

**UNIVERSIDAD CENTRAL
VICERRECTORÍA ACADÉMICA**

ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN Y LECTURA REMOTA DE
LOS MEDIDORES AMI EN LA CNFL PARA AUMENTAR LA
EFECTIVIDAD MENSUAL Y DISMINUIR EL COSTO
OPERATIVO ASOCIADO**

**TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN PARA OPTAR POR EL GRADO ACADÉMICO DE
BACHILLERATO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

ESTUDIANTE: EDWARD AMADOR ROMERO

TUTOR: ING. JOEL PICADO SANABRIA

**SEDE METROPOLITANA, COSTA RICA
AGOSTO, 2025**

CONTENIDO

CONTENIDO	I
TABLAS	V
FIGURAS.....	VI
DEDICATORIA	IX
AGRADECIMIENTOS.....	X
EPÍGRAFE	XI
RESUMEN.....	XII
CAPÍTULO I. PROBLEMA.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2 OBJETIVOS	2
1.2.1 Objetivo general	2
1.2.2 Objetivos específicos	3
1.3 JUSTIFICACIÓN	3
1.4 ANTECEDENTES	4
1.4.1 Antecedentes nacionales	4
1.4.2 Antecedentes internacionales	7
1.5 PROYECCIONES.....	9
1.5.1 Alcances	9
1.5.2 Limitaciones	10
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	11
2.1 HERRAMIENTAS INGENIERILES	12
2.1.1 Metodología DMAIC.....	12
2.1.2 Análisis FODA (fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas)	14
2.1.3 Matriz de estrategias FODA.....	16
2.1.4 Análisis de stakeholders	17
2.1.5 Diagramas de barras.....	18
2.1.6 Gráfico de pastel	19
2.1.7 Árbol de CTQ	21
2.1.8 Diagramas de flujo	22

2.1.9 Diagrama de Pareto	23
2.1.10 VSM	24
2.1.11 Entrevistas	25
2.1.12 Diagrama de Ishikawa.....	26
2.1.13 Diagrama de multivoto	28
2.1.14 FMEA	28
2.1.15 Diagrama de Gantt.....	29
2.1.16 Uso de listas de chequeo	30
2.1.17 Hoja de control de asistencia	32
2.1.18 Matriz ROI (retorno de la inversión)	32
2.2 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA.....	34
2.2.1 Visión/misión.....	34
2.2.2 Antecedentes históricos.....	34
2.2.3 Ubicación geográfica.....	35
2.2.4 Estructura organizacional.....	35
2.2.5 Cantidad de empleados	37
2.2.6 Tipos de productos.....	37
2.2.7 Mercado de exportación.....	37
2.2.8 Descripción general del proceso productivo	37
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	40
3.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN	41
3.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN	42
3.2.1 DMAIC	42
3.2.2 Investigación descriptiva	44
3.2.3 Investigación exploratoria	45
3.2.4 Investigación explicativa	45
3.3 FUENTES DE INFORMACIÓN	45
3.3.1 Sujetos de información.....	46
3.4 VARIABLES DE ANÁLISIS	46
3.5 INSTRUMENTOS.....	48
3.5.1 Entrevistas	48

3.5.2 Visitas al sitio	48
3.5.3 Registros históricos.....	48
3.6 PROCESO PARA LA RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS	49
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	51
4.1 DEFINIR	52
4.1.1 Análisis FODA.....	52
4.1.2 Matriz de estrategias FODA.....	54
4.1.3 Análisis de PESTEL	57
4.1.4 Análisis de stakeholders	62
4.1.5 Medidores AMI por sucursales.....	64
4.1.6 Ventajas de los medidores AMI en comparación con los medidores convencionales	65
4.1.7 Árbol de CTQ	66
4.1.8 Diagrama de flujo de los medidores convencionales	68
4.1.9 Diagrama de flujo de los medidores AMI	69
4.2 MEDIR	70
4.2.1 Efectividad de los medidores AMI leídos en enero 2025	71
4.2.2 Efectividad de los medidores AMI leídos en febrero 2025	73
4.2.3 Efectividad de los medidores AMI leídos en marzo 2025.....	75
4.2.4 Efectividad de los medidores AMI leídos en abril 2025.....	77
4.2.5 Efectividad de los medidores AMI leídos en mayo 2025.....	79
4.2.6 Diagrama de Pareto	80
4.2.7 Desconexiones y reconexiones de enero a mayo 2025	81
4.2.8 Diagrama de VSM.....	83
4.3 ANALIZAR	85
4.3.1 Entrevista a los compañeros	85
4.3.2 Diagrama de Ishikawa.....	86
4.3.3 Multivoto.....	88
4.3.4 Diagrama de Pareto causa-efecto.....	89
4.3.5 FMEA	90
CAPÍTULO V. PROPUESTA	94

5.1 MEJORAR	95
5.1.1 Propuesta 1. Plan de mantenimiento correctivo.....	95
5.1.2 Propuesta 2. Plan de ruta de inspección.....	97
5.1.3 Propuesta 3. Plan de capacitación técnica	99
5.1.4 Diagrama de Gantt.....	102
5.2 CONTROLAR	103
5.2.1 Revisión de los reportes de ruteo.....	103
5.2.2 Uso de las listas de chequeo	104
5.2.3 Control de la capacitación.....	106
5.2.4 Reuniones de seguimiento.....	107
5.3 RESUMEN DE LOS COSTOS, BENEFICIOS Y ROI	107
5.3.1 Costos totales y estimaciones.....	108
5.3.2 Cuantificación de los beneficios.....	108
5.3.3 ROI.....	108
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
CONCLUSIONES	112
RECOMENDACIONES	114
REFERENCIAS	116

TABLAS

Tabla 3.1: Variables de la investigación por objetivo específico	47
Tabla 4.1: Medidores AMI por sucursales	64
Tabla 4.2: Costos monetarios de las desconexiones y reconexiones	83
Tabla 4.3: Multivoto de las causas posibles	88
Tabla 4.4: Escala de la severidad.....	90
Tabla 4.5: Escala de la ocurrencia	90
Tabla 4.6: Escala de la detectabilidad	91
Tabla 4.7: Matriz del FMEA	92
Tabla 5.1: Costos estimados de la propuesta 1.....	96
Tabla 5.2: Costos estimados de la propuesta 2.....	98
Tabla 5.3: Costos estimados de la propuesta 3.....	100
Tabla 5.4: Matriz ROI.....	109
Tabla 5.5: Resultado del ROI	110

FIGURAS

Figura 2.1: Metodología DMAIC	14
Figura 2.2: Ejemplo de FODA.....	15
Figura 2.3: Ejemplo de una matriz de estrategias FODA.....	17
Figura 2.4: Análisis de stakeholders.....	18
Figura 2.5: Ejemplo de un gráfico de barras.....	19
Figura 2.6: Ejemplo de un gráfico de pastel	20
Figura 2.7: Ejemplo de un árbol de CTQ	22
Figura 2.8: Ejemplo de un diagrama de flujo	23
Figura 2.9: Ejemplo de un diagrama de Pareto	24
Figura 2.10: Ejemplo de un mapa de valor	25
Figura 2.11: Ejemplo de un diagrama de Ishikawa.....	27
Figura 2.12: Ejemplo de un multivoto	28
Figura 2.13: Ejemplo de un FMEA.....	29
Figura 2.14: Ejemplo de diagrama de Gantt.....	30
Figura 2.15: Lista de chequeo	31
Figura 2.16: Ejemplo de una hoja de control de asistencia	32
Figura 2.17: Ejemplo de una matriz ROI.....	33
Figura 2.18: Mapa satelital de la CNFL	35
Figura 2.19: Organigrama de la CNFL.....	36
Figura 2.20: Diagrama de flujo del proceso general	38
Figura 3.1: Diagrama de DMAIC	43
Figura 3.2: Diagrama de flujo del análisis de datos	50
Figura 4.1: Análisis FODA para la empresa	52
Figura 4.2: Matriz de estrategias FODA	55
Figura 4.3: Análisis de PESTEL para la empresa.....	57
Figura 4.4: Análisis de stakeholders para la empresa	62
Figura 4.5: Gráfico de barras de los medidores AMI por sucursales	64
Figura 4.6: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI por sucursales.....	65
Figura 4.7: Árbol de CTQ del consumo eléctrico	67

Figura 4.8: Diagrama de flujo de los medidores convencionales.....	68
Figura 4.9: Diagrama de flujo de los medidores AMI	69
Figura 4.10: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en enero 2025	71
Figura 4.11: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en enero 2025	72
Figura 4.12: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en febrero 2025	73
Figura 4.13: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en febrero 2025.....	74
Figura 4.14: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en marzo 2025.....	75
Figura 4.15: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en marzo 2025.....	76
Figura 4.16: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en abril 2025.....	77
Figura 4.17: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en abril 2025.....	78
Figura 4.18: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en mayo 2025.....	79
Figura 4.19: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en mayo 2025.....	80
Figura 4.20: Diagrama de Pareto de los problemas de los medidores AMI.....	81
Figura 4.21: Gráfico de barras de las desconexiones y reconexiones de enero a mayo 2025	82
Figura 4.22: VSM del proceso de lecturas de los medidores y facturación	84
Figura 4.23: Diagrama de Ishikawa de los problemas de conexión de los medidores AMI	86
Figura 4.24: Diagrama de Pareto de los problemas de conexiones de los medidores AMI	89
Figura 5.1: Colector y base del medidor junto con los bloques terminales	97

Figura 5.2: Bloque terminal con hurto.....	101
Figura 5.3: Diagrama de Gantt para los tiempos de implementación	102
Figura 5.4: Listas de chequeo para el personal técnico.....	105
Figura 5.5: Hoja de control de asistencia y tema impartido	106

DEDICATORIA

En primer lugar, dedico este trabajo final de graduación a Dios, por permitirme llegar a este momento y levantarme cada vez que caí de rodillas creyendo que no podía más.

A mis padres, quienes aunque físicamente no están, espiritualmente siempre me acompañan. Espero que estén orgullosos de mí, pues a ellos se los debo todo.

Gracias.

AGRADECIMIENTOS

Primero, le doy gracias a Dios por permitirme llegar a los momentos finales de esta etapa que empecé hace muchos años. Todavía recuerdo cuando inicié los estudios universitarios y a los 15 días falleció mi mamá, a quien le prometí que terminaría lo que había iniciado.

En el transcurso de todo este tiempo, muchas personas me han ayudado, como por ejemplo mi hermana Zeidy, que siempre estuvo ahí con un plato de comida cuando no tenía tiempo para prepararlo yo.

A mi novia Dunia, pues ella fue la que me impulsó de nuevo a retomar mis estudios en esta excelente universidad. Gracias por todas esas veces que me preparó mis alimentos para llevar al trabajo cuando estaba con el tiempo justo, así como por todas las veces que me ayudó a estudiar y me alentó a seguir adelante a pesar del cansancio.

A mi profesora y tutora Joel Picado Sanabria, sin su guía, consejos, paciencia y llamadas de atención, no hubiera llegado hasta aquí. Mil gracias por toda la ayuda.

Y sin dejar de lado a mi mascota Lucy, que siempre estuvo durmiendo en mis pies mientras estaba sentado frente a la computadora recibiendo clases o estudiando. Siempre me acompañó.

EPÍGRAFE

*Que mis sueños sean más grandes que mis miedos,
y mis acciones más fuertes que mis palabras.*

Anónimo

RESUMEN

El estudio se realizó en la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), específicamente en la sucursal de Escazú, con el objetivo de analizar los medidores AMI y compararlos con los medidores convencionales, para identificar las principales fallas y proponer mejoras. Al respecto, se aplicó la metodología DMAIC.

En la fase definir, se determinó que uno de los problemas más importantes era la baja efectividad en las lecturas remotas de los medidores AMI, situación que estaba generando más visitas de los técnicos y aumentando los costos operativos. Al analizar las causas, se encontró que las más críticas eran los colectores dañados, los mismos representaban un 4.33 % de las fallas; los hurtos de corriente, con un 25.67 %, y las bases de medidores sulfatadas, con un 6.67 %, lo cual concentra más del 80 % de los problemas registrados. Por su parte, en la etapa medir, el diagrama de flujo de valor (VSM) mostró que el proceso de lectura y facturación tenía un tiempo de ciclo total de 35 horas; de estas, 16 horas eran productivas y 19 horas correspondían a tiempos improductivos, principalmente por esperas en la detección de errores. Además, en el análisis de desconexiones y reconexiones, se observó que, por ejemplo, en enero 2025 se dejaron de recuperar alrededor de ₡ 8.8 millones, lo cual representa un impacto económico considerable para la empresa.

Para atender estas problemáticas, se plantearon tres propuestas principales. La primera es un plan de mantenimiento correctivo, con un costo aproximado de ₡ 7.7 millones al mes, considerando el cambio de colectores (cada uno cuesta casi ₡ 1 millón), la sustitución de bases de medidores completas por ₡ 55 000 o solo los bloques terminales por ₡ 3000 cada uno, y los cables número 6 que cuestan ₡ 1500 por metro. La segunda propuesta es un plan de ruta de inspección, con un costo mensual cercano a ₡ 696 000. Y la tercera consiste en un plan de capacitación mensual para 35 técnicos, cuyo costo es ₡ 560 000 al mes aproximadamente. Por último, el ROI estimado indicó que, con un ahorro conservador mensual, la recuperación de la inversión sería en un plazo de entre 12 y 18 meses y alcanzaría un ROI positivo a partir del segundo año. Esto se lograría gracias a la reducción de fallas, menor cantidad de reconexiones y desconexiones innecesarias y disminución de pérdidas por hurto o fraudes eléctricos.

Palabras clave: DMAIC, medidores eléctricos, métodos de trabajo, efectividad, ROI.

CAPÍTULO I. PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El estudio se realiza en la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), encargada de la distribución y servicio eléctrico en la Gran Área Metropolitana (GAM), brindando un servicio de calidad a sus más de 600 mil abonados.

En la actualidad, la CNFL enfrenta un escenario mixto en cuanto al uso de tecnologías de medición eléctrica, con una proporción significativa de medidores eléctricos convencionales aún en operación, a pesar de la creciente incorporación de medidores AMI.

Algunas de las posibles causas son las limitaciones en la cobertura de red o en la conectividad que afectan el rendimiento esperado de los medidores AMI en ciertas zonas. Esto conlleva a mayores tiempos y costos operativos por la necesidad de lecturas presenciales, así como a posibles errores en la facturación o en la detección de fallas en la red.

Por lo tanto, se lleva a cabo un estudio comparativo entre los medidores eléctricos AMI y los medidores convencionales, con el fin de evidenciar las ventajas operativas, técnicas y estratégicas de la adopción de la tecnología AMI en el proceso de instalación de nuevos servicios eléctricos.

Este análisis también permite identificar oportunidades de mejora en el uso y desempeño de los medidores AMI, con el propósito de aportar recomendaciones orientadas a corregir errores actuales, mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y contribuir a una transición tecnológica más coherente con las exigencias del sector energético moderno.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Evaluar los factores tecnológicos y operativos de los procesos de instalación y lectura remota de los medidores eléctricos AMI en la CNFL, utilizando la metodología DMAIC y técnicas de estudio de métodos de trabajo, que establezcan propuestas de mejora que aumenten la efectividad mensual de estos procesos y disminuyan los costos operativos asociados.

1.2.2 Objetivos específicos

- Definir los factores que influyen en los procesos de instalación y lectura remota de los medidores AMI, mediante el análisis de contexto y caracterización de estos procesos.
- Medir el impacto de los factores identificados en la efectividad mensual obtenida y el costo operativo asociado, utilizando estadística descriptiva.
- Analizar las causas que provocan los principales problemas en la efectividad de la conexión, por medio de técnicas de análisis de causa raíz y evaluación de riesgos.
- Proponer mejoras y controles que disminuyan los problemas de instalación y conexiones de los medidores AMI, con optimización de los procesos de lectura y monitoreo, aumentando la efectividad mensual y disminuyendo los costos operativos asociados con el uso de esta tecnología.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La implementación de medidores inteligentes AMI representa un avance significativo para la CNFL y otras empresas del sector eléctrico, al optimizar la eficiencia operativa, mejorar la precisión en la facturación y permitir una detección temprana de anomalías en el sistema.

Además, ahora los avances en infraestructura inteligente posibilitan que los usuarios accedan a información en tiempo real sobre su consumo, lo que favorece la toma de decisiones orientadas al ahorro energético. Este efecto se ha reflejado en la reducción de picos de demanda y un mejor balance de la red.

En términos sociales, la adopción de AMI ayuda a detectar fraudes más oportunamente, esto garantiza una mayor equidad en los cobros y contribuye al bienestar de los usuarios. Desde el punto de vista académico, la investigación aporta un modelo replicable y metodológicamente riguroso para la gestión proactiva de la red eléctrica, con utilidad directa para la CNFL y entidades públicas o privadas en contextos similares, lo cual fortalece la pertinencia y viabilidad del estudio.

Desde el punto de vista teórico, el estudio amplía el conocimiento en gestión de infraestructura inteligente al integrar las metodologías DMAIC (definir, medir, analizar, mejorar y controlar), FMEA (*failure mode and effect analysis*) y VSM (*value stream*

mapping) adaptadas al contexto latinoamericano. Su enfoque práctico facilita evaluar estrategias de mantenimiento, capacitación y control, con el objetivo de generar un modelo replicable para otras empresas del sector que buscan modernizarse tecnológicamente.

En términos de pertinencia, el proyecto es viable y responde a tendencias globales trazadas por programas como SGIG (Smart Grid Investment Grant), que ya han demostrado que los beneficios —con particularidad en eficiencia de red y confiabilidad del servicio— superan con creces las inversiones iniciales (U.S. Department of Energy, 2016).

A nivel social, la adopción de medidores inteligentes impulsa un consumo más responsable de energía y una gestión de red más eficiente. En España, a finales de 2019, prácticamente el 100 % de los hogares contaba con estos dispositivos, lo que facilitó el acceso a lecturas horarias y promovió la cultura del ahorro energético (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC], 2020b).

1.4 ANTECEDENTES

En los últimos años, la tecnología de medición eléctrica ha experimentado un avance considerable en Costa Rica y el mundo. Tradicionalmente, las lecturas de consumo se realizan mediante medidores convencionales que requieren la visita física de un lector para anotar los datos y calcular la facturación mensual. Sin embargo, este método presenta limitaciones como posibles errores de lectura, costos operativos elevados y un menor control sobre la red eléctrica. Así, han surgido nuevos métodos, como los expuestos en los siguientes antecedentes.

1.4.1 Antecedentes nacionales

En su trabajo, Valverde (2012) analizó si es posible implementar redes eléctricas inteligentes en la empresa de Servicios Públicos de Heredia. Durante el estudio, mencionó que este tipo de tecnología, conocida como Smart Grid, es una buena oportunidad para modernizar la gestión de la energía, al permitir automatizar procesos y tener un control remoto sobre la red. Además, señaló que los medidores AMI ayudarían a controlar mejor las pérdidas eléctricas y a trabajar con mayor eficiencia. Otro punto

destacado es que la Smart Grid hace que la empresa pueda reaccionar más rápido ante alguna falla y, a mediano plazo, reducir los costos de operación. Asimismo, esta tecnología les ayuda a las empresas eléctricas ser más competitivas y ofrecer un mejor servicio a sus usuarios.

Respecto al segundo antecedente nacional, la Universidad de Costa Rica (UCR, 2016) diseñó un portafolio de proyectos para sustituir equipos ineficientes, enfocándose en mejorar la eficiencia energética en el país. De acuerdo con el estudio, la sustitución de medidores convencionales por inteligentes es parte fundamental de las estrategias de ahorro energético, pues permiten un monitoreo más preciso. Adicional, se resaltó que los medidores inteligentes son aliados importantes para la sostenibilidad al contribuir a un mejor uso de la energía. También, se mencionó que estas tecnologías reducen la dependencia de lecturas manuales, por ende, se evitan errores humanos. El documento concluyó en que estos proyectos son viables técnica y financieramente, y fortalecen el sector eléctrico nacional.

Ahora bien, en 2019 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) inició un proyecto piloto para instalar medidores inteligentes AMI en varias regiones del país. Este plan fue parte de su objetivo de modernizar la red eléctrica nacional y mejorar la calidad del servicio. Según la información publicada por el ICE, el proyecto se implementó en zonas con distintas características geográficas y niveles de consumo, para analizar su desempeño real antes de extender su uso a nivel nacional (Ruiz, 2021).

Durante la prueba, se comprobó que los medidores AMI ayudan a identificar pérdidas no técnicas, como conexiones ilegales, además de detectar fallas en tiempo real y registrar consumos anormales que podrían indicar problemas en la red. También se destacó que estos dispositivos permiten aplicar tarifas diferenciadas por horario, lo cual incentiva el uso responsable de la electricidad y equilibra mejor la demanda diaria.

En sus conclusiones, el ICE indicó que los medidores inteligentes representan un paso clave para la creación de redes eléctricas inteligentes en Costa Rica. No obstante, recalcó que para lograrlo se requiere invertir en infraestructura de telecomunicaciones adecuada

y en la capacitación técnica del personal encargado de su instalación y mantenimiento (Ruiz, 2021).

Por otro lado, la CNFL (2020) presentó un proyecto de instalación de medidores inteligentes en Escazú como parte de su plan de modernización. Según el documento, con esta implementación se busca mejorar la calidad del servicio eléctrico y facilitar la lectura remota de los consumos. Asimismo, se detalló que los medidores AMI posibilitan la detección de pérdidas y hurto de energía, contribuyendo a la sostenibilidad financiera de la empresa. El proyecto mencionó la capacitación de su personal técnico para su instalación y configuración. De igual modo, se indicó que los usuarios tendrán acceso a su historial de consumo, lo cual promueve un uso más racional de la electricidad. Finalmente, el estudio destacó el impacto positivo que esta tecnología tiene en la satisfacción del cliente.

En cuanto al último antecedente nacional, a finales de 2023 la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (Coopesantos) (2023) completó la instalación de medidores inteligentes basados en tecnología AMI en el 100 % de su zona de servicio, cubriendo más de 53 000 usuarios en áreas rurales y comunidades remotas de cantones como Desamparados, Aserrí, Cartago y Dota. Este logro, único en Centroamérica para una cooperativa rural, se llevó a cabo tras una inversión de ₡ 2700 millones, respaldada por una infraestructura sólida de telecomunicaciones.

El sistema AMI instalado permite controlar el consumo energético con mayor precisión, transmitir datos digitalmente, detectar robos y alertar de manera automática sobre interrupciones del servicio. Según declaraciones del Ing. Bernal Cordero Fallas, los medidores posibilitan un control exacto del consumo energético, transfieren los datos de forma digital y previenen hurtos eléctricos propios de los medidores convencionales.

Este caso evidencia el potencial de los medidores AMI para cerrar brechas tecnológicas y mejorar la eficiencia operativa en zonas rurales, al respaldar su viabilidad técnica y beneficios socioeconómicos dentro de Costa Rica.

1.4.2 Antecedentes internacionales

Carlsson (2023), en su estudio sobre el mercado de medidores inteligentes en Latinoamérica, explicó que cada vez más países de la región están utilizando esta tecnología, especialmente Brasil, México y Chile. Comentó que uno de los principales motivos por los cuales las empresas deciden instalarlos es para reducir las pérdidas de energía causadas por robos o conexiones ilegales y, al mismo tiempo, brindar un servicio de mejor calidad a sus clientes. Adicional mencionó que, aunque al inicio la inversión es alta, con el tiempo las compañías logran recuperar ese dinero porque disminuyen los costos de operación y las pérdidas técnicas. Además, destacó que no solo las empresas son beneficiadas, sino también los usuarios, porque al contar con información clara sobre su consumo, pueden organizar mejor su gasto eléctrico y, así, ahorrar en su factura mensual.

Por su parte, en su estudio Brown (2013) cuenta cómo en Gran Bretaña se implementó el programa de medidores inteligentes, pero siempre cuidando la privacidad de los usuarios desde el principio. Explicó que muchas personas tenían miedo de que sus datos de consumo pudieran utilizarse para otros asuntos distintos a la facturación. Por eso, desde el diseño del proyecto, se crearon normas y políticas claras de seguridad para garantizar que la información de cada hogar solo sería utilizada con el fin de calcular el consumo y administrar mejor la red eléctrica. Este enfoque de proteger la privacidad ayudó a que la gente confiara en el sistema y aceptara sin problema la instalación de los medidores. De esta forma, se demostró que la confianza del usuario es clave para el éxito de estos proyectos tecnológicos.

En Chile, la Comisión Nacional de Energía (CNE) llevó a cabo un estudio en 2019 para analizar cómo los medidores inteligentes están transformando la manera en que se administra la electricidad en el país. De acuerdo con este informe, la instalación de estos medidores, junto con sistemas de comunicación como RF-Mesh y redes celulares, les ha permitido a las empresas distribuidoras obtener datos de consumo prácticamente en tiempo real. Gracias a esto, pueden llevar un control más exacto sobre el uso de la energía y tomar decisiones con mayor rapidez y eficiencia.

El documento también señaló que esta tecnología ayuda a detectar de inmediato cualquier falla o problema en la red eléctrica, esto facilita las reparaciones y reduce el tiempo en que los usuarios se quedan sin servicio. Otro aspecto importante citado es que los medidores inteligentes no necesitan grandes inversiones en infraestructura adicional, al funcionar con tecnologías inalámbricas que poseen buena cobertura. De igual modo, se destacó que es sencillo integrar estos equipos con los programas de análisis de datos utilizados por las empresas, posibilitándoles tener toda la información centralizada y lista para su gestión.

Con relación al tercer antecedente, Enríquez et al. (2024) realizaron una investigación en Nabón, Ecuador, para determinar si era factible implementar sistemas de medición remota en esa zona rural. Ellos explicaron que actualmente el sistema de lectura es manual, esto genera errores en las facturas y retrasos en los cobros, afectando tanto a la empresa como a los usuarios. En cuanto a lo anterior, el estudio mostró que con la instalación de medidores inteligentes se pueden reducir de manera significativa los costos operativos, al no ser necesario enviar personal técnico a cada vivienda para tomar la lectura.

También indicaron que los usuarios se mostraron satisfechos con el proyecto piloto, pues ahora tienen acceso a información más detallada de su consumo y pueden hacer ajustes en su uso de la electricidad. Además, los autores resaltaron que este tipo de sistemas contribuye a la sostenibilidad y a un mejor servicio, lo cual beneficia a la comunidad en general. Concluyeron que es un proyecto viable y puede replicarse en otras zonas rurales con características similares.

Por último, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2023) publicó un informe acerca de los medidores inteligentes en América Latina y el Caribe. En este señaló que varios países ya han empezado a probar esta tecnología con algunos proyectos piloto, pero todavía falta crear leyes y normas claras para usarla de forma generalizada en toda la región.

Igualmente, explicó que estos medidores no solo sirven para reducir las pérdidas de electricidad o mejorar el servicio brindado a los usuarios, sino también para ayudar a que las familias puedan ahorrar más al saber cuánta energía gastan.

Por otra parte, recomendó que los Gobiernos hagan políticas públicas bien definidas y den incentivos para que estas tecnologías se implementen de manera más rápida. Asimismo, sugirió capacitar al personal técnico y dar información a la población sobre cómo funcionan estos medidores y cuáles son sus beneficios. Además, determinó que esta tecnología es fundamental si se quiere modernizar el sistema eléctrico y traerá beneficios económicos y ambientales para la región.

1.5 PROYECCIONES

A partir de este trabajo se espera alcanzar varios logros que aporten tanto a la empresa como a la sociedad en general. Primero, se proyecta identificar claramente cuáles son las principales diferencias entre los medidores eléctricos AMI y los medidores convencionales, con el fin de que la CNFL y otras empresas puedan tomar decisiones más acertadas sobre futuras implementaciones tecnológicas.

Segundo, se espera proponer mejoras prácticas que ayuden a reducir los problemas más comunes en la operación y mantenimiento de los medidores AMI, como las fallas en colectores, cables y bases sulfatadas, fortaleciendo así la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

Adicional, se plantea como meta que los resultados del estudio sirvan como referencia para que otras distribuidoras de electricidad en Costa Rica y en la región puedan implementar sus proyectos de redes inteligentes con mayor eficiencia. Finalmente, se espera generar un aporte académico que enriquezca la carrera de Ingeniería Industrial, al demostrar la importancia de aplicar herramientas ingenieriles en el análisis y solución de problemas reales del sector eléctrico.

1.5.1 Alcances

El estudio se realiza específicamente en la CNFL, en el Área Técnica que atiende la instalación, operación y mantenimiento de medidores eléctricos en la sucursal de Escazú.

La investigación se enfoca en comparar los medidores convencionales con los medidores AMI, por lo que se analizan sus principales problemas de lectura, reconexiones, desconexiones y fallas más comunes reportadas en campo durante el periodo de enero a mayo de 2025.

Sin embargo, este trabajo no abarca aspectos financieros globales de la empresa ni la parte del diseño de sistemas de medición AMI a nivel de ingeniería eléctrica profunda, sino que su alcance se centra en la gestión operativa, mantenimiento y estrategias de mejora.

Aun así, si la empresa implementa las propuestas planteadas en el capítulo 5, puede obtener beneficios como la reducción de pérdidas de energía, mayor confiabilidad en la lectura remota de los medidores, disminución de tiempos de respuesta ante averías y un aumento en la satisfacción de los usuarios finales. También se fortalecen las capacidades del personal técnico gracias al plan de capacitación propuesto, esto genera un mejor ambiente de trabajo y un servicio más eficiente para la población.

1.5.2 Limitaciones

No se visualizan limitaciones durante el desarrollo del presente estudio.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 HERRAMIENTAS INGENIERILES

En esta sección se describen las herramientas de ingeniería usadas a lo largo del proyecto, las cuales ayudan a entender mejor cómo funcionan actualmente el sistema de medidores AMI y los medidores convencionales en la CNFL. Gracias a estas, es posible organizar toda la información de forma clara, analizar las posibles causas de los problemas, y buscar soluciones reales y prácticas. Además, su aplicación permite conocer la situación completa en torno al tema de estudio y, así, poder tomar decisiones más acertadas. A continuación, se explica cada una de las herramientas utilizadas y su aporte a este trabajo.

2.1.1 Metodología DMAIC

La metodología DMAIC es un enfoque estructurado utilizado para mejorar procesos dentro de las empresas, principalmente en proyectos *six sigma*. El término proviene de las siglas en inglés: definir, medir, analizar, mejorar y controlar; de igual modo, correspondientes a cada una de sus fases.

Según Chase et al. (2018), DMAIC es una evolución más detallada del ciclo PDCA de Deming y su objetivo es reducir la variabilidad en los procesos y eliminar defectos, asegurando que los productos o servicios cumplan con los requerimientos del cliente. Este enfoque se basa en datos y utiliza herramientas estadísticas y de calidad para analizar los procesos y tomar decisiones acertadas.

De acuerdo con Gutiérrez (2014), DMAIC se compone de cinco etapas ordenadas y lógicas que permiten atacar problemas con base en datos reales y no en suposiciones. Así, en la fase definir, como lo explica Montgomery y Runger (2018), se busca identificar cuál es el problema por resolver, quiénes son los clientes involucrados y sus necesidades, y cuáles son los objetivos específicos del proyecto. Esta etapa es clave porque si no se define bien el problema, las siguientes fases pueden perder enfoque y los resultados no serán útiles.

En la fase medir, se recopila toda la información posible sobre la situación actual. Aquí se establecen los indicadores de desempeño o CTQ (*critical to quality*) y se recogen datos para conocer la magnitud real del problema. Por ejemplo, en un proyecto de medidores eléctricos AMI, se mediría cuántos presentan fallos y en qué zonas se concentran.

Por otra parte, la etapa analizar es el momento donde, según Chase et al. (2018), se utilizan herramientas ingenieriles como diagramas de Ishikawa, Pareto o histogramas para determinar la causa raíz de los problemas encontrados. Esta fase permite ver más allá de los síntomas y enfocarse en lo que realmente origina los errores, como problemas de infraestructura, falta de mantenimiento o errores en la instalación.

Luego, en la fase mejorar, se plantean soluciones específicas para eliminar las causas identificadas. Gutiérrez (2014) menciona que aquí se pueden diseñar nuevas formas de trabajo, implementar mantenimientos correctivos o preventivos, capacitar al personal y realizar cambios en los procesos para eliminar el problema o reducirlo de modo significativo.

Por último, en la fase controlar, se crean planes de seguimiento para garantizar que las mejoras implementadas se mantengan en el tiempo. Montgomery y Runger (2018) recomiendan definir indicadores y responsables, así como efectuar auditorías o reuniones periódicas de seguimiento. Esta etapa asegura que los esfuerzos invertidos no se pierdan y los procesos mantengan el nivel de calidad logrado.

En resumen, la metodología DMAIC es un enfoque estructurado, ordenado y basado en datos reales, que les posibilita a las organizaciones resolver problemas complejos de manera efectiva, asegurando resultados sostenibles y un aprendizaje valioso para el equipo.

Fases de DMAIC

- 1. Definir:** se identifican claramente los problemas, los clientes y sus requerimientos, así como los objetivos del proyecto. Esta fase establece el marco general para el trabajo de mejora (Chase et al., 2018).
- 2. Medir:** se recopilan datos para comprender la situación actual del proceso y se determinan los indicadores clave de desempeño. Esta información permite tener un punto de referencia para comparar los resultados futuros.
- 3. Analizar:** se revisan y analizan los datos obtenidos para encontrar las causas raíz de los problemas y defectos. Aquí se utilizan herramientas como diagramas de Ishikawa o análisis de regresión para comprender mejor el proceso.

4. **Mejorar:** con base en los hallazgos de la fase anterior, se proponen e implementan soluciones que eliminen o reduzcan los problemas. Esta etapa implica realizar cambios y comprobar su efectividad para lograr los objetivos planteados.
5. **Controlar:** se establecen mecanismos de control para garantizar que las mejoras implementadas se mantengan a largo plazo. Esto puede incluir auditorías internas, revisión de indicadores y estandarización de procesos.

Figura 2.1: Metodología DMAIC



Fuente: Adobe Stock, 2025.

2.1.2 Análisis FODA (fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas)

El análisis FODA es una herramienta estratégica muy utilizada en ingeniería industrial y en la gestión empresarial, ya que permite efectuar un diagnóstico completo de la situación actual de un proyecto, empresa o proceso. De acuerdo con Gutiérrez (2014), el FODA consiste en identificar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que pueden influir en el desarrollo de un plan o proyecto.

Las fortalezas corresponden a los aspectos internos positivos que destacan a la organización frente a otras. Por ejemplo, contar con personal capacitado o tecnologías avanzadas. Las oportunidades son factores externos favorables, como nuevas tecnologías en el mercado o políticas gubernamentales que apoyen los proyectos energéticos.

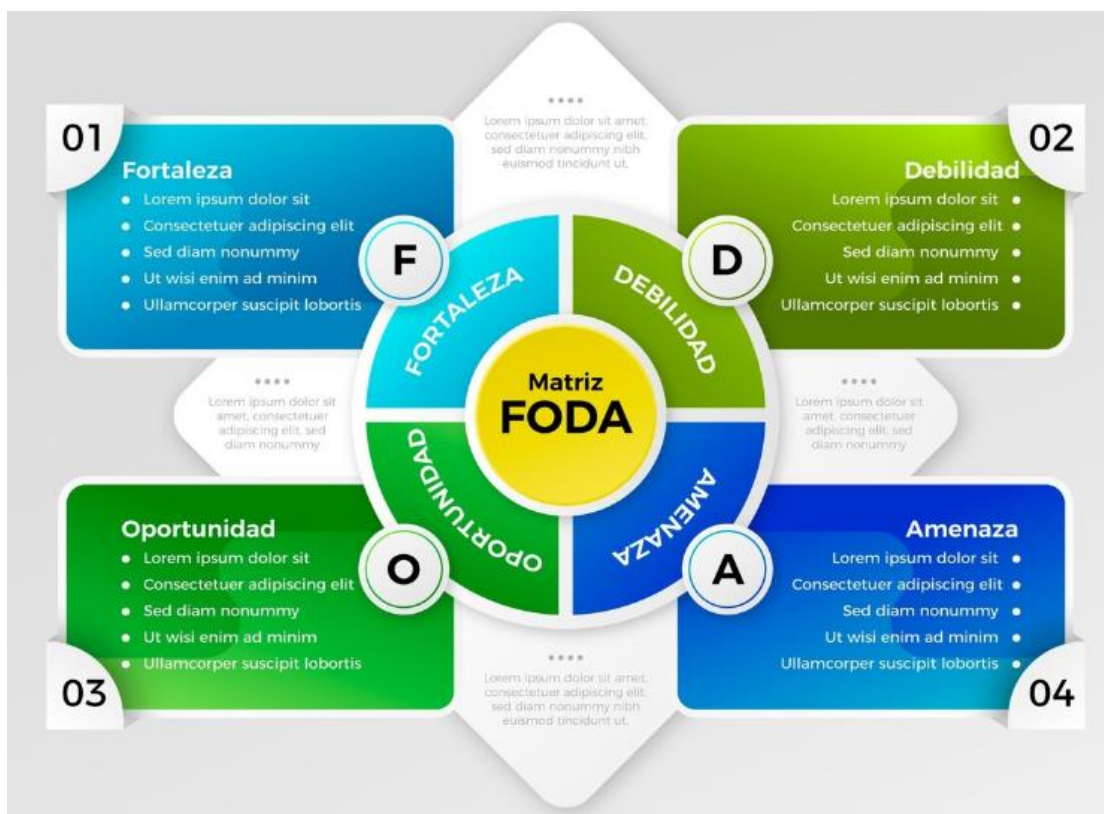
Por otro lado, según Montgomery y Runger (2018), las debilidades son los puntos internos que limitan el crecimiento o eficiencia de la organización, como falta de mantenimiento

de equipos o recursos económicos insuficientes. Y las amenazas son factores externos que pueden impactar negativamente, por ejemplo, cambios en la regulación o fenómenos climáticos adversos.

Ahora bien, el FODA no solo es un cuadro de diagnóstico, sino que también orienta la planeación estratégica al permitir crear estrategias FO (fortalezas + oportunidades) para potenciar las ventajas, DO (debilidades + oportunidades) para mejorar los puntos débiles aprovechando el contexto, FA (fortalezas + amenazas) para usar capacidades internas y enfrentar riesgos, y DA (debilidades + amenazas) para reducir al mínimo los efectos negativos (Chase et al., 2018).

En resumen, el análisis FODA es una herramienta sencilla y poderosa para la toma de decisiones estratégicas, porque brinda una visión clara de la situación interna y externa, facilitando la definición de acciones y prioridades en los proyectos de mejora.

Figura 2.2: Ejemplo de FODA



Fuente: Freepik, 2025d.

2.1.3 Matriz de estrategias FODA

La matriz FODA es una extensión del análisis FODA y se emplea como una herramienta de planeación estratégica para cruzar las cuatro variables principales: fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, con el fin de generar estrategias más claras y accionables. Según Gutiérrez (2014), la matriz FODA organiza la información en un cuadro de doble entrada donde se diseñan estrategias FO, DO, FA y DA.

- **FO (fortalezas + oportunidades):** se busca usar las fortalezas internas para aprovechar las oportunidades externas. Por ejemplo, utilizar la tecnología avanzada disponible en la empresa para adoptar proyectos de redes inteligentes que están siendo impulsados a nivel nacional.
- **DO (debilidades + oportunidades):** aquí se plantean estrategias para superar debilidades aprovechando oportunidades del entorno. Por ejemplo, capacitar al personal técnico en nuevas tecnologías con apoyo de programas estatales.
- **FA (fortalezas + amenazas):** consiste en utilizar las fortalezas internas para enfrentar amenazas externas. Un ejemplo sería usar la experiencia de los ingenieros de campo para adaptar procedimientos ante cambios en la regulación energética.
- **DA (debilidades + amenazas):** estas estrategias pretenden minimizar debilidades y evitar amenazas. Por ejemplo, implementar mantenimientos preventivos en medidores AMI para reducir el riesgo de fallos ante condiciones climáticas extremas.

Montgomery y Runger (2018) destacan que la matriz FODA facilita la toma de decisiones porque permite visualizar las estrategias de manera estructurada, priorizando las acciones a partir de los recursos y capacidades disponibles. Además, esta matriz es ampliamente utilizada en proyectos de mejora continua, porque ayuda a integrar la visión interna y externa de la organización en un solo cuadro de análisis (Chase et al., 2018).

En conclusión, la matriz FODA organiza la información del diagnóstico, pero también facilita la planificación estratégica al orientar las decisiones hacia un crecimiento sostenible y la correcta administración de los recursos en las empresas y proyectos.

Figura 2.3: Ejemplo de una matriz de estrategias FODA

	Aspectos negativos	Aspectos positivos
Análisis interno	Debilidades • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam. • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam.	Fortalezas • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam. • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam.
Análisis externo	Amenazas • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam. • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam.	Oportunidades • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam. • Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit. • Suspendisse elit libero, egestas vitae bibendum a, gravida non quam.

Fuente: Olmo Studio, 2025.

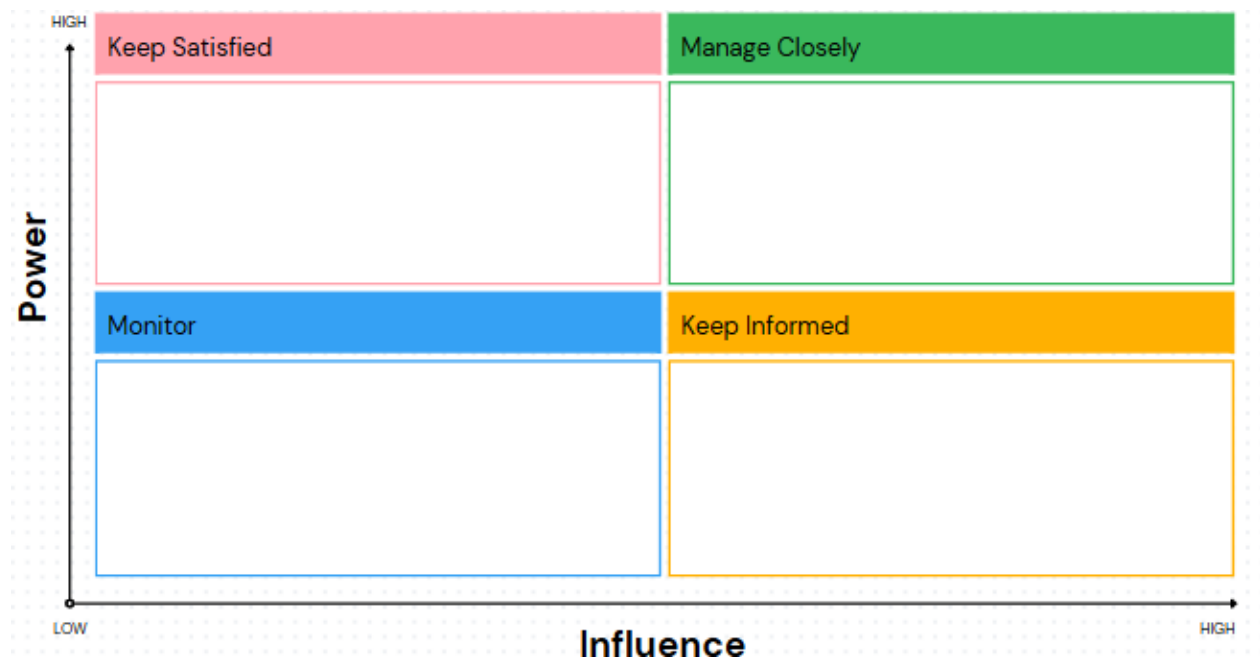
2.1.4 Análisis de stakeholders

Los *stakeholders* son todas las personas, grupos u organizaciones con algún tipo de interés en el desarrollo de un proyecto o en la operación de un proceso productivo. Según Chase et al. (2018), un análisis adecuado de *stakeholders* posibilita comprender mejor el entorno de la empresa y facilita la toma de decisiones, ya que identifica quiénes pueden influir en el éxito o fracaso de un proyecto. Por su parte, Niebel y Freivalds (2009) señalan que en la ingeniería industrial es vital considerar a las partes interesadas desde la etapa de planificación, pues esto asegura que los recursos, los tiempos y las expectativas estén alineados con los objetivos organizacionales.

Asimismo, Montgomery y Runger (2018) destacan que involucrar a los *stakeholders* desde el inicio de los proyectos de calidad permite definir mejor los requerimientos y detectar posibles problemas antes de que ocurran. Esto contribuye a evitar reprocesos y aumenta la satisfacción de todas las partes. Por último, Chapman (2006) menciona que la gestión efectiva de *stakeholders* fortalece la comunicación entre los equipos de trabajo, proveedores y clientes, generando confianza y construyendo relaciones más sostenibles en el tiempo.

En pocas palabras, los *stakeholders* no solo son los clientes o jefes directos, sino también los proveedores, el personal técnico, los supervisores de campo, las instituciones regulatorias y hasta la comunidad, los cuales de una u otra forma se ven implicados en el desarrollo y éxito de los proyectos.

Figura 2.4: Análisis de stakeholders



Fuente: Canva, 2025b.

2.1.5 Diagramas de barras

Los diagramas de barras son herramientas gráficas utilizadas para representar datos categóricos de manera visual, lo que facilita la comparación entre distintos grupos o variables. Según Montgomery y Runger (2018), a partir de este tipo de gráfico, se pueden observar rápidamente las diferencias en magnitudes de las categorías estudiadas, siendo útil en estudios de calidad y producción para analizar frecuencias de defectos o incidencias por tipo de problema.

Por otro lado, Gutiérrez y De la Vara (2013) explican que los diagramas de barras son herramientas básicas en la estadística descriptiva al posibilitar organizar la información de forma clara y comprensible, por lo cual son de gran utilidad en la toma de decisiones operativas. Además, Chase et al. (2018) destacan su importancia en la gestión de

operaciones, pues ayudan a comunicar resultados y tendencias a jefaturas y equipos de trabajo sin necesidad de cálculos complejos.

En palabras simples, los diagramas de barras son esenciales para cualquier análisis ingenieril porque permiten ver “de un vistazo” cuáles son las principales categorías o problemas que requieren atención prioritaria.

Figura 2.5: Ejemplo de un gráfico de barras



Fuente: Freepik, 2025e.

2.1.6 Gráfico de pastel

El gráfico de pastel es una herramienta gráfica utilizada para representar datos categóricos o proporcionales en un círculo dividido en secciones, donde cada porción muestra la participación de una categoría con respecto al total. De acuerdo con Montgomery y Runger (2018), este gráfico es ideal para visualizar la distribución de porcentajes de forma clara y rápida, ya que permite identificar la proporción que ocupa cada elemento y facilita la comparación visual sin cálculos adicionales.

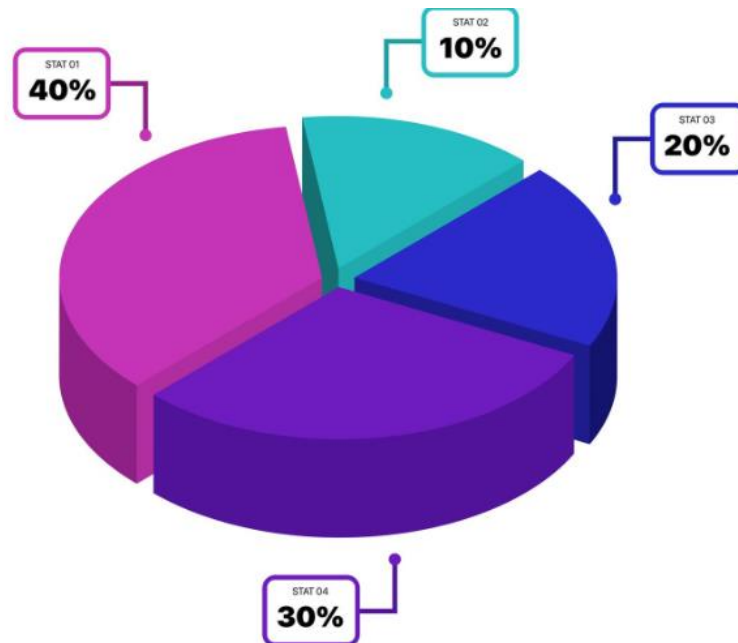
Por su parte, Gutiérrez y De la Vara (2013) explican que los diagramas de pastel son muy utilizados en reportes ejecutivos, pues su diseño atractivo posibilita comunicar información de manera directa a personas no técnicas. Asimismo, este tipo de gráfico es más efectivo cuando se tienen pocas categorías, preferiblemente menos de siete, para que la interpretación no se dificulte.

En el ámbito de la ingeniería industrial, Chase et al. (2018) indican que los diagramas de pastel ayudan a comprender la distribución de costos, tiempos de proceso, defectos por área o porcentajes de inventarios por familia de productos. Por ejemplo, en estudios de control de calidad, pueden mostrar qué tipo de defectos predominan dentro del total de fallas detectadas en una inspección.

Otro aspecto importante es que, según Niebel y Freivalds (2009), mediante este gráfico también se pueden presentar de forma sencilla los resultados de encuestas de satisfacción, distribución de gastos, distribución de tiempos de trabajo y otros indicadores clave de gestión. Sin embargo, advierten que su uso debe ser cuidadoso cuando las diferencias entre categorías son pequeñas, porque llevan a interpretaciones erróneas si no se acompañan con los valores exactos.

En resumen, los diagramas de pastel son herramientas gráficas útiles para representar datos porcentuales o proporcionales en proyectos de mejora de procesos, porque permiten visualizar rápidamente cuál categoría es la más significativa y qué porcentaje representa frente al total, apoyando así la toma de decisiones gerenciales y la priorización de acciones de mejora.

Figura 2.6: Ejemplo de un gráfico de pastel



Fuente: Freepik, 2023a.

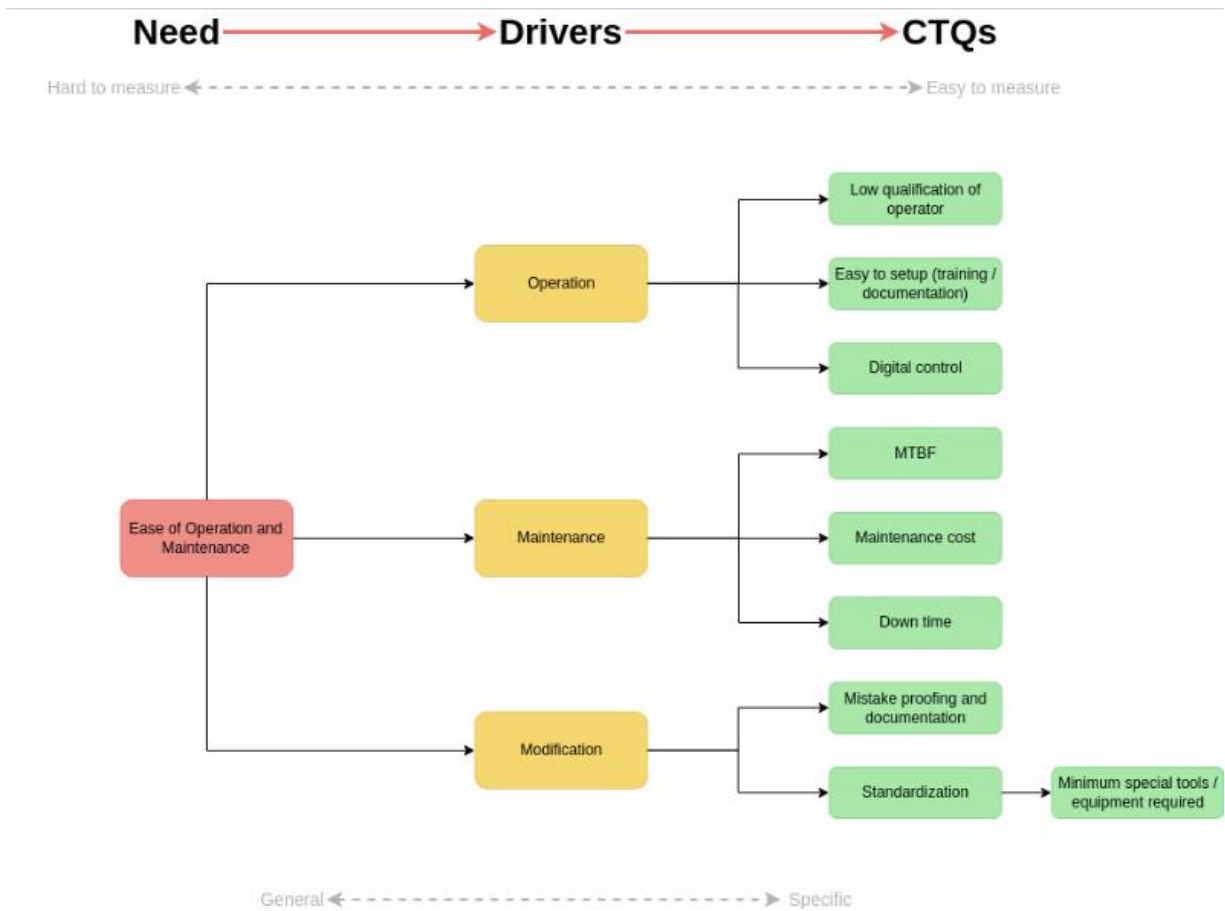
2.1.7 Árbol de CTQ

El árbol de CTQ es una herramienta utilizada dentro de la metodología *seis sigma* para traducir los requerimientos del cliente en especificaciones claras de un proceso y producto. Según Montgomery y Runger (2018), su objetivo es desglosar de forma jerárquica las necesidades generales del cliente hasta llegar a características medibles y controlables en el proceso. Así, esta herramienta le permite al equipo de mejora identificar qué variables tienen mayor impacto en la percepción de calidad del usuario final.

Por otro lado, Gutiérrez (2014) indica que el árbol de CTQ es clave en la etapa de definición y medición del DMAIC, pues ayuda a priorizar los aspectos críticos por controlar. Adicional, Niebel y Freivalds (2009) destacan que, al utilizar esta herramienta, se facilita la comunicación entre el área operativa y la gerencial, porque traduce los deseos de los clientes en términos técnicos de ingeniería industrial.

Chase et al. (2018) describen que se compone de varios niveles: inicia con el requerimiento general, seguido de los requerimientos intermedios y termina con los indicadores de desempeño o especificaciones críticas. Finalmente, esta herramienta no solo contribuye al diseño de procesos y productos, sino que también sirve de base para crear planes de control y asegurar la satisfacción del cliente de manera continua.

Figura 2.7: Ejemplo de un árbol de CTQ



Fuente: Visual Paradigm. 2025.

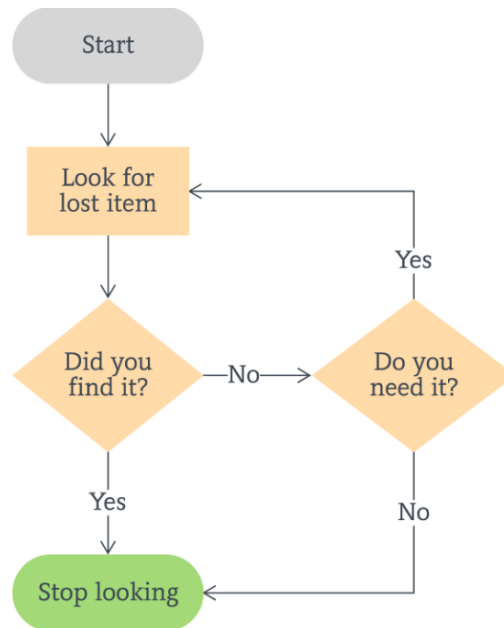
2.1.8 Diagramas de flujo

El diagrama de flujo es una herramienta fundamental en la ingeniería industrial porque representa gráficamente los pasos de un proceso de forma clara y ordenada. De acuerdo con Niebel y Freivalds (2009), los diagramas de flujo ayudan a visualizar las secuencias de trabajo y a identificar actividades que no aportan valor, lo cual facilita la mejora de procesos. Por su parte, Gutiérrez (2014) menciona que esta herramienta es muy útil para detectar redundancias y cuellos de botella que afectan la eficiencia.

Chase et al. (2018) explican que los diagramas de flujo pueden utilizarse en diferentes niveles de detalle, desde la visión general de un sistema hasta el desglose de operaciones específicas. Además, Montgomery y Runger (2018) destacan que son esenciales durante la fase de definición de DMAIC, pues permiten comprender y comunicar el proceso antes de implementar mejoras. Los autores coinciden en que,

gracias a su versatilidad, los diagramas de flujo son aplicados en calidad, producción, logística y servicios, porque contribuyen a estandarizar procedimientos y entrenar al personal de manera más efectiva.

Figura 2.8: Ejemplo de un diagrama de flujo



Fuente: Lucidchart, 2025.

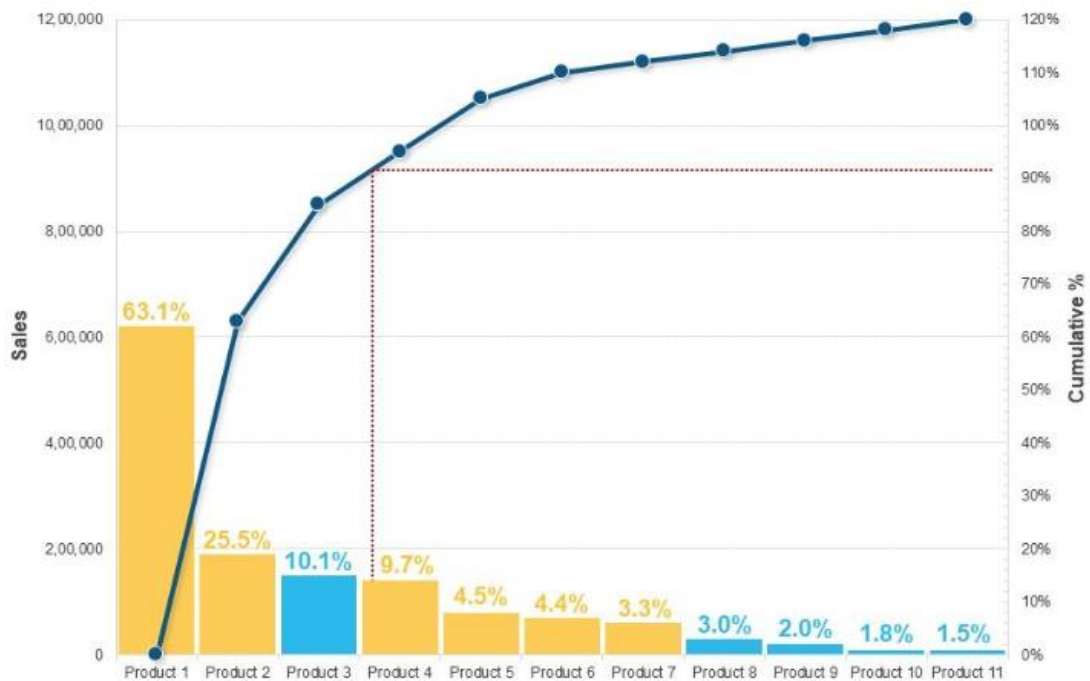
2.1.9 Diagrama de Pareto

El diagrama de Pareto es una herramienta gráfica utilizada para identificar y priorizar las causas más importantes de un problema. Según Gutiérrez (2014), este diagrama organiza la información de forma que se puedan visualizar con facilidad cuáles son los factores con un mayor impacto en un proceso. Asimismo, Montgomery y Runger (2018) describen que se basa en el principio 80/20, el cual indica que el 80 % de los problemas provienen de un 20 % de las causas. Por lo tanto, este método ayuda a enfocar los esfuerzos de mejora en los aspectos que realmente afectan la operación.

Ahora bien, Niebel y Freivalds (2009) mencionan que es muy útil en la gestión de calidad, al permitir priorizar acciones correctivas de manera objetiva y con datos reales. Adicional, Chase et al. (2018) indican que el diagrama de Pareto se construye al ordenar las causas de un problema de mayor a menor frecuencia o impacto, y graficarlas en barras, añadiendo además una línea acumulativa para facilitar su análisis.

Esta herramienta es clave en la fase de análisis del DMAIC, al sustentar decisiones con información clara y comprobada. De igual modo, Gutiérrez (2014) señala que su aplicación no se limita solo a calidad, también se usa en inventarios, mantenimiento y servicios para reducir costos y optimizar recursos. Su utilidad radica en que ayuda a las empresas a ser más eficientes al identificar con rapidez los problemas críticos. Finalmente, los autores coinciden en que el diagrama de Pareto es indispensable para cualquier ingeniero industrial, porque organiza la información de forma práctica, simple y efectiva para la toma de decisiones.

Figura 2.9: Ejemplo de un diagrama de Pareto



Fuente: SlideTeam, 2025a.

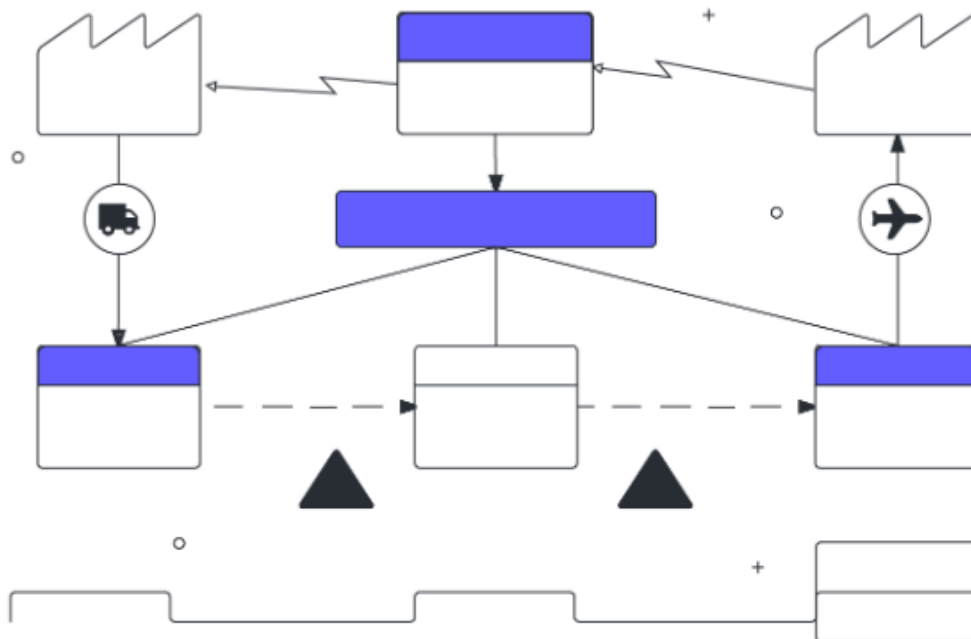
2.1.10 VSM

El diagrama de VSM o mapeo de la cadena de valor es una herramienta visual que permite analizar y mejorar los procesos productivos y administrativos. Según Chase et al. (2018), este diagrama se usa para representar gráficamente cada paso de un proceso, desde la materia prima hasta el producto final, incluyendo el flujo de información y de materiales. Gutiérrez (2014) menciona que su principal beneficio es que facilita la identificación de desperdicios y tiempos muertos, ayudando a implementar mejoras con

un enfoque *lean*. Además, Montgomery y Runger (2018) explican que con el VSM se pueden analizar los tiempos de valor agregado y los que no generan valor, permitiendo diseñar un estado futuro más eficiente.

Por otra parte, Niebel y Freivalds (2009) señalan que este método ayuda a visualizar claramente las relaciones entre las diferentes actividades, esto permite tomar decisiones informadas para reducir costos y optimizar recursos. Chapman (2006) agrega que el mapeo de la cadena de valor no solo es útil en manufactura, sino también en servicios, ya que organiza de forma estructurada los flujos de trabajo y facilita su análisis. Esta herramienta es clave para las fases de análisis y mejora de la metodología DMAIC, porque muestra el estado actual y sirve de base para plantear mejoras reales y sostenibles. Por último, Gutiérrez (2014) resalta que el VSM promueve el trabajo en equipo, porque su elaboración requiere la participación de todos los involucrados en el proceso, generando un mayor compromiso con los cambios propuestos.

Figura 2.10: Ejemplo de un mapa de valor



Fuente: Das, 2024.

2.1.11 Entrevistas

De acuerdo con Bernal (2010), las entrevistas son un método cualitativo utilizado para recolectar información directa de las personas involucradas en un proceso o fenómeno.

El autor indica que una entrevista debe iniciar con la definición clara del objetivo, es decir, qué se quiere saber o analizar con esa conversación. Luego, se diseña una guía de preguntas abiertas que ayuden al entrevistado a expresar sus experiencias y opiniones de manera libre, pero siempre orientadas al tema que se investiga. Adicional, se debe crear un ambiente de confianza y respeto, presentarse con cortesía, explicar el propósito de la entrevista y asegurar la confidencialidad de la información (Bernal, 2010).

Por otro lado, Guerrero (2011) describe que la entrevista puede ser estructurada, semiestructurada o libre. Al respecto, la estructurada usa preguntas cerradas y ordenadas previamente, mientras que la semiestructurada combina preguntas guías con la libertad de indagar más según las respuestas. La libre o no estructurada se usa más para investigaciones exploratorias, pues le permite al entrevistado hablar sin límite. Además, el autor explica que durante la entrevista se deben tomar notas o grabar con autorización, para no omitir información relevante y, al finalizar, agradecer al entrevistado su tiempo y colaboración.

En resumen, para realizar una entrevista, se deben seguir estos pasos básicos: definir el objetivo, diseñar las preguntas, coordinar la cita con la persona, iniciar con una presentación amigable y el motivo de la entrevista, desarrollar las preguntas escuchando con atención y repreguntando si es necesario, registrar la información de manera ordenada y, por último, cerrar con un agradecimiento y asegurando que los datos se usarán de forma responsable. De este modo, la entrevista se convierte en una herramienta clave para obtener información real, confiable y con el contexto necesario para sustentar cualquier investigación.

2.1.12 Diagrama de Ishikawa

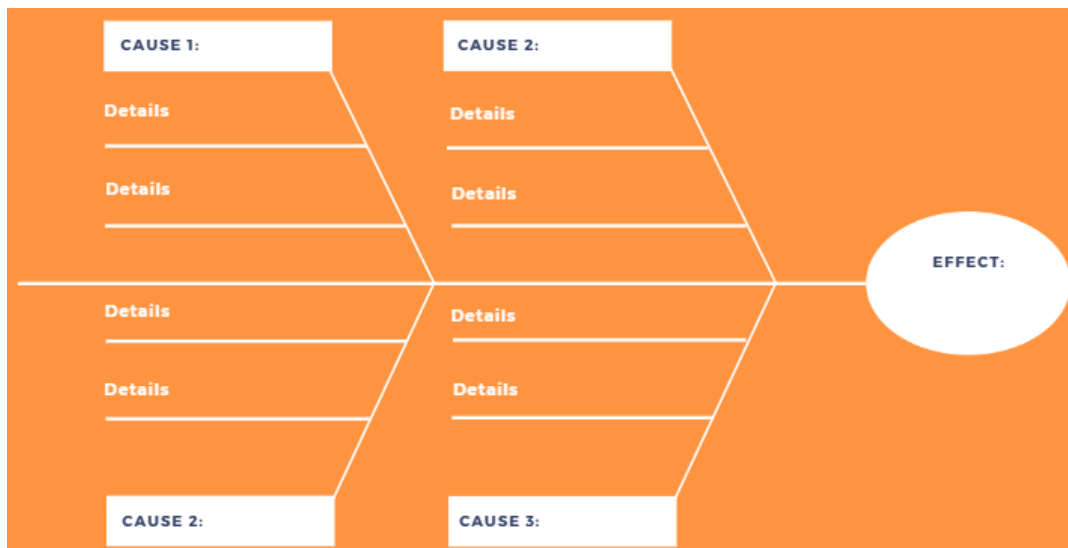
El diagrama de Ishikawa, también conocido como diagrama de causa y efecto o de espina de pescado, es una herramienta utilizada principalmente para identificar, organizar y analizar las causas potenciales de un problema. Según Gutiérrez y De la Vara (2008), este diagrama permite representar de manera gráfica todas las posibles causas que provocan un efecto determinado, agrupándolas en categorías como mano de obra, materiales, métodos, maquinaria, medición y medio ambiente. Esto facilita al equipo de trabajo visualizar y discutir las raíces del problema para definir soluciones efectivas.

Por su parte, Montgomery y Runger (2018) explican que este diagrama es uno de los instrumentos más utilizados dentro del control de calidad porque ayuda a los equipos a pensar de manera estructurada y lógica cuando se busca la causa raíz de un defecto. Además, indican que el diseño en forma de espina de pescado facilita su lectura, pues coloca el problema en el extremo derecho y las causas se organizan a lo largo de las “espinas”.

Ahora bien, de acuerdo con Niebel y Freivalds (2009), el diagrama de Ishikawa no solo sirve para resolver problemas de calidad en procesos industriales, asimismo se aplica en áreas administrativas y de servicios. Niebel y Freivalds (2009) resaltan que su utilidad radica en fomentar el trabajo en equipo, al permitir que cada participante aporte sus conocimientos y experiencia sobre el proceso estudiado.

Finalmente, Chase et al. (2018) agregan que este diagrama se utiliza con frecuencia en la fase de análisis de la metodología DMAIC, pues facilita la organización de las posibles causas de un problema antes de priorizarlas y definir cuál genera realmente el defecto. Gracias a su estructura clara, se convierte en un apoyo clave para la toma de decisiones y la planificación de acciones correctivas.

Figura 2.11: Ejemplo de un diagrama de Ishikawa



Fuente: Canva, 2025a.

2.1.13 Diagrama de multivoto

Según Gutiérrez y De la Vara (2008), la técnica de multivotación es un método práctico para priorizar problemas, causas o posibles soluciones cuando se tienen muchas opciones y el equipo debe decidir cuáles son las más relevantes. Este procedimiento permite reducir un listado amplio a un número manejable de elementos por medio de votaciones sucesivas. Adicional, en cada ronda de votación, se eliminan los ítems con menos votos hasta priorizar las opciones clave para el equipo.

Montgomery y Runger (2018) explican que el multivoto es muy útil en sesiones de lluvia de ideas, porque después de generar todas las ideas posibles, se aplica esta técnica para seleccionar las más viables o importantes. Destacan que su ventaja principal es la participación de todos los miembros, lo cual evita que las decisiones sean impuestas por una sola persona o por quienes tienen más jerarquía.

Por otro lado, Niebel y Freivalds (2009) mencionan brevemente esta herramienta dentro de las técnicas de toma de decisiones grupales, indicando que la multivotación permite al equipo enfocar los esfuerzos en las ideas con mayor consenso y desechar aquellas que no aportan valor, así se optimiza el tiempo de análisis y priorización.

Figura 2.12: Ejemplo de un multivoto

Criterios orientados	Idea 1	Idea 2	Idea 3	Idea 4	Idea 5
Criterio 1	X	✓	✓	X	✓
Criterio 2	X	✓	X	✓	✓
Criterio 3	✓	✓	X	✓	✓
Criterio 4	X	X	✓	✓	X
8,0	8,5	8,0	11	4,5	6,5

Fuente: Elaboración propia, 2025.

2.1.14 FMEA

Gutiérrez y De la Vara (2008) señalan que el FMEA es un método sistemático utilizado para identificar modos de falla potenciales en un proceso, producto o servicio y analizar sus efectos antes de que ocurran. Según los autores, esta herramienta permite priorizar los riesgos con base en tres criterios: la severidad del efecto, la ocurrencia de la falla y la

detección de esta. Con estos valores se calcula un índice llamado NPR o número de prioridad de riesgo, el mismo orienta a la empresa sobre cuáles fallas atender primero para prevenir problemas más graves.

A su vez, Montgomery y Runger (2018) describen el FMEA como un análisis preventivo que ayuda a las empresas a anticiparse a posibles fallas antes de que impacten al cliente. Además, detallan que este método es una herramienta básica en la metodología *six sigma* al permitir definir planes de acción efectivos para reducir la probabilidad de errores, mejorando así la confiabilidad de los procesos.

Por su parte, Niebel y Freivalds (2009) indican que el FMEA es muy usado en ingeniería de procesos y mantenimiento, porque ayuda a analizar el riesgo desde su causa raíz, entendiendo la relación entre el problema potencial, su origen y su impacto. Explica también que este análisis fomenta el trabajo en equipo al realizarse en sesiones grupales donde participan diferentes áreas para evaluar con objetividad cada modo de falla.

Figura 2.13: Ejemplo de un FMEA

Process step	Potential failure mode	Potential effects of failure	Cause of failure	Severity	Occurrence	Detection	RPN
Get details from Level 1 support team.	Customer details not passed on correctly	Decreased service rating	Operator error	5	2	7	70
	Support ticket delayed	Increased call time	Network failure	4	3	9	108
Ask customer to run a diagnostic test and email the results.	Customer doesn't understand instructions	Increased call time	Lack of automation	8	6	10	480
	Customer refuses	Decreased service rating	N/A	8	2	10	160
Analyze results to find any issues.	Customer fails to send results	Lost/inconclusive support case	N/A	6	4	9	216
	Incorrect analysis	Decreased service rating	Insufficient training	9	3	4	108
	Can't find any issues	Lost/inconclusive support case	N/A	5	6	10	300
Explain analysis to customer.	Customer doesn't understand explanation	Increased call time	Lack of clear explanation?	5	5	8	200
	Customer refuses results	Decreased service rating	N/A	7	2	9	126
Fix problem if it's within Level 2 abilities. If not, refer up to Level 3 support team.	Support ticket not filled out correctly	Decreased service rating	Operator error	5	1	6	30
	Customer angry about delay	Decreased service rating	N/A	7	2	8	112

Fuente: Hessing, 2025.

2.1.15 Diagrama de Gantt

El diagrama de Gantt es una herramienta ampliamente utilizada para la planificación y seguimiento de proyectos. Según Niebel y Freivalds (2009), este tipo de gráfico fue creado por Henry Gantt y consiste en una representación de barras horizontales donde cada actividad se coloca en orden cronológico, mostrando su duración y su relación con

otras tareas del proyecto. Explican que su principal ventaja es permitir visualizar de manera rápida el avance de un plan de trabajo y facilitar la distribución de los recursos. Por otra parte, Chase et al. (2018) mencionan que los diagramas de Gantt son útiles para coordinar proyectos con múltiples actividades, al brindar claridad sobre el inicio, duración y finalización de cada tarea. Asimismo, indican que esta herramienta posibilita ajustar las fechas de las actividades en caso de retrasos, y contribuye a una mejor comunicación en el equipo de trabajo.

Chapman (2006) establece que este diagrama no solo es útil para la planificación inicial, sino también para el control del proyecto, porque al actualizarse regularmente, muestra las desviaciones respecto al plan original. Agrega que su uso es ideal en empresas de manufactura, mantenimiento y servicios, donde las actividades se organizan en tiempos definidos y deben cumplirse para asegurar la entrega a tiempo al cliente.

Figura 2.14: Ejemplo de diagrama de Gantt



Fuente: Freepik, 2025c.

2.1.16 Uso de listas de chequeo

Gutiérrez (2014) comenta que las listas de chequeo son formatos diseñados para asegurar la revisión de todos los puntos necesarios en una inspección o proceso. El autor explica que son fáciles de usar y su función principal es la recolección ordenada de

información, pues guían al operario o técnico para no omitir ningún detalle importante. Además, menciona que estas listas son herramientas muy prácticas en el control de calidad porque ayudan a identificar rápidamente si hay incumplimientos en los procedimientos establecidos.

Ahora bien, Montgomery y Runger (2018) indican que las listas de verificación son uno de los recursos más utilizados dentro de las herramientas básicas de calidad. Señalan que su aplicación es muy amplia, desde procesos productivos hasta servicios, y permiten registrar datos de manera estructurada, esto facilita su análisis posterior. También destacan que son útiles para asegurar el cumplimiento de las especificaciones y la disminución de los errores de omisión durante las inspecciones o auditorías.

Por último, Niebel y Freivalds (2009) describen que las listas de chequeo se emplean para la inspección de procesos, pero de igual modo como apoyo en actividades administrativas y de capacitación. Según explican, estas listas pueden incluir columnas para observaciones o firmas, lo cual facilita su uso como evidencia documental. Adicional, afirman que, gracias a su estructura sencilla, cualquier persona con formación básica puede utilizarlas correctamente, siempre y cuando se capacite en su propósito y uso adecuado.

Figura 2.15: Lista de chequeo



Fuente: Freepik, 2025b.

2.1.17 Hoja de control de asistencia

Las hojas de control de asistencia son documentos sencillos, pero fundamentales en cualquier organización al posibilitar registrar de manera clara quiénes participan en las capacitaciones o reuniones y en qué fechas se realizan.

Según la literatura revisada, aunque no se mencionen con ese nombre exacto, Gutiérrez (2014) y Montgomery y Runger (2018) destacan que los registros de control son esenciales para garantizar la trazabilidad y el cumplimiento de los procesos planificados, además de servir como evidencia para auditorías o evaluaciones de desempeño. Por su parte, Niebel y Freivalds (2009) indican que este tipo de formularios facilita la supervisión y organización de los recursos humanos en campo.

En este proyecto, las hojas de asistencia aseguran que todo el personal técnico reciba la capacitación adecuada y la empresa cuente con el respaldo documental necesario para verificar su ejecución y planificar mejoras futuras.

Figura 2.16: Ejemplo de una hoja de control de asistencia

INFORMACIÓN DE LA REUNIÓN			
TÍTULO MTG			
ORGANIZADOR		UBICACIÓN	
FECHA		HORA	
NOMBRE DEL ASISTENTE	ORGANIZACIÓN	NÚMERO DE TELÉFONO	DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO

Fuente: Eby, 2017.

2.1.18 Matriz ROI (retorno de la inversión)

Niebel y Freivalds (2009) definen el ROI como un indicador clave para determinar la conveniencia de cualquier proyecto en términos económicos. Explican que “el ROI se calcula dividiendo la ganancia neta entre la inversión total, y mientras mayor sea su valor, más rentable es el proyecto para la empresa” (p. 98).

El ROI es una herramienta financiera básica, pero muy útil que permite evaluar si el dinero invertido en un proyecto en realidad se va a recuperar en un tiempo razonable y si genera ganancias para la empresa. Según Gutiérrez (2014), toda mejora debe valorarse económicamente para comprobar que sea viable y aporte un beneficio real. Montgomery y Runger (2018) agregan que este indicador es fundamental porque ayuda a la gerencia a decidir cuáles proyectos se implementan primero, priorizando aquellos con mayor impacto económico.

Además, de acuerdo con Niebel y Freivalds (2009), un ROI alto significa que la empresa está aprovechando bien sus recursos y el proyecto no solo paga su costo, sino que deja una ganancia adicional. En el caso del estudio, el ROI es clave porque permite demostrar que las propuestas de mejora planteadas para los medidores AMI son acciones más que teoría, estas realmente traen ahorros y beneficios para la CNFL y, en consecuencia, para sus usuarios.

Figura 2.17: Ejemplo de una matriz ROI

Project:

Date:

ROI

Budgeted Cost	ITEM	Mth-1	Mth-2	Mth-3	Mth-4	Mth-5	Mth-6	Mth-7	Mth-8	Mth-9	Mth-10	Mth-11	Mth-12
	Labor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Equipment & Software	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Supplies	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Travel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Other	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total Cost	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Accumulated Cost	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estimated Payback	Benefit #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Benefit #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Benefit #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Benefit #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Benefit #5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total Cost Recovery	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Accumulated Cost	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cost to Recover												

Fuente: SlideTeam, 2025b.

2.2 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

A continuación, se exponen los detalles más importantes de la CNFL, donde se realiza el estudio.

2.2.1 Visión/misión

La visión y misión de la empresa se muestran seguidamente.

Visión

"Ser una empresa líder en el sector energía costarricense, eficiente y moderna, con solvencia técnica y financiera, que garantice la excelencia en la calidad del servicio, la interacción y la gestión del servicio al cliente, manteniendo el sentido social" (CNFL, 2024).

Misión

"Brindar soluciones integrales de energía para el desarrollo sostenible, de forma eficiente, eficaz y sustentable, con el fin de mejorar la calidad de vida de las personas" (CNFL, 2024).

2.2.2 Antecedentes históricos

La CNFL es una empresa pública costarricense dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en la GAM. Su origen se remonta al 8 de abril de 1941, cuando se estableció mediante el contrato-ley n.º 2, conocido como el Contrato Eléctrico, que permitió la fusión de tres empresas privadas de capital extranjero.

En sus inicios, la CNFL enfrentó desafíos significativos debido a la limitada cobertura eléctrica y la dependencia de empresas extranjeras para la provisión de energía. Durante las décadas de 1940 y 1950, la empresa se enfocó en expandir la infraestructura eléctrica y mejorar la calidad del servicio en la región central de Costa Rica.

Un hito importante en la historia de la CNFL ocurrió el 30 de abril de 1968, cuando el ICE adquirió el 98 % de las acciones de la empresa a la transnacional norteamericana Electric Bond and Share Co., culminando así su proceso de nacionalización. A lo largo de los años, la CNFL ha diversificado sus fuentes de generación eléctrica. Actualmente, opera

En la actualidad, la CNFL atiende a más de 600 000 clientes en un área de 932,49 kilómetros cuadrados, con una cobertura eléctrica del 100 % en la GAM. La empresa se enfoca en el desarrollo de redes eléctricas inteligentes y, en conjunto con el ICE y Radiográfica Costarricense (RACSA), en la implementación de soluciones de telecomunicaciones para la consolidación de ciudades inteligentes.

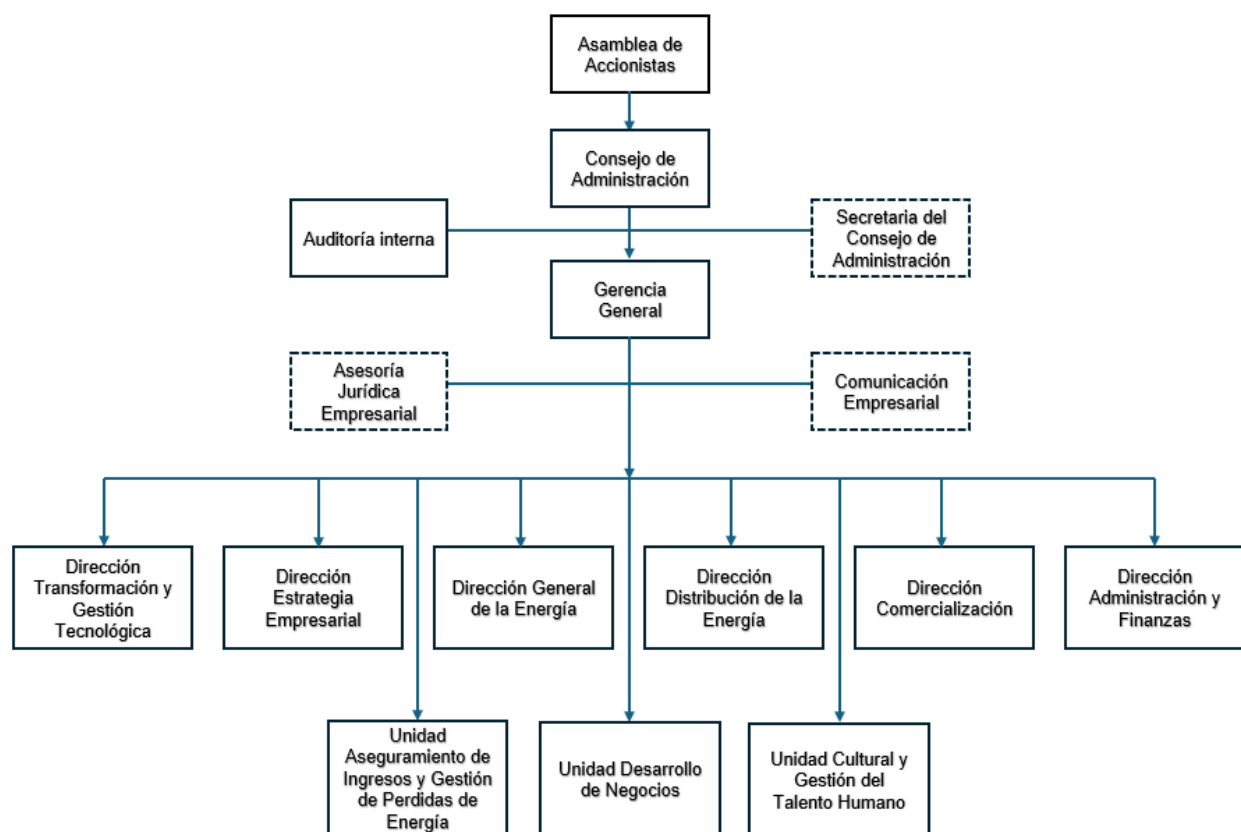
2.2.3 Ubicación geográfica

Figura 2.18: Mapa satelital de la CNFL



El organigrama de la empresa se muestra a continuación:

Figura 2.19: Organigrama de la CNFL



Fuente: RR. HH. CNFL, 2022.

En el organigrama mostrado, la Sucursal de Escazú, en específico el Área Técnica, se vincula principalmente con la Dirección Distribución de la Energía, ya que esta dirección se encarga de coordinar, supervisar y garantizar la operación eficiente de todas las actividades relacionadas con la distribución eléctrica en las diferentes zonas de cobertura.

De este modo, la sucursal de Escazú opera bajo los lineamientos y objetivos planteados por esta dirección, que abarcan tanto la atención de averías como los trabajos programados, reconexiones, cortes y mantenimientos en general. Además, aunque la coordinación técnica diaria se gestiona a nivel de la misma sucursal, todas las directrices, protocolos y prioridades de atención provienen directamente de la Dirección Distribución de la Energía, la cual se asegura de que los recursos se utilicen de manera eficiente y la calidad del servicio cumpla con los estándares establecidos por la empresa.

2.2.5 Cantidad de empleados

La cantidad de empleados para el Área Técnica de la Sucursal de Escazú es de 35 personas.

2.2.6 Tipos de productos

El servicio que ofrece la CNFL es brindar electricidad a toda la GAM, recarga vehicular, así como servicios especiales para ferias temporales o servicios cuyo consumo de energía es una carga fija.

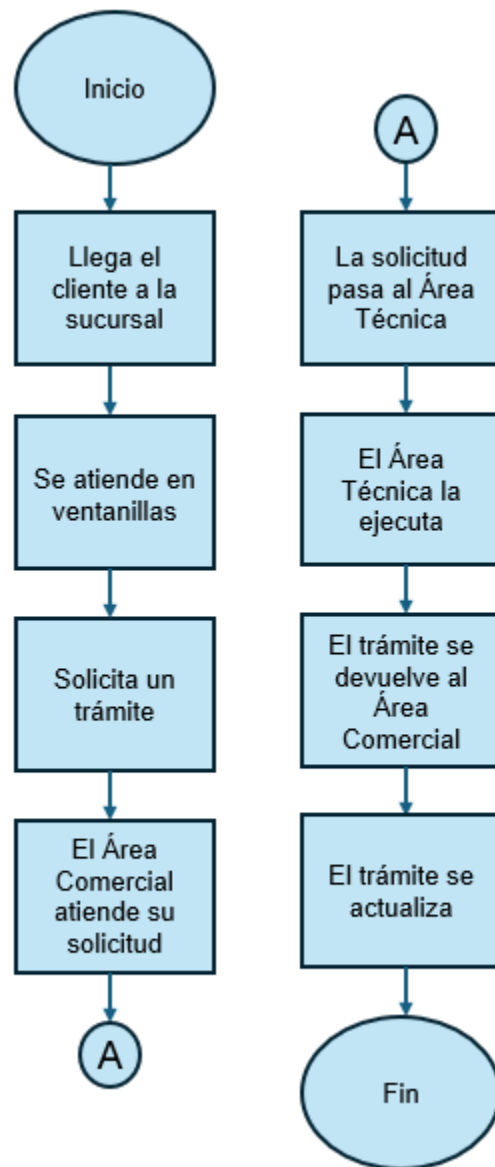
2.2.7 Mercado de exportación

En la actualidad, la empresa solo brinda sus servicios a nivel nacional.

2.2.8 Descripción general del proceso productivo

A continuación, se visualiza el proceso general de atención al cliente.

Figura 2.20: Diagrama de flujo del proceso general



Fuente: Elaboración propia, 2025.

El diagrama de flujo indica de manera general el proceso que sigue un cliente al realizar un trámite en la sucursal. Todo inicia cuando el cliente llega a la sucursal y es atendido en ventanillas, donde solicita el trámite que desea gestionar. Posteriormente, el Área Comercial recibe la solicitud y la atiende según el tipo de requerimiento.

La solicitud se traslada en el sistema al Área Técnica para su ejecución. Una vez que el Área Técnica visita el lugar donde se solicita el trámite y se finaliza en el sistema, esta

devuelve el trámite al Área Comercial para su actualización en el sistema. Finalmente, se concluye el proceso dejando el trámite registrado y completado.

Este diagrama permite visualizar de forma clara la secuencia de pasos, los departamentos involucrados y la importancia de la coordinación entre las áreas Comercial y Técnica para dar un respuesta ágil a las necesidades de los clientes.

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

3.1 ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

El enfoque de esta investigación es cuantitativo y aplicado al basarse en la recolección y análisis de datos numéricos para identificar los principales problemas presentados en los medidores AMI y proponer mejoras que puedan implementarse en campo. Al respecto, se busca analizar información objetiva de las fallas más comunes, frecuencia de incidencias, costos y tiempos de atención, con el fin de fundamentar de manera realista las propuestas de solución.

Este enfoque permite valorar la situación actual con base en datos medibles, como registros de lectura, reportes técnicos y análisis de herramientas ingenieriles, lo cual asegura resultados confiables y útiles para la empresa. Además, al ser una investigación aplicada, su propósito es resolver un problema específico de la organización, generando un aporte práctico que mejore el servicio y la operación de la red AMI, esto beneficia tanto a la institución como a los usuarios finales.

Investigación aplicada

La investigación aplicada se enfoca en utilizar los conocimientos adquiridos para resolver problemas concretos que afectan a una organización o a la sociedad. Su principal objetivo es generar teoría, pero también proponer soluciones prácticas que puedan implementarse y provocar un cambio real (Hernández et al., 2014).

En el caso de este proyecto, la investigación es aplicada porque se analiza la situación actual de los medidores AMI y convencionales en la CNFL y se plantean mejoras para optimizar los procesos técnicos y operativos. De este modo, los resultados no se quedan en un documento teórico, sino que pueden aprovecharse directamente por la empresa para fortalecer su servicio eléctrico y su trabajo diario (Hernández et al., 2014).

Investigación cuantitativa

El estudio adopta un enfoque cuantitativo, porque se fundamenta en la recolección y análisis de datos numéricos para probar hipótesis, medir relaciones entre variables y obtener resultados generalizables. Como define Creswell (2014): “Una investigación sobre un problema social o humano, basada en la prueba de una teoría compuesta por

variables, medidas con números y analizadas mediante procedimientos estadísticos, con el fin de determinar si las generalizaciones predictivas de la teoría se confirman”.

Sin embargo, dado que se utilizan herramientas cualitativas —como entrevistas y diagramas de Ishikawa para profundizar en las causas raíz—, este trabajo sigue un enfoque mixto. Es decir, se combina la objetividad y rigor del método cuantitativo con la riqueza descriptiva del análisis cualitativo, lo que facilita una evaluación más completa de la implementación de medidores AMI.

Por último, al realizar observaciones en el sitio, revisar reportes de campo y analizar datos operacionales directamente en la CNFL, también se incorpora un componente de investigación de campo, donde el investigador actúa sobre el entorno real del estudio.

3.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

En este proyecto se usan varias herramientas con el propósito de recopilar y organizar la información necesaria. Por ejemplo, se utiliza el diagrama de Pareto para determinar cuáles son los problemas que más afectan la lectura de los medidores AMI y, así, priorizar las soluciones. También, se emplea el diagrama de Ishikawa para analizar las posibles causas de esas fallas y entender mejor por qué ocurren.

Durante las visitas al campo, se llenan listas de chequeo con las cuales los técnicos anotan el estado de las antenas, las bases de los medidores y otros componentes. Además, se elabora un análisis FMEA para evaluar los riesgos existentes en el sistema de medición y saber cuáles son los más críticos.

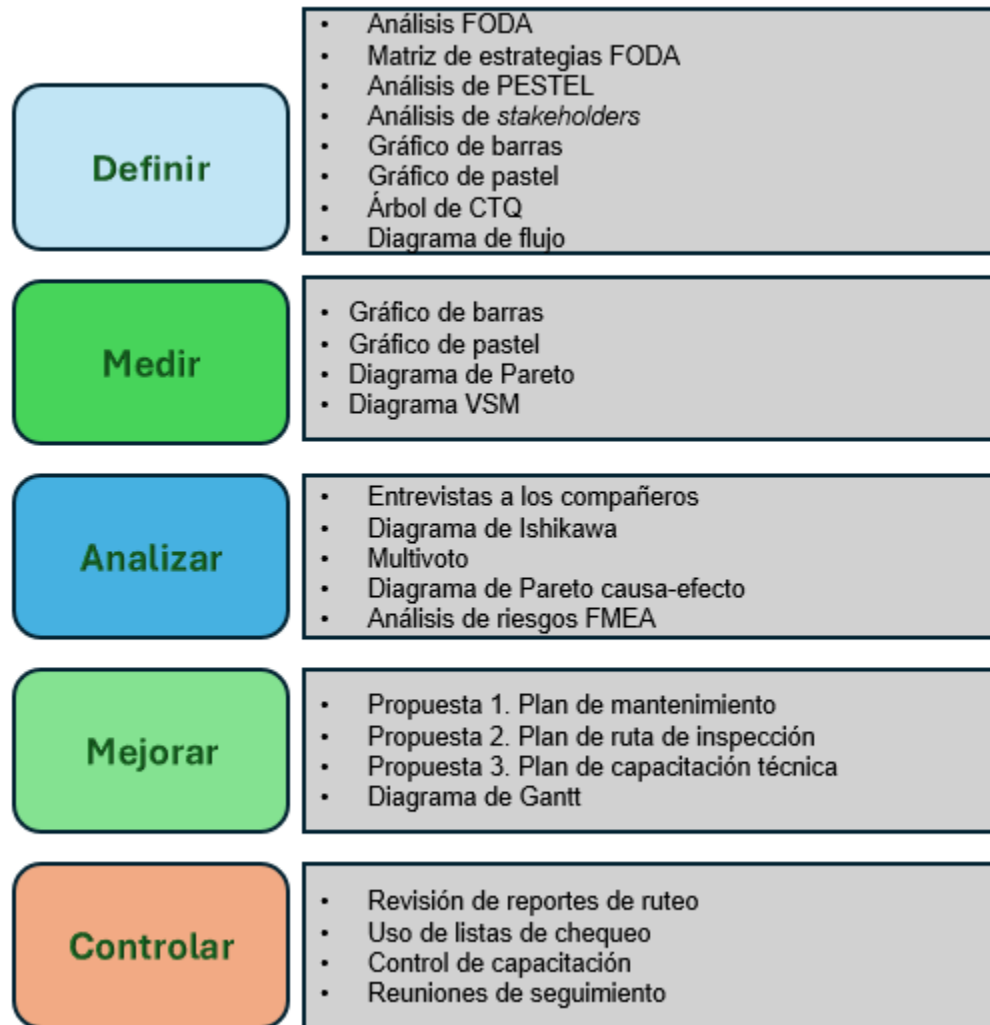
Asimismo, se realizan diagramas de flujo para representar de forma simple los procesos actuales y propuestos, y se usa un cronograma con un diagrama de Gantt para planificar cada una de las actividades de las mejoras. Por último, se implementan hojas de control de asistencia para llevar el registro de las capacitaciones dadas al personal técnico que trabaja directamente en estas labores.

3.2.1 DMAIC

En este proyecto se usa la metodología DMAIC porque ayuda a ordenar todo el trabajo paso a paso. Primero, se define cuál es el problema que se desea resolver. Después, se recogen datos que permitan entender bien ese problema. Luego, se analizan esos datos

para encontrar las causas reales de lo que está pasando. Una vez claras las causas, se piensa en mejoras y se aplican las soluciones que se consideren mejores. Por último, se hace un control para asegurarse de que los cambios se mantengan y no vuelvan los problemas. Esta metodología es muy útil al organizar todo el proceso de mejora de una manera clara y práctica.

Figura 3.1: Diagrama de DMAIC



Fuente: Elaboración propia, 2025

Definir: en esta etapa se identifica el problema principal relacionado con los medidores AMI, describiendo qué está fallando y a quiénes afecta, para tener claro desde el inicio en qué se enfoca el proyecto.

Medir: aquí se recopilan datos reales sobre las lecturas de los medidores, su efectividad y los problemas detectados en campo, con la intención de conocer la situación actual y tener información confiable que respalde el análisis.

Analizar: en este paso se revisan y estudian los datos para entender las causas de las fallas en los medidores AMI. Esto permite ver con claridad qué origina los problemas y priorizar las causas más críticas.

Mejorar: con las causas identificadas, se proponen soluciones prácticas como planes de mantenimiento, capacitación y rutas de inspección, para corregir los problemas y mejorar el sistema eléctrico.

Controlar: por último, se establecen actividades de seguimiento como las listas de chequeo, reuniones y reportes mensuales, para asegurar que las mejoras aplicadas se mantengan en el tiempo y no vuelvan los problemas.

3.2.2 Investigación descriptiva

Esta investigación es de tipo descriptiva, ya que detalla las características principales de los medidores AMI y los problemas existentes durante su operación y mantenimiento. El objetivo es observar con detenimiento las situaciones actuales experimentadas en campo, como las fallas más comunes, los factores que las provocan y su impacto en el servicio eléctrico.

Con este tipo de investigación, se busca presentar un panorama claro y ordenado de la realidad, permitiendo identificar cuáles son las causas más frecuentes de los errores en los medidores inteligentes y cómo afectan la calidad del servicio. Además, la investigación descriptiva ayuda a comprender de forma estructurada y objetiva la situación, lo cual sirve de base para plantear las mejoras propuestas en capítulos posteriores.

3.2.3 Investigación exploratoria

En este proyecto también se utiliza un enfoque de investigación exploratorio al pretender conocer y analizar a profundidad aspectos que no están completamente definidos en la empresa sobre el funcionamiento y problemáticas de los medidores AMI. Así, este tipo de investigación posibilita realizar un primer acercamiento al tema, identificar las variables relevantes y comprender mejor las situaciones que afectan la lectura y operatividad de estos equipos.

Según Hernández et al. (2014), la investigación exploratoria es útil cuando existe poca información previa sobre el fenómeno de estudio, pues facilita organizar ideas, plantear problemas y establecer un panorama más claro para futuros análisis. Por esto, se aplican herramientas como entrevistas y observaciones de campo que ayudan a obtener datos iniciales, clarificar el problema y orientar las siguientes fases del trabajo.

3.2.4 Investigación explicativa

Asimismo, en el estudio se aplica un enfoque explicativo porque no solo se describe la situación de los medidores AMI, sino que se busca entender qué provoca las fallas. Por ejemplo, se analizan las causas que afectan la efectividad de la lectura y la conexión de estos medidores, utilizando herramientas como el diagrama de Ishikawa y el análisis FMEA. Gracias a este análisis, se conoce con claridad por qué ocurren los problemas y cómo pueden solucionarse. Este tipo de investigación es útil porque permite ir más allá de los datos y comprender las razones detrás de los resultados, lo cual facilita plantear mejoras que ataquen la raíz del problema (Hernández et al., 2014).

3.3 FUENTES DE INFORMACIÓN

Para esta investigación, se emplean tanto fuentes primarias como secundarias. Las fuentes primarias provienen de la recolección de datos directamente en campo, como las lecturas mensuales de medidores AMI y convencionales, los reportes de fallas, las entrevistas a técnicos de cuadrilla y las observaciones realizadas durante las inspecciones. Estas fuentes son fundamentales porque posibilitan conocer la situación real y actualizada del sistema.

Por otro lado, las fuentes secundarias incluyen libros de ingeniería industrial, gestión de calidad, mantenimiento y control de procesos, así como artículos científicos y documentos oficiales de la CNFL sobre el funcionamiento de los medidores inteligentes. Estas fuentes sirven como base teórica para comprender los conceptos, herramientas ingenieriles y metodologías utilizadas durante todo el proyecto.

3.3.1 Sujetos de información

En esta investigación, los sujetos de información son principalmente los técnicos de campo y cuadrillas de la CNFL, quienes brindan datos sobre la operatividad y mantenimiento de los medidores AMI y convencionales. A su vez, se consideran los jefes de área y personal administrativo que aportan información relacionada con la gestión de lecturas y los procedimientos de inspección y reconexión. Además, se emplean como sujetos de información los reportes mensuales de lecturas, las bases de datos de fallas y los diagramas técnicos, al ser esenciales para analizar la efectividad del sistema y fundamentar las propuestas de mejora planteadas en el estudio.

3.4 VARIABLES DE ANÁLISIS

En esta sección se presentan las variables de análisis definidas para la investigación, las cuales se determinan en función de los objetivos específicos planteados y el enfoque cuantitativo del estudio. Según Hernández et al. (2014), la definición conceptual de cada variable explica su significado teórico, mientras que la definición operacional describe cómo se va a medir o aplicar durante el proceso investigativo. Por último, la definición instrumental indica las herramientas o instrumentos ingenieriles por utilizar para analizar cada variable. Estas definiciones posibilitan construir instrumentos de medición más precisos y garantizan que los resultados obtenidos sean confiables y útiles para la toma de decisiones en la CNFL y en futuras investigaciones relacionadas con la gestión de medidores AMI y convencionales.

Tabla 3.1: Variables de la investigación por objetivo específico

Objetivo específico	Variable	Definición conceptual	Operacionalización	Instrumentalización
Definir los factores que influyen en los procesos de instalación y lectura remota de los medidores AMI, mediante el análisis de contexto y caracterización de estos procesos.	Factores de influencia en los procesos AMI	Son todos aquellos elementos técnicos, operativos o ambientales que afectan directa o indirectamente la instalación y lectura remota de los medidores AMI.	Identificar, categorizar y describir los factores presentes en los procesos de instalación y lectura, de acuerdo con su naturaleza (técnica, operativa o ambiental).	▪ Análisis FODA y estrategias. ▪ Análisis de PESTEL. ▪ Análisis de <i>stakeholders</i>. ▪ Gráfico de barras y de pastel. ▪ Árbol de CTQ. ▪ Diagrama de flujo.
Medir el impacto de los factores identificados en la efectividad mensual obtenida y el costo operativo asociado, utilizando estadística descriptiva.	Impacto en la efectividad y costos operativos	Es la magnitud de influencia que tienen los factores identificados sobre el porcentaje de lecturas efectivas y los costos operativos mensuales.	Comparar y calcular los porcentajes de efectividad y los costos mensuales según la presencia o ausencia de los factores.	▪ Diagrama de Pareto. ▪ Gráficos de barras. ▪ Gráficos de pastel. ▪ Diagrama de VSM.
Analizar las causas que provocan los principales problemas en la efectividad de la conexión, por medio de técnicas de análisis de causa raíz y evaluación de riesgos.	Causas raíz de los problemas de conexión AMI	Son los orígenes fundamentales que provocan fallas en la conexión y lectura remota de los medidores AMI.	Identificar y jerarquizar las causas principales mediante técnicas de análisis de causa raíz y evaluación de riesgos.	▪ Diagrama de Ishikawa. ▪ Diagrama de Pareto. ▪ Multivoto. ▪ FMEA.
Proponer mejoras y controles que disminuyan los problemas de instalación y conexiones de los medidores AMI, con optimización de los procesos de lectura y monitoreo, aumentando la efectividad mensual y disminuyendo los costos operativos asociados con el uso de esta tecnología.	Propuestas de mejora y control de los procesos AMI	Son los planes de acción diseñados para eliminar o reducir problemas, aumentando la efectividad y disminuyendo los costos operativos en el uso de los medidores AMI.	Formular planes de mejora y control con acciones específicas, responsables, plazos y recursos necesarios.	▪ Plan de mantenimiento correctivo. ▪ Plan de rutas de inspección. ▪ Plan de capacitación técnica. ▪ Diagramas de Gantt. ▪ Listas de chequeo. ▪ Revisión de reportes de ruteo. ▪ Control de capacitación. ▪ Reuniones de seguimiento.

Fuente: Elaboración propia, 2025.

3.5 INSTRUMENTOS

Seguidamente, se muestran los instrumentos de recolección de información usados en esta investigación.

3.5.1 Entrevistas

En el estudio se utilizan varios instrumentos que facilitan la recolección de información de manera completa y confiable. En primer lugar, se llevan a cabo entrevistas informales y formales con los compañeros técnicos de campo e ingenieros de la jefatura y otros departamentos. Estas entrevistas son muy útiles porque se conoce, desde su propia experiencia, cuáles son los problemas más comunes a los que se enfrentan al trabajar con los medidores AMI y las fallas experimentadas con mayor frecuencia.

3.5.2 Visitas al sitio

Durante las inspecciones, se identifican situaciones que no siempre son documentadas en los sistemas de reportes como, por ejemplo, bases de medidores sulfatadas, cables en mal estado, colectores con daños físicos, instalaciones expuestas a la intemperie y hurtos de diferentes características, que algunas veces son casi indetectables a simple vista y comprometen la seguridad del abonado, además de provocar pérdidas económicas para la compañía.

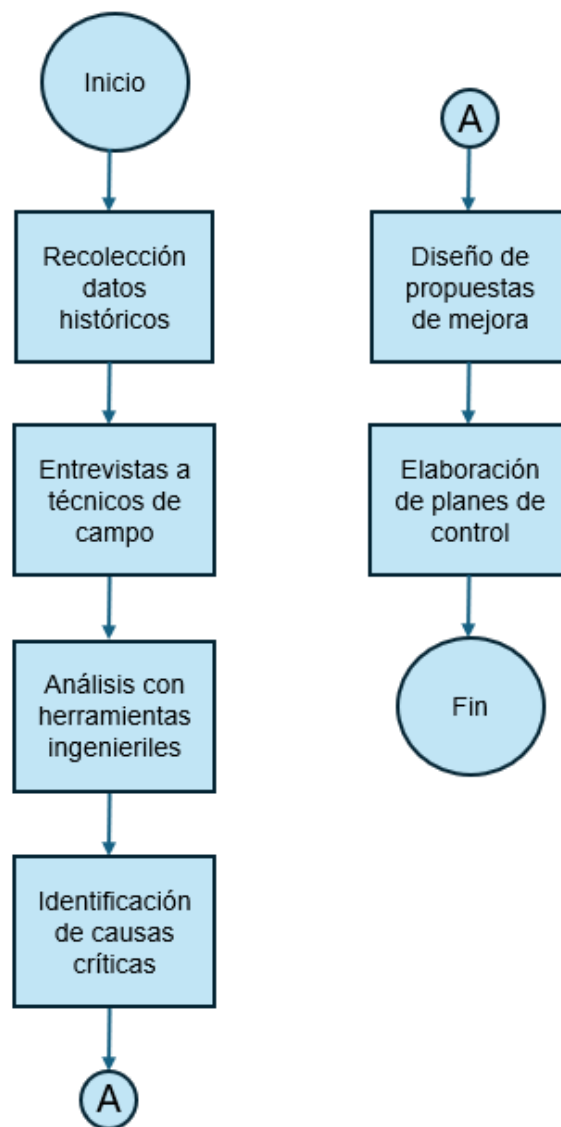
3.5.3 Registros históricos

Por último, se revisan registros históricos y reportes técnicos generados por la empresa en los últimos meses. Estos documentos incluyen datos sobre las lecturas remotas, porcentajes de efectividad, reportes de fallos, costos de mantenimiento y estadísticas generales del sistema AMI. Gracias a esta información, se logra una visión más completa de cómo ha sido el desempeño de los medidores a lo largo del tiempo y también sirve como respaldo para sustentar los hallazgos, análisis y propuestas de mejora desarrolladas en esta investigación.

3.6 PROCESO PARA LA RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

Para esta investigación, se sigue un proceso ordenado que permite recolectar información confiable y analizarla correctamente. Primero, se recopilan los datos históricos de lecturas de los medidores AMI y convencionales de la CNFL, revisando los reportes mensuales que indican su efectividad. Luego, se realizan entrevistas a técnicos de campo para conocer los problemas reales que enfrentan en la instalación y lectura de los medidores. Posteriormente, con toda esta información, se aplican herramientas ingenieriles como diagramas de Pareto, Ishikawa, VSM y FMEA para analizar los datos y determinar las causas críticas de las fallas. Por último, con los resultados de estos análisis, se diseñan propuestas de mejora enfocadas en corregir los problemas detectados y se establecen planes de control para dar seguimiento a las soluciones implementadas.

Figura 3.2: Diagrama de flujo del análisis de datos



Fuente: Elaboración propia, 2025.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DEFINIR

En la primera etapa del DMAIC, se define el problema actual de la empresa CNFL, mediante el uso de distintas herramientas de análisis. Esta fase permite tener una visión clara del proceso por mejorar al identificar los puntos críticos que afectan la eficiencia del sistema de medición eléctrica. Al respecto, por medio de datos reales, diagramas y observaciones, se fundamenta de forma objetiva la necesidad del cambio. Todo esto contribuye como base para tomar decisiones acertadas en las siguientes etapas del proyecto.

4.1.1 Análisis FODA

Se realiza un análisis de contexto de la empresa CNLF mediante la técnica FODA, con el objetivo de identificar las principales fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas relacionadas con la implementación de medidores eléctricos AMI. Esta herramienta posibilita visualizar de manera estratégica los factores internos y externos que influyen en el proceso de modernización tecnológica.

Figura 4.1: Análisis FODA para la empresa



Fuente: Elaboración propia, 2025.

A continuación, se muestran los detalles de cada uno de estos factores.

Fortalezas

Lectura remota y automática del consumo: este tipo de medidores permite registrar el consumo de energía sin necesidad de que un lector vaya casa por casa, lo cual agiliza los procesos y disminuye los errores humanos.

Monitoreo de la red: a partir de los medidores AMI, se tiene información en tiempo real de la red eléctrica, lo que facilita la detección de fallas o pérdidas de energía.

Conexión y desconexión remotas: posibilitan realizar cortes o reconexiones del servicio sin necesidad de que un técnico vaya al lugar, lo cual ahorra tiempo y recursos.

Reducción de las pérdidas de energía: al tener un mejor control y monitoreo, se pueden detectar pérdidas técnicas o no técnicas y corregirlas rápidamente.

Mayor eficiencia energética: estos medidores contribuyen a un uso más eficiente de la energía, tanto por parte de la empresa como del cliente, promoviendo un consumo más responsable.

Reducción de los costos para los consumidores: al registrar lecturas exactas y en tiempo real, se eliminan cobros estimados y los usuarios pagan únicamente lo que consumen.

Debilidades

Inversión inicial: la instalación de este sistema requiere un alto costo de equipos, *software* y red de comunicación.

Obsolescencia tecnológica: la tecnología avanza muy rápido y existe el riesgo de que los equipos queden desactualizados si no se les da un mantenimiento y actualización constantes.

Problemas de continuidad eléctrica: si hay interrupciones en el suministro eléctrico o en la comunicación, el sistema no funciona correctamente y pueden quedar lecturas sin registrar.

Oportunidades

Avances tecnológicos en la comunicación de aparatos eléctricos: la evolución constante de la tecnología facilita que los medidores AMI sean más compatibles y eficientes con nuevas redes y sistemas.

Clientes más interesados en el uso de los sistemas modernos de consumo: cada vez más personas buscan conocer su consumo eléctrico en tiempo real para controlarlo y ahorrar.

Facilidad de monitoreo de los consumos por parte del cliente: estos medidores le permiten al usuario ver su consumo diario, lo que genera confianza en el servicio.

Amenazas

Daños al medidor: los medidores pueden ser dañados por vandalismo, accidentes o manipulación indebida, lo que afectaría su correcto funcionamiento.

Condiciones climáticas: tormentas, rayos o lluvias pueden dañar los equipos o la red de comunicación, dejando sin lectura a varias zonas.

Poca cobertura o mala señal de la zona: en lugares alejados o con mala señal, es muy posible que la transmisión de datos no se realice correctamente, lo cual afecta la lectura y el monitoreo.

4.1.2 Matriz de estrategias FODA

Complementario al análisis FODA tradicional, se desarrolla una matriz estratégica que cruza las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas identificadas en el contexto de implementación de los medidores eléctricos AMI en la CNFL. A partir de este cruce, se generan estrategias más precisas y alineadas a la realidad operativa de la empresa, con lo que se fortalece la toma de decisiones en torno a la modernización del sistema de medición eléctrica.

Figura 4.2: Matriz de estrategias FODA

	Fortalezas	Debilidades
Oportunidades	FO Impulsar la modernización del sistema de consumo eléctrico mediante la integración de tecnologías inteligentes y servicios automatizados, aprovechando el interés creciente de los clientes y los avances tecnológicos.	DO Minimizar el impacto de las amenazas externas y reducir los efectos de las debilidades internas mediante un enfoque técnico, preventivo y de mantenimiento inteligente.
Amenazas	FA Usar la capacidad tecnológica del sistema para garantizar la continuidad operativa y mitigar riesgos físicos y de conectividad, asegurando un servicio eficiente incluso en condiciones adversas.	DA Minimizar el impacto de riesgos técnicos, económicos y climáticos mediante una implementación inteligente, priorizada por zonas, con medidas de protección tecnológica y de respaldo eléctrico.

Fuente: Elaboración propia, 2025.

FO: fortalezas + oportunidades

Este cruce representa una estrategia ofensiva que busca maximizar los factores positivos internos y externos. En cuanto a esto, se propone aprovechar las capacidades tecnológicas de los medidores AMI, como la lectura remota, el monitoreo en tiempo real y la eficiencia energética, para consolidar un sistema eléctrico más moderno y automatizado. Esta modernización es favorecida por un entorno de creciente interés por parte de los usuarios en herramientas digitales, así como por los avances tecnológicos disponibles en el mercado.

DO: debilidades + oportunidades

Esta estrategia se basa en contrarrestar las debilidades internas a partir de oportunidades externas. En este caso, se propone implementar acciones que reduzcan la obsolescencia tecnológica y los problemas de continuidad eléctrica, mediante el aprovechamiento de energías emergentes. Esto incluye planes de mantenimiento predictivo, actualización

constante de *softwares* y *hardwares* asociados a los medidores AMI, y fortalecimiento de la formación técnica del personal operativo.

FA: fortalezas + amenazas

Este cruce propone utilizar los recursos internos disponibles para enfrentar los factores externos que podrían poner en riesgo la operación. Al respecto, las funcionalidades avanzadas de los medidores AMI permiten una respuesta más rápida ante eventos imprevistos, como fallos por condiciones climáticas, daños en campo o interrupciones del servicio. El monitoreo constante de la red y la capacidad de gestión remota facilitan una operación más resiliente, asegurando la prestación continua del servicio, incluso en contextos adversos. Esta estrategia, por tanto, refuerza la confiabilidad del sistema eléctrico en zonas sensibles o expuestas a mayores riesgos.

DA: debilidades + amenazas

Esta estrategia se enfoca en reducir al mínimo los efectos negativos, tanto internos como externos, mediante acciones correctivas y de contención. Se recomienda una planificación escalonada de la implementación de medidores AMI, priorizando aquellas zonas con mejor infraestructura o mayor densidad de usuarios. Asimismo, se sugiere complementar el despliegue con sistemas de respaldo eléctrico y protecciones tecnológicas que mitiguen los riesgos asociados a la conectividad y a las condiciones ambientales.

Como conclusión de haber aplicado el FODA y la matriz de estrategias, se escogen las estrategias de FO y FA por ser las más coherentes con el objetivo de este proyecto. Ambas posibilitan aprovechar las capacidades tecnológicas del sistema AMI y, al mismo tiempo, responder con mayor efectividad ante posibles fallas o condiciones externas. Estas estrategias impulsan una red eléctrica más moderna, flexible y eficiente. Con su aplicación, se fortalece la calidad del servicio y se avanza en la transición hacia un modelo de medición inteligente.

4.1.3 Análisis de PESTEL

Con la finalidad de comprender el ambiente en el que se desarrolla la implementación de los medidores eléctricos AMI en Costa Rica, se realiza un análisis de PESTEL considerando factores políticos, económicos, sociales, tecnológicos, ecológicos y legales.

Esta herramienta ayuda a identificar elementos externos que influyen en el proyecto y, de este modo, dar una visión amplia que facilita la toma de decisiones. Asimismo, el análisis se enfoca en los aspectos más relevantes en el ámbito nacional, considerando las oportunidades como los desafíos asociados a esta tecnología AMI.

Figura 4.3: Análisis de PESTEL para la empresa

Político	Económicos	Sociales
El Grupo ICE tiene como meta sustituir todos los medidores tradicionales por inteligentes antes del año 2028. Los medidores AMI permiten a los usuarios identificar picos de consumo y adoptar mejores hábitos energéticos.	La inversión en medición inteligente debe evaluarse cuidadosamente para asegurar que sus beneficios justifiquen el gasto requerido. Los medidores AMI ayudan a reducir costos operativos al disminuir la necesidad de personal para la toma de lecturas.	Las características del hogar y las rutinas familiares influyen directamente en el nivel de consumo energético. El acceso a información y educación sobre eficiencia energética puede modificar los hábitos de uso en los hogares.
Tecnológicos	Ecológicos	Legales
Los medidores AMI permiten la lectura remota y mejoran el monitoreo de la red eléctrica en tiempo real. Estos dispositivos procesan datos del consumo y pueden actualizarse remotamente sin afectar el servicio.	Los medidores AMI ayudan a optimizar el uso de energía, reduciendo el consumo y la dependencia de fuentes contaminantes. Al finalizar su vida útil, los AMI deben ser gestionados adecuadamente para evitar impactos negativos en el ambiente.	La normativa nacional exige precisión en la medición eléctrica y regula el acceso, operación y calidad del sistema. La ARESEP establece lineamientos para la instalación, uso y supervisión de medidores en el servicio eléctrico.

Fuente: Elaboración propia, 2025.

Factores políticos

En cuanto a este factor, se cita lo indicado por Fernández (2022):

Para finales de 2022, el Grupo ICE —que incluye a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)— planea haber instalado 600 000 medidores eléctricos inteligentes como parte de la Estrategia Nacional de Redes Inteligentes, la cual fue formulada por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) con ayuda de distintas organizaciones.

A julio de este año, y según el Grupo ICE, el 45 % del total de servicios funcionan con un medidor inteligente. La meta es sustituir el 100 % de los aparatos actuales por esta nueva tecnología al año 2028, según se lee en la estrategia de redes inteligentes. [...]

Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de Costa Rica, la estructura social y la composición de los hogares repercute de manera directa en el consumo eléctrico. En el país, donde se tiene una alta tasa de electrificación (superior al 95 %), el sector residencial es uno de los mayores consumidores de electricidad junto con el sector terciario, el cual incluye a los comercios, las empresas privadas e instituciones públicas. Aunque el mayor consumidor sigue siendo el sector industrial. [...]

[...] los AMI —al ofrecer el perfil de consumo de los usuarios— brindan la posibilidad de promover mejores hábitos. De esta forma, si las personas se dieran cuenta dónde se encuentran sus picos de consumo, podrían reducirlos durante la estación seca (enero-abril) y así evitar que las plantas térmicas entren en operación.

Además, el Plan Nacional de Energía (PNE) establece la elaboración de una estrategia nacional de redes eléctricas inteligentes que optimice la prestación del servicio público; el Plan de Descarbonización plantea el desarrollo de un sistema eléctrico flexible e inteligente para enfrentar los retos de la descarbonización, digitalización y descentralización; el Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Público (PNDIP) tiene como meta la instalación masiva de medidores inteligentes y el Plan Nacional de Transporte Eléctrico (PNTE) promueve la electrificación del transporte y la creación de una plataforma informática para la red del centro de carga eléctrica. Todos estos planes

contienen acciones que promueven temas relacionados con las redes eléctricas inteligentes.

Factores económicos

La implementación de medidores AMI requiere una inversión inicial considerable en infraestructura, *software*, equipos de medición, mano de obra, mejoras en la red eléctrica y red de infocomunicaciones, procesos de capacitación, campañas publicitarias, entre otros, lo que puede ser un obstáculo económico para algunas empresas.

No obstante, los medidores AMI permiten una mejor gestión del consumo y la distribución de energía, lo cual puede generar ahorros económicos a largo plazo para los consumidores y las empresas industriales. Adicional, les posibilitan a las empresas optimizar sus costos de operación al reducir el personal de lectura de medidores, mejorar la gestión de la demanda y minimizar las pérdidas por robo de energía.

En la última década, el debate sobre el despliegue de la medición inteligente como unidad fundamental para establecer las redes inteligentes se ha centrado en torno a la identificación de los casos de uso derivados del desarrollo de esta tecnología y a cómo cuantificar los beneficios obtenidos de dichos usos.

Las tecnologías avanzadas alrededor de la medición inteligente requieren grandes inversiones de capital para sustituir o mejorar los equipos existentes e infraestructuras eléctricas asociadas, pudiendo dichas inversiones contribuir a optimizar el consumo de energía, los costos asociados al sistema eléctrico, la disminución de emisiones de CO₂, la generación de nuevos empleos, entre otros beneficios. Por lo tanto, se requiere un análisis económico para determinar si un proyecto de tal magnitud, cuyo objetivo sea el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional o regional, aporta suficientes beneficios que justifiquen los costos por incurrir.

Factores sociales

La cantidad de personas que viven en un hogar, sus edades y actividades diarias, afectan directamente el consumo de energía.

La educación y el conocimiento sobre el uso eficiente de la energía pueden influir en la reducción del consumo. En algunas zonas, la falta de acceso a energías renovables o la

dependencia de combustibles fósiles puede impactar el consumo y las prácticas energéticas.

Factores tecnológicos

Utilizan tecnologías como radiofrecuencias (RF) o redes de banda ancha para transmitir datos de forma remota a un sistema central. Esto permite la lectura remota del consumo, el monitoreo de eventos de la red y la conexión o desconexión remotas del suministro.

Los medidores AMI almacenan información sobre el consumo de energía, los eventos de la red y otros parámetros relevantes. Esta información se procesa y se utiliza para generar informes, detectar anomalías y optimizar la gestión de red.

Los medidores AMI les posibilitan a los usuarios monitorear su consumo de energía en tiempo real y ajustar sus hábitos para mejorar la eficiencia energética. También, pueden utilizarse para detectar posibles fugas de energía y optimizar el uso de aparatos eléctricos.

La tecnología de estos sistemas de medición facilita reconfiguraciones de muchos parámetros, actualización remota de variables internas, así como el *firmware* de comunicaciones, y al mismo tiempo garantiza la funcionalidad de la red, en cuanto a que esté intacta y sin pérdida de datos de medición.

Factores ecológicos

Los AMI permiten una medición precisa y en tiempo real del consumo, lo que ayuda a identificar patrones de consumo y optimizar el uso de energía. Esto puede conducir a una reducción del consumo y, por ende, a una menor demanda de energía, lo cual a su vez reduce la necesidad de depender de fuentes de energía menos limpias, como los combustibles fósiles.

Al final de su vida útil, los AMI se convierten en residuos eléctricos que deben gestionarse de manera adecuada para evitar la contaminación del suelo y el agua. Es importante que existan sistemas de reciclaje y reutilización de estos dispositivos para minimizar su impacto ambiental.

Costa Rica ha logrado destacarse como uno de los pocos países del mundo que genera casi toda su electricidad a partir de fuentes renovables, alcanzando hasta un 99 %. A pesar de ser una nación en desarrollo, ha implementado políticas públicas exitosas que reducen su dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, enfrenta desafíos recientes como el cambio climático y un posible retroceso hacia el uso de combustibles fósiles.

La sequía ha reducido su generación hidroeléctrica, lo que obligó a recurrir a fuentes térmicas. Históricamente, Costa Rica ha apostado por la hidroelectricidad desde finales del siglo XIX y, con la creación del ICE en 1949, expandió la cobertura eléctrica nacional. En las últimas décadas, ha diversificado su matriz energética incluyendo energía geotérmica, eólica y solar. Empresas privadas y cooperativas como Coopesantos han sido clave para sostener el crecimiento de energía limpia y abastecer zonas rurales.

Factores legales

Normativa técnica nacional

Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos: establece las bases para la regulación y supervisión de los servicios eléctricos, incluyendo la medición.

Norma Técnica de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (POASEN): define los requisitos para la operación y el acceso al sistema eléctrico, incluyendo la medición.

Supervisión de la Calidad del Suministro Eléctrico: establece los requisitos para la calidad del suministro, incluyendo la precisión de los medidores.

Regulación de la ARESEP

Supervisión del Uso, Funcionamiento y Control de Medidores (AR-NT-SUMEL): establece los requisitos para la instalación, uso y mantenimiento de los medidores.

Supervisión de la Instalación y Equipamiento de Acometidas Eléctricas (AR-SUINAC): define las normas para la instalación de los medidores en relación con las acometidas eléctricas.

Supervisión de la Comercialización del Suministro Eléctrico (AR-NT-SUCOM): establece las normas para la comercialización del suministro, incluyendo la medición.

4.1.4 Análisis de stakeholders

Como parte del análisis organizacional del proyecto de transición hacia medidores eléctricos AMI, se identifican las partes interesadas clave que influyen o son afectadas por la implementación de esta tecnología. De este modo, a partir del mapeo de *stakeholders*, se diferencian las partes internas y externas, considerando sus intereses, niveles de influencia y relación con los procesos de instalación, operación y control del sistema eléctrico.

Figura 4.4: Análisis de stakeholders para la empresa



Fuente: Elaboración propia, 2025.

Partes interesadas internas

Dirección General de la CNFL: encargada de tomar decisiones estratégicas y dar el visto bueno en cuanto a la implementación de nuevas tecnologías como los medidores AMI.

Departamento Técnico de Instalaciones: realiza las conexiones y se asegura de que el proceso de instalación de los medidores se haga correctamente.

Técnicos de campo: son quienes van directamente al sitio a instalar, revisar o dar mantenimiento a los medidores, por lo que su experiencia es clave.

Departamento Financiero: evalúa si la inversión en los medidores inteligentes es viable y cuál es el impacto económico a corto y largo plazo.

Área de Atención al Cliente: atiende consultas, reclamos y dudas relacionadas con el cambio de medidores, por consiguiente, es importante que esté bien informada.

Área de Tecnología y Sistemas: se encarga de integrar los medidores AMI con las plataformas digitales que hacen posible la lectura remota y el monitoreo.

Partes interesadas externas

Usuarios residenciales y comerciales: son los clientes finales. Su satisfacción con el servicio es esencial para que el cambio tenga buena aceptación.

ARESEP (ente regulador): supervisa que la instalación y uso de los medidores cumpla con la normativa vigente y defiende los derechos del usuario.

Entidades académicas y técnicas: pueden apoyar con estudios, asesoría técnica o validación de los resultados del proyecto.

Proveedores de tecnología AMI: suministran los medidores y brindan soporte técnico, por lo que su confiabilidad y calidad son determinantes.

Organizaciones ambientales: evalúan el impacto ecológico del cambio de tecnología, especialmente en temas como el manejo de residuos.

MINAE: promueve políticas nacionales que fomentan el uso de tecnologías más limpias y eficientes.

Ahora bien, las partes interesadas más críticas para el éxito del proyecto son la Dirección General de la CNLF, porque define el rumbo estratégico; los técnicos de campo, ya que ejecutan el trabajo directamente en el campo; los usuarios residenciales y comerciales, porque su aceptación o rechazo impacta directamente en el éxito; los proveedores de tecnología AMI, pues su desempeño afecta la funcionalidad del sistema, y la ARESEP, porque su aval es necesario para la legalidad del proceso.

4.1.5 Medidores AMI por sucursales

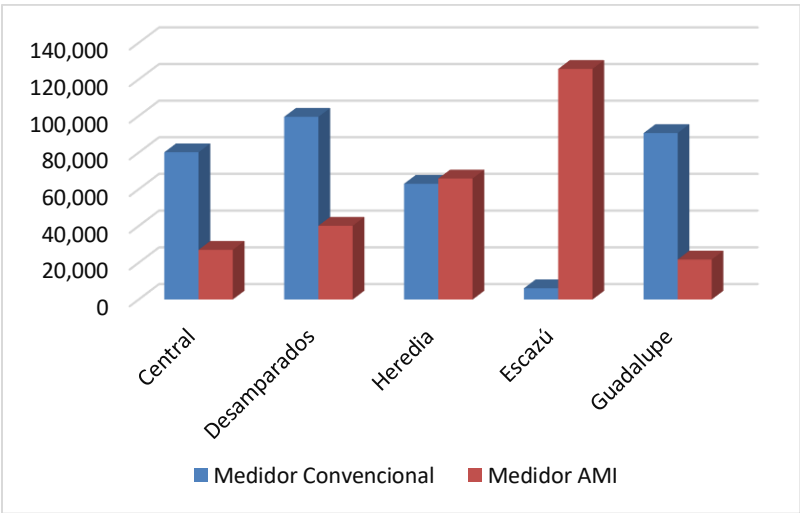
El siguiente análisis se refiere a la distribución actual de los medidores eléctricos convencionales y AMI en distintas sucursales de la CNFL. De esta manera, mediante datos consolidados por zona, se evidencia el avance progresivo en la implementación de los medidores inteligentes. Adicional, el gráfico de barras permite comparar visualmente la presencia de ambos tipos de tecnología en cada región. Esta información es clave para evaluar el ritmo de transición hacia sistemas de medición más modernos y eficientes.

Tabla 4.1: Medidores AMI por sucursales

Sucursal	Medidor convencional	Medidor AMI	Total
Central	80 208	27 048	107 256
Desamparados	99 583	40 144	139 727
Heredia	63 019	65 886	128 905
Escazú	6 173	125 754	131 927
Guadalupe	90 700	21 769	112 469
Total	339 683	280 601	620 284

Fuente: Elaboración propia, 2025.

Figura 4.5: Gráfico de barras de los medidores AMI por sucursales



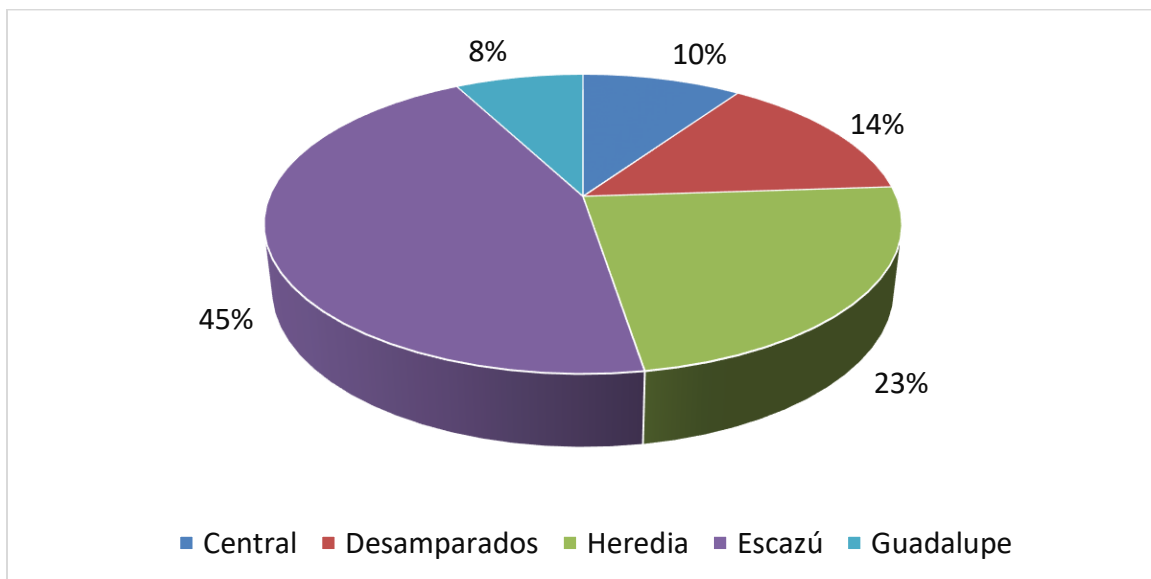
Fuente: Elaboración propia, 2025.

De acuerdo con la información expuesta, sucursales como Escazú y Heredia presentan una adopción significativa de medidores AMI, superando en Escazú la cantidad de medidores convencionales por amplio margen. En contraste, zonas como

Desamparados, Guadalupe y Central aún mantienen una fuerte presencia de medidores tradicionales. Estos datos posibilitan identificar áreas donde aún existen oportunidades para acelerar la modernización del sistema de medición eléctrica.

A continuación, el gráfico de pastel representa la distribución porcentual de los medidores AMI instalados por sucursal. Esta visualización facilita la comparación del grado de avance en la implementación por zona:

Figura 4.6: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI por sucursales



Fuente: Elaboración propia, 2025.

Al respecto, se destaca Escazú con un 45 % del total de medidores AMI, seguido de Heredia con un 23 %. Las demás sucursales poseen porcentajes menores, lo cual refleja un despliegue progresivo y por etapas.

4.1.6 Ventajas de los medidores AMI en comparación con los medidores convencionales

Los medidores AMI incorporan funciones avanzadas que optimizan la gestión del servicio eléctrico tanto para la empresa como para el usuario. A continuación, se detallan algunas de sus principales ventajas operativas, técnicas y funcionales.

Lectura con medidores AMI

- Es automática y remota (no se pierde tiempo en ir al sitio).
- Se efectúa una mejor precisión y detección de errores (se identifican anomalías y pérdidas de energía, ya sea por hurto o una mala instalación eléctrica).
- El costo operativo es menor a largo plazo, porque si todo el sistema está en óptimas condiciones, el medidor no debería dar ninguna alarma.
- Le permite al usuario monitorear su consumo en tiempo real.
- El tiempo de respuesta ante fallas es rápido (automático).
- La capacidad de corte y reconexión es posible por este tipo de tecnología.

Por otro lado, a pesar de su amplio uso, los medidores eléctricos convencionales poseen limitaciones operativas que afectan la eficiencia del servicio. Entre sus principales desventajas, resaltan la dependencia del recurso humano y una menor precisión de respuesta ante fallas.

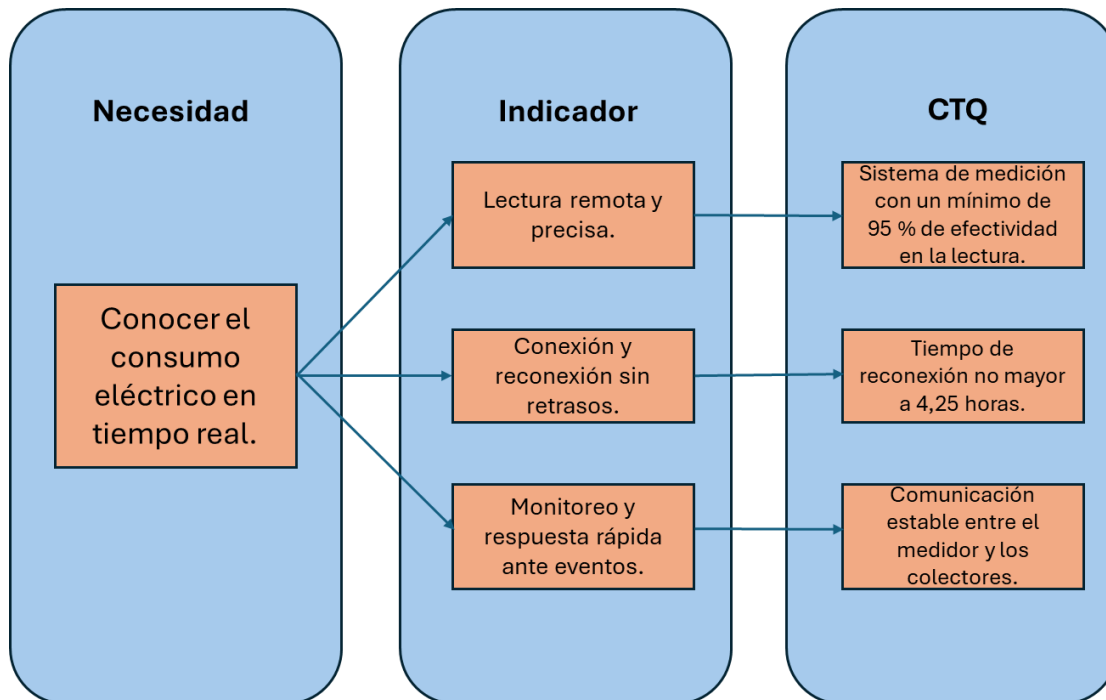
Lectura con medidores convencionales

- El método de lectura es en el sitio, se debe ir personalmente. Esto requiere tiempo y gastos de combustible y, dependiendo del lugar, se debe pagar viáticos.
- Menor precisión y detección de errores (humanos), así como una pérdida de entre un 2 % y 5 % de error.
- El abonado requiere del recibo mensual para ver su consumo.
- El corte y reconexión de estos medidores es en el sitio.
- El tiempo de respuesta ante fallas es lento pues depende de la denuncia por parte del abonado.

4.1.7 Árbol de CTQ

El árbol de CTQ permite comprender y transformar los requisitos específicos del cliente para poder cumplir con la calidad del servicio. Aquí se identifican puntos críticos asociados a la instalación y el uso de medidores eléctricos AMI, todo esto considerando las metas de operación de la CNFL.

Figura 4.7: Árbol de CTQ del consumo eléctrico



Fuente: Elaboración propia, 2025.

Lectura remota y precisa: este indicador se refiere a la capacidad del sistema para tomar lecturas de consumo de manera automática y sin errores, sin que un técnico deba ir al sitio.

Conexión y reconexión sin retrasos: este punto mide qué tan rápido se puede restablecer o suspender el servicio de forma remota, sin necesidad de desplazarse.

Monitoreo y respuesta rápida ante eventos: se valora si el sistema es capaz de detectar incidentes como pérdidas de energía o problemas en la red, y enviar alertas para una atención más ágil.

Sistema de medición con un mínimo del 95 % de efectividad en lectura: esto significa que, para considerarse aceptable, al menos el 95 % de los medidores deben reportar correctamente su lectura cada mes.

Tiempo de reconexión no mayor a 4.25 horas: esto busca asegurar que el usuario recupere el servicio en un tiempo razonable después de resolver un corte o incidencia.

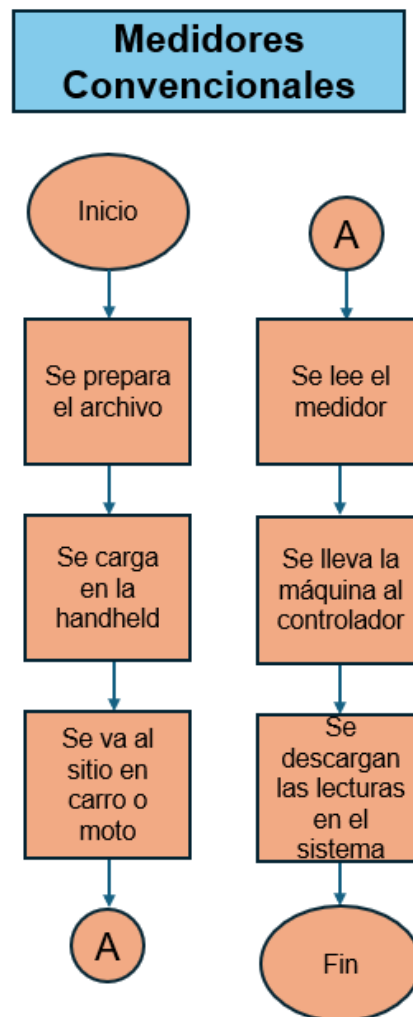
Comunicación estable entre el medidor y los colectores: este punto es clave para que la información fluya correctamente y los eventos se atiendan sin demora.

Según lo analizado, el CTQ con más fallos es el relacionado a la efectividad de la lectura remota, al haber rutas que no alcanzan el 95 %. También hay reportes ocasionales de problemas de comunicación entre el medidor y los colectores, especialmente en zonas con mala señal. Aunque la reconexión suele estar dentro del tiempo esperado, puede verse afectada si hay problemas en la red.

4.1.8 Diagrama de flujo de los medidores convencionales

El siguiente diagrama de flujo describe el procedimiento tradicional que se sigue para la lectura de los medidores eléctricos convencionales. Este proceso implica una serie de pasos manuales que requieren un desplazamiento físico y recursos logísticos.

Figura 4.8: Diagrama de flujo de los medidores convencionales



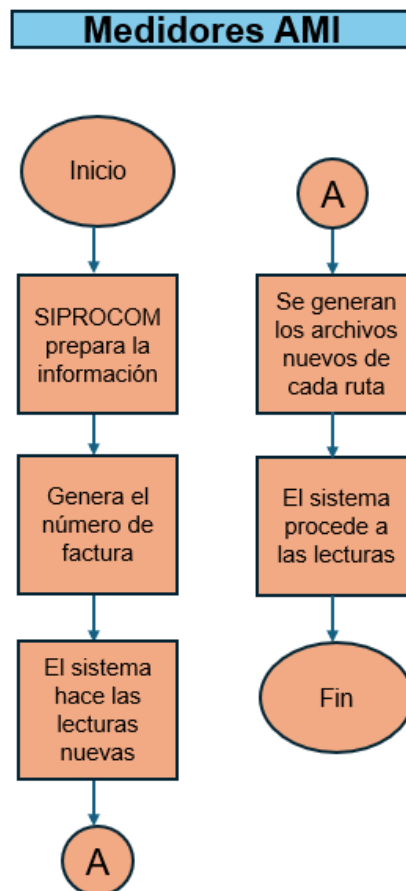
Fuente: Elaboración propia, 2025.

El proceso inicia con la preparación del archivo de lectura, el cual se carga en un dispositivo portátil llamado *handheld*. Posteriormente, el técnico se traslada en vehículo hasta la ubicación del medidor para realizar la lectura manual. Una vez recolectada la información, el dispositivo se lleva al centro de control donde se descarga la data al sistema principal. Este método demanda tiempo, consumo de combustible y coordinación operativa. Además, está expuesto a errores humanos y condiciones externas que pueden afectar la precisión o la eficiencia del servicio.

4.1.9 Diagrama de flujo de los medidores AMI

El siguiente diagrama de flujo describe el procedimiento automatizado utilizado para la lectura de los medidores AMI. Este sistema posibilita realizar el proceso de forma remota, segura y eficiente, sin intervención directa del personal de campo.

Figura 4.9: Diagrama de flujo de los medidores AMI



Fuente: Elaboración propia, 2025.

El proceso inicia cuando el sistema SIPROCOM organiza la información necesaria para generar la lectura correspondiente. Luego, se emite el número de factura asociado y el sistema procede a efectuar las lecturas de manera automática desde cada medidor. Después, se crean los archivos actualizados para cada ruta según la programación establecida. Esta tecnología permite una recolección de datos precisa, en tiempo real, reduciendo los márgenes de error y eliminando la necesidad de desplazamiento físico. Gracias a este proceso automatizado, se optimizan los recursos operativos y se mejora significativamente la calidad del servicio eléctrico.

4.2 MEDIR

De acuerdo con el definir anterior, uno de los aspectos CTQ es alcanzar una efectividad mínima del 95 % en la lectura de los medidores. Por consiguiente, a continuación se mide el impacto de este indicador en sus distintas rutas operativas.

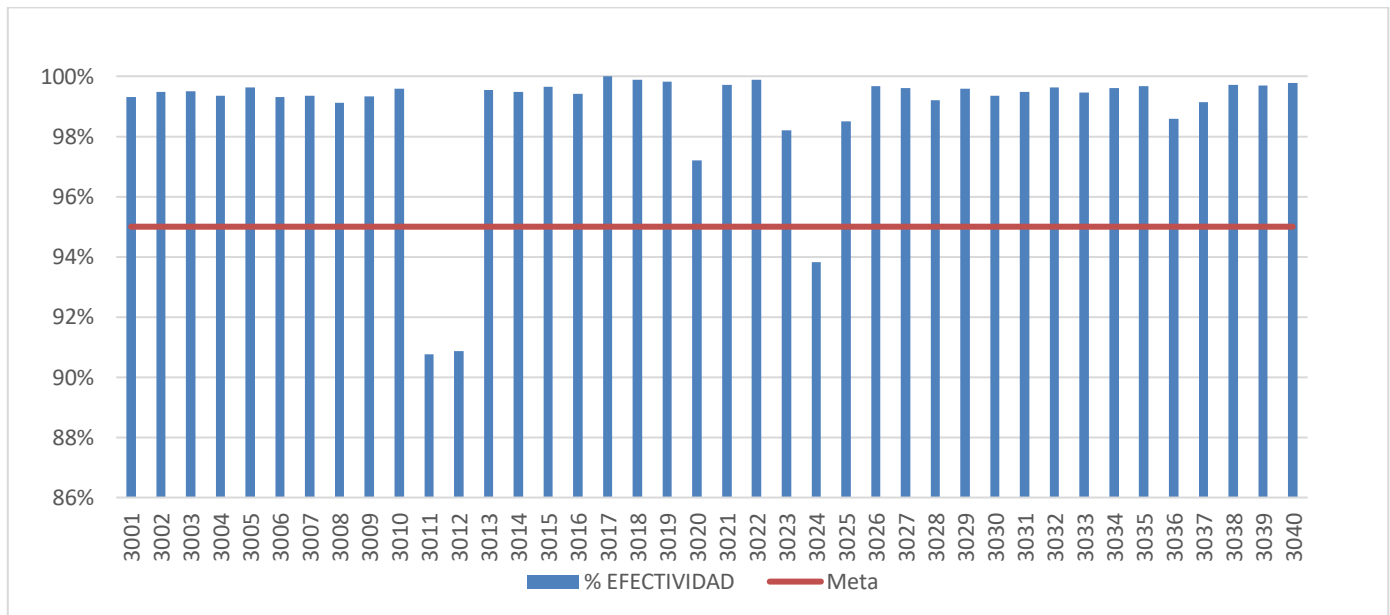
Al respecto, en la segunda etapa del ciclo DMAIC, se busca recopilar datos que permitan conocer el estado actual del proceso de medición eléctrica en la CNFL. Esta fase es clave para validar el problema identificado y establecer una base con indicadores reales. Así, por medio de gráficos, porcentajes de efectividad y registros operativos, se mide el desempeño de los medidores AML. La información obtenida sirve como punto de partida para orientar futuras mejoras.

4.2.1 Efectividad de los medidores AMI leídos en enero 2025

Los siguientes gráficos muestran las lecturas que los medidores AMI desempeñan en el mes de enero 2025. Al respecto, se analizan la efectividad por ruta y el porcentaje total de medidores no leídos.

De esta manera, el gráfico de barras indica un alto cumplimiento en general con la mayoría de las rutas, teniendo más del 95 % de efectividad.

Figura 4.10: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en enero 2025

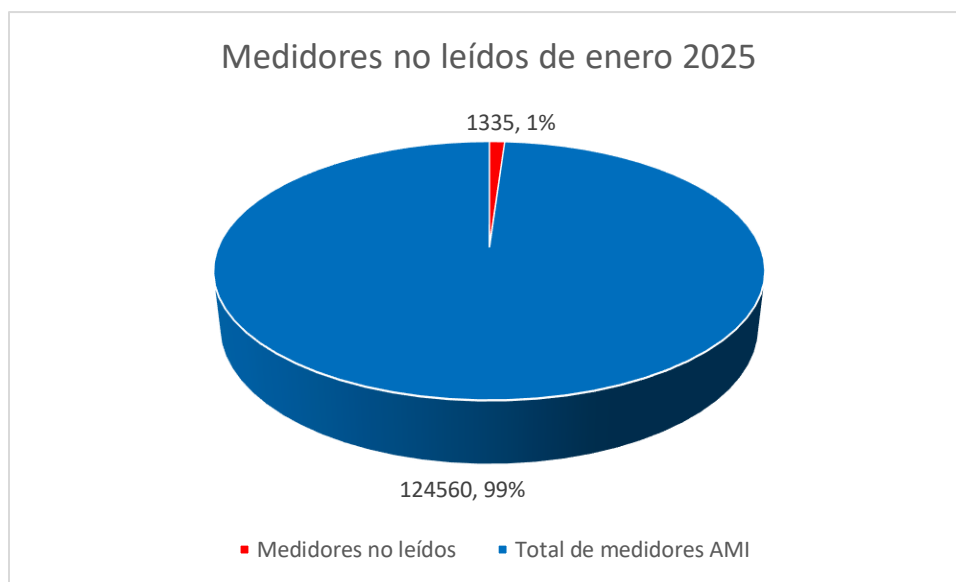


Fuente: Elaboración propia, 2025.

La mayoría de las rutas superan la meta del 95 % de efectividad, lo cual refleja un buen desempeño del sistema de lectura remota. Sin embargo, se identifican algunas rutas, como la 3011, 3012 y 3024, que presentan valores por debajo del estándar. Esto permite enfocar esfuerzos en mejorar la cobertura de la comunicación en zonas puntuales.

Por su parte, el gráfico de pastel evidencia que solo un 1 % de los medidores queda sin leer en ese mes. De este modo, se compara la proporción de dispositivos leídos contra aquellos que presentan algún tipo de falla.

Figura 4.11: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en enero 2025



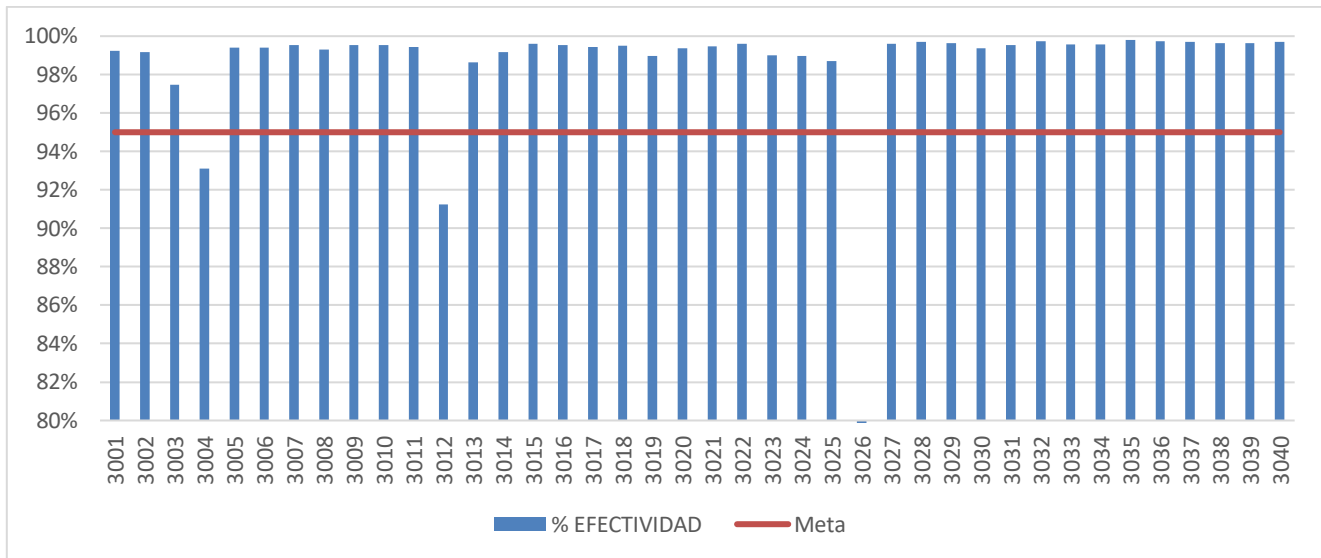
Fuente: Elaboración propia, 2025.

Durante el mes de enero, se registra un total de 1335 medidores no leídos, lo que representa apenas un 1 % del total instalado. Esto refleja una alta efectividad del sistema, ya que el 99 % de lecturas son exitosas.

4.2.2 Efectividad de los medidores AMI leídos en febrero 2025

El siguiente gráfico de barras muestra la efectividad de lectura de los medidores AMI por ruta durante el mes de febrero de 2025.

Figura 4.12: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en febrero 2025

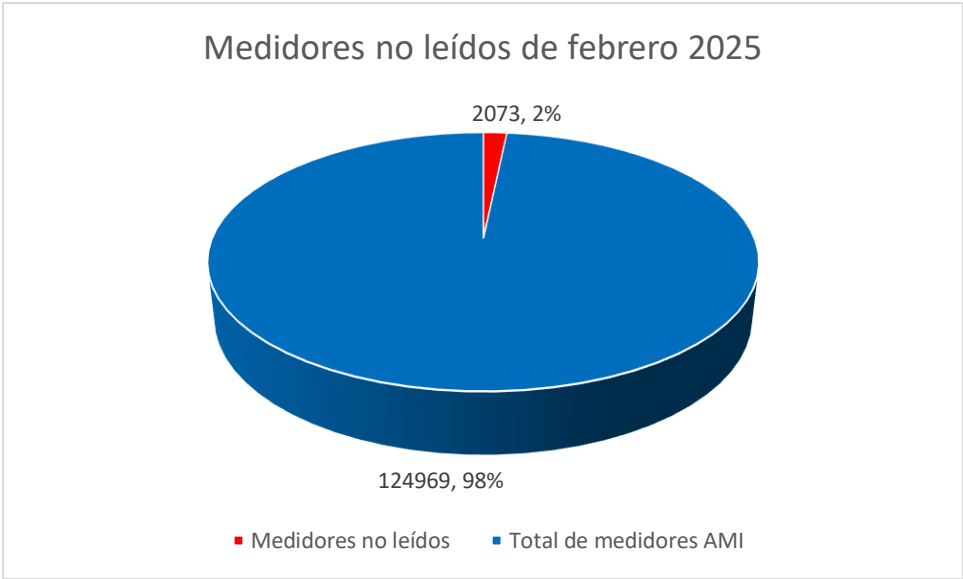


Fuente: Elaboración propia, 2025.

En general, los resultados señalan un alto nivel de efectividad en la mayoría de las rutas, con varias alcanzando o superando el 98 %. No obstante, rutas como la 3004, 3012 y 3026 presentan valores por debajo de la meta, lo que indica oportunidades de mejora en la comunicación o cobertura.

A continuación, en el gráfico de pastel se aprecia la proporción de medidores AMI no leídos durante el mes de febrero del 2025.

Figura 4.13: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en febrero 2025



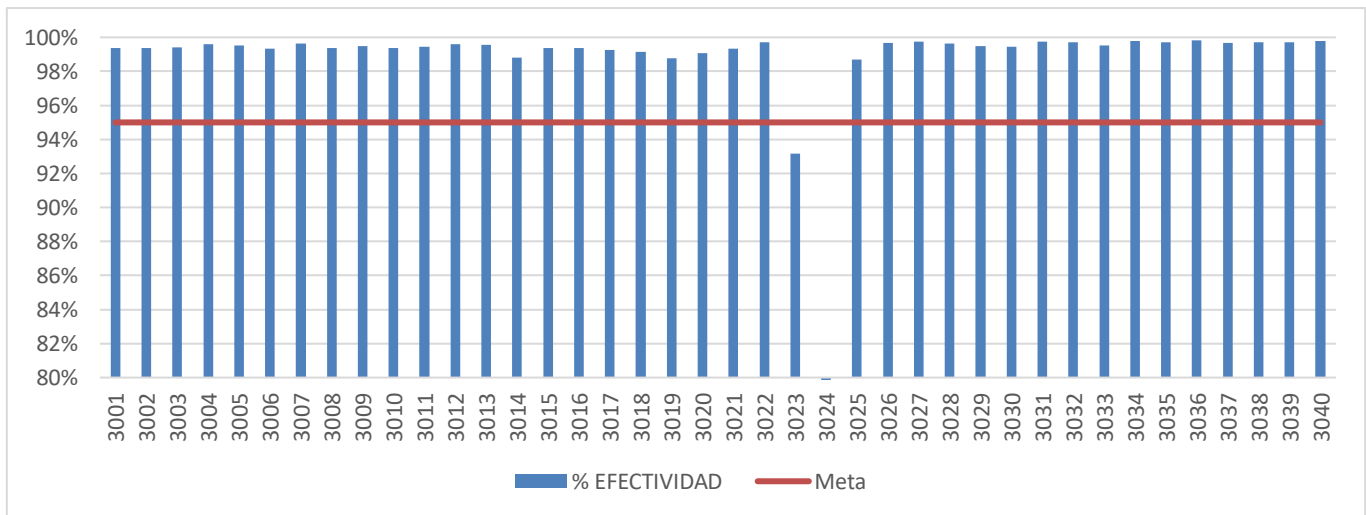
Fuente: Elaboración propia, 2025.

Durante este periodo se reportan 2073 medidores no leídos, lo que representa un 2 % del total de medidores. Aunque la mayoría de los dispositivos funcionan correctamente, se evidencia un ligero aumento respecto al mes anterior. Esto sugiere revisar factores como cobertura de red o condiciones técnicas.

4.2.3 Efectividad de los medidores AMI leídos en marzo 2025

El siguiente gráfico de barras muestra la efectividad de lectura de los medidores AMI por ruta durante el periodo de marzo. En cuanto a este, la línea horizontal representa la meta establecida, usada como referencia para valorar el desempeño.

Figura 4.14: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en marzo 2025

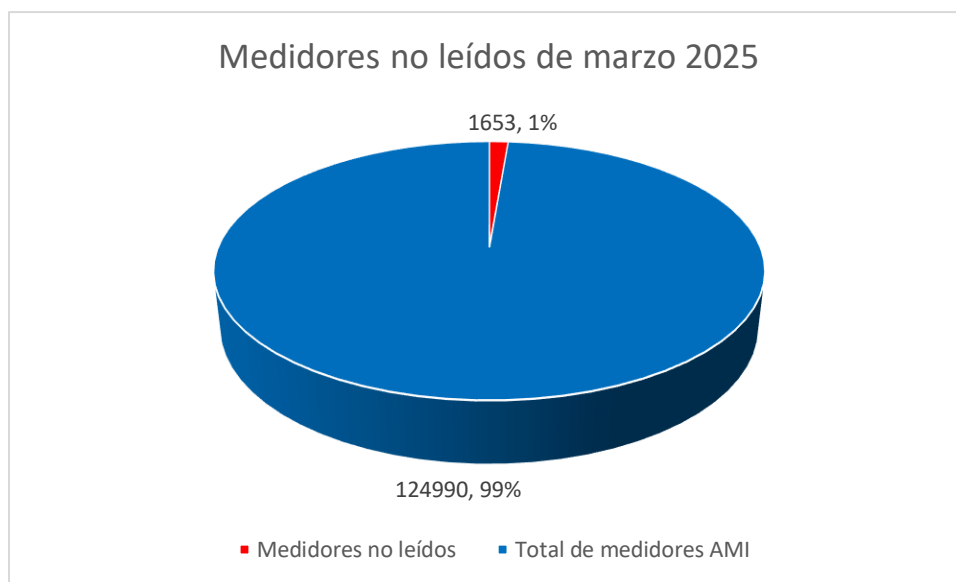


Fuente: Elaboración propia, 2025.

En general, se observa un cumplimiento alto de la mayoría de las rutas, con porcentajes por encima del 95 %. Sin embargo, se identifica una caída considerable en las rutas 3023 y 3024, la cual requiere atención para determinar las causas del bajo rendimiento.

Por otro lado, el gráfico de pastel refleja la cantidad de medidores AMI que no se leen durante el mes de marzo 2025. Así, se compara visualmente la cantidad total de medidores con aquellos que experimentan fallas en la lectura.

Figura 4.15: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en marzo 2025



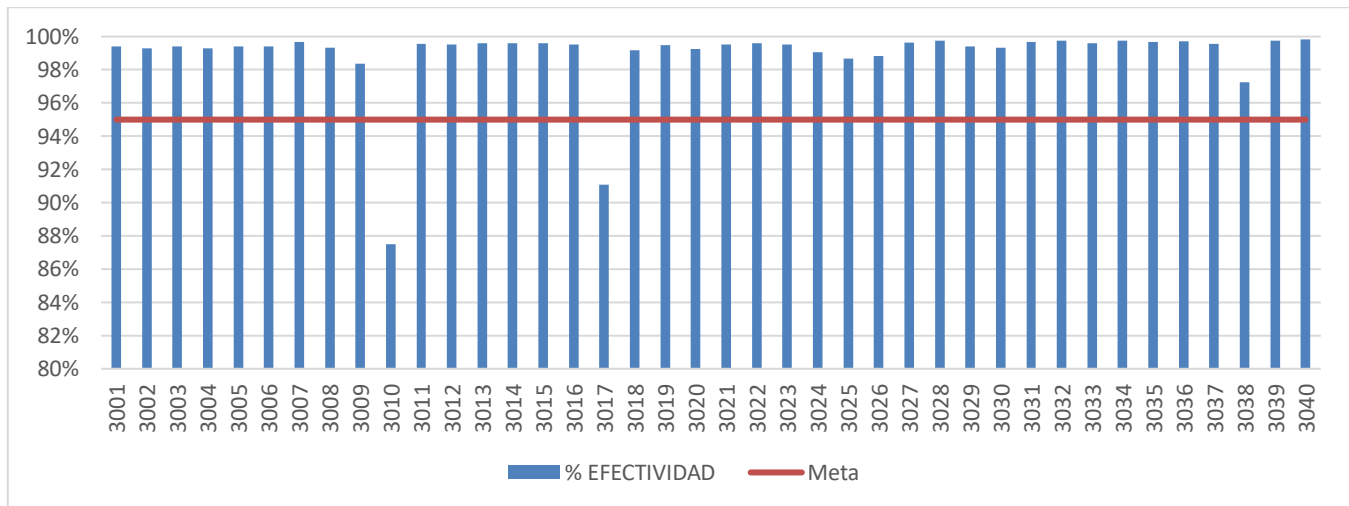
Fuente: Elaboración propia, 2025.

Durante este mes, el 99 % de los medidores se leen correctamente, mientras que solo el 1 % no transmite la lectura. Esto representa una leve mejora respecto al mes anterior y evidencia que el sistema se mantiene dentro de los niveles esperados de efectividad.

4.2.4 Efectividad de los medidores AMI leídos en abril 2025

El siguiente gráfico de barras representa el porcentaje de efectividad en la lectura de los medidores AMI por ruta correspondiente al mes de abril 2025. De este modo, la línea horizontal indica la meta de cumplimiento mínimo esperado, que sirve como referencia para evaluar el desempeño por zona.

Figura 4.16: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en abril 2025

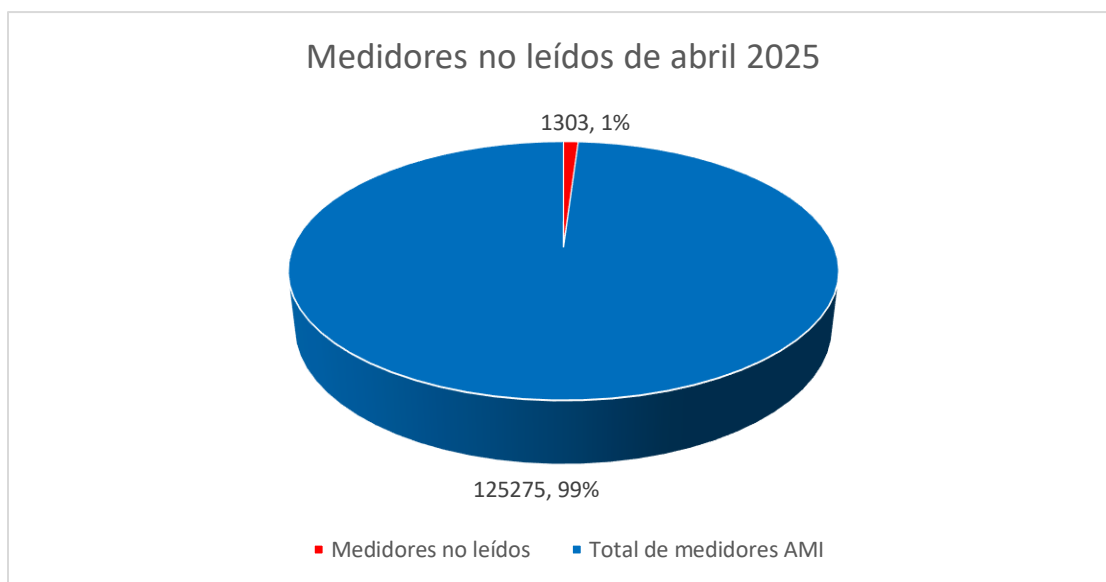


Fuente: Elaboración propia, 2025.

Durante este periodo, la mayoría de las rutas superan la meta establecida, por lo cual se obtiene un funcionamiento estable del sistema de lectura remota. No obstante, se observan caídas en las rutas 3010 y 3017, lo que sugiere posibles problemas técnicos o de comunicación.

Ahora bien, el gráfico de pastel representa el comportamiento de los medidores AMI no leídos durante el mes de abril de 2025. En este se compara la cantidad de medidores AMI leídos con aquellos que no transmiten la lectura en dicho periodo.

Figura 4.17: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en abril 2025



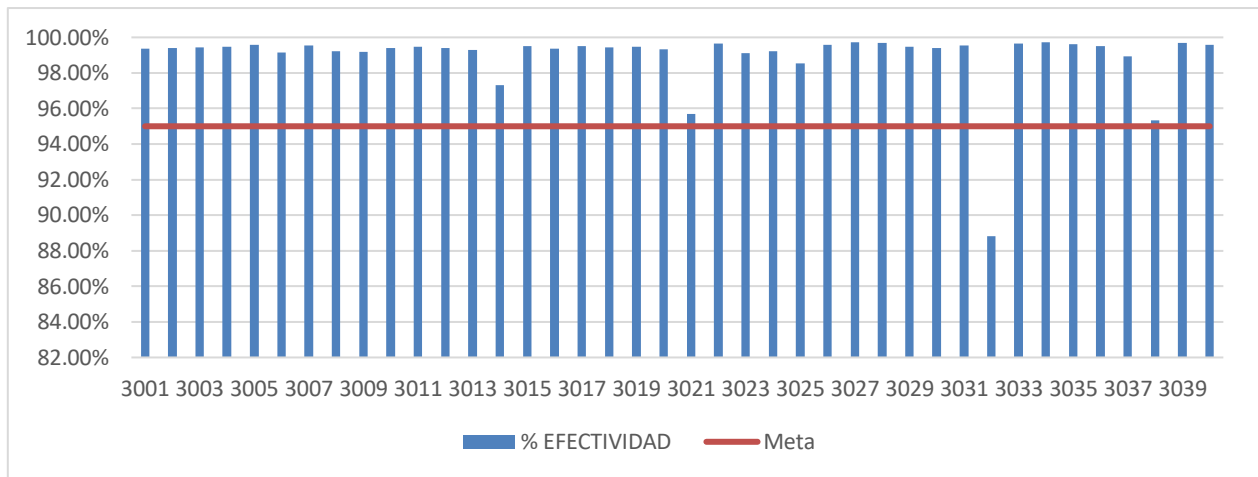
Fuente: Elaboración propia, 2025.

Durante el mes de abril, el sistema logra una efectividad del 99 % en la lectura remota, registrando un 1 % de medidores no leídos. Esta cifra confirma que el desempeño general se mantiene dentro de los parámetros esperados.

4.2.5 Efectividad de los medidores AMI leídos en mayo 2025

El siguiente gráfico de barras muestra la efectividad de lectura de los medidores AMI por ruta durante el mes de mayo de 2025. La línea horizontal representa la meta establecida como referencia mínima de cumplimiento en el proceso de medición remota.

Figura 4.18: Gráfico de barras de la efectividad de los medidores leídos en mayo 2025

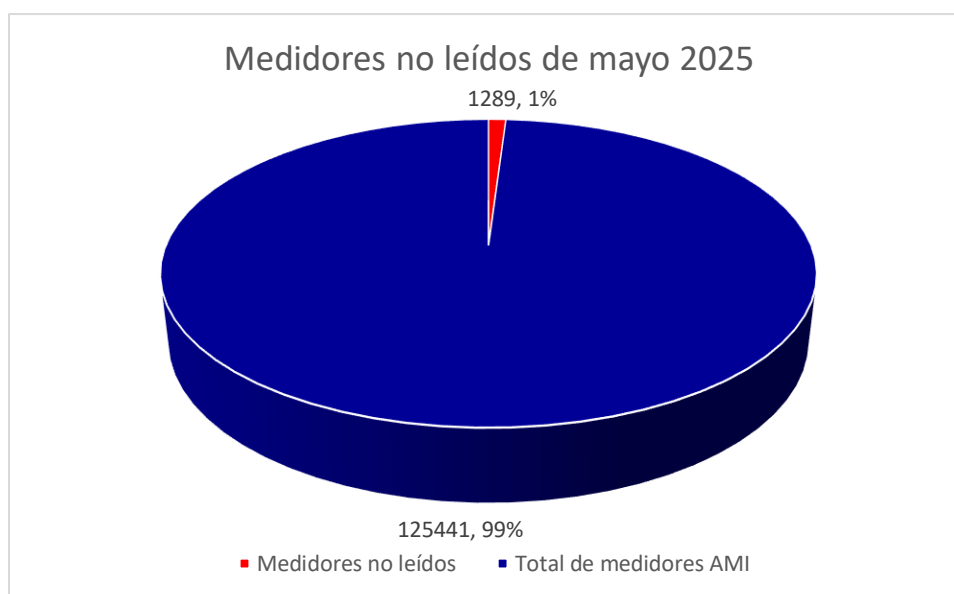


Fuente: Elaboración propia, 2025.

Durante mayo, la mayoría de las rutas alcanzan o superan la meta del 95 % de efectividad, esto indica un desempeño bastante estable. Además, se observa una caída significativa en la ruta 3032 que podría estar relacionada con fallos puntuales de conectividad.

Por otra parte, el gráfico de pastel muestra la proporción de medidores AMI que no se leen durante el mes de mayo de 2025. Se visualiza la relación entre el total de medidores instalados y los que experimentan fallas en la lectura.

Figura 4.19: Gráfico de pastel del porcentaje de medidores AMI no leídos en mayo 2025



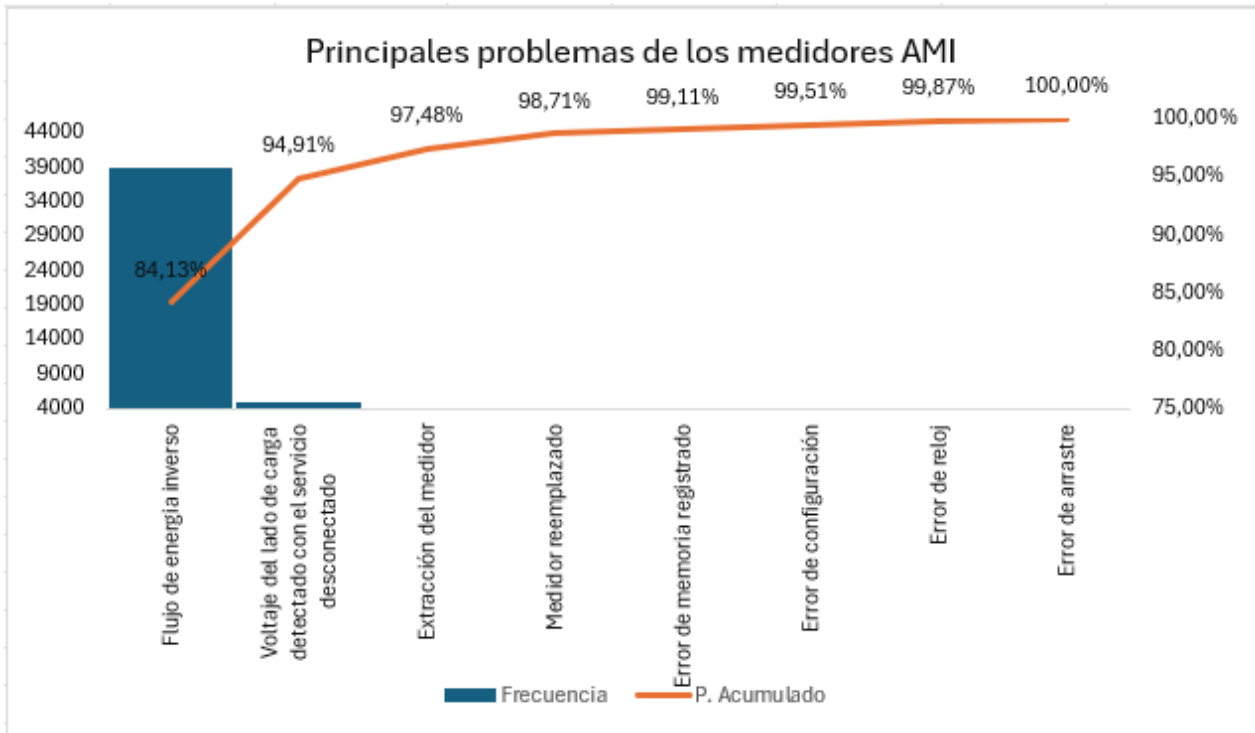
Fuente: Elaboración propia, 2025.

En este periodo se presentan 1289 medidores no leídos, lo que equivale al 1 % del total en operación. De esta manera, la lectura es exitosa en un 99 % de los casos, lo cual refleja un desempeño eficiente y estable del sistema. Aun así, es importante seguir monitoreando los medidores que no transmiten datos para evitar acumulaciones o impactos en la factura.

4.2.6 Diagrama de Pareto

El siguiente diagrama de Pareto muestra los principales problemas detectados en el funcionamiento de los medidores eléctricos AMI. Esta herramienta permite identificar cuáles son las fallas más frecuentes y priorizar acciones correctivas.

Figura 4.20: Diagrama de Pareto de los problemas de los medidores AMI



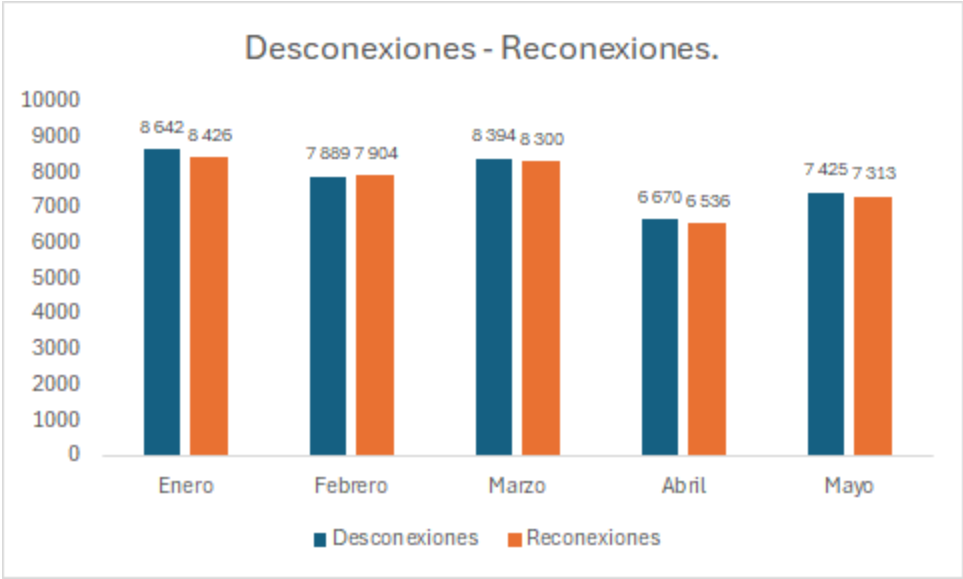
Fuente: Elaboración propia, 2025.

Según los datos, el problema más común es el flujo de energía inverso, que representa por sí solo un 84.13 % del total de incidentes reportados. Esto ocurre cuando la energía fluye desde la instalación del usuario hacia la red, lo cual puede deberse a instalaciones internas con generación propia (como paneles solares) sin intervención técnica. El resto de los errores, como voltaje del lado de carga o extracción del medidor, tienen una frecuencia mucho menor. Lo expuesto confirma que es necesario centrarse en controlar el flujo de energía inverso para aumentar el correcto funcionamiento de los medidores AMI.

4.2.7 Desconexiones y reconexiones de enero a mayo 2025

El siguiente gráfico presenta el comportamiento mensual de las desconexiones y reconexiones realizadas por medio del sistema de medidores AMI entre enero y mayo del 2025. Esta información permite evaluar la estabilidad del servicio eléctrico y la capacidad de respuesta del sistema ante interrupciones.

Figura 4.21: Gráfico de barras de las desconexiones y reconexiones de enero a mayo 2025



Fuente: Elaboración propia, 2025.

Durante el periodo analizado, los valores de desconexiones y reconexiones se mantienen relativamente parejos, lo que refleja un equilibrio del sistema. Se observa un pico en enero, posiblemente por efectos del cierre de año o cambios en el comportamiento de pago. Abril, en cambio, muestra la menor cantidad de desconexiones y reconexiones, lo que podría indicar una mayor estabilidad del servicio. En general, la reconexión ocurre con rapidez tras la suspensión, lo cual confirma la efectividad operativa del sistema AMI. La siguiente tabla presenta el resumen mensual de los montos gestionados, recuperados y pendientes por concepto de desconexiones y reconexiones de medidores en la CNFL. Estos datos corresponden al periodo de enero a mayo y reflejan el flujo económico que se maneja en estas gestiones.

Tabla 4.2: Costos monetarios de las desconexiones y reconexiones

Enero		
<i>Monto gestionado</i>	<i>Monto recuperado</i>	<i>Monto pendiente</i>
₡326 406 645,00	₡317 565 775,00	₡8 840 870,00
Febrero		
<i>Monto gestionado</i>	<i>Monto recuperado</i>	<i>Monto pendiente</i>
₡365 291 755,00	₡359 984 950,00	₡5 306 805,00
Marzo		
<i>Monto gestionado</i>	<i>Monto recuperado</i>	<i>Monto pendiente</i>
₡331 129 885,00	₡324 206 990,00	₡6 922 895,00
Abril		
<i>Monto gestionado</i>	<i>Monto recuperado</i>	<i>Monto pendiente</i>
₡217 455 000,00	₡210 412 940,00	₡7 042 060,00
Mayo		
<i>Monto gestionado</i>	<i>Monto recuperado</i>	<i>Monto pendiente</i>
₡240,803,750,00	₡232,707,400,00	₡8,096,350,00

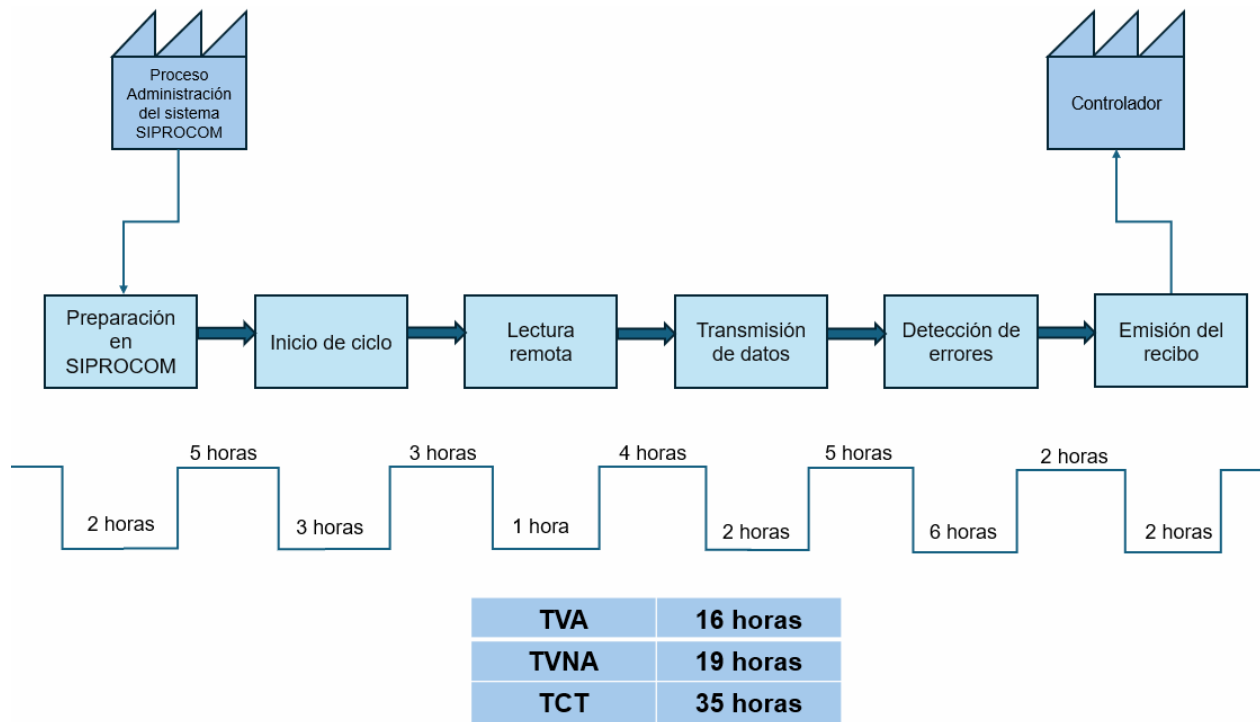
Fuente: Elaboración propia, 2025.

En la tabla se aprecia que mes tras mes la empresa gestiona altos montos relacionados con estos servicios, recuperando la mayor parte de los ingresos esperados. Sin embargo, siempre quedan saldos pendientes como, por ejemplo, en enero, cuando ₡ 8.8 millones no se recuperan. Estos montos pendientes representan un reto para la gestión financiera y evidencian la necesidad de estrategias que garanticen una recuperación más completa.

4.2.8 Diagrama de VSM

Como parte del análisis de resultados, se elabora un VSM para visualizar de forma clara cada una de las etapas involucradas en el proceso de lectura remota y facturación mediante el sistema AMI. Este tipo de herramienta facilita la identificación de tiempos agregados y no agregados de valor, lo cual permite proponer mejoras concretas en las actividades que generan demoras o desperdicios.

Figura 4.22: VSM del proceso de lecturas de los medidores y facturación



Fuente: Elaboración propia, 2025.

El VSM elaborado muestra siete etapas principales dentro del ciclo de lectura y facturación remota: preparación del sistema SIPROCOM, inicio del ciclo, lectura remota, transmisión de datos, detección de errores y emisión de recibos. Cada etapa se presenta junto con el tiempo que tarda en ejecutarse, así como los tiempos de espera experimentados entre una actividad y otra.

En total se identifican 16 horas de tiempo con valor agregado (TVA), correspondientes a las acciones que directamente aportan al cumplimiento del objetivo del proceso. Por otro lado, se contabilizan 19 horas de tiempo sin valor agregado (TVNA), es decir, momentos de espera o inactividad que no contribuyen directamente al resultado final, pero afectan el tiempo total del ciclo. La suma de ambos tiempos da un tiempo de ciclo total (TCT) de 35 horas, esto evidencia oportunidades claras para optimizar el flujo de información y reducir tiempos improductivos.

Este análisis permite entender mejor dónde se concentran los mayores retrasos, siendo la etapa de detección de errores una de las más críticas con 6 horas de espera. A partir

de esta información, se plantean propuestas de mejora orientadas a reducir estos tiempos muertos y agilizar el proceso general.

4.3 ANALIZAR

En esta etapa del DMAIC, se busca identificar la causa raíz responsable de generar la problemática detectada en las fases anteriores de definir y medir. Con base en los datos obtenidos, se distingue una inconsistencia en la lectura remota de los medidores AMI, así como variaciones en la efectividad mensual por ruta. Estos resultados reflejan un impacto directo en la calidad del servicio, especialmente en la continuidad operativa y la precisión del consumo. Por eso, en esta sección se analizan los factores técnicos y operativos que influyen de manera negativa en el desempeño del sistema.

4.3.1 Entrevista a los compañeros

Mediante el método de entrevista abierta, se les pregunta a seis compañeros del Área Técnica sobre los errores y problemas más comunes de los medidores AMI. Esta entrevista se aplica después de la jornada laboral y arroja varios puntos importantes, los cuales se comentan a continuación:

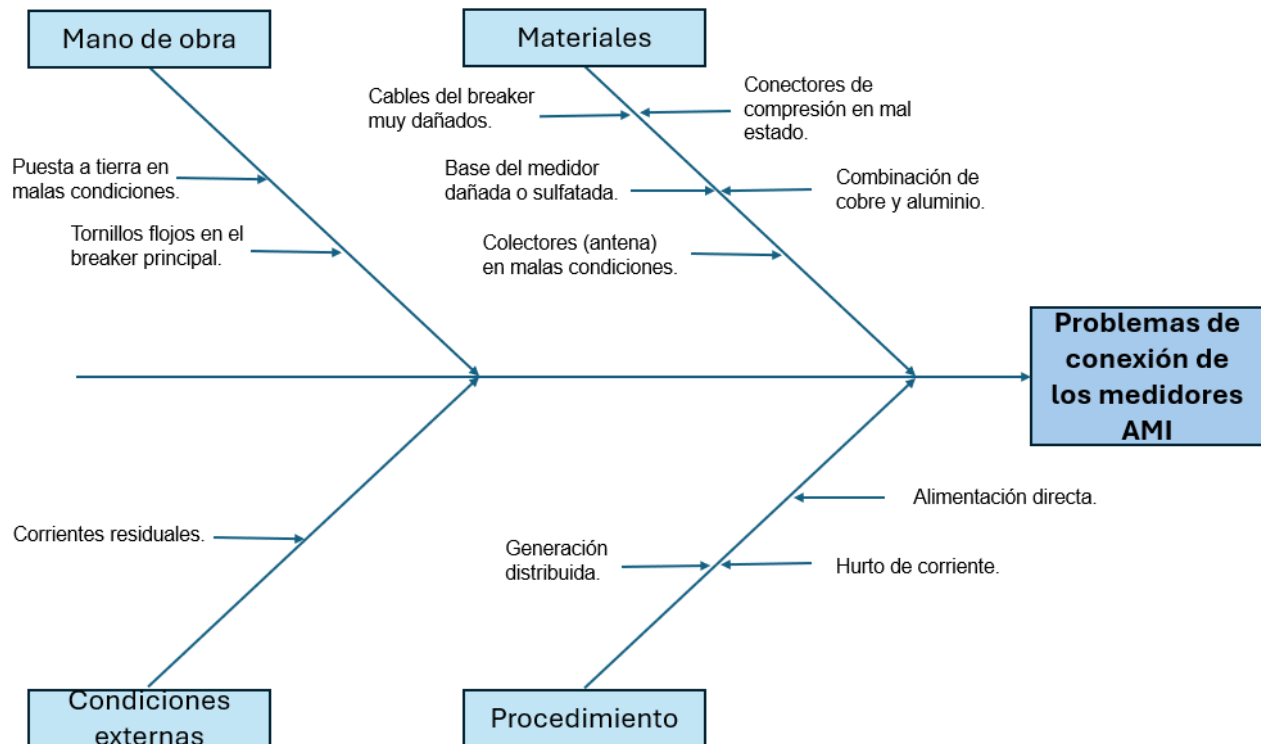
- “Posibles problemas de conexión de medidores AMI”.
- “Por corrientes residuales”.
- “Conectores de compresión están en mal estado, flojos o muy viejos que se encuentran en la acometida, lo que provoca una fluctuación de voltaje y el medidor lo censa”.
- “La combinación de cobre y aluminio provoca el efecto pila, provoca un falso contacto, por medio de empalme (conector de barril) esté flojo”.
- “La puesta a tierra está en malas condiciones (si tiene mal homenaje), entonces no tiene una descarga correcta tierra, entonces una corriente residual de una UPS se puede devolver y no descargar a tierra, el medidor lo censa y no se va a conectar porque tiene voltaje”.
- “Alimentación directa, corriente prestada de otra casa por medio de una extensión, lo conectan al *breaker*, lo va a censar y lo va a desconectar”.
- “Tornillos flojos en el *breaker* principal”.

- “Cables del *breaker* que estén muy dañados”.
- “Base del medidor que esté dañada o sulfatada”.
- “Hurto de corriente que tenga un puente en las muelas”.
- “Colectores (antenas) en malas condiciones”.

4.3.2 Diagrama de Ishikawa

El diagrama de Ishikawa ordena por afinidad las causas que provocan fallos en la conexión de los medidores AMI. Así, mediante esta herramienta se visualizan de forma ordenada los diferentes factores que pueden estar generando el problema, los cuales se agrupan en categorías como materiales, mano de obra, procedimientos y condiciones externas. El objetivo es realizar un análisis y encontrar oportunidades de mejora.

Figura 4.23: Diagrama de Ishikawa de los problemas de conexión de los medidores AMI



Fuente: Elaboración propia, 2025.

Materiales

Cables del *breaker* muy dañados: el deterioro de los cables por el calor, tiempo o mala instalación reduce la calidad de la conducción eléctrica, esto genera pérdidas que pueden afectar las lecturas del medidor.

Base del medidor dañada o sulfatada: cuando la base donde se conecta el medidor presenta sulfatación o daño físico, la transferencia de energía no es continua ni segura.

Colectores (antena) en malas condiciones: el colector es el dispositivo que permite la comunicación entre el medidor y el sistema central. Si este equipo está mal instalado, presenta interferencias o si está dañado, puede dejar de enviar datos o hacerlo de forma incorrecta.

Conectores de compresión en mal estado: cuando los conectores que unen los cables están dañados, sueltos o corroídos, pueden generar falsos contactos o interrupciones en la transmisión de datos.

Combinación de cobre y aluminio: mezclar estos dos materiales en una instalación puede provocar oxidación y pérdida de continuidad en la conexión. Con el tiempo, esto afecta las lecturas del medidor.

Mano de obra

Puesta a tierra en malas condiciones: una mala conexión a tierra incrementa el riesgo de descargas, interferencias eléctricas o daños por sobrecargas.

Tornillos flojos en el *breaker* principal: si los tornillos que aseguran los cables en el *breaker* no están bien ajustados, se generan puntos calientes y cortocircuitos, que pueden provocar cortos del fluido eléctrico intermitentes.

Condiciones externas

Corrientes residuales: este tipo de corrientes es una fuga no intencionada que puede deberse a problemas en la instalación eléctrica interna. Aunque parezca mínima, afecta el funcionamiento del medidor o provoca lecturas incorrectas.

Procedimientos

Generación distribuida: se refiere a instalaciones donde el usuario produce su propia electricidad (por ejemplo, con paneles solares). Si la instalación es incorrecta, puede causar un flujo inverso de energía, lo que afecta las lecturas.

Alimentación directa: es cuando un usuario conecta la energía directamente sin pasar por el medidor. Además de ser ilegal, impide la lectura real, esto genera pérdidas para la CNFL.

Hurto de corriente: este problema ocurre cuando alguien manipula la instalación para evitar que el medidor registre el consumo real. Además de ser ilegal, interfiere en los datos de lectura.

4.3.3 Multivoto

A seis compañeros técnicos de campo, se les solicita realizar una votación. Al respecto, cada uno tiene 50 puntos, los cuales distribuyen según los fallos que consideran más representativos del problema de los medidores AMI. A continuación, se aprecia la votación:

Tabla 4.3: Multivoto de las causas posibles

Causas posibles	Bryan	Oscar	Jose	Alexis	Marvin	Ronald	Total	%
Corrientes residuales			1	3	5	4	13	4,33%
Conectores de compresión en mal estado	1	3	2	3	5	3	17	5,67%
Combinación de cobre y aluminio	5	2	2	2	3	3	17	5,67%
Puesta a tierra en malas condiciones	10	15	5	15	6	8	59	19,67%
Alimentación directa	1		10	3	4	6	24	8,00%
Tornillos flojos en el breaker principal	5		2	4	3	2	16	5,33%
Cables del breaker muy dañados			3	2	6	3	14	4,67%
Base del medidor dañada o sulfatada	3	5	3	3	3	3	20	6,67%
Hurto de corriente	20	25	2	10	5	15	77	25,67%
Generación distribuida	3		15	5	5	2	30	10,00%
Coletores (antena) en malas condiciones	2		5		5	1	13	4,33%
Total	50	50	50	50	50	50	300	100,00%

Fuente: Elaboración propia, 2025.

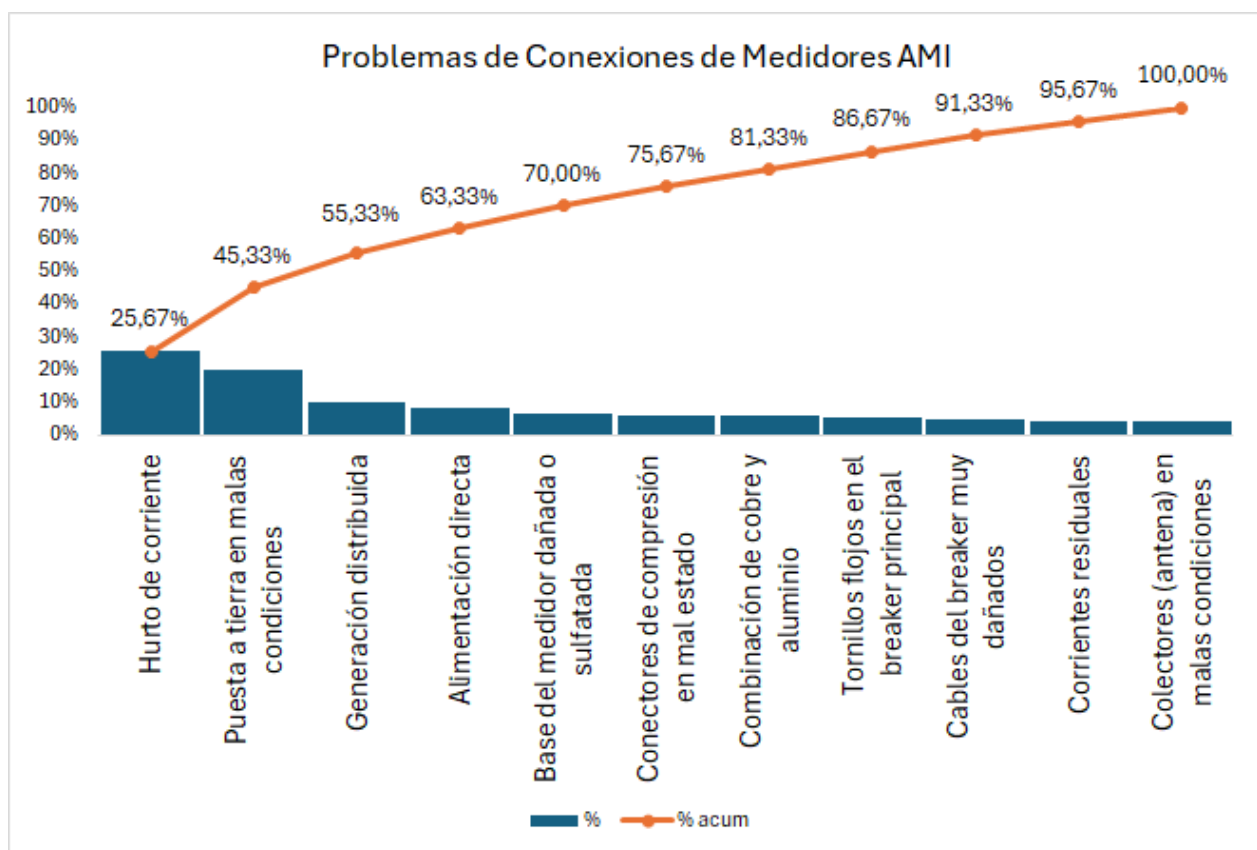
La tabla de multivoto muestra los resultados de las posibles causas que afectan el correcto funcionamiento de los medidores AMI. En cuanto a estas, el hurto de corriente destaca como la más crítica, con un 25.67 % de los votos; seguida por la puesta a tierra en malas condiciones, que alcanza un 19.67 %. Estas dos causas concentran gran parte

de la atención porque tienen un impacto directo en la seguridad y la exactitud de las mediciones.

4.3.4 Diagrama de Pareto causa-efecto

El siguiente gráfico de Pareto indica los principales problemas asociados a las conexiones de los medidores AMI. La línea de porcentaje acumulado permite identificar visualmente cuáles son las causas que más afectan el funcionamiento del sistema.

Figura 4.24: Diagrama de Pareto de los problemas de conexiones de los medidores AMI



Fuente: Elaboración propia, 2025.

De acuerdo con el análisis, las causas que concentran el mayor porcentaje de fallas son: hurto de corriente, puesta a tierra en malas condiciones y generación distribuida. Se observa que con solo atender estas tres primeras causas, se puede reducir una parte significativa del problema total. Estas situaciones deben priorizarse, ya que impactan directamente en la lectura precisa, la seguridad del sistema y la eficiencia operativa. Con

este resultado se deben enfocar acciones correctivas en conexiones irregulares, verificación de puestas a tierra y más control técnico sobre las instalaciones con paneles solares.

4.3.5 FMEA

Se aplica la herramienta FMEA con la cual se identifican los puntos críticos del proceso evaluando tres aspectos: la severidad del problema, su frecuencia de ocurrencia y la facilidad con que puede detectarse. El resultado de la evaluación es el NPR, este ayuda a priorizar los riesgos que deben atenderse con mayor urgencia.

Seguidamente, se visualiza la escala de severidad:

Tabla 4.4: Escala de la severidad

Severidad	Descripción	Valor
Baja	Sin daños materiales ni personales. Reproceso leve.	1
Media	Daños materiales o personales leves. Reprocesos importantes.	5
Alta	Puede causar daños graves materiales o a la integridad de una persona. Reprocesos complicados o con alto costo operativo.	10

Fuente: Elaboración propia, 2025.

En la siguiente tabla, se observa la escala de ocurrencia:

Tabla 4.5: Escala de la ocurrencia

Ocurrencia	Descripción	Valor
Baja	Ocurrencia aislada o remota.	1
Media	Ocurre al menos una vez al mes.	5
Alta	Ocurre al menos tres veces a la semana.	10

Fuente: Elaboración propia, 2025.

La escala de detectabilidad de los controles se aprecia a continuación:

Tabla 4.6: Escala de la detectabilidad

Detectabilidad	Descripción	Valor
Buena	El control existente siempre detecta el fallo.	1
Regular	El control existente a veces detecta el fallo.	5
Mala	El control existente la mayoría de veces no detecta el fallo, o no existe control.	10

Fuente: Elaboración propia, 2025.

En la siguiente tabla se muestra la matriz de riesgos FMEA, la misma se elabora con el fin de identificar los modos de falla potencial más críticos que afectan el funcionamiento adecuado de los medidores AMI.

Esta herramienta permite analizar de manera ordenada cada actividad involucrada en el proceso, determinando su posible falla, el efecto que ocasionaría, su causa raíz, los controles actuales y la calificación de riesgo.

Gracias a esta evaluación, se puede priorizar cuáles problemas requieren atención inmediata, a partir de lo que es posible definir planes de acción enfocados en reducir la severidad, la ocurrencia o la dificultad de detección de estos.

Su aplicación en este proyecto resulta clave para enfocar los esfuerzos de mejora en aquellos aspectos que podrían generar mayor impacto negativo en la calidad del servicio y la seguridad de los usuarios.

Tabla 4.7: Matriz del FMEA

Modo de falla potencial y análisis de efectos FMEA								
Actividad	Falla potencial	Efecto potencial	S	Causa potencial	O	Control actual	D	NPR
Instalación eléctrica de los medidores AMI	Cables sin identificar debidamente	Explosión por cortocircuito	10	No cumplimiento de la Normativa Técnica Nacional	5	Normativa Técnica Nacional, verificación visual durante la instalación	5	250
	No se coloca el tubo EMT de cable a tierra	Reproceso en la instalación del medidor	1	No cumplimiento de la Normativa Técnica Nacional	10	Normativa Técnica Nacional, verificación visual durante la instalación	1	10
	No se cumple con la altura reglamentada	Reproceso en la instalación del medidor	5	No cumplimiento de la Normativa Técnica Nacional	10	Normativa Técnica Nacional, verificación visual durante la instalación	1	50
	Instalación eléctrica irregular	Manipulación no autorizada del medidor o derivaciones ilegales	10	Vandalismo o hurto	5	Inspecciones aleatorias por parte de técnicos de campo	5	250
	Deficiente conexión a tierra	Inestabilidad eléctrica y riesgo de daño al medidor	5	Puesta a tierra en malas condiciones	5	Verificación visual durante la instalación y uso del odómetro	5	125
	Integración incorrecta de sistemas con generación	Flujo inverso de energía, errores de facturación	10	Generación distribuida mal configurada	5	Verificación visual durante la instalación	5	250
	Instalación o mantenimiento deficiente	Pérdida de conexión o lectura errática	5	Conectores de compresión en mal estado	10	Protocolos de mantenimiento preventivo	5	250
	Uso inadecuado de materiales	Oxidación y corte de energía	5	Combinación de cobre y aluminio	5	Capacitación acerca del uso adecuado de materiales eléctricos	1	25
Lectura remota de los medidores AMI	No registró la medición del consumo	Facturación incorrecta a clientes, envío de cuadrilla para lectura manual, afectación de indicadores de efectividad	1	Instalación incorrecta del medidor, colector no conectó, vandalismo o hurtos, etc.	5	No hay controles	10	50
	Falla en el sistema de comunicación	Pérdida de señal remota sin transmisión de datos	5	Colectores (antena) en mal estado	5	Diagnóstico remoto de comunicación en la red AMI, se atiende lo que se daña	10	250

Fuente: Elaboración propia, 2025.

El análisis FMEA presentado ayuda a identificar y priorizar los riesgos asociados a la instalación eléctrica y lectura remota de los medidores AML. En la tabla se detallan las fallas potenciales, sus efectos, causas, controles actuales y NPR, lo que facilita enfocar las acciones correctivas en las áreas más críticas.

Entre los riesgos con mayor NPR, destacan los cables sin identificar adecuadamente y las instalaciones eléctricas irregulares, porque ambos pueden provocar cortocircuitos hasta manipulaciones que afectan la seguridad y el funcionamiento del sistema eléctrico. Otro aspecto importante es la falla de comunicación de los medidores, pues aunque tiene un NPR moderado, impacta directamente en la calidad del servicio al poder perder datos de consumo.

Otro problema con un NPR significativo de 125 es la deficiente conexión a tierra. Esta falla puede generar inestabilidad eléctrica y un riesgo directo a la buena lectura de los medidores. Lo anterior demuestra que, aunque existan controles como la verificación visual durante la instalación, se deben reforzar estos procesos y dar seguimiento para evitar fallas.

Por otro lado, la integración incorrecta de los sistemas con generación distribuida es un riesgo alto con un NPR de 250. Esto ocurre cuando los paneles solares no están bien instalados eléctricamente al integrarse a la red. El efecto más grave es el flujo inverso de energía, el cual puede afectar tanto a la empresa como al usuario.

CAPÍTULO V. PROPUESTA

En este capítulo se formulan las propuestas de mejora originadas a partir del análisis realizado en el capítulo anterior. Cada solución se enfoca en las causas más críticas que afectan el funcionamiento del sistema de medición AMI, todo con el objetivo de reducir los errores más comunes y aumentar la eficiencia del servicio brindado.

5.1 MEJORAR

A partir del análisis hecho en el capítulo 4, se identifican las principales causas que afectan la lectura efectiva de los medidores AMI y, dentro de las causas críticas más comunes, se encuentran las siguientes: colectores (antenas) con poco mantenimiento o mal estado, base de los medidores sulfatada o dañada (bloqueo terminal), cables deteriorados y alimentación directa.

5.1.1 Propuesta 1. Plan de mantenimiento correctivo

Como parte de las mejoras, se formula establecer un plan de mantenimiento correctivo para atender de forma conjunta varias causas críticas detectadas. Este plan busca dar respuesta rápida y efectiva a las fallas identificadas en campo, relacionadas con los colectores (antenas), bases de medidores (bloqueo terminal) y cables del *breaker* principal. El mantenimiento se lleva a cabo mediante intervenciones técnicas programadas a partir de reportes de fallos o incidencias detectadas en las lecturas. Durante estas visitas, el personal técnico realiza las reparaciones necesarias en los equipos afectados, como el cambio de antenas defectuosas, sustitución de bases sulfatadas (bloqueo terminal) y reemplazo de cables en mal estado. Esto permite atender directamente los problemas en el momento en que se presentan, lo cual mejora el sistema AMI y reduce los tiempos ante fallas.

En la siguiente tabla se presenta un estimado de los costos asociados al plan de mantenimiento correctivo propuesto para los medidores AMI. Este cálculo considera tanto los materiales necesarios como los gastos operativos requeridos para su ejecución mensual, con el fin de brindar un panorama realista sobre la inversión requerida para implementar la mejora en campo.

Tabla 5.1: Costos estimados de la propuesta 1

Ítem	Monto unitario	Observaciones	Monto total
Colector (antena)	₡ 1 000 000	Suponiendo el cambio de 3 antenas clave por mes	₡ 3 000 000
Bases de medidores con bloques terminales	₡ 55 000	Suponiendo el cambio de 50 bases por mes	₡ 2 750 000
Bloques terminales individuales	₡ 3 000	Suponiendo el cambio de 40 bloques sin base	₡ 120 000
Cable #6	₡ 1500 por metro	Suponiendo unos 300 m por mes	₡ 450 000
Salario de cuadrilla	₡ 36 000	Suponiendo 2 técnicos 2 veces por semana, 8 veces al mes	₡ 576 000
Combustible del vehículo	₡ 5000	Suponiendo 8 salidas en un mes	₡ 40 000
Viáticos personales	₡ 10 000	Suponiendo 2 técnicos 2 veces por semana, 8 veces al mes	₡ 80 000
			Total: ₡ 5 890 000

Fuente: Elaboración propia, 2025.

En esta tabla se muestran los costos de implementar el plan de mantenimiento correctivo para los medidores AMI. Primero, se incluye el cambio de tres colectores, que son las antenas empleadas para la transmisión de datos, cada uno con un costo de 1 millón de colones. También se considera la sustitución de 40 bases de medidores con su bloque terminal, lo cual suma poco más de 2 millones de colones, además de 40 bloques terminales individuales que cuestan 120 mil colones en total.

Por otro lado, se calcula un aproximado de 300 metros de cable #6, usado para conexiones eléctricas y con un costo de 450 mil colones. En cuanto al trabajo del personal, se contempla el salario de dos técnicos para ejecutar estas labores dos veces por semana, es decir, ocho veces al mes, con un gasto de 576 mil colones. A esto se le suman los costos de combustible para el vehículo, estimados en 40 mil colones al mes, y los viáticos de los técnicos, correspondientes a unos 80 mil colones.

A partir de esta inversión, se busca garantizar que los equipos se mantengan en buen estado y, de este modo, reducir las fallas en el sistema de medición inteligente, logrando un servicio más eficiente y seguro para todos los usuarios.

En la siguiente figura, en la primera fotografía de la izquierda, se observa un colector instalado sobre un poste de distribución eléctrica. Este dispositivo forma parte esencial del sistema AMI al permitir la comunicación remota entre los medidores y los servidores

de la empresa para la transmisión de datos (lecturas) de consumo. La imagen evidencia el tipo de infraestructura que requiere mantenimiento periódico, pues si el colector experimenta fallas, afecta la lectura remota de varios medidores de la zona y genera problemas en la facturación y en el monitoreo de la red.

En la segunda imagen de la derecha, se muestra una base de medidor con sus bloques terminales en condiciones deterioradas y con acumulación de suciedad y residuos. Esta situación no solo representa un riesgo para la seguridad eléctrica, sino que también afecta la continuidad del servicio, pues en casos de sulfatación o daño de los bloques terminales, se interrumpe la medición correcta. Ambas fotografías reflejan claramente la necesidad urgente de implementar un plan de mantenimiento correctivo, como se plantea en la propuesta para dar solución inmediata a estas condiciones y garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico AMI.

Figura 5.1: Colector y base del medidor junto con los bloques terminales



Fuente: Elaboración propia, 2025.

5.1.2 Propuesta 2. Plan de ruta de inspección

Otra acción clave es la creación de una ruta de inspección técnica que guíe las labores de revisión de campo. Esta ruta se define tomando como base los sectores con mayores problemas de fallo en la lectura remota de los medidores AMI, de acuerdo con los datos

recopilados desde principios de año hasta mayo mediante las diferentes herramientas ingenieriles y las entrevistas a los colaboradores.

La propuesta es que los compañeros técnicos de campo cubran la zona en ciclos mensuales, iniciando en las zonas donde se han presentado más problemas con lecturas, reconexiones, entre otros. Las inspecciones incluyen las revisiones de los equipos (antenas, bloques terminales, cables y hurtos). Con esto se busca un proceso más ordenado, no repetir visitas innecesarias y atender primero las áreas con mayor impacto.

Con la intención de que la cuadrilla técnica pueda realizar la ruta de inspección de manera eficiente, es fundamental que lleven consigo un equipo básico completo. Este debe incluir herramientas como multímetro, probador de voltaje, cuchilla con protección aislante, destornilladores aislados, llaves ajustables, guantes dieléctricos, casco de seguridad y todo el equipo de protección personal. Además, deben portar repuestos mínimos como bloques terminales, conectores, cinta aislante, cables número 6 y número 4, y terminales de conexión para atender correcciones inmediatas en caso de encontrar daños menores durante la inspección.

La siguiente tabla expone un resumen de los costos estimados para llevar a cabo las labores de inspección técnica en campo. Se detallan los gastos relacionados con el personal, el combustible y los viáticos necesarios para que las visitas se efectúen de adecuadamente cada semana.

Tabla 5.2: Costos estimados de la propuesta 2

Ítem	Monto unitario	Observaciones	Monto total
Costo de hora por técnico	₡ 4 000	Suponiendo 2 técnicos 2 veces por semana, 4 veces al mes	₡ 576 000
Combustible de vehículo	₡ 5 000	Suponiendo 2 salidas por semana, 8 salidas al mes	₡ 40 000
Viáticos personales	₡ 10 000	Suponiendo 2 personas 2 veces por semana, 8 veces al mes	₡ 80 000
Total			₡ 696 000

Fuente: Elaboración propia, 2025.

De acuerdo con la tabla, el costo por hora de cada técnico es de ₡ 4000. Ahora bien, como se planea que dos técnicos realicen estas inspecciones dos veces por semana,

sumando ocho salidas en el mes, el monto total por concepto de salarios es de ₡ 576 000. Asimismo, se considera un gasto mensual de ₡ 40 000 en combustible para el vehículo utilizado durante las visitas.

También se incluyen los viáticos personales para los dos técnicos, estimados en ₡ 10 000 por salida, lo cual suma un total de ₡ 80 000 al mes. Con todos estos rubros, se calcula que el costo mensual para efectuar las inspecciones técnicas programadas es de aproximadamente ₡ 696 000.

Esta inversión busca asegurar que las revisiones se realicen de manera ordenada y constante, permitiendo detectar problemas a tiempo y mejorar la calidad del servicio ofrecido a los usuarios.

Parte esencial de esta ruta es la toma de fotografías de cada anomalía detectada, las mismas deben documentarse junto con una breve descripción de lo encontrado en el terreno y enviarse a un archivo principal que contenga todos los errores identificados. Esto posibilita crear y actualizar una base de datos con los errores más comunes hallados en el terreno, como colectores con problemas técnicos, bases sulfatadas o cables deteriorados, lo que facilita hacer un análisis futuro para mantenimientos, reforzar capacitaciones y mejorar estrategias de inspección.

Con este plan, se asegura que la ruta de inspección atienda fallas inmediatamente, pero también contribuya a la generación de información para la mejora continua en la operación del sistema AMI.

5.1.3 Propuesta 3. Plan de capacitación técnica

Se propone implementar un plan de capacitación general dirigido tanto a todo el personal técnico de campo como a la jefatura. Este plan contempla sesiones prácticas y teóricas sobre diagnósticos de fallas en colectores, reemplazo de bases de medidores (bloque terminal), revisión de cableado y detección de hurtos eléctricos.

La capacitación debe ser sencilla abarcando lo más complejo, con una duración corta de unas 4 horas en 1 mes (1 hora por semana) y enfocada en que los técnicos adquieran o refuercen habilidades tanto teóricas como prácticas para actuar de forma efectiva en el campo. De este modo, se asegura que las intervenciones se hagan de manera

estandarizada y segura, reduciendo errores y mejorando los tiempos de respuesta en el terreno.

En la siguiente tabla se muestra el estimado de costos para implementar el plan de capacitación dirigido a los técnicos de la sucursal. Este cálculo incluye tanto el costo por hora de cada técnico como el costo mensual total de la capacitación, considerando la cantidad de personas que participan en el proceso.

Tabla 5.3: Costos estimados de la propuesta 3

Ítem	Monto unitario	Observaciones	Monto total
Costo de hora por técnico	₡ 4000	Costo de 1 hora por semana, 35 técnicos de la sucursal	₡ 140 000
Costo mensual de la capacitación	₡ 4000	Costo de 4 horas por mes, 35 técnicos de la sucursal	₡ 560 000
Total			₡ 560 000

Fuente: Elaboración propia, 2025.

Como se observa, el costo por hora de capacitación por cada técnico es de aproximadamente ₡ 4000. Tomando en cuenta que se planea capacitar a los 35 técnicos de la sucursal, el monto total de 1 hora de práctica y charla grupal es de ₡ 140 000. Si se realiza esta capacitación una vez por semana, al finalizar el mes el costo total de las cuatro sesiones es ₡ 560 000.

Este plan de capacitación refuerza los conocimientos y habilidades de todo el personal técnico para asegurar que los trabajos en campo se ejecuten con mayor seguridad y eficiencia. Asimismo, estas prácticas ayudan a estandarizar los procedimientos y reducir errores en la operación diaria, beneficiando tanto a la empresa como a los usuarios.

En la siguiente fotografía se observa un bloque terminal que presenta una manipulación indebida, específicamente un hurto, donde se hace un puente directo para evitar el registro real del consumo eléctrico. Este tipo de casos son más comunes de lo que parece y afectan directamente tanto al sistema de medición como a la estabilidad de la red, además de representar un riesgo eléctrico para quienes realizan estas conexiones sin el conocimiento técnico adecuado.

Figura 5.2: Bloque terminal con hurto



Fuente: Elaboración propia, 2025.

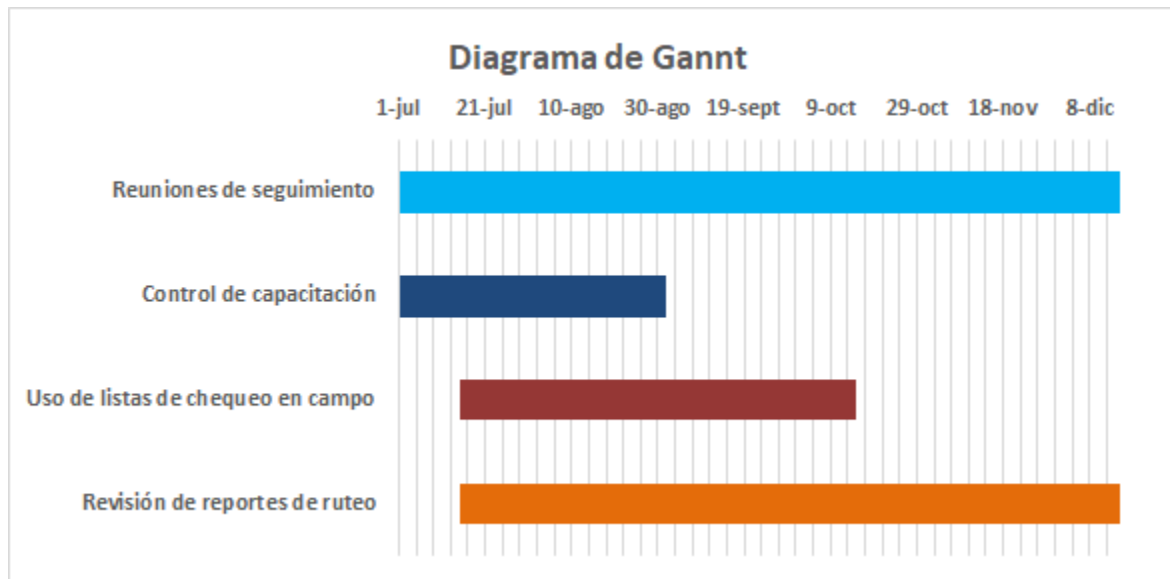
En las próximas capacitaciones, se recomienda utilizar fotografías reales como la anterior y otros ejemplos de daños o manipulaciones detectados en campo, con el fin de que el personal técnico aprenda a identificar rápidamente las señales de manipulaciones indebidas. Mostrar estos casos reales les permite a los compañeros estar más atentos durante sus inspecciones diarias y reportar a tiempo cualquier anomalía.

Estas capacitaciones están a cargo de la jefatura o el asistente cuando al jefe de técnicos no le sea posible por alguna razón. El responsable debe preparar el material y coordinar la sesión con al menos 2 semanas de anticipación, así los encargados de cuadrilla pueden organizar su trabajo y seleccionar el mejor momento para recibir la charla sin afectar la operatividad del servicio. Con esta estrategia se busca fortalecer los conocimientos del personal de campo y prevenir pérdidas económicas y riesgos en la red eléctrica.

5.1.4 Diagrama de Gantt

El siguiente diagrama de Gantt muestra el plan de implementación para las propuestas de mejora y el plan de capacitación formulados en este capítulo 5. El cronograma se diseña para que las actividades se desarrollen de manera ordenada y con el tiempo adecuado, abarcando un período de entre 12 y 18 meses para lograr los objetivos planteados.

Figura 5.3: Diagrama de Gantt para los tiempos de implementación



Fuente: Elaboración propia, 2025.

En el diagrama se observan las principales actividades por realizar durante el proceso de mejora. Las reuniones se programan durante todo el periodo para asegurar un control continuo. Asimismo, el control de capacitación se concentra en los primeros 3 meses, etapa clave para fortalecer las habilidades del personal. Por otro lado, el uso de listas de chequeo y la revisión de los reportes de ruta por parte de los encargados de cuadrilla se mantienen activos durante todo el plazo; de este modo, se pudo verificar que las labores se lleven a cabo según lo planificado y se ajuste lo necesario durante el tiempo en marcha, para obtener una ejecución correcta durante el tiempo de las propuestas.

5.2 CONTROLAR

En esta fase se describen las actividades de control aplicadas para dar seguimiento a las propuestas formuladas en el proyecto. El objetivo es asegurar el cumplimiento de las acciones de mejora y el logro de los resultados esperados en el tiempo establecido. Con esto, se definen mecanismos de revisión y seguimiento que permiten evaluar y corregir posibles desviaciones.

Para garantizar que el plan de mantenimiento correctivo, el plan de ruta de inspección y el plan de capacitación se ejecuten de forma correcta, se establecen varias actividades de seguimiento aplicadas de manera rutinaria.

5.2.1 Revisión de los reportes de ruteo

Una de las principales acciones por ejecutar es la revisión mensual de los reportes de ruteo, donde se detalla el avance de las inspecciones hechas, los sectores visitados y los trabajos realizados. Estos informes deben elaborarse por los encargados de cuadrilla y presentarse a la jefatura, donde se comparan con el plan original para verificar las rutas y los tiempos programados, los cuales deben cumplir con lo establecido.

En caso de que los reportes de ruteo no cumplan con lo establecido en el plan, la jefatura procede primero a efectuar un análisis interno para identificar la razón del incumplimiento. Esto puede incluir conversar directamente con los encargados de cuadrilla para entender si existieron situaciones imprevistas, como problemas logísticos, falta de personal o condiciones climáticas que impidieran completar las visitas programadas.

Si se determina un incumplimiento por causas operativas solucionables, se ajustan las rutas y se reorganizan los equipos de trabajo para los días siguientes, con el propósito de retomar el cronograma sin afectar la continuidad del servicio. Además, se refuerza la comunicación con el personal técnico para recordar la importancia de cumplir los planes de inspección y mantenimiento, y si fuera necesario, se implementan recordatorios semanales o pequeños ajustes de capacitación en gestión de tiempos y prioridades para mejorar la ejecución de estas tareas en campo.

5.2.2 Uso de las listas de chequeo

Se aplican las listas de chequeo durante las visitas en campo, las cuales sirven para confirmar que las actividades de mantenimiento y revisión técnica se llevan a cabo siguiendo los procedimientos definidos de manera uniforme.

Esta lista de comprobación debe llenarse por el jefe de cuadrilla responsable que participa en el proceso de capacitación, al finalizar cada jornada mensual de entrenamiento. Su objetivo es dejar constancia de los temas abordados, verificar el cumplimiento de la asistencia y asegurar la entrega de los reportes necesarios relacionados con el seguimiento de las actividades prácticas y teóricas.

La frecuencia para llenar este documento es mensual, justo después de la última sesión del mes. Una vez completado, el técnico lo debe entregar al supervisor del área técnica, quien es el encargado de revisarlo y confirmar que toda la información esté correcta y completa. Además, el supervisor debe firmarlo y hacer sus propias observaciones si es necesario.

Figura 5.4: Listas de chequeo para el personal técnico

Fortalecer habilidades del personal técnico			
Sustitución de bases sulfatadas	☐	Asistencia registrada	☐
Revisión de cableado en breaker principal	☐	Lista de temas cubiertos	☐
Diagnóstico y reemplazo de colectores	☐	Evaluación teórica y práctica	☐
Detección de conexiones ilegales	☐	Reporte mensual del encargado	☐
Nombre: _____		Firma: _____	
Fecha: _____			
Observaciones: _____			

Fuente: Elaboración propia, 2025.

Estos documentos físicos se archivan en la oficina de la jefatura del área técnica. Paralelamente, se almacena una copia digitalizada en un archivo creado para este fin. En caso de que se detecte alguna falla, como la falta de evaluación, ausencias no justificadas o incumplimiento de temas, el jefe de cuadrilla debe reportarlo a la jefatura y al coordinador técnico de capacitación. Este último es el encargado de tomar las medidas correspondientes, ya sea programando una sesión de refuerzo o levantando un informe.

5.2.3 Control de la capacitación

Para el plan de capacitación, se lleva un control de asistencia y un registro de los temas impartidos, asegurando que todo el personal técnico de campo complete las sesiones programadas.

Figura 5.5: Hoja de control de asistencia y tema impartido

Hoja de control de asistencia y tema impartido		
Nombre del instructor	Tema impartido	
Fecha:		
Hora:		
Asistentes		

Fuente: Elaboración propia, 2025.

Esta hoja de capacitación se diseña para llevar un registro claro y ordenado de las sesiones impartidas al personal técnico. Su objetivo principal es dejar evidencia de haberse abordado cada tema planificado, así como documentar quién fue el instructor, la fecha y la hora en que se imparte. Con esta hoja se busca demostrar que la empresa está cumpliendo con su plan de formación, lo cual asegura que todos los colaboradores reciben la capacitación necesaria para mejorar su desempeño y brindar un servicio de calidad a los usuarios.

Este control también se convierte en un respaldo importante dentro de la estrategia de los mantenimientos correctivo y preventivo, al permitir confirmar que los técnicos se han

instruido en la detección y solución de fallas, el cambio de componentes y la revisión de conexiones. Contar con la asistencia completa en cada capacitación es clave, porque garantiza que todo el equipo esté actualizado en los procedimientos y protocolos de trabajo, esto evita errores y refuerza el compromiso con la seguridad y la eficiencia en el terreno.

5.2.4 Reuniones de seguimiento

Por último, se programan reuniones internas de 15 minutos al final de cada mes para dar seguimiento a los trabajos realizados. En esta reunión se analizan resultados, se evalúa el cumplimiento de las metas y se toman decisiones sobre posibles ajustes o refuerzos en los planes de acción.

Estas reuniones se organizan por el jefe del área técnica, quien es el responsable de convocarlas mediante el correo institucional y mensajes directos a cada jefe de cuadrilla con al menos 2 días de anticipación. A estas sesiones deben asistir todos los jefes de cuadrilla, al ser quienes conocen en detalle las labores de su equipo y, posteriormente, deben transmitir la información vista a sus técnicos durante sus espacios de retroalimentación.

Dentro de los temas por analizar en estas reuniones, se incluyen los reportes mensuales de desconexiones y reconexiones, la revisión de casos de daños o hurtos de medidores, el avance en los planes de los mantenimientos correctivo y preventivo, así como el cumplimiento del plan de capacitación. También se revisan las metas planteadas, como la reducción de las fallas de lectura y la mejora en la efectividad de los medidores, definiendo si se requiere algún refuerzo en las estrategias implementadas. Estas reuniones buscan mantener a los líderes alineados con los objetivos del área y garantizar que cada cuadrilla continúe trabajando con compromiso.

5.3 RESUMEN DE LOS COSTOS, BENEFICIOS Y ROI

En este apartado se presenta un resumen de los costos asociados a las propuestas planteadas, además de la cuantificación de los beneficios y el cálculo estimado del ROI. Este análisis está directamente relacionado con la sección 4.2, “Medir”, donde se analiza la efectividad de los medidores leídos, las fallas del medidor por medio de un Pareto, y

los datos de desconexión y reconexión entre enero y mayo 2025. La idea es demostrar cómo las acciones propuestas buscan corregir los problemas detectados y generar un impacto positivo tanto en el servicio eléctrico como en la eficiencia de la operación.

5.3.1 Costos totales y estimaciones

El costo de las mejoras está compuesto por la sustitución de colectores, el cambio de bloques terminales, la corrección de cableado defectuoso y la ejecución del plan de capacitación. El costo de un colector ronda casi 1 millón de colones por unidad, siendo la inversión más significativa.

En el caso de la base del medidor con bloques terminales, el costo ronda los ₡ 55 000 cuando se requiere cambiar el conjunto completo, por ejemplo, en instalaciones en muy mal estado que se encuentran empotradas en concreto y su intervención es de difícil acceso. No obstante, si la base del medidor está en buenas condiciones y solo es necesario cambiar los bloques terminales, el costo promedio de estos es de ₡ 3000 por bloque terminal.

El cable número 6 tiene un costo promedio de ₡ 1500 por metro. En cuanto a la mano de obra, el salario promedio de un técnico de campo ronda los ₡ 4000 por hora y, para el plan de capacitación, se estima un costo de ₡ 16 000 por técnico al mes, considerando que son 4 horas distribuidas en 1 hora por semana.

5.3.2 Cuantificación de los beneficios

A partir de la aplicación de estas medidas, se espera lograr un aumento notable en la efectividad de las lecturas de los medidores AMI, superando el 95 % luego de los primeros meses de ejecución. Esto contribuye a reducir los errores de facturación, minimizar los reportes de fallas y disminuir el número de desconexiones y reconexiones generadas por fallos técnicos. Adicional, CNFL va a experimentar una disminución en los costos operativos asociados a la atención de fallos y desplazamientos innecesarios.

5.3.3 ROI

El ROI se calcula con base en los ahorros generados por la reducción de las pérdidas de energía, fraudes eléctricos y fallas técnicas. Gracias a la implementación de estas

mejoras, se estima que el costo inicial se recupera en un plazo de entre 12 y 18 meses, mediante el aumento en la eficiencia de la operación y un mejor control de los consumos registrados.

Tabla 5.4: Matriz ROI

Ítem	Monto unitario	Observaciones	Monto total
Colector (antena)	₡ 1 000 000	Suponiendo el cambio de 3 antenas clave por mes	₡ 3 000 000
Bases de medidores con bloques terminales	₡ 55 000	Suponiendo el cambio de 50 bases por mes	₡ 2 750 000
Bloques terminales individuales	₡ 3 000	Suponiendo el cambio de 40 bloques sin base	₡ 120 000
Cable #6	₡ 1500 por metro	Suponiendo unos 300 m por mes	₡ 450 000
Salario de cuadrilla	₡ 36 000	Suponiendo 2 técnicos 2 veces por semana, al mes 8 veces.	₡ 576 000
Combustible del vehículo	₡ 5000	Suponiendo 8 salidas en un mes	₡ 40 000
Viáticos personales	₡ 10 000	Suponiendo 2 técnicos 2 veces por semana 8 veces al mes	₡ 80 000
Costo de hora por técnico	₡ 4000	Costo de una hora por semana, técnicos de la sucursal 35	₡ 140 000
Costo mensual de capacitación	₡ 4000	Costo de 4 horas por mes, técnicos de la sucursal 35	₡ 560 000
Total			₡ 7 716 000

Fuente: Elaboración propia, 2025.

Tabla 5.5: Resultado del ROI

Si se proyecta un ahorro conservador de ₡ 1 200 000 mensuales en combustible, tiempo de técnicos y menos pérdidas energéticas en 12 meses, el beneficio neto sería:

$$₡1\,200\,000 \times 12 = ₡\,14\,400\,000$$

En 18 meses:

$$₡\,1\,200\,000 \times 18 = ₡\,21\,600\,000$$

$$\text{ROI} = \frac{\text{Costo de implementación}}{\text{Ahorros obtenidos}}$$

$$\text{A 12 meses} \quad \text{ROI} = \frac{₡7\,716\,000}{₡14\,400\,000} = 0,53 \text{ meses}$$

$$\text{A 18 meses} \quad \text{ROI} = \frac{₡7\,716\,000}{₡21\,600\,000} = 0,35 \text{ meses}$$

Fuente: Elaboración propia, 2025.

El ROI estimado para las propuestas planteadas refleja que en un plazo de 12 meses los costos tienen una recuperación muy leve, pero a partir de los 18 meses ya se obtiene un retorno positivo. Esto se consigue gracias al ahorro mensual originado por la reducción de fallas, reconexiones innecesarias y pérdidas por errores de lectura o fraudes.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación, se detallan las principales conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo del presente estudio.

Conclusiones

- Mediante el análisis FODA, se identificó que la CNFL cuenta con fortalezas importantes como la tecnología avanzada de los medidores AMI, su capacidad de lectura remota y su aporte a la eficiencia energética. Sin embargo, también se determinó que existen debilidades como la obsolescencia de ciertos componentes y problemas de continuidad eléctrica, lo que genera interrupciones en la lectura o errores en el sistema. Este análisis permitió comprender mejor el contexto real de la empresa y priorizar los aspectos por mejorar con mayor urgencia.
- A partir de la herramienta PESTEL, se concluyó que la instalación de medidores inteligentes está siendo impulsada por políticas nacionales de modernización eléctrica y factores económicos que buscan la reducción de las pérdidas y la eficiencia en el servicio. No obstante, se evidenciaron amenazas externas como las condiciones climáticas extremas, los posibles daños físicos en los medidores y la poca cobertura de señal en algunas zonas, lo cual limita su desempeño completo y debe considerarse en la planificación de su implementación.
- De acuerdo con el diagrama de Pareto aplicado, se determinó que las principales causas que afectan la efectividad de los medidores AMI son, en su mayoría, los colectores en mal estado con un 4.33 % y las bases de medidores sulfatadas con un 6.67 %. Estas dos causas concentraron más del 80 % de los casos analizados durante el periodo de estudio, confirmando que si se atienden de manera prioritaria, se lograría una mejora significativa en la operación y en la confiabilidad del sistema de medición.
- Gracias al análisis FMEA realizado, se identificó que los riesgos con mayor NPR son los colectores dañados con un NPR de 250 y la generación distribuida mal

configurada con un NPR de 250, lo que representa un peligro para la calidad del servicio eléctrico y la estabilidad del sistema AMI. Este resultado dejó claro que es indispensable priorizar las acciones de mantenimientos preventivos y correctivos en estas áreas para evitar pérdidas energéticas, fallos en la red y posibles impactos económicos negativos para la empresa.

- Finalmente, con las propuestas de mejora desarrolladas, se estableció un plan de mantenimiento correctivo, un plan de ruta de inspección técnica y un plan de capacitación para los técnicos de campo. Se concluyó que estas propuestas son viables, sostenibles y permitirán disminuir considerablemente los problemas de lectura, reforzar la confiabilidad del sistema AMI y aumentar la satisfacción de los usuarios finales, además de fortalecer las habilidades del personal técnico y contribuir al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la CNFL.
- Durante el análisis de desconexiones y reconexiones realizadas entre enero y mayo de 2025, se observó que en el mes de enero la empresa dejó de recuperar aproximadamente ₡ 8.8 millones correspondientes a estos servicios. Este dato evidencia que, aunque el sistema AMI posibilita efectuar las reconexiones con rapidez tras la suspensión, aún existe un margen de mejora en la gestión de cobros. Es necesario implementar estrategias que reduzcan estos saldos pendientes, al representar pérdidas significativas para la compañía a lo largo del año.
- Por otro lado, el análisis del VSM reveló que el proceso de lectura y facturación con medidores AMI acumula 35 horas totales de ciclo, de las cuales 16 horas corresponden a TVA y 19 horas son TVNA. De este modo, más de la mitad del tiempo invertido en el proceso no le genera un beneficio directo al cliente ni a la empresa. Este hallazgo resalta la importancia de aplicar mejoras en las etapas de espera o inactividad, para así agilizar el ciclo de lectura y facturación, y ofrecer un servicio más rápido y eficiente.

Recomendaciones

- Continuar y reforzar el plan de capacitación mensual para los técnicos de campo, ampliando los temas a áreas como diagnóstico avanzado de colectores, lectura eficiente de medidores AMI, revisión y cambio de bases sulfatadas, detección de conexiones ilegales y normativas de seguridad eléctrica. Con un personal capacitado, la CNFL asegurará un servicio de mejor calidad, reducirá errores humanos en las intervenciones y fomentará el crecimiento profesional de los colaboradores.
- Fortalecer los controles de seguimiento y la evaluación mensual de las actividades ejecutadas, revisando en detalle los reportes de mantenimiento, inspección y capacitaciones, para garantizar el cumplimiento de los objetivos planteados. Además, se sugiere llevar a cabo reuniones de retroalimentación al finalizar cada mes, para analizar los resultados, compartir experiencias entre cuadrillas y ajustar los planes de acción según sea necesario, manteniendo así un proceso de mejora continua dentro de la organización.
- Actualizar y reforzar el inventario de materiales y repuestos críticos, como antenas colectoras, bloques terminales, bases de medidores y cables de alimentación, con el propósito de evitar atrasos en los trabajos programados. Tener disponibilidad de estos insumos permitirá que los mantenimientos correctivos y preventivos se realicen de forma inmediata, lo cual asegura la operatividad constante de los medidores AMI, reduce las pérdidas técnicas y económicas, y brinda un servicio eléctrico confiable y seguro para todos los abonados.
- Debido a la amenaza que representan las condiciones climáticas extremas, como tormentas y lluvias que pueden dañar los medidores AMI y afectar la transmisión de datos, se recomienda implementar un plan de protección física y mantenimiento preventivo para los equipos instalados en zonas expuestas. Este plan puede incluir la colocación de cobertores aislantes o gabinetes impermeables, revisiones

periódicas en temporadas lluviosas y la capacitación de los técnicos en reparación rápida de medidores afectados por el clima. Con esta estrategia se asegura la continuidad de la lectura remota y se disminuyen los costos de reposición de los equipos dañados.

- Una de las amenazas identificadas en el FODA es la poca cobertura o mala señal en algunas zonas, lo que afecta la transmisión de datos de los medidores AMI y dificulta la lectura remota. Por eso, se sugiere realizar un estudio de cobertura y señal en los sectores donde más se presentan estos problemas, para luego instalar repetidores de señal o colectores adicionales que fortalezcan la comunicación de los medidores con el sistema central. Con esta mejora, se asegurará una lectura más efectiva, se reducirán las visitas de campo innecesarias y se brindará un servicio más confiable a los abonados.

REFERENCIAS

Libros

Bernal, C. A. (2010). *Metodología de la investigación*. (3° ed.). Pearson Educación.

Carlsson, J. (2023). *Smart Metering in Latin America*. (2° ed.). Berg Insight.
<https://media.berginsight.com/2024/08/16140020/bi-smla2-ps.pdf>

Chapman, S. N. (2006). *Planificación y control de la producción*. Pearson Educación.

Chase, R. B., Jacobs, F. R. y Aquilano, N. J. (2018). *Administración de operaciones: producción y cadena de suministros*. (14° ed.). McGraw-Hill Education.

Creswell, J. W. (2014). *Research design: qualitative, quantitative, and mixed methods approaches*. (4° ed.). Sage.

Guerrero, J. (2011). *Metodología de la investigación*. Alfaomega.

Gutiérrez, H. (2014). *Calidad y productividad*. (4° ed.). McGraw Hill Interamericana.

Gutiérrez, H. y De la Vara, R. (2008). *Calidad y productividad*. (2° ed.). McGraw Hill.

Gutiérrez, H. y De la Vara, R. (2013). *Análisis y diseño de experimentos*. (5° ed.). McGraw Hill.

Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2014). *Metodología de la investigación*. (6° ed.). McGraw Hill.

Montgomery, D. C. y Runger, G. C. (2018). *Introducción al control estadístico de la calidad* (7° ed.). Limusa.

Niebel, B. W. y Freivalds, A. (2009). *Ingeniería industrial: métodos, estándares y diseño del trabajo*. (12° ed.). McGraw Hill.

Fuentes de Internet

ARESEP. (2023). *ARESEP evalúa servicio eléctrico*. <https://aresep.go.cr/noticias/aresep-evalua-servicio-electrico-2023/>

Banco Interamericano de Desarrollo [BID]. (2023). *La medición inteligente en América Latina y el Caribe: recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional*. BID. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/La-Medicion-Inteligente-en-America-Latina-y-el-Caribe-Recomendaciones-regulatorias-para-incentivar-el-despliegue-de-la-medicion-inteligente-a-nivel-nacional.pdf>

BNamericas. (09 de junio de 2022). Grupo ICE superará 600 000 medidores inteligentes instalados al finalizar 2022. *BNamericas Noticias*. <https://www.bnamericas.com/es/noticias/grupo-ice-superara-600000-medidores-inteligentes-instalados-al-finalizar-2022>

Brown, I. (2013). Britain's smart meter programme: a case study in privacy by design. *International Review of Law, Computers & Technology*, Forthcoming. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2215646

Canva. (2025a). *Blue and orange fishbone graphic organizer*. https://www.canva.com/design/DAGwO5Py7z0/ho_wO3CjuenYCOI5T8LLzg/edit

Canva. (2025b). *Stakeholders mapping whiteboard*. <https://www.canva.com/design/play?type=TAewJH6TtA8&template=EAFDviCKY6Y&category=tAEv8Hh5on0&schema=web-2>

Comisión Nacional de Energía de Chile [CNE]. (2019). *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. CNE. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/02/Informe-GTD-Medidores-Inteligentes-SMMC.pdf>

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC]. (2020a). *Informe sobre el estado de la sustitución de contadores tradicionales por contadores inteligentes*. CNMC. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3820976.pdf>

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC]. (2020b). *Prácticamente el 100% de los hogares españoles ya cuenta con contadores inteligentes*. CNMC. <https://www.cnmc.es/prensa/cnmc-contadores-integrados-20201021>

Compañía Nacional de Fuerza y Luz [CNFL]. (2020). *Proyecto de instalación de medidores inteligentes en Escazú*. <https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/transparencia/proyectos/proyecto-medidores-inteligentes.pdf>

Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos [Coopesantos]. (2023). *Medios internacionales destacan que Coopesantos cambió el 100 % de sus medidores por tecnología inteligente*. <https://www.coopesantos.com/coopesantos-asombra-a-los-paises-lideres-de-la-electrificacion-rural/>

Das, T. (2024). *7 herramientas de mapeo del flujo de valor (VSM) para aumentar la eficacia y las ventas*. <https://geekflare.com/es/value-stream-mapping-vsm-tools/>

Enríquez, L., Cordero, P. y Ramón, J. (2024). *Sistemas de medición remota de energía eléctrica en la agencia Nabón CENTROSUR: factibilidad y beneficios analizados*. *Pacha*, 5(15), e240278. <https://revistapacha.religacion.com/index.php/about/article/view/278/448>

Fernández, M. (23 de setiembre de 2022). *ICE finalizará el año con 600 000 medidores inteligentes instalados*. *Ojo al Clima*. <https://ojoalclima.com/articles/ice-finalizara-el-ano-con-600-000-medidores-inteligentes-instalados>

Freepik. (2025a). *Gráfico circular 3D*. https://www.freepik.es/vector-gratis/gráfico-circular-3d_35514440.htm

Freepik. (2025b). *Fondo de lista de comprobación con manos sujetando lápiz en estilo retro*. https://www.freepik.es/vector-gratis/fondo-lista-comprobacion-manos-sujetando-lapiz-estilo-retro_1086489.htm

Freepik. (2025c). *Plantilla de diagrama de Gantt de diseño plano*. https://www.freepik.es/vector-gratis/plantilla-diagrama-gantt-diseno-plano_23669494.htm

Freepik. (2025d). *Plantilla de diseño infográfico de DAFO*. https://www.freepik.es/vector-gratis/plantilla-diseno-infografico-dafo_29959477.htm

Freepik. (2025e). *Plantilla de infografía para negocios. Calendario de diagrama de línea de tiempo moderno con tabla de comparación anual*. https://www.freepik.es/vector-premium/plantilla-infografia-negocios-calendario-diagrama-linea-tiempo-moderno-tabla-comparacion-anual-pr_33936460.htm

Hessing, T. (2025). *Failure mode effects analysis (FMEA)*. <https://sixsigmastudyguide.com/failure-mode-effects-analysis-fmea/>

Lucidchart. (2025). *Ejemplos y plantillas de diagramas de flujo*. <https://www.lucidchart.com/pages/es/ejemplos-y-plantillas-de-diagramas-de-flujo>

Ministerio de Salud de Costa Rica. (2024). *Campaña nacional de recolección de residuos de aparatos eléctricos regresa en octubre*. <https://www.ministeriodesalud.go.cr/index.php/prensa/61-noticias-2024/1961-campana-nacional-de-recoleccion-de-residuos-de-aparatos-electricos-regresa-en-octubre>

Olmo Studio. (2025). *Gráfico análisis DAFO creativo multicolor*.
https://www.canva.com/es_es/plantillas/EAGQPxzSwVo-gráfico-analisis-dafo-creativo-multicolor/

Ruiz, G. (12 de junio de 2021). Proyecto piloto de instalación de medidores inteligentes AMI en Costa Rica. *CR HOY*. <https://www.crhoy.com/ice-instala-500-mil-medidores-inteligentes/>

Teoría General del Sistema. (2010). *Diagramas causales*.
<http://teoriageneralsistema.blogspot.com/2010/11/diagramas-causales-un-diagrama-causal.html>

U.S. Department of Energy. (2016). *Advanced metering infrastructure and customer systems: results from the Smart Grid Investment Grant Program*.
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report_09-26-16.pdf

Universidad de Costa Rica [UCR]. (2016). *UCR procura mayor eficiencia energética en sus edificios*. <https://www.ucr.ac.cr/noticias/2016/10/24/ucr-procura-mayor-eficiencia-energetica-en-sus-edificios.html>

Valencia, M. N. y García, R. A. (2024). Impacto de la tecnología de medición entre medidores inteligentes y convencionales. *Reincisol*, 3(6), pp. 527-544.
<https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/10008482.pdf>

Valverde, A. A. (2012). *Análisis de la factibilidad de implementación de redes eléctricas inteligentes en la Empresa de Servicios Públicos de Heredia*. Universidad de Costa Rica. <https://es.scribd.com/document/646290522/Estudio-de-Aplicacion-de-Redes-Inteligentes>

Visual Paradigm. (2025). *Ejemplo de árbol CTQ*. <https://online.visual-paradigm.com/es/diagrams/templates/critical-to-quality-tree/ctq-tree-example/>

Eby, K. (2017). *Plantillas gratuitas de hojas de asistencia*. <https://es.smartsheet.com/free-attendance-spreadsheet-templates>

SlideTeam. (2025b). *Return on investment*. <https://www.slideteam.net/roi-calculation-powerpoint-presentation-slides.html#images-66>

Adobe Stock. (2025). *DMAIC*. https://stock.adobe.com/es/search?k=dmaic&asset_id=557891805

SlideTeam. (2025a). *Pareto chart showing complaints percentage of products*. <https://www.slideteam.net/pareto-chart-showing-complaints-percentage-of-products.html>