

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN



DEFINICIÓN DE ESTRATEGIA PARA UN NUEVO MODELO DE
GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO APLICADA A
INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Previo a la obtención del título de:
Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Presentado por:
Roosswelt Isaac Saraguro Rios

Tutor: **Ph.D. Miguel Alberto Torres Rodríguez**
Revisor: **Ph.D. Luis Fernando Ugarte Vega**

Enero 2026

GUAYAQUIL - ECUADOR

DEFINICIÓN DE ESTRATEGIA PARA UN NUEVO
MODELO DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO
APLICADA A INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA

Dedicatoria

El presente trabajo es para mi papá, Franklin Saraguro Macas, quien desde la eternidad esta disfrutando cada uno de mis logros personales y profesionales. El me mostró con su ejemplo, que todo se alcanza con esfuerzo, sacrificio y trabajo. Junto a mi mamá, Raquel Ríos Maldonado y mi hermana, Janina Saraguro Ríos te extrañamos mucho; sin embargo, el Amor que nos brindaste es sempiterno y con nuestras acciones procuramos día a día honrar tu memoria y hacerte sentir que toda tu entrega valió la pena. Nunca te olvidaremos papá, te amamos.

Rooswelt Isaac Saraguro Rios

Agradecimientos

A Isaac Gabriel, por todo el tiempo que no pudimos compartir y que me regalaste para poder alcanzar este objetivo. Cada día aprendo mas de ti y espero que puedas sentirte orgulloso de mi.

A Mónica, por tu apoyo y ayuda para poder emplear las herramientas tecnológicas de la actualidad, sin tus palabras y recomendaciones para acoplarme al cambio, me hubiese costado mas tiempo lograr esta meta.

A mi Tutor, por su tiempo y guía para poder ordenar de mejor manera las ideas y plasmar en este documento los objetivos y parte de la experiencia adquirida en los 24 años de trabajo en el sector eléctrico Ecuatoriano.

Rooswelt Isaac Saraguro Rios

Declaración Expresa

”Yo Roosswelt Isaac Saraguro Ríos acuerdo y reconozco que: La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor. El estudiante deberá procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL. ”

Roosswelt Isaac Saraguro Rios

Evaluadores

Ph.D. Miguel Alberto Torres Rodríguez
PROFESOR TUTOR

Ph.D. Luis Fernando Ugarte Vega
PROFESOR REVISOR

Resumen

El sistema de transmisión eléctrica ecuatoriano, de acuerdo con la escala del IAM (Institute of Asset Management) respecto a la Norma ISO 55001 Sistema de Gestión de Activos, presenta en la actualidad un nivel de madurez entre los niveles 0 (inocencia) y 1 (conciencia):

En base a marcos de madurez en gestión de activos de sistemas de transmisión eléctrica, el estado actual se ubica en un rango inicial (transición entre “conciencia incipiente” y “conciencia”), típico de organizaciones donde predomina la respuesta a eventos (fallas, disparos, indisponibilidades forzadas) por encima de una gestión sistemática del ciclo de vida. En transmisión eléctrica, este patrón se evidencia cuando la priorización de intervenciones depende más de la urgencia operativa que de criterios reproducibles de riesgo (probabilidad \times consecuencia), condición/diagnóstico, criticidad de activos y objetivos de servicio. La evolución esperada hacia mayores niveles de madurez implica institucionalizar un Sistema de Gestión de Activos (SGA) con planificación, control y mejora continua, y fortalecer decisiones con índices de salud/condición y análisis de riesgo para subestaciones y los equipos considerados críticos. [1]; [2]; [3]; [4]

El enfoque actual, con su caracterización, puede describirse como una combinación de:

1. *Mantenimiento preventivo dominado por tareas programadas en el tiempo*
2. *Mantenimiento correctivo orientado a restituir la función operativa ante defectos o fallas*
3. *Mantenimiento predictivo basado en el seguimiento de variables de condición*
4. *Acciones de mejora sustentadas en hallazgos de ejecución y análisis de fallas*

No obstante, para migrar desde rutinas principalmente “tiempo-históricos” hacia decisiones sostenibles, es necesario fortalecer la priorización por criticidad y riesgo, y formalizar la selección de técnicas de monitoreo/diagnóstico por modo de falla. [5]; [6]

Con la definición de una estrategia para un nuevo modelo de gestión del mantenimiento aplicada a instalaciones de transmisión eléctrica, como la basada en condición, se podría alcanzar la sustentabilidad, preservación de la vida útil de los activos, así como la seguridad y continuidad del servicio.

Basado en la normativa descrita anteriormente, la definición de una estrategia para un nuevo modelo de gestión del mantenimiento de los activos del sistema de transmisión eléctrica es necesaria para poder cumplir con lo descrito en la resolución del ARCONEL, en los:

- Las responsabilidades institucionales asociadas a la gestión del mantenimiento incluyen: (i) definir directrices y mecanismos de seguimiento y control; (ii) asegurar competencias del personal y la disponibilidad de recursos (herramientas, materiales, repuestos, seguridad y logística) para ejecutar el Plan Anual de Mantenimiento; y (iii) garantizar que la información de planificación y avance se mantenga actualizada para permitir control, auditoría y toma de decisiones. Este enfoque es consistente con la necesidad de un sistema de gestión que convierta la estrategia en ejecución medible y gobernable. [7]; [8]
- Los índices CPI y SPI se emplean como métricas de control para evaluar el desempeño del costo y cronograma (planificación) con base en la metodología del Valor Ganado, permitiendo comparar el avance ejecutado frente a lo presupuestado y lo programado. Su uso es pertinente tanto para requerimientos regulatorios como para una gestión interna, ya que facilita la identificación temprana de desviaciones y la aplicación de acciones correctivas sustentadas en evidencia. [9]; [10]; [11]

Abstract

The Ecuadorian electric transmission system, according to the IAM (Institute of Asset Management) maturity scale in relation to the ISO 55001 Asset Management System standard, currently exhibits an asset management maturity level between Level 0 (Innocence) and Level 1 (Awareness).

Based on maturity frameworks for asset management in electric transmission systems, the current state is in an initial range (transition between “nascent awareness” and “awareness”), typical of organizations where event response (failures, outages, forced unavailability) predominates over systematic lifecycle management. In electric transmission, this pattern is evident when the prioritization of interventions depends more on operational urgency than on reproducible risk criteria (probability \times consequence), condition/diagnosis, asset criticality, and service objectives. The expected evolution towards higher levels of maturity involves institutionalizing an Asset Management System (AMS) with planning, control, and continuous improvement, and strengthening decisions with health/condition indices and risk analysis for substations and equipment considered critical. [1]; [2]; [3]; [4]

The current approach, as characterized, can be described as a combination of:

1. Preventive maintenance dominated by time-based scheduled tasks
2. Corrective maintenance aimed at restoring operational function in response to defects or failures
3. Predictive maintenance based on monitoring of condition variables
4. Improvement actions supported by execution findings and failure analysis

However, to transition from primarily “time-and-history-based” routines toward sustainable decision-making, it is necessary to strengthen prioritization based on criticality and risk, and to formalize the selection of monitoring/diagnostic techniques by failure mode. [3]; [4]

With the definition of a strategy for a new maintenance management model applied to electric transmission facilities—such as a condition-based approach—sustainability could be achieved, along with preservation of asset useful life, and improved safety and service continuity.

Based on the regulatory framework described above, defining a strategy for a new maintenance management model for the assets of the electric transmission system is necessary in order to comply with what is established in the ARCONEL resolution, specifically with respect to the following:

- The institutional responsibilities associated with maintenance management include: (i) defining guidelines and follow-up, control, and monitoring mechanisms; (ii) ensuring personnel competencies and the availability of resources (tools, materials, spare parts, safety, and logistics) to execute the Annual Maintenance Plan; and (iii) ensuring that planning and progress information remains up to date to enable control, auditing, and decision-making. This approach is consistent with the need for a management system that translates strategy into measurable, governable execution. [5]; [6]
- The CPI and SPI indices are used as control metrics to assess cost and schedule (planning) performance based on the Earned Value methodology, enabling comparison of actual progress against both the budget baseline and the planned schedule. Their use is relevant for both regulatory requirements and internal management, as it facilitates early identification of deviations and the implementation of evidence-based corrective actions. [7]; [8]; [9]

Índice general

Índice de figuras	10
Lista de tablas	10
Siglas	11
1. PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN	14
1.1. Introducción	14
1.2. Descripción del Problema	15
1.3. Justificación	15
1.4. Objetivo General	16
1.5. Objetivos Específicos	16
1.6. Importancia	17
1.7. Alcance	17
1.8. Impacto Comercial	18
2. MARCO TEÓRICO	20
2.1. Importancia del mantenimiento en la gestión de la transmisión eléctrica y la necesidad de un plan estratégico.	21
2.2. Definición de Mantenimiento de Clase Mundial (WCM) y sus beneficios.	21
2.3. Alineación de la gestión de mantenimiento con los objetivos corporativos	22
2.4. Importancia de la planificación a largo plazo.	24
3. METODOLOGÍA	26
3.1. Clasificación de las novedades o fallas registradas en la gestión del mantenimiento durante un período mayor a 20 años.	27
3.2. Análisis de la fuerza de asociación mediante Cramér's V de las fallas (como variables) en grupos definidos como: clase, tipo y causa de falla.	29
3.3. Tabulación de las combinaciones más frecuentes de fallas que explican el 80 por ciento del total de fallas registradas mediante metodología de Pareto 80 por ciento.	30
3.4. Evaluación mediante valor ganado de la planificación de la gestión del mantenimiento correspondiente al año 2024	32
3.5. Construcción y evaluación de una propuesta de planificación de la gestión del mantenimiento con una estrategia que permita mejorar los índices de cumplimiento del PAM.	35

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	36
4.1. Tabulación e interpretación de la fuerza de asociación entre las variables clase, tipo y causa de falla.	36
4.2. Tabulación e interpretación de las combinaciones más frecuentes de fallas.	39
4.3. Análisis de los índices del desempeño del costo (CPI) e índice del desempeño del cronograma (SPI) del plan de gestión típico del mantenimiento del año 2024.	42
4.4. Análisis de los índices del desempeño del costo (CPI) e índice del desempeño del cronograma (SPI) del plan de gestión 2025 mejorado con la estrategia definida para un mantenimiento futuro.	62
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
5.1. Conclusiones	66
5.1.1. Resumen de los principales resultados obtenidos en la definición del Plan estratégico de gestión de mantenimiento	66
5.1.2. Importancia de la estrategia integral de valor para la gestión de mantenimiento.	69
5.2. Recomendaciones	70
5.2.1. Recomendaciones para la mejora continua de la gestión del mantenimiento basadas en las relaciones entre las variables clase, tipo y causa de falla.	70
.1. Anexos	74
.1.1. Anexo A: Código para análisis Pareto 80%	74

Siglas

CPI Indices del desempeño del costo. 21

EMGM Estrategia para un nuevo modelo de Gestión de Mantenimiento. 26

PAM Plan anual de mantenimiento. 20, 26

S.N.I. Sistema Nacional Interconectado. 25

SPI Indices del desempeño del cronograma. 21

WCM Mantenimiento de clase mundial. 20

Índice de figuras

3.1. Base de datos en Access para hojas de vida o registro de gestión del mantenimiento	27
3.2. Tabla de datos de mantenimiento realizado período años 2000 a 2024	28
3.3. Clasificación de fallas por clase y tipo	28
3.4. Clasificación de fallas por causa	29
3.5. Resultado de asociación de Cramér's V	29
3.6. Escala interpretación asociación de Cramér's V	30
3.7. Resultado de análisis por Pareto 80 %	31
3.8. Plan de mantenimiento tradicional año 2024 en Project	33
3.9. Análisis Valor Acumulado o ganado del plan de mantenimiento tradicional año 2024 en Project	34
4.1. Pareto 80 % de Combinaciones de Fallas Gestión de mantenimiento período años 2000 a 2024	40
4.2. Vista Diagrama de Gantt Plan de mantenimiento tradicional año 2024 en Project	60
4.3. Índices de desempeño del costo y del cronograma	61
4.4. Vista Diagrama de Gantt Plan de mantenimiento optimizado año 2025 en Project	63
5.1. Comparación índice de desempeño del costo CPI y del cronograma SPI 2024 y 2025	68
2. Código para análisis Pareto 80 %	74

Lista de tablas

2.1. Objetivos Corporativos	23
2.2. Alineamiento de objetivos estratégicos de mantenimiento con corporativos	24
3.1. Combinaciones mas frecuentes obtenidas	32
4.1. Escala de interpretación de Cramér's V	37
4.2. Hoja de Asociación Cramér's V	38
4.3. Recomendaciones practicas	39
4.4. Pareto 80 %	40
4.5. Criterios para análisis termográfico según IEEE Std C57.152™-2013	41
4.6. Tareas típicas programadas en plan de gestión anual	59
4.7. Distribución porcentual gestión ejecutada 2024	61
4.8. Límite de los índices de cumplimiento del plan anual de mantenimiento	62
4.9. Distribución porcentual gestión ejecutada 2025	64
4.10. Límite de los índices de cumplimiento del plan anual de mantenimiento	65

Capítulo 1

PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

1.1. Introducción

El sistema de transmisión eléctrica del Ecuador integra activos tales como subestaciones, líneas e instalaciones asociadas que operan a distintos niveles de voltaje (por ejemplo 500, 230, 138, 69 y 13.8kV). Para su administración operativa, estos activos se encuentran organizados por zonas geográficas; una de ellas corresponde al suroccidente incluyendo las provincias de Guayas, Los Ríos, Santa Elena y El Oro. [11]

El seguimiento y la formulación de un plan de gestión de activos se debe concebir como un instrumento “vivo”, sustentado en la depuración e integración de la información técnica (por ejemplo; recomendaciones de fabricantes, rutinas operativas, hojas de vida, evidencias de condición, y análisis de fallas), con el objetivo de priorizar las intervenciones y medir los resultados mediante indicadores verificables. En este marco, el plan facilita la alineación entre las decisiones técnicas y las restricciones administrativas, y se orientan acciones para sostener el desempeño, el riesgo y el costo a lo largo del ciclo de vida de los activos. [7]; [8]

En la gestión operativa del mantenimiento en sistemas de transmisión eléctrica, la estandarización de la ejecución de tareas o acciones mediante órdenes de trabajo (objetivo/alcance, recursos, procedimiento y controles) y su trazabilidad en plataformas tipo ERP; constituyen un requisito para asegurar la consistencia, auditoría y aprendizaje organizacional. Adicionalmente, la intervención sobre activos de alto y extra-alto voltaje exige controles reforzados de seguridad y gestión de riesgos (especialmente en actividades con equipos energizados), donde la disponibilidad de herramientas, procedimientos y personal competente o certificado es crítica para sostener la confiabilidad y la continuidad del servicio. [5]; [12]

Serán de vital importancia los equipos, herramientas y procedimientos para la ejecución de la Gestión de Activos, tomando en cuenta que ciertas actividades deben ejecutarse “en caliente” y por excepción, mediante desconexión.

1.2. Descripción del Problema

El sistema de transmisión eléctrica ecuatoriano, de acuerdo con la escala del IAM (Institute of Asset Management) respecto a la Norma ISO 55001 Sistema de Gestión de Activos, presenta en la actualidad un nivel de madurez entre los niveles 0 (inocencia) y 1 (conciencia)

En base a marcos de madurez en gestión de activos de sistemas de transmisión eléctrica, el estado actual se ubica en un rango inicial (transición entre “conciencia incipiente” y “conciencia”), típico de organizaciones donde predomina la respuesta a eventos (fallas, disparos, indisponibilidades forzadas) por encima de una gestión sistemática del ciclo de vida. En transmisión eléctrica, este patrón se evidencia cuando la priorización de intervenciones depende más de la urgencia operativa que de criterios reproducibles de riesgo (probabilidad \times consecuencia), condición/diagnóstico, criticidad de activos y objetivos de servicio. La evolución esperada hacia mayores niveles de madurez implica institucionalizar un Sistema de Gestión de Activos (SGA) con planificación, control y mejora continua, y fortalecer decisiones con índices de salud/condición y análisis de riesgo para subestaciones y los equipos considerados críticos. [1]; [2]; [3]; [4]

El enfoque actual, con su caracterización, puede describirse como una combinación de:

1. *Mantenimiento preventivo dominado por tareas programadas en el tiempo*
2. *Mantenimiento correctivo orientado a restituir la función operativa ante defectos o fallas*
3. *Mantenimiento predictivo basado en el seguimiento de variables de condición*
4. *Acciones de mejora sustentadas en hallazgos de ejecución y análisis de fallas*

No obstante, para migrar desde rutinas principalmente “tiempo-históricos” hacia decisiones sostenibles, es necesario fortalecer la priorización por criticidad y riesgo, y formalizar la selección de técnicas de monitoreo/diagnóstico por modo de falla. [5]; [6]

1.3. Justificación

El marco regulatorio del sector eléctrico Ecuatoriano exige que la planificación y ejecución del mantenimiento se realice con criterios verificables de desempeño y cumplimiento. En ese sentido, los recientes proyectos regulatorios orientan la gestión del mantenimiento hacia prácticas coherentes con sistemas de gestión de activos, reforzando responsabilidades, lineamientos y medición mediante indicadores. Debido a lo descrito, la presente investigación se justifica al proponer una planificación estratégica del mantenimiento que articule requisitos regulatorios y enfoques modernos de la gestión de activos para la transmisión eléctrica. [11]; [7]

Los lineamientos regulatorios del mantenimiento buscan sostener la disponibilidad y funcionalidad de los activos requeridos para el servicio público, promoviendo intervenciones oportunas que reduzcan la degradación, controlen riesgo y preserven la capacidad de prestación. Desde una perspectiva del ciclo de vida, una planificación robusta contribuye a extender la vida útil técnica,

mejorar continuidad y asegurar que los bienes afectos al servicio mantengan condiciones adecuadas de conservación y trazabilidad para procesos de control y reversión. [11]; [8]

Con la definición de nuevas estrategias de gestión, como la basada en condición, se podría alcanzar la sustentabilidad, preservación de la vida útil de los activos, así como la seguridad y continuidad del servicio.

Basado en la normativa descrita anteriormente, la definición de nuevas estrategias para la gestión de los activos del sistema de transmisión es necesaria para poder cumplir con lo descrito en la resolución del ARCONEL:

- Las responsabilidades institucionales asociadas a la gestión del mantenimiento incluyen: (i) definir directrices y mecanismos de seguimiento y control; (ii) asegurar competencias del personal y la disponibilidad de recursos (herramientas, materiales, repuestos, seguridad y logística) para ejecutar el Plan Anual de Mantenimiento; y (iii) garantizar que la información de planificación y avance se mantenga actualizada para permitir control, auditoría y toma de decisiones. Este enfoque es consistente con la necesidad de un sistema de gestión que convierta la estrategia en ejecución medible y gobernable. [7]; [8]
- Los índices CPI y SPI se emplean como métricas de control para evaluar el desempeño del costo y cronograma (planificación) con base en la metodología del Valor Ganado, permitiendo comparar el avance ejecutado frente a lo presupuestado y lo programado. Su uso es pertinente tanto para requerimientos regulatorios como para una gestión interna, ya que facilita la identificación temprana de desviaciones y la aplicación de acciones correctivas sustentadas en evidencia. [9]; [10]; [11]

Para mantener la alta confiabilidad y calidad del sistema de transmisión se propone la implementación de un “Sistema Inteligente de Gestión de Transmisión (SIGT)”, que proporciona una estrategia de mantenimiento optima mediante un método que considere el análisis del historial de mantenimiento. [13]

Con la finalidad de establecer estrategias de mantenimiento que permitan la reducción de costos, se requiere desarrollar herramientas de apoyo a la gestión de activos, siendo la eficiencia económica y la continuidad del servicio temas cruciales de la transmisión de la energía eléctrica. [14]

1.4. Objetivo General

Definir estrategias para un nuevo modelo de gestión de activos aplicadas a instalaciones de transmisión eléctrica.

1.5. Objetivos Específicos

- Identificar cuáles son las mejores estrategias aplicables para la realidad ecuatoriana, para el mantenimiento y gestión de activos de líneas y subestaciones de transmisión de alto y extra alto voltaje.

- Asegurar los niveles de disponibilidad, confiabilidad, y seguridad, reduciendo costos y cumpliendo con responsabilidades sociales y ambientales, mediante la selección de nuevas metodologías para planificación de la gestión del mantenimiento.
- Analizar la posibilidad de mejorar la situación actual de la gestión sobre los activos de líneas y subestaciones de transmisión de alto y extra alto voltaje en el Ecuador, en base a la condición y análisis de fallas típicas con sus tendencias.

1.6. Importancia

La definición de estrategias para establecer un nuevo modelo de gestión, permitirá desarrollar un Plan Estratégico de Gestión de Mantenimiento (PEGM) para la entidad responsable de la operación y mantenimiento del sistema de transmisión eléctrico Ecuatoriano, mediante:

1. Definir la estrategia corporativa de mantenimiento; estableciendo los temas estratégicos, asuntos críticos, objetivos, indicadores clave de desempeño y estrategias de valor para la gestión de mantenimiento.
2. Desarrollar un marco metodológico; basado en metodologías reconocidas como el Balanced Scorecard y el Modelo Integral de Gestión de Mantenimiento (MGM).
3. Permitir alinear la gestión de mantenimiento con los objetivos corporativos; los objetivos estratégicos de mantenimiento se deben alinear al Plan Estratégico Corporativo.
4. Facilitar la toma de decisiones; mediante la obtención de información crucial para la planificación táctica y operativa, así como para el seguimiento y control de la gestión de mantenimiento.
5. Promover la mejora continua: El PEGM busca optimizar la gestión de mantenimiento a través de la identificación de estrategias de valor y la implementación de planes de acción concretos.

La definición de una nueva estrategia para un nuevo modelo de gestión es fundamental para guiar la gestión de mantenimiento de la entidad responsable de la Transmisión eléctrica del Ecuador, hacia la eficiencia, la eficacia y la mejora continua, asegurando la sostenibilidad.

1.7. Alcance

El alcance del nuevo modelo de gestión se extiende a todas las instalaciones involucradas en el proceso de transmisión eléctrica (subestaciones y líneas de transmisión), buscando:

- Definir una estrategia de mantenimiento: estableciendo temas estratégicos, asuntos críticos, objetivos, indicadores clave de desempeño y estrategias de valor para la gestión del mantenimiento.
- Alinear la gestión de mantenimiento con los objetivos: Los objetivos estratégicos de mantenimiento deben alinear con el Plan Estratégico Corporativo, incluyendo objetivos como incrementar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica e incrementar la eficiencia financiera.

- Establecer un nuevo modelo de gestión de mantenimiento: basado en fases que caracterizan las estrategias y acciones a seguir por los diferentes pasos de la gestión de mantenimiento.
- Optimizar la gestión de mantenimiento a través de la planificación: establecer una planificación quinquenal y planes operativos anuales para cada instalación, los cuales se enlazan y coordinan para lograr una gestión de mantenimiento óptima.
- Facilitar la toma de decisiones: proveer un marco metodológico para la planificación táctica y operativa, el seguimiento y control de la gestión del mantenimiento.
- Promover la mejora continua: buscar la mejora continua de la gestión de mantenimiento a través de indicadores clave de desempeño y auditorías de gestión de mantenimiento que permiten identificar áreas de mejora.
- Para programas de gestión de activos en transmisión, el Balanced Scorecard puede estructurarse en cuatro dimensiones, adaptadas al contexto regulado y de seguridad operacional: (i) finanzas / TOTEX (optimización costo-riesgo-desempeño a lo largo del ciclo de vida); (ii) partes interesadas (cumplimiento regulatorio, continuidad del servicio, seguridad y ambiente); (iii) procesos internos (planificación y programación de mantenimiento, gestión de indisponibilidades, monitoreo de condición, gestión de repuestos críticos y calidad de datos); y (iv) aprendizaje y capacidades (competencias técnicas, estandarización, digitalización y gestión del conocimiento). Esta estructuración facilita el “line-of-sight” desde objetivos corporativos hacia objetivos de activos y su seguimiento. [4]
- Destacar la importancia de la gestión de recursos, incluyendo la gestión de personal, materiales, adquisiciones y bodegas, como elementos clave para el éxito del PEGM.

1.8. Impacto Comercial

Si bien el presente proyecto no se centra explícitamente en el impacto comercial, sí se pueden identificar algunos aspectos relacionados con la gestión del mantenimiento que podrían tener un efecto en el desempeño comercial:

- **Mayor Disponibilidad y Confiabilidad:** El documento establece como objetivos estratégicos: Incrementar la disponibilidad y confiabilidad de las instalaciones de transmisión. Una mayor disponibilidad y confiabilidad de las instalaciones se traduciría en una mayor capacidad de transporte de energía eléctrica, lo que a su vez podría aumentar las ventas y los ingresos.
- **Optimización de Costos de Mantenimiento:** Se busca .optimizar los costos de mantenimiento como uno de los objetivos estratégicos. La reducción de los costos de mantenimiento podría mejorar la rentabilidad, lo que tendría un impacto positivo en el desempeño comercial de la entidad.
- **Mejora de la Eficiencia de la Gestión de Mantenimiento:** El PEGM busca mejorar la eficiencia de la gestión de mantenimiento a través de la planificación, el control de la ejecución, la implementación de mejoras técnicas, etc. Una gestión de mantenimiento más eficiente podría contribuir a la reducción de costos, la mejora de la calidad del servicio y la satisfacción del cliente, lo que en última instancia tendría un impacto positivo en el desempeño comercial.

Es importante destacar que este proyecto se enfoca principalmente en la gestión interna del mantenimiento y no proporciona un análisis detallado del impacto comercial de las estrategias propuestas. Para obtener una visión más completa del posible impacto comercial, sería necesario realizar un análisis más profundo que considere factores como la demanda del mercado, la competencia, la estructura de precios, etc.

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

Con la finalidad de sustentar la propuesta de un nuevo modelo de Plan Estratégico de Gestión de Mantenimiento, obtenido de la definición de una estrategia se tienen las siguientes definiciones:

1. **Gestión Estratégica:** La gestión estratégica del mantenimiento debe traducir objetivos corporativos (seguridad, disponibilidad, costo del ciclo de vida, riesgo) en decisiones anticipadas y verificables, conectando planeación, priorización y control de ejecución. [8]
2. **Balanced Scorecard:** Balanced Scorecard (BSC): Se emplea como marco de gestión del desempeño para traducir la estrategia en un conjunto coherente de objetivos, indicadores (KPIs), metas y acciones, facilitando la alineación entre lo planificado, lo ejecutado y lo medido. En gestión de activos, el BSC puede integrarse al Sistema de Gestión de Activos y al Plan Estratégico de Gestión de Activos (SAMP) para conectar los objetivos organizacionales con los objetivos de gestión de activos y su evaluación de desempeño, en línea con los requisitos de planificación y seguimiento del desempeño establecidos en ISO 55001:2024 y con prácticas profesionales del sector. [4]; [15]; [16]; [17]
3. **MGM:** Un modelo de gestión de mantenimiento robusto opera como sistema cerrado: define políticas, planifica y programa, ejecuta con control de calidad y seguridad, y retroalimenta mejoras desde datos de desempeño y confiabilidad. [7]; [8]
4. **Mantenimiento de Clase Mundial** Mantenimiento de clase mundial (WCM): En mantenimiento “de clase mundial”, el foco es sostener el desempeño del activo mediante prácticas estandarizadas, gestión de riesgos y aprendizaje con datos de condición/fallas, de modo que calidad, seguridad, ambiente y productividad sean resultados medibles. [5]; [6]

Se espera describir la propuesta de gestión de activos mediante una clasificación de las novedades o fallas registradas en la gestión del mantenimiento durante un período mayor a 20 años, analizando la fuerza de asociación mediante Cramér’s V de las fallas (como variables) en grupos definidos como: clase, tipo y causa de falla; tabulando las combinaciones más frecuentes de fallas que explican el 80 % del total de fallas registradas mediante metodología de “Pareto 80 %”, evaluando mediante valor ganado de la planificación de la gestión del mantenimiento correspondiente al año 2024 y al final construyendo y evaluando una propuesta de planificación de la gestión del mantenimiento con una estrategia que permita mejorar los índices de cumplimiento del Plan anual de mantenimiento

(PAM).

Posteriormente se tabulara e interpretara la fuerza de asociación entre: las variables clase, tipo y causa de falla, las combinaciones más frecuentes de fallas para realizar el análisis de los Índices del desempeño del costo (CPI) e Índices del desempeño del cronograma (SPI) del plan de gestión típico del mantenimiento del año 2024 y del plan de gestión mejorado con la estrategia definida para un mantenimiento futuro.

Al final se espera concluir con un resumen de los principales resultados obtenidos en la definición del PEGM, la importancia de la estrategia integral de valor para la gestión de mantenimiento; brindando las recomendaciones para la mejora continua de la gestión del mantenimiento basadas en las relaciones entre las variables clase, tipo y causa de falla.

2.1. Importancia del mantenimiento en la gestión de la transmisión eléctrica y la necesidad de un plan estratégico.

En los sistemas de transmisión eléctrica, la magnitud y criticidad de la base de activos, junto con su impacto sobre la continuidad del servicio, exige que la gestión del mantenimiento disponga de una herramienta sistemática que conecte los objetivos corporativos con la priorización técnica, asignación de recursos y control del desempeño. Cuando dicha sistemática es débil, la ejecución tiende a concentrarse en el cumplimiento de planes operativos y presupuestos, sin asegurar necesariamente la mejor decisión costo-riesgo-desempeño a lo largo del ciclo de vida. [8]; [5]

La ausencia de una ruta metodológica única para definir alcance, secuencia y prioridades del mantenimiento, dificulta sostener la funcionalidad de los activos y, al mismo tiempo, optimizar el uso de recursos. En este contexto, las indisponibilidades asociadas a mantenimientos (programados y no programados) evidencian una oportunidad para migrar hacia enfoques de decisión basados en riesgo y salud del activo, reduciendo ventanas de intervención y mejorando productividad mediante mayor eficiencia y eficacia en la planificación y ejecución. [5]; [6]

2.2. Definición de Mantenimiento de Clase Mundial (WCM) y sus beneficios.

El mantenimiento “de clase mundial” debe entenderse como un enfoque de mejora continua que convierte requisitos de calidad, costo, seguridad, ambiente y productividad en resultados medibles a través de gobernanza, estandarización y decisiones basadas en evidencia. Si la gestión permanece centrada únicamente en planes anuales e históricos, se limita la capacidad de adaptación ante cambios de condición, riesgo operativo y restricciones del sistema; por ello, se requiere una estrategia dinámica que conecte objetivos corporativos con priorización, ejecución y control de desempeño, con retroalimentación desde datos de condición y fallas. [7]; [8]; [12].

El mantenimiento de clase mundial en transmisión, no se limita a cumplir un plan anual: implica gobernanza, estandarización y decisiones basadas en evidencia para reducir riesgo y sostener conti-

nuidad con el menor costo de ciclo de vida. La excelencia se demuestra cuando (i) la priorización se deriva de criticidad y salud del activo; (ii) las intervenciones se diseñan por modos de falla dominantes; (iii) la ejecución se controla con calidad, seguridad y trazabilidad en órdenes de trabajo; y (iv) los indicadores reflejan impacto real en indisponibilidad, reincidencia y productividad, no solo cumplimiento administrativo. Este, se podría alcanzar brindando un enfoque proactivo e integrado que permita gestionar el mantenimiento de activos, de una manera transversal y comprensible a toda la organización, con una orientación clara para elevar la seguridad, economía y eficiencia global mediante prácticas de excelencia, medición (KPIs) y mejora continua.

Un enfoque de mantenimiento orientado a la excelencia debe reflejar beneficios en:

- Desempeño y productividad (disponibilidad, confiabilidad, calidad del servicio)
- Gestión de riesgos (seguridad, ambiente y continuidad)
- Eficiencia del ciclo de vida (uso de recursos, costo total y aprendizaje)
- Capacidades organizacionales (gestión del cambio, comunicación y conocimiento)

En los sistemas de transmisión eléctrica, estos beneficios se consolidan cuando la priorización y las decisiones se fundamentan en la salud del activo, criticidad y riesgo, y cuando los indicadores permiten verificar el aporte de mantenimiento a objetivos corporativos. [8]; [5]

El mantenimiento de clase mundial: requiere que las organizaciones vean el mantenimiento como un proceso de negocio crítico y una inversión en capacidad productiva, en lugar de un mal necesario. Las compañías de alto rendimiento se enfocan consciente y consistentemente en los elementos de liderazgo y esenciales, y añaden elementos de elegir la excelencia para lograr resultados superiores. Está evolucionando hacia la Gestión de Activos (Asset Management), un campo más amplio que considera el ciclo de vida completo de los activos, y se alinea con los estándares internacionales emergentes que impulsan la profesión a niveles de logro más altos". [18]

2.3. Alineación de la gestión de mantenimiento con los objetivos corporativos

Los objetivos estratégicos de mantenimiento deberán estar alineados al Plan Estratégico Corporativo, a través de objetivos claros. Como referencia se puede mencionar los siguientes objetivos de una Corporación Eléctrica de nuestro País:

Partiendo de la determinación de los asuntos críticos y la formulación de las estrategias de valor se puede colegir los objetivos estratégicos de la gestión de mantenimiento de empresa de transmisión eléctrica, mismos que serán alcanzados a través de la gestión técnica a desarrollar por la institución en su conjunto en las instalaciones de Transmisión para el horizonte de los próximos 10 años.

A continuación los objetivos específicos de mantenimiento para cada Zona geográfica en la que se encuentra dividido del Sistema de Nacional de Transmisión:

- Se deberá incrementar: Disponibilidad, Confiabilidad y Mantenibilidad de las Subestaciones de Potencia y de las Líneas de Transmisión.

Tabla 2.1: **Objetivos Corporativos**

Numero de objetivo corporativo	Objetivo corporativo
1	Incrementar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica.
2	Incrementar la sostenibilidad financiera de la Corporación.
3	Incrementar la eficiencia, eficacia y optimización institucional.
4	Incrementar el desarrollo del talento humano.

Fuente: [19].

- Se deberá optimizar los costos de Mantenimiento.
- Se deberá mejorar las siguientes relaciones de tipo de Mantenimiento desarrollado y contabilizado en horas: Horas Mantenimiento Preventivo / Horas Mantenimiento Predictivo / Horas Mantenimiento de Innovación y Mejoras/ Horas Correctivo
- Se deberá capacitar y certificar al personal en las prácticas de Gestión de Mantenimiento más eficaces y óptimas para cada equipo de planta en su contexto operacional.
- Se deberá motivar al personal para alcanzar su alineamiento hacia los objetivos Institucionales, situación que se deberá evidenciar sobre la base de implementar mejoras a procesos y procedimientos técnicos que partan de la iniciativa del personal de Mantenimiento.

Partiendo de los asuntos críticos y las estrategias de valor definidas anteriormente, como referencia o modelo, se presenta el alineamiento de los objetivos estratégicos de mantenimiento y corporativos de una Corporación Eléctrica del País y que nos permite tener una mejor visión:

Tabla 2.2: Alineamiento de objetivos estratégicos de mantenimiento con corporativos

Alineamiento de los objetivos estratégicos de gestión de mantenimiento con los objetivos corporativos		
Número de Objetivo Corporativo	Objetivo Corporativo	Objetivo Estratégico de Gestión de Mantenimiento
1	Incrementar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica	Incrementar la disponibilidad de la infraestructura eléctrica e Incrementar la confiabilidad eléctrica
2	Incrementar la sostenibilidad financiera	Optimizar los costos de gestión de mantenimiento
3	Incrementar la eficiencia, eficacia y optimización institucional	Incrementar la Mantenibilidad de la infraestructura eléctrica y Mejorar la relación de tipos de mantenimiento predictivo/preventivo/mejorativo/correctivo
4	Incrementar el desarrollo de Talento Humano	Incrementar la certificación técnica del personal de mantenimiento e Incrementar el alineamiento y compromiso del personal de mantenimiento

Fuente: [19].

2.4. Importancia de la planificación a largo plazo.

La planificación del mantenimiento con un horizonte de mediano y largo plazo demanda liderazgo y visión sistémica, de modo que la estrategia se mantenga flexible ante la incertidumbre operativa y cambios en condición de activos. En la práctica, ello implica definir reglas de decisión, portafolios de intervenciones y mecanismos de revisión periódica de resultados, para ajustar prioridades con base en evidencia y sostener la mejora continua. [7]; [8]

La planificación táctica de la Gestión de Mantenimiento debería ser con una periodicidad al

menos quinquenal (cinco años), la cual convergerá en Planes Operativos Anuales. Estos planes de Mantenimiento deben contener al menos la realización sistemática de actividades preventivas y predictivas basadas en condición, así como los recursos que aseguren la disponibilidad y confiabilidad, según criterios técnicos, de oportunidad, económicos, ambientales y de seguridad de las personas y equipos de acuerdo con la normativa vigente.

Las actividades de Mantenimiento serán planeadas de acuerdo a la función de los activos, sus modos de falla y las consecuencias que puedan implicar en producción, calidad, y seguridad a los equipos, personas y medio ambiente. La optimización de la planificación de mantenimiento debe realizarse a nivel Corporativo, de manera integrada, coordinada y actualizada con una periodicidad al menos trimestral (cada 3 meses).

Los Planes de mantenimiento deben ser desarrollados considerando también las acciones de mantenimiento recomendadas por el fabricante, las mejores prácticas comúnmente aceptadas y aquellas que resultaren de la experiencia comprobada, enmarcados dentro de un proceso de mejora continua. Toda acción de Mantenimiento debe ser planificada oportunamente, tanto para las actividades de Mantenimiento Preventivo, como las de Predictivo e inclusive Correctivo.

La planificación de mantenimientos que impacten en la disponibilidad de las instalaciones será optimizada bajo un escenario hidro-térmico que considera el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), en donde el resultado corporativo sea el más eficiente. Se ajustará a las reales necesidades de la organización y se ejecutará de manera efectiva en cuanto a los plazos y costos. Adicionalmente, deben ser preparados por Zonas en el segmento de Transmisión y Centrales de Generación. Las especificaciones técnicas de repuestos, materiales y servicios deben estar actualizadas.

Capítulo 3

METODOLOGÍA

La metodología descrita en el documento busca proveer un marco de trabajo integral y sistemático para la gestión del mantenimiento en la entidad de transmisión eléctrica. Su implementación se espera que contribuya a la mejora de la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de los activos, así como al logro de los objetivos estratégicos.

El documento describe una metodología detallada para la elaboración e implementación de una Estrategia para un nuevo modelo de Gestión de Mantenimiento (EMGM) en la Empresa de Transmisión Eléctrica ecuatoriana, valorada de acuerdo a la evaluación de los índices de cumplimiento descritos en el proyecto de regulación de la agencia de control del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

La gestión del mantenimiento en instalaciones de transmisión debe estructurarse como un sistema auditable que asegure que los bienes afectos al servicio público conservan su capacidad de prestación, con decisiones trazables en términos de seguridad, continuidad y costo del ciclo de vida. En este marco, la propuesta de regulación orienta a tres obligaciones institucionales: (1) establecer directrices y mecanismos de seguimiento y control; (2) garantizar competencias y disponibilidad de recursos (herramientas, materiales, repuestos, seguridad y logística); y (3) mantener información de planificación y avance actualizada para control, auditoría y toma de decisiones.

Para convertir en operativos estos requerimientos, se propone implementar una Matriz de Cumplimiento del PAM con cinco campos mínimos: requisito, procedimiento interno, evidencia (órdenes de trabajo, reportes, registros de condición), indicador (cumplimiento, indisponibilidad asociada, backlog, reincidencia) y responsable. La matriz permite verificar, en cada corte de control, que la programación y la ejecución responden a criterios técnicos (criticidad/condición/modo de falla), y no únicamente a históricos o disponibilidad de recursos.

A continuación, se describe la metodología paso a paso:

3.1. Clasificación de las novedades o fallas registradas en la gestión del mantenimiento durante un período mayor a 20 años.

Como fuente de almacenamiento y clasificación de información se construyó una base de datos en Access para el registro de la gestión del mantenimiento desde el año 2000 (aproximadamente 24 años de datos), como se observa en las Figuras 3.1 y 3.2.



Figura 3.1: Base de datos en Access para hojas de vida o registro de gestión del mantenimiento

Dentro de la base de datos, la tabla empleada para el análisis es la denominada “MANTENIMIENTO REALIZADO”, la misma que posee 160.668 registros de la gestión de mantenimiento sobre subestaciones de transmisión eléctrica de alto y extra alto voltaje.

La información registrada en la celda o campo denominado “NOVEDADES”, corresponde a las fallas clasificadas en grupos definidos como: clase, tipo y causa; cuya información ha sido tabulada en base a la siguiente estructura definida basada en la experiencia adquirida durante los últimos 24 años de ejercicio profesional en el ámbito privado y público, la misma que se observa en las Figuras 3.3 y 3.4:

MANTENIMIENTO REALIZADO											
CODIGO BASE	FECHA	S/E	Numi	ID EQUIPO	MTTO-REALIZADO	NOVEDADES	CLASE FALLA	TIPO FALLA	CAUSA FALLA	CONDICIONES FINALES	RECOMENDACIONES
055823	domingo, 21 de agosto de 2011	SE-PLC	NA	52-012	1.- LIMPIEZA DE AISLACION DE EQUIPOS GIS 138 Y 69 KV, EQUIPO PRIMARIO Y CADENAS DE PORTICOS 138 Y 69 KV. 2.- PRUEBAS ELECTRICAS EN DCPS HABIA PASCUALES 2.- MEDICION DE RESISTENCIA DE	BALCO ATO EXTERNA FUGAS DE ACEITE EN BRIDAS DE VALVULAS Y TUBERIAS REPORTADAS.	FALLA MECANICA	MECANICA-FUGA	MATERIAL	SUBESTACION DISPONIBLE PARA ENERGIZAR.	1.- PROGRAMAR REPARAC I/O HABILITACION DEL AT FASE C CON LA FINALIDAD PODER MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACION Y CONTAR C EL EQUIPO PARA EL CAMBI
MSE/TRI/069/05/11388	sábado, 26 de noviembre de 2005	SE-TRN	NA	52-012	1.-) LIMPIEZA EXTERNA TOTAL DEL EQUIPO GIS 2.-) LIMPIEZA DE AISLACION AEREA (PORTICO) DE SALIDA DE LINEA 3.-) INSPECCION Y REAJUSTE DEL CONEXIONADO DEL EQUIPO PRIMARIO	1.-) ALTO GRADO DE CONTAMINACION PRODUCTO DE LOS GASES DE LA COMBUSTION DE LAS UNIDADES GENERADORAS	FALLA EXTERNA	ELECTRICA-OTROS	EXTERNO AL SISTEMA	1.-) NORMALES DE OPERACION	1.-) TRANSELECTRIC S.A. DEBERA COORDINAR MEDI CORRECTIVAS CON LAS UNIDADES GENERADORAS PARA REDUCIR LA CONTAMINACION DEL EQL GIS Y CONVENENCIONAL DE L
MSE/POL/069/03/034	viernes, 13 de junio de 2003	SE-PLC	NA	52-012	1.-) DISYUNTOR - COMPRESOR DE AIRE: 1.1.-) REEMPLAZO DE MEMBRANA PARA VALVULA DE ASPIRACION CON UNA FABRICADA LOCALMENTE CON ACERO LAMINADO DE 0.20 mm DE ESPESOR	1.-) MEMBRANA DE VALVULA DE ASPIRACION ORIGINAL SE ENCUENTRA FISURADA NOTA: MATERIAL ORIGINAL ACERO	FALLA MECANICA	MECANICA- OTROS	MATERIAL	1.-) NORMALES DE OPERACION 2.-) COMPRESOR HABILITADO	1.-) MONITOREAR OPERAC DEL COMPRESOR
34096	jueves, 10 de febrero de 2011	SE-PLC	NA	52-012	1. SE REALIZA LIMPIEZA DE CAÑALETAS Y CAJAS DE PASO EN BANIA GIS TRES CERRITOS 69 KV. 2. SE REALIZA REAJUSTE DE CONEXIONADO DE LOS GABINETES DE CONTROL Y SE VERIFICA ESTADO DE PLUG.	SE ENCONTRARON FUGAS DE AIRE EN LA VALVULA DE APERTURA FASE A Y LA DE CIERRE FASE B	FALLA MECANICA	MECANICA-FUGA	MATERIAL	NORMAL DE OPERACION	CONTINUAR ATENCION PLANIFICADA
MSE/TRI/069/06/14029	lunes, 3 de julio de 2006	SE-TRN	NA	52-012	1.-) LIMPIEZA EXTERIOR DEL GIS PARTE BUNDADA 2.-) DESOXIDACION Y CORRECCION DE FALLAS DE PINTURA 3.-) GABINETES DE CONTROL LOCAL: 3.1.- LIMPIEZA INTERIOR 3.2.- INSPECCION VISUAL DEL ESTADO	1.- LA MISMA DE SIEMPRE CONTAMINACION AGRESIVA PRODUCTO DE LA EMANACION DE GASES DURANTE EL PROCESO DE	FALLA EXTERNA	ELECTRICA-OTROS	EXTERNO AL SISTEMA	1.-) NORMALES DE OPERACION	1.-) TRANSELECTRIC DEBE TOMAR MEDIDAS CORRECTIVAS Y PREVENTI A FIN DE PRESERVAR LA INTEGRIDAD DE LOS EQUIP 2.-) GABINETE DE CONTROL LOCAL: CAMBIAR PANTALL
MSE/TRI/069/06/15675	domingo, 19 de noviembre de 2006	SE-TRN	NA	52-012	1.-) LIMPIEZA DE AISLACION DE GIS Y PORTICO 2.-) LIMPIEZA DEL BUNDAJE DEL GIS.	1.-) CONTAMINACION AGRESIVA EMANADA DURANTE EL PROCESO DE GENERACION DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA TRINITARIA	FALLA EXTERNA	ELECTRICA-OTROS	EXTERNO AL SISTEMA	1.-) EN OPERACION	1.-) TRANSELECTRIC DEBERU TOMAR LAS MEDIDAS CORRECTIVAS Y PREVENTI NECESARIAS CONTRA LA CONTAMINACION AGRESI EMANADA POR EL AT FASE

Figura 3.2: Tabla de datos de mantenimiento realizado período años 2000 a 2024

COD GRUPO CLASE DE FALLA	GRUPO CLASE DE FALLA	GRUPO TIPO DE FALLA
FEL	FALLA ELECTRICA	ELECTRICA-CORTOCIRCUITO
		ELECTRICA-CIRCUITO ABIERTO
		ELECTRICA-SIN ENERGIA
		ELECTRICA-ALTO/BAJO VOLTAJE
		ELECTRICA-BAJO AISLAMIENTO
		ELECTRICA-FALTA DE SINCRONIZACION
		ELECTRICA-FALSA SENAL DE PARADA
		ELECTRICA-FALLA DE ARRANQUE/PARADA
ELECTRICA-OTROS		
FMT	FALLA MATERIALES	MATERIAL-CORROSION
		MATERIAL-EROSION
		MATERIAL-DESGASTE
		MATERIAL-ROTURA/FRACTURA
		MATERIAL-FISURA
		MATERIAL-FATIGA
		MATERIAL-SOBRECALENTAMIENTO
		MATERIAL-QUEMADO
MATERIAL-OTROS		
FMC	FALLA MECANICA	MECANICA-FUGA
		MECANICA-VIBRACION
		MECANICA-DESALINEAMIENTO
		MECANICA-DEFORMACION
		MECANICA-SOLTURA/AFLOJAMIENTO
		MECANICA-ADHERENCIA
		MECANICA-INCRUSTACION
		MECANICA-REFRIGERACION DEFICIENTE
		MECANICA-CALEFACCION DEFICIENTE
		MECANICA-DEFICIENCIA ESTRUCTURAL
		MECANICA-CAVITACION
		MECANICA-LUBRICACION
		MECANICA-DESBALANCEO
		MECANICA-OTROS
FOC	FALLA OBRA CIVIL	OBRA CIVIL-HUNDIMIENTO/DESPLAZAMIENTO
		OBRA CIVIL-DESNIVEL
		OBRA CIVIL-ESTRUCTURAL
		OBRA CIVIL-OBSTRUCCION
		OBRA CIVIL-OTROS
FSC	FALLA SISTEMA DE CONTROL	SISTEMA DE CONTROL-INSTRUMENTO DEFECTUOSO
		SISTEMA DE CONTROL-INSTRUMENTO DESCALIBRADO
		SISTEMA DE CONTROL-SIN SENAL/SIN INDICACION/SIN ALARMA
		SISTEMA DE CONTROL-SENAL O INDICACION O ALARMA INCORRECTA
		SISTEMA DE CONTROL-FALLA DE HARDWARE
		SISTEMA DE CONTROL-FALLA DE SOFTWARE
		SISTEMA DE CONTROL-COMUNICACION INTERRUMPIDA
		SISTEMA DE CONTROL-OTROS
FTL	FALLA TELECOMUNICACION	TELECOMUNICACIONES-PERDIDA DE ENLACE
		TELECOMUNICACIONES-HARDWARE
		TELECOMUNICACIONES-SOFTWARE
FEX	FALLA EXTERNA	
VAR	VARIOS	
NGN	NINGUNA	NINGUNA

Figura 3.3: Clasificación de fallas por clase y tipo

COD GRUPO CAUSA DE FALLA	GRUPO CAUSA DE FALLA
EHU	ERROR HUMANO
MTR	MATERIAL
DSN	DISEÑO
FNA	FENOMENOS NATURALES Y AMBIENTALES
EXS	EXTERNO AL SISTEMA
NDE	NO DETERMINADA
FBR	FABRICACION
INS	INSTALACION/MONTAJE
NGN	NINGUNA

Figura 3.4: Clasificación de fallas por causa

3.2. Análisis de la fuerza de asociación mediante Cramér's V de las fallas (como variables) en grupos definidos como: clase, tipo y causa de falla.

Mediante el empleo de un código escrito en Python, detallado en la sección ANEXOS, se analizaron los 160.668 registros de la tabla "MANTENIMIENTO REALIZADO" del archivo en formato Access empleando la metodología de Asociación Cramér's V, para medir la fuerza de asociación entre dos variables categóricas; realizando una analogía, es como la correlación de Pearson, pero para datos no numéricos, como tipos de falla.

Luego de la ejecución del código se obtuvo la tabla descrita en la Figura 3.5:

	CLASE FALLA	TIPO FALLA	CAUSA FALLA
CLASE FALLA	1	0.901167706	0.515252192
TIPO FALLA	0.901167706	1	0.647114027
CAUSA FALLA	0.515252192	0.647114027	1

Figura 3.5: Resultado de asociación de Cramér's V

La tabla se interpreta de la siguiente manera:

- La diagonal siempre es 1.0 porque cada variable está perfectamente correlacionada consigo misma.
- Las demás celdas representan la fuerza de asociación entre pares de variables.

Considerando la escala de interpretación descrita en la Figura 3.6:

Escala de interpretación de Cramér's V	
Valor	Interpretación
0.00 - 0.10	Ninguna o muy débil
0.10 - 0.30	Débil
0.30 - 0.50	Moderada
0.50 - 0.70	Fuerte
0.70 - 1.00	Muy fuerte o casi perfecta

Figura 3.6: Escala interpretación asociación de Cramér's V

CLASE FALLA vs TIPO FALLA = 0.901 (muy fuerte) Implica que cada clase de falla está altamente asociada a un tipo específico de falla. Se podría predecir el tipo de intervención necesaria (correctiva, preventiva, etc.) tan solo con la clase detectada. Se puede identificar una relación fuerte entre el tipo de falla y su causa. Esto sugiere que el tipo de falla puede ser un buen indicador de la causa probable, aunque no debe ser considerado determinante.

TIPO FALLA vs CAUSA FALLA = 0.647 (fuerte) Significa que al identificar el tipo de falla, se podría anticipar la causa más probable. Al existir una relación fuerte entre el tipo de falla y su causa, se sugiere que el tipo de falla puede ser un buen indicador de la causa probable, aunque no es determinante. Esta relación es útil para evitar recurrencias (por ejemplo se sabe que un tipo siempre se debe a la misma causa), entrenar técnicos para buscar causas raíz sin perder tiempo y planificar la existencia de repuestos alineado con causas típicas por tipo.

CLASE FALLA vs CAUSA FALLA = 0.515 (fuerte) Equivale a que la clase de la falla también se asocia fuertemente con su causa, aunque un poco menos que con el tipo. Podemos concluir que, conociendo la clase, se puede hacer inferencias útiles sobre la causa raíz. Se observa que existe una asociación fuerte entre la clase de la falla y su causa, pero un poco más débil que la anterior; esto indica que hay una relación importante, aunque con más variabilidad.

Del análisis realizado con los datos registrados en la base de datos, las tres relaciones son significativas, pero la más fuerte y útil para inferencia o predicción es la de **CLASE FALLA vs TIPO FALLA [0.901 (muy fuerte)]**

3.3. Tabulación de las combinaciones más frecuentes de fallas que explican el 80 por ciento del total de fallas registradas mediante metodología de Pareto 80 por ciento.

Continuando con el empleo del código escrito en Python, se analizaron los 160.668 registros de la tabla "MANTENIMIENTO REALIZADO" del archivo en formato Access empleando la metodología de Pareto 80% (Para priorización en transmisión, el principio de Pareto es útil para concentrar recursos donde se genera la mayor pérdida de valor: típicamente, un subconjunto reducido de activos/familias de equipos (o modos de falla) concentra gran parte de las horas de indisponibilidad, energía no suministrada, reprocesos de mantenimiento o costos correctivos. Operativamente, se aplica sobre históricos de fallas, avisos, indisponibilidades y costos para identificar el "vital few" y

dirigir acciones como campañas de mitigación, ajustes de mantenimiento y gestión de repuestos críticos, maximizando impacto con recursos limitados [?]), se tabularon las combinaciones más frecuentes de las fallas que permiten explicar el 80 % del total de fallas registradas en las gestiones del mantenimiento.

Empleando el resultado obtenido de la metodología de Asociación Cramér's V, **CLASE FALLA vs TIPO FALLA [0.901 (muy fuerte)]** se identificó lo descrito en la siguiente Figura:

CLASE FALLA	TIPO FALLA	CAUSA FALLA	Frecuencia	Porcentaje	Acumulado
FALLA MATERIALES	MATERIAL-SOBRECALENTAMIENTO	MATERIAL	18599	0.356473407	0.356473407
FALLA MATERIALES	MATERIAL-CORROSION	MATERIAL	12157	0.233004312	0.589477719
FALLA EXTERNA	ELECTRICA-OTROS	EXTERNO AL SISTEMA	4050	0.077623383	0.667101102
FALLA MECANICA	MECANICA-FUGA	MATERIAL	3957	0.07584092	0.742942022

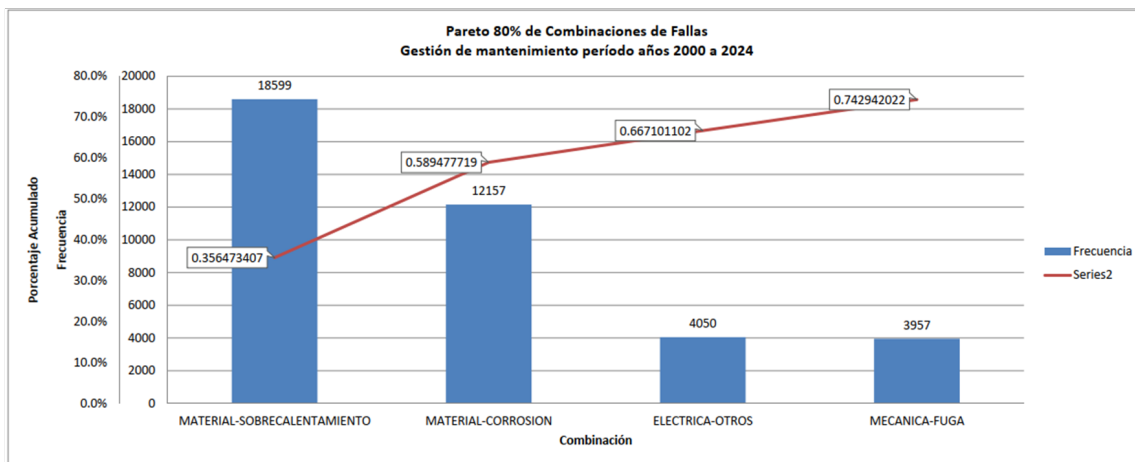


Figura 3.7: Resultado de análisis por Pareto 80 %

Observando las combinaciones más frecuentes obtenidas, entre las 4 se alcanza aproximadamente el 75 % de todas las fallas, por lo que el análisis puede ser enfocado en las descritas en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Combinaciones mas frecuentes obtenidas

Combinación	Análisis
Material-sobrecalentamiento	Puntos calientes.
Material-corrosión	Corrosión, degradación de galvanizado, degradación de pintura, sulfatación de bornes.
Externa-eléctrico/otros	Contaminación por productos de combustión de central de generación, agentes contaminantes de fumigación.
Mecánica-fuga	Fugas de aire o gas SF6.

Las barras muestran la frecuencia de cada combinación de falla y la línea muestra el porcentaje acumulado del total de fallas.

Con la información obtenida se define la estrategia para construir un nuevo plan de gestión del mantenimiento considerando como prioridad:

- Gestión predictiva (inspecciones termográficas) para reducir las fallas por sobrecalentamiento
- Gestión preventiva (aplicación de pintura o químico especial) para mitigar los efectos de la corrosión
- Gestión preventiva (limpieza exterior de equipamiento y retiro de contaminantes sólidos) con prioridad en trabajos en energizado.

3.4. Evaluación mediante valor ganado de la planificación de la gestión del mantenimiento correspondiente al año 2024

Empleando Microsoft Project se procede a construir un plan de gestión del mantenimiento para subestaciones de transmisión eléctrica con 859 tareas para 16 instalaciones con recursos tipo trabajo y material, basados en el tiempo (programación tradicional), como se observa en la Figura 3.8.

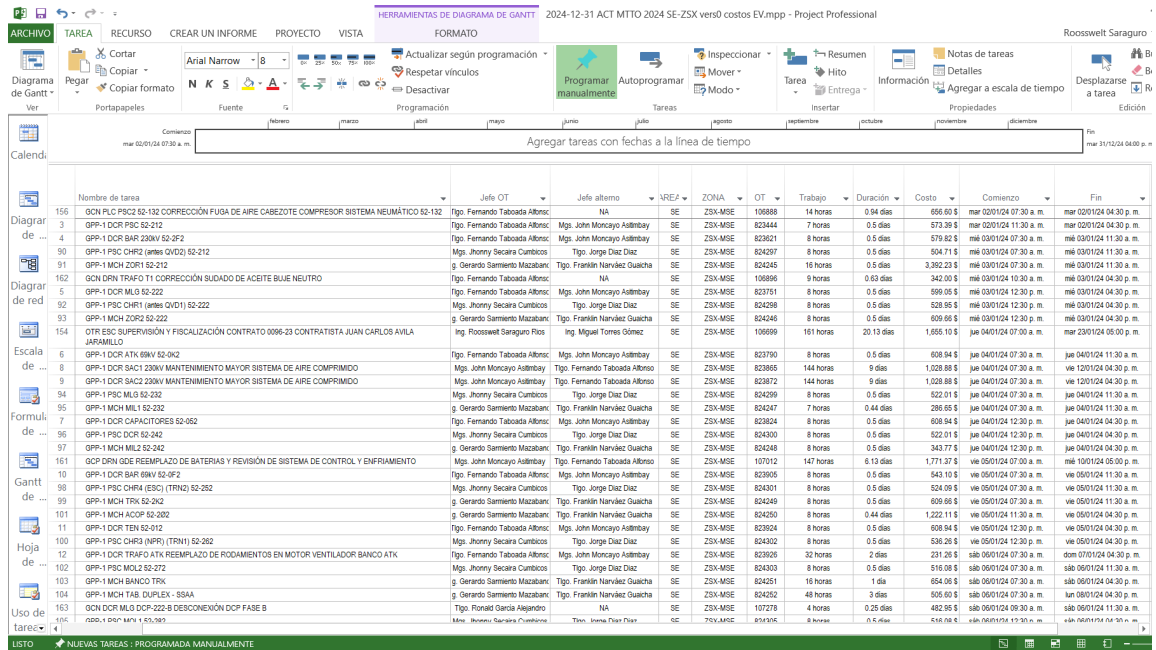


Figura 3.8: Plan de mantenimiento tradicional año 2024 en Project

Se ejecuta el análisis de Valor Acumulado o Valor ganado para obtener los índices del desempeño del costo (CPI o IRC) y del desempeño del cronograma (SPI o IRP) con la finalidad de determinar el estado de la programación actual del mantenimiento con la estrategia tradicional en relación a lo descrito en el proyecto de resolución ARCONEL: *Regulación NRO. ARCONEL-00X/24 [20] sobre la Gestión del mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Ecuador, 2024. (en revisión a diciembre 2025)*, tal como se observa en la Figura 3.9.

Nombre de línea	Costo base	VALOR PLANIFICADO	% completa	VALOR REAL	COSTO REAL	IRP	VC	IRC	CPI	CVR	VMR
156	656.01 E	656.01 E	100%	656.01 E	656.01 E	1	0%	1	1	1	0%
3	573.20 E	573.20 E	100%	573.20 E	573.20 E	1	0%	1	1	1	0%
4	573.20 E	573.20 E	100%	573.20 E	573.20 E	1	0%	1	1	1	0%
5	304.71 E	304.71 E	100%	304.71 E	304.71 E	1	0%	1	1	1	0%
10	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
11	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
12	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
13	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
14	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
15	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
16	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
17	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
18	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
19	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
20	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
21	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
22	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
23	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
24	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
25	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
26	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
27	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
28	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
29	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
30	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
31	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
32	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
33	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
34	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
35	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
36	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
37	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
38	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
39	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
40	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
41	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
42	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
43	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
44	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
45	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
46	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
47	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
48	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
49	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
50	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
51	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
52	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
53	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
54	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
55	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
56	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
57	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
58	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
59	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
60	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
61	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
62	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
63	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
64	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
65	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
66	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
67	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
68	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
69	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
70	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
71	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
72	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
73	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
74	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
75	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
76	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
77	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
78	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
79	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
80	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
81	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
82	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
83	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
84	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
85	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
86	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
87	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
88	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
89	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
90	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
91	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
92	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
93	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
94	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
95	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
96	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
97	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
98	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
99	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%
100	340.30 E	340.30 E	100%	340.30 E	340.30 E	1	0%	1	1	1	0%

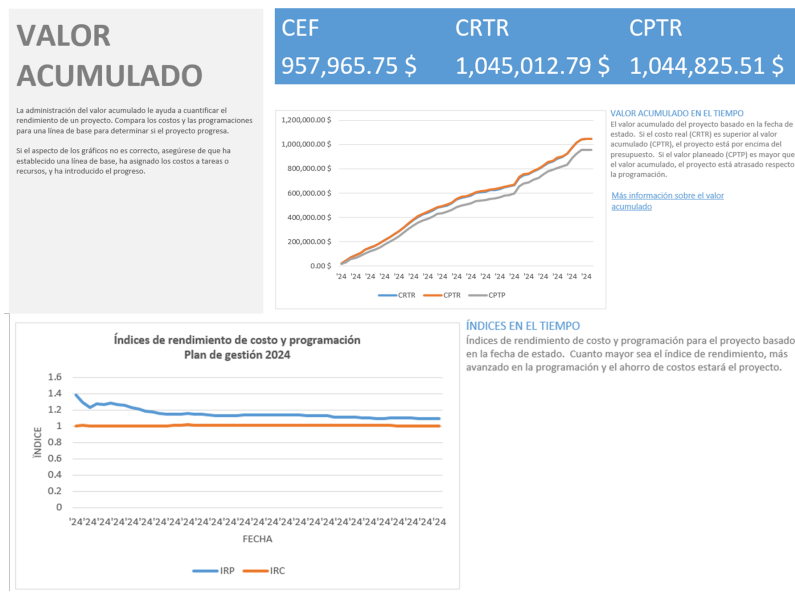


Figura 3.9: Análisis Valor Acumulado o ganado del plan de mantenimiento tradicional año 2024 en Project

Con base a los resultados obtenidos se identifica un escenario con: **SPI > 1** que sugiere avance igual o superior a lo planificado **CPI < 1** indica eficiencia de costo desfavorable (tendencia a sobrecosto). *Por encima del presupuesto y por delante de lo planificado; ajustar para reducir costos.*

La lectura técnica no debe quedarse en el signo del índice: se recomienda segregar variaciones por paquetes de trabajo (ingeniería, adquisiciones, pruebas, indisponibilidades) y validar si el adelanto del cronograma está “comprándose” con horas extras, contrataciones adicionales o reprocesos; con ello se definen medidas de control (actualización de la línea base de la planificación justificado, contención de costos, o ajustes de alcance) sin comprometer seguridad y calidad. [21]; [22]

3.5. Construcción y evaluación de una propuesta de planificación de la gestión del mantenimiento con una estrategia que permita mejorar los índices de cumplimiento del PAM.

Utilizando los criterios obtenidos de la asociación de Cramér's V y el análisis de Pareto 80 %, se define la estrategia para construir un nuevo plan de gestión del mantenimiento considerando como prioridad:

- Gestión predictiva (inspecciones termográficas) para reducir las fallas por sobrecalentamiento
- Gestión preventiva (aplicación de pintura o químico especial) para mitigar los efectos de la corrosión
- Gestión preventiva (limpieza exterior de equipamiento y retiro de contaminantes sólidos) con prioridad en trabajos en energizado.

Basado en la estrategia, se analiza el Valor acumulado o ganado de la nueva gestión del mantenimiento y se analizan los índices en base al proyecto de regulación, esperando obtener CPI y SPI > 1.

Capítulo 4

RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1. Tabulación e interpretación de la fuerza de asociación entre las variables clase, tipo y causa de falla.

El presente proyecto cuenta con una fuente principal de información compuesta por una base de datos en formato Access, la misma que fue desarrollada por el responsable de este proyecto y que ha sido empleada desde el año 2000 hasta la actualidad para registrar las acciones de mantenimiento que se planifican y ejecutan sobre los diferentes equipos de subestaciones de transmisión eléctrica de las provincias de Guayas, El Oro, Santa Elena y Los Ríos.

En el periodo antes descrito, se lograron documentar 160.668 registros relacionados con actividades de mantenimiento ejecutadas sobre los equipos de subestaciones en la tabla denominada “MANTENIMIENTO REALIZADO”. El detalle del mantenimiento ejecutado es complementado con la descripción y clasificación de las novedades identificadas por clase, causa y tipo de falla.

Los grupos de clases de falla y tipo de falla definidos, basados en el registro histórico levantado en mas de 20 años, son los siguientes:

1. *Falla eléctrica = cortocircuito, circuito abierto, sin energía, alto-bajo voltaje, bajo aislamiento, falta de sincronización, falsa señal de parada, falla de arranque/ parada, otros*
2. *Falla de materiales = corrosión, erosión, desgaste, rotura/fractura, fisura, fatiga, sobrecalentamiento, quemado, otros*
3. *Falla mecánica = fuga, vibración, desalineamiento, deformación, soltura/aflojamiento, adherencia, incrustación, refrigeración deficiente, calefacción deficiente, deficiencia estructural, gravitacional, lubricación, desbalanceo, otros*
4. *Falla Obra Civil = hundimiento, desplazamiento, desnivel, estructural, obstrucción, otros.*
5. *Falla Sistema de Control = instrumento defectuoso, instrumento descalibrado, sin señal/sin indicación/sin alarma, falla hardware, falla software, comunicación interrumpida, otros.*
6. *Falla Telecomunicación = perdida de enlace, hardware, software*

7. *Falla Externa*

8. *Varios*

9. *Ninguna*

Para los grupos causas de falla definidos, se tienen los siguientes:

- a) Error Humano
- b) Material
- c) Diseño
- d) Fenómenos naturales y ambientales
- e) Externo al Sistema
- f) NO determinada
- g) Fabricación
- h) Instalación/Montaje
- i) Ninguna

Se utiliza V de Cramér como medida de tamaño de efecto para cuantificar la fuerza de asociación entre variables categóricas relevantes en sistemas de transmisión eléctrica (por ejemplo, tipo de activo vs modo de falla, tecnología/antigüedad vs severidad, estado de condición vs intervención requerida). A diferencia del peso o significado estadístico, V de Cramér ayuda a juzgar si una relación es prácticamente relevante para decisiones de mantenimiento/renovación. Para interpretación, se recomienda usar umbrales explícitos (y documentarlos) [23], por ejemplo:

Valor	Interpretación
0.00 a 0.10	Ninguna o muy débil
0.10 a 0.30	Débil
0.30 a 0.50	Moderada
0.50 a 0.70	Fuerte
0.70 a 1.00	Muy fuerte o casi perfecta

Tabla 4.1: Escala de interpretación de Cramér's V

También se podrían considerar esquemas alternativos reportados en literatura reciente donde valores $> 0,05$, $> 0,10$ y $> 0,15$ representan incrementos de asociación (según el contexto y grados de libertad). [23]

Con el uso del código en Python, se obtuvo la tabla que constituye la Hoja de Asociación Cramér's V , la misma que se puede interpretar como: *"diagonal siempre es 1.0 porque cada variable está perfectamente correlacionada consigo misma y las demás celdas representan la fuerza de asociación"*

entre pares de variables”:

	Clase Falla	Tipo falla	Causa falla
Clase de falla	1	0.901167706124661	0.515252192252168
Tipo de falla	0.901167706124661	1	0.647114026794531
Causa de falla	0.515252192252168	0.647114026794531	1

Tabla 4.2: Hoja de Asociación Cramér’s V

Analizando la tabla 4.2 se puede determinar que:

- a) 0.901 = asociación muy fuerte o casi perfecta entre clase de falla y tipo de falla
- b) 0.647 = asociación fuerte entre causa de falla y tipo de falla
- c) 0.515 = asociación fuerte entre clase de falla y causa de falla

Una vez que se conoce la forma de interpretar la Hoja de Asociación Cramér’s V, obtenida del análisis de los datos registrados, se puede definir la aplicación de los resultados para actividades de mantenimiento, considerando que las tres (3) relaciones son significativas, pero la más fuerte y útil para inferencia o predicción es la de **CLASE FALLA vs TIPO FALLA**; sin embargo, las otras dos también indican dependencias relevantes y podrían ser útiles para el análisis de causa raíz o modelado.

La interpretación de cada una de las relaciones obtenidas con aplicación a mantenimiento de activos de subestaciones eléctricas sería la siguiente:

1. **CLASE FALLA vs TIPO FALLA = 0.901 (muy fuerte)**

Significa que cada clase de falla está altamente asociada a un tipo específico de falla; por lo que se podría predecir el tipo de intervención necesaria (correctiva, preventiva, etc.) tan solo con la clase de falla detectada.

Al existir una relación muy fuerte o casi perfecta entre la clase de la falla y el tipo de falla, bastaría con conocer la clase de la falla para prácticamente determinar el tipo de falla (o viceversa).

Estrategia: Diseñar protocolos de acción diferenciados por clase de falla, automatizar alertas y planificación por clase de falla y reducir el tiempo de diagnóstico.

2. **TIPO FALLA vs CAUSA FALLA = 0.647 (fuerte)**

El valor que se registra, determina que al identificar el tipo de falla, se podría anticipar la causa más probable.

Se observa una relación fuerte entre el tipo de falla y su causa; esto podría concluir en que el tipo de falla puede ser un gran indicador de la causa probable, aunque no es determinante.

Esta relación es útil para: Evitar recurrencias, ya que si se conoce que un tipo de falla siempre se debe a la misma causa de falla, entrenar técnicos para buscar causas raíz optimizando al máximo el uso del tiempo y planificar la existencia de repuestos en Bodegas alineado con causas de falla típicas por tipo de falla.

3. **CLASE FALLA vs CAUSA FALLA = 0.515 (fuerte)**

En esta relación se puede observar que la clase de la falla también se asocia fuertemente con su causa, aunque un poco menos que con el tipo; esto significa que, conociendo la clase, se puede hacer inferencias útiles sobre la causa raíz, es decir hay una relación importante, aunque con más variabilidad.

Recomendación: Una metodología válida sería agrupar activos o sistemas por clase de falla y analizar qué causas se repiten. Con los registros obtenidos y analizados se lograra contar con información para definir la aplicación de un mantenimiento preventivo y predictivo

En base a los resultados obtenidos de las relaciones se podrían definir las siguientes acciones o recomendaciones a considerar para la planificación del mantenimiento de activos de subestaciones de transmisión eléctrica:

Acción	Basado en
Establecer rutas de diagnóstico rápidas	clase y tipo de falla
Priorizar existencia de repuestos	causa y tipo de falla
Diseñar lista de chequeo de acciones preventivas	clase y causa de falla
Agrupar activos por patrones de falla	Todas las correlaciones

Tabla 4.3: Recomendaciones practicas

4.2. Tabulación e interpretación de las combinaciones más frecuentes de fallas.

Se ha definido el uso del **principio de Pareto (regla 80/20)** para el análisis de las combinaciones mas frecuentes de fallas, lo que significa que el 80 % de las consecuencias provienen del 20 % de las causas, es decir que el principio de Pareto es una heurística de concentración ya que en muchos fenómenos “mal distribuidos”, una fracción pequeña de causas/categorías explica la mayor parte del efecto.

Para los datos del proyecto, se tiene que:

Causas = combinaciones de CLASE + TIPO + CAUSA de falla
Consecuencias = cantidad de veces que esas fallas ocurrieron

Como resultado de la aplicación del principio de Pareto 80 %, se obtiene una tabla que contiene las combinaciones más frecuentes de fallas que explican el 80 % del total de fallas registradas.

El gráfico descrito en la Figura 4.1 presenta dos elementos visibles, barras y línea acumulada.

Las **barras** muestran la frecuencia de cada combinación de falla mientras que la **línea acumulada** muestra el porcentaje acumulado del total de fallas.

Las primeras barras (a la izquierda del gráfico) explican o representan la mayoría de los fallos.

Clase de falla	Tipo de falla	Causa de falla	Frecuencia	Porcentaje	Acumulado
Falla materiales	Material Sobrecalentamiento	Material	18599	0.35647	0.35647
Falla materiales	Material Corrosión	Material	12157	0.23300	0.58947
Falla externa	Eléctrica otros	Externo al Sistema	4050	0.07762	0.66710
Falla mecánica	Mecánica Fuga	Material	3957	0.07584	0.74294

Tabla 4.4: Pareto 80 %

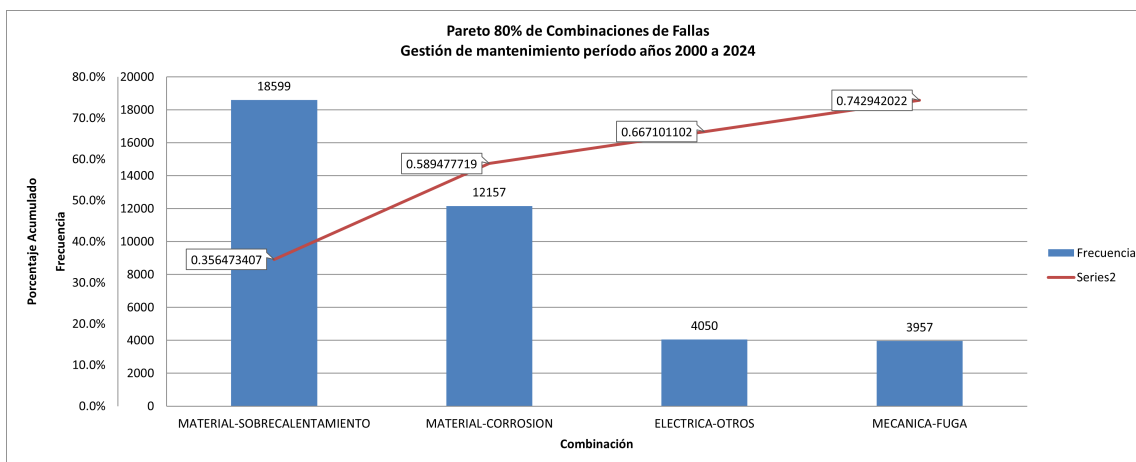


Figura 4.1: Pareto 80 % de Combinaciones de Fallas Gestión de mantenimiento período años 2000 a 2024

El punto donde la línea acumulada llega al 80 % marca el límite o corte; es decir, las combinaciones a la izquierda de ese límite o corte son las más importantes a intervenir.

1. **MATERIAL SOBRECALENTAMIENTO** En este tipo de falla se agrupan las novedades relacionadas con puntos calientes identificados durante las inspecciones termográficas programadas o inspecciones electromecánicas dentro de rutinas operativas. Para la definición de puntos calientes se emplea la normativa: IEEE Std C57.152™-2013 [24] *Comparaciones de temperaturas entre componentes: Bajo condiciones similares de carga e incrementos sobre la temperatura ambiente*” cuyas acciones se detallan en la Tabla 4.5.
2. **MATERIAL CORROSIÓN** En esta sección se agrupan las novedades relacionadas con corrosión debido a la degradación del material por contacto con alta concentración de salinidad, excremento de aves de rapiña; así mismo por la baja calidad del material galvanizado o de la grasa lubricante conductiva empleada en las zonas de contacto.
3. **ELÉCTRICA OTROS** Para este tipo de falla, se han agrupado las novedades que reflejan la presencia de contaminantes en los aisladores del equipo primario así como en cadenas de pórticos, lo que provoca la presencia de corrientes de fuga cuyas descargas son visibles y audibles.

Condición durante inspección	Acción a ejecutar
Entre componentes similares bajo las mismas condiciones de CARGA: 1°C a 3°C y entre componentes y la temperatura ambiente: 1°C a 10°C	Normal a posible deficiencia; justifica investigación
Entre componentes similares bajo las mismas condiciones de CARGA: 4°C a 15°C y entre componentes y la temperatura ambiente: 11°C a 20°C	Indica posible deficiencia; reparar como el tiempo lo permita / próximo mantenimiento programado
Entre componentes similares bajo las mismas condiciones de CARGA: mayor a 15°C y entre componentes y la temperatura ambiente: 21°C a 40°C	Monitorear hasta que la medida correctiva pueda ser ejecutada / monitoreo
Entre componentes similares bajo las mismas condiciones de CARGA: mayor a 15°C y entre componentes y la temperatura ambiente: mayor a 40°C	Discrepancia mayor; reparar inmediatamente

Tabla 4.5: Criterios para análisis termográfico según IEEE Std C57.152™-2013

4. **MECÁNICA FUGA** Se han agrupado las novedades relacionadas con fugas de aire de sistemas neumáticos de interruptores de potencia tanque muerto, fugas de GAS SF6 (medio aislante) y fugas de aceite dieléctrico de equipos de transformación de potencia o de medición.

El análisis de las combinaciones mas frecuentes de fallas mediante el método de Pareto 80 %, se aplica para la planificación del mantenimiento de los activos de subestaciones de transmisión eléctrica mediante:

- a) **Priorización de las combinaciones más frecuentes**
Estandarización la corrección
Incremento de la existencia o disponibilidad de repuestos relacionados
Revisión del diseño o capacitación
- b) **Eliminación de causas repetitivas**
Cambio de proveedores
Rediseño procedimientos
- c) **Optimización tiempos de parada**
Atención prioritaria de esas fallas en paradas programadas

Es decir, si existen limitaciones técnicas o económicas para la gestión del mantenimiento y si solo se puede atender algunas fallas, debemos empezar por las combinaciones de mayor peso o mas frecuentes ya que ellas causan la gran mayoría de los problemas.

Basado en lo anterior, la prioridad de la planificación se debería enfocar en:

1. Gestión sobre puntos calientes
2. Gestión sobre materiales por degradación y presencia de corrosión

3. Gestión de limpieza de aisladores ya sea en energizado o desenergizando

4. Gestión de atención a fugas de aire, gas SF6 y aceite dieléctrico.

4.3. Análisis de los índices del desempeño del costo (CPI) e índice del desempeño del cronograma (SPI) del plan de gestión típico del mantenimiento del año 2024.

Las actividades relacionadas con la gestión sobre el equipamiento primario y de servicios auxiliares de subestaciones de transmisión eléctrica para el año 2024 se han registrados en un archivo de Microsoft Project con recursos tipo materiales y trabajo valorados así como calendario con horario particularizado con relación a los horarios de intervención (con salida de servicio o en energizado con declaración de riesgo de disparo) autorizados por el ente de regulación y control del sector eléctrico Ecuatoriano.

Considerando 16 instalaciones (subestaciones de transmisión), se elaboró un plan de mantenimiento con 859 tareas, valoradas, agrupadas de la siguiente manera:

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Bahía convencional y encapsulada con equipamiento primario de línea, transformación, capacitores, reactores en servicio	Gestión predictiva Inspección termográfica de conexión aéreo y equipo primario Análisis de imágenes	Periodicidad Semestral
	Gestión preventiva Limpieza de estructuras y bases Corrección de fallas de pintura y corrosión Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Control y registro de niveles de aceite de equipo primario Control y registro de parámetros operativos del interruptor Gestión de tableros Gestión rutinaria de seccionadores Gestión rutinaria de interruptor	Frecuencia Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Reactores, bancos de unidades monofásicas o trifásico en servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de conexionado aéreo y equipo primario Inspección termográfica de servicios auxiliares (enfriamiento) Análisis de imágenes	Semestral
Capacitores, bancos de unidades monofásicas en servicio	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza de reactor en zonas sin riesgo de electrocución Corrección de fallas de pintura y óxido (en partes sin riesgo) Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Inspección y/o control de fugas de aceite Gestión de tableros Control de parámetros operativos Inspección de deshidratadores, regeneración y/o cambio del silicagel Tratamiento de aceite dieléctrico en reactores en servicio	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada
	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de conexionado aéreo y equipo primario Análisis de imágenes	Semestral
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza de componentes de bancos de capacitores en zonas sin riesgo de electrocución Corrección de fallas de pintura y óxido (en partes sin riesgo) Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Inspección y/o control de fugas de aceite Gestión de tableros Control de parámetros operativos	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Equipos de Transformación (autotransformador o transformador), bancos de unidades monofásicas o trifásico en servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de conexionado aéreo y equipo primario Inspección termográfica de servicios auxiliares (enfriamiento) Análisis de imágenes	Semestral
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza de transformador en zonas sin riesgo de electrocución Corrección de fallas de pintura y óxido (en partes sin riesgo) Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Inspección y/o control de fugas de aceite Gestión de tableros Control de parámetros operativos Pruebas operativas del sistema de enfriamiento Inspección de deshidratadores, regeneración y/o cambio del silicagel Tratamiento de aceite dieléctrico en transformadores de potencia en servicio	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
LcT (lavado con tensión) Limpieza de aisladores en energizado con equipo de lavado con alta presión de agua	Gestión predictiva	Periodicidad
	Registro de resistividad/conductividad del agua Análisis de imágenes y resultados obtenidos	Anual
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Preparación de equipos, herramientas y materiales Delimitación de área a ser intervenida. Pruebas funcionales del Equipo de Lavado. Ubicación de Carro Canasta y Equipo de Lavado Asignación de Funciones Retiro de equipos, herramientas y materiales.	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Bahía convencional y encapsulada con equipamiento primario de línea, transformación, capacitores, reactores fuera de servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Pruebas eléctricas a interruptores convencionales/encapsulados Pruebas eléctricas a seccionadores convencionales/encapsulados Pruebas eléctricas a transformadores de corriente, potencial, divisores capacitivos de potencial convencionales/encapsulados Pruebas eléctricas a pararrayos	Cada tres años
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza de aisladores de pórtico y equipo primario Limpieza de general de equipo primario Chequeo de ajuste de terminales y/o corrección punto caliente Corrección de fallas pintura y óxido Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Control y registro de niveles aceite equipo primario Verificación de estado de contadores de descarga de pararrayos. Gestión de tableros locales y cajas de conexiones de TC's y DCP's. Comprobar estado de relés de 125 Vcc y contactos auxiliares de los MCB. Gestión y pruebas operativas de seccionadores Gestión de disyuntor Pruebas de alarmas y disparos de presión de aire y SF6.	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Bahía encapsulada en gas SF6, corrección de fugas de gas SF6 (mantenimiento mayor) fuera de servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Registro de parámetros de calidad y contenido de humedad del gas SF6 Análisis de los resultados obtenidos de acuerdo a normativa	Cada 10 años o de acuerdo a la curva de tendencia de la presión de SF6
Interruptor de potencia fuera de servicio (corrección de fuga de gas SF6)	Gestión preventiva	Frecuencia
	Preparación de equipos, herramientas y materiales Salida de servicio de bahía y/o barra Recuperación de gas SF6 de la sección con fuga Corrección de fugas de SF6 Vacío de sección intervenida Llenado de gas SF6 a presión nominal Comprobación de hermeticidad Prueba operativa de equipo(s) intervenido(s)	Cada 10 años o de acuerdo a la curva de tendencia de la presión de SF6 Actividades ejecutadas con instalación desenergizada
	Gestión predictiva	Periodicidad
	Registro de parámetros de calidad y contenido de humedad del gas SF6 Análisis de los resultados obtenidos de acuerdo a normativa	Cada 10 años o de acuerdo a la curva de tendencia de la presión de SF6
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Preparación de equipos, herramientas y materiales Salida de servicio del interruptor con transferencia Recuperación de gas SF6 de la sección con fuga Corrección de fugas de SF6 Vacío de sección intervenida Llenado de gas SF6 a presión nominal Comprobación de hermeticidad Prueba operativa del interruptor	Cada 10 años o de acuerdo a la curva de tendencia de la presión de SF6 Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Equipos de Transformación (autotransformador o transformador), bancos de unidades monofásicas o trifásico fuera de servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Pruebas eléctricas a equipo de transformación Análisis de resultados obtenidos según norma internacional	Cada tres años
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza de transformador en zonas sin riesgo de electrocución Limpieza de aisladores de pórtico y bujes Chequeo de ajuste de terminales y conexiones aéreas Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de barra terciaria Inspección y/o control de fugas de aceite Pruebas operativas del sistema de enfriamiento Inspección de deshidratadores, regeneración y/o cambio del silicagel Pruebas funcionales de alarmas y disparos protecciones mecánicas	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Rotación de unidad monofásica de transformación (transformador o autotransformador) de Banco de 3 unidades con 1 de reserva	Gestión predictiva	Periodicidad
	Pruebas eléctricas a equipo de transformación que ingresara a operación Análisis de resultados obtenidos según norma internacional	Cada tres años
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Desconexión cableado aéreo del transformador saliente Desconexión de cableado de protección-control-medición (PCM) del transformador saliente en tablero Conexión cableado aéreo del transformador entrante Conexión de cableado de protección-control-medición (PCM) del transformador entrante en tablero Pruebas funcionales de sistema de enfriamiento y protecciones mecánicas del equipo de transformación. Chequeo de ajuste de terminales y conexiones aéreas Limpieza general y pintura a equipo intervenido.	Cada tres años Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Corrección de fuga de aceite en equipo de transformación (fuera de servicio)	Gestión predictiva	Periodicidad
	Pruebas eléctricas a equipo de transformación que ingresara a operación Análisis de resultados obtenidos según norma internacional	Cada tres años o dependiendo de la criticidad de la fuga y su impacto ambiental
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Preparación de equipos, herramientas y materiales Ubicación, conexión y alimentación de planta de tratamiento de aceite Recuperación de aceite de acuerdo con la ubicación de fugas Llenado de cuba con nitrógeno de alta pureza Cambio de empaques en sitios de fugas Comprobación de hermeticidad Llenado y tratamiento de aceite Desconexión y retiro de planta de tratamiento de aceite	Cada tres años o dependiendo de la criticidad de la fuga y su impacto ambiental Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Reactores y Capacitores en arreglo de bancos monofásicos y trifásico fuera de servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Pruebas eléctricas a reactores y/o capacitores	Cada tres años
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza general de banco de capacitores y/o reactores Chequeo de ajuste de terminales y/o corrección punto caliente Corrección de fallas pintura y oxidado Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Inspección y reajuste de conexiones secundarios TP's, DCP's y TC's. Verificación de estado de contadores de descarga de pararrayos. Gestión de tableros locales y cajas de conexiones de TC's, TP's y DCP's. Gestión de tableros (comprobar los contactos auxiliares de los MCB). Medición de inductancia en reactor, capacitancia y resistencia de aislamiento de cada celda en banco de capacitores.	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Barra convencional (aérea) de 500, 230, 138 y 69kV fuera de servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Registro de distancias de seguridad	Cada tres años
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza de aisladores de barra y equipo primario Limpieza de general de equipo primario Chequeo de ajuste de terminales y/o corrección de puntos calientes Corrección de fallas pintura y oxidado en herrajes y equipo primario Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Control y registro de niveles aceite de transformadores de instrumentos Inspección y reajuste de conexiones secundarios DCP's y TP's de Barra. Gestión de tableros	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Grupo electrógeno a diésel (siempre que el servicio no este contratado con proveedor externo) fuera de servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Pruebas eléctricas a motor de grupo electrógeno Pruebas funcionales de grupo electrógeno	Anual
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza general del grupo electrógeno GESTIÓN de batería y cargador Control y chequeo de componentes motor Cambio de aceite y filtros, chequear banda Pruebas operativas en vacío y con carga Gestión de panel de control Gestión bomba de combustible Corrección de fallas pintura y oxidado Cambio de refrigerante Medición de resistencia de aislamiento del estator Gestión bomba de combustible Medición de resistencia de devanados del estator y del inductor del sistema de excitación. Inspección de puestas a tierra. Verificación de nivel de combustible en tanque diario y reserva.	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Banco de baterías de 125Vcc aislado del sistema de control/-protección	Gestión predictiva	Periodicidad
	Prueba de descarga de banco de Baterías Prueba de Medición de impedancia de celdas e interconexiones de celdas	Anual
Transformador de servicios auxiliares en servicio	Gestión preventiva	Frecuencia
	Control y/o llenado de nivel de electrolito Limpieza general del banco de baterías Control de parámetros operativos Revisión de ajustes de conexiones Recarga del banco. Registro de voltaje, temperatura y densidad de celdas Gestión del motor del extractor Corrección de fallas de pintura y óxido	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada
	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de conexionado aéreo y equipo primario Análisis de imágenes	Anual
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Limpieza de general del transformador Chequeo de ajuste de terminales y conexiones aéreas Corrección de fallas pintura y óxido Inspección y/o control de nivel de aceite y temperatura Control de parámetros operativos Limpieza, lubricación y reajuste de conexiones de puesta a tierra Inspección de seccionadores fusibles	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Cargadores de baterías de 125Vcc fuera de servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de componentes electrónicos y de potencia Análisis de imágenes	Anual
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Chequeo del ajuste del conexionado en general Limpieza general Control del estado de los elementos, calefactores e iluminación Chequeo estado de medidores y señalización Control de parámetros operativos durante carga y descarga Pruebas de transferencia entre cargadores Corrección de fallas pintura y óxido	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada
Tableros de control, protección y medición en servicio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de componentes electrónicos Análisis de imágenes	Anual
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Chequeo del ajuste del conexionado en general Limpieza general Control del estado de los elementos, calefactores e iluminación Chequeo estado de IEDs, MCBs, borneras y elementos de iluminación-calefacción Corrección de fallas pintura y óxido	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Sistema de iluminación exterior e interior y sistema de tomas de patio	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de componentes de fuerza Análisis de imágenes	Anual
Sistema contra incendio	Gestión preventiva	Frecuencia
	Revisión y/o cambio de luminarias y accesorios de patios y calles Revisión y/o cambio de luminarias y accesorios de edificaciones Gestión de tableros de distribución y control CC y CA Revisión y/o remplazo de tomas de patio y edificaciones. Pruebas operativas de luminarias CC y CA Inspección a cajas de conexiones de la iluminación CC y CA.	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada
	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de componentes de fuerza Pruebas eléctricas y mediciones en motor bomba Análisis de imágenes y resultados obtenidos	Anual
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Inspección del circuito de fuerza y arrancador suave. Pruebas operativas y/o reparación de componentes del sistema de bombeo Corrección de fallas pintura y óxido Inspección de hidrantes y mangueras	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Sistema de agua potable	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de componentes de fuerza Pruebas eléctricas y mediciones en motor bomba Análisis de imágenes y resultados obtenidos	Anual
Sistema de agua potable	Gestión preventiva	Frecuencia
	Pruebas operativas y/o reparación de componentes del sistema de bombeo Corrección de pequeñas fugas de agua Pruebas operativas y/o reparación de componentes del sistema de bombeo Corrección de fallas pintura y óxido Inspección y reporte de daños graves en sistema de agua	Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Torres de iluminación portátiles	Gestión predictiva Inspección termográfica de componentes de fuerza Pruebas eléctricas y mediciones en motor bomba Análisis de imágenes y resultados obtenidos	Periodicidad Anual
	Gestión preventiva Limpieza general de equipo de generación móvil. Chequeo de nivel y viscosidad de aceite y/o cambio de aceite. Chequeo y/o cambio de refrigerante de radiador. Chequeo y/o cambio de filtros de aire, aceite y combustible. Gestión a la batería. Control y chequeo de componentes del motor. Se realiza prueba operativa de arranque de torre de iluminación. Prueba de mecanismo de izaje y encendido de Luminarias.	Frecuencia Anual Actividades ejecutadas con instalación energizada

Continúa en la siguiente página

Instalación de la subestación eléctrica	Actividad planificada	Frecuencia
Sistema de aire comprimido centralizado de subestaciones encapsuladas (fuera de servicio)	Gestión predictiva	Periodicidad
	Inspección termográfica de componentes de fuerza Pruebas eléctricas y mediciones en motor de compresor Análisis de imágenes y resultados obtenidos	Anual
	Gestión preventiva	Frecuencia
	Selección de compresor a intervenir, ajuste de válvulas para aislar el sistema Despresurización de tanque aire e inspección de válvula de seguridad Corrección de fugas de aire del sistema Gestión o cambio del conjunto motor-compresor Cambio de empaques del compresor Cambio del aceite del compresor y banda Prueba de funcionamiento y registro de tiempos Prueba de manómetros y switch de presión Limpieza interna y externa de gabinete.	Anual Actividades ejecutadas con instalación desenergizada

Tabla 4.6: Tareas típicas programadas en plan de gestión anual

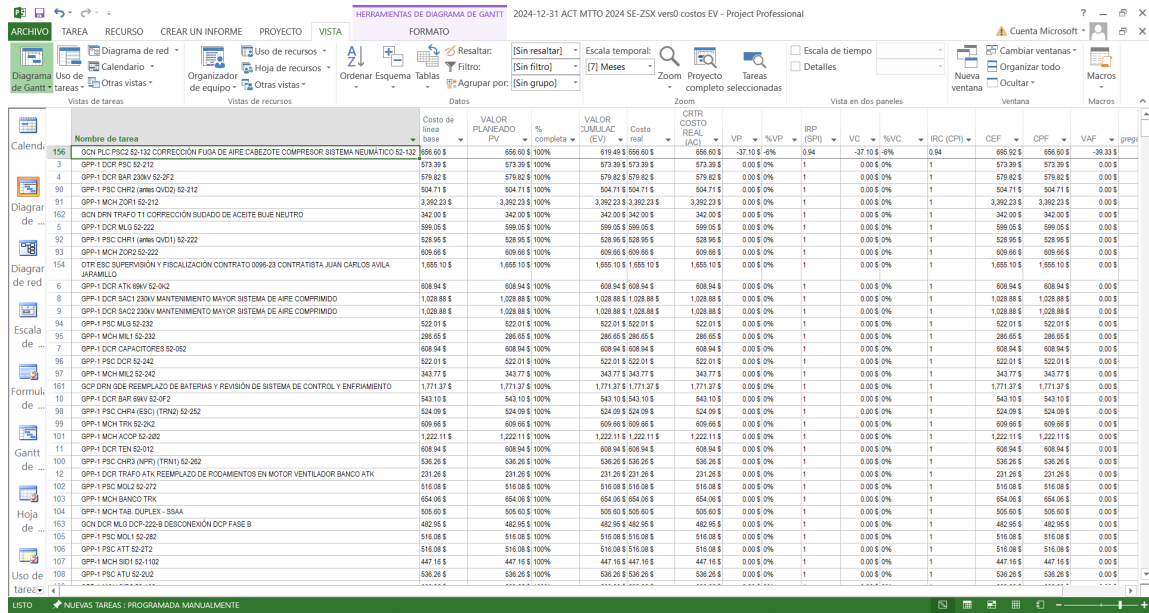


Figura 4.2: Vista Diagrama de Gantt Plan de mantenimiento tradicional año 2024 en Project

Considerando la clasificación antes descrita de actividades relacionadas con la intervención del personal de mantenimiento de subestaciones de transmisión se construye el archivo en formato Project valorado para realizar la evaluación de los índices de mantenimiento con base al valor ganado descrito en el proyecto de resolución ARCONEL: *Regulación NRO. ARCONEL-00X/24 [20] sobre la Gestión del mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Ecuador, 2024. (en revisión a diciembre 2025).*

De las 859 tareas creadas y ejecutadas se tiene una distribución en base a la prioridad de planificación identificada luego de la tabulación e interpretación de las combinaciones mas frecuentes de falla de la siguiente manera:

Gestión ejecutada	Cantidad de actividades y porcentaje
Gestión sobre materiales por degradación y presencia de corrosión	451 actividades = 52.50 %
Gestión de limpieza de aisladores ya sea en energizado o desenergizando	164 actividades = 19.09 %
Gestión sobre diferentes tipos de novedades	172 actividades = 20.02 %
Gestión sobre puntos calientes	50 actividades = 5.82 %
Gestión de atención a fugas de aire, gas SF6 y aceite dieléctrico	22 actividades = 2.56 %

Tabla 4.7: Distribución porcentual gestión ejecutada 2024

Luego de evaluar económicamente el plan (costos y recursos) se aplica Earned Value Management para comparar la ejecución real contra la línea base. En términos estándar: EV (earned value; equivalente al “costo presupuestado del trabajo realizado/ganado”) representa el valor planificado del trabajo efectivamente completado; AC (actual cost) es el costo real incurrido; y PV (planned value) es el valor presupuestado del trabajo planificado a la fecha. Con ello, $CPI = EV/AC$ estima eficiencia de costo y $SPI = EV/PV$ estima desempeño del cronograma. En programas de activos, estos índices se usan para anticipar desviaciones, sostener decisiones de control y reportar desempeño de manera objetiva. [21]; [22]

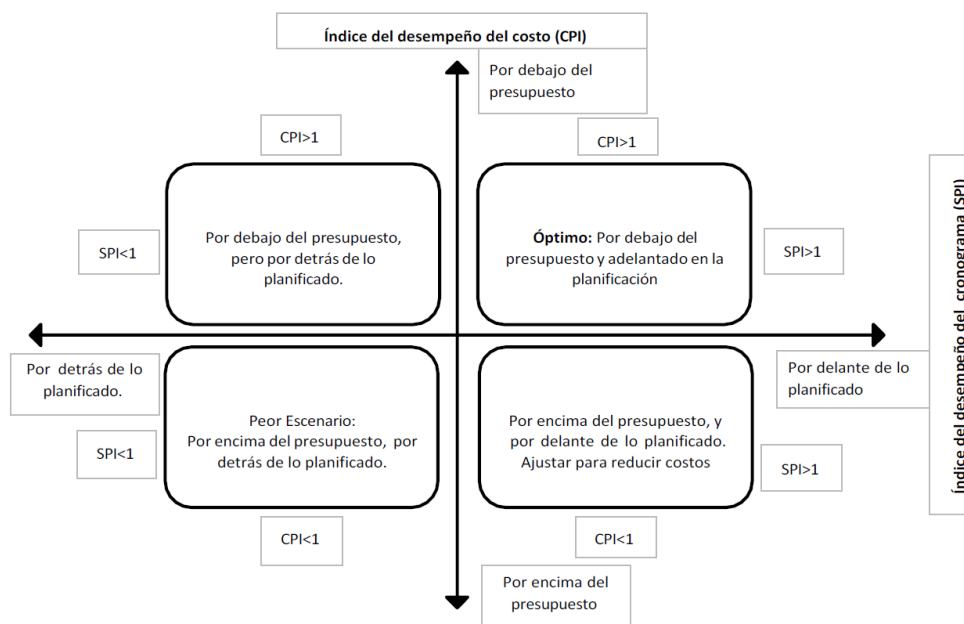


Ilustración 4 Índice de Desempeño del Costo (CPI) y del Cronograma (SPI)

Figura 4.3: Índices de desempeño del costo y del cronograma

Para el plan analizado se obtuvieron IRC (CPI)=0,9998 e IRP (SPI)=0,9999, valores muy próximos a 1, lo que sugiere un desempeño global cercano a lo presupuestado y a lo programado.

No obstante, al ser ligeramente inferiores a 1, es técnicamente consistente interpretarlos como una desviación marginal de costo y una leve brecha de cronograma, que amerita ajustes finos en secuenciación, recursos y ventanas de intervención.

En 2024, la reprogramación de actividades, asociada a restricciones operativas del sistema, puede explicar variaciones del SPI, por lo que el control debe documentar causas, replanificar y sostener trazabilidad de decisiones. Adicionalmente, la mejora de CPI se fortalece cuando la asignación de mano de obra y materiales responde a prioridades derivadas de criticidad/condición del activo, reduciendo retrabajos y desviaciones.

Este tratamiento es coherente con el uso de CPI/SPI como métricas de control bajo Valor Ganado y con lineamientos regulatorios de seguimiento. [9]; [10]; [11].

Resolución NRO. ARCONEL-0XX/2024: Regulación NRO. ARCONEL-00X/24 [20] sobre la *Gestión del mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica*, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Ecuador, 2024. (en revisión a diciembre 2025)

	Índice	Límite permitido	Valor obtenido en el plan
CPI	80 %	mínimo	99.98 % (Cumple)
SPI	80 %	mínimo	99.99 % (Cumple)

Tabla 4.8: Límite de los índices de cumplimiento del plan anual de mantenimiento

4.4. Análisis de los índices del desempeño del costo (CPI) e índice del desempeño del cronograma (SPI) del plan de gestión 2025 mejorado con la estrategia definida para un mantenimiento futuro.

Tomando como referencia lo analizado para el año 2024, se procedió a proponer para el año 2025 la construcción de un plan de mantenimiento en un archivo de Microsoft Project con recursos tipo materiales y trabajo valorados, así como calendario con horario particularizado con relación a los horarios de intervención (con salida de servicio o en energizado con declaración de riesgo de disparo) autorizados por el ente de regulación y control del sector eléctrico Ecuatoriano.

Considerando 16 instalaciones (subestaciones de transmisión), se elaboró un plan de mantenimiento con 935 tareas, valoradas, agrupadas de la siguiente manera:

1. Gestión sobre materiales por degradación y presencia de corrosión

2. Gestión de limpieza de aisladores ya sea en energizado o desenergizando
3. Gestión sobre puntos calientes
4. Gestión de atención a fugas de aire, gas SF6 y aceite dieléctrico.

Nombre de tarea	Costo de línea base	% completa	VALOR PLANEADO PY (CPTP)	VALOR ACUMULADO + FV (CPTP)	COSTO REAL DEL TRABAJO REALIZADO (CPTP)	Costo real	COSTO REAL (AC)	VP	%VP	SPI (RP)	VC	%VC	CPI (RC)
434 MON PLC CAP2 52-722 LEVANTAMIENTO NOVEDADES ELECTROMECÁNICAS REEMPLAZO DE FUSIBLES/CELIDAS	3.614.85 \$	100%	3.614.85 \$	3.614.85 \$	3.614.85 \$	3.614.85 \$	3.614.85 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
310 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH ZOR1 52-212	3.170.39 \$	100%	3.170.39 \$	3.170.39 \$	3.170.39 \$	3.170.39 \$	3.170.39 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
342 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL ATR1 52-192	657.31 \$	100%	657.31 \$	657.31 \$	657.31 \$	657.31 \$	657.31 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
28 GESTION CORRECTIVA PROGRAMADA DOR SACT 230V MANTENIMIENTO MAIOR SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO REEMPLAZO DE RINES	888.48 \$	100%	888.48 \$	888.48 \$	888.48 \$	888.48 \$	888.48 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
311 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH ZOR2 52-222	804.17 \$	100%	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
343 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL AT01 52-102	559.17 \$	100%	559.17 \$	559.17 \$	559.17 \$	559.17 \$	559.17 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
312 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH ML1 52-232	478.91 \$	100%	478.91 \$	478.91 \$	478.91 \$	478.91 \$	478.91 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
344 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL TRAF 52-102	646.17 \$	100%	646.17 \$	646.17 \$	646.17 \$	646.17 \$	646.17 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
313 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH ML2 52-242	356.78 \$	100%	356.78 \$	356.78 \$	356.78 \$	356.78 \$	356.78 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
345 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL OEM1 52-112	299.90 \$	100%	57.16 \$	57.16 \$	57.16 \$	299.90 \$	57.16 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
314 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH TR 52-202	915.27 \$	100%	915.27 \$	915.27 \$	915.27 \$	915.27 \$	915.27 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
346 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL TRAF0 AT0	1.100.16 \$	100%	1.100.16 \$	1.100.16 \$	1.100.16 \$	1.100.16 \$	1.100.16 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
315 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH ACP 52-202	1.034.13 \$	100%	1.034.13 \$	1.034.13 \$	1.034.13 \$	1.034.13 \$	1.034.13 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
316 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH BANCO TRF	848.57 \$	100%	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
347 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL TRAF0 ATR	869.47 \$	100%	869.47 \$	869.47 \$	869.47 \$	869.47 \$	869.47 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
317 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH TRAF0 TR	848.57 \$	100%	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
348 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL ATR 69W 52-092	522.28 \$	100%	522.28 \$	522.28 \$	522.28 \$	522.28 \$	522.28 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
44 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA BBN ML01 52-142	228.56 \$	100%	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
45 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA BBN ML02 52-122	228.56 \$	100%	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
349 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL AT0 69W 52-002	394.62 \$	100%	394.62 \$	394.62 \$	394.62 \$	394.62 \$	394.62 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
318 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH 52-1102	3.060.02 \$	100%	3.060.02 \$	3.060.02 \$	3.060.02 \$	3.060.02 \$	3.060.02 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
350 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL OEM1 52-012	299.56 \$	100%	299.56 \$	299.56 \$	299.56 \$	299.56 \$	299.56 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
46 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA BBN ATR1 52-192	228.56 \$	100%	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
47 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA BBN AT01 52-102	228.56 \$	100%	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
319 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH 52-192	804.17 \$	100%	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
351 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL CHA 52-002	639.21 \$	100%	639.21 \$	639.21 \$	639.21 \$	639.21 \$	639.21 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
320 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH ATR 52-192	815.27 \$	100%	815.27 \$	815.27 \$	815.27 \$	815.27 \$	815.27 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
352 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL COL 52-042	305.58 \$	100%	305.58 \$	305.58 \$	305.58 \$	305.58 \$	305.58 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
48 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA BBN TR 52-102	228.56 \$	100%	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
49 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA BBN TR 52-092	228.56 \$	100%	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	228.56 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
321 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH AT0 52-102	804.17 \$	100%	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	804.17 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
353 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL LIB 52-062	539.82 \$	100%	539.82 \$	539.82 \$	539.82 \$	539.82 \$	539.82 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
322 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA MCH BANCO ATR	848.57 \$	100%	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	848.57 \$	0.00 \$	0%	1	0.00 \$	0%	1
354 GESTION PREVENTIVA PROGRAMADA SEL CAP 52-002	566.29 \$	100%	566.29 \$	120.80 \$	566.29 \$	566.29 \$	566.29 \$	-445.49 \$	-79%	0.21	-445.49 \$	-360%	0.21

Figura 4.4: Vista Diagrama de Gantt Plan de mantenimiento optimizado año 2025 en Project

Considerando la clasificación antes descrita de actividades relacionadas con la intervención del personal de mantenimiento de subestaciones de transmisión se construyó el archivo en formato Project 2025 valorado para realizar la evaluación de los índices de mantenimiento con base al valor ganado descrito en el proyecto de resolución ARCONEL: Regulación NRO. ARCONEL-00X/24 [20] sobre la *Gestión del mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica*, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Ecuador, 2024. (en revisión a diciembre 2025). De las 935 tareas creadas y ejecutadas se tiene una distribución en base a la prioridad de planificación identificada luego de la tabulación e interpretación de las combinaciones mas frecuentes de falla de la siguiente manera:

La estrategia considerada para la planificación del año 2025 consistió en:

1. Gestión sobre materiales por degradación y presencia de corrosión: Optimización en un 3% (con relación al 2024), sin dejar de intervenir en el levantamiento de estas novedades, logrando un impacto directo en el presupuesto debido al uso apropiado de químicos y pinturas especiales (de alto costo) empleadas para mitigar los efectos de la corrosión por ambientes salinos o contaminantes industriales o biológicos sobre los herrajes y

Gestión ejecutada	Cantidad de actividades y porcentaje
Gestión sobre materiales por degradación y presencia de corrosión	465 actividades = 49.73 %
Gestión de limpieza de aisladores ya sea en energizado o desenergizando	224 actividades = 23.96 %
Gestión sobre diferentes tipos de novedades	142 actividades = 15.19 %
Gestión sobre puntos calientes	71 actividades = 7.59 %
Gestión de atención a fugas de aire, gas SF6 y aceite dieléctrico	33 actividades = 3.53 %

Tabla 4.9: Distribución porcentual gestión ejecutada 2025

terminales del equipo primario así como de los aisladores de las subestaciones de transmisión. La optimización se logró incrementando la gestión de limpieza o atención de novedades relacionadas con la contaminación (medición de conductividad en aisladores, medición de campo eléctrico de los aisladores y retiro de contaminantes sólidos)

2. Gestión de limpieza de aisladores ya sea en energizado o desenergizando:
Incremento en un 5 % (con relación al 2024) de las actividades relacionadas con la limpieza de los aisladores (con y sin tensión), logrando así mitigar las consecuencias debido a la acumulación de contaminantes sobre el equipo primario. Una adecuada limpieza elimina o reduce la presencia de elementos que originan la corrosión o aceleran la degradación de los metales existentes en los equipos de las subestaciones de transmisión.
3. Gestión sobre puntos calientes:
Incremento en un 2 % (con relación al 2024) de las actividades relacionadas con la detección y corrección de puntos calientes en las zonas de contacto del equipamiento primario y de servicios auxiliares. El incremento de la gestión predictiva (mediciones) es un pilar de la estrategia definida para la construcción y ejecución de los nuevos planes de mantenimiento de las subestaciones de transmisión de la Costa del Ecuador.
4. Gestión de atención a fugas de aire, gas SF6 y aceite dieléctrico.

En 2025 se obtuvieron IRC (CPI)=1,0501 e IRP (SPI)=0,9958.

Un CPI mayor que 1 se interpreta como una eficiencia de costo favorable (ejecución con gasto real menor al presupuestado para el trabajo logrado), mientras que un SPI menor que 1 evidencia un rezago relativo respecto del programa. En este caso, la reprogramación por restricciones del entorno operativo puede explicar el comportamiento del SPI; por ello, el control debe registrar supuestos, actualizar o redefinir la línea base cuando corresponda y preservar trazabilidad de decisiones. La mejora observada en CPI es consistente con una priorización más fina de actividades y recursos según evidencias del estado del activo (por ejemplo, limpieza/aislamiento, corrección de puntos calientes), lo cual reduce desperdicio y focaliza esfuerzos en fallas dominantes. [9]; [25]; [11]. El índice CPI mayor a 1, ha sido optimizado y mejorado ejecutando actividades en base a la prioridad de planificación identificada con recursos del tipo trabajo y material, interviniendo un 5 % más en acciones relacionadas con el levantamiento de novedades de limpieza de aisladores y terminales de

conexionado así como un 2% mas en acciones relacionadas con la corrección de puntos calientes; en relación a lo planificado para el 2024.

A pesar de lo identificado, el plan de mantenimiento 2025 y la metodología aplicada para su propuesta y ejecución refleja unos índices que cumplen lo descrito en el proyecto de resolución ARCONEL. Resolución NRO. ARCONEL-0XX/2024: Regulación NRO. ARCONEL-00X/24 [20] sobre la *Gestión del mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica*, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Ecuador, 2024. (en revisión a diciembre 2025)

Índice Límite permitido Valor obtenido en el plan		
CPI	80 % mínimo	mayor a 100 % (Cumple)
SPI	80 % mínimo	99.58 % (Cumple)

Tabla 4.10: Límite de los índices de cumplimiento del plan anual de mantenimiento

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

5.1.1. Resumen de los principales resultados obtenidos en la definición del Plan estratégico de gestión de mantenimiento

La definición de la estrategia para un nuevo modelo de gestión del mantenimiento aplicada a instalaciones de transmisión eléctrica implementada en el plan de mantenimiento 2025 ejecutado, se construyó a partir de:

1. Diagnostico del nivel de madurez actual de la gestión de activos en la transmisión eléctrica del Ecuador
2. Uso de datos históricos robustos registrados durante mas 20 años
3. Análisis cuantitativo de las relaciones entre las variables de falla con la finalidad de orientar las decisiones de mantenimiento
4. Validación del plan mediante el control regulatorio (CPI/SPI)

Identificación de la necesidad de un cambio de estrategia y diagnostico del nivel de madurez: El Sistema de transmisión eléctrica del Ecuador de acuerdo con la escala del Institute of Asset Management (IAM) en relación con ISO 55001 presenta un nivel de madurez entre 0 (inocencia) y 1 (conciencia), lo cual evidencia una gestión aún en transición hacia prácticas plenamente sistematizadas y basadas en riesgo. Esta conclusión se sustenta plenamente en las brechas identificadas, tales como: predominio del mantenimiento preventivo basado en histórico/tiempo con baja variación de frecuencias; ausencia de definición de frecuencias con análisis de costo-riesgo-desempeño; control mejorable del cumplimiento de recomendaciones de fabricantes y resultados de mantenimiento predictivo; y inexistencia de comités técnicos de especialistas que faciliten la transición hacia decisiones basadas en condición.

Para un sistema de transmisión eléctrica, estas brechas son críticas puesto que comprometen el objetivo de la gestión de activos que es asegurar la continuidad del servicio, mantener la seguridad y preservación del valor del activo durante su ciclo de vida. En consecuencia, se deben definir nuevas estrategias, tales como el mantenimiento basado en condición para así lograr sustentabilidad, preservar la vida útil y mantener la seguridad/continuidad del servicio.

Uso o construcción de una base de información en relación a las fallas (clase, tipo y causa): Se realizó la consolidación de la información histórica para habilitar la toma de decisiones con nivel estratégico. Los 160.668 registros obtenidos desde el año 2020 poseen la variable operativa clave definida como campo NOVEDADES en donde los eventos o fallas se clasificaron en tres grupos (clase, tipo y causa) siguiendo una estructura definida con base a la experiencia profesional en el sector energético.

Este componente es determinante para una nueva gestión de activos puesto que sin datos robustos no será posible conectar la falla registrada con decisiones de estrategia.

Aplicación de Cramér's V para la determinación cuantitativa de la dependencia entre variables y la priorización estratégica basada en la concentración de fallas (Pareto 80 %): Con la aplicación de Cramér's V y su escala de interpretación se determinó que existen tres relaciones significativas, siendo la más útil para la predicción operativa la relación clase versus tipo.

La consideración de lo descrito anteriormente, tiene implicaciones directas para el Plan Estratégico puesto que con una clasificación inicial (clase), se puede anticipar con alta probabilidad el tipo de falla, y por tanto estandarizar las rutas de diagnóstico, seleccionar técnicas de inspección/medición y definir estrategias de intervención (correctivo, preventivo, predictivo) con mayor precisión y menor tiempo de respuesta.

Al aplicar Pareto 80 % sobre los 160.668 registros con la definición de: causas = combinaciones de clase + tipo + consecuencias = frecuencia de ocurrencia. Se observó que cuatro combinaciones concentran aproximadamente el 75 % de las fallas lo que permite enfocar la estrategia del PEGM en un conjunto reducido de modos/categorías de falla de alto impacto por recurrencia, destacando por frecuencia y acumulado:

1. Falla materiales – Material – Sobrecalentamiento (Material) (Puntos calientes)
2. Falla materiales – Material – Corrosión (Material) (degradación por salinidad/contaminación y calidad de materiales)
3. Falla externa – Eléctrica otros – Externo al sistema
4. Falla mecánica – Mecánica – Fuga (Material)

Validación operativa del plan de mantenimiento con la nueva estrategia, mediante la normativa descrita en el control regulatorio: La estrategia planteada no se quedó en un análisis estadístico sino que fue materializada en el plan de gestión 2025 modelado en Microsoft Project y evaluado con valor ganado (CPI/SPI) conforme el marco regulatorio.

Para el año 2024 se construyó y ejecutó un plan de 859 tareas con un escenario que requirió ser ajustado (**CPI menor a 1 y SPI menor a 1**) y que principalmente sufrió afectaciones en la planificación debido a suspensiones y reprogramaciones producto de la situación energética del Ecuador para el año antes descrito. A pesar de eso, los índices obtenidos cumplieron el umbral mínimo exigido (80 por ciento).

Para el año 2025 se planteó y ejecutó un plan mejorado con estrategia, en 935 tareas agrupadas por las prioridades identificadas en los hallazgos de Pareto (corrosión, limpieza de aisladores, puntos calientes y fugas). Los resultados obtenidos permiten interpretar que el plan se encontró por debajo del presupuesto y ligeramente detrás del cronograma. Las causas del no cumplimiento de la planificación corresponden a suspensiones por condiciones energéticas, coordinación con distribuidoras y modificaciones en el plan de generación.

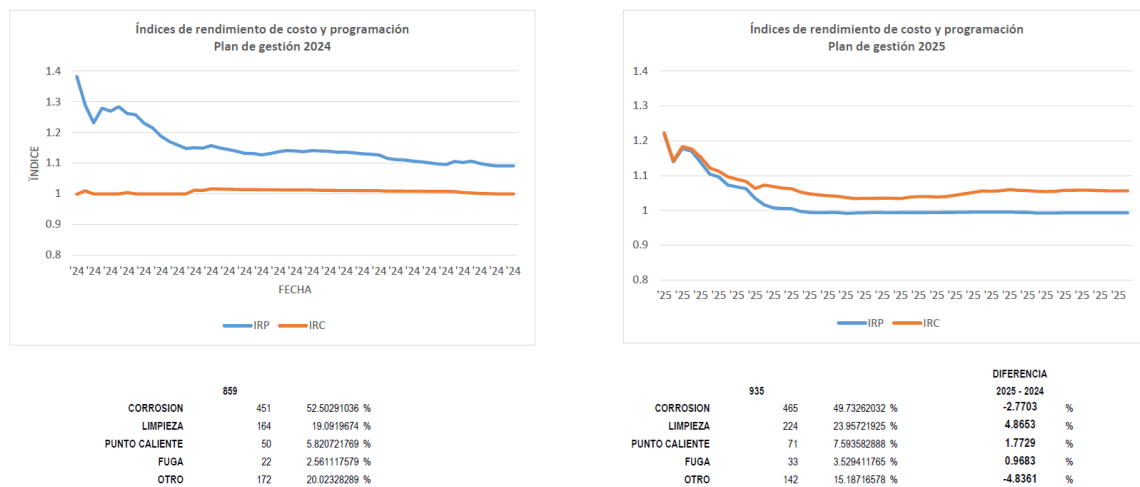


Figura 5.1: Comparación índice de desempeño del costo CPI y del cronograma SPI 2024 y 2025

Lo descrito anteriormente, refuerza la conclusión de que el desempeño del cronograma NO depende solo del mantenimiento sino también de la disponibilidad operativa del sistema y de actores del Sector Energético.

La definición de un plan estratégico para la gestión del mantenimiento queda sustentado en la aplicación de los cuatro componentes de la estrategia, antes descritos, demostrando así que basado en datos robustos y reales se puede mejorar el control de los costos (CPI) migrando a un mantenimiento más proactivo (mediciones de parámetros, limpieza, atención sobre la corrosión y control de fugas)

5.1.2. Importancia de la estrategia integral de valor para la gestión de mantenimiento.

El mantenimiento en un sistema de transmisión eléctrico, NO debe gestionarse como un conjunto de tareas aisladas sino como un proceso de negocio CRITICO con el propósito de maximizar el valor bajo las restricciones de seguridad, continuidad de servicio, desempeño técnico y sostenibilidad económica.

1. Estrategia integral de valor como mecanismo de migración de visión a ejecución controlada

Una planificación estratégica transforma la estrategia en acciones concretas con recursos, plazos, responsables alineados a objetivos corporativos con la definición de una secuencia metodológica explícita: temas estratégicos, asuntos estratégicos, objetivos, KPIs, mapa estratégico, estrategia integral de valor, modelo de gestión de mantenimiento, auditorías.

Esta secuencia, desde la perspectiva de la ISO 55001, es esencial puesto que permite asegurar coherencia vertical (corporativo, táctico y operativo) y trazabilidad de valor: cada acción de mantenimiento se justifica por su impacto en resultados.

2. Visión integral considerando cierre del ciclo

Con la finalidad de definir objetivos, indicadores y estrategias de valor con una visión integral y no solo financiera, el Plan estratégico de gestión de mantenimiento se debe sustentar en cuatro perspectivas (finanzas, cliente, procesos internos, aprendizaje y crecimiento). Un modelo integral de gestión de mantenimiento, se debe plantear con un enfoque dinámico, secuencial y en bucle cerrado orientado a eficacia, eficiencia y mejora continua.

Lo anterior es completamente relevante en un sistema de transmisión eléctrica puesto que el cliente es el sistema eléctrico y la sociedad (continuidad del servicio) y donde el riesgo de in-disponibilidad se gestiona con coordinación operativa y regulaciones del ente rector.

3. Convergencia hacia Mantenimiento de Clase Mundial como objetivo de gestión de activos

El objetivo principal es llegar a la implementación de un mantenimiento de clase mundial que permita satisfacer requerimientos del negocio y de la sociedad (seguridad, ambiente, calidad, productividad y economía). Las organizaciones deben ver el mantenimiento como una inversión en capacidad productiva y no como un simple gasto.

4. Importancia regulatoria y sostenibilidad del servicio

De acuerdo al marco regulatorio Ecuatoriano, la estrategia integral de valor NO es opcional y se constituye en el eje que permita compatibilizar la continuidad del servicio, sostenibilidad y preservación de la vida útil, disciplina de planificación y control (SPI/CPI) y una mejora continua basada en datos como clase-tipo-causa y Pareto.

5.2. Recomendaciones

5.2.1. Recomendaciones para la mejora continua de la gestión del mantenimiento basadas en las relaciones entre las variables clase, tipo y causa de falla.

Las recomendaciones se estructuran en tres (3) niveles: operativo, táctico y estratégico así como se apoyan en las variables clase, tipo y causa que presentan relaciones estadísticamente significativas especialmente la de clase versus tipo de falla (0.901); lo que habilita la estandarización y analítica aplicable a la planificación del mantenimiento.

1. Recomendaciones Operativas para mejorar diagnóstico, calidad de intervención y tiempos:

Implementar rutas de diagnóstico rápidas (árboles de decisión) basadas en clase y tipo de falla: En transmisión esto implica procedimientos normalizados donde: **la clase** sea el gatillo inicial (por ejemplo falla materiales / externa / mecánica), **el tipo** defina la familia de inspección o prueba (termografía, mediciones de campo eléctrico, conductividad, inspección de sellos, detección de fugas, etc.) y **la causa** se confirme con evidencia (medición/fotografía/lectura instrumentada) para alimentar el aprendizaje organizacional.

Fortalecer la gestión predictiva y las mediciones: Para la estrategia implementada en la construcción del plan 2025, el incremento de la gestión predictiva constituyo un pilar en especial para la planificación de la atención a puntos calientes.

Es recomendable institucionalizar un programa mínimo de predicción alineado a los modos dominantes tales como puntos calientes (termografía y correcciones en zonas de contacto (con criterios de severidad) y contaminación de aisladores (medición de conductividad y campo eléctrico, retiro de contaminantes sólidos, y limpieza en caliente cuando aplique).

Preparar listas de chequeo preventivos basadas en clase y causa de falla: El diseño e implementación de listas de chequeo de acciones preventivas basadas en clase y causa de falla es recomendable con la finalidad de asegurar la calidad de intervención y reducir la recurrencia.

2. Recomendaciones Tácticas para Planificación, repuestos y priorización por patrones dominantes

Priorizar la existencia de repuestos según causa y tipo de falla: Es necesario priorizar los repuestos con base a causa y tipo de falla, puesto que para el sistema de transmisión el tiempo de indisponibilidad depende de la logística así como de las ventanas operativas.

Es recomendable construir un catálogo de repuestos críticos por familia de falla (por ejemplo sellos/juntas y kits para fugas de SF₆; herrajes/recubrimientos, químicos y pinturas especiales para corrosión; conectores/terminales para puntos calientes), y vincularlo a recurrencia (Pareto) para justificar stock técnico.

Enfocar el esfuerzo en el núcleo Pareto y convertirlo en prioridad de planificación: Dado que cuatro combinaciones concentran aproximadamente el 75 % de fallas, la mejora continua debe enfocarse primero en ese núcleo. Para la planificación 2025 se considero este enfoque agrupando tareas por: corrosión, limpieza de aisladores, puntos calientes y fugas; además se cuantifico la distribución del esfuerzo ejecutado en los grupos corrosión/degradación, limpieza de aisladores, puntos calientes y fugas.

3. **Recomendaciones estratégicas definir una mejora continua, control del desempeño y alineación con valor**

Agrupar activos por patrones de falla para segmentar estrategias: Crear cúmulos de subestaciones por ambiente y patrón (costero con corrosión/contaminación, interior con otros modos, etc.) y asignar estrategias diferenciadas (mayor limpieza en energizado, aplicación de recubrimientos específicos y mayor intensidad predictiva).

Mantener el control del plan con valor ganado (CPI/SPI): Los resultados muestran que el SPI es afectado por suspensiones o reprogramaciones asociadas a condiciones energéticas y coordinación interinstitucional. Se debe complementar el análisis de los índices CPI/SPI con una gestión formal de “restricciones operativas” (ventanas autorizadas, indisponibilidad permitida, coordinación con CENACE/distribución/generación), porque en transmisión el desempeño del cronograma es un resultado sistémico, no solo de ejecución de mantenimiento.

Profundizar la transición de una planificación tipo tiempo/histórico a costo-riesgo-desempeño y condición: La necesidad de migrar a acciones basadas en condición implica formalizar una hoja de ruta definida por: criticidad de activos, selección de técnicas CBM por modo de falla, re definición de frecuencias con evidencia (histórico + condición + consecuencias), y comités técnicos de especialistas para capturar y estandarizar buenas prácticas.

Consolidar la estrategia integral de valor como parte del departamento de mantenimiento: Es recomendable implementar acciones cíclicas para revisión de KPIs, auditorías y actualización del mapa estratégico coherente con la secuencia estratégica descrita, para asegurar que los hallazgos del análisis de fallas se traduzcan en decisiones sostenibles y verificables.

Bibliografía

- [1] Global Forum on Maintenance and Asset Management (GFMAM). Asset management maturity: A position statement. Position statement, Global Forum on Maintenance and Asset Management (GFMAM), September 2021. Published September 2021. Accessed 2026-01-25.
- [2] Jan Bednarik and Koji Kawakita. Risk and asset health-based decision making in existing substations. Web article, CIGRE, May 2022. Published 17 May 2022. Accessed 2026-01-25.
- [3] CIGRE Working Group B3.48. Asset health indices for equipment in existing substations. Technical Brochure 858, CIGRE, December 2021. Technical Brochure 858 published December 2021 (per CIGRE). Accessed 2026-01-25.
- [4] Asset management — asset management system — requirements, 2024. International Standard.
- [5] CIGRE Working Group B3.61. Risk and asset health-based decision making in existing substations. Technical brochure, CIGRE, 2022.
- [6] Roope Manninen, Jenni Aaltonen, Olli Reunala, Abbas Safdarian, and Matti Lehtonen. A holistic risk-based maintenance methodology for transmission overhead lines using tower specific health indices and value of loss load. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 134:107767, 2022.
- [7] Institute of Asset Management (IAM). Implementing and Improving a Management System for Asset Management (v2). Technical report, Institute of Asset Management, London, UK, July 2021.
- [8] Global Forum on Maintenance and Asset Management (GFMAM). The asset management landscape, 2024.
- [9] Project Management Institute. ANSI/PMI 19-006-2021: Earned value management (evm) standard. <https://www.pmi.org/standards/earned-value-management>, 2021. Standard.
- [10] Luis Mayo-Álvarez, Aldo Álvarez Risco, Shyla Del-Aguila-Arcentales, M. Chandra Sekar, and Jaime A. Yáñez. A systematic review of earned value management methods for monitoring and control of project schedule performance: An ahp approach. *Sustainability*, 14(22), 2022.
- [11] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Marco regulatorio del sector eléctrico - normativa vigente. Documento oficial en línea, 2025. Consulta: Enero 2025.

- [12] Yasin Biçen, Mehmet Gök, Şükrü Uçar, M. Murat Akkaya, and Mehmet Kaya. Smart asset management system for power transformers coupled with online and offline monitoring technologies. *Engineering Failure Analysis*, 154:107674, 2023.
- [13] Kosei Sinoda, Masahiro Hanai, Kaio Wakaiki, Hiroki Kojima, Naoki Hayakawa, and Hitoshi Okubo. Optimum maintenance plan of electric power apparatus in consideration of maintenance history by intelligent grid management system (igms). In *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, pages 525–528. IEEE, 2012.
- [14] Tatsuki Okamoto and Tsuguhiro Takahashi. Development of asset management support tools for electric power equipment. In *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, pages 1–8. IEEE, 2012.
- [15] Global Forum on Maintenance and Asset Management (GFAMM). The asset management landscape (version 3.0), english version — third edition. Technical report, GFAMM, June 2024. Technical report.
- [16] Institute of Asset Management (IAM). Implementing and improving a management system for asset management (v2). Technical report, Institute of Asset Management, London, UK, July 2021. Guide / technical report.
- [17] José Edmundo de-Almeida-e Pais, Hugo D. N. Raposo, José Torres Farinha, Antonio J. Marques Cardoso, Svitlana Lyubchyk, and Sergiy Lyubchyk. Measuring the performance of a strategic asset management plan through a balanced scorecard. *Sustainability*, 15(22):15697, 2023.
- [18] John D. Campbell and James V. Reyes-Picknell. *Uptime: Strategies for Excellence in Maintenance Management*. Productivity Press, 3 edition, 2016.
- [19] Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. Plan Estratégico Empresarial 2024-2025, 2024.
- [20] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Regulación nro. arconel-00x/24 - gestión del mantenimiento de los bienes afectos al servicio público de energía eléctrica. Sesión de Directorio, 2024. Resolución Nro. ARCONEL-0XX/2024.
- [21] Luis Mayo-Álvarez, Aldo Álvarez-Risco, Shyla Del-Águila-Arcentales, M. Chandra Sekar, and Jaime A. Yañez. A systematic review of earned value management methods for monitoring and control of project schedule performance: An ahp approach. *Sustainability*, 14(22):15259, 2022.
- [22] Flavio R. Durón González, Luis Arturo Rivas Tovar, and Magali Cárdenas Tapia. Evaluation of evm/es forecasting methods in hospital construction projects. *Revista Ingeniería de Construcción*, 37(3):405–416, December 2022.
- [23] Sheng-Chieh Lu, Wenye Song, Andre Pfob, and Chris Gibbons. Assessing the representativeness of large medical data using population stability index. *BMC Medical Research Methodology*, 25:44, February 2025.
- [24] IEEE. IEEE Std C57.152-2013: IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Technical report, IEEE, New York, NY, USA, 2013.
- [25] Francisco Ramón Durón González, Mayra Guadalupe Martínez Barrera, and María del Rosario Hernández Rosales. Evaluación de métodos de pronóstico evm/es en proyectos de construcción hospitalaria. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, 30(3):405–416, 2022.

