



UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**Aplicación del RCM para reducir las fallas en el sistema eléctrico de baja
tensión de una empresa de distribución eléctrica**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el título profesional de Ingeniero Industrial

AUTOR(ES)

Escudero Arias, Daniel	0009-0000-8713-9336
Zúñiga León, Miguel Angel	0009-0007-8604-2381

ASESOR(ES)

Rojas Terán, Carlos Gustavo	0000-0002-6940-9416
-----------------------------	---------------------

Lima, 16 de noviembre de 2023

Dedicatoria

A nuestras amadas familias, que con su amor incondicional
y su gran soporte ha sido posible cumplir nuestros
objetivos y obtener este importante
título profesional.

Agradecimientos

A nuestros estimados profesores y tutores que con sus experiencias lograron motivar nuestra dedicación y responsabilidad en el presente trabajo. Asimismo, manifestamos nuestra gratitud a nuestros colaboradores, colegas y compañeros que nos apoyaron en el arduo desarrollo de esta investigación.

Resumen

La empresa para la aplicación del presente trabajo pertenece al sector eléctrico peruano y brinda el servicio de distribución de energía eléctrica. Este servicio es brindado al público desde 1994, año en el cual ganó la concesión de una parte de la ciudad de Lima, mediante licitación pública internacional.

La gran mayoría de los clientes de la empresa distribución de energía eléctrica cuentan con suministros en Baja Tensión y representan más del 90 %. Se observa que la tasa de circuitos con fallas imprevistas (no programadas) y reiteradas (de 3 a más eventos en un semestre) es de 22%; lo que representa, dentro del Mantenimiento en Baja Tensión, una eficiencia solo del 78%.

El presente trabajo tiene como objetivo reducir las fallas imprevistas reiteradas y aumentar la eficiencia del sistema, mediante la aplicación de la metodología del RCM, el cual incluye Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF).

Palabras clave: electricidad, energía, distribución, gestión, mantenimiento, RCM.

Abstract

The company for the application of the present work belongs to the Peruvian electrical sector and provides the service of distribution of electrical energy. The company provides this public service since 1994, year in which you won the concession for part of the city of Lima, through an international public bidding process.

Most of the customers of the electricity distribution company have Low Voltage supplies and represent more than 90%. It's observed that the rate of circuits with Low voltage unexpected disruptions (unscheduled power outage) and repeated disruptions (3 or more events in a semester) is 22%; which represents, with respect to Low Voltage Maintenance, an efficiency of only 78%.

The objective of this work is to reduce the number of repeated unexpected failures (unscheduled power outage) and therefore increase the efficiency of the system, using the Reliability Centered Maintenance methodology (RCM), which includes Failure Mode and Effect Analysis (FMEA).

Keywords: electricity, energy, distribution, management, maintenance, RCM.

INFORME DE ORIGINALIDAD

5%

INDICE DE SIMILITUD

3%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

3%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

repositorioacademico.upc.edu.pe

Fuente de Internet

1%

2

Submitted to Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas

Trabajo del estudiante

1%

3

hdl.handle.net

Fuente de Internet

1%

4

Submitted to Universidad de Vigo

Trabajo del estudiante

<1%

5

Submitted to UNIV DE LAS AMERICAS

Trabajo del estudiante

<1%

6

Submitted to Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo

Trabajo del estudiante

<1%

7

Submitted to Universidad Privada del Norte

Trabajo del estudiante

<1%

8

Submitted to ECCI

Tabla de Contenidos

1. Antecedentes del proyecto	1
1.1 Antecedentes	1
1.1.1 Situación actual de la energía eléctrica en el Mundo.....	1
1.1.2 Situación actual de la energía eléctrica en el Perú	1
1.1.3 Situación de la empresa	2
1.2 Marco teórico	3
1.2.1 Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).....	3
1.2.2 La norma SAE JA1011	3
1.2.3 El Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF)	4
1.2.4 El mantenimiento correctivo (MC).....	4
1.2.5 El mantenimiento predictivo (MPd)	4
2. Problemática de la organización	6
2.1 Descripción de la organización	6
2.2 Identificación del problema	7
2.2.1 Pago de compensaciones.....	7
2.2.2 Excesos del presupuesto anual.....	7
2.3 Análisis de las causas	8
2.4 Planteamiento de objetivos	10
2.4.1 Objetivo general.....	10
2.4.2 Objetivos específicos	11
3. Propuesta de Ingeniería	12
3.1 Vinculación de causa con la solución	12
3.2 Diseño detallado de la solución	13
3.2.1 Las funciones de los activos	13
3.2.2 Modos de falla.....	14
3.2.3 Causa de fallas	15
3.2.4 Efectos de falla.....	16
3.2.5 Análisis del NPR.....	17
3.2.6 Cálculo del NPR	19
3.2.7 Plan de acción	20

3.3	Diseño de indicadores	21
3.3.1	Indicador de fallas y reiteración.....	21
3.3.2	Métricas de fallas por causas raíz	22
3.3.3	Tiempos promedio de reparación.....	22
3.3.4	Montos de compensación.....	22
3.4	Consideraciones para la implementación.....	23
3.4.1	Presupuesto para la implementación.....	24
3.4.2	Cronograma de desarrollo.....	24
4.	Resultados del proyecto.....	26
4.1	Validación funcional.....	26
4.2	Evaluación del impacto económico	27
4.2.1	Evaluación económica	27
4.3	Evaluación de impactos no económicos	27
4.3.1	Impacto ambiental.....	27
4.3.2	Impacto social	28
5.	Conclusiones y Recomendaciones.....	29
5.1	Conclusiones:.....	29
5.2	Recomendaciones:	30
	Bibliografía	31
	Anexos	33

Lista de Tablas

Tabla 1	Tabla de funcionalidades, sistema, subsistema y codificación por activo.....	14
Tabla 2	Tabla de Modos de falla por activo	15
Tabla 3	Tabla de causas de falla por activo.	16
Tabla 4	Tabla de efectos de falla por activo.	17
Tabla 5	Índices de Severidad del modo de fallas.....	18
Tabla 6	Índices de Ocurrencia del modo de fallas.....	18
Tabla 7	Índices de Detección del modo de fallas.	19
Tabla 8	Detección del modo de fallas.....	19
Tabla 9	Plan de acción y responsables.....	21
Tabla 10	Indicador de Fallas.....	22
Tabla 11	Indicador de Fallas reiteradas	22
Tabla 12	Fallas relacionadas a las principales causas raíces.	22
Tabla 13	Cantidad de horas promedio para la atención de una falla.	22
Tabla 14	Montos de compensación.....	22
Tabla 15	Presupuesto para implementación de la propuesta.	24
Tabla 17	Cuadro comparativo del Indicador de Fallas para los años 2021 y 2022.	26
Tabla 18	Cuadro comparativo del Indicador de Fallas reiteradas para los años 2021 y 2022. 26	
Tabla 19	Reporte de resultados de métricas.	26
Tabla 20	Reporte de los excesos del presupuesto de mantenimiento por año.	27
Tabla 21	Reporte de costos.....	27

Lista de Figuras

Figura 1 Generación eléctrica mundial 2021 por fuente de energía [TWh, %].	1
Figura 2 Generación eléctrica en el Perú por fuente de energía para el año 2021 [TWh, %].	2
Figura 3 Cantidad de denuncias relacionadas al servicio eléctrico por tipo de inconformidad.	2
Figura 4 Organigrama de la gerencia de la empresa.	6
Figura 5 Árbol de problemas.	8
Figura 6 Causalidad genérica de las fallas imprevistas.	9
Figura 7 Causalidad genérica de las fallas imprevistas.	9
Figura 8 Diagrama de Pareto de motivos del problema.	10
Figura 9 Árbol de objetivos.	11
Figura 10 Metodología y herramienta empleadas para abordar el problema.	12
Figura 11 Organigrama original del Departamento de Mantenimiento Baja Tensión.	23
Figura 12 Nuevo organigrama del Departamento de Mantenimiento Baja Tensión	23

1. Antecedentes del proyecto

La empresa de distribución de energía eléctrica atiende a 65 distritos (entre Lima, Cañete y Huarochirí). Cuenta con más de 1.3 millones de clientes, lo que representa a más de 5 millones de habitantes en Lima Metropolitana y provincias.

1.1 Antecedentes

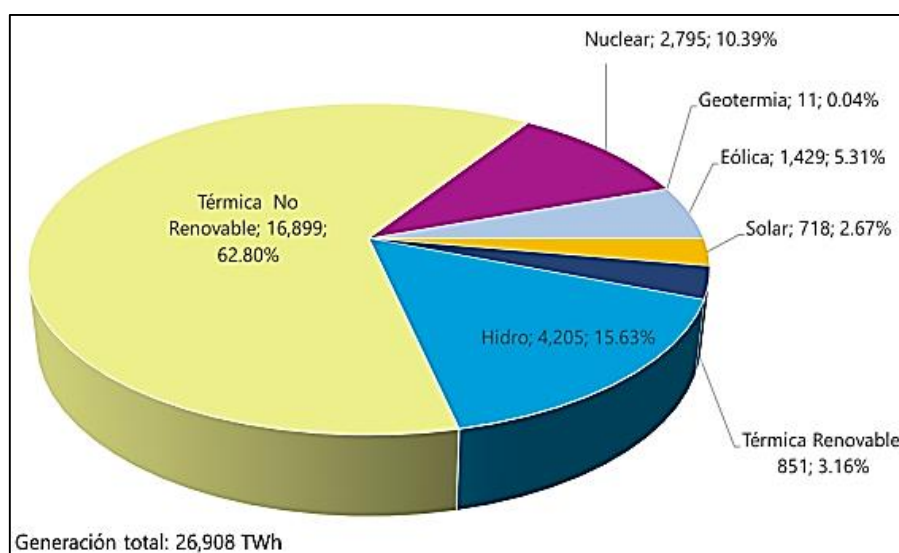
Mediante la generación de energía eléctrica se logra su venta y distribución a los clientes finales.

1.1.1 Situación actual de la energía eléctrica en el Mundo

La generación térmica con fuentes no renovables constituye la principal producción eléctrica en el mundo.

Figura 1

Generación eléctrica mundial 2021 por fuente de energía [TWh, %].



Nota. Adaptado de “Generación eléctrica mundial 2021”, por Sistema de Información Energética de Lationamérica y el Caribe [SIELAC], 2022.

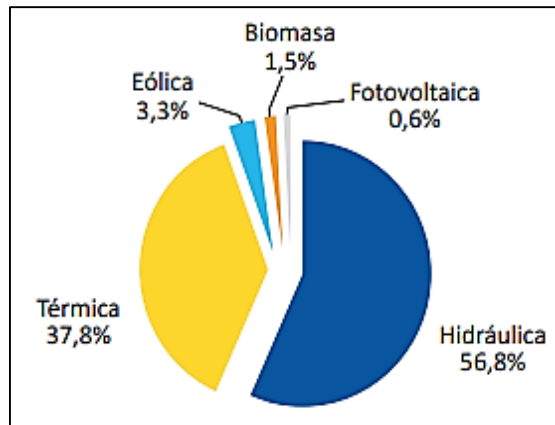
1.1.2 Situación actual de la energía eléctrica en el Perú

En el Perú, la inversión se ha ido incrementando en función al plan nacional de energía. La inversión del sector privado ha dinamizado la economía impactando directamente en la generación, transmisión, distribución y el consumo rural. La capacidad en generación eléctrica de nuestro país actualmente tiene dos principales fuentes según su tipo de recurso: agua y gas natural, las cuales se producen en centrales hidroeléctricas y centrales termoeléctricas, respectivamente.

Según información brindada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, 2021), en el Perú se generó 31 158,07 GWh.

Figura 2

Generación eléctrica en el Perú por fuente de energía para el año 2021 [TWh, %].



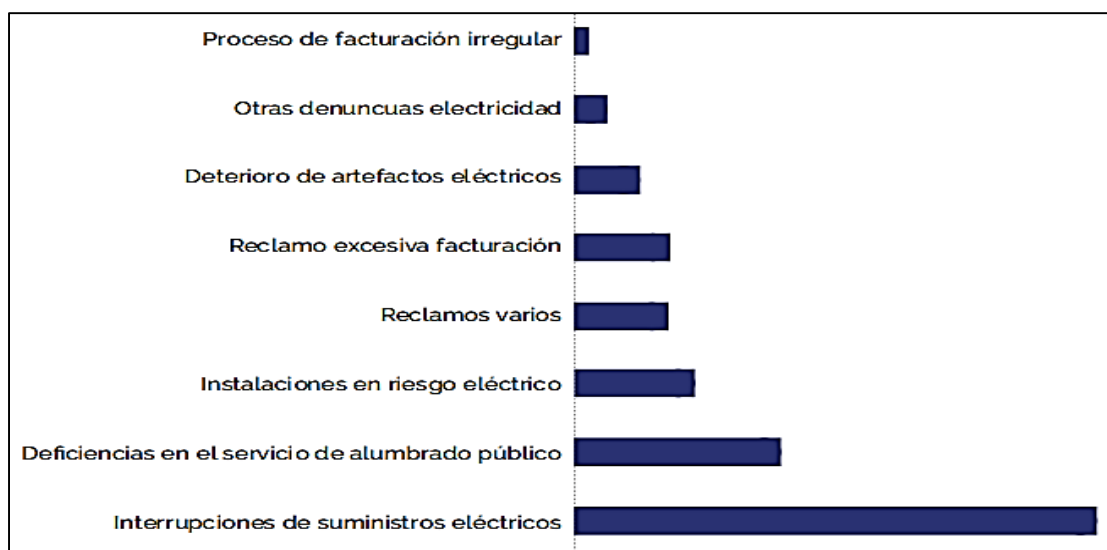
Nota: Adaptado de “Anuario Estadístico 2021” por OSINERGMIN, 2021.

1.1.3 Situación de la empresa

Las empresas que brindan el servicio de distribución de energía eléctrica presentan una serie de deficiencias relacionadas a la calidad del suministro. Independientemente de la cantidad de clientes, la principal deficiencia son las fallas imprevistas del suministro eléctrico.

Figura 3

Cantidad de denuncias relacionadas al servicio eléctrico por tipo de inconformidad.



Nota. Adaptado de “Anuario Estadístico”, por OSINERGMIN, 2021.

Existen diversos clientes que compran energía eléctrica en distintos niveles de tensión: alta, media y baja. El presente trabajo tendrá por objetivo la reducción de fallas del suministro eléctrico para clientes en baja tensión, quienes representan el 99% de clientes para la empresa (Luz del Sur, 2021).

1.2 Marco teórico

1.2.1 Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

Es un método ampliamente aceptado y utilizado para diseñar planes de mantenimiento de equipos industriales basados en garantizar que el equipo funcione a satisfacción del usuario. Es una técnica para organizar las actividades de mantenimiento y gestión para desarrollar programas organizados basados en la confiabilidad de los equipos. Los 7 pasos del RCM son:

1. Seleccione el activo a analizar.
2. Determinar el alcance del análisis.
3. Determinar los modos de falla.
4. Determinar las causas de falla.
5. Reconocer el impacto de los fracasos.
6. Seleccione la estrategia adecuada utilizando la lógica RCM.
7. Documente el programa de mantenimiento y perfecciónelo a medida que adquiera experiencia con el elemento.

Cada uno de estos pasos tiene subpasos y preguntas específicas que deben responderse para realizar un análisis exitoso. El propósito del RCM es aumentar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos y los sistemas de una empresa industrial. Se basa en la identificación de todas las posibles causas que pueden conducir a una falla del sistema utilizando relaciones causa-efecto.

1.2.2 La norma SAE JA1011

Publicada en 1999, define los criterios que debe cumplir cualquier proceso para ser denominado RCM. El estándar define los criterios mínimos que debe cumplir un método para ser definido como RCM y especifica que cada proceso debe garantizar que las preguntas sean respondidas satisfactoriamente de forma secuencial. Además, la norma SAE JA1011 (Sifonte, 2017) establece considerar algunos criterios como:

- a) Definir contextos laborales, actividades y estándares de desempeño deseados relacionados con los activos (contexto laboral y actividades).
- b) Identificar modos de fallo y su impacto en el sistema.
- c) Determinar las causas de las condiciones de fallo.
- d) Identificar las consecuencias de los modos de fallo.
- e) Identificar las tareas de mantenimiento que se pueden realizar para prevenir o detectar fallos de funcionamiento.

1.2.3 El Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF)

Es un método que se utiliza para identificar fallas en productos, procesos y sistemas. Evalúa y clasifica objetivamente sus efectos, causas y elementos de identificación para prevenir su ocurrencia. Es un método cualitativo que permite relacionar sistemáticamente una lista de posibles fallas y sus consecuencias, haciéndolo fácilmente aplicable al análisis de cambios de diseño o cambios de proceso. AMEF se puede aplicar en varios procesos como: sistema, máquina, funcional y de flujo. Este método se utiliza junto con otros métodos de mantenimiento como RCM, MC y MPd para mejorar la eficiencia del mantenimiento.

1.2.4 El mantenimiento correctivo (MC)

Es un conjunto de tareas técnicas encaminadas a corregir fallas de funcionamiento de los equipos que indican la necesidad de reparación o sustitución. Es una forma de mantenimiento básico que se realiza luego de una avería o falla del equipo que no se puede planificar a tiempo. Estas tareas suelen ser críticas y requieren de un servicio técnico que responda rápidamente a la notificación del evento. Además, puede producirse exposición a situaciones inesperadas y, en el caso de activos más valiosos, esto puede provocar tiempos de inactividad y costes elevados a largo plazo.

1.2.5 El mantenimiento predictivo (MPd)

Tiene como objetivos anticipar y prevenir fallas mecánicas. Utiliza datos históricos sobre el rendimiento de un dispositivo específico para crear poderosas predicciones que permitan a los usuarios saber con certeza cuándo se están produciendo fallas en el sistema. Su proceso implica la selección de equipos y sistemas críticos para la producción, la recopilación y análisis de datos para predecir posibles fallas de los equipos, la planificación de actividades de mantenimiento basadas en estos pronósticos y la preparación de actividades detalladas para rutinas de su mantenimiento.

Sus beneficios incluyen: mayor disponibilidad de máquinas; mejorar la confiabilidad general; menos pérdidas de materia prima por paradas y reinicios no planificados.

También tiene algunas desventajas, como el hecho de que lleva mucho tiempo analizar y procesar los datos recopilados y si el mantenimiento no se realiza correctamente puede generar cargas de trabajo que generan costos adicionales e innecesarios.

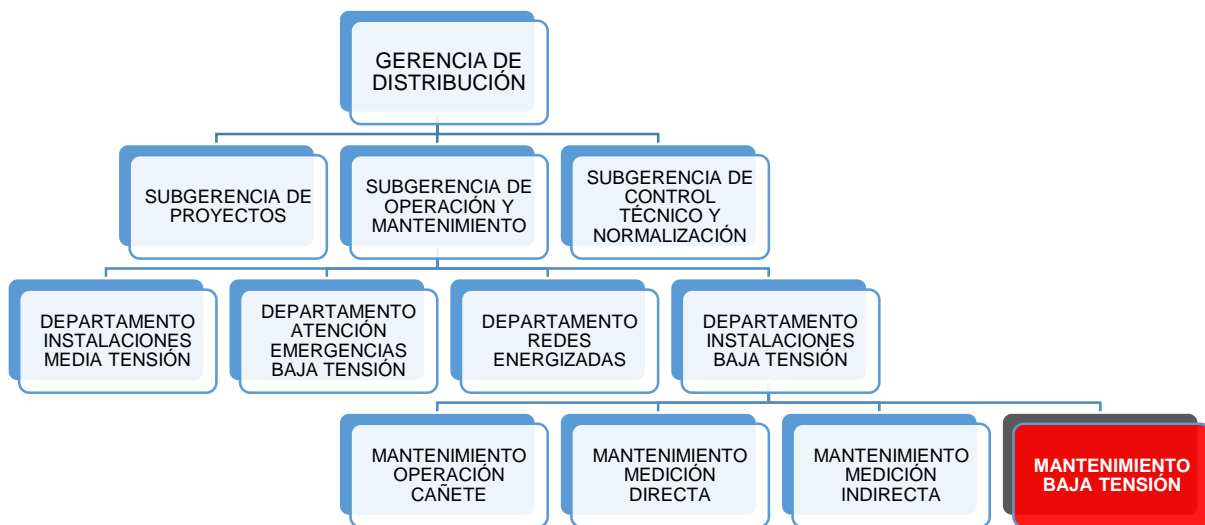
2. Problemática de la organización

2.1 Descripción de la organización

La empresa donde se realiza el presente trabajo es Luz del Sur, tiene a cargo la distribución de energía eléctrica a una parte de la ciudad de Lima. Cuenta con una Gerencia de Distribución y tres Sub-Gerencias (Proyectos, Mantenimiento y Control Técnico). Es decir, se encuentra agrupada por especialidades.

Figura 4

Organigrama de la gerencia de la empresa.



Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (2021).

El área de mantenimiento baja tensión, perteneciente al Departamento de Mantenimiento de Instalaciones Baja Tensión, efectúa trabajos correctivos y preventivos en las instalaciones para minimizar fallas, evitar que estas se vuelvan reiteradas y mantener la disponibilidad de todos los activos para el suministro de energía eléctrica en baja tensión. Por otro lado, el Departamento de Emergencias atiende de manera primaria la falla (corte de energía) para reponerla en el menor tiempo posible.

Según los estándares internos de la empresa, basados en la Norma Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y el Código Nacional de Electricidad (CNE), la tolerancia indica como máximo una duración de 10 horas y una frecuencia de hasta 6 fallas por semestre. Caso contrario, deberán ser compensados económicamente por la falta de suministro eléctrico.

Por tal motivo, y teniendo en cuenta los tiempos promedio de atención a los cortes imprevistos de energía eléctrica del departamento de Emergencia, el área de Mantenimiento maneja un estándar interno que tolera un rango de 0 a 2 eventos y es como actualmente se prevé controlar las fallas y evitar compensaciones (penalizaciones). Cuando las fallas imprevistas de un circuito están dentro de la tolerancia interna, se tipifica como controladas, pues no compensan o generan menores compensaciones por la falta de suministro eléctrico; cuando las fallas imprevistas de un circuito sobrepasan la tolerancia interna, es decir, presentan fallas imprevistas mayores a dos, son tipificadas como reiteradas pues son potenciales a generar altas compensaciones.

2.2 Identificación del problema

La problemática se da en el área de Mantenimiento de Baja Tensión. En esta área se programan las actividades para evitar fallas en las instalaciones y dar también el mantenimiento correctivo para impedir que las fallas imprevistas (interrupciones del servicio) se vuelvan reiteradas.

La empresa al contar con una concesión por parte del estado no tiene competidores. Por tal motivo, tomaremos como brecha técnica a la Norma Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Actualmente el tiempo promedio de reparación de fallas (MTTR) en el sistema es de 10.6 horas, el cual es superior al que permite la norma (10 horas/semestre).

El impacto económico se ve afectado por dos factores:

2.2.1 Pago de compensaciones

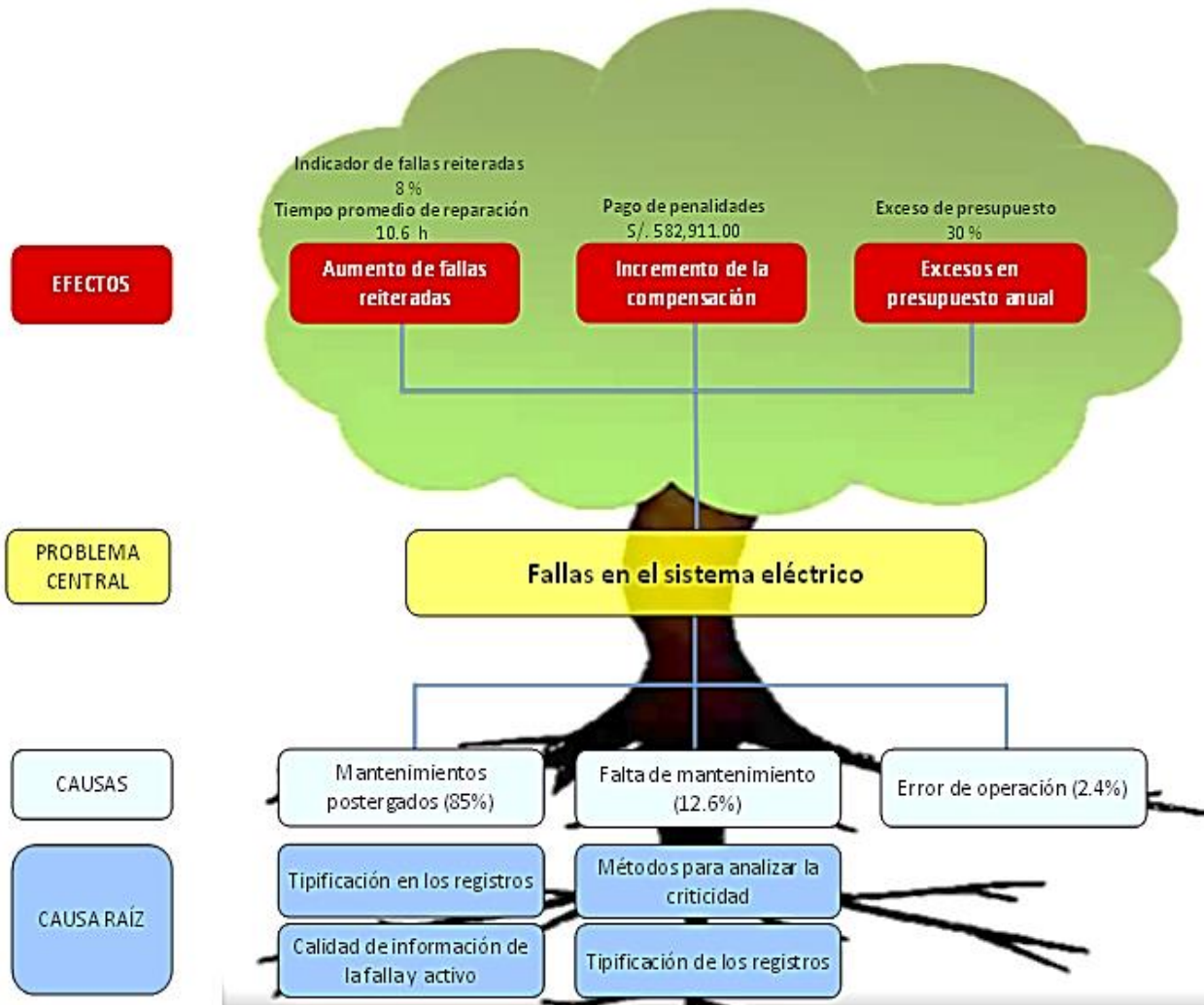
Son los montos que paga la empresa a los usuarios cuando se sobrepasan las tolerancias establecidas por norma (NTCSE). La compensación acumulada del 2021 ascendió a S/.582,911.

2.2.2 Excesos del presupuesto anual

Son los montos adicionales que la empresa emplea para controlar los fallas que no estaban previstos dentro de los programas anuales de mantenimiento. El presupuesto en el año 2021 tuvo un exceso de S/.376,567.50.

A continuación, se detalla un árbol de problemas con las causas raíz identificadas en base al problema de las fallas imprevistas en baja tensión.

Figura 5
Árbol de problemas



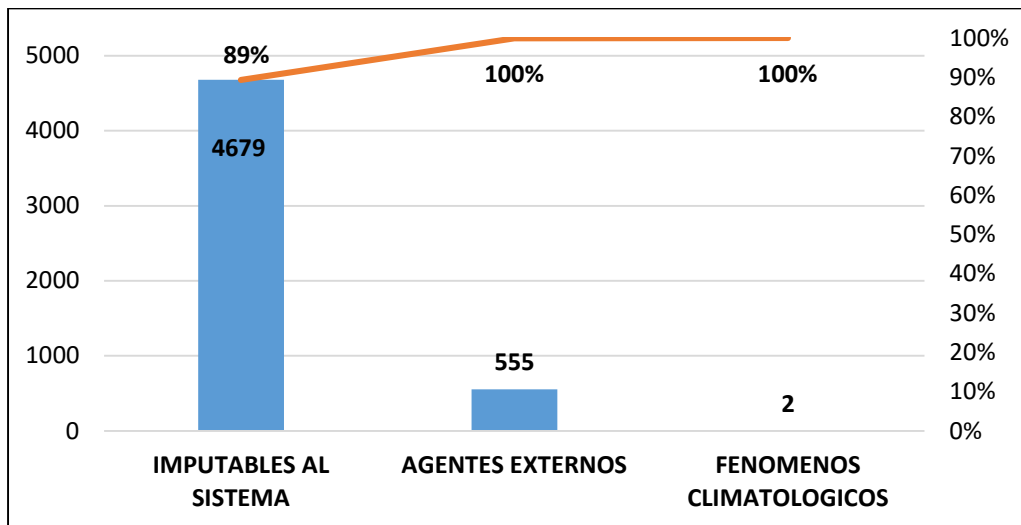
Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (2021)

2.3 Análisis de las causas

Del último semestre del 2021 se han identificado 3 causalidades genéricas de las fallas imprevistas asignadas de la siguiente manera: Imputables al sistema (relacionas a deficiencias propias de las instalaciones eléctricas lo cual es responsabilidad de la empresa), Agentes Externos (empresas terceras, usuarios, y éstos debidos a accidentes o acciones deliberadas contra las instalaciones eléctricas) o Fenómenos Climatológicos (aquellos eventos externos propios de la naturaleza, tales como: lluvias, fenómeno del niño, huaycos, otros). A continuación, se muestra un diagrama Pareto para ver la distribución las causalidades del 100% de fallas imprevistas, que son un total de 5205.

Figura 6

Causalidad genérica de las fallas imprevistas.



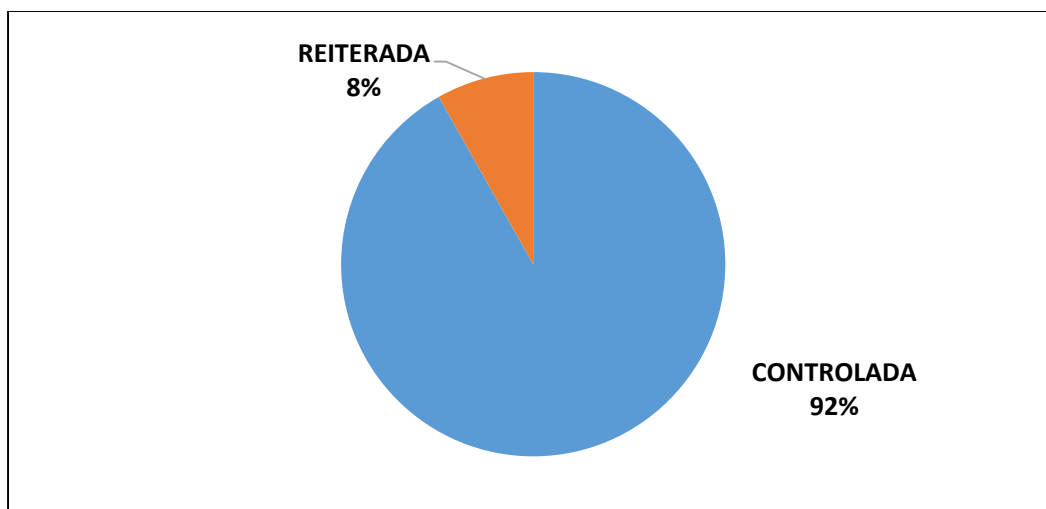
Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (2021)

En el último semestre del 2021 se ha identificado que, de un grupo de 5205 fallas imprevistas, 4679 son fallas imprevistas imputables al sistema. Esto nos dice que una sola causal genérica engloba el 89% de las fallas imprevistas y es en la cual deberemos priorizar el trabajo.

De ahora en adelante acotaremos la data analizada y nos enfocaremos solo en las fallas imprevistas “imputables al sistema” (que están relacionadas a deficiencias en las propias instalaciones de la empresa).

Figura 7

Tipo de fallas imprevistas imputables al sistema.



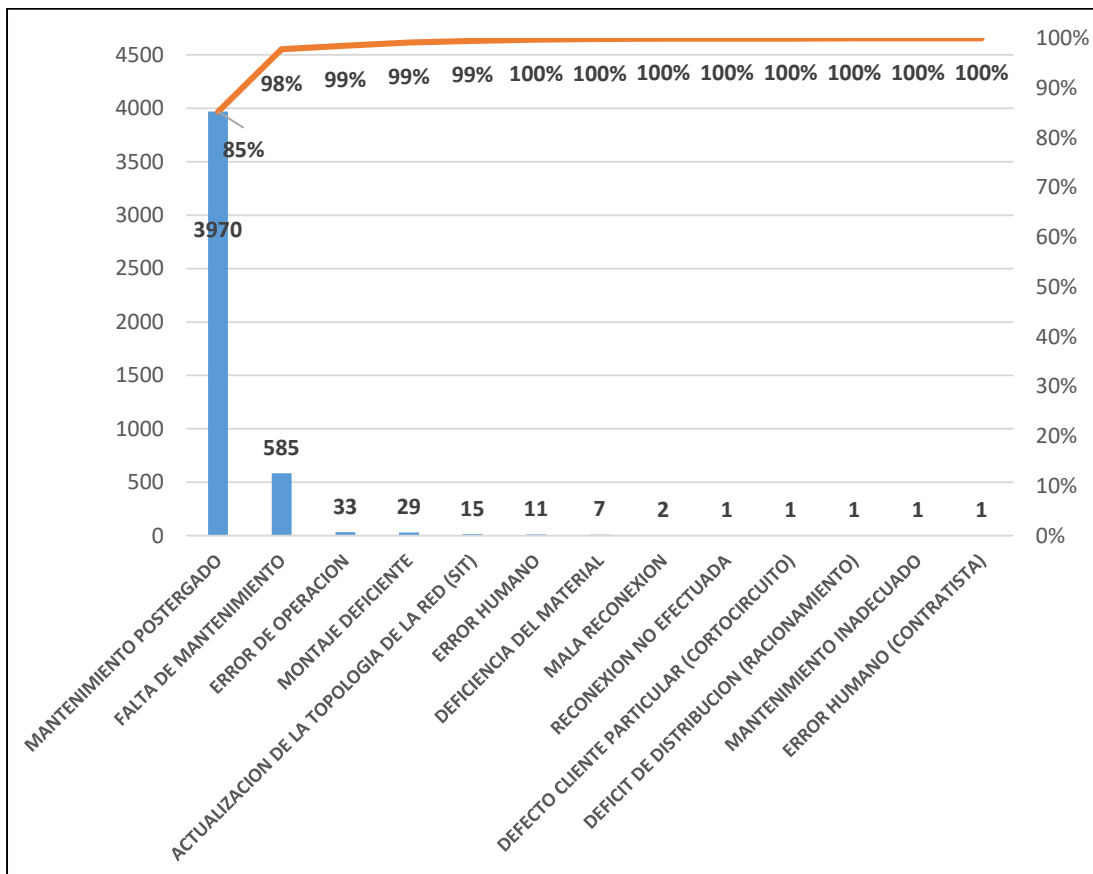
Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (2021)

Es así como se ha identificado que el 92% de fallas imprevistas imputables al sistema están en el intervalo de cero a dos eventos y el 8% de fallas imprevistas imputables al sistema están en el intervalo de tres a más eventos; es decir el 92% de fallas imprevistas imputables al sistema están controladas y el 8% fallas imprevistas imputables al sistema son reiteradas.

Se realizó la agrupación y el análisis de los motivos y causas raíz sobre las fallas imprevistas en baja tensión. Del total de las 4679 incidencias analizadas, se pudo observar que existen dos principales motivos que originan el problema: el Mantenimiento postergado y la Falta de Mantenimiento. A continuación, se presenta un análisis de causas con Pareto.

Figura 8

Diagrama de Pareto de motivos del problema.



Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (2021)

2.4 Planteamiento de objetivos

2.4.1 Objetivo general

Reducir la cantidad de fallas en baja tensión, bajar la frecuencia de esta y mejorar la disponibilidad de todos los activos.

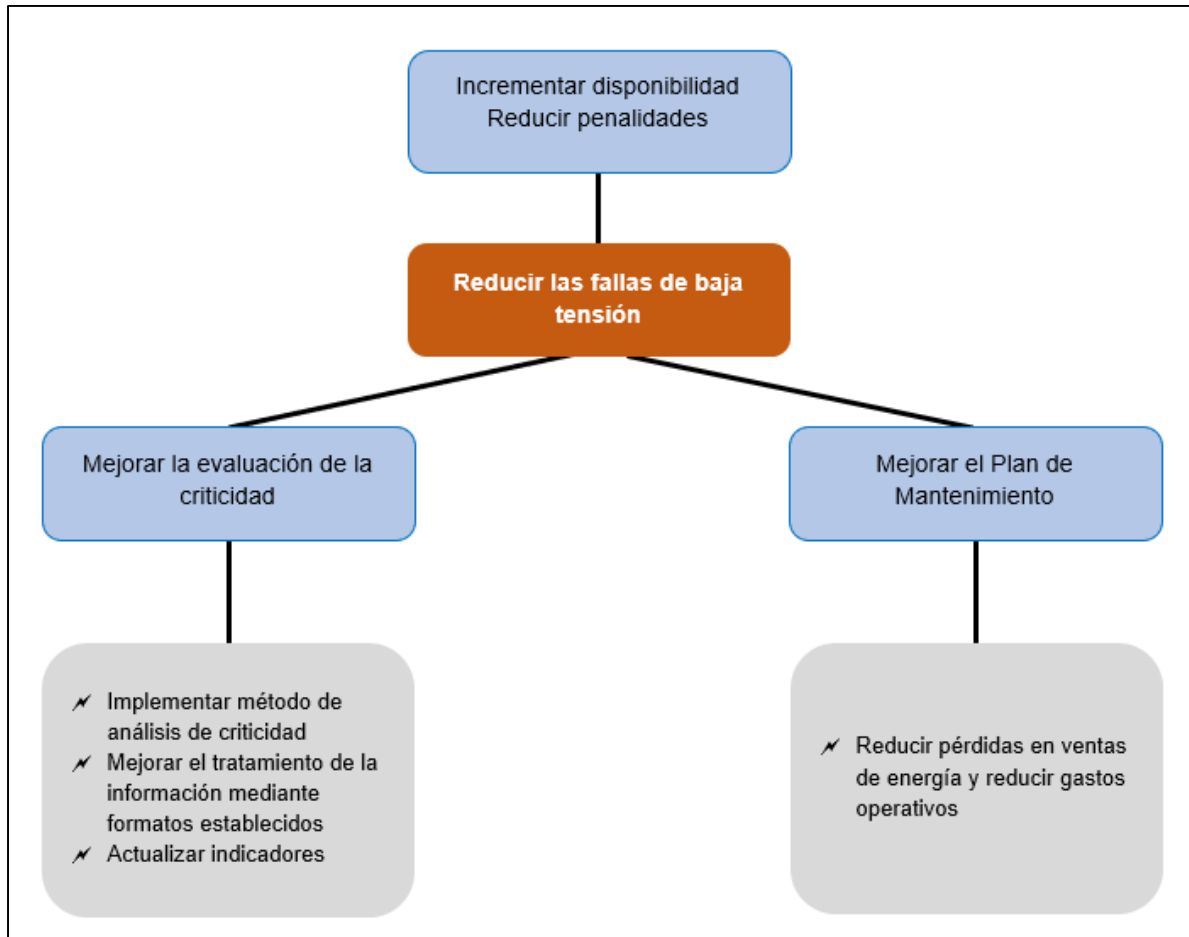
2.4.2 Objetivos específicos

Mejorar la evaluación de la criticidad de los activos críticos mediante RCM y AMEF.

Mejorar el Plan de Mantenimiento y el tiempo de vida de los activos.

Figura 9

Árbol de objetivos.



Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (2021)

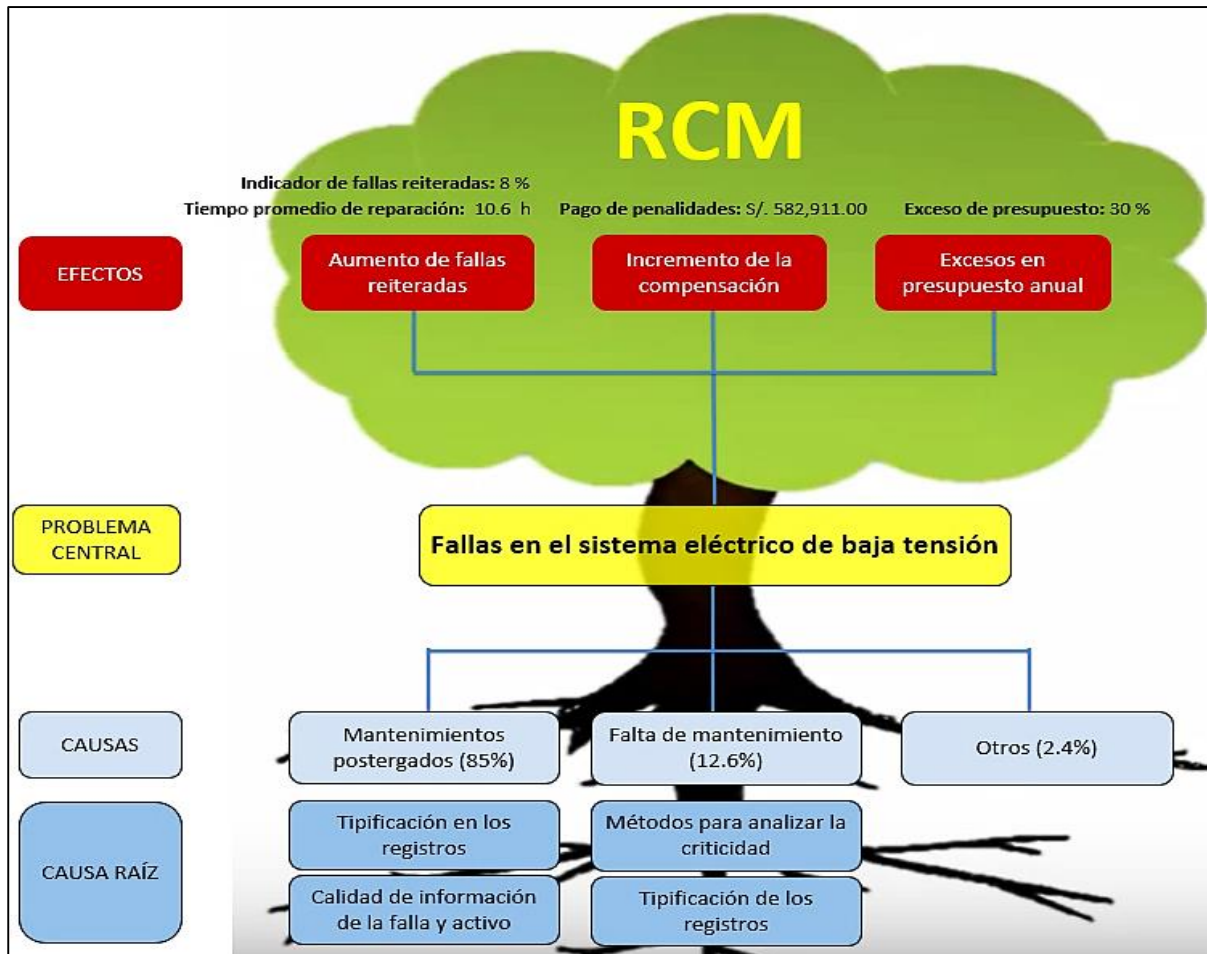
3. Propuesta de Ingeniería

3.1 Vinculación de causa con la solución

Se definió que el problema son las fallas en baja tensión, las cuales tienen como impacto el pago de compensaciones (penalidades) y excesos en los presupuestos anuales.

Figura 10

Metodología y herramienta empleadas para abordar el problema.



Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (2021)

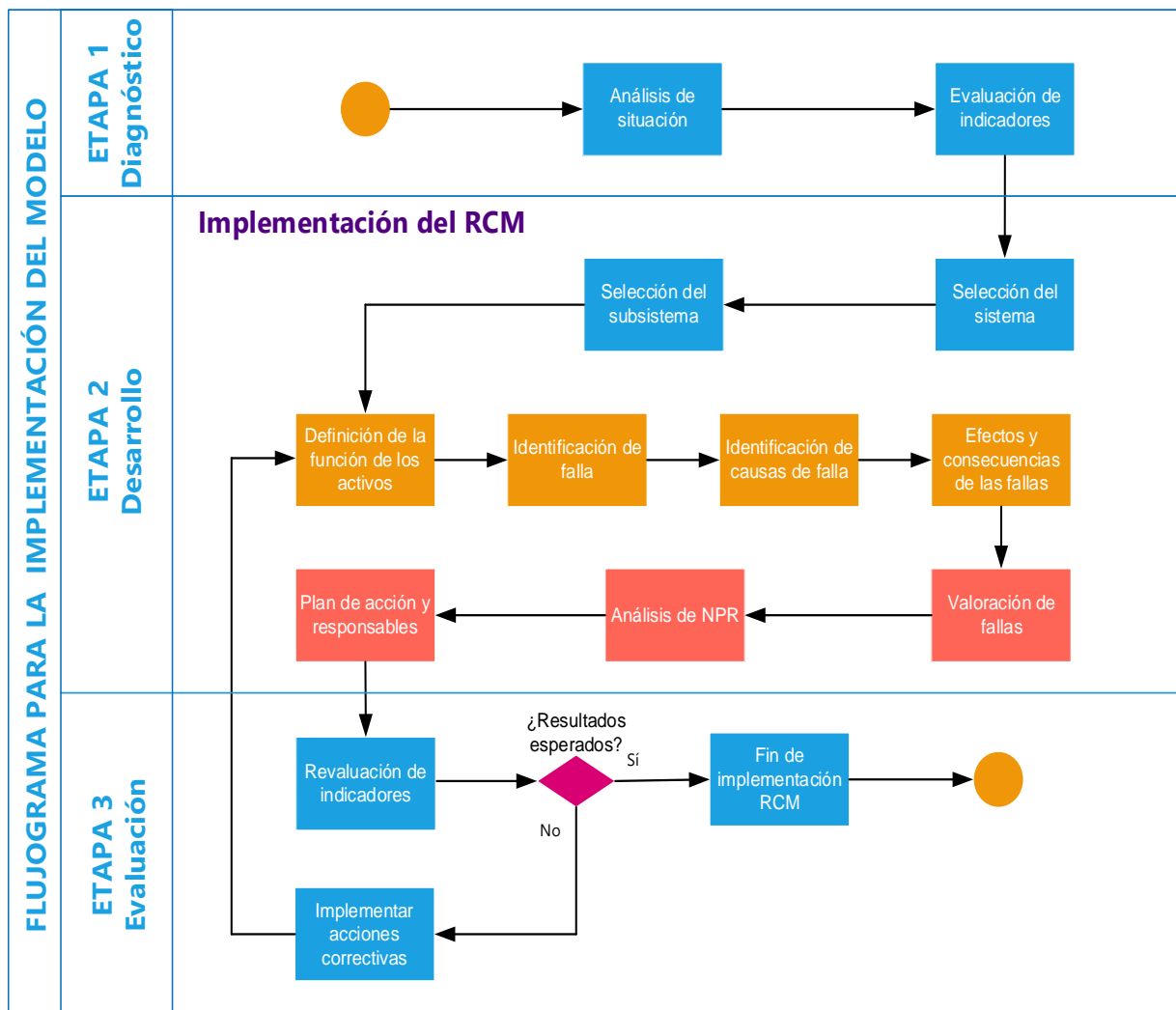
Mediante el uso combinado de la metodología RCM y la herramienta AMEF se reducirán las fallas en Baja Tensión, incidiendo en las causas raíz: la tipificación de los registros, la calidad de la información de las fallas y la falta de método para analizar la criticidad. Veremos pues que la herramienta AMEF está incluida en las fases de la implementación RCM, donde finalmente se definen los Números de Prioridad de Riesgo (NPR) para cada activo o elemento eléctrico, tomando en cuenta la severidad, la ocurrencia y la detección de los fallos.

3.2 Diseño detallado de la solución

Debido a que el indicador y objetivo principal es reducir la cantidad de fallas en baja tensión, se implementó la metodología de Mantenimiento Centrado En Confiabilidad (RCM) para mejorar la disponibilidad de todos los activos y así reducir sus paradas; dicho de otro modo, en este trabajo en particular, se disminuyeron las fallas en el suministro eléctrico, actuando siempre desde la forma más económica posible.

Figura 11

Flujograma de implementación del modelo



Para ello se respondieron las 7 preguntas fundamentales estipuladas por el RCM:

3.2.1 Las funciones de los activos

Mediante el trabajo de la data de fallas en baja tensión, comprendido en el segundo semestre del año 2021, se definieron las funciones los activos según la cantidad de eventos, el sistema y los subsistemas con sus respectivas codificaciones.

Tabla 1

Tabla de funcionalidades, sistema, subsistema y codificación por activo.

SISTEMA	SUBSISTEMA	CÓDIGO	ACTIVO	FUNCIÓN
Distribución de energía eléctrica en baja tensión	Redes subterráneas	RS1	Cable subterráneo	Conductor eléctrico subterráneo que forma la red eléctrica de baja tensión
		RS2	Fusible	Dispositivo de protección que deja fuera de servicio a la instalación eléctrica en caso de falla
		RS3	Llave seccionador BT	Elemento de maniobra y que cuenta con elementos de protección
		RS4	Llave disyuntor BT	Elemento de maniobra y que cuenta con elementos de protección
		RS5	Disyuntor BT	Elemento de maniobra y que cuenta con elementos de protección
	Redes aéreas	RA1	Cable aéreo	Conductor eléctrico aéreo que forma la red eléctrica de baja tensión
		RA2	Caja de distribución	Tablero que recibe energía desde la red eléctrica y la distribuye mediante acometidas
		RA3	Acometida	Conductor eléctrico de menor sección que alimenta a cada cliente

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.2 Modos de falla

Luego de que se definieron las funciones, se analizaron los modos de falla por cada tipo de activo de Baja Tensión. Se define cómo es que un activo deja de estar operativo y se corta el suministro de energía, lo cual equivale a una falla.

Tabla 2*Tabla de Modos de falla por activo.*

CÓDIGO	ACTIVO	MODO DE FALLA
RS1	Cable subterráneo	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico
RS2	Fusible	Apertura de elemento de protección por fusión (quemado)
RS3	Llave seccionador BT	Inhabilitación parcial o total del equipo
RS4	Llave disyuntor BT	Apertura de elemento de protección
RS5	Disyuntor BT	Apertura de elemento de protección
RA1	Cable aéreo	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico
RA2	Caja de distribución	Inhabilitación parcial o total del equipo
RA3	Acometida	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.3 Causa de fallas

Según el análisis a la base de datos trabajada, se definieron las causas de cada falla lo que orienta al mantenimiento a atacar el origen de estas. A su vez, en análisis de causas de falla permitirá elaborar la valoración de la ocurrencia.

Tabla 3*Tabla de causas de falla por activo.*

CÓDIGO	ACTIVO	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA
RS1	Cable subterráneo	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento del conductor eléctrico por exceso de carga
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por factores externos (ambientes agresivos)
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por envejecimiento
RS2	Fusible	Apertura de elemento de protección por fusión (quemado)	Sobrecarga
			Cortocircuito
			Desgaste por tiempo de vida
			Sobre temperatura por puntos calientes
RS3	Llave seccionador BT	Inhabilitación parcial o total del equipo	Mal diseño (proyecto)
			Mal montaje (operativo)
RS4	Llave disyuntor BT	Apertura de elemento de protección	Mal diseño (proyecto)
			Mal montaje (operativo)
RS5	Disyuntor BT	Apertura de elemento de protección	Mal diseño (proyecto)
			Mal montaje (operativo)
RA1	Cable aéreo	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento del conductor eléctrico por exceso de carga
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por factores externos (ambientes agresivos)
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por mal montaje
RA2	Caja de distribución	Inhabilitación parcial o total del equipo	Falla del material
			Ambiente agresivo
RA3	Acometida	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento del conductor eléctrico por exceso de carga
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por factores externos (ambientes agresivos)
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por envejecimiento

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.4 Efectos de falla

Se identificaron también los escenarios para las eventuales fallas por cada tipo de activo en las instalaciones eléctricas teniendo en cuenta los controles actuales para los mismos. De esta manera, el análisis de los efectos permitirá elaborar la valoración de la severidad.

Tabla 4*Tabla de efectos de falla por activo.*

CÓDIGO	ACTIVO	MODO DE FALLA	CAUSA DE FALLA	EFECTO DE FALLA	CONTROL DE FALLA (ACTUAL)
RS1	Cable subterráneo	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento del conductor eléctrico por exceso de carga	Interrupción del suministro eléctrico	Detección mediante bobina eléctrica
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por factores externos (ambientes agresivos)		Detección mediante bobina eléctrica
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por envejecimiento	Electrocución	Medición de tensión de toque y paso
RS2	Fusible	Apertura de elemento de protección por fusión (quemado)	Sobrecarga	Interrupción del suministro eléctrico	Medición de parámetros eléctricos de cada circuito
			Cortocircuito		Inspección visual
			Desgaste por tiempo de vida		Inspección visual
			Sobre temperatura por puntos calientes		Inspección termográfica
RS3	Llave Seccionador BT	Inhabilitación parcial o total del equipo	Mal diseño (proyecto)	Interrupción del suministro eléctrico	Inspección termográfica
			Mal montaje (operativo)		
RS4	Llave disyuntor BT	Apertura de elemento de protección	Mal diseño (proyecto)	Interrupción del suministro eléctrico	Inspección termográfica
			Mal montaje (operativo)		
RS5	Disyuntor BT	Apertura de elemento de protección	Mal diseño (proyecto)	Interrupción del suministro eléctrico	Inspección termográfica
			Mal montaje (operativo)		
RA1	Cable aéreo	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento del conductor eléctrico por exceso de carga	Interrupción del suministro eléctrico	Inspección visual
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por factores externos (ambientes agresivos)		Inspección visual
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por mal montaje	Electrocución	Medición de tensión de toque y paso
RA2	Caja de distribución	Inhabilitación parcial o total del equipo	Falla del material	Interrupción del suministro eléctrico	Inspección visual
			Ambiente agresivo		Inspección visual
RA3	Acometida	Cortocircuito entre fases del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento del conductor eléctrico por exceso de carga	Interrupción del suministro eléctrico	Detección mediante bobina eléctrica
		Seccionamiento de cables del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por factores externos (ambientes agresivos)		Detección mediante bobina eléctrica
		Electrizamiento a través del conductor eléctrico	Desgaste del aislamiento por envejecimiento	Electrocución	Medición de tensión de toque y paso

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.5 Análisis del NPR

Luego de identificar los modos de fallas, las causas, sus efectos y controles actuales, se procedió definir la valoración de cada tipo de falla en función a los criterios de severidad, ocurrencia y detección. De esta forma se sabe con mayor precisión cómo y cuánto impacta la falla.

3.2.5.1 Severidad.

Está relacionado a la cantidad de clientes afectados; dicho de otro modo, a los clientes que han sufrido un corte del suministro eléctrico. Vale mencionar que cada activo en caso falla, dentro de la cadena del suministro eléctrico, compromete a cantidades determinadas de clientes.

Tabla 5

Índices de Severidad del modo de fallas.

EFFECTO	DESCRIPCIÓN	VALOR
Muy bajo	Solo afecta a un cliente	1
Bajo	Afecta entre 2 y no más de 50 clientes	2 - 3
Moderado	Afecta entre 51 y no más de 100 clientes	4 - 6
Alto	Afecta entre 101 y no más de 200 clientes	7 - 8
Muy alto	Afecta a más de 200 clientes	9 - 10

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.5.1 Ocurrencia.

Está relacionada con la cantidad de eventos en un semestre, así como exige la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y el Código Nacional de Electricidad (CNE) a la que la empresa de estudio se rige. La frecuencia Alta y Muy Alta son las que son consideradas como Reiteradas.

Tabla 6

Índices de Ocurrencia del modo de fallas.

EFFECTO	DESCRIPCIÓN	VALOR
Muy bajo	No presenta fallas	1
Bajo	Presenta 1 falla por semestre	2 - 3
Moderado	Presenta 2 fallas por semestre	4 - 6
Alto	Presenta de 3 a 4 fallas por semestre	7 - 8
Muy alto	Presenta de 5 fallas por semestre	9 - 10

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.5.2 Detección.

En base a los tipos de controles que se tienen cada tipo de falla, se evaluó la dificultad para hallar los defectos en las redes eléctricas, según su complejidad y el método que se emplea para la detección.

Tabla 7*Índices de Detección del modo de fallas.*

EFFECTO	DESCRIPCIÓN	VALOR
Muy alta	La falla es evidente	1
Alta	La falla no puede ser distinguido a primera vista	2 - 3
Moderada	La falla es detectable	4 - 6
Baja	Es difícil detectarla falla	7 - 8
Improbable	La falla no puede ser detectada	9 - 10

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.6 Cálculo del NPR

Tomando en cuenta las valoraciones de Severidad, Ocurrencia y Detección, se elaboró una criticidad en base a una expresión matemática:

$$\text{Número de Prioridad de Riesgo (NPR)} = \text{Severidad (S)} * \text{Ocurrencia (O)} * \text{Detección (D)}$$

A continuación, se muestra el análisis de modos de fallas y efectos (herramienta AMEF) y los valores obtenidos en base a la etapa inicial (As Is).

Tabla 8*Detección del modo de fallas.*

CÓDIGO	ACTIVO	SEVERIDAD	OCURENCIA	DETECCIÓN	NPR
RS1	Cable subterráneo	6	7	7	294
		6	8	6	288
		6	3	4	72
RS2	Fusible	7	8	4	224
		7	8	4	224
		7	2	4	56
		7	2	4	56
RS3	Llave seccionador BT	8	2	1	16
		8	2	1	16
RS4	Llave disyuntor BT	9	1	2	18
		9	1	2	18
RS5	Disyuntor BT	10	1	2	20
		10	1	2	20
RA1	Cable aéreo	6	3	4	72
		6	3	4	72
		6	3	7	126
RA2	Caja de distribución	3	3	2	18
		3	6	1	18
RA3	Acometida	1	8	2	16
		1	9	2	18
		1	3	4	12

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

3.2.7 Plan de acción

Una vez definidas las valoraciones y la criticidad por activos, se definieron las acciones de mantenimiento tomando en cuenta también la cantidad de fallas por activos. De esta manera, se consideraron dos tipos de mantenimiento: correctivo y predictivo.

3.2.7.1 Mantenimiento correctivo integral

Es la acción posterior, inmediata e integral del área de Mantenimiento. Luego de la intervención primaria del Dpto. de Emergencia, donde se repone el suministro eléctrico de forma provisional, Mantenimiento realiza una atención que normalice las acciones temporales y que evite que el activo tenga otras fallas.

3.2.7.2 Programa de catastro de Llaves Seccionadores BT

Es la acción predictiva de mantenimiento mediante la medición de parámetros eléctricos de las instalaciones y de los principales activos. La información recabada del programa es empleada para elaborar el Programa de Mantenimiento predictivo de las redes eléctricas.

3.2.7.3 Programa de Mantenimiento predictivo de cambio de cables matrices

Es la ejecución del Mantenimiento que prioriza a los activos en base a las mediciones realizadas por el Programa de catastro de Llaves Seccionador. Se realiza la identificación, detección y cambio de las instalaciones eléctricas y, principalmente, debido a su criticidad (NPR), a los cables subterráneos.

Tabla 9*Plan de acción y responsables*

CÓDIGO	NPR	PLAN DE ACCIÓN DE MANTENIMIENTO	RESPONSABLES
RS1	294	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	288	* Programa de Mantenimiento predictivo de cambio de cables matrices (renovación de activos)	* Analista de mantenimiento (análisis y selección de activos críticos)
	108	* Catastro de Llaves seccionadores (inspección y medición)	* Analista de mantenimiento (análisis y selección de activos críticos)
			* Coordinador de mantenimiento (control y seguimiento)
RS2	224	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	224	* Programa de Mantenimiento predictivo de cambio de cables matrices (renovación de activos)	* Analista de mantenimiento (análisis y selección de activos críticos)
	56	* Catastro de Llaves seccionadores (inspección y medición)	* Analista de mantenimiento (análisis y selección de activos críticos)
			* Coordinador de mantenimiento (control y seguimiento)
RS3	16	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	16		* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
RS4	18	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	18		* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
RS5	20	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	20		* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
RA1	72	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	72	* Programa de Mantenimiento predictivo de cambio de cables matrices (renovación de activos)	* Analista de mantenimiento (análisis y selección de activos críticos)
	90	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
RA2	18	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	18	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
RA3	16	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	18	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)
	12	* Mantenimiento correctivo integral	* Jefe de área (delegación de reformas de redes)

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021).

3.3 Diseño de indicadores

A continuación, presentamos los principales indicadores entre el escenario inicial y actual.

3.3.1 Indicador de fallas y reiteración

Observamos el global de fallas en el sistema eléctrico de Baja Tensión (considerando un estimado 4000 eventos por periodo) y de los activos que a su vez presentaron de 3 a más fallas por periodo.

Tabla 10*Indicador de Fallas.*

DESCRIPCIÓN	FÓRMULA	VALORES	INDICADOR
Cantidad de eventos por periodo	Cantidad de eventos / Cantidad estimada de eventos	4657 / 4000	1.16%

Tabla 11*Indicador de Fallas reiteradas*

DESCRIPCIÓN	FÓRMULA	VALORES	INDICADOR
Cantidad de activos con tres o más fallas por periodo	Cantidad de activos con >= 3 fallas / Cantidad de activos con fallas	276 / 3374	8%

3.3.2 Métricas de fallas por causas raíz

Observamos la cantidad de fallas relacionadas a las principales causas raíz.

Tabla 12*Fallas relacionadas a las principales causas raíz.*

CAUSA DE FALLA	AÑO 2021
Mantenimiento postergado	3970
Falta de mantenimiento	585

3.3.3 Tiempos promedio de reparación

Observamos la cantidad de horas promedio para la atención de una falla.

Tabla 13*Cantidad de horas promedio para la atención de una falla.*

TIEMPO PROMEDIO DE REPARACIÓN	AÑO 2021
MTTR (h)	10.6

3.3.4 Montos de compensación

Observamos el monto compensado (penalidad) por el incumplimiento de la tolerancia definida por la normativa vigente.

Tabla 14*Montos de compensación*

MONTOS DE COMPENSACIÓN	AÑO 2021
Pago de compensación	582911

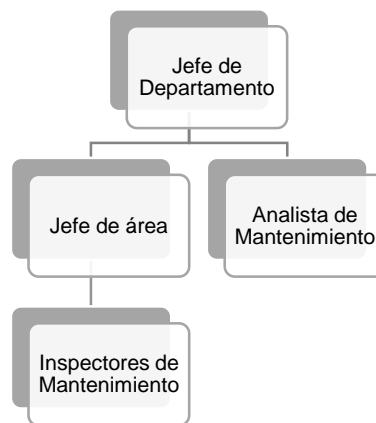
3.4 Consideraciones para la implementación

Como parte inicial para la implementación de la metodología de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), se conformó un equipo de trabajo y se definió una reorganización en el Departamento de Mantenimiento de Baja Tensión con miras a cumplir con la ejecución del plan, darle seguimiento y afinar el proceso mediante retroalimentaciones.

El Departamento de Mantenimiento Baja Tensión contaba con 1 Jefe de Departamento, 1 Analista de Mantenimiento, 1 Jefe de Área y 9 Inspectores de Mantenimiento. Su organigrama era el siguiente:

Figura 11

Organigrama original del Departamento de Mantenimiento Baja Tensión.

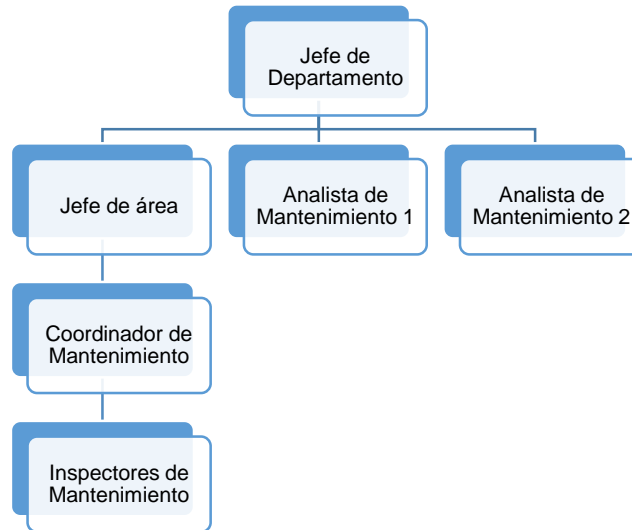


Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021)

Finalmente, se reorganizó el área de Mantenimiento Baja Tensión promoviendo a un inspector como Coordinador de Mantenimiento y se aumentó a 2 la cantidad de Analistas de Mantenimiento, reforzando así la capacidad de análisis tanto del Área de Mantenimiento Baja Tensión y de todo el Departamento.

Figura 12

Nuevo organigrama del Departamento de Mantenimiento Baja Tensión.



Vale mencionar que el Inspector de Mantenimiento promovido a Coordinador de Mantenimiento fue el más experimentado y con los mejores conocimientos y habilidades para la nueva gestión de mantenimiento.

3.4.1 Presupuesto para la implementación

Para la implementación de la metodología de RCM, en lo que respecta a recursos humanos, se empleó a la planilla existente del Departamento de Mantenimiento Baja Tensión y sólo se adicionó a un nuevo Analista de Mantenimiento. A su vez, se definió un programa de capacitación para todo el personal involucrado con una duración de 12 horas.

Tabla 15

Presupuesto para implementación de la propuesta.

CONCEPTO	MONTO
Nuevo analista	S/ 77,000
Capacitación de la metodología	S/ 6,500
Horas extras para capacitación del personal	S/ 7,800
Total	S/ 91,300

3.4.2 Cronograma de desarrollo

La propuesta de mejora se realizó en un periodo de 5 meses. Las etapas que comprenden esta mejora son siete:

3.4.2.1 Coordinaciones internas previas.

Reunión de integración y coordinación entre el equipo de trabajo, liderado por el Jefe de Departamento.

3.4.2.2 Coordinación interdepartamental.

Reunión de trabajo entre los líderes de los departamentos de Mantenimiento y Emergencia Baja Tensión con el fin de alinear objetivos, método y resultados.

3.4.2.3 Contratación de nuevo analista.

Tiempo en el cual la Gerencia de RR. HH. incorpora al nuevo analista con conocimiento y experiencia en RCM.

3.4.2.4 Capacitación en la metodología.

Dirigida a todo el personal involucrado en el organigrama. Este curso fue virtual y calificado.

3.4.2.5 Elaboración en la metodología.

Trabajo continuo y dedicado de los Analistas de Mantenimiento, con reuniones de revisión con el Jefe de Dpto., Jefe de Área y Coordinador de Mantenimiento.

3.4.2.6 Marcha blanca.

Etapa temporal para evaluar la respuesta del sistema con la nueva metodología.

3.4.2.7 Producción asistida y afinamiento.

Etapa de producción del sistema de los usuarios (Inspectores de Mantenimiento) con la asistencia de los Analistas como soporte.

El cronograma de la implementación (Diagrama de Gantt) se encuentra en Anexos.

4. Resultados del proyecto

4.1 Validación funcional

Luego de la implementación, analizó nuevamente la data para el siguiente año 2022 y se observaron mejoras en los indicadores y métricas de Mantenimiento.

Se mejoró el Indicador de Fallas por periodo reduciendo la cantidad de fallas versus los valores estimados.

Tabla 16

Cuadro comparativo del Indicador de Fallas para los años 2021 y 2022

DESCRIPCIÓN	FÓRMULA	INDICADORES	
		2021	2022
Cantidad de fallas generales por periodo	$(\text{Cantidad de fallas entre Cantidad estimada de fallas}) \times 100$	116%	110%

Se mejoró el Indicador de Fallas por periodo reduciendo la cantidad de fallas versus los valores estimados.

Tabla 17

Cuadro comparativo del Indicador de Fallas reiteradas para los años 2021 y 2022

DESCRIPCIÓN	FÓRMULA	INDICADORES	
		2021	2022
Cantidad de activos con tres o más fallas por periodo	$(\text{Cantidad de activos con } \geq 3 \text{ fallas entre Cantidad de activos con fallas}) \times 100$	8%	7%

En el siguiente cuadro comparativo se verifica la reducción de métricas importantes para confirmar que la propuesta de solución sí funcionó.

Tabla 18

Reporte de resultados de métricas

DESCRIPCIÓN	2021	2022	REDUCCIÓN
Cantidad de fallas	4657	4411	5.3%
Cantidad de fallas reiteradas	276	238	13.8%
Mantenimientos Postergados	3970	3836	3.4%
Faltas de mantenimiento	585	531	9.2%
MTTR (h)	10.6	8.5	19.8%

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021, 2022)

4.2 Evaluación del impacto económico

4.2.1 Evaluación económica

Para la evaluación económica se muestran los datos del año 2021 versus 2022 donde se refleja una reducción de 30% al 7% del exceso en el presupuesto de mantenimiento anual, esto debido a las mejoras en el plan de mantenimiento.

Tabla 19

Reporte de los excesos del presupuesto de mantenimiento por año

CONCEPTO	ASIGNADO	REAL	EXCESO	
Presupuesto de mantenimiento correctivo 2021	S/ 1'245,278	S/ 1'621,845	S/ 376,568	30%
Presupuesto de mantenimiento correctivo 2022	S/ 1'242,690	S/ 1'333,103	S/ 90,413	7%

Nota. Elaborado a partir de la información de Luz del Sur (comunicación personal, 2021, 2022)

Respecto a los costos de mantenimiento de la implementación, estos son definidos en la siguiente figura siendo el monto total S/.91,300.00.

Tabla 20

Reporte de costos.

CONCEPTO	MONTO
Nuevo analista	S/ 77,000
Capacitación de la metodología	S/ 6,500
Horas extras para capacitación del personal	S/ 7,800
Total	S/ 91,300

4.3 Evaluación de impactos no económicos

4.3.1 Impacto ambiental

La reducción de fallas contribuirá a proteger el medio ambiente y promover estilos de vida sostenibles. Durante la ejecución de los trabajos de mantenimiento en BT, todos los residuos serán retirados y dispuestos según normas establecidas por la empresa para mitigar la contaminación ambiental.

Cabe recalcar que estas mejoras pueden conducir a una mayor eficiencia energética, lo que puede tener un impacto positivo en el medio ambiente al garantizar que los sistemas eléctricos de BT funcionen de manera más eficiente.

4.3.2 Impacto social

Las mejoras de los procesos de mantenimiento en BT ayudarán a mantener la seguridad de las personas, previniendo accidentes eléctricos, los cuales pueden provocar lesiones o incluso muertes.

Por otro lado, al garantizar que los sistemas eléctricos de BT funcionen de manera más eficiente, el mantenimiento puede ayudar a reducir el consumo y los costos de energía.

Asimismo, estas actividades pueden crear oportunidades de empleo al invertir en trabajos de mantenimiento de BT, las personas y las empresas pueden contribuir a la creación de empleo local.

Mejora la imagen institucional de la empresa, la sensación de bienestar para con los clientes (clientes externos) y contribuye a aspectos técnicos de otras operaciones dentro de la empresa como Calidad de Producto, Calidad de Servicio, Emergencia BT, Canales de Atención (clientes internos).

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones:

- ✍ Mediante los Diagrama de Pareto y el análisis de causalidad se identificó que en dos causas están el 98% de fallas. Las causas más relevantes de falla son debido al Mantenimiento postergado (85%) y a la Falta de mantenimiento (13%).
- ✍ Mediante el diagrama de causa – efecto y con data disponible, se analizaron los factores y causas relacionados al problema.
- ✍ La herramienta AMEF permitió identificar, definir y codificar a 8 activos del sistema y sus funciones. A su vez los modos de falla, causas y efectos, permitiendo que todas las áreas involucradas trabajen de manera ordenada y evitando también errores de información.
- ✍ El objetivo principal de reducir las fallas reiteradas en el sistema eléctrico de baja tensión (con más de 3 eventos en un mismo periodo) se cumplió con una disminución del 8% al 7 %.
- ✍ La cantidad de fallas generales entre los años 2021 y 2022 se redujeron de 4657 a 4411, lo que representa una disminución del 5.3 %. A su vez, la cantidad de fallas reiteradas se redujeron de 276 a 238, lo que representa una disminución del 13.8 %.
- ✍ Al reducir la cantidad de fallas se logró reducir el Tiempo de reparación promedio del sistema de 10.6 a 8.5 horas.
- ✍ La metodología RCM permitió mejorar la organización de las actividades de mantenimiento, así como proponer acciones no solo correctivas sino también preventivas y predictivas.
- ✍ El monto de compensación de penalidad, por rebasar la tolerancia según norma, entre los años 2021 y 2022 se redujeron de S/.582,911.00 a S/.516,488.00, lo que representa una disminución de 11.4 %.
- ✍ El exceso anual en el presupuesto mantenimiento entre los años 2021 y 2022 se redujo del 30% al 7 %.

5.2 Recomendaciones:

- ✍ Realizar reuniones periódicas de líderes y con todo el personal para ratificar el compromiso con el plan de acción y la predisposición hacia la mejora continua.
- ✍ Controlar la implementación con la programación de auditorías internas que ayuden a encaminar los objetivos establecidos.
- ✍ Evaluar resultados semestralmente para la mejora continua del sistema.
- ✍ Continuar con la implementación del RCM en todas las instalaciones de baja tensión.
- ✍ La responsabilidad de los líderes es crucial para elaborar, desarrollar y controlar la implementación. Cada líder debe motivar a su personal para cumplir con las etapas de implementación.

Bibliografía

- Andrade-Solórzano, C. L., & Herrera-Suárez, M. (2018). Análisis de la situación actual del mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM. *Revista Científica INGENIAR: Ingeniería, Tecnología E Investigación.*, 4(8), 2-18.
<https://doi.org/10.46296/ig.v4i8.0021>
- Braglia, M., Castellano, D., & Frosolini, M. (2013). An integer linear programming approach to maintenance strategies selection. *International Journal of Quality & Reliability Management*, 991-1016.
<https://doi.org/10.1108/IJQRM-05-2012-0059>
- Cárcel, F. (2016). Características de los sistemas TPM y RCM en la ingeniería del mantenimiento. *3C Tecnología: Glosas de Innovación Aplicadas a La Pyme*, III (5), 68-75.
<https://doi.org/10.17993/3ctecno.2016.v5n3e19.68-75>
- Carrasco, F. (2016). Características de los sistemas TPM y RCM en la ingeniería del mantenimiento. *3C Tecnología: glosas de innovación aplicadas a la pyme*, 5(3), 68-75.
- Duran, J. (2010). *Haciendo que el RCM trabaje para su empresa*. The Woodhouse Partnership Ltd.
- Melendres, K. (2019). *Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)*. Universidad Continental.
https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/5908/4/MP_MC_Mantenimiento_centrado_en_confiabilidad_Docente_Kenny_Melendres.pdf
- Luz del Sur (2021). *Memoria Anual Luz del Sur 2021*. Recuperado el 02 de noviembre de 2023, de
https://www.luzdelsur.com.pe/uploads/shares/PDF/Memoria-Anual/2022/LDS_Memoria_Anual_2021.pdf
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2021). *Anuario estadístico 2021*. Recuperado el 8 de agosto de 2023, de
<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/oportunidades-laborales>
- Sifonte, J. (2017). *Norma SAE JA1011 – Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrados en Confiabilidad (RCM)*. PDM TECH. Recuperado el 01 de noviembre de 2023, de <https://pdmtechusa.com/criterios-evaluacion-rcm/>

Sistema de Información Energética de Lationamérica y el Caribe (2022). *Generación eléctrica mundial 2021*. Recuperado el 10 de setiembre de 2023, de <https://sielac.olade.org/>

Supriyanto, H., Kurniati, N., & Supriyanto, M. (2021). Maintenance Performance Evaluation of an RCM Implementation: A Functional Oriented Case Study. *International Journal of Mechanical Engineering and Robotics Research*, Vol. 10 (No. 12), pp. 702-709.

Anexos

