILIDAD OPERACIONAL		
	NO HAY REPUESTOS DISPONIBLES EN EL ALMACEN	4
	HAY REPUESTOS COMPARTIDOS EN ALAMACEN	2
	FUNCION DE REPUESTO DISPONIBLE	1
COSTO DE MANTENIMIENTO		
	COST. MAYOR O IGUAL A 1000 S/.	2
	COST. MENOR A 1000/.	1
IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE HIGIENE(SAH)		
	AFECTA LA SEGURIDAD HUMANA	8
	AFECTA AL MEDIO AMBIENTE	6
	AFECTA DE INSTALACIONES	4
	PROVOCA DAÑOS MENORES (INCIDENTES)	2
	NO PROVOCA NINGUN TIPO DE DAÑO	1

Fuente: (Achahuanco, 2020)

Tabla 30: Matriz de Criticidad, análisis de criticidad

FRECUENCIA	4	CRITICO REGULAR	CRITICO REGULAR	CRITICO	CRITICO	CRITICO
	3	NO CRITICO	CRITICO REGULAR	CRITICO REGULAR	CRITICO	CRITICO
	2	NO CRITICO	NO CRITICO	CRITICO REGULAR	CRITICO REGULAR	CRITICO REGULAR
	1	NO CRITICO				
		10	15	20	25	30
COSECUENCIA						

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 31: Análisis de Criticidad

MATRIZ DE CRITICIDAD	ATENCIONES	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD	COSTO POR MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE-HIGIENE	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	ESCALA
CODIFICACION									
NMT000269103	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
NMT000269104	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
NMT000269105	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
NMT000269106	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
NMT000269107	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
NMT000269108	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
NMT000269109	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
NMT000269110	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269111	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269112	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269113	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269114	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269116	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269117	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269118	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269119	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269120	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269121	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269122	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269123	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269124	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
NMT000269125	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO

Continuación...

NMT000269126	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
001NMT000086	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
001NMT000090	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
001NMT000115	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
001NMT000156	39	4	4	1	1	2	7	28	NO CRITICO
NMT000295177	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295178	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295179	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295180	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295181	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295182	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295183	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295184	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295185	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
NMT000295186	39	4	7	1	2	6	15	60	CRITICO
SED000101606	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
SED000101610	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO
SED000101615	39	4	10	1	2	8	20	80	CRITICO

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 32: Análisis de criticidad de estructuras

MATRIZ DE CRITICIDAD	ATENCIONES	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD	COSTO POR MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTE HIGIENE	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	ESCALA
CODIFICACION									
NMT000057797	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057803	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057814	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057815	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057822	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057876	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057878	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
SED000101650	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057907	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT0000446717	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR

Continuación...

NMT0000446716	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
SED000105292	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
SED000101660	39	4	10	1	2	6	18	72	CRITICO
SED000201022	39	4	7	1	2	4	13	52	CRITICO REGULAR
NMT000063872	39	4	7	1	2	4	13	52	CRITICO REGULAR
NMT000063874	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000063903	39	4	7	1	2	4	13	52	CRITICO REGULAR
NMT000063897	39	4	7	1	2	4	13	52	CRITICO REGULAR
NMT000063894	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000063872	39	4	7	1	2	4	13	52	CRITICO REGULAR
NMT000063642	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000063939	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000063931	39	4	7	1	2	4	13	52	CRITICO REGULAR
NMT000063940	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000063941	39	4	7	1	2	4	13	52	CRITICO REGULAR
NMT000060563	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000048016	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT0000557791	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057912	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000057918	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000058057	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000058060	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000058037	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000058027	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000352835	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000446707	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000063603	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR
NMT000063602	39	4	7	1	2	2	11	44	CRITICO REGULAR

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 33: Resultados obtenidos según la escala de referencia por Armado.

RESULTADOS		
CRITICO	60 A 120	41
CRITICO REGULAR	30 A 60	36
NO CRITICO	0 A 30	1

Elaborado por el equipo de trabajo

Finalmente, de acuerdo al Análisis de Criticidad se obtiene los siguientes resultados que se observa (Tabla N°31), un total de 41 armados se encuentran en estado crítico en el Tramo de Estudio. Critico regular, se encuentran un total un total de 36



Armados y finalmente 1 armado que no se encuentra en estado Crítico. Todo este resultado se obtiene a Través de los cálculos realizados en la Tabla 30.



CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En este capítulo se elabora el diagnóstico, análisis de confiabilidad de los componentes críticos de acuerdo a las fuentes de información seleccionada para la investigación, para así dar respuesta al objetivo general y específicos planteados para elaborar un plan de mantenimiento basado en los criterios de confiabilidad RCM.

A recomendación del personal técnico y de ingeniería responden que la elaboración de un plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para el alimentador 0201 del distrito de Pichacani hacia Juncal es necesaria para cumplir con la normativa del NTCSE de calidad suministro y así no incurrir en compensaciones y costos por interrupción (Anexo XXXIII).

El sistema de distribución se encuentra representado en la figura nro 19 y la relación de componentes del sistema es representado en el (Anexo XXXI).

4.2. ACCIONES DE MANTENIMIENTO PROPUESTO

Este proyecto tiene como objetivo generar un plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad aplicado en las redes de distribución eléctrica en las redes primarias de MT desde Pichacani hacia Juncal, con indicadores de índice de importancia, potencial de mantenibilidad (Tabla 28.) y representación gráfica (Figura 17.) nos muestran los componentes más críticos con las tasas de interrupciones más altas y costos significantes, ahora según la clasificación de tramos y la inspección visual de la inspección de los componentes críticos se procede a la planificación del mantenimiento

preventivo, con este plan se reducirán la probabilidad de fallas en el sistema mediante los criterios de confiabilidad seleccionados.

Tabla 34: Constantes del análisis Weibull del historial de interrupciones

BETA	0.496708596
ALFA	- 2.585893124
ETA	182.37

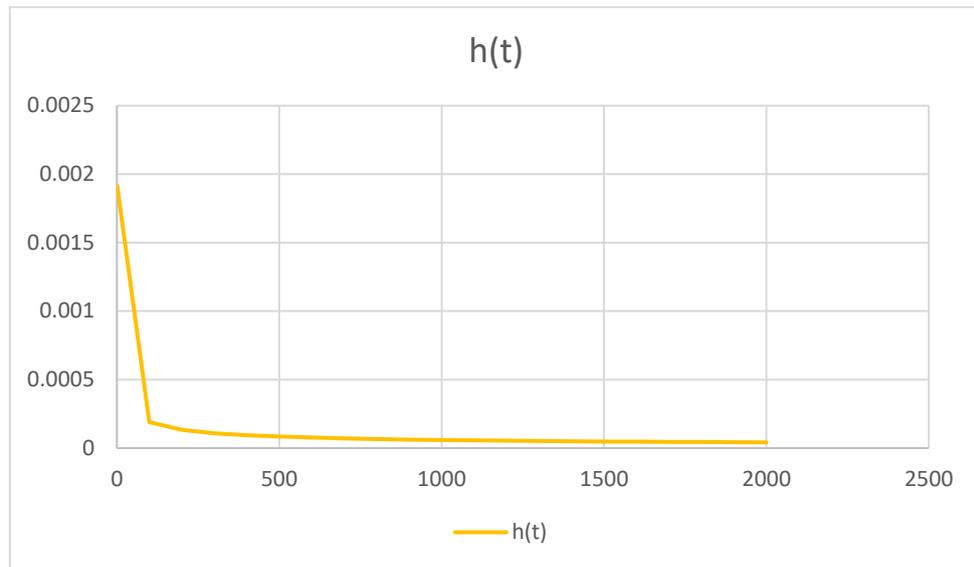
Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 35: Resultado de análisis Weibull del alimentador 0201

	TASA DE FALLO	PROBABILIDAD DE FALLA	CONFIABILIDAD	RIESGO
T	f(t)	F(t)	R(t)	h(t)
1	0.00177613	0.072561479	0.92743852	0.001915096
100	8.9822E-05	0.523818348	0.47618165	0.000188629
200	4.6713E-05	0.648973277	0.35102672	0.000133077
300	3.0156E-05	0.722092444	0.27790756	0.000108512
400	2.1433E-05	0.7717114057	0.22828594	9.3885E-05
500	1.611E-05	0.808007397	0.1919926	8.39116E-05
600	1.257E-05	0.835809318	0.16419068	7.65545E-05
700	1.0074E-05	0.857796783	0.14220322	7.08398E-05
800	8.2397E-06	0.875600109	0.12439989	6.62354E-05
900	6.849E-06	0.890280517	0.10971948	6.24232E-05
1000	5.7682E-06	0.90256365	0.09743635	5.91993E-05
1100	4.9111E-06	0.912964923	0.08703508	5.64266E-05
1200	4.2202E-06	0.921861701	0.0781383	5.40089E-05
1300	3.6554E-06	0.929537213	0.07046279	5.18764E-05
1400	3.1881E-06	0.936208476	0.06379152	4.99771E-05
1500	2.7976E-06	0.942044714	0.05795529	4.82715E-05
1600	2.4682E-06	0.947179886	0.05282011	4.67288E-05
1700	2.1882E-06	0.951721434	0.04827857	4.53245E-05
1800	1.9484E-06	0.955756529	0.04424347	4.40392E-05
1900	1.7419E-06	0.959356616	0.04064338	4.2857E-05
2000	1.5628E-06	0.962580789	0.03741921	4.17648E-05

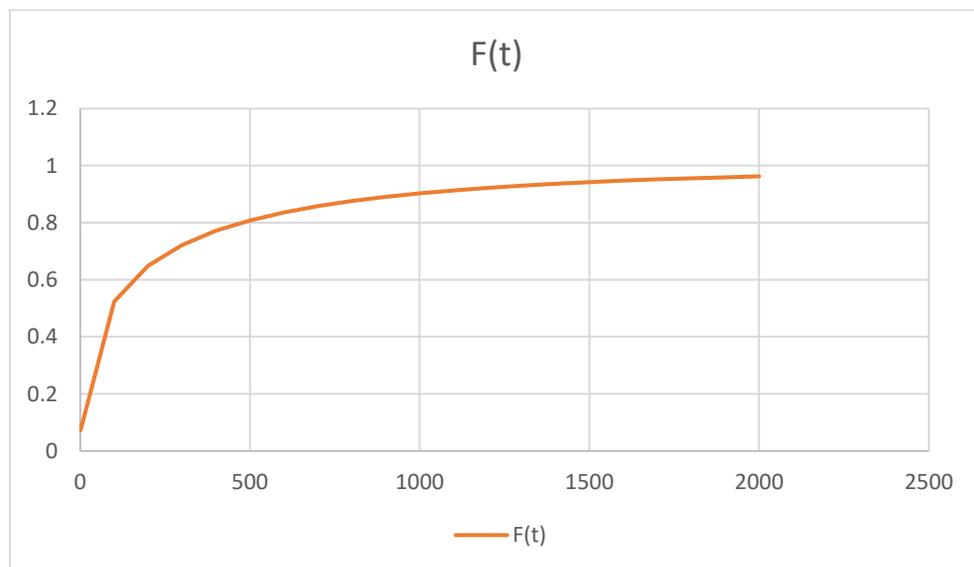
Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 22: 7Curva de Riesgo del alimentador 0201



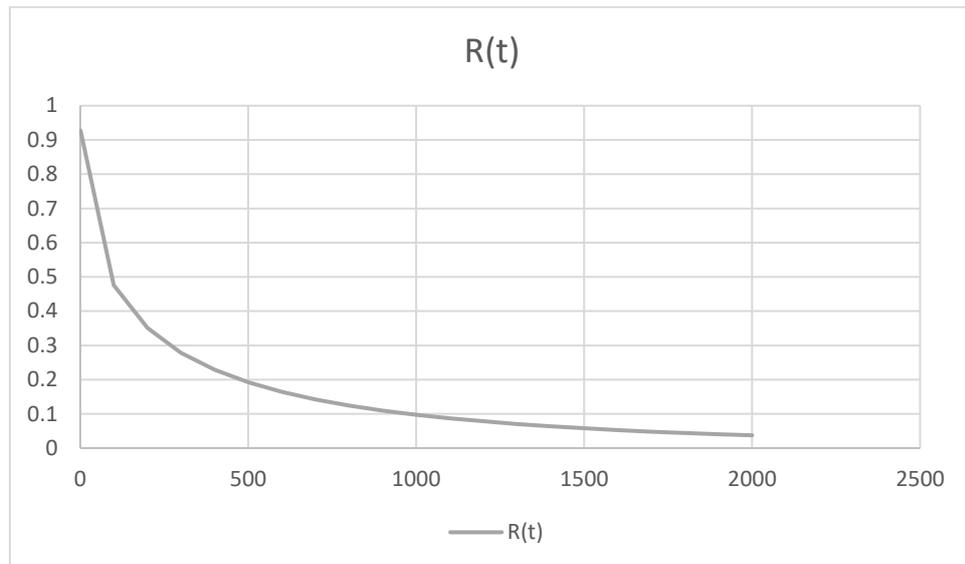
Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 23: Curva de Probabilidad de falla del alimentador 0201



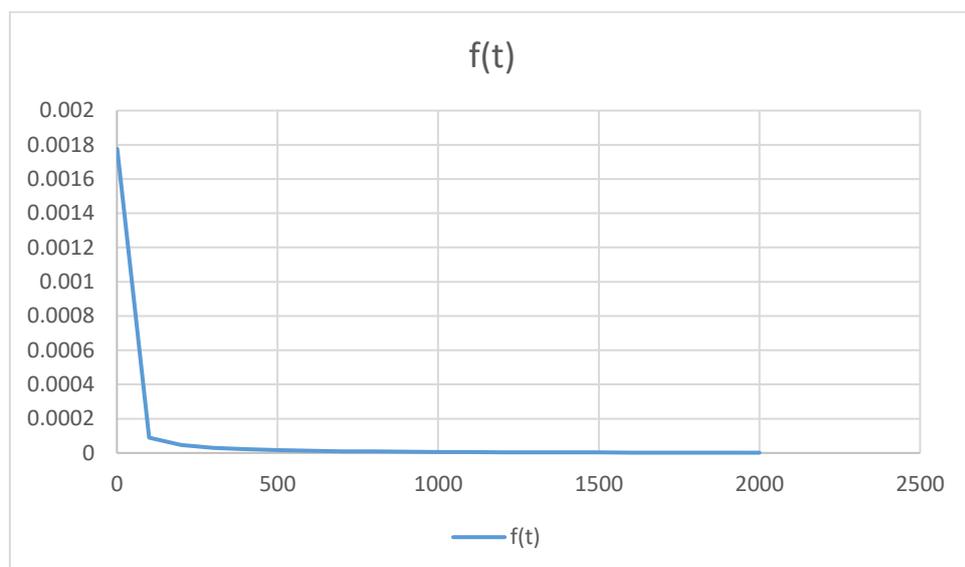
Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 24: Curva de Confiabilidad del alimentador 0201



Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 25: Curva de Tasa de falla del alimentador 0201



Elaborado por el equipo de trabajo

De las figuras 22, 23, 24 y 25 se concluyen que el mantenimiento preventivo es necesario, según la tabla 37 el tiempo promedio de interrupciones es 369.2 la cual representa una 24% de confiabilidad. En el indicador de probabilidad de falla demuestra que a menor tiempo de 500 hrs ya se produciría una falla.

Tabla 36: Confiabilidad al tiempo promedio de interrupción

MTBF	369.2
R(t)	24%

Elaborado por el equipo de trabajo

El indicador de tiempo promedio de interrupción representa el tiempo que el alimentador permanece sin fallas, en cambio R(t) representa el porcentaje de confiabilidad del alimentador frente al MTBF.

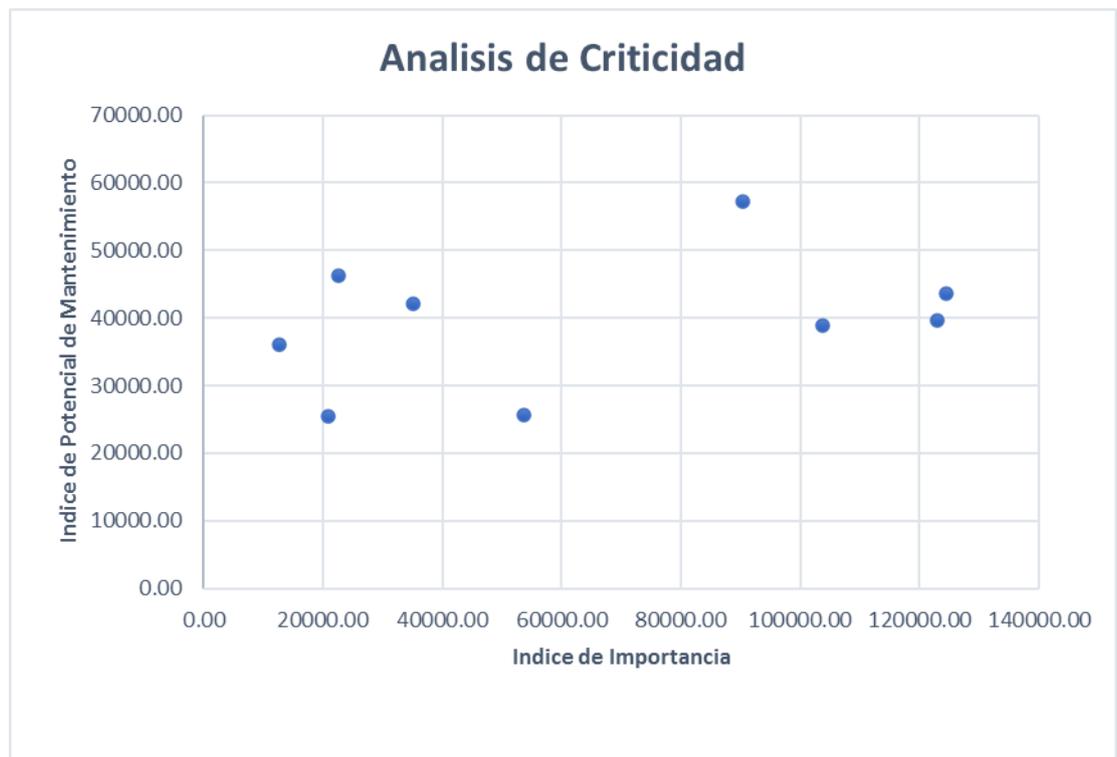
Tabla 37: Componentes críticos en el sistema.

TRAMOS	INDICE DE IMPORANCIA	POTENCIAL DE MANTENIMIENTO
	(U\$/FALLA)	(U\$/AÑO)
TRAMO 25	57220.23	90309.71
TRAMO 06	46260.95	22531.51
TRAMO 20	43539.31	124501.71
TRAMO 10	42052.07	35028.38
TRAMO 05	39714.37	122946.63
TRAMO 08	38982.59	103696.50
TRAMO 13	36144.39	12704.10
TRAMO 09	25585.48	53735.83
TRAMO 11	25561.79	20977.52
TRAMO 12	22349.84	25439.90
TRAMO 16	19662.29	30405.93

Elaborado por el equipo de trabajo

Este grafico muestra los componentes con mayor índice de importancia respecto al potencial de mantenimiento.

Figura 26: Grafico de componenetes criticos del sistema



Elaborado por el equipo de trabajo

4.3. ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE PLAN DE MANTENIMIENTO

Considerando el análisis de criticidad de las acciones de mantenimiento (ANEXO XXXI), las inspecciones del análisis de criticidad y optimización (ANEXO XXXII) esta información se divide en niveles. Donde el nivel número uno (1) son datos del sistema y componentes, el nivel dos (2) registra las causas de interrupciones mediante porcentajes, nivel tres (3) se registra la información del personal técnico o ingeniería de valor basadas en la experiencia para registrar condiciones de los componentes criticidad y optimización (ANEXO XXIX, XXX).

Para este plan se muestra la lista de componentes críticos clasificación por tramos, codificación de estructura para generar el plan preventivo basado en los criterios RCM. También actividades a realizar en el mantenimiento realizando el balance de costo y beneficio estudio técnico económico.

Tabla 38: Tabla actividades y costo de reemplazo de componentes críticos

Ítem	Actividades	Und.	Cantidad	P. Unitario S/.	P. Parcial S/.
01.01	Izaje de Poste de Concreto hasta 13m.	und	60.00	581.18	S/ 34,870.80
01.26	Retiro de Poste de Madera o fibra de vidrio hasta 15m.	Und	54.00	140.32	S/ 7,577.28
01.03	Pintado de código y señalización de poste MT	und	37.00	5.66	S/ 209.42
01.04	Instalación o Retiro de armado PS1-3	jgo	31.00	107.84	S/ 3,343.04
01.42	Instalación o retiro de armado PSH-3	jgo	12.00	109.78	S/ 1,317.36
01.46	Instalación o retiro de armado PA3-3	jgo	2.00	66.93	S/ 133.86
01.49	Instalación o retiro de armado P3A1-3	jgo	1.00	75.42	S/ 75.42
01.50	Instalación o retiro de armado P3A2-3	jgo	5.00	74.83	S/ 374.15
01.06	Instalación o retiro de armado PR3-3	jgo	9.00	234.1	S/ 2,106.90
01.53	Instalación o Retiro de armado PRH-3	jgo	17.00	103.67	S/ 1,762.39
01.60	Instalación o retiro de armado protección tipo FRANKLIN.	jgo	44.00	52.32	S/ 2,302.08
01.61	Instalación o retiro de armado protección Pararrayo de Linea.	jgo	84.00	103.78	S/ 8,717.52
01.09	Instalación de retenida oblicua para MT	jgo	57.00	362.86	S/ 20,683.02
01.73	Retiro de retenida oblicua o vertical para MT	jgo	45.00	57.83	S/ 2,602.35
01.12	Instalación de sistema de puesta a tierra	jgo	29.00	676.8	S/ 19,627.20
01.80	Instalación de Contrapeso para PAT	jgo	5.00	144.48	S/ 722.40
01.81	Cambio de conductor de bajada de Puesta a Tierra	jgo	60.00	37.85	S/ 2,271.00
01.85	Tendido de conductor cableado desnudo hasta 35 mm ² en zona Rural	km	0.85	1041.68	S/ 886.78
01.15	Retiro de conductor cableado desnudo mayor a 35 mm ²	km	0.85	992.43	S/ 844.86
01.100	Apertura y cierre de seccionadores tipo Cut Out	und	6.00	25.95	S/ 155.70
01.113	Revisión de línea	und	37.00	72.42	S/ 2,679.54
01.129	Cambio de Seccionador unipolar tipo Cut-Out	und	21.00	19.92	S/ 418.32



Continuación...

01.140	Mantenimiento menor de Tableros de BT en SED Aérea	und	7.00	182.66	S/ 1,278.62
01.23	Transporte de materiales camión grúa	km	1400.00	10.34	S/ 14,476.00
Costo Total de Mantenimiento					S/ 129,436.01

Elaborado por el equipo de trabajo

4.4. MEJORA CONTINUA DEL PLAN PROPUESTO MEDIANTE CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.

La calidad y veracidad de la información almacenada permiten una mayor exactitud a los resultados, como también el método hace notar a las interrupciones más importantes y componentes críticos, para focalizar las causas de las interrupciones el personal técnico e ingeniería es esencial para el buen registro de información.

- Reportes de irrupción.
- Lista de componentes críticos
- Formato de diagrama de análisis de falla por estructura
- Análisis de confiabilidad
- Reportes de análisis estadísticos dispuestos a debate

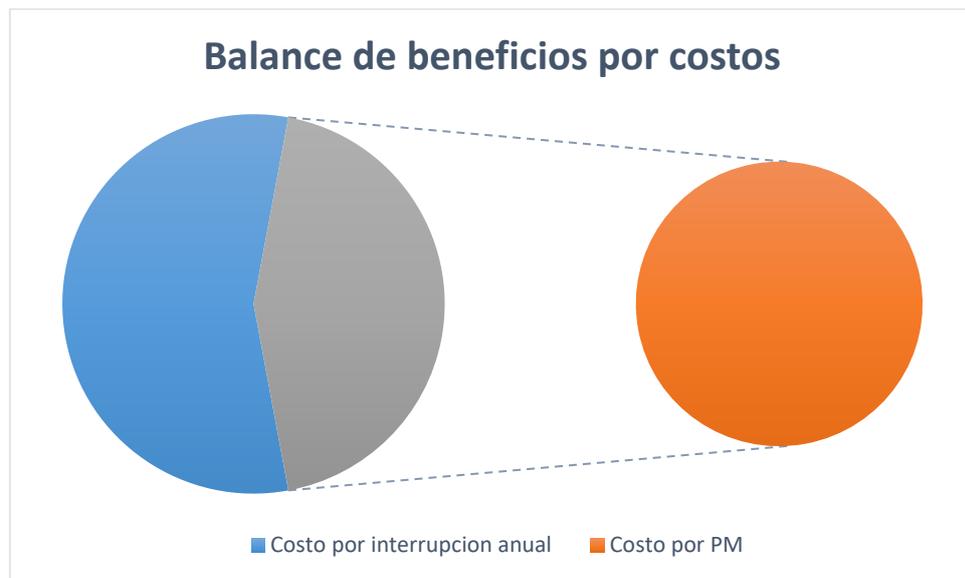
En resumen, se propone que un plan de mantenimiento con filosofía RCM requiere un historial de interrupciones, lo cual ayuda a la toma de decisiones correctas para prevenir y corregir componentes.

Tabla 39: Balance de costos económicos por interrupción e implementación

Balance de costos de implementación	
Costo por interrupción anual	S/ 163,605.28
Costo por plan de mantenimiento	S/ 129,436.01

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 27: Balance de beneficios por costos de implementacion



Elaborado por el equipo de trabajo

4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A partir de la hipótesis general planteada en nuestra presente tesis “El plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad aplicado en las redes de distribución eléctrica primarias de media tensión Pichacani – Juncal Alimentador 0201, nos permite planificar un plan mantenimiento preventivo mediante el reemplazo de componentes críticos.” Que los resultados obtenidos mediante la metodología hacen verdadera la hipótesis general planeada, por medio de se tiene que 11 tramos son críticos con un promedio de interrupción 370 horas y 24% de confiabilidad. Al implementarse el plan de Mantenimiento se reducirá las interrupciones en un 61.31%, y se identifica por las fallas más frecuentes que son por descargas atmosféricas 38.67%, daños deliberados 33.33% y materiales transportados por vientos 20%, finalmente se tiene un balance técnico económico en la que se concluye que es rentable el costo de mantenimiento por un monto de 129,436.01 soles en mano de obra con respecto al costo de interrupción anual.

Por otro lado, los resultados que obtuvo (Cerna & Jara, 2022), aplicando RCM a la Tesis “Plan de Mantenimiento Preventivo RCM en la Red de Media Tensión 22.9Kv en la



Provincia de Cajabamba para la Mejora de la Confiabilidad en el Consorcio SESGA-REYSER S.R.L” en estudio que realiza es Sub estaciones donde obtiene como resultado CB 5150 presenta mayores horas de falla resultando que su confiabilidad de 84% en el año de estudio, para el análisis de criticidad se registra un total de 3 subestaciones críticas , en semicritica y 4 no críticos, así demostrándose que se mejora la confiabilidad de las subestaciones críticas en 84.16%,93.84% y 94.14%.Al Utilizar el mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, se puede mejor la confiabilidad de los componentes eléctricos que conforman una red de Distribución, como se vio en los resultados obtenidos en dichas tesis de investigación.



V. CONCLUSIONES

Se desarrolló el diagnóstico, análisis de criticidad y predicción de confiabilidad de los componentes en las redes de distribución eléctrica en base a un historial de interrupciones, criterios de la filosofía centrada en la confiabilidad y lo establecido a la normativa actual, dando como resultado el diagnóstico que la frecuencias de fallas que más se ven afectadas y altas son por descargas atmosféricas en 38.67%, daños deliberados en 33.33% y material transportados por vientos en 20.00%, en el análisis de criticidad los tramos se muestra que los tramos que se selecciona para el estudio 25,06,20,10,05,08,12,09,11,12 y 16 son críticos en el sistema y con una confiabilidad baja.

Finalmente se elaboró un estudio técnico económico de un balance costo beneficio de la confiabilidad respecto, a los costos de implementación de plan de mantenimiento basado en los criterios de la confiabilidad y costos por interrupción de las redes de distribución eléctrica primaria de media tensión Pichacani – Juncal –Puno, Alimentador 0201. Concluyendo que es rentable debido que el costo por interrupción anual tiene un costo 163 605.28 soles y el costo del plan de mantenimiento es de 129 436.01 soles resultado rentable realizar un mantenimiento preventivo que es menor al costo por interrupción anual.



VI. RECOMENDACIONES

Está presente tesis sirva como referente para un análisis de fiscalización realizada por la autoridad o representantes del organismo regulatorio a la calidad de suministro o como también a futuros proyectos ya sea para estudios o efectos aplicación en empresas dedicadas al rubro de la venta y distribución de energía eléctrica, que donde para un mejor análisis de confiabilidad se debe registrar las condiciones en la que se encuentra con la mayor veracidad.

Como también que esta investigación sirva para optimizar los indicadores de calidad de suministro en áreas rurales con mantenimiento de líneas energizadas a empresas reguladas por el decreto supremo N° 020-97-EM.

La metodología del plan de mantenimiento se convierta en un ERP (*Enterprise Resource Planning*), ya que actualmente son inversiones que realizan las empresas para poder administrar, monitorear, verificar las tareas, un ERP en mantenimiento nos brinda soporte a la toma de decisiones por la empresa, para una buena gestión de proyectos, logística de materiales y recursos humanos, también los registro de interrupciones en un ERP informara los cambios de componentes.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Achahuanco, A. (2020). ANÁLISIS DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD – RCM – EN LA SUBESTACIÓN SAN JOSÉ, PARA LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SEIN, EN BASE A LA CONFIABILIDAD DE SUS EQUIPOS. *Universidad Católica de Santa María*. Arequipa.
- Arancibia, R. (2008). Plan de Mantenimiento Basado en Criterios de Confiabilidad para una Empresa de Distribución Eléctrica [Tesis de Pregrado, Universidad de Chile]. *Repositorio Institucional*. Santiago.
- Billinton, R. (2001). *Methods To Consider Customer Interruption Costs In Power System Analysis*. Ottawa: Cigre.
- Cerna, J., & Jara, U. (2022). Plan de Mantenimiento Preventivo RCM en la Red de Media Tensión 22.9Kv en la Provincia de Cajabamba para la Mejora de la Confiabilidad en el Consorcio SESGA-REYSER S.R.L. *Plan de Mantenimiento Preventivo RCM en la Red de Media Tensión 22.9Kv en la Provincia de Cajabamba para la Mejora de la Confiabilidad en el Consorcio SESGA-REYSER S.R.L*. Trujillo.
- Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. Mexico: Universidad Autónoma Metropolitana.
- Cruz, M. (2018). *Aplicación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para la reducción de interrupciones de las redes de distribución [Tesis de Maestría, Hidrocarburos y Electricidad, Universidad Andina Simón Bolívar]*. La Paz.
Obtenido de <http://repositorio.uasb.edu.bo/handle/54000/516>



- Espinoza, R. (2019). *Plan de mantenimiento en base a registros históricos de falla en redes de distribución eléctrica Arequipa.*[Tesis de Maestría, Universidad Nacional de San Agustín]. Arequipa. Obtenido de <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/8535>
- García, S. (2013). *Organización y Gestión Integral de Mantenimiento*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos, S. A.
- Gates, J., Billinton, R., & Wacker, G. (1999). *Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government, Institutions and Office Buildings* (Vol. 14). Nueva York: IEEE Transactions on Power Systems.
- Lizarazo, E. M. (2010). *La recolección de datos*. Mexico: Mc Graw Hill Education.
- Mahecha, W. (2019). *Metodología para el desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento aplicado a subestaciones de distribución de Energía Eléctrica* [Tesis Maestría, Universidad de Ibagué]. Colombia. Obtenido de <http://repositorio.unibague.edu.co:80/jspui/handle/20.500.12313/612>
- Mass, A. G. (1994). *Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Meza, E. (2012). Memoria del XXI Coloquio Mexicano de Economía Matemática y Econometría. ISBN.
- MINEM, D. G. (2011). *Decreto Supremo N° 020-97-EM Normas Técnicas de los Servicios Eléctricos*. Lima: Ministerio de Energía y Minas.
- MINEM, M. d. (2011). *Código Nacional de Electricidad*. Lima: El Peruano.
- Mounbray, J. (1991). *Reliability-centred maintenance (RCM II)*. London: Butterworth-Heinemann Ltd.



- Ordenes, R. E. (2005). *Plan de Mantenimiento Basado en Critierios de Confiabilidad para una Empresa de Distribucion Electrica*. Santiago: Universidad de Chile.
- Rausand, M., & Hoyland, A. (2004). *System Reliability Theory Models, Statistical Methods and Applications*. Paris: Wiley Interscience.
- Roy, B. (2001). *Methods To Consider Customer Interruption Costs In Power System Analysis*. Ottawa: Cigre.
- Sampieri, R. H. (2018). *Metodologia de la Investigacion*. Mexico: Mc Graw Hill Education.
- Sierra, E., & Lajes, S. (2010). Evolución de los Métodos de Evaluación de la Confiabilidad para Redes Eléctricas de Distribución. *Ingeniería Energética Vol. XXXI*, 42-48.
- Vera, J. P. (2000). *Evaluacion de la Confiabilidad en el Marco Reestructurado de los Sistemas Electricos Competitivos*. Santiago: Pontifia Universidad Catolica de Chile.
- Villanueva, M. (2017). *Gestión de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad de las Redes del Sub Sistema de Distribución Eléctrico [Tesis de Maestría, Universidad Nacional del Altiplano]*. Puno. Obtenido de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/6688>
- Wogl, J. L. (2018). *Influencia de la tarifa, el pago de compensaciones y el tipo empresa sobre la calidad del suministro electrico por interrupciones en el sistema de distribucion de media tension urbano*. Lima: Pontificia Universidad Catolica del Peru.



Zapata, C. J. (2011). *Confiabilidad de sistemas electricos de potencia*. Pereira:

Universidad Tecnologica de Pereira.

ANEXOS

a. Registro de fallas mes de enero 2020

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DETEC	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
1	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA	Apertura de receptor	RST	ELPU	0202R70 - PUNO PAUCARCOLLA	se cierra receptor
2	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	CORTE DE EMERGENCIA PARA REPARAR FALLA	Apertura de receptor	RST	ELPU	0202R70 - PUNO PAUCARCOLLA	se cierra receptor
3	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	CORTE DE EMERGENCIA PARA REPARAR FALLA	Apertura de receptor	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO	se cierra receptor
6	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA	Apertura de receptor	RST	ELPU	0202R22 - TOTORANI VILQUE	se cierra receptor
7	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA	Apertura de receptor	RST	ELPU	0202R22 - TOTORANI VILQUE	se cierra receptor
8	Enero	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la interrupcion es programada	MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA VALAVENDA	apertura del selector Cut - O.U. 33622, 8248971	RST	ELPU	apertura del selector Cut - O.U. 33622, 8248971	se cierra cut out
9	Enero	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la interrupcion es programada	MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA VALAVENDA	apertura del selector Cut - O.U. 330751, 8248388	RST	ELPU	apertura del selector Cut - O.U. 330751, 8248388	se cierra cut out

b. Registro de fallas mes de enero 2020

NRO. DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
1	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, FALLA FASE R Y S A TIERRA	Apertura de reloser	RST	ELPU	0202R66 - CUITIMBO JUNCAL se cierra reloser
3	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, FALLA FASE S A TIERRA	Apertura de reloser	RST	ELPU	0202R66 - CUITIMBO JUNCAL se cierra reloser
5	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, FALLA FASE S A TIERRA	Apertura de reloser	RST	ELPU	0202R66 - CUITIMBO JUNCAL se cierra reloser
7	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, FALLA FASE S A TIERRA	Apertura de reloser	RST	ELPU	0202R66 - CUITIMBO JUNCAL se cierra reloser
11	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, TRIP DISPARO GENERAL	Apertura de reloser	RST	ELPU	0202R66 - CUITIMBO JUNCAL se cierra reloser
14	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, FALLA FASE T A TIERRA	Apertura de reloser	RST	ELPU	0202R66 - CUITIMBO JUNCAL se cierra reloser
16	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	CORTE DE EMERGENCIA PARA REALIZAR M	Apertura de reloser	RST	ELPU	0202R66 - CUITIMBO JUNCAL se cierra reloser



c. Registro de fallas mes de febrero 2020

NRO DE INTERRUPCION	7	MES	Abril	TIPO INTERRUPCION	No programada	SERVICIO	Puno Baja Densidad	MEDIO DE COMUNICACIÓN DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCIÓN DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	RESPONSABLE QUE ACTUÓ EN LA PROTECCION	NO PROGRAMADA	
								COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCIÓN MODAL DE DETECCIÓN					RELE O ELEMENTO QUE ACTUÓ EN LA PROTECCION	DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCION
								A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA RC-66 SIN SEÑAL DE COMUNICACIÓN, SE COM. ING. RONALD CONDORI (PARA COMUNICAR AL TURNO)	Apertura de recoser	RST	ELPU	02/02/2020 RC66 CUTIMBO JUNCAL	es cierra recoser

d. Registro de fallas mes de julio 2020

NRO. DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACIÓN DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUÓ EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
6	Julio	No programada	Puno Baja Densidad	1	Llamada Telefónica	APERTURA DE SECCIONADOR	APERTURA DE SECCIONADOR	RST	ELPU	APERTURA DE SECCIONADOR	CIERRE DE SECCIONADOR
7	Julio	No programada	Puno Baja Densidad	1	Llamada Telefónica	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BLOQUEADO	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BLOQUEADO	RST	ELPU	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BLOQUEADO	REACTIVACIÓN DE INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
9	Julio	No programada	Puno Baja Densidad	1	Llamada Telefónica	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BLOQUEADO	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BLOQUEADO	RST	ELPU	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO BLOQUEADO	REACTIVACIÓN DE INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO

e. Registro de fallas mes de agosto 2020

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
5	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	3	Análisis de otro registro	area de fusible en MT	seccionador cut out	S	ELPU	seccionador cut out	reparacion de fusible en media tension
6	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	3	Análisis de otro registro	apertura de fusible en media tension	seccionador cut out	R	ELPU	seccionador cut out	reparacion de fusible en media tension
11	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	3	Análisis de otro registro	apertura de seccionador cut out	seccionador cut out	RST	ELPU	seccionador cut out	cambio poste averiado
13	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	3	Análisis de otro registro	apertura de seccionador cut out	seccionador cut out	RT	ELPU	seccionador cut out	reparacion de fusible en media tension
14	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	3	Análisis de otro registro	apertura de seccionador cut out	seccionador cut out	R	ELPU	seccionador cut out	reparacion de fusible en media tension

f. Registro de fallas mes de setiembre 2020

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				CODIGO DE DETECCION	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER IABL	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
20	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	Bloqueo de TM	Bloqueo de TM	R	ELPU	Bloqueo de TM
21	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	Bloqueo de TM	Bloqueo de TM	S	ELPU	Bloqueo de TM
23	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 07-09-2020 08:00) se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 07-09-2020 08:00)	seccionador cut out	S	ELPU	seccionador cut out
24	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 07-09-2020 08:00) se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 07-09-2020 08:00)	seccionador cut out	S	ELPU	seccionador cut out
25	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 11:49 am) se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 15:43)	seccionador cut out	R	ELPU	seccionador cut out
26	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 15:43) se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 15:43)	seccionador cut out	S	ELPU	seccionador cut out
27	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 19:00) se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 19:00)	seccionador cut out	RST	ELPU	seccionador cut out
28	Setiembre	No Programada	Puno Bajo Densidad	1	Llamada Telefónica	se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 19:00) se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 19:00)	seccionador cut out	RST	ELPU	seccionador cut out
30	Setiembre	Programada	Puno Bajo Densidad	P	Cuando la interrupcion es programada	se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 19:00) se realizó la reparación de tensión en la subestación, se dejó con energía (hora de inicio de la interrupción 08-09-2020 19:00)	Apertura de seccionador Cut Out 371207, 8265675	RST	ELPU	Apertura de seccionador Cut Out 371207, 8265675

g. Registro de fallas mes de octubre 2020

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACIÓN DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
1	Octubre	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS, SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE R Y T A TIERRA	Apertura de interruptor	RST	ELPU	0202R71 - ILLPA ATUNCOLLA
7	Octubre	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	UTILIZACION DE "SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22.9KV PARA LA INSTALACION DE BANDA ANCHA PARA LA CONECTIVIDAD DE SERVIDORES"	Apertura de seccionador Cut Out 37285, 8253213	RST	ELPU	Apertura de seccionador Cut Out 37285, 8253213
8	Octubre	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	POR CONCRETO EN LA RED PRIMARIA PAUCARCOLLA - ATUNCOLLA, DEL ALIMENTADOR 0201...TRAMCA.	Apertura de seccionador Cut Out 386884, 8259195	RST	ELPU	Apertura de seccionador Cut Out 386884, 8259195

h. Registro de fallas mes de noviembre 2020

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACIÓN DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUÓ EN LA PROTECCION
1	Noviembre	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	CORTE PROGRAMADO - INSTALACION DE MANGAS AISLANTES (C. NORTE) TOMAS RODRIGUEZ	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0201
2	Noviembre	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SOBRECORRINETE FASE S - CAUSA NO DETERMINADA, EN INVESTIGACION TURNO TOMAS RODRIGUEZ	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0201
	Noviembre	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	mantenimiento de redes eléctricas y colocacion de mangas de seguridad, cambio de seccionadores cut-out manual eneto y villa del lago.	Apertura de la barra del interruptor alimentador 0101	RST	ELPU	Apertura de la barra del interruptor alimentador 0201

i. Registro de fallas mes de diciembre 2020

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
1	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SE ENERGIZO Y RECHAZO SE COORDINO CON TURNO NICANOR DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA. FALLA TRIP B-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0202R72 - JUNCAL
5	Diciembre	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA. FALLA TRIP C-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0202R22 - PICHACANI
6	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA. PUEBLO MANAZO SIN ENERGIA POR FALLA. - FALLA TRIP C-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0202R72 - JUNCAL
7	Diciembre	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CORTE DE EMERGENCIA - SOLICITA CORTE ING. R. CONDORI Y EDY G. CABLE SUELTO EN SECCIONADOR	Apertura de recloser	RST	ELPU	0202R72 - JUNCAL

1

j. Registro de fallas mes de enero 2021

2

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DETEC	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONSABLE QUE ACTUO EN LA PROTECCION	TABLA 2
1	Enero	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	CORTE PROGRAMADO	Apetula de interrumpir	RST	ELPU	Alimentador 0202 - Alto Puno
2	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	FALLA TRIP G. DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, RECHAZA.	Apetula de interrumpir	RST	ELPU	Alimentador 0201 - Pucarcolla - Laracheñi/Manazo
3	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, RECHAZA. - FALLA TRIP A-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R22 - TOTORANI VILQUE
4	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA - FALLA TRIP A-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R22 - TOTORANI VILQUE
5	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	CORTADO MANOBRAS - SE CORTO SERVICIO DE ENERGIA POR QUE AFECTA A RC 87 TOTORANI CANCHARANI	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R23 CANCHARANI
6	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	CORTE DE EMERGENCIA - SOLICITA PEDRO QUISE (CONDUCTOR DESPRENDIDO FASE F (CARUCAYA)	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R65 - DERIVACION CARUCAYA
7	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	FALLA TRIP G. DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, RECHAZA.	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R65 - DERIVACION CARUCAYA
8	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	RECONECTO TURNO RICHARD HITO DESCARGAS ADMOSFERICAS - SIN SENAL	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R66 - CUTIMBO JUNCAL
9	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA - FALLA TRIP B-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R67 TOTORANI CANCHARANI
10	Enero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA - FALLA TRIP B-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R67 TOTORANI CANCHARANI
11	Enero	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	CORTE PROGRAMADO SE COORDINO ING. RONALD CONDORI (HORA DE CORTE SOL 05:00 A 07:00 AM.)	Apetula de recloser	RST	ELPU	0201R70 PUNO PAUCARCOLLA
12	Enero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, RECHAZA. FALLA TRIP A-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO
13	Enero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, RECHAZA. FALLA TRIP B-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO
14	Enero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, RECHAZA. FALLA TRIP A-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO
15	Enero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA, RECHAZA. FALLA TRIP A-G	Apetula de recloser	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO

k. Registro de fallas mes de febrero 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACIÓN DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DETEC VER TABLA 1	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA 2	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
1	Febrero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS RECHAZA AL RECONECTAR Y SIN ALARMA DE FALLA - SOBRECORRIENTE FASE S	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0106 - Isla Esteves
2	Febrero	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interrupcion es programada	CORTE PROGRAMADO -TEC HECTOR ARI PUESTA EN SERVICIO RECLOSER RC & REDUC TOTORANI	Apertura de relosor	RST	ELPU	0202R82 - REDUCTOR TOTORANI
3	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO Y SE COMUNICO AL TURNO JORGE GARABITO AISLO FALLA - FALLA TRIP A-G	Apertura de relosor	RST	ELPU	0201R66 - CUTIMBO JUNCAL
4	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	AL RECONECTAR RECHAZA VIVAS DE UNA, SE LE COMUNICO A Ing. RONALD CONDORI R. REPORTAN POSTE DE MADERA CAIDO EN C. BARALLIN JUNCAL SIN	Apertura de relosor	RST	ELPU	0201R66 - CUTIMBO JUNCAL
5	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	MANIOBRAS - CORTE DE EMERGENCIA	Apertura de relosor	RST	ELPU	0201R71 - ILLPA ATUNCOLLA
6	Febrero	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	FLAMEO POR VIENTO. - FALLA TRIP C-G	Apertura de relosor	RST	ELPU	0201R71 - ILLPA ATUNCOLLA
7	Febrero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA	Apertura de relosor	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO
8	Febrero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	GRUPO SERVIDOR DETERMINADO RC / Z SIN COMUNICACIÓN, USUARIO COMUNICA VIA TELEFONICA FALTA DE ENERGIA Y SE REPORTA AL PERSONAL DE SUBESTACION	Apertura de relosor	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO
9	Febrero	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA, NO OBEDECE EL CIERRE EN EL SCADA - FALLA TRIP DISPARO GENERAL	Apertura de relosor	RST	ELPU	0202R82 - REDUCTOR TOTORANI

I. Registro de fallas mes de marzo 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES Afectadas en la Interruccion	NO PROGRAMADA	
				MOD. DETEC. VER. TABLA 1	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONS. TABLA 2	RELE O ELEMENTO QUE PROTEGE LA PROTECCION
1	Marzo	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS - SOBRECORRIENTE S0	Apertura de Interruptor	RST	ELPU	L-6028 se cierra interruptor
2	Marzo	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA CIERRE DE INTERRUPTOR POR CORTO EN LA LINEA AL PERSONAL DE OPERACIONES	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0105 SIMON BOLIVAR se cierra interruptor
3	Marzo	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interruccion es programada	REFORZAMIENTO DE LA RED PRIMARIA 10KV E INSTALACION DE PARARRAYOS AV. ORGULLO	Apertura de bajo carga	RST	ELPU	BAJO CARGA EN SALCEDO se cierra bajo carga
3	Marzo	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interruccion es programada	REFORZAMIENTO DE LA RED PRIMARIA 10KV E INSTALACION DE PARARRAYOS AV. ORGULLO	Apertura de bajo carga	RST	ELPU	BAJO CARGA EN SALCEDO se cierra bajo carga
3	Marzo	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interruccion es programada	RECHAZA CIERRE DE INTERRUPTOR POR CORTO EN LA LINEA AL PERSONAL DE OPERACIONES	Apertura de seccionador seccionador Cut-Out (38787; 824621)	RST	ELPU	Apertura de seccionador seccionador Cut-Out (38787; 824621)
4	Marzo	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA - SOBRE CORRIENTE FASE S	Apertura de Interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0105 SIMON BOLIVAR se cierra interruptor
5	Marzo	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	FALLA EN TERMINAL TERRESTRE PUÑO - SOBRE CORRIENTE FASE S	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0105 SIMON BOLIVAR se cierra interruptor
6	Marzo	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA - SOBRE CORRIENTE FASE S	Apertura de Interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0105 SIMON BOLIVAR se cierra interruptor
7	Marzo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CORTE DE EMERGENCIA - SOL PEBRO O CONDUCTOR DESPRENDIDO DEL SECCIONAMIENTO FASE B.	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201RC 70 PUÑO PAUCARCOLLA se cierra recloser
8	Marzo	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA CIERRE PARA SU REFORZAMIENTO DE LA RED PRIMARIA 10KV E INSTALACION DE PARARRAYOS AV. MANAZO	Apertura de recloser	RST	ELPU	0202R72 - VILQUE MANAZO se cierra recloser
9	Marzo	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA. RECHAZA Y SIN COMUNICACION - FALLA TRIP G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0205RC 22 TOTONANI VILQUE se cierra recloser
10	Marzo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA - FALLA TRIP B-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R71 - ILLPA ATUNCOLLA se cierra recloser
11	Marzo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA. RECHAZA Y SIN COMUNICACION - FALLA TRIP B-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201RC 69 JUNCAL CACHIPASCANA se cierra recloser
12	Marzo	Programada	Puno Baja Densidad	P	Cuando la Interruccion es programada	CORTE PROGRAMADO - SE COORDINA CON ING. RONALD CONDORI	Apertura de recloser	RST	ELPU	0202R82- REDUCTOR TOTORANI se cierra recloser
13	Marzo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CORTE DE EMERGENCIA - SOLICITO HECTOR ARI (CABLE CAIDO)	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R71 - ILLPA ATUNCOLLA se cierra recloser
14	Marzo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA - FALLA TRIP G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201TR86 - CUTIMBO JUNCAL se cierra recloser
15	Marzo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA. N. HUMPIRI REPARO FASES A-B - FALLA TRIP B-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201RC 23 CANCHARANI se cierra recloser
16	Marzo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CORTE DE EMERGENCIA - CAMBIO DE CANA SECCIONADOR (N. HUMPIRI)	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201RC 23 CANCHARANI se cierra recloser

m. Registro de fallas mes de abril 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DE TEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONSOS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
12	Abril	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECIBIDO SE COMUNICAR TURNO HECTORARI PARA SU REVISION DE LINEA.M.T. (AISLO FALLA) ZL04 SE ENERGIZO LA ZONA. SCT. - FALLA ZONA P.C.C.	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R69 - REDUCTOR CANCHARANI se cierra recloser
13	Abril	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA. AFECTA A RG 67 TOTORANI CANCHARANI - CORRE DE MANIOBRA	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R69 - REDUCTOR CANCHARANI se cierra recloser
14	Abril	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA. AFECTA A RG 67 TOTORANI CANCHARANI - CORRE DE MANIOBRA	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R69 - REDUCTOR CANCHARANI se cierra recloser
15	Abril	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SE COORDINO CON EL TURNO HECTORARI - CORRE DE MANIOBRA	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R69 - REDUCTOR CANCHARANI se cierra recloser
26	Abril	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA. RECHAZO - 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R68 CARI CARI se cierra recloser
27	Abril	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA - 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R68 CARI CARI se cierra recloser

n. Registro de fallas mes de mayo 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DE TEC VER TABLA 1	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONS VER TABLA 2	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
1	Mayo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA - FALTA TRIP B-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R71 - ILLPA ATUNCOLLA se cierra recloser
2	Mayo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	COORDINACIÓN CON CARLOS QUISEP C. - PRUEBA DE MANIOBRA	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R66 - CARI CARI se cierra recloser
3	Mayo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSAS VIENTOS POR LA ZONA (TIEMPO DE INTERRUPCION SIN SEÑAL DE COMUNICACION ROJO) ENGIZO TURNO JORGE - FALTA TRIP A-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R67 - TOTORANI CANCHARANI se cierra recloser
4	Mayo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	TIEMPO DE INTERRUPCION SIN SEÑAL DE COMUNICACION (AMARILLO) - FALTA TRIP A-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R66 - CUTIMBO JUNCAL se cierra recloser
5	Mayo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	TIEMPO DE INTERRUPCION SIN SEÑAL DE COMUNICACION (AMARILLO) - FALTA TRIP A-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R66 - CUTIMBO JUNCAL se cierra recloser
6	Mayo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	TIEMPO DE INTERRUPCION SIN SEÑAL DE COMUNICACION (AMARILLO) - FALTA TRIP A-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R66 - CUTIMBO JUNCAL se cierra recloser
7	Mayo	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA VIENTOS POR LA ZONA - FALTA TRIP A-G	Apertura de recloser	RST	ELPU	0201R71 - ILLPA ATUNCOLLA se cierra recloser

o. Registro de fallas mes de junio 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DE TEC VER TABLA 1	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONS VER TABLA 2	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
1	Junio	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO SE COMUNICO TURNO JORGE C. (FUERTES VIENTOS POR LA ZONA) - SOBRECORRIENTE FASES A Y C	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0105 SIMON BOLIVAR	se cierra el interruptor
2	Junio	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA - FALA TRIP B-G	Apertura de reclosor	RST	ELPU	0201R23 CANCHARANI	se cierra reclosor

p. Registro de fallas mes de julio 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DE TEC VER TABLA 1	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONS VER TABLA 2	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
1	Julio	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	CAUSA NO DETERMINADA	Apertura de receptor	RST	ELPU	0201RC 65 DERIVACION CARUCAYA	se cierra receptor
2	Julio	No programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	SOLICITO JORGE GARABITO, (CONDUCTOR A PUNTO DE DESPRENDERSE DERIVACION QUILLORA, FASE A)	Apertura de receptor	RST	ELPU	0201RC 71 ILLPA ATUNCOLLA	se cierra receptor

q. Registro de fallas mes de agosto 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				MOD DE DETECCION	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONSABLE	RELO O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
8	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CABLE CAIDO INCENDIO EN LA ZONA	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0201 - PAUCARCULLA LARAQUERI	Cierre de interruptor
10	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA	Apertura de flickear	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Cierre de flickear
11	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA	Apertura de flickear	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Cierre de flickear
12	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA	Apertura de flickear	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Cierre de flickear
13	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	VIENTOS POR LA ZONA	Apertura de flickear	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Cierre de flickear
14	Agosto	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	VIENTOS POR LA ZONA	Apertura de flickear	RST	ELPU	RC 69 JUNCAL CACHIPASCANA	Cierre de flickear

r. Registro de fallas mes de setiembre 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
2	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	APECTO VIENTOS POR LA ZONA	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0291 - PAUCARCOLLA LARAQUERI	Ciende de Interruptor
4	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	FUERTES DESCARGAS ATMOSFERICAS ZONA PUNO	Apertura de Receptor	RST	ELPU	RC 67 TOTORANI CANCHARANI	Ciende de Receptor
5	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	DESCARGAS SIN COMUNICACION Y RECHAZA	Apertura de Receptor	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Ciende de Receptor
6	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	CAUSA NO DETERMINADA	Apertura de Receptor	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Ciende de Receptor
7	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automatico	RECHAZO, APECTO VIENTOS POR LA ZONA	Apertura de Receptor	RST	ELPU	RC 65 DERIVACION CARUCAYA	Ciende de Receptor

s. Registro de fallas mes de octubre 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DE TEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DE DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
1	Octubre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	POR DESCARGAS ADMOSFERICAS	Apertura de interruptor	RST	ELPU	L-6028	Cierre de Interruptor
2	Octubre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0106 - ISLA ESTEVES	Cierre de Interruptor
3	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA LAUSISTIVO DETERMINADA LA DEMORA FUE POR QUE NO HUBO COMUNICACION CON EL RECIOSER, OPERACION LOCAL	Apertura de Reclosor	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA	Cierre de Reclosor
4	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR VIENTOS POR LA ZONA, HECTORARI REVISY Y RECONECTA MANUAMENTE FALLA "K" PENDIENTE.	Apertura de Reclosor	RST	ELPU	RC 85 DERIVACION CARUCAYA	Cierre de Reclosor
5	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA, SE LE COMUNICO A TURNO HECTORARI Y REPARO	Apertura de Reclosor	RST	ELPU	RC 22 TOTORANI VILOQUE	Cierre de Reclosor
6	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	VIENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Reclosor	RST	ELPU	RC 69 JUNCAL CACHIPASCANA	Cierre de Reclosor
7	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	VIENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Reclosor	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Cierre de Reclosor

t. Registro de fallas mes de noviembre 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA	
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION
1	Noviembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	FUERTE VIENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 22 TOTORANI VILQUE
2	Noviembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO SE COMUNICO AL TURNO PARA SU REVISION LINEA MT.(CABLE ROTO)	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
3	Noviembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SOLICITA TEC. HECTOR ARI CABLE DE MT CAIDO	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
4	Noviembre	Programada	Puno Baja Densidad	P	Quando la Interrupcion es programada	SE COORDINO MANIOBRAS CON HECTOR ARI CORTE PROGRAMADO	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 067 TOTARANI CANCHARANI
5	Noviembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO SE COMUNICO AL TURNO PARA JORGE G. PARA SU REVISION (CABLE ROTO SECTOR SAN GERONIMO)	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
6	Noviembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	VIENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 70 PUNO PAUCARCOLLA
7	Noviembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	AFECTO A RC 66 CUTIMBO JUNCALVENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 69 JUNCAL CACHIPASCANA
8	Noviembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO EN EL PRIMER INTENTO DE CIERRE, SE ESPERO TIEMPO 5 MIN. Y SE ENERGIZO SIN NOVEDAD (LUVIAS Y DESCARGAS ZONA)	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL
9										
10										
11	Octubre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CAUSA NO DETERMINADA	Apertura de interruptor	RST	ELPU	Alimentador 0106 - ISLA ESTEVES
12	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO POR VIENTOS POR LA ZONA, HECTOR ARI REVISÓ Y RECONECTA MANUALMENTE. FALLA "R" PENDIENTE.	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
13	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO POR VIENTOS POR LA ZONA, HECTOR ARI REVISÓ Y RECONECTA MANUALMENTE. FALLA "R" PENDIENTE.	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 65 DERIVACION SARUCAYA
14	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA. SE LE COMUNICÓ A TURNO HECTOR ARI Y REPARO	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 22 TOTORANI VILQUE
15	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	VIENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 69 JUNCAL CACHIPASCANA
16	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	VIENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL
17	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	LLUVIA Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI
18	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZO POR LLUVIA Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
19	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	ESTUBO SIN COMUNICACION	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
20	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	LLUVIA Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 66 CUTIMBO JUNCAL
21	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SOLICITA Tec. HECTOR ARI (RUJETA INCLINADA Y LINEA DESAVITADA DE 60KV SERCA DE LA LINEA 22.9KV	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
22	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SE DETECTO SECCIONADOR EN MAL ESTADO	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA
23	Setiembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	CORTE SOLICITADO POR ING CARLOS RAMOS	Apertura de Recloser	RST	ELPU	RC 70 PUNO PAUCARCOLLA



u. Registro de fallas mes de diciembre 2021

NRO DE INTERRUPCION	MES	TIPO INTERRUPCION	SERVICIO	MEDIO DE COMUNICACION DE LA INTERRUPCION		MOTIVO-CAUSA DE LA INTERRUPCION	DESCRIPCION DE LA INTERRUPCION	FASES AFECTADAS EN LA INTERRUPCION	NO PROGRAMADA		
				COD MOD DETEC VER TABLA	DESCRIPCION MODAL DETECCION				RESPONS VER TABLA	RELE O ELEMENTO QUE ACTUO EN LA PROTECCION	DESCRIPCION DE LA SOLUCION
1	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 71 ILLPA ATUNCOLLA	Cierre de Racloser
6	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 70 PUNO PAUCARCOLLA	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA (AFECTADO A RC 67 TOTORANI CANCHARANI)	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA. AFECTO RC 23 CANCHARANI	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA. AFECTO RC 66 CUTIMBO JUNCAL	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RETO DE PARARAYO (NICANOR)	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	LLUVIA POR ZONA Y RECHAZA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SOLICITO HECTOR ARI PARA CAMBIO DE PARARAYOS ZONA MAÑAZO	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 72 VILQUE MARAZO	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR VIENTOS Y DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA, DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA, DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	RECHAZA, DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LA ZONA	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SOLICITA TEC REY T. ARANIBAR PARA INSTALADO DE SECCIONADOR	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser
	Diciembre	No Programada	Puno Baja Densidad	A	Registro automático	SOLICITA TEC REY T. ARANIBAR PARA INSTALADO DE PARARAYO	Apertura de Racloser	RST	ELPU	RC 23 CANCHARANI	Cierre de Racloser



y. Numero de interrupciones año 2021

AÑO	MES	2021												NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES SEMESTRE 1	NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES SEMESTRE 2		
		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	2021 DICIEMBRE				
TRAMO 01	0201242 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 02	0201306 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 03	0201310 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 04	0201318 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 05	0101606 IOKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 06	0101610 37 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 06	0101615 25KVA														0	0	0
TRAMO 07	0201332 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 08	10255.65	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 09	7947.35	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 09	0201227 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 10	0101650 50KVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 11	3105.38	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 12	0105292 15KVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 13	1330.01	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 14	0201022 50KVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 14	0101669 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 15	0101670 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 16	5851.62	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 17	0101671 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 17	0101672 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 18	0101673 SKVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 19	1209.9	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 19	0101660 25KVA	8	4	4	4	6			3	6	2	2			39	26	13
TRAMO 20	9903.47	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 20	0101661 SKVA	8	4	4	4	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 21	2141.75	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 21	0101662 SKVA	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 22	2902.82	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 22	0101664 SKVA	8	4	4	4	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 23	2902.87	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 23	0101665 SKVA	8	4	4	4	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 24	2358.96	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 24	0101666 SKVA	8	4	4	4	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 25	5375.01	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 25	0101667 25KVA	8	4	4	4	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 25	0101668 SKVA	8	4	4	4	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 26	3366.45	8	4	4	5	7			4	6	3	3			44	28	16
TRAMO 26	0101663 SKVA	8	4	4	4	7			4	6	3	3			44	28	16

z. Tiempo de reparación de interrupciones años 2020 - 2021

AÑO 2021		TIEMPO GENERAL DE INTERRUPCION					AÑO 2020		TIEMPO GENERAL DE INTERRUPCION					PERIODO 2020-2021		TIEMPO GENERAL DE INTERRUPCION				
NRO DE TRAMO	LONG. TRAMO (m)	Tc	Tl	Tm	Tr	Tn	NRO DE TRAMO	LONG. TRAMO (m)	Tc	Tl	Tm	Tr	Tn	NRO DE TRAMO	LONG. TRAMO (m)	Tc	Tl	Tm	Tr	Tn
TRAMO 01	1853.6	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 01	1853.6	28	90	154	725	108	TRAMO 01	1853.6	196	901	495	3570	446.5
TRAMO 02	1187.147	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 02	1187.147	28	90	154	725	108	TRAMO 02	1187.147	196	901	495	3570	446.5
TRAMO 03	2907.87	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 03	2907.87	30	105	154	725	118	TRAMO 03	2907.87	198	916	495	3570	456.5
TRAMO 04	3430.16	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 04	3430.16	30	105	154	725	118	TRAMO 04	3430.16	198	916	495	3570	456.5
TRAMO 05	11935.45	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 05	11935.45	28	90	154	725	108	TRAMO 05	11935.45	196	901	495	3570	446.5
TRAMO 06	1843.01	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 06	1843.01	30	110	162	733	113	TRAMO 06	1843.01	198	921	503	3578	451.5
TRAMO 07	1866.34	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 07	1866.34	30	105	154	725	118	TRAMO 07	1866.34	198	916	495	3570	456.5
TRAMO 08	10255.65	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 08	10255.65	28	90	154	725	108	TRAMO 08	10255.65	196	901	495	3570	446.5
TRAMO 09	7947.35	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 09	7947.35	30	120	164	761	113	TRAMO 09	7947.35	198	931	505	3606	451.5
TRAMO 10	3211.46	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 10	3211.46	28	90	154	725	108	TRAMO 10	3211.46	196	901	495	3570	446.5
TRAMO 11	3105.38	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 11	3105.38	30	125	164	735	113	TRAMO 11	3105.38	198	936	505	3580	451.5
TRAMO 12	4307.18	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 12	4307.18	30	125	164	735	113	TRAMO 12	4307.18	198	936	505	3580	451.5
TRAMO 13	1330.01	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 13	1330.01	30	125	164	735	113	TRAMO 13	1330.01	198	936	505	3580	451.5
TRAMO 14	2075.36	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 14	2075.36	30	125	164	735	113	TRAMO 14	2075.36	198	936	505	3580	451.5
TRAMO 15	4291.23	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 15	4291.23	32	182	194	821	118	TRAMO 15	4291.23	200	993	535	3666	456.5
TRAMO 16	5851.62	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 16	5851.62	30	125	164	735	113	TRAMO 16	5851.62	198	936	505	3580	451.5
TRAMO 17	2667.71	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 17	2667.71	32	140	164	735	123	TRAMO 17	2667.71	200	951	505	3580	461.5
TRAMO 18	1939.43	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 18	1939.43	30	125	164	735	113	TRAMO 18	1939.43	198	936	505	3580	451.5
TRAMO 19	1209.9	168	810.5	341	2845	338.5	TRAMO 19	1209.9	30	125	164	735	113	TRAMO 19	1209.9	198	936	505	3580	451.5
TRAMO 20	9903.47	189	925.5	374	3413	390.5	TRAMO 20	9903.47	30	125	164	735	113	TRAMO 20	9903.47	219	1051	538	4148	503.5
TRAMO 21	2141.75	189	925.5	374	3413	390.5	TRAMO 21	2141.75	30	125	164	735	113	TRAMO 21	2141.75	219	1051	538	4148	503.5
TRAMO 22	2902.82	189	925.5	374	3413	390.5	TRAMO 22	2902.82	30	125	164	735	113	TRAMO 22	2902.82	219	1051	538	4148	503.5
TRAMO 23	2903.87	189	925.5	374	3413	390.5	TRAMO 23	2903.87	30	125	164	735	113	TRAMO 23	2903.87	219	1051	538	4148	503.5
TRAMO 24	2358.96	189	925.5	374	3413	390.5	TRAMO 24	2358.96	30	125	164	735	113	TRAMO 24	2358.96	219	1051	538	4148	503.5
TRAMO 25	5375.01	189	925.5	374	3413	390.5	TRAMO 25	5375.01	32	130	221	740	118	TRAMO 25	5375.01	221	1056	595	4153	508.5
TRAMO 26	3366.45	189	925.5	374	3413	390.5	TRAMO 26	3366.45	32	140	164	735	123	TRAMO 26	3366.45	221	1066	538	4148	513.5

aa. Parámetros para el cálculo de índices de confiabilidad

TRAMOS	FALLAS 1/(KM* AÑO)	LONGITUD		Tc min	Tl min	Tm min	Tr min	Tn min	POTENCIA		CLIENTES UND
		M							KVA		
TRAMO 01	0.2594	1853.6		196	900.5	495	3570	446.5	5		9
TRAMO 02	0.2594	1187.147		196	900.5	495	3570	446.5	5		9
TRAMO 03	0.2643	2907.87		198	915.5	495	3570	456.5	5		10
TRAMO 04	0.2643	3430.16		198	915.5	495	3570	456.5	5		10
TRAMO 05	0.2594	11935.45		196	900.5	495	3570	446.5	10		17
TRAMO 06	0.2643	1843.01		198	920.5	503	3578	451.5	62.5		85
TRAMO 07	0.2643	1866.34		198	915.5	495	3570	456.5	5		62
TRAMO 08	0.2594	10255.65		196	900.5	495	3570	446.5	10		10
TRAMO 09	0.2643	7947.35		198	930.5	505	3606	451.5	5		10
TRAMO 10	0.2594	3211.46		196	900.5	495	3570	446.5	50		101
TRAMO 11	0.2643	3105.38		198	935.5	505	3580	451.5	15		37
TRAMO 12	0.2643	4307.18		198	935.5	505	3580	451.5	15		105
TRAMO 13	0.2643	1330.01		198	935.5	505	3580	451.5	50		9
TRAMO 14	0.2643	2075.36		198	935.5	505	3580	451.5	5		9
TRAMO 15	0.2692	4291.23		200	992.5	535	3666	456.5	5		9
TRAMO 16	0.2643	5851.62		198	935.5	505	3580	451.5	5		10
TRAMO 17	0.2692	2667.71		200	950.5	505	3580	461.5	5		9
TRAMO 18	0.2643	1939.43		198	935.5	505	3580	451.5	5		55
TRAMO 19	0.2643	1209.9		198	935.5	505	3580	451.5	5		10
TRAMO 20	0.2887	9903.47		219	1050.5	538	4148	503.5	5		10
TRAMO 21	0.2887	2141.75		219	1050.5	538	4148	503.5	5		10
TRAMO 22	0.2887	2902.82		219	1050.5	538	4148	503.5	5		10
TRAMO 23	0.2887	2903.87		219	1050.5	538	4148	503.5	5		10
TRAMO 24	0.2887	2358.96		219	1050.5	538	4148	503.5	5		56
TRAMO 25	0.2936	5375.01		221	1055.5	595	4153	508.5	30		75
TRAMO 26	0.2936	3366.45		221	1065.5	538	4148	513.5	5		10

bb. Costos por maniobras de interrupción

Item	Actividades	Und.	Cantidad	P. Unitario	P. Parcial \$/.
01.07	Cambio de contactor	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.01	Izaje de Poste de Concreto hasta 13m.	und	1	5.21	\$ 5.21
01.22	Retiro de poste de concreto hasta 9m.	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.26	Retiro de Poste de Madera o fibra de vidrio hasta 15m.	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.28	Verticalización o Profundización de Poste de madera o fibra de v	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.34	Traslado de poste de concreto hasta 15 m. al punto de izaje	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.39	Izado de poste de concreto de 13 mts., sin empleo de grua.	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.04	Instalación o Retiro de armado PS1-3	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.06	Instalación o retiro de armado PR3-3	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.53	Instalación o Retiro de armado PRH-3	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.08	Instalación o retiro de armado PSEC-3	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.60	Instalación o retiro de armado protección tipo FRANKLIN.	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.61	Instalación o retiro de armado protección Pararrayo de Línea.	jgo	3	5.21	\$ 15.63
01.62	Cambio de aisladores tipo PIN	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.63	Cambio de aisladores tipo Cadena	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.09	Instalación de retenida oblicua para MT	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.10	Instalación de retenida vertical o violín para MT	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.11	Instalación de Retenida aerea para MT	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.13	Mejoramiento de cable de bajada y accesorios del SPT	jgo	6	5.21	\$ 31.25
01.89	Revisión de Línea en zona Rural	jgo	1	5.21	\$ 5.21
01.91	Reflechado de conductor cableado desnudo hasta 35 mm2	km	0.5	5.21	\$ 2.60
01.92	Reflechado de conductor cableado desnudo mayor a 35 mm2	km	0.5	5.21	\$ 2.60
01.93	Retiro de conductor cableado desnudo hasta 35 mm2	km	1	5.21	\$ 5.21
01.16	Tala de arboles	und	1	5.21	\$ 5.21
01.100	Apertura y cierre de seccionadores tipo Cut Out	und	3	5.21	\$ 15.63
01.101	Apertura y Cierre de Seccionadores Tripolar Aéreo mando mecá	und	3	5.21	\$ 15.63
01.112	Reflechado de Conductor Auto portante mayor a 35 mm2	km	0.15	5.21	\$ 0.78
01.113	Revisión de línea	km	2	5.21	\$ 10.42
01.114	Medición de Aislamiento de línea	und	1	5.21	\$ 5.21
01.118	Instalación de Mordaza Suspensión o cónica Terminal	und	8	5.21	\$ 41.67
01.139	Cambio de Fusible de MT en Seccionador Cut-Out	und	3	5.21	\$ 15.63
01.155	Excavación de Zanja	und	1	5.21	\$ 5.21
01.156	Relleno y Compactado de Zanja	und	1	5.21	\$ 5.21
01.160	Vaciado de Concreto Ciclópeo	und	1	5.21	\$ 5.21
01.161	Vaciado de Concreto Simple	Und	1	5.21	\$ 5.21
01.164	Transporte de Materiales en Camioneta.	km	120	5.21	\$ 625.09
01.23	Transporte de materiales camión grúa	km	120	5.21	\$ 625.09
					\$/ 1,532.25



cc. Resumen de armados a implementar

TRAMO	CODIFICACION ESTRUCTURA	CANT.	ARMADO INICIAL	CANT.	ARMADO ACTUAL	COORDENADAS	
8	NMT000269103	2	PSH-3M 12M	2	PSH-3 12/400	16,1247S	70,1882W
		1	RI	2	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269104	2	ATH-3 12M	3	P3A2-3 12/300	16,1287S	70,1946W
		4	RI	6	RI		
				3	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269105	2	ATH-3 12M	3	3(PS1-0) 12/300	16,1288S	70,1971W
				3	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269106	1	PS1-3M 12M	1	PS1-3 12/400	16,1287S	70,1989W
				1	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269107	1	PS1-3M 12M	1	PS1-3 12/400	16,1287S	70,2007W
				1	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269108	1	PS1-3M 12M	1	PS1-3 12/400	16,1286S	70,2024W
				1	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269109	1	PS1-3M 12M	1	PS1-3 12/400	16,1286S	70,2039W
				1	PAT-1C		
8	NMT000269110	1	PS1-3M 12M	1	PS1-3 12/400	16,1286S	70,2049W
				1	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269111	1	PS1-3M 12M	1	PS1-3 12/300	16,1286S	70,2059W
				1	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269112	1	PSH-3M 12M	2	PSH-3 12/400	16,1286S	70,2078W
				1	PAT-1C		
				1	BAY		
8	NMT000269113	1	ATH-3 12M	3	P3A2-3 12/300	16,1286S	70,2103W
				3	RI		
				3	PAT-1C		
				3	BAY		
8	NMT000269114	1	ATH-3 12M	3	P3A2-3 12/300	16,1286S	70,2108W
				3	RI		
				3	PAT-1C		
				3	BAY		



9	NMT000269116		PRH-3M		PRH-3	16,1285S	70,2139W	
		1	12M	2	12/400			
				4	RI			
					1	PAT-1C		
					1	BAY		
9	NMT000269117		PSH-3M		PSH-3	16,1284S	70,2222W	
		1	12M	2	13/400			
				1	PAT-1C			
					1	BAY		
9	NMT000269118		PS1-3M		PS1-3	16,1285S	70,2241W	
		1	12M	1	13/400			
				1	PAT-1C			
					1	BAY		
9	NMT000269119		PSH-3M		PSH-3	16,1285S	70,2257W	
		1	12M	2	13/400			
				1	PAT-1C			
					1	BAY		
9	NMT000269120		PSH-3M		PSH-3	16,1285S	70,2283W	
		1	12M	2	13/400			
				1	PAT-1C			
9	NMT000269121		PSH-3M		PSH-3	16,1284S	70,2297W	
		1	12M	2	13/400			
				1	PAT-1C			
					1	BAY		
9	NMT000269122		PS1-3M		PS1-3	16,1283S	70,2353W	
		1	12M	1	13/400			
				1	PAT-1C			
					1	BAY		
9	NMT000269123		PS1-3M		PS1-3	16,1283S	70,2370W	
		1	12M	1	13/400			
				1	PAT-1C			
					1	BAY		
9	NMT000269124		PS1-3M		PS1-3	16,1283S	70,2384W	
		1	12M	1	13/400			
				1	PAT-1C			
					1	BAY		
9	NMT000269125		ATH-3		P3A2-3	16,1282S	70,2420W	
		1	12M	3	13/400			
		4	RI	6	RI			
				3	PAT-1C			
					3	BAY		
9	NMT000269126		ATH-3		P3A2-3	16,1260S	70,2465W	
		1	12M	3	13/400			
		1	RI	3	RI			
				3	PAT-1C			
					3	BAY		
9	001NMT000086		PRH-3M		PRH-3	16,1219S	70,2546W	
				1	RI			
9	001NMT000090		PRH-3M		PRH-3	16,1207S	70,2598W	
				4	RI			
				231.1	AAAC			
9	001NMT000115		PR3-3/PSEC-3M		PR3-3/PSEC-3	16,1245S	70,2887W	
				2	RI			
				211	AAAC			
9	001NMT000156		RI		1	RI	16,1393S	70,3406W



9	NMT000295177		PRH-3M		PRH-3	16,1205S	70,2563W
					2 13/300		
					2 RI		
					1 PAT-1C		
					1 BAY		
				240.2	AAAC		
9	NMT000295178		PRH-3M		PRH-3	16,1203S	70,2565W
					1 13/300		
					1 RI		
					1 PAT-1C		
					1 BAY		
9	NMT000295179		PR3-3/PS1-3M		PR3-3/PS1-3	16,1179S	70,2567W
					1 13/300		
					2 RI		
					1 PAT-1C		
					1 BAY		
				48.1	AAAC		
9	NMT000295180		PA3-3M		PA3-3	16,1200S	70,2577W
					2 RI		
					1 PAT-1C		
					1 BAY		
				116.9	AAAC		
11	NMT000295181		PS1-3M		PR3-3	16,1255S	70,2903W
		3	RI		1 13/300		
					2 RI		
					1 PAT-1C		
11	NMT000295182		PS1-3M		PS1-3	16,1272S	70,3067W
		1	12M		1 13/300		
					1 PAT-1C		
					1 BAY		
11	NMT000295183		PR3-3M		PR3-3	16,1272S	70,3080W
		1	12M		1 13/300		
		1	RI		1 PAT-1C		
					2 RI		
					1 BAY		
12	NMT000295184		PS1-3M		PS1-3	16,1285S	70,3112W
		1	12/200		1 13/300		
					1 PAT-1C		
					1 BAY		
12	NMT000295185		PS1-3M		PS1-3	16,1383S	70,3325W
		1	12M		1 13/300		
					1 PAT-1C		
12	NMT000295186		PS1-3M		PS1-3	16,1397S	7,03401W
					1 13/300		
					1 PAT-1C		



dd. Resumen componentes a implementar

TRAMO	CODIFICACION DE ESTRUCTURA	CANT.	COMPONENTE	COORDENADAS	
5	SED000101606	3	BAY-OM	16,098029S	70,125317W
		1	PAT-1		
6	SED000101610	3	BAY-OM	16,105607S	70,131528W
		1	PAT-1		
6	SED000101615	3	BAY-OM	161,07172S	70,131241W
		1	PAT-1		
8	NMT000057797	1	BAY	16,100629S	70,136079W
		1	PAT-1C		
8	NMT000057803	1	BAY	16,101165S	70,138998W
		1	PAT-1C		
8	NMT000057814	1	BAY	16,105432S	70,161979W
		1	PAT-1C		
8	NMT000057815	1	BAY	16,105762S	70,163567W
		1	PAT-1C		
8	NMT000057822	1	BAY	16,112060S	70,178930W
		1	PAT-1C		
9	NMT000057876	1	BAY	16,119419S	70,265413W
		1	PAT-1C		
9	NMT000057878	1	BAY	16,118368S	70,268583W
		1	PAT-1C		
10	SED000101650	3	BAY-OM	16,092571S	70,292191W
		1	PAT-1		
11	NMT000057907	1	BAY	16,126711S	70,302626W
		1	PAT-1C		
12	NMT0000446717	1	BAY	16,133079S	70,321888W
		1	PAT-1C		
12	NMT0000446716	1	BAY	16,140190S	70,339746W
		1	PAT-1C		
12	SED000105292	3	BAY-OM	16,139526S	70,344472W
		1	PAT-1		
14	SED000101660	3	BAY-OM	16,139868S	70,346307W
		1	PAT-1		
13	SED000201022	3	BAY-OM	16,140945S	70,343619W
		1	PAT-1		
20	NMT000063872	1	BAY	16,134280S	70,354860W
		1	PAT-1C		
20	NMT000063874	1	BAY	16,132754S	70,356770W
		1	PAT-1C		
20	NMT000063903	1	BAY	16,114831S	70,687465W
		1	PAT-1C		



ff. Análisis de condición de estructuras y componente

ANÁLISIS DE CONDICIÓN DE ESTRUCTURA Y COMPONENTE				
CODIGO DE ESTRUCTURA		TRAMO		
ITEM	VARIABLES	CONCEPTO	PONDERACION	OBSERVACION
1	EFECTOS SOBRE EL SERVICIO A OPERACIONES Y MEDIO AMBIENTE			
		PARA		AFECTA MEDIO AMBIENTE
		REDUCE		
		NO PARA		
2	VALOR TECNICO ECONOMICO			
	Considerar el csto de adquisicion, Operación y Mantenimiento	ALTO		MAS DE S/. 1500
		MEDIO		PROMEDIO S./ 800 A 1500
		BAJO		MENOS DE S/. 800
3	LA FALLA AFECTA			
	a) ALA ESTRUCTURA EN SI	SI		¿DETERIORA OTROS COMPONETES?
		NO		
	b) AL SERVICIO	SI		¿ORIGINA PROBLEMAS A OTROS EQUIPOS?
		NO		
	c) OPERADOR	SI		¿POSIBILIDAD DE ACCIDENTES AL OPERADOR?
		NO		
	d) A LA SEGURIDAD EN GENERAL	SI		¿ POSIBILIDAD DE ACCIDENTES A OTRAS PERSONAS U OTROS EQUIPOS CERCANOS?
		NO		
4	PROBABILIDAD DE FALLA (CONFIABILIDAD)			
		ALTA		¿SE PUEDE ASEGURAR QUE EL EQUIPO VA TRABAJAR CORRECTAMENTE CUANDO SE LE NECESITE?
		MEDIA		
		BAJA		
5	FLEXIBILIDAD DEL EQUIPO EN EL SISTEMA			
		UNICO		NO EXISTE OTRO IGUAL O SIMILAR
		BY PASS		EL SISTEMA PUEDE SEGUIR FUNCIONANDO
		STAND BY		EXISTE OTRO IGUAL O SIMILAR NO INSTALADO
6	DEPENDENCIA LOGISTICA			
		EXTRANJERO		REPUESTOS SE TIENEN QUE IMPORTAR
		LOC./EXT.		ALGUNOS REPUESTOS SE COMPRAN LOCALMENTE
		LOCAL		REPUESTOS SE CONSIGUEN LOCALMENTE
7	DEPENDENCIA DE LA MANO DE OBRA			
		TERCEROS		EL MANTENIMIENTO REQUIERE CONTRATAR A TERCEROS
		PROPIA		EL MANTENIMIENTO SE REALIZA CON PERSONAL PROPIO
8	FACILIDAD DE REPARACION(MANTENIMIENTO)			
		BAJA		MANTENIMIENTO DIFICIL
		ALTA		MANTENIMIENTO FACIL
ESCALA DE REFERENCIA				
A	CRÍTICA		16 a 20	
B	IMPORTANTE		11 a 15	
C	REGULAR		06 a 10	
D	OPCIONAL		00 a 05	



gg. Encuesta al personal Técnico

	PREGUNTAS	ENCUESTADOS	SI	NO
1	¿Conoce Ud. El plan de mantenimiento preventivo anual de su empresa o del area?	12	3	9
2	¿Conoce el plan de mantenimiento preventivo?	12	3	9
3	¿Conoce los nodos para el mantenimiento correctivo?	12	8	4
4	¿Es necesario un Plan Anual de Mantenimiento preventivo de las Redes de Distribución en media tensión?	12	12	0
5	¿Se encuentra capacitado para un plan Gestión de Mantenimiento?	12	10	2
6	¿Es necesario realizar todos los Mantenimiento recomendadas por los fabricantes de equipos?	12	12	0
7	¿Es necesario realizar las inspecciones a los alimentadores?	12	12	0
8	¿Es necesario realizar todas las sustituciones de piezas claves de los equipos arrojadas en el Plan de mantenimiento?	12	12	0