Universidad Católica de Santa María

Escuela de Postgrado

Maestría en Ingeniería de Mantenimiento

Optimización del mantenimiento correctivo en suministros de baja tensión con desviaciones de tensión en una empresa de distribución eléctrica.

Tesis presentada por:

Vilca Sulla, Jorge Luis

ORCID: 0009-0007-9445-4597

para optar el Grado Académico de Maestro en Ingeniería de Mantenimiento

Asesor:

Mg. Bustamante Nicholson, Alfredo Jose Francisco

ORCID: 0009-0008-4247-3486

Arequipa - Perú

2026

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

ESCUELA DE POSTGRADO

DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR DE TESIS

Arequipa, 03 de Agosto del 2026

Dictamen: 015927-C-EPG-2026

Visto el borrador del expediente 015927, presentado por:

2024006078 - VILCA SULLA JORGE LUIS

Titulado:

OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO EN SUMINISTROS DE BAJA TENSIÓN CON DESVIACIONES DE TENSIÓN EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

Nuestro dictamen es:

APROBADO

29667313 - ALCÁZAR ROJAS HERMANN ENRIQUE
DICTAMINADOR

29267647 - VALENCIA BECERRA ROLARDI MARIO
DICTAMINADOR

40386948 - VALDEZ LOAIZA JUAN CARLOS
DICTAMINADOR

Optimización del mantenimiento correctivo en suministros de baja tensión con desviaciones de tensión en una empresa de distribución eléctrica.

INFORME DE ORIGINALIDAD

10%	9%	4%	6%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	www.gov.si Fuente de Internet	1%
2	repositorio.unsaac.edu.pe Fuente de Internet	1%
3	studenti.unina2.it Fuente de Internet	1%
4	repositorio.ulp.edu.pe:8080 Fuente de Internet	<1%
5	www.tdx.cat Fuente de Internet	<1%
6	repositorio.ucsm.edu.pe Fuente de Internet	<1%
7	www.proyectosapp.pe Fuente de Internet	<1%
8	Submitted to Universidad Católica de Santa María Trabajo del estudiante	<1%
9	yma.gov.yk.ca Fuente de Internet	<1%
10	repositorio.unach.edu.pe Fuente de Internet	<1%
11	Submitted to Universidad Continental Trabajo del estudiante	<1%
12	repositorio.unithomasmore.edu.ni Fuente de Internet	<1%
13	Barahona Urbano, Emerson David. "Evaluacion y propuestas para controlar la seguridad publica en la distribucion electrica en Peru.", Pontificia Universidad Catolica del Peru - CENTRUM Catolica (Peru), 2021 Publicación	<1%
14	Submitted to Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco Trabajo del estudiante	

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi guía constante, fuente de fortaleza y sabiduría en cada paso de este camino.

A mi madre Jesús, que desde el cielo ilumina mis días y me inspira a seguir adelante con fe, esfuerzo y humildad.

A mi padre Jorge, por su ejemplo de trabajo, perseverancia y valores, que han sido el cimiento de mi formación personal y profesional.

A mi esposa Nelly, por su amor incondicional, su apoyo en los momentos difíciles y por ser mi compañera fiel en este recorrido lleno de desafíos.

A mi hijo Matías, motivo de mi mayor orgullo y razón de mi constante superación; que este logro sea testimonio de que con dedicación y amor todo es posible.

Dedico este trabajo a todos ellos, porque su presencia en la tierra y en el cielo ha dado sentido, propósito y dirección a cada logro alcanzado en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Es grato manifestar mi agradecimiento a mi asesor Alfredo Bustamante, quien con su orientación, apoyo y valiosos conocimientos contribuyó de manera fundamental al desarrollo y culminación de este trabajo.

RESUMEN

La investigación se desarrolló debido a la presencia de desviaciones de tensión en suministros de baja tensión de una empresa de distribución eléctrica, las cuales generaban incumplimientos de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). El objetivo fue diseñar y aplicar una metodología técnica estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística para optimizar el mantenimiento correctivo orientado a reducir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.

La investigación presentó un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada y diseño no experimental. La población accesible estuvo conformada por 100 suministros de baja tensión con desviaciones de tensión registradas durante el año 2023. Se aplicaron técnicas de análisis documental y medición directa mediante registradores de tensión, integradas con el análisis de causa raíz, la evaluación de criticidad y el análisis de Pareto, con el propósito de identificar las principales causas y priorizar las intervenciones asociadas a las desviaciones de tensión registradas.

Los resultados mostraron que el 100 % de los suministros evaluados presentaba desviaciones de tensión fuera del rango permitido por la NTCSE antes de la intervención. Del total de casos analizados, el 90 % fue corregido mediante ajuste del conmutador de tomas del transformador de distribución, el 6 % requirió ajuste del conmutador de tomas y redistribución de fase, y el 4 % restante fue corregido mediante reasignación de fase. Después de la aplicación de la metodología, el 100 % de los suministros evaluados cumplió con los criterios establecidos por la NTCSE. El análisis económico determinó un costo de compensaciones regulatorias de S/ 72,193.88 frente a un costo de intervención de S/ 40,290.60, lo que permitió evitar pérdidas equivalentes a S/ 31,903.28.

Palabras clave: calidad de tensión, mantenimiento correctivo, análisis de causa raíz.

ABSTRACT

This research was conducted in response to the presence of voltage deviations in low-voltage customer supplies of an electric power distribution company, which resulted in non-compliance with the Technical Standard for the Quality of Electric Services (NTCSE). The objective was to design and apply a structured technical methodology based on root cause analysis and statistical prioritization to optimize corrective maintenance aimed at reducing voltage deviations in low-voltage customer supplies.

The study adopted a quantitative approach with an applied, non-experimental research design. The accessible population consisted of 100 low-voltage customer supplies with recorded voltage deviations during 2023. Documentary analysis and direct measurements using voltage recorders were employed, together with root cause analysis, criticality assessment, and Pareto analysis to identify the main causes and prioritize interventions associated with the recorded voltage deviations.

The results showed that 100% of the evaluated customer supplies exhibited voltage deviations outside the limits established by the NTCSE before the interventions. Of the total cases analyzed, 90% were corrected by adjusting the tap changer of the distribution transformer, 6% required both tap changer adjustment and phase load redistribution, and the remaining 4% were corrected through phase reassignment. After applying the proposed methodology, 100% of the evaluated customer supplies complied with the criteria established by the NTCSE. The economic analysis estimated regulatory compensation costs of S/ 72,193.88, compared with an intervention cost of S/ 40,290.60, resulting in avoided losses equivalent to S/ 31,903.28.

Keywords: voltage quality, corrective maintenance, root cause analysis.

ÍNDICE

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO I 2

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 3

1.1 Identificación del problema 3

1.2 Formulación del problema 3

1.2.1 Problema general 3

1.2.2 Problemas específicos 4

1.3 Objetivos 4

1.3.1 Objetivo general 4

1.3.2 Objetivos específicos 4

1.4 Hipótesis 5

1.4.1 Hipótesis general 5

1.4.2 Hipótesis específicas 5

1.5 Justificación 5

1.5.1 Justificación técnica 5

1.5.2 Justificación económica 5

1.5.3 Justificación metodológica 6

1.6 Alcances y limitaciones 6

1.6.1 Alcances 6

1.6.2 Limitaciones 6

1.7 Variables de investigación 7

1.7.1 Variable independiente 7

1.7.2 Variable dependiente 7
1.8 Operacionalización de variables 8
CAPÍTULO II 9
MARCO TEÓRICO 10
2.1 Antecedentes de la investigación 10
2.2 Bases teóricas 11
2.2.1 Calidad del producto eléctrico 11
2.2.2 Tensión eléctrica en sistemas de distribución 12
2.2.3 Desviaciones de tensión en redes de baja tensión 12
2.2.4 Factores asociados a desviaciones de tensión 13
2.2.4.1 Longitud del alimentador 14
2.2.4.2 Sección del conductor 15
2.2.4.3 Nivel de carga conectada 15
2.2.4.4 Desbalance de fases 15
2.2.5 Transformadores de distribución y regulación TAP 16
2.2.6 Mantenimiento correctivo aplicado a redes de distribución de baja tensión 19
2.2.7 Herramientas para el análisis de causa raíz y la priorización técnica 20
2.2.7.1 Análisis de causa raíz 20
2.2.7.2 Diagrama de Pareto 23
2.2.7.3 Criterios de priorización: severidad y persistencia 24
2.2.7.4 Aplicación del enfoque Poka-Yoke en el mantenimiento de redes de distribución 24
CAPÍTULO III 26
METODOLOGÍA 27
3.1 Tipo de Investigación 27
3.2 Nivel de Investigación 27
3.3 Enfoque de la Investigación 27

3.4 Diseño de la Investigación 28
3.5 Población, Muestreo y Muestra 29
3.5.1 Población 29
3.5.2 Muestreo 29
3.5.3 Muestra 29
3.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos 29
3.6.1 Técnicas 30
3.6.2 Instrumentos 30
3.7 Procedimiento metodológico 31
3.8 Método de análisis y procesamiento de datos 32
3.9 Método de intervalos iguales 33
3.10 Aspectos éticos de la investigación 33
CAPÍTULO IV 34
RESULTADOS Y DISCUSIÓN TÉCNICA 35
4.1 Diagnóstico técnico inicial del sistema 35
4.1.1 Resultados cuantitativos iniciales 35
4.1.2 Distribución de desviaciones de tensión 37
4.1.3 Clasificación consolidada por tipo de desviación 38
4.2 Evaluación de criticidad técnica 40
4.2.1 Análisis de severidad 40
4.2.2 Análisis de persistencia 41
4.2.3 Relación severidad–persistencia 42
4.2.4 Clasificación integral de criticidad 43
4.2.4.1 Criterios de clasificación de la criticidad 43
4.2.4.2 Aplicación del criterio de criticidad al conjunto evaluado 44
4.3 Análisis de Causa Raíz 46
4.3.1 Análisis estructural mediante diagrama de Ishikawa 46

4.3.2 Identificación de causas predominantes 49
4.3.3 Priorización mediante análisis de Pareto 51
4.3.4 Integración del análisis de criticidad y del análisis de causa raíz 52
4.4 Implementación del mantenimiento correctivo 53
4.4.1 Intervenciones correctivas aplicadas 53
4.4.2 Priorización de intervenciones 54
4.5 Validación técnica de las intervenciones correctivas 55
4.5.1 Comparación de las tensiones antes y después de la intervención 55
4.5.2 Cumplimiento de la NTCSE después de la intervención 57
4.6 Metodología optimizada para el mantenimiento correctivo de desviaciones de tensión 58
4.6.1 Estructura general del procedimiento técnico 58
4.6.2 Criterios técnicos para la selección de la intervención correctiva 60
4.6.3 Incorporación del control Poka-Yoke en la metodología 61
CAPÍTULO V 64
ANÁLISIS ECONÓMICO 65
5.1 Impacto económico del incumplimiento de la NTCSE 65
5.2 Costo de implementación del mantenimiento correctivo 67
5.3 Evaluación beneficio – costo 70
CONCLUSIONES 74
RECOMENDACIONES 76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 77
ANEXOS 80
APÉNDICES 86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Operacionalización de variables 8

Tabla 2 Clasificación de severidad de las desviaciones de tensión 40

Tabla 3 Clasificación de persistencia de las desviaciones de tensión 42

Tabla 4 Matriz de criticidad según severidad y persistencia 43

Tabla 5 Frecuencia de causas predominantes identificadas a partir del análisis técnico de los suministros 50

Tabla 6 Distribución de las intervenciones correctivas aplicadas 53

Tabla 7 Criterios técnicos para la selección de la intervención correctiva 61

Tabla 8 Costos unitarios de las actividades de intervención correctiva 68

Tabla 9 Resumen de la evaluación beneficio–costo. 71

Tabla 10 Clasificación de subestaciones según impacto económico 72

Tabla 11 Distribución de subestación según categoría de impacto económico 72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Sistema de distribución eléctrica y punto de entrega 11
Figura 2 Desbalance de fases en una red de baja tensión 16
Figura 3 Regulador de voltaje en redes de distribución eléctrica 17
Figura 4 Ajuste de la posición del conmutador TAP del transformador 18
Figura 5 Evolución de las estrategias de mantenimiento 19
Figura 6 Proceso de análisis de causa raíz aplicado a desviaciones de tensión 22
Figura 7 Diagrama de Pareto para la priorización de intervenciones 23
Figura 8 Etiquetado de fases como mecanismo Poka-Yoke 25
Figura 9 Distribución de tensiones antes de la intervención 36
Figura 10 Distribución de la variación porcentual de tensión excedente (n=100) 37
Figura 11 Distribución de suministros según el tipo de desviación de tensión 39
Figura 12 Distribución de suministros según nivel de criticidad 45
Figura 13 Diagrama de Ishikawa de las desviaciones de tensión en la red secundaria ...47
Figura 14 Diagrama de Pareto de las causas predominantes de las desviaciones de tensión 51
Figura 15 Priorización de las intervenciones correctivas mediante análisis de Pareto ...54
Figura 16 Comparación de indicadores de tensión antes y después de la intervención ..56
Figura 17 Cumplimiento de la NTCSE antes y después de la intervención 57
Figura 18 Estructura general de la metodología optimizada para el mantenimiento correctivo 59
Figura 19 Aplicación del control Poka-Yoke mediante identificación visual permanente de fases 62
Figura 20 Diagrama de Pareto de compensaciones económicas por subestación de distribución 66

Figura 21 Diagrama de Pareto del costo de implementación del mantenimiento correctivo por subestación de distribución.....69

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidad
V	Tensión eléctrica	[V]
V_n	Tensión nominal	[V]
V_{max}	Tensión máxima registrada	[V]
V_{min}	Tensión mínima registrada	[V]
ΔV	Caída de tensión	[V]
ΔV_{TAP}	Variación de tensión por ajuste TAP	[V]
I	Corriente eléctrica	[A]
R	Resistencia del conductor	[ohm]
X	Reactancia del conductor	[ohm]
P	Potencia activa	[W]
Q	Potencia reactiva	[VAR]
S	Potencia aparente	[VA]
FP	Factor de potencia	[-]
f	Frecuencia del sistema	[Hz]

Símbolos griegos

Símbolo	Descripción	Unidad
φ	Ángulo de desfase	[°]
ρ	Resistividad del conductor	$[\frac{ohm \cdot mm^2}{m}]$

Subíndices

Subíndice	Descripción
max	Valor máximo
min	Valor mínimo
n	Nominal

out	Fuera de rango

Siglas

Abreviatura	**Significado**
BT	Baja Tensión
CNE	Código Nacional de Electricidad
DS	Decreto Supremo
EM	Energía y Minas
FP	Factor de Potencia
MT	Media Tensión
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
RCA	Análisis de Causa Raíz
RMS	Valor eficaz
SED	Subestación de Distribución
TAP	Conmutador de Tomas del Transformador

INTRODUCCIÓN

La calidad del producto eléctrico representa un parámetro fundamental en la operación de los sistemas de distribución eléctrica, ya que garantiza condiciones adecuadas de suministro a los usuarios finales. En redes de baja tensión, las desviaciones de tensión fuera de los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) generan incumplimientos regulatorios y afectaciones económicas para las empresas distribuidoras (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

Frente a esta problemática, las empresas distribuidoras ejecutan actividades de mantenimiento correctivo orientadas a restablecer los niveles de tensión en los suministros afectados. En respuesta a esta necesidad, la presente investigación desarrolla una metodología técnica estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística, orientada a mejorar la planificación y ejecución del mantenimiento correctivo para reducir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.

El presente trabajo de investigación se estructura en cinco capítulos. El Capítulo I desarrolla el planteamiento del problema. El Capítulo II presenta el marco teórico relacionado con la calidad del producto eléctrico y el mantenimiento correctivo. El Capítulo III describe la metodología aplicada en la investigación. El Capítulo IV expone los resultados y la discusión técnica de las intervenciones realizadas. Y el Capítulo V desarrolla el análisis económico.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Identificación del problema

La calidad del producto eléctrico constituye un aspecto fundamental en los sistemas de distribución eléctrica, debido a que uno de sus criterios de evaluación corresponde al cumplimiento de los niveles de tensión establecidos por la NTCSE. En redes de baja tensión, esta norma establece que la tensión debe mantenerse dentro del rango de ±5 % respecto al valor nominal. Pese a ello, aún existen suministros que presentan desviaciones fuera de dichos límites, generando incumplimientos regulatorios y compensaciones económicas para las empresas distribuidoras (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

Las desviaciones de tensión pueden estar asociadas a diversos factores técnicos, entre ellos el desbalance de fases, la caída de tensión en los alimentadores, la sección de los conductores y la regulación de los transformadores de distribución (Bratu & Campero, 2006; Fraile, 2003; González, 2022).

Los antecedentes revisados presentan propuestas orientadas a mejorar la calidad del suministro eléctrico y reducir los efectos derivados de las desviaciones de tensión (González, 2022; Manhualaya, 2021; Urcia, 2022). Pese a ello, no se identificaron metodologías que integren el análisis de causa raíz con criterios de priorización para orientar el mantenimiento correctivo en redes de baja tensión.

1.2 Formulación del problema

1.2.1 Problema general

- ¿En qué medida la aplicación de una metodología técnica estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística permite optimizar el proceso de mantenimiento correctivo para reducir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión de una empresa de distribución eléctrica?

1.2.2 Problemas específicos

- ¿Cuáles son los patrones técnicos asociados a las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión mediante el análisis de registros históricos y mediciones de línea base?
- ¿Cuál es el impacto económico generado por las desviaciones de tensión en términos de compensaciones regulatorias y costos operativos asociados a la gestión correctiva?
- ¿En qué medida la aplicación de una metodología técnica estructurada permite reducir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Diseñar y aplicar una metodología técnica estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística para optimizar el proceso de mantenimiento correctivo y reducir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión de una empresa de distribución eléctrica.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar los patrones técnicos asociados a las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión mediante el análisis de registros históricos y mediciones de línea base.
- Cuantificar el impacto económico generado por las desviaciones de tensión en términos de compensaciones regulatorias y costos operativos asociados a la gestión correctiva.
- Evaluar la reducción de desviaciones de tensión mediante la aplicación de la metodología técnica estructurada.

1.4 Hipótesis

1.4.1 Hipótesis general

- La aplicación de una metodología técnica estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística optimiza el proceso de mantenimiento correctivo y contribuye a reducir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.

1.4.2 Hipótesis específicas

- Los patrones técnicos asociados a las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión pueden ser identificados mediante el análisis de registros históricos y mediciones de línea base.
- Las desviaciones de tensión generan impactos económicos asociados a compensaciones regulatorias y costos operativos en la gestión correctiva del sistema de distribución.
- La aplicación de una metodología técnica estructurada permite reducir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.

1.5 Justificación

1.5.1 Justificación técnica

La presente investigación se justificó técnicamente debido a la necesidad de optimizar el proceso de toma de decisiones del mantenimiento correctivo aplicado a suministros de baja tensión con desviaciones de tensión. Para ello, se planteó una metodología estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística, orientada a identificar las causas que originan las desviaciones y seleccionar la intervención técnica más adecuada en cada caso.

1.5.2 Justificación económica

La investigación se justificó económicamente porque las desviaciones de

tensión generan compensaciones regulatorias y costos operativos asociados al mantenimiento correctivo. Por ello, la evaluación económica de las intervenciones permitió establecer un criterio para comparar el costo de su ejecución con los beneficios obtenidos por la reducción de las desviaciones de tensión.

1.5.3 Justificación metodológica

La investigación se justificó metodológicamente debido a la necesidad de disponer de un procedimiento estructurado para el análisis y la priorización de las intervenciones de mantenimiento correctivo en redes de baja tensión con desviaciones de tensión. Para ello, se propuso una metodología basada en el análisis de causa raíz y la priorización estadística, orientada a establecer criterios técnicos para el diagnóstico, la evaluación y la selección de las intervenciones correctivas.

1.6 Alcances y limitaciones

1.6.1 Alcances

La presente investigación se desarrolló en suministros de baja tensión pertenecientes a una empresa de distribución eléctrica, considerando registros de desviaciones de tensión correspondientes al año 2023. El estudio comprendió el análisis técnico de 100 suministros mediante registros históricos, mediciones con registradores de tensión, la aplicación de las intervenciones de mantenimiento correctivo y la evaluación de los resultados obtenidos.

La investigación contempló la aplicación de herramientas de análisis estadístico, evaluación de criticidad, análisis de Pareto y análisis de causa raíz para identificar las causas de las desviaciones de tensión y establecer criterios técnicos para la priorización de las intervenciones correctivas.

1.6.2 Limitaciones

La investigación utilizó información técnica y operativa correspondiente a

100 suministros de baja tensión con desviaciones de tensión registradas durante el año 2023 en una empresa de distribución eléctrica. Se analizaron únicamente las desviaciones de tensión y las intervenciones de mantenimiento correctivo aplicadas para corregirlas. No se incluyó la evaluación de otros indicadores de calidad de energía, como armónicos, flicker o interrupciones del suministro eléctrico.

1.7 Variables de investigación

1.7.1 Variable independiente

- **Metodología técnica estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística.**

La variable independiente corresponde a la aplicación de una metodología técnica estructurada que optimiza el proceso de toma de decisiones en el mantenimiento correctivo mediante la evaluación de criticidad, el análisis de causa raíz, la priorización estadística y la selección de las intervenciones más adecuadas.

1.7.2 Variable dependiente

- **Desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.**

La variable dependiente está representada por las desviaciones de tensión registradas en los suministros de baja tensión respecto a los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Se evalúa mediante mediciones de tensión antes y después de la aplicación de las intervenciones de mantenimiento correctivo.

1.8 Operacionalización de variables

Tabla 1

Operacionalización de variables

Variable	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Instrumento	Escala de medición
Variable independiente: Metodología técnica estructurada basada en análisis de causa raíz y priorización estadística	Aplicación de una metodología técnica estructurada que integra la evaluación de criticidad, el análisis de causa raíz y la priorización estadística para orientar el análisis y la selección de las intervenciones de mantenimiento correctivo.	Evaluación de criticidad	Nivel de criticidad de los suministros	Base de datos técnica y matriz de criticidad	Ordinal
		Análisis de causa raíz	Causas predominantes identificadas	Registros técnicos y matriz de análisis de causa raíz	Nominal
		Priorización técnica	Intervenciones seleccionadas	Registros técnicos y metodología propuesta	Ordinal
Variable dependiente: Desviaciones de tensión en suministros de baja tensión	Desviaciones de tensión respecto a los límites establecidos por la NTCSE, evaluadas antes y después de las intervenciones de mantenimiento correctivo.	Estado de tensión	Tensión antes de la intervención (V)	Registradores de tensión y planillas de medición	Razón
			Tensión después de la intervención (V)	Registradores de tensión y planillas de medición	Razón
		Cumplimiento de la NTCSE	Número de suministros que cumplen la NTCSE	Planillas de medición	Razón

Nota. Elaboración propia

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Manhualaya (2021) desarrolló una investigación orientada a mejorar la calidad del voltaje eléctrico en sistemas de distribución de Electrocentro S.A., debido a las compensaciones económicas ocasionadas por incumplimientos en los niveles de tensión establecidos por la NTCSE. Para ello, realizó mediciones y evaluaciones técnicas en redes de distribución secundaria, analizando el comportamiento de los niveles de tensión y las condiciones operativas del sistema. Los resultados demostraron que una adecuada regulación y supervisión de la red contribuyen a disminuir las variaciones de tensión y reducir las compensaciones asociadas a deficiencias en la calidad del suministro eléctrico.

Urcia (2022) analizó la calidad del suministro eléctrico en la subestación PCH-104 del Proyecto Especial Chavimochic mediante recopilación de datos, cálculo de flujos de carga y simulación de acciones correctivas. Los resultados evidenciaron que las mejoras propuestas eran técnica y económicamente viables, obteniéndose un Valor Actual Neto (VAN) anual aproximado de S/. 664 574,24 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) cercana al 89 %. Estas acciones permitieron restablecer los niveles de tensión dentro de los rangos establecidos por la NTCSE.

González (2022) evaluó la calidad del suministro eléctrico en la empresa Electronorte S.A., identificando deficiencias relacionadas con la calidad de tensión, el monitoreo del suministro y las pérdidas de energía. A partir del análisis FODA y benchmarking, propuso mejoras relacionadas con infraestructura, automatización y mantenimiento, concluyendo que dichas acciones contribuirían a mejorar la calidad del servicio eléctrico.

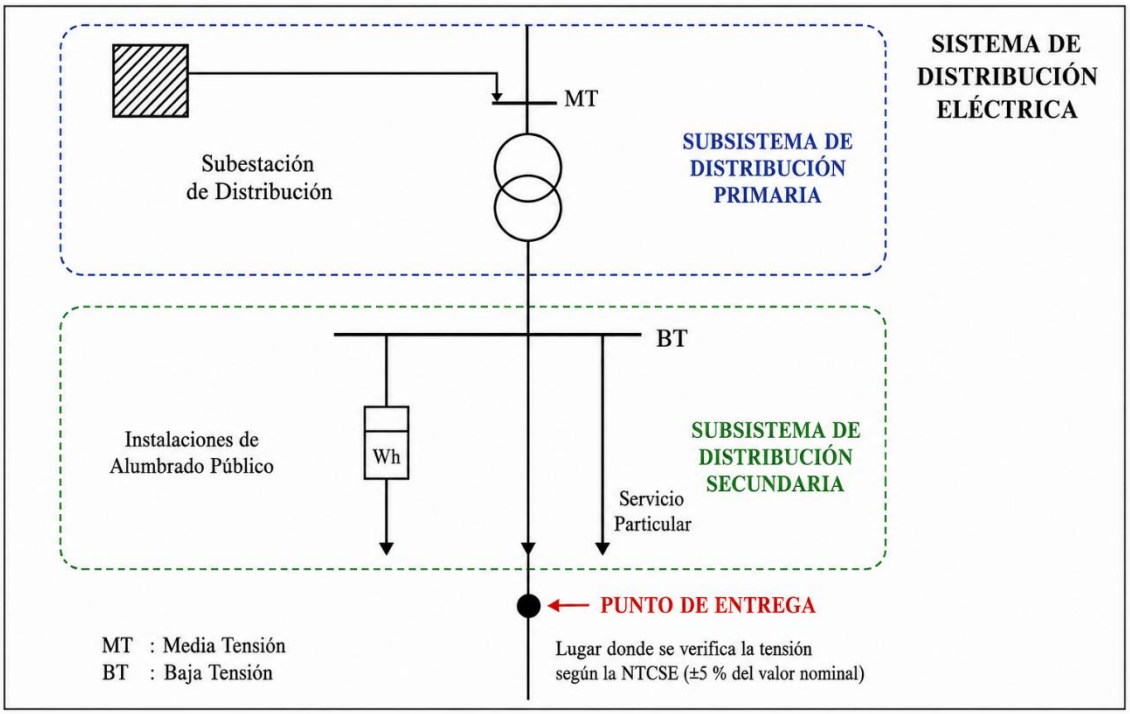
2.2 Bases teóricas

2.2.1 Calidad del producto eléctrico

La calidad del producto eléctrico está relacionada con las condiciones técnicas bajo las cuales la energía eléctrica es suministrada al usuario, considerando parámetros como los niveles de tensión y otras perturbaciones que pueden afectar el funcionamiento de los equipos conectados a la red (Riese, 2021). La NTCSE establece que estos parámetros deben verificarse en el punto de entrega del suministro eléctrico (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

Figura 1

Sistema de distribución eléctrica y punto de entrega



Nota. Adaptado de la Norma Técnica E.C.010. Redes de Distribución de Energía Eléctrica (Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento, 2006).

La Figura 1 representa la estructura general de un sistema de distribución eléctrica desde la red de media tensión hasta el punto de entrega del usuario en baja tensión. En este último se verifican los niveles de tensión establecidos por la NTCSE, por lo que

constituye la referencia técnica utilizada para evaluar las desviaciones de tensión analizadas en la presente investigación.

En redes de baja tensión, la tensión constituye el principal indicador de la calidad del producto eléctrico, ya que depende de factores como la longitud de los alimentadores, el nivel de carga conectada, la sección de los conductores, la regulación del transformador y el desbalance de fases. Cuando la tensión excede los límites establecidos por la NTCSE, se generan incumplimientos regulatorios y compensaciones económicas para la empresa distribuidora (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

2.2.2 Tensión eléctrica en sistemas de distribución

La tensión eléctrica corresponde a la diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito, permitiendo el suministro de energía a las cargas conectadas (Escuza, 2022). En los sistemas de distribución eléctrica constituye uno de los principales parámetros para evaluar la calidad del producto eléctrico, debido a que su variación influye directamente en el funcionamiento de los equipos conectados a la red.

El Código Nacional de Electricidad – Suministro establece que los sistemas de baja tensión operan con niveles nominales de 380/220 V o 440/220 V (Ministerio de Energía y Minas, 2011). La verificación de la tensión en el punto de entrega permite comprobar el cumplimiento de los límites establecidos por la NTCSE.

El control de los niveles de tensión forma parte de las actividades operativas de las empresas distribuidoras, ya que las desviaciones respecto al valor nominal pueden afectar el funcionamiento de los equipos eléctricos, generar compensaciones económicas y requerir intervenciones de mantenimiento correctivo para restablecer las condiciones de operación del sistema.

2.2.3 Desviaciones de tensión en redes de baja tensión

La calidad de la tensión se evalúa comparando el valor medido en el punto de

entrega con la tensión nominal del sistema. La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece que, en suministros de baja tensión, las variaciones de tensión deben mantenerse dentro del rango de ±5 % respecto al valor nominal (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

Las desviaciones de tensión se clasifican en subtensión y sobretensión. La subtensión se presenta cuando el nivel de tensión es inferior al límite mínimo permitido, mientras que la sobretensión ocurre cuando supera el límite máximo establecido. Ambas condiciones pueden afectar el desempeño de los equipos eléctricos, reducir su eficiencia operativa y disminuir su vida útil (Castro et al., 2024).

Las desviaciones de tensión constituyen un indicador del comportamiento operativo de la red de distribución, debido a que pueden estar asociadas al desbalance de fases, la longitud de los alimentadores, la regulación del transformador, el nivel de carga y otras condiciones de operación del sistema.

El Artículo 31 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que las empresas concesionarias deben conservar y mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas para garantizar una operación eficiente del sistema eléctrico (Decreto Ley N.° 25844, 1992). En concordancia con esta disposición, las empresas distribuidoras deben controlar los niveles de tensión en los puntos de entrega mediante actividades de monitoreo, regulación y mantenimiento de la red de distribución.

2.2.4 Factores asociados a desviaciones de tensión

Las desviaciones de tensión pueden originarse por diferentes condiciones técnicas presentes en las redes de distribución de baja tensión. La magnitud de estas variaciones depende de las características de la red, las condiciones de carga y el estado operativo de sus componentes. La identificación de estos factores permite establecer acciones de mantenimiento orientadas a corregir las causas que generan las desviaciones de tensión.

2.2.4.1 Longitud del alimentador

La caída de tensión se define como la diferencia de potencial eléctrico entre el origen del alimentador y el punto de entrega al usuario bajo condiciones de carga (Bratu & Campero, 2006). Su magnitud depende, entre otros factores, de la longitud del conductor, la corriente que circula por el circuito y las características eléctricas del conductor.

Bratu y Campero (2006) indican que la caída de tensión aumenta conforme se incrementa la longitud del alimentador y puede expresarse mediante la siguiente relación:

$$\Delta V = I(R\cos\varphi + X\sin\varphi) \quad (2.1)$$

donde:

- ΔV: Caída de tensión, [V]
- I: Corriente eléctrica, [A]
- R: Resistencia del conductor, [ohm]
- X: Reactancia del conductor, [ohm]
- Φ: Ángulo de desfase, [°]

En redes de baja tensión, donde la resistencia predomina sobre la reactancia, la expresión puede aproximarse mediante:

$$\Delta V \approx IR \quad (2.2)$$

donde:

- ΔV: Caída de tensión, [V]
- I: Corriente eléctrica, [A]
- R: Resistencia del conductor, [ohm]

De acuerdo con las expresiones anteriores, un incremento en la longitud del alimentador produce un aumento de la caída de tensión. Este comportamiento es más

representativo en redes secundarias extensas o con elevada demanda eléctrica.

2.2.4.2 Sección del conductor

La sección transversal del conductor influye directamente en su resistencia eléctrica y, en consecuencia, en la caída de tensión de la red. Bratu y Campero (2006) expresan esta relación mediante:

$$R = \rho \frac{L}{A} \tag{2.3}$$

donde:

- R: Resistencia del conductor, [ohm]
- ρ: Resistividad del material, [ohm.mm^2/m]
- *L*: Longitud del conductor, [m]
- *A*: Sección transversal del conductor, [m^2]

La ecuación muestra que la resistencia del conductor aumenta cuando disminuye la sección transversal. Conductores de menor sección presentan mayor resistencia, lo que incrementa la caída de tensión y las pérdidas eléctricas en la red de distribución.

2.2.4.3 Nivel de carga conectada

El incremento de la carga conectada produce un aumento de la corriente que circula por el alimentador, incrementando la caída de tensión debido a la impedancia del circuito. Cuando la demanda supera las condiciones consideradas en el diseño de la red, pueden presentarse desviaciones de tensión, principalmente en los usuarios ubicados al final del alimentador. Bordón et al. (2025) señalan que el aumento y el desbalance de cargas favorecen el incremento de las pérdidas técnicas y afectan los niveles de tensión en la red de distribución.

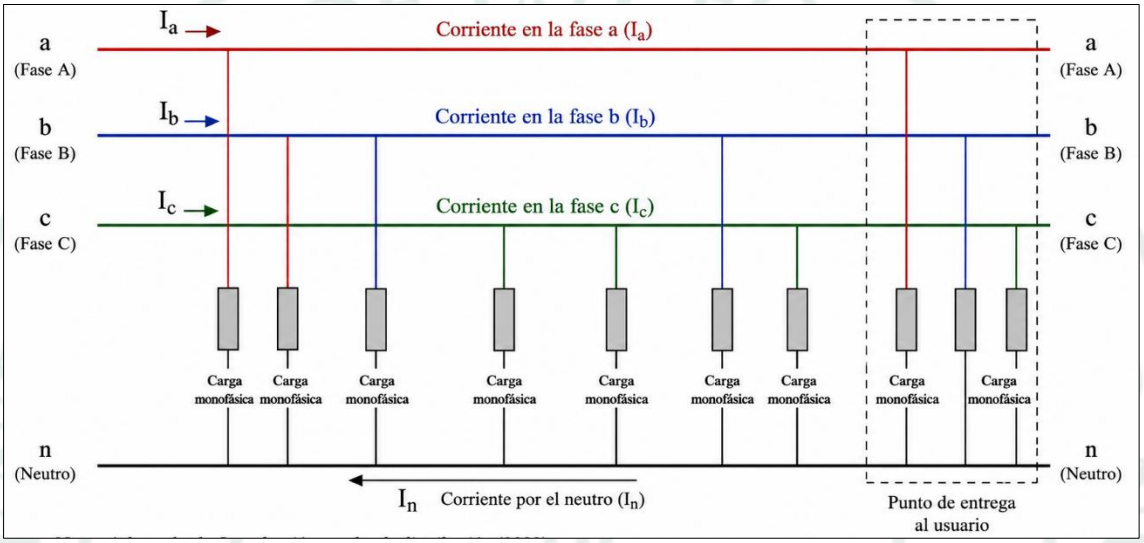
2.2.4.4 Desbalance de fases

El desbalance de fases se presenta cuando la carga no se distribuye uniformemente

entre las fases de un sistema trifásico. Esta condición genera diferencias de corriente entre fases, circulación de corriente por el conductor neutro y variaciones de tensión en los suministros conectados (González, 2022).

Figura 2

Desbalance de fases en una red de baja tensión



Nota. Adaptado de Introducción a redes eléctricas de distribución y OpenDSS, por Quirós-Tortós (2022).

En la Figura 2 se observa que las cargas monofásicas se encuentran distribuidas de manera desigual entre las fases a, b y c, originando corrientes diferentes en cada conductor de fase y circulación de corriente por el neutro. Esta condición puede generar diferentes caídas de tensión distintas entre fases y afectar los niveles de tensión en los usuarios conectados a la red.

2.2.5 Transformadores de distribución y regulación TAP

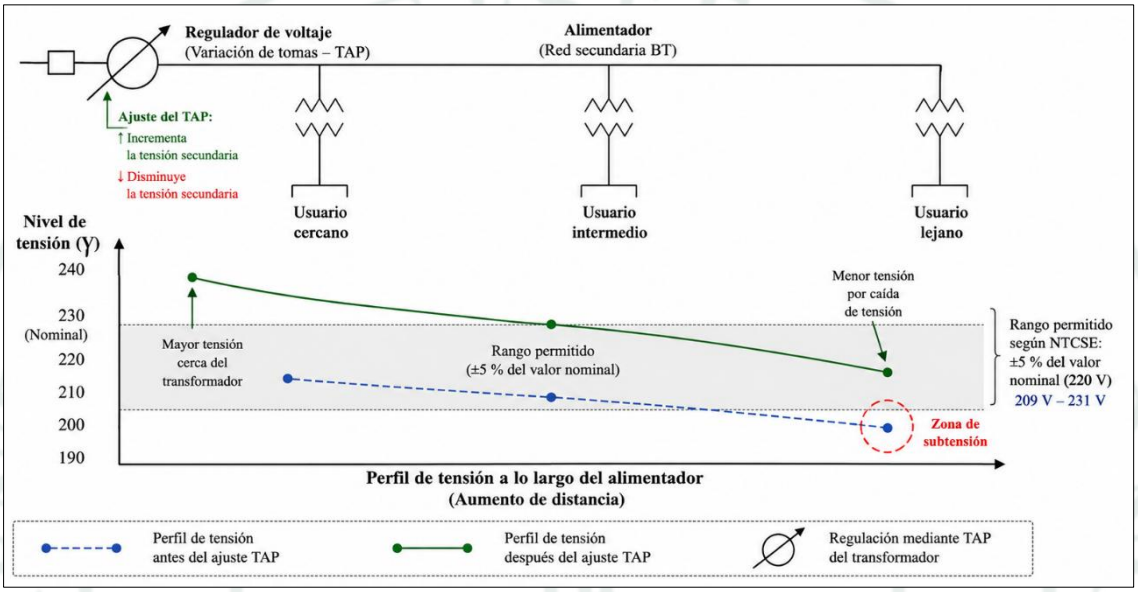
La regulación mediante tomas (TAP) del transformador de distribución permite ajustar la tensión suministrada a la red para compensar la caída de tensión del alimentador. Este ajuste contribuye a mantener los niveles de tensión dentro de los límites establecidos en los puntos de suministro (Juárez, 1995).

En la Figura 3 se representa el perfil de tensión a lo largo de un alimentador de

distribución. A medida que aumenta la distancia respecto al transformador, el nivel de tensión disminuye debido a la caída de tensión. Los usuarios ubicados al final del alimentador presentan una mayor probabilidad de subtensión.

Figura 3

Regulador de voltaje en redes de distribución eléctrica



Nota. Adaptado de Sistemas de distribución de energía eléctrica (Juárez, 1995).

Desde el punto de vista constructivo, la regulación se realiza mediante tomas o derivaciones incorporadas, generalmente, en el devanado de alta tensión del transformador. Estas derivaciones modifican el número efectivo de espiras activas y, por lo tanto, la relación de transformación (Fraile, 2003).

La relación entre tensiones y número de espiras se expresa mediante:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \tag{2.4}$$

donde:

- V_1: Tensión primaria, [V]
- V_2: Tensión secundaria, [V]
- N_1: Número de espiras del devanado primario

- N2: Número de espiras del devanado secundario

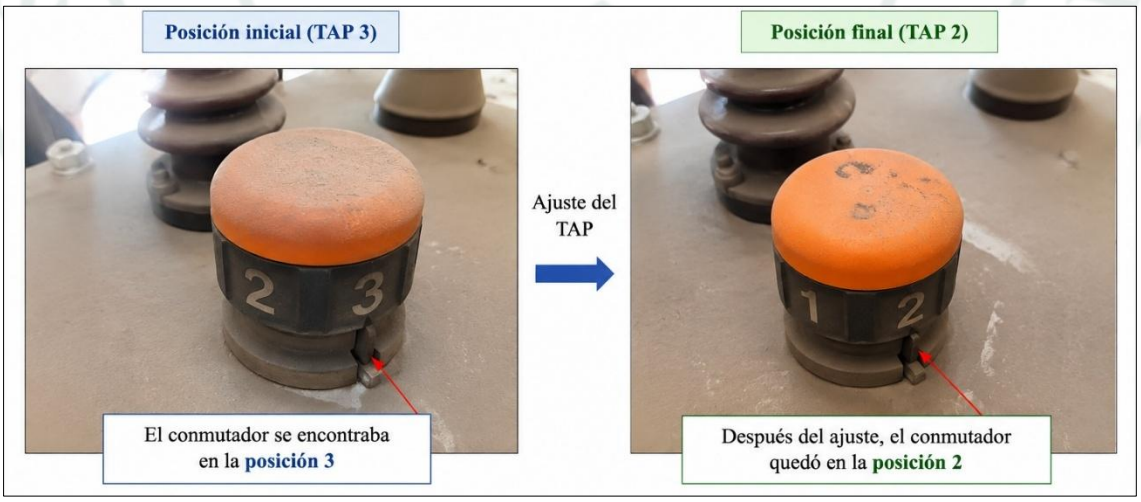
La ecuación indica que cualquier variación en el número de espiras del devanado regulado modifica la relación de transformación y, por lo tanto, la tensión secundaria del transformador.

En transformadores de distribución, las posiciones TAP suelen disponerse en escalones de ±2,5 %, permitiendo ajustar la tensión secundaria de acuerdo con las condiciones de operación del sistema (Fraile, 2003). Una reducción del número de espiras activas del devanado primario incrementa la tensión secundaria, mientras que un aumento de espiras produce el efecto contrario.

La Figura 4 presenta el ajuste de la posición del conmutador TAP realizado durante una intervención de mantenimiento. Se observa el cambio de la posición 3 a la posición 2 como parte de las acciones ejecutadas para corregir la desviación de tensión identificada en los usuarios alimentados por el transformador.

Figura 4

Ajuste de la posición del conmutador TAP del transformador



Nota. Elaboración propia.

La conmutación de tomas puede realizarse con el transformador fuera de servicio mediante conmutadores en vacío, modalidad utilizada en la mayoría de los

transformadores de distribución, o mediante sistemas de regulación bajo carga empleados principalmente en transformadores de potencia (Fraile, 2003).

2.2.6 Mantenimiento correctivo aplicado a redes de distribución de baja tensión

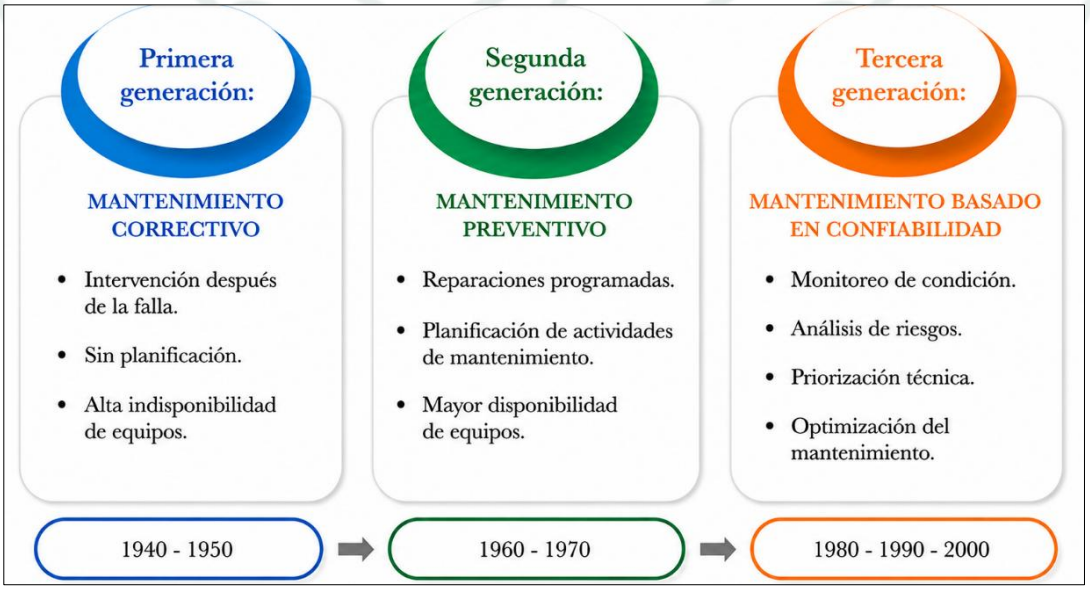
El mantenimiento comprende el conjunto de actividades técnicas destinadas a conservar o restablecer equipos e instalaciones en condiciones que aseguren su funcionamiento seguro, confiable y eficiente (Pérez, 2021). En redes de distribución eléctrica, estas actividades permiten mantener la continuidad del servicio y el cumplimiento de los parámetros de calidad del suministro eléctrico.

Pérez (2021) señala que las estrategias de mantenimiento evolucionaron desde enfoques basados en la reparación de fallas hacia modelos sustentados en la confiabilidad de los activos. Esta evolución incorporó herramientas de análisis que permiten planificar y priorizar las intervenciones de mantenimiento.

En la Figura 5 se presenta la evolución de las estrategias de mantenimiento. Se observa el cambio desde un mantenimiento reactivo hacia enfoques que incorporan herramientas de análisis para sustentar las decisiones durante las intervenciones.

Figura 5

Evolución de las estrategias de mantenimiento



Nota. Adaptado de Conceptos generales en la Gestión del Mantenimiento Industrial (Pérez, 2021).

En redes de distribución de baja tensión, el mantenimiento correctivo tiene como finalidad restablecer las condiciones normales de operación cuando se presentan desviaciones que afectan la calidad del suministro. Su aplicación requiere identificar la causa del problema, establecer prioridades de atención y definir la intervención técnica más conveniente. Estos criterios constituyen la base para la optimización del mantenimiento correctivo mediante procedimientos que permitan sustentar técnicamente la toma de decisiones.

2.2.7 Herramientas para el análisis de causa raíz y la priorización técnica

2.2.7.1 Análisis de causa raíz

El análisis de causa raíz es una metodología orientada a identificar las causas fundamentales que originan un problema, con el propósito de evitar su recurrencia (Poveda & Guardiola, 2019). En redes de distribución eléctrica, esta metodología permite determinar las condiciones que originan las desviaciones de tensión y definir las acciones correctivas más adecuadas.

Vanden Heuvel et al. (2008) indican que el análisis de causa raíz no debe limitarse a identificar la falla observable, sino que debe considerar las condiciones que dieron origen al problema. En redes de baja tensión, las desviaciones de tensión pueden estar asociadas a diversos factores técnicos y operativos que requieren un análisis integral.

Para su aplicación en redes de distribución de baja tensión, las causas pueden clasificarse en tres niveles:

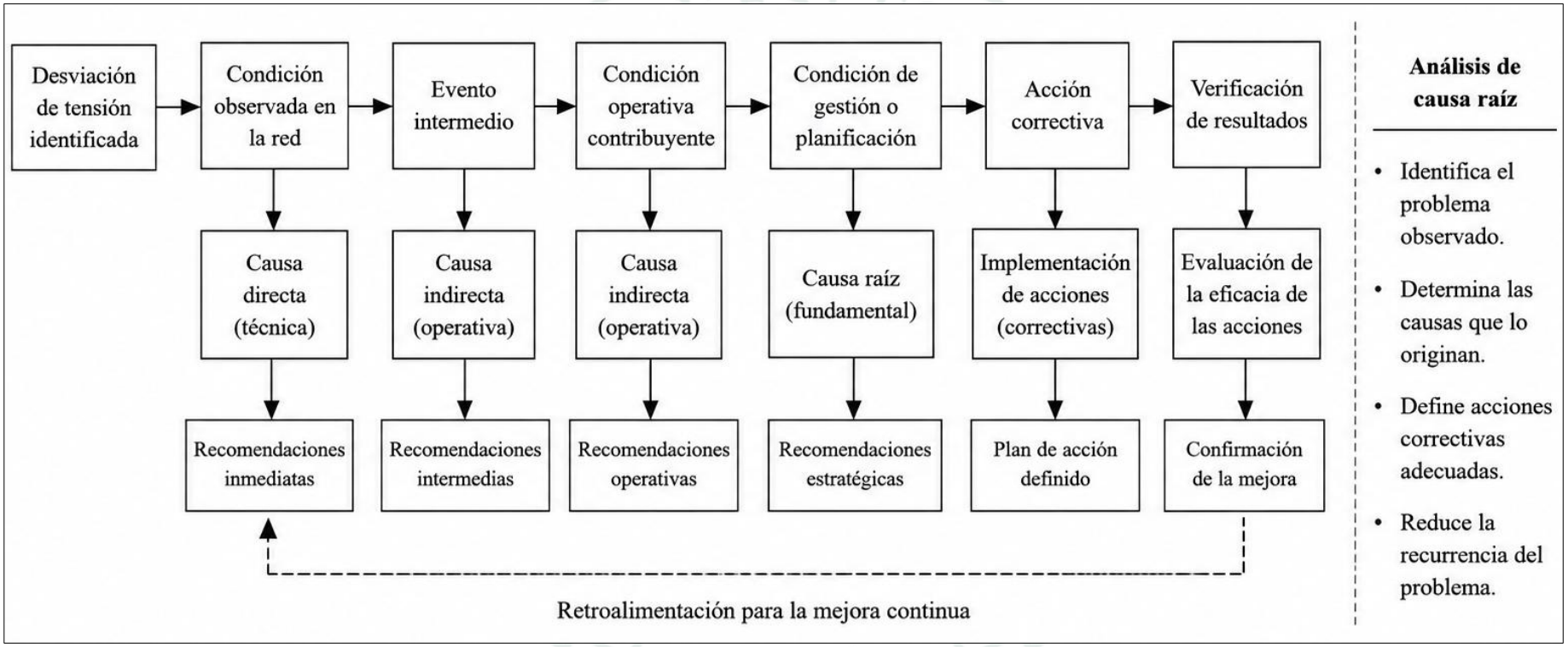
- **Causas directas**: corresponden a las condiciones observables que originan la desviación, como la excesiva longitud del alimentador, el subdimensionamiento de conductores o una regulación inadecuada del transformador de distribución.

- **Causas indirectas:** se relacionan con las condiciones de operación que favorecen la aparición del problema, como el desbalance de fases, el incremento de la carga conectada o deficiencias en la configuración de la red.
- **Causas raíz:** corresponden a las condiciones de planificación, control o gestión que permiten la recurrencia de las desviaciones de tensión.

La Figura 6 presenta el proceso de análisis de causa raíz para desviaciones de tensión en redes de baja tensión. En ella se relacionan los eventos observados con las causas directas, las causas indirectas y la causa raíz, permitiendo definir las acciones correctivas orientadas a reducir la recurrencia del problema.

Figura 6

Proceso de análisis de causa raíz aplicado a desviaciones de tensión



Nota. Adaptado de Root Cause Analysis Handbook (Vanden Heuvel et al., 2008).

2.2.7.2 Diagrama de Pareto

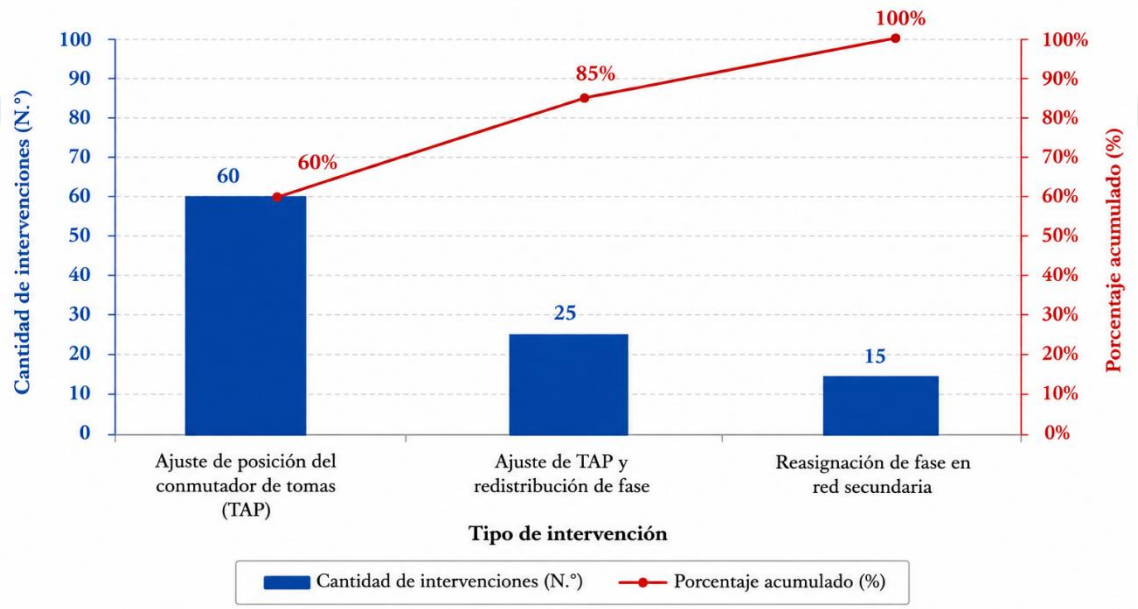
El diagrama de Pareto es una herramienta de priorización que permite identificar las causas con mayor incidencia dentro de un problema. Se basa en el principio de Pareto o regla 80-20, según el cual una proporción reducida de causas concentra la mayor parte de los efectos observados (Gutiérrez, 2010).

Esta herramienta facilita la identificación y priorización de las causas con mayor impacto en un problema. En redes de distribución eléctrica, esta herramienta permite reconocer las condiciones técnicas con mayor frecuencia de ocurrencia para orientar las actividades de mantenimiento correctivo.

La Figura 7 ilustra la aplicación del diagrama de Pareto para priorizar intervenciones de mantenimiento según su frecuencia acumulada. Esta herramienta permite establecer el orden de prioridad de las intervenciones correctivas en función de su frecuencia de ocurrencia.

Figura 7

Diagrama de Pareto para la priorización de intervenciones



Nota. Elaboración propia con datos referenciales, basada en el principio de Pareto descrito por Gutiérrez (2010).

2.2.7.3 Criterios de priorización: severidad y persistencia

La priorización de las desviaciones de tensión en redes de baja tensión puede realizarse mediante criterios de criticidad basados en la frecuencia de ocurrencia y las consecuencias operativas de la falla. Saraiba-Núñez et al. (2023) indican que el análisis de criticidad permite establecer niveles de prioridad para orientar las actividades de mantenimiento.

La criticidad puede expresarse mediante la siguiente relación:

$$Criticidad = Frecuencia \times Consecuencia \tag{2.5}$$

Donde:

- Frecuencia: Número de eventos o fallas registradas.
- Consecuencia: Impacto operativo generado por la falla.

En la presente investigación, la frecuencia de ocurrencia se representa mediante la persistencia de las desviaciones de tensión, mientras que la consecuencia se evalúa mediante la severidad de dichas desviaciones. La persistencia corresponde a la recurrencia de las desviaciones durante un periodo determinado de operación de la red secundaria. La severidad representa la magnitud de la desviación respecto a los límites establecidos por la NTCSE.

2.2.7.4 Aplicación del enfoque Poka-Yoke en el mantenimiento de redes de distribución

El enfoque Poka-Yoke es una metodología orientada a prevenir errores humanos mediante mecanismos físicos, visuales o de procedimiento que permitan detectar anomalías antes de que produzcan una falla (Shingo, 1986). Su propósito consiste en reducir la probabilidad de errores durante la ejecución de una actividad mediante controles simples y estandarizados.

En el mantenimiento de redes de distribución eléctrica de baja tensión, este

enfoque puede aplicarse mediante mecanismos de identificación visual que reduzcan la probabilidad de errores durante las intervenciones en campo. Entre ellos se encuentran el etiquetado de fases, la identificación de posiciones del conmutador TAP y el registro estandarizado de las actividades ejecutadas.

La Figura 8 muestra la aplicación del enfoque Poka-Yoke mediante el etiquetado de las fases durante una intervención de mantenimiento, esta acción facilita la identificación de los conductores durante la reasignación de fases y disminuir la probabilidad de errores de reconexión.

Figura 8

Etiquetado de fases como mecanismo Poka-Yoke



Nota. Elaboración propia

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

METODOLOGÍA

3.1 Tipo de Investigación

La presente investigación es de tipo aplicada, debido a que busca dar solución a un problema técnico identificado en una empresa de distribución eléctrica, relacionado con las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.

Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) señalan que la investigación aplicada utiliza el conocimiento científico para resolver problemas concretos en contextos reales. En el mismo sentido, Carrasco (2006) indica que este tipo de investigación se orienta a intervenir sobre situaciones específicas mediante la aplicación de conocimientos técnicos.

3.2 Nivel de Investigación

La investigación se desarrolla en un nivel descriptivo. Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) señalan que los estudios descriptivos permiten caracterizar un fenómeno tal como ocurre en la realidad. En este estudio se describen y caracterizan las desviaciones de tensión presentes en los suministros evaluados mediante indicadores técnicos obtenidos antes y después de las intervenciones de mantenimiento correctivo. La metodología propuesta se aplica como procedimiento de evaluación y priorización, mientras que el análisis se centra en describir los cambios observados en los indicadores técnicos obtenidos.

3.3 Enfoque de la Investigación

La investigación adopta un enfoque cuantitativo, debido a que se fundamenta en la medición objetiva del valor eficaz de la tensión y en el análisis numérico de indicadores técnicos y económicos.

Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) señalan que el enfoque cuantitativo utiliza datos medibles para analizar fenómenos y contrastar hipótesis mediante procedimientos estadísticos. La evaluación de las desviaciones de tensión se realizó a partir de mediciones del valor eficaz de la tensión y del análisis porcentual respecto a los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

3.4 Diseño de la Investigación

La investigación presentó un diseño no experimental, debido a que las condiciones operativas de la red de distribución fueron analizadas en su entorno real, sin establecer condiciones controladas ni manipular deliberadamente las variables con fines experimentales. Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) señalan que este tipo de diseño permite observar los fenómenos tal como ocurren en su contexto natural. De manera similar, Arias y Covinos (2021) indican que en los estudios no experimentales no se introducen estímulos controlados, sino que se analizan situaciones existentes.

La metodología se aplicó a suministros que presentaban desviaciones de tensión detectadas durante la operación habitual de la empresa distribuidora. Con base en los resultados del análisis técnico, se definieron las intervenciones de mantenimiento correctivo, las cuales fueron autorizadas por la empresa y ejecutadas durante la operación habitual de la red. Posteriormente, las mediciones realizadas permitieron comparar los niveles de tensión antes y después de cada intervención para evaluar los cambios obtenidos.

3.5 Población, Muestreo y Muestra

3.5.1 Población

Según Ronquillo et al. (2024), la población corresponde al conjunto de unidades que reúnen las características definidas para una investigación. En el presente estudio, la población accesible estuvo conformada por 100 suministros de baja tensión que, durante el año 2023, registraron desviaciones de tensión fuera de los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y contaban con registros de medición disponibles para su análisis.

3.5.2 Muestreo

No se aplicó un procedimiento de muestreo, ya que se evaluó la totalidad de los suministros que conformaban la población accesible y cumplían con los criterios técnicos definidos para la investigación. Por ello, se realizó un estudio censal.

3.5.3 Muestra

La muestra estuvo conformada por los mismos 100 suministros de baja tensión que integraban la población accesible. Todos registraron desviaciones de tensión durante el año 2023 y cumplían con los criterios técnicos establecidos para la investigación.

3.6 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Para la obtención de la información requerida en la investigación se emplearon técnicas e instrumentos orientados a recopilar, registrar y organizar los datos necesarios para el análisis de las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.

3.6.1 Técnicas

- **Análisis documental:** Según Clausó (2005), esta técnica permite recopilar y organizar información proveniente de fuentes documentales para su análisis sistemático. En la investigación se empleó para revisar registros históricos de tensión y reclamos técnicos asociados a desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.
- **Medición directa:** Consiste en la obtención de información mediante el registro de la variable de interés utilizando instrumentos de medición. En la presente investigación se utilizó para registrar el valor eficaz de la tensión antes y después de las intervenciones de mantenimiento correctivo mediante registradores de tensión instalados en los suministros evaluados. Las mediciones se efectuaron cada 15 minutos durante siete días calendario, conforme a los criterios establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

3.6.2 Instrumentos

- **Ficha de Recolección de Datos:** Instrumento utilizado para registrar y organizar la información obtenida mediante el análisis documental. En ella se consolidaron los registros históricos de tensión, los reclamos técnicos y los datos operativos requeridos para la investigación.
- **Planillas de Medición:** Instrumento utilizado para registrar y organizar los valores de tensión obtenidos mediante los registradores de tensión instalados en los suministros evaluados. Estas planillas permitieron identificar el código de suministro, la subestación de distribución asociada, los valores máximos y mínimos de tensión registrados, la condición de cumplimiento respecto a la

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y los resultados obtenidos antes y después de las intervenciones correctivas.

3.7 Procedimiento metodológico

La investigación se desarrolló mediante una secuencia de actividades orientadas a identificar, analizar y corregir las desviaciones de tensión en suministros de baja tensión. El procedimiento metodológico comprendió las siguientes etapas:

- **Recopilación de información:** Se revisaron y consolidaron los registros históricos de tensión y los reclamos técnicos asociados a desviaciones de tensión en suministros de baja tensión.
- **Identificación de suministros fuera de rango:** Se identificaron los suministros cuyos niveles de tensión se encontraban fuera de los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- **Medición de línea base:** Se realizaron mediciones de tensión mediante registradores instalados en los suministros seleccionados para determinar las condiciones iniciales de operación.
- **Clasificación de desviaciones:** Los suministros fueron clasificados considerando los criterios de severidad y persistencia de las desviaciones de tensión.
- **Priorización técnica:** Se aplicó el diagrama de Pareto para establecer el orden de prioridad de las intervenciones de mantenimiento.
- **Análisis de causa raíz:** Se identificaron las causas predominantes asociadas a las desviaciones de tensión mediante herramientas de análisis causal.

- **Intervenciones correctivas:** Se ejecutaron acciones de mantenimiento orientadas a corregir las desviaciones de tensión detectadas en los suministros priorizados.
- **Medición posterior:** Se efectuaron nuevas mediciones de tensión para verificar el comportamiento de los suministros después de las intervenciones realizadas.
- **Evaluación de resultados:** Se compararon las mediciones obtenidas antes y después de la intervención, considerando indicadores técnicos y económicos relacionados con el cumplimiento de la NTCSE y la reducción de compensaciones regulatorias.

3.8 Método de análisis y procesamiento de datos

Los datos obtenidos se procesaron mediante estadística descriptiva, utilizando tablas de frecuencia, distribución porcentual y representación gráfica para organizar y analizar la información recopilada.

Para evaluar los resultados de la metodología aplicada se consideraron los siguientes indicadores:

- Número de suministros fuera de los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Número de suministros que pasaron de una condición de incumplimiento a cumplimiento de la NTCSE.
- Variación porcentual de la tensión antes y después de las intervenciones correctivas.
- Reducción estimada de compensaciones regulatorias.

Según Hernández-Sampieri y Mendoza (2018) la estadística descriptiva permite organizar y resumir datos cuantitativos para facilitar su análisis e interpretación. Para el

desarrollo de esta investigación se empleó para organizar la información obtenida, comparar los resultados antes y después de las intervenciones de mantenimiento correctivo y establecer el orden de prioridad mediante el diagrama de Pareto. El procesamiento, organización y representación gráfica de la información se realizaron mediante Microsoft Excel.

3.9 Método de intervalos iguales

El método de intervalos iguales se empleó para clasificar las variables cuantitativas analizadas durante la investigación. Para ello, el rango comprendido entre el valor mínimo y el valor máximo observado se dividió en intervalos de igual amplitud, obteniéndose categorías que facilitaron el análisis comparativo de los datos.

En el análisis técnico, este método permitió clasificar los suministros según la severidad y la persistencia de las desviaciones de tensión, estableciendo niveles de criticidad que sirvieron como base para priorizar las intervenciones de mantenimiento correctivo. El mismo procedimiento se utilizó posteriormente en el análisis económico para clasificar las compensaciones asociadas a cada subestación de distribución. De esta manera, se mantuvo un criterio uniforme de clasificación en las diferentes etapas de la investigación, tanto para la evaluación técnica como para el análisis económico.

3.10 Aspectos éticos de la investigación

La investigación se desarrolló respetando los principios de integridad académica, veracidad de la información y confidencialidad de los datos técnicos utilizados durante el estudio.

La información recopilada se empleó exclusivamente con fines académicos y de investigación, preservando la confidencialidad de los registros técnicos proporcionados por la empresa y siguiendo los lineamientos sobre ética y objetividad en la investigación señalados por Hernández González et al. (2020).

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN TÉCNICA

RESULTADOS Y DISCUSIÓN TÉCNICA

4.1 Diagnóstico técnico inicial del sistema

El diagnóstico técnico inicial del sistema tuvo como finalidad establecer la línea base del comportamiento de los niveles de tensión en los suministros de baja tensión evaluados. Para ello, se analizaron 100 suministros monofásicos previamente identificados por la empresa distribuidora como potencialmente incumplidores de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. De acuerdo con dicha norma, para suministros de 220 V el rango permitido corresponde a ±5 % respecto al valor nominal, estableciéndose límites operativos entre 209 V y 231 V. Cuando la tensión supera esos límites durante más del 5 % del período de medición de siete días calendario, con registros efectuados cada 15 minutos, el suministro incumple los parámetros de calidad de producto y genera la compensación económica prevista por la normativa (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

La evaluación incluyó los valores máximos y mínimos de tensión registrados en cada suministro, el porcentaje de desviación excedente y el comportamiento predominante observado durante el período de medición. Esta información permitió caracterizar las condiciones iniciales de operación de la red e identificar los suministros con mayor nivel de criticidad. A partir de esta línea base se desarrollan, en las secciones siguientes, el análisis de severidad, la identificación de las causas predominantes y la evaluación de las intervenciones de mantenimiento correctivo aplicadas.

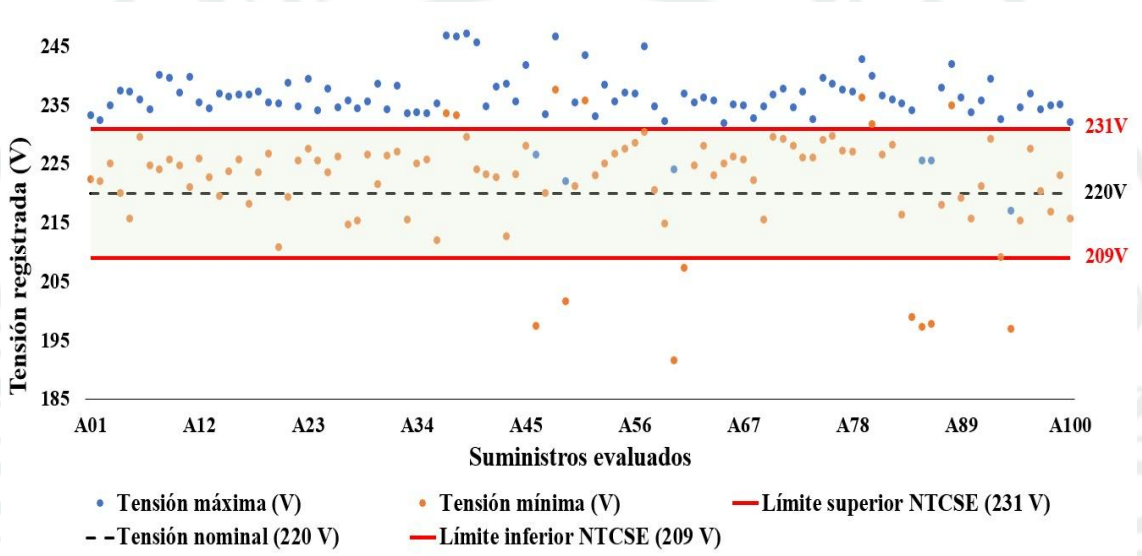
4.1.1 Resultados cuantitativos iniciales

La Figura 9 muestra la distribución de las tensiones máximas y mínimas medidas en los 100 suministros evaluados antes de la aplicación de las intervenciones correctivas. La franja sombreada corresponde al rango de tensión permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), comprendido entre 209 V y 231 V para

suministros monofásicos de 220 V. El detalle de los registros individuales utilizados en el análisis se presenta en el Apéndice A, donde se consignan las tensiones máximas y mínimas, el porcentaje de desviación, los intervalos en exceso y la clasificación inicial de cada suministro.

Figura 9

Distribución de tensiones antes de la intervención



Nota. La franja sombreada representa el rango permitido por la NTCSE (Ministerio de Energía y Minas, 1997). Elaboración propia.

La distribución de los valores evidencia que los 100 suministros presentaron al menos una condición de incumplimiento respecto a los límites establecidos por la NTCSE. Predominan las desviaciones por sobretensión, ya que la mayor parte de las tensiones máximas supera el límite de 231 V; además, se identifican suministros con subtensión y algunos casos en los que ambas condiciones se presentan durante el período de medición. Los valores extremos alcanzaron 247,2 V como tensión máxima y 191,6 V como tensión mínima, equivalentes a desviaciones de +12.4 % y −12.9 % respecto a la tensión nominal.

La dispersión de las mediciones confirma que las desviaciones de tensión

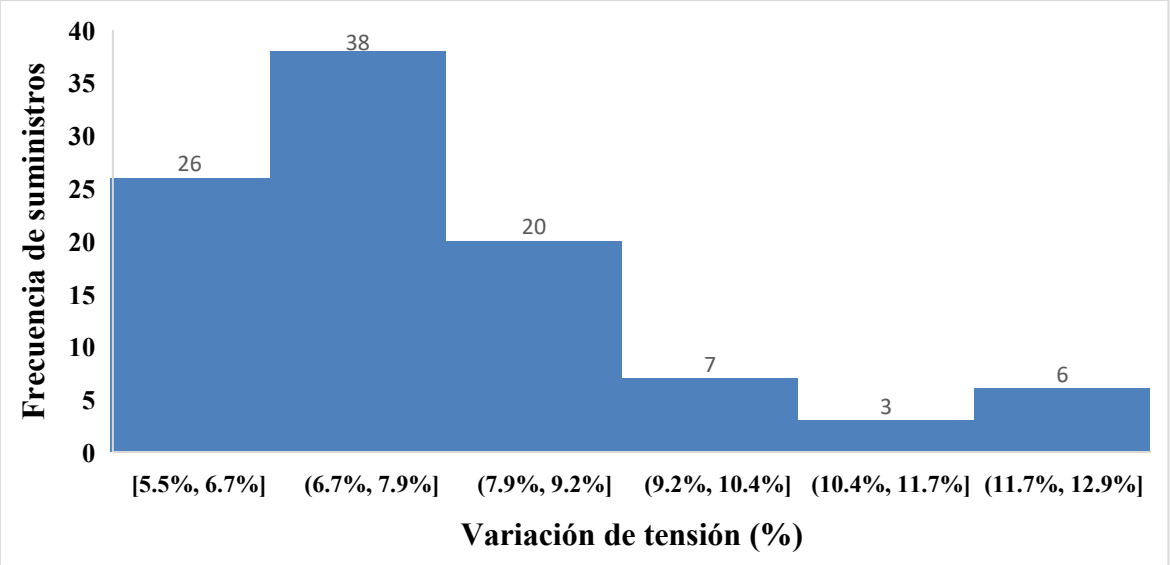
estuvieron presentes en todo el conjunto de suministros analizados, aunque con diferentes niveles de magnitud. Estas diferencias constituyen un criterio técnico para la clasificación de la severidad y la priorización de las intervenciones de mantenimiento correctivo desarrolladas en los apartados siguientes.

4.1.2 Distribución de desviaciones de tensión

Con el propósito de analizar la distribución de la variación porcentual de tensión excedente, se elaboró un histograma a partir de los registros obtenidos en los 100 suministros evaluados durante el diagnóstico inicial. La representación gráfica permite identificar la frecuencia con la que se presentan los diferentes niveles de desviación respecto al valor nominal de 220 V. Los valores individuales utilizados para la construcción del histograma se presentan en el Apéndice A.

Figura 10

Distribución de la variación porcentual de tensión excedente (n=100)



Nota. La variación porcentual se calculó respecto a la tensión nominal de 220 V. Elaboración propia.

La mayor concentración de suministros se ubica entre 6.7 % y 7.9 % de variación

porcentual, seguida por el intervalo comprendido entre 5.5 % y 6.7 %. Conforme aumenta el porcentaje de desviación, la frecuencia disminuye progresivamente, concentrándose un número reducido de casos en los intervalos de mayor magnitud. En conjunto, la distribución indica que las desviaciones moderadas predominan dentro de los suministros evaluados.

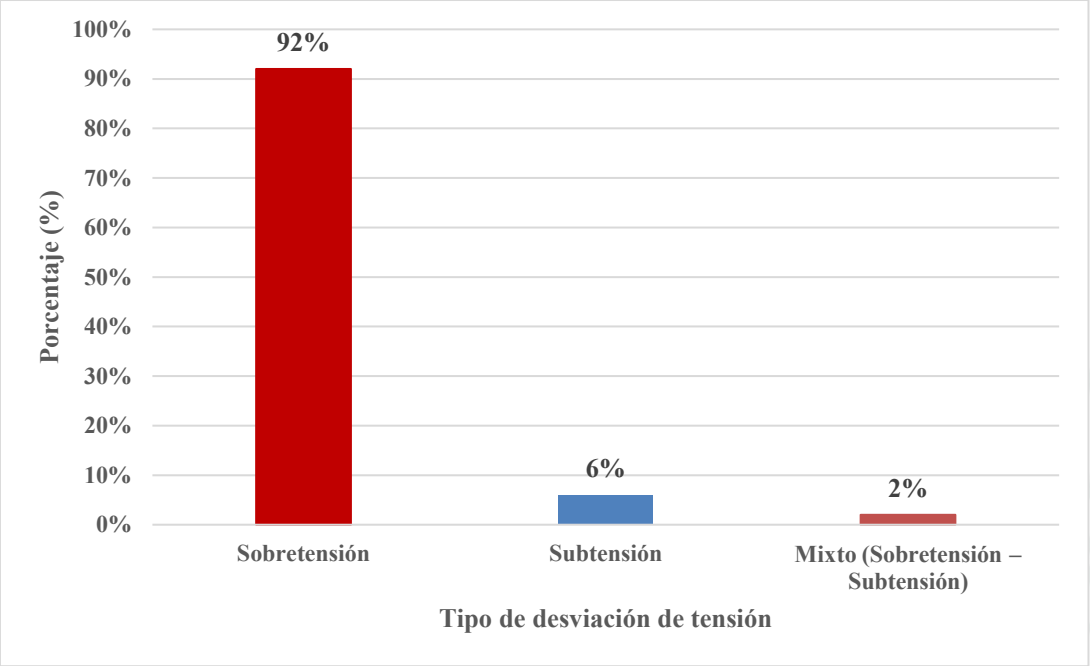
Aunque la frecuencia disminuye en los intervalos superiores, el histograma también muestra la presencia de suministros con desviaciones considerablemente más elevadas que el comportamiento predominante. Estos casos serán considerados en el siguiente apartado para la clasificación de la severidad y la priorización de las intervenciones de mantenimiento correctivo.

4.1.3 Clasificación consolidada por tipo de desviación

A partir de los registros obtenidos durante la etapa inicial de medición, los suministros fueron clasificados según el tipo de desviación predominante respecto a los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Para facilitar su análisis, los suministros se agruparon en cuatro categorías: sobretensión, subtensión, comportamiento mixto y dentro del rango permitido. El detalle de la clasificación individual se presenta en el Apéndice A, mientras que la distribución consolidada se muestra en la Figura 11.

Figura 11

Distribución de suministros según el tipo de desviación de tensión



Nota. Clasificación elaborada a partir de las mediciones iniciales de tensión. Elaboración propia.

La distribución porcentual evidencia que la sobretensión constituye la condición predominante en los suministros evaluados, con una participación del 92 %. Los casos de subtensión representan el 6 %, mientras que el 2 % restante corresponde a comportamiento mixto. Ningún suministro permaneció dentro del rango de tensión permitido por la NTCSE.

La clasificación obtenida facilita identificar el comportamiento predominante de las desviaciones registradas durante el diagnóstico inicial. Asimismo, permite diferenciar los suministros que presentan condiciones recurrentes de sobretensión de aquellos casos menos frecuentes asociados a subtensión o comportamiento mixto. Esta información se emplea en el siguiente apartado para la clasificación de la severidad de las desviaciones.

4.2 Evaluación de criticidad técnica

4.2.1 Análisis de severidad

Con el propósito de evaluar la criticidad técnica de las desviaciones de tensión registradas en los suministros evaluados, las variaciones porcentuales respecto a la tensión nominal de 220 V fueron clasificadas en tres niveles de severidad. Para ello, se tomó como referencia la desviación mínima registrada (5.5 %) y la máxima (12.9 %), obteniéndose un rango de variación de 7.4 puntos porcentuales. Dicho rango fue dividido mediante el método de intervalos iguales, estableciéndose intervalos aproximados de 2.5 para cada nivel de severidad.

Tabla 2

Clasificación de severidad de las desviaciones de tensión

Nivel de severidad	Rango de desviación (%)	Cantidad de suministros
Leve	5.5% – 7.9%	64
Moderada	8.0% – 10.5%	28
Severa	10.6% – 12.9%	8

Nota. Clasificación obtenida mediante el método de intervalos iguales a partir de las desviaciones registradas durante el diagnóstico inicial. Elaboración propia.

La Tabla 2 presenta la clasificación de las desviaciones de tensión registradas antes de las intervenciones correctivas. Del total evaluado, 64 suministros presentaron severidad leve, 28 severidad moderada y 8 severidad severa. La mayor parte de los casos se ubicó cerca del límite inferior de la clasificación; sin embargo, ocho suministros registraron desviaciones de mayor magnitud que requerían una revisión técnica prioritaria.

4.2.2 Análisis de persistencia

Además de la magnitud de la desviación porcentual, se evaluó la persistencia del incumplimiento, entendida como el tiempo durante el cual un suministro permaneció fuera del rango permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Como indicador se utilizó el número de intervalos de 15 minutos fuera de rango registrado para cada suministro. El detalle de estos registros se presenta en el Apéndice A.

De acuerdo con la NTCSE, el período de evaluación comprende siete días calendario con mediciones efectuadas cada 15 minutos, lo que equivale a un máximo de 672 intervalos por suministro (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

$$7\ días \times \frac{24\ horas}{día} \times \frac{4\ intervalos}{hora} = 672\ intervalos \tag{4.1}$$

Para establecer niveles de persistencia, se aplicó el método de intervalos iguales utilizando como referencia el valor mínimo registrado (35 intervalos) y el máximo (672 intervalos), obteniéndose un rango de 637 intervalos. Dicho rango fue dividido en tres intervalos de amplitud similar (≈212 intervalos). Los rangos definidos se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3

Clasificación de persistencia de las desviaciones de tensión

Nivel de persistencia	Rango de intervalos fuera de rango	Cantidad de suministros
Leve	35 – 247	37
Moderada	248 – 461	32
Severa	462 – 672	31

Nota. Clasificación obtenida mediante el método de intervalos iguales a partir del número de intervalos fuera de rango registrados durante el diagnóstico inicial. Elaboración propia.

La clasificación de la Tabla 3 muestra que 37 suministros (37 %) presentaron persistencia leve, 32 (32 %) persistencia moderada y 31 (31 %) persistencia severa. La distribución evidencia que los suministros se encuentran repartidos entre los tres niveles de persistencia, lo que indica que las desviaciones de tensión no solo difieren en magnitud, sino también en el tiempo durante el cual permanecen fuera del rango establecido por la NTCSE.

4.2.3 Relación severidad–persistencia

Con el propósito de establecer un criterio de criticidad técnica, se integraron los niveles de severidad y persistencia definidos en los apartados 4.2.1 y 4.2.2. La severidad representa la magnitud de la desviación porcentual respecto a la tensión nominal, mientras que la persistencia corresponde al tiempo durante el cual el suministro permaneció fuera del rango permitido por la NTCSE. La combinación de ambas variables permitió clasificar cada suministro según su nivel de criticidad.

La matriz de criticidad fue construida considerando que el nivel de criticidad aumenta cuando la desviación presenta una mayor magnitud y permanece durante un mayor número de intervalos fuera de rango. Con este criterio se establecieron tres niveles

de criticidad: baja, media y alta. La matriz utilizada en la investigación se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4

Matriz de criticidad según severidad y persistencia

Severidad (%) \ Persistencia (intervalos)	**Leve**	**Moderada**	**Severa**
Leve	Baja	Baja	Media
Moderada	Baja	Media	Alta
Severa	Media	Alta	Alta

Nota. Matriz elaborada para integrar los niveles de severidad y persistencia definidos en la presente investigación. Elaboración propia.

La matriz integra las dos variables utilizadas para evaluar el comportamiento de los suministros y proporciona un criterio uniforme para determinar su nivel de criticidad. Su aplicación permite identificar los casos que requieren mayor prioridad dentro del proceso de análisis y constituye la base para el estudio de causa raíz desarrollado en el siguiente apartado.

4.2.4 Clasificación integral de criticidad

4.2.4.1 Criterios de clasificación de la criticidad

La clasificación integral de criticidad se realizó combinando los niveles de severidad y persistencia definidos en los apartados anteriores. Cada suministro fue ubicado en un nivel de criticidad baja, media o alta de acuerdo con la matriz presentada en la Tabla 4. Esta clasificación establece el criterio utilizado para priorizar el análisis de los suministros evaluados.

a) Criticidad Alta*:* comprende los suministros que presentan combinaciones de

severidad y persistencia con mayor nivel de afectación. Estos casos fueron considerados de mayor prioridad para el análisis y la definición de las acciones correctivas.

b) **Criticidad Media***:* agrupa los suministros con combinaciones intermedias de severidad y persistencia. Aunque presentan una condición menos crítica que la categoría alta, requieren evaluación para determinar las acciones de intervención más convenientes.

c) **Criticidad Baja***:* corresponde a los suministros cuyas combinaciones presentan los menores niveles de severidad y persistencia. Estos casos representan la menor prioridad dentro del conjunto de suministros evaluados.

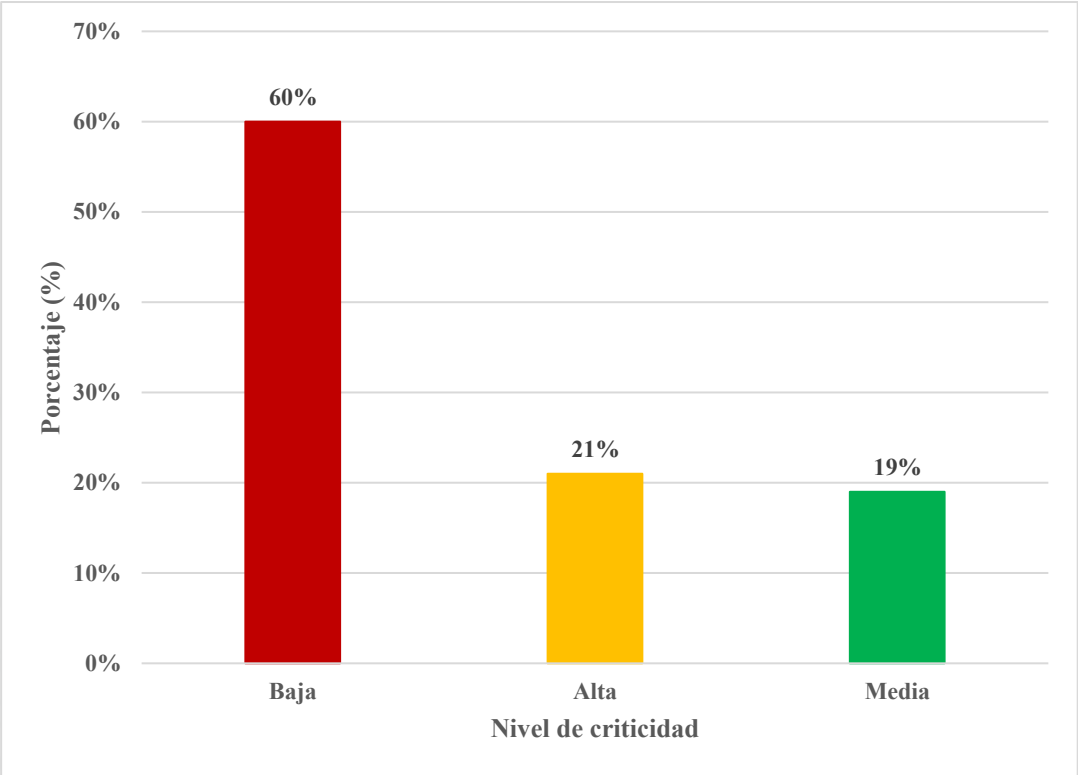
La aplicación de estos criterios permitió clasificar los suministros de manera uniforme antes de realizar el análisis de los resultados. La distribución obtenida para cada nivel de criticidad se presenta en el siguiente apartado.

4.2.4.2 Aplicación del criterio de criticidad al conjunto evaluado

Una vez establecidos los niveles de severidad y persistencia para cada suministro, se aplicó la matriz de criticidad presentada en la Tabla 4. La clasificación resultante combina ambas variables de acuerdo con los criterios definidos en los apartados 4.2.1 y 4.2.2. La distribución de los suministros según su nivel de criticidad se presenta en la Figura 12.

Figura 12

Distribución de suministros según nivel de criticidad



Nota. Distribución obtenida mediante la aplicación de la matriz de criticidad presentada en la Tabla 4. Elaboración propia.

La distribución muestra que el 60 % de los suministros fue clasificado con criticidad baja, el 21 % con criticidad alta y el 19 % con criticidad media. Aunque la categoría baja concentra la mayor cantidad de suministros, se identificaron 21 casos de criticidad alta que requerían mayor prioridad durante el análisis técnico y la selección de las intervenciones correctivas. El detalle de la clasificación asignada a los 100 suministros evaluados se presenta en el Apéndice B.

La clasificación obtenida sirvió como referencia para el análisis de causa raíz desarrollado en el siguiente apartado, orientado a identificar los factores asociados a las desviaciones registradas y sustentar la selección de las intervenciones correctivas.

4.3 Análisis de Causa Raíz

4.3.1 Análisis estructural mediante diagrama de Ishikawa

Con el fin de analizar las posibles causas asociadas a las desviaciones de tensión identificadas durante el diagnóstico inicial, se elaboró un diagrama de Ishikawa como herramienta de análisis de causa raíz. El análisis tomó como efecto principal la presencia de suministros con niveles de tensión fuera del rango permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. A partir de este efecto, se organizaron las posibles causas considerando las condiciones técnicas y operativas observadas durante la evaluación de campo.

Las causas fueron agrupadas en seis categorías: transformador de distribución, método y regulación, mano de obra y control operativo, red secundaria, carga y factor de potencia y medición. Cada una reúne factores que pueden influir en el comportamiento de la tensión dentro de la red secundaria. La estructura del análisis se presenta en la Figura 13.

Figura 13

Diagrama de Ishikawa de las desviaciones de tensión en la red secundaria



Nota. Diagrama elaborado a partir de la evaluación técnica realizada en los suministros analizados. Elaboración propia.

a. **Transformador de distribución:** En esta categoría se consideraron aspectos relacionados con la regulación del transformador, el estado del equipo y la adecuación del esquema de regulación frente al comportamiento de la carga. Asimismo, se evaluó la existencia de actividades de mantenimiento y seguimiento técnico que permitan ajustar las condiciones de operación cuando el perfil de demanda cambia con el tiempo. Estos factores pueden influir directamente en los niveles de tensión entregados a los suministros conectados a la red secundaria.

b. **Método y regulación:** Se analizaron los procedimientos utilizados para el ajuste del sistema de regulación, el registro de las intervenciones realizadas y la verificación posterior de los cambios ejecutados. También se consideró la disponibilidad de criterios técnicos para decidir cuándo efectuar un nuevo ajuste de regulación. La ausencia de procedimientos estandarizados puede generar diferencias en la forma de intervenir equipos con condiciones similares.

c. **Mano de obra y control operativo:** Se evaluaron aspectos relacionados con la ejecución de las actividades de mantenimiento en campo y el control aplicado durante las intervenciones. Entre ellos se consideró la identificación de cambios realizados, la coordinación entre los equipos técnicos y el registro de las modificaciones efectuadas en la red. Estos aspectos contribuyen a mantener la continuidad de los criterios utilizados en las intervenciones posteriores.

d. **Red secundaria:** En esta categoría se incluyeron factores asociados a las características físicas de la red, como la longitud de los conductores, el calibre instalado y las condiciones que pueden influir en la caída de tensión. También se consideró el incremento de carga que puede presentarse en determinados sectores de la red a lo largo del tiempo. Estos elementos forman parte de las variables que deben

evaluarse cuando se analiza el comportamiento de la tensión en un sistema de distribución.

e. **Carga y factor de potencia:** Se incorporaron variables relacionadas con el comportamiento de la demanda, el equilibrio de cargas entre fases y las variaciones de consumo durante la operación del sistema. Asimismo, se consideró el factor de potencia como una variable que influye en la corriente demandada y, por consiguiente, en la caída de tensión. Estas condiciones pueden modificar el comportamiento eléctrico de la red conforme cambia el perfil de carga.

f. **Medición:** Se evaluaron posibles factores asociados a la instalación, configuración y funcionamiento de los equipos utilizados para registrar los niveles de tensión. También se consideró la correcta obtención y tratamiento de la información empleada durante el diagnóstico inicial. La revisión de estos aspectos permitió incorporar la medición como una categoría dentro del análisis de causa raíz.

Las categorías consideradas en el diagrama representan las principales fuentes de análisis evaluadas durante la investigación. Su inclusión no implica que todas tengan la misma influencia sobre las desviaciones de tensión observadas, sino que corresponden a las posibles causas identificadas a partir de la evaluación técnica realizada en campo. La verificación de estas causas y la determinación de su incidencia se desarrollan en los apartados siguientes mediante el análisis de las intervenciones ejecutadas y su priorización.

4.3.2 Identificación de causas predominantes

Con el propósito de identificar las causas con mayor incidencia en las desviaciones de tensión, se analizaron los registros individuales presentados en el Apéndice A, considerando las tensiones máximas y mínimas, la variación porcentual, los

intervalos fuera del rango permitido y el tipo de desviación registrado en cada suministro. A partir de esta información, cada caso fue asociado a la categoría del diagrama de Ishikawa que mejor representaba la condición técnica observada, de acuerdo con el criterio de clasificación descrito en la Tabla 5.

Tabla 5

Frecuencia de causas predominantes identificadas a partir del análisis técnico de los suministros

Categoría del Ishikawa	Causa estructural predominante identificada	Frecuencia	Porcentaje (%)	Porcentaje acumulado (%)
Transformador de distribución	Configuración de regulación del sistema del transformador no actualizada frente al crecimiento progresivo de la carga	90	90%	90%
Transformador de distribución / Carga y factor de potencia	Configuración de regulación del sistema del transformador no actualizada frente al crecimiento progresivo de la carga y desbalance de cargas en sistemas trifásicos	6	6%	96%
Carga y factor de potencia	Desbalance de cargas en sistemas trifásicos	4	4%	100%
Total		100	100%	

Nota. La clasificación se obtuvo mediante el análisis técnico de los registros individuales presentados en el Apéndice A y su correspondencia con las categorías definidas en el diagrama de Ishikawa. Elaboración propia.

La clasificación obtenida muestra que 90 suministros (90 %) fueron asociados a la categoría Transformador de distribución, mientras que 6 suministros (6 %) presentaron una combinación entre las categorías Transformador de distribución y Carga y factor de

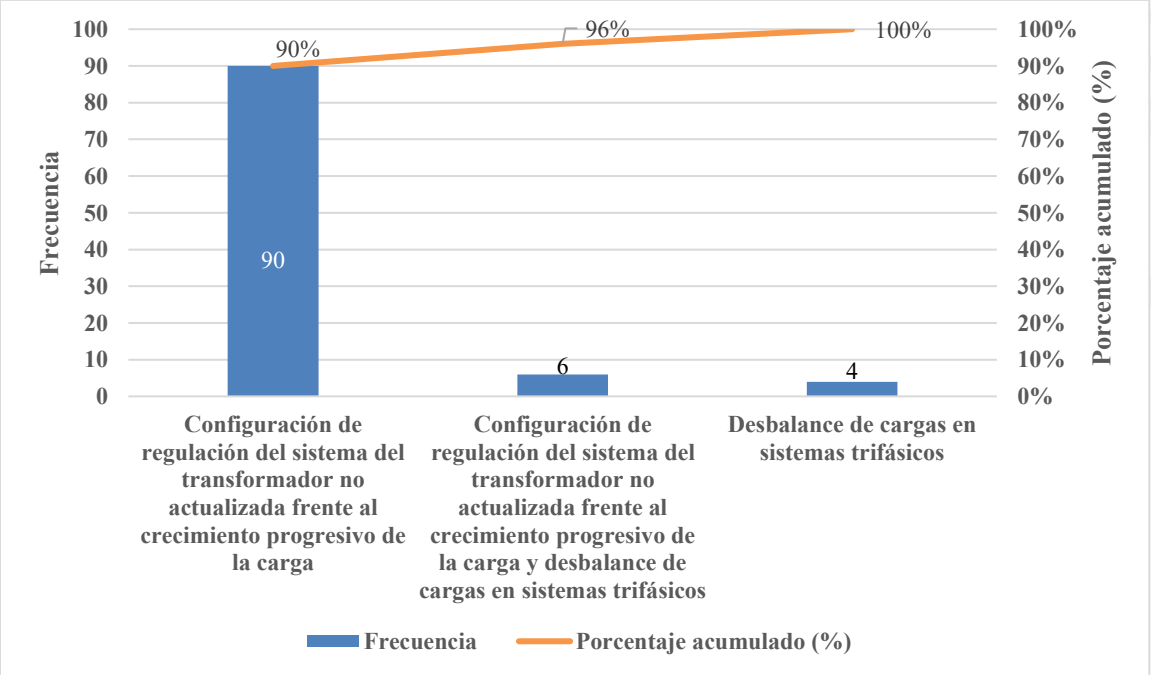
potencia. Por su parte, 4 suministros (4 %) fueron clasificados únicamente en la categoría Carga y factor de potencia. Estos resultados evidencian que las causas relacionadas con la regulación del sistema del transformador concentraron el 96 % de los casos analizados.

4.3.3 Priorización mediante análisis de Pareto

Una vez identificadas las causas predominantes de las desviaciones de tensión, se realizó su priorización mediante el análisis de Pareto, con el propósito de determinar cuáles concentraban la mayor incidencia dentro del conjunto de suministros evaluados. Para ello, se emplearon las frecuencias obtenidas en la Tabla 5, elaborando el diagrama de Pareto que se presenta en la Figura 14.

Figura 14

Diagrama de Pareto de las causas predominantes de las desviaciones de tensión



Nota. El porcentaje acumulado se obtuvo a partir de la frecuencia de las causas predominantes identificadas mediante el análisis técnico de los registros presentados en el Apéndice A. Elaboración propia.

La Figura 14 muestra que la causa Configuración de regulación del sistema del transformador no actualizada frente al crecimiento progresivo de la carga, correspondiente a la categoría Transformador de distribución, concentra 90 suministros (90 %) del total evaluado. Al incorporar los 6 suministros (6 %) asociados simultáneamente a las categorías Transformador de distribución y Carga y factor de potencia, el porcentaje acumulado alcanza el 96 %, mientras que el 4 % restante corresponde exclusivamente al desbalance de cargas en sistemas trifásicos.

La distribución obtenida evidencia una marcada concentración de las causas en la categoría Transformador de distribución, mientras que las categorías vinculadas al desbalance de cargas presentan una participación considerablemente menor. Esta diferencia refleja que la regulación del sistema del transformador constituyó la condición predominante dentro de las causas identificadas, sin dejar de reconocer que el desbalance de cargas también estuvo presente en una proporción reducida de los suministros analizados.

4.3.4 Integración del análisis de criticidad y del análisis de causa raíz

El análisis de criticidad y el análisis de causa raíz abordaron el problema desde enfoques complementarios. Mientras el primero permitió clasificar los 100 suministros según la severidad y persistencia de las desviaciones de tensión, el segundo identificó que las causas relacionadas con la regulación del sistema del transformador concentraron el 96 % de los casos analizados. Aunque la criticidad evidenció diferentes niveles de afectación entre los suministros, todos presentaron incumplimiento de la NTCSE; por ello, el mantenimiento correctivo se aplicó a la totalidad de los casos evaluados y no únicamente a los clasificados con criticidad alta.

4.4 Implementación del mantenimiento correctivo

4.4.1 Intervenciones correctivas aplicadas

Una vez identificadas y priorizadas las causas de las desviaciones de tensión, se ejecutaron las intervenciones correctivas correspondientes en los 100 suministros evaluados, con el propósito de restablecer el cumplimiento de los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. La selección de cada intervención respondió a las condiciones técnicas identificadas durante la evaluación en campo y al análisis desarrollado. La distribución de las intervenciones ejecutadas se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6

Distribución de las intervenciones correctivas aplicadas

Tipo de intervención	Cantidad	Porcentaje
Ajuste de posición del conmutador de tomas	90	90%
Reasignación de fase en red secundaria	4	4%
Ajuste de TAP y redistribución de fase	6	6%
Total	100	100%

Nota. Distribución de las intervenciones correctivas ejecutadas en los suministros evaluados. Elaboración propia.

Los resultados muestran que el 90 % de los suministros fue corregido mediante el ajuste de la posición del conmutador de tomas del transformador de distribución. La redistribución de fase en la red secundaria se aplicó como intervención única en 4 suministros (4 %), mientras que 6 suministros (6 %) requirieron la aplicación conjunta de ambas intervenciones para restablecer el cumplimiento normativo.

Al considerar las intervenciones combinadas, el ajuste de la posición del conmutador de tomas estuvo presente en 96 de los 100 suministros intervenidos. Esta distribución refleja que la regulación del transformador constituyó la principal medida

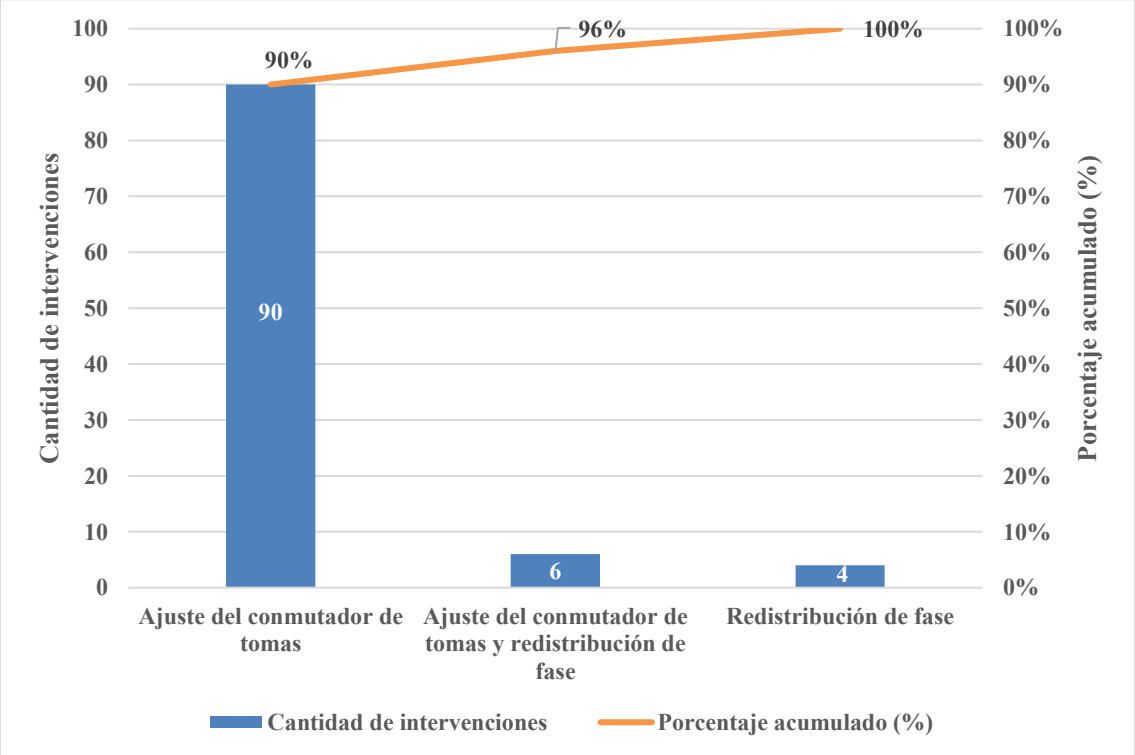
correctiva aplicada durante la investigación, mientras que la redistribución de fase se utilizó en aquellos casos donde el desbalance de cargas entre las fases de la red secundaria también contribuía a las desviaciones de tensión observadas.

4.4.2 Priorización de intervenciones

Con el propósito de identificar las intervenciones correctivas con mayor incidencia dentro del conjunto de suministros evaluados, se aplicó el análisis de Pareto utilizando la distribución presentada en la Tabla 6. Esta herramienta permitió ordenar las intervenciones según su frecuencia de aplicación y representar su porcentaje acumulado. El resultado se muestra en la Figura 15.

Figura 15

Priorización de las intervenciones correctivas mediante análisis de Pareto



Nota. Diagrama elaborado a partir de la distribución de intervenciones correctivas presentada en la Tabla 6. Elaboración propia.

La Figura 15 muestra que el ajuste de la posición del conmutador de tomas

concentró 90 intervenciones (90 %). Al incorporar los 6 casos (6 %) en los que esta acción se aplicó conjuntamente con la redistribución de fase en la red secundaria, el porcentaje acumulado alcanzó el 96 % de las intervenciones ejecutadas. La redistribución de fase como intervención única representó los 4 casos restantes (4 %).

La distribución obtenida evidencia que el ajuste de la posición del conmutador de tomas constituyó la intervención predominante para corregir las desviaciones de tensión identificadas durante la investigación. Por su parte, la redistribución de fase se aplicó únicamente en aquellos suministros donde el desbalance de cargas entre las fases de la red secundaria requería una intervención adicional o independiente para restablecer el cumplimiento de la NTCSE.

4.5 Validación técnica de las intervenciones correctivas

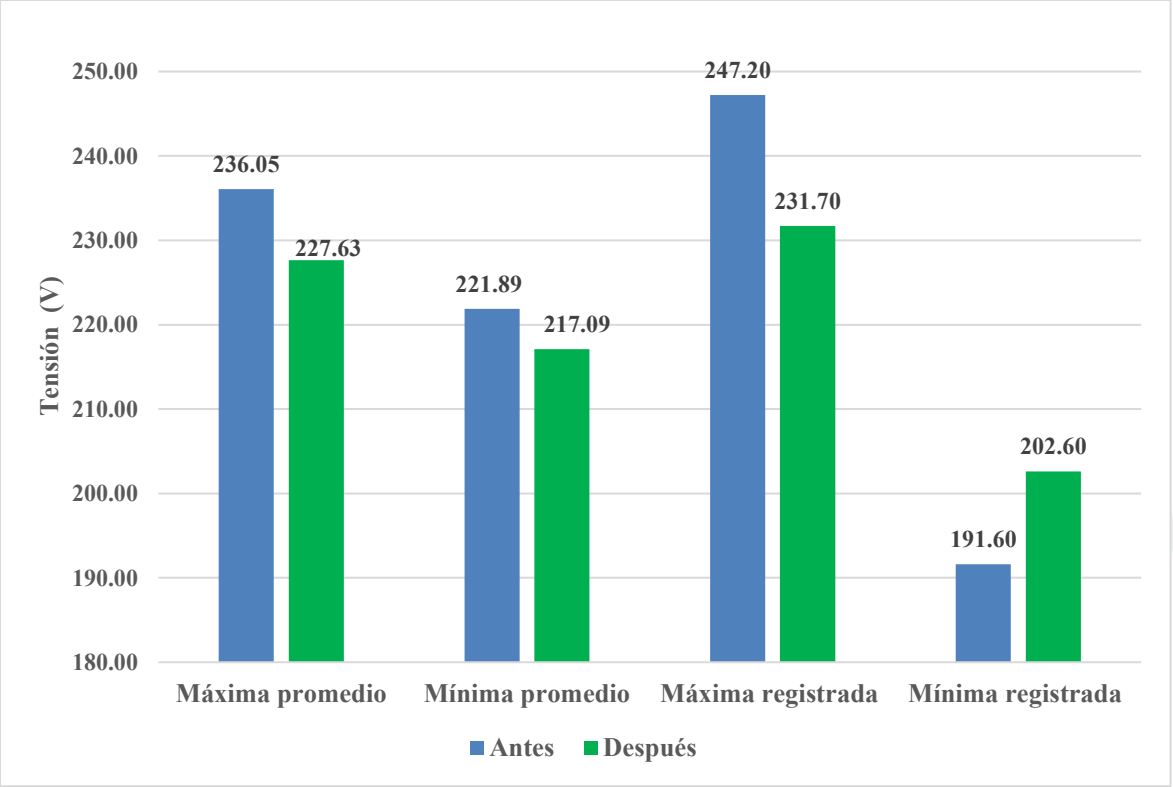
La validación técnica de las intervenciones correctivas se realizó mediante la comparación de los niveles de tensión registrados antes y después de la intervención en los 100 suministros evaluados, considerando el cumplimiento de los límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Los resultados consolidados se presentan en las figuras de esta sección, mientras que el detalle de los registros individuales se incluye en los Apéndices C y D.

4.5.1 Comparación de las tensiones antes y después de la intervención

Para evaluar el efecto de las intervenciones correctivas sobre los niveles de tensión, se compararon los valores registrados antes y después de su aplicación en los 100 suministros evaluados. La Figura 16 presenta los principales indicadores obtenidos en ambos períodos de medición.

Figura 16

Comparación de indicadores de tensión antes y después de la intervención



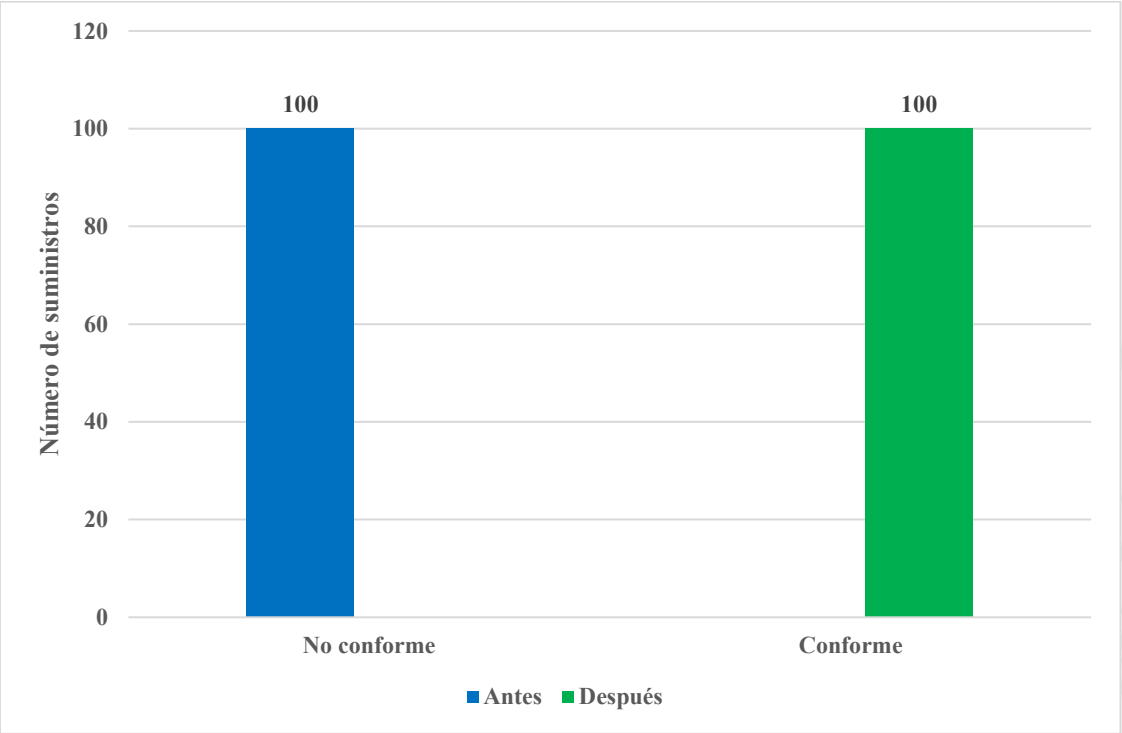
Nota. Comparación elaborada a partir de los registros de tensión obtenidos antes y después de la intervención en los 100 suministros evaluados. El detalle de los valores individuales se presenta en los Apéndices C y D. Elaboración propia.

La tensión máxima promedio disminuyó de 236.05 V a 227.63 V, mientras que la tensión mínima promedio pasó de 221.89 V a 217.09 V. Asimismo, la tensión máxima registrada se redujo de 247.20 V a 231.70 V, y la tensión mínima registrada aumentó de 191.60 V a 202.60 V, reduciendo la diferencia entre los valores extremos observados durante el diagnóstico inicial.

4.5.2 Cumplimiento de la NTCSE después de la intervención

Figura 17

Cumplimiento de la NTCSE antes y después de la intervención



Nota. Clasificación elaborada a partir de la evaluación del cumplimiento de la NTCSE en los 100 suministros antes y después de la intervención. El detalle de los resultados individuales se presenta en el Apéndice C. Elaboración propia.

De acuerdo con los registros presentados en el Apéndice C, los 100 suministros fueron clasificados como conformes con los criterios de calidad del producto establecidos por la NTCSE después de la aplicación de las intervenciones correctivas. Asimismo, los registros muestran que únicamente algunos suministros presentaron entre 1 y 4 intervalos fuera del rango permitido, valor inferior al límite normativo de 33.6 intervalos, correspondiente al 5 % de los 672 registros considerados para el período de evaluación (Ministerio de Energía y Minas, 1997).

La Figura 17 muestra que el porcentaje de suministros clasificados como conformes pasó de 0 % antes de la intervención a 100 % después de su aplicación. Esta

clasificación coincide con los resultados individuales presentados en el Apéndice C, donde todos los suministros registran condición de cumplimiento al finalizar la intervención.

4.6 Metodología optimizada para el mantenimiento correctivo de desviaciones de tensión

La evaluación de 100 suministros correspondientes a 83 subestaciones de distribución permitió desarrollar una metodología optimizada para la atención de desviaciones de tensión en redes secundarias de baja tensión. La metodología integra los resultados obtenidos durante el diagnóstico inicial, la evaluación de criticidad, el análisis de causa raíz, la implementación del mantenimiento correctivo y la validación técnica de las intervenciones, estableciendo una secuencia de actividades orientada a la identificación, corrección y verificación de las desviaciones de tensión conforme a los criterios establecidos por la NTCSE.

La metodología propuesta se construyó a partir de los resultados obtenidos en este capítulo. La evaluación de criticidad permitió establecer el orden de atención de los suministros evaluados; el análisis de causa raíz identificó las condiciones técnicas predominantes asociadas a las desviaciones de tensión; el 96 % de las intervenciones ejecutadas correspondió al ajuste de la posición del conmutador de tomas, de forma individual o combinado con la redistribución de fases y la validación posterior confirmó el cumplimiento de la NTCSE en los 100 suministros intervenidos. Estos resultados constituyen la base para la metodología optimizada presentada en esta investigación.

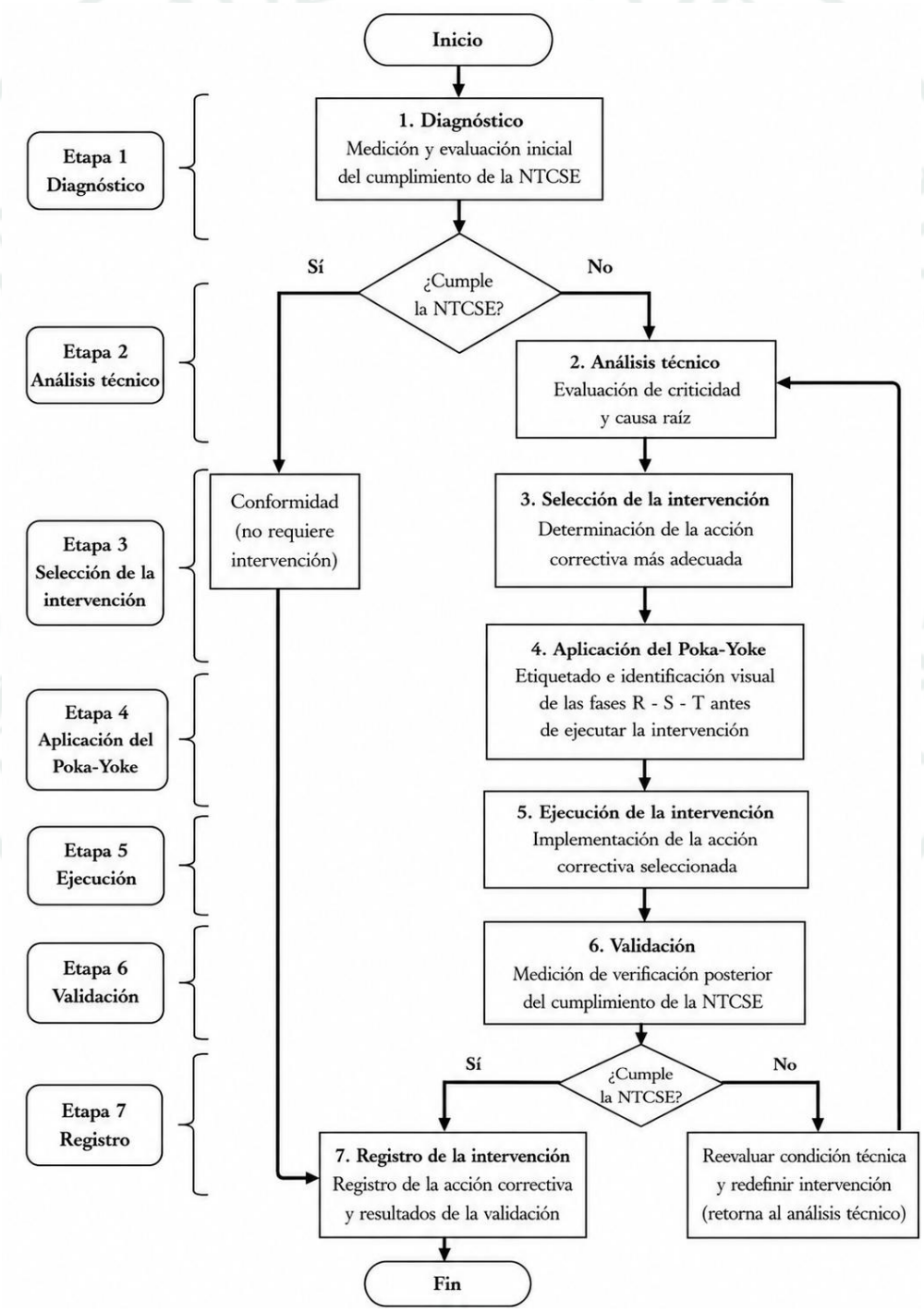
4.6.1 Estructura general del procedimiento técnico

La metodología optimizada se organiza en siete etapas consecutivas: diagnóstico, análisis técnico, selección de la intervención, aplicación del Poka-Yoke, ejecución, validación y registro. Cada etapa establece una secuencia de decisiones orientada a

identificar la condición del suministro, definir la intervención correctiva correspondiente, verificar el cumplimiento de la NTCSE después de la intervención y registrar las acciones ejecutadas para su trazabilidad. La estructura general del procedimiento se presenta en la Figura 18.

Figura 18

Estructura general de la metodología optimizada para el mantenimiento correctivo



Nota. Flujograma de la metodología optimizada para el mantenimiento correctivo de desviaciones de tensión, elaborado a partir de los resultados obtenidos en la presente investigación. Elaboración propia.

4.6.2 Criterios técnicos para la selección de la intervención correctiva

La selección de la intervención correctiva se realizó a partir del diagnóstico técnico obtenido durante la evaluación de cada suministro. Para ello, se consideraron los resultados del análisis de criticidad, la identificación de la causa predominante mediante el análisis de causa raíz y el comportamiento de las tensiones registradas durante el período de medición. Estos criterios permitieron definir la intervención más adecuada para cada condición identificada.

De acuerdo con el análisis desarrollado en las Secciones 4.2 y 4.3, la intervención seleccionada dependió de la condición técnica predominante observada en cada suministro. La Tabla 7 resume los criterios considerados para la selección de la intervención correctiva.

Tabla 7

Criterios técnicos para la selección de la intervención correctiva

Condición técnica identificada	Criterio de selección	Intervención correctiva
Configuración de regulación del sistema del transformador no ajustada al perfil real de carga	Predominio de sobretensión o subtensión asociado a la regulación del transformador	Ajuste de la posición del conmutador de tomas (TAP)
Configuración de regulación del sistema combinada con desbalance de cargas	Presencia simultánea de problemas de regulación y desbalance entre fases	Ajuste del TAP y redistribución de fases
Desbalance de cargas en la red secundaria	Variaciones asociadas al desequilibrio entre fases sin evidencia de problemas de regulación	Redistribución de fases

Nota. Criterios establecidos a partir del análisis de criticidad, el análisis de causa raíz y las intervenciones ejecutadas durante la investigación. Elaboración propia.

Los criterios presentados en la Tabla 7 sintetizan la relación entre las condiciones técnicas identificadas y la intervención aplicada en los suministros evaluados. Esta correspondencia permitió estandarizar el proceso de selección de la intervención correctiva.

4.6.3 Incorporación del control Poka-Yoke en la metodología

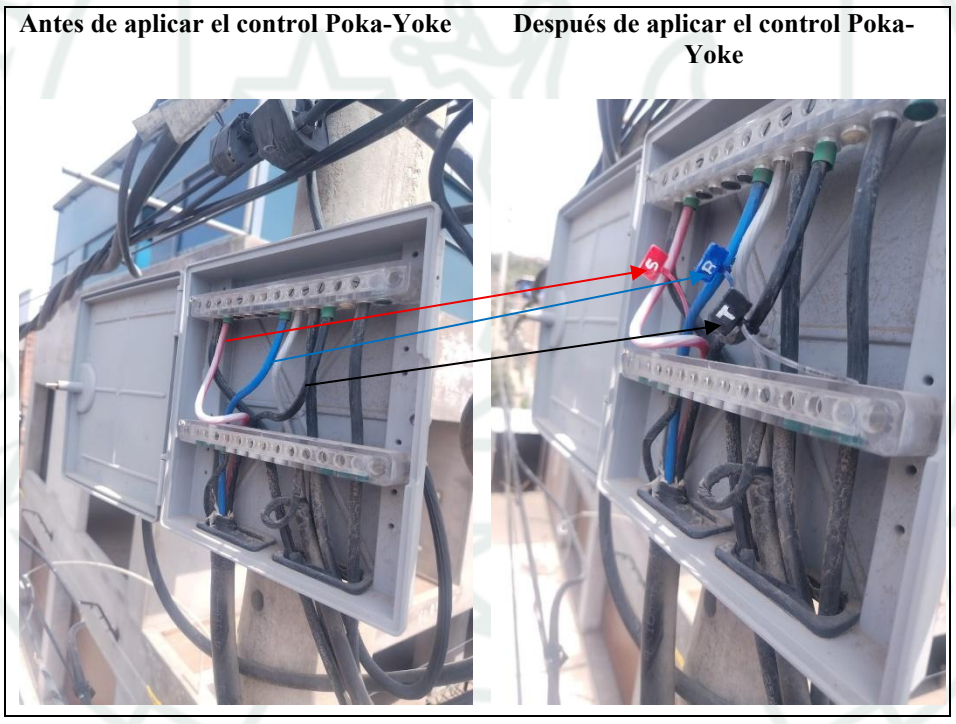
Como parte de la metodología optimizada se incorporó un control Poka-Yoke orientado a reducir la probabilidad de errores durante futuras intervenciones sobre la red secundaria. Este control consiste en la identificación visual permanente de las fases R, S y T mediante etiquetas instaladas en los conductores, facilitando el reconocimiento inmediato de la correspondencia entre las fases del transformador y la red secundaria antes

de ejecutar maniobras de mantenimiento.

La aplicación del control Poka-Yoke se realiza antes de la ejecución de la intervención correctiva, una vez seleccionada la acción técnica correspondiente. Su incorporación permite mantener la identificación de las fases durante actividades como el ajuste de la posición del conmutador de tomas (TAP) o la redistribución de fases, disminuyendo el riesgo de conexiones incorrectas ocasionadas por la ausencia de identificación permanente.

Figura 19

Aplicación del control Poka-Yoke mediante identificación visual permanente de fases



Nota. Comparación entre una caja de derivación sin identificación permanente de fases y la misma instalación con etiquetas visuales para las fases R, S y T, incorporadas como control Poka-Yoke dentro de la metodología propuesta. Elaboración propia.

La Figura 19 muestra la diferencia entre una instalación sin identificación permanente de fases y otra en la que se incorporó el control Poka-Yoke mediante el

etiquetado visual de los conductores. La identificación instalada permite reconocer de forma inmediata la correspondencia de las fases durante las actividades de mantenimiento, reduciendo la posibilidad de errores por intercambio de conductores y facilitando la ejecución de las intervenciones posteriores.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

ANÁLISIS ECONÓMICO

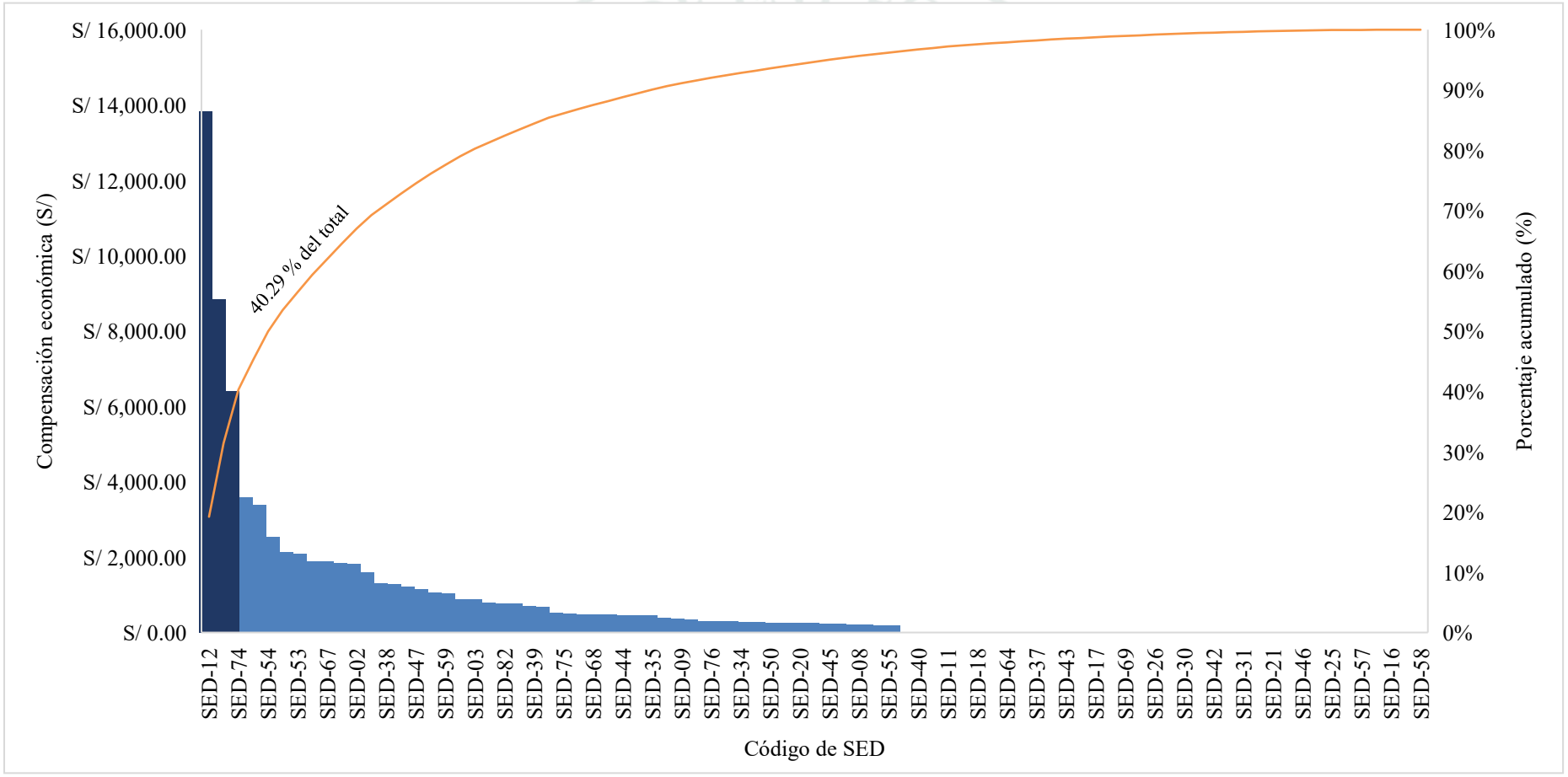
5.1 Impacto económico del incumplimiento de la NTCSE

El análisis económico permitió cuantificar el impacto asociado al incumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) para las 83 subestaciones de distribución evaluadas, correspondientes a los 100 suministros, considerando las compensaciones establecidas por dicha normativa (Ministerio de Energía y Minas, 1997). Los resultados muestran que el monto total de compensaciones asciende a S/ 72,193.88, sin embargo, dicho impacto no se distribuye de manera uniforme entre las subestaciones, sino que se concentra en un número reducido de ellas. Esta distribución incorpora el impacto económico como un criterio complementario para la priorización de las intervenciones de mantenimiento correctivo. El detalle de las compensaciones por subestación se presenta en el Apéndice E.

La distribución de las compensaciones económicas entre las subestaciones se representa mediante el diagrama de Pareto mostrado en la Figura 20. Esta representación permite visualizar el grado de concentración del impacto económico e identificar las subestaciones cuya atención tendría una mayor incidencia en la reducción potencial de las compensaciones.

Figura 20

Diagrama de Pareto de compensaciones económicas por subestación de distribución



En la Figura 20 se observa que las subestaciones SED-12, SED-66 y SED-74 concentran el 40.29 % del total de las compensaciones económicas proyectadas. Este resultado demuestra que una parte significativa del impacto económico se encuentra concentrada en un número reducido de subestaciones, mientras que las demás presentan montos considerablemente menores. La incorporación de este criterio económico complementa el análisis técnico desarrollado en la investigación y contribuye a establecer un orden de prioridad para la planificación del mantenimiento correctivo, orientando las intervenciones hacia aquellas subestaciones donde se obtiene un mayor beneficio económico potencial.

5.2 Costo de implementación del mantenimiento correctivo

La estimación del costo de implementación del mantenimiento correctivo permitió cuantificar la inversión requerida para corregir las desviaciones de tensión identificadas en las 83 subestaciones de distribución evaluadas. Para ello, se consideraron los costos unitarios de las actividades técnicas necesarias para ejecutar las intervenciones y restablecer el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Los costos unitarios utilizados se presentan en la Tabla 8, mientras que el detalle del costo de intervención por subestación se incluye en el Apéndice F.

La Tabla 8 presenta los costos unitarios considerados para las principales actividades de mantenimiento correctivo. Estos valores constituyen la base para estimar el costo de intervención de cada subestación de distribución.

Tabla 8

Costos unitarios de las actividades de intervención correctiva

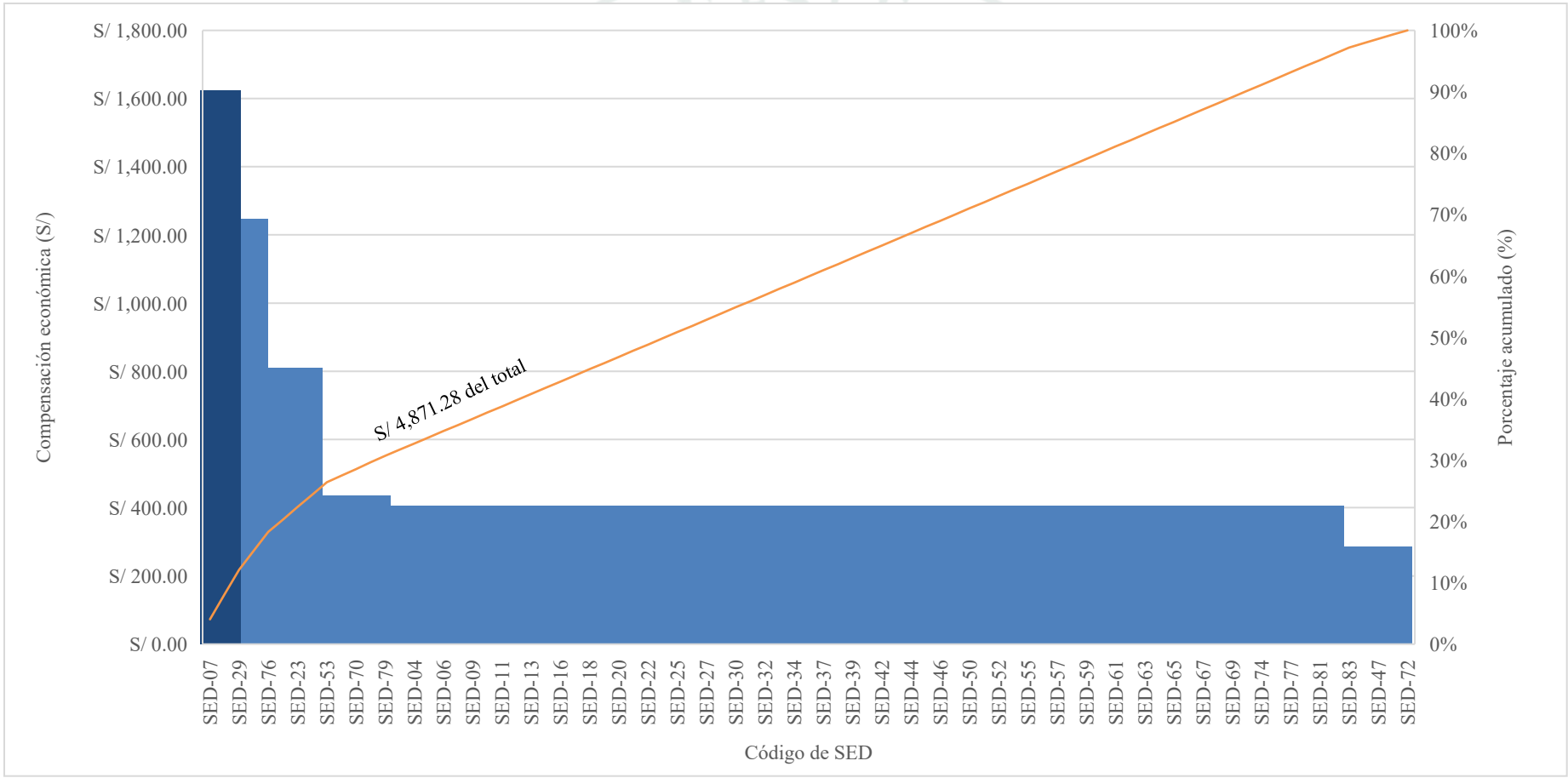
Ítem	Actividades	Costo unitario (S/)
BT-01	Cambio de fase en acometida en red aérea de BT	S/. 29.66
BT-02	Mediciones de corrientes, tensiones de fases, línea en SED	S/. 25.42
BT-03	Medición de corriente y tensiones en BT por suministro	S/. 20.34
BT-04	Instalación y retiro de equipos registradores en BT	S/. 44.92
BT-05	Elaboración de informe técnico para subsanar la mala calidad de producto.	S/. 50.00
BT-06	Análisis técnico por suministro	S/. 70.34
SED-01	Cambio de TAP en transformadores	S/. 150.00

El costo total de implementación del mantenimiento correctivo se obtuvo mediante la sumatoria de los costos de intervención estimados para las 83 subestaciones de distribución evaluadas, cuyo detalle se presenta en el Apéndice F. Como resultado, la inversión requerida asciende a S/ 40,290.60. La variación del costo entre subestaciones responde a las diferencias en el tipo y la complejidad de las actividades requeridas para corregir las desviaciones de tensión identificadas, reflejando que la inversión necesaria depende de las condiciones particulares de cada intervención.

La distribución del costo de implementación entre las subestaciones evaluadas se representa mediante el diagrama de Pareto mostrado en la Figura 21. Esta representación permite identificar las subestaciones que demandan la mayor inversión para la ejecución del mantenimiento correctivo y analizar la concentración de los recursos requeridos para las intervenciones.

Figura 21

Diagrama de Pareto del costo de implementación del mantenimiento correctivo por subestación de distribución



En la Figura 21 se observa que las subestaciones SED-07, SED-14 y SED-29 concentran S/ 4,871.28, que son los mayores costos de implementación del mantenimiento correctivo. Sin embargo, estas no coinciden con las subestaciones que registran las mayores compensaciones económicas analizadas en la sección anterior, lo que evidencia que el costo de implementación y el impacto económico representan criterios complementarios para la planificación del mantenimiento. Por tanto, la priorización de las intervenciones requiere evaluar de manera conjunta ambos criterios, permitiendo orientar los recursos hacia aquellas subestaciones donde la inversión y el beneficio económico potencial presenten una relación más favorable.

5.3 Evaluación beneficio – costo

La evaluación beneficio-costo integra los resultados obtenidos en las secciones anteriores, comparando el impacto económico asociado al incumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) con la inversión requerida para implementar el mantenimiento correctivo en las 83 subestaciones de distribución evaluadas que corresponde a los 100 suministros. Este análisis permite determinar la conveniencia económica de ejecutar las intervenciones propuestas y establecer criterios para la asignación de recursos durante la planificación del mantenimiento.

La Tabla 9 resume los resultados económicos obtenidos. El monto total proyectado de compensaciones asciende a S/ 72,193.88, mientras que el costo de implementación del mantenimiento correctivo corresponde a S/ 40,290.60. La diferencia entre ambos valores representa un beneficio económico potencial de S/ 31,903.28, asociado a la reducción de las compensaciones mediante la ejecución de las acciones correctivas propuestas.

Tabla 9

Resumen de la evaluación beneficio–costo

Descripción	Monto (S/)
Costo total de compensaciones	S/ 72,193.88
Costo total de intervención correctiva	S/ 40,290.60
Ahorro económico neto	S/ 31,903.28

La relación beneficio – costo se determinó mediante la ecuación (5.1):

$$\frac{B}{C} = \frac{Beneficio}{Costo} \tag{5.1}$$

donde:

- Beneficio: monto total de compensaciones
- Costo: costo total de intervención correctiva

Sustituyendo los valores obtenidos:

$$\frac{B}{C} = \frac{72{,}193.88}{40{,}290.60} = 1.79 \tag{5.2}$$

La relación beneficio-costo obtenida fue de 1.79, lo que indica que, para el escenario evaluado, el valor de las compensaciones económicas proyectadas equivale a 1.79 veces el costo estimado de implementación del mantenimiento correctivo.

Con la finalidad de establecer un criterio objetivo para la priorización de las intervenciones, el procedimiento de clasificación por intervalos iguales se aplicó a los montos de compensación económica obtenidos para cada subestación de distribución. Esta adaptación permitió agruparlas según su nivel de impacto económico en tres categorías: A (alto impacto económico), B (impacto económico intermedio) y C (impacto económico bajo).

La Tabla 10 presenta los intervalos definidos para cada categoría, mientras que la

Tabla 11 muestra la distribución de las subestaciones de acuerdo con la clasificación obtenida. El detalle de las compensaciones económicas utilizadas para esta clasificación se presenta en el Apéndice F.

Tabla 10

Clasificación de subestaciones según impacto económico

Categorías	Descripción	Intervalo
A	Alto impacto económico	S/ 9,227.52 - S/ 13,839.55
B	Impacto económico intermedio.	S/ 4,615.45 - S/ 9,227.51
C	Bajo impacto económico	S/ 3.39 - S/ 4,615.44

Tabla 11

Distribución de subestación según categoría de impacto económico

Categoría	Cantidad de Subestación	Cantidad de Suministros
A	1	1
B	2	2
C	80	97
Total	83	100

Los resultados muestran que únicamente una subestación fue clasificada en la Categoría A, dos subestaciones corresponden a la Categoría B y los 80 restantes se ubicaron en la Categoría C. Aunque la mayor parte de las subestaciones presenta un impacto económico reducido, una proporción importante de las compensaciones se concentra en un número limitado de ellas, lo que coincide con el comportamiento observado en el análisis de Pareto desarrollado en la sección 5.1.

La clasificación por categorías complementa la evaluación beneficio-costo al proporcionar un criterio para organizar las intervenciones según el nivel de impacto económico asociado a cada subestación. En conjunto con el análisis técnico desarrollado

en el Capítulo IV, esta información facilita la planificación del mantenimiento correctivo mediante una asignación más eficiente de los recursos disponibles.

CONCLUSIONES

- La evaluación técnica realizada sobre los 100 suministros de baja tensión permitió identificar que el 100 % presentaba desviaciones de tensión fuera del rango establecido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (209–231 V). El análisis de criticidad, el análisis de causa raíz y el diagrama de Pareto permitieron identificar como patrones técnicos predominantes el desbalance de cargas en la red secundaria y el desajuste en la regulación del sistema de transformación, constituyendo las principales condiciones asociadas a las desviaciones de tensión observadas.
- La implementación de las intervenciones correctivas permitió identificar las acciones técnicas necesarias para restablecer los niveles de tensión dentro del rango establecido por la NTCSE. Los resultados mostraron que el 90 % de los suministros fue normalizado mediante ajuste de la posición del conmutador de tomas (TAP) del transformador de distribución, el 6 % requirió una intervención combinada de ajuste de TAP y redistribución de fase, mientras que el 4 % restante fue corregido exclusivamente mediante reasignación de fase en la red secundaria. Esta distribución evidencia que la regulación del sistema de transformación constituyó la principal intervención aplicada, complementada con acciones de redistribución de carga cuando las condiciones operativas de la red lo requirieron.
- Las mediciones realizadas después de la ejecución de las intervenciones correctivas evidenciaron que los 100 suministros evaluados cumplieron con los criterios establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Asimismo, los registros posteriores mostraron la corrección de las desviaciones de tensión identificadas durante el diagnóstico inicial, verificándose el cumplimiento de la NTCSE en todos los suministros evaluados durante el período de medición

posterior a la intervención.

- La evaluación económica permitió cuantificar que las compensaciones regulatorias proyectadas asociadas al incumplimiento de la NTCSE ascienden a S/ 72,193.88, mientras que el costo de implementación del mantenimiento correctivo fue de S/ 40,290.60. La comparación entre ambos valores evidencia un beneficio económico potencial de S/ 31,903.28, indicando que la implementación de las intervenciones resulta económicamente más conveniente que asumir las compensaciones derivadas del incumplimiento de la calidad del producto eléctrico.
- La investigación permitió diseñar, aplicar y validar una metodología técnica estructurada basada en análisis estadístico, evaluación de criticidad, análisis de causa raíz y priorización de intervenciones para optimizar el proceso de mantenimiento correctivo en redes de distribución de baja tensión. Su aplicación sobre 100 suministros correspondientes a 83 subestaciones de distribución permitió establecer un procedimiento sistemático de diagnóstico, priorización, intervención y verificación técnica, contribuyendo a mejorar el proceso de toma de decisiones para la ejecución del mantenimiento correctivo.

RECOMENDACIONES

- Las empresas de distribución eléctrica deberían incorporar metodologías estructuradas de análisis que integren la evaluación de criticidad, el análisis de causa raíz y la priorización de intervenciones para la gestión del mantenimiento correctivo en suministros con desviaciones de tensión. La aplicación de estos criterios permite orientar las intervenciones hacia las causas predominantes identificadas y mejorar el proceso de toma de decisiones durante la planificación del mantenimiento.
- Se recomienda complementar la planificación del mantenimiento correctivo con criterios de evaluación económica que consideren conjuntamente las compensaciones regulatorias proyectadas y los costos de intervención. Este enfoque permite priorizar las acciones correctivas en aquellas subestaciones donde la relación entre el costo de implementación y el impacto económico esperado resulte más favorable.
- La metodología desarrollada en la presente investigación puede aplicarse en otros sectores de la red de distribución que presenten problemas de calidad de tensión similares a los evaluados. Su implementación contribuiría a estandarizar el proceso de diagnóstico, priorización, selección y verificación de las intervenciones de mantenimiento correctivo.
- Para futuras investigaciones, se recomienda ampliar la metodología incorporando el análisis de otros indicadores de calidad del producto eléctrico, como armónicos, flicker y desbalance de tensión, así como evaluar su aplicación en diferentes configuraciones de redes de distribución y períodos de operación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arias Gonzales, J., & Covinos Gallardo, M. (2021). *Diseño y metodología de la investigación*. Enfoques Consulting EIRL.

Bordón, J. M., Jimenez, V. A., & Will, A. (2025). *Equilibrio de carga para transformadores de distribución eléctrica mejorando la calidad de servicio en fin de línea*. https://arxiv.org/abs/2505.09235

Bratu Serbán, N., & Campero Littlewood, E. (2006). *Instalaciones eléctricas* (2.ª ed.). Alfaomega Grupo Editor S. A.

Carrasco Díaz, S. (2006). *Metodología de la investigación científica*. San Marcos.

Castro Torres, N. A., Sierra Gil, E., López Pérez, E., & Grau Merconchini, F. (2024). Evolución y evaluación de la calidad de la energía en redes de distribución y subtransmisión. *Revista Ingeniería Energética*, *45*(3), 2416. https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index

Clausó García, A. (2005). *Manual de análisis documental: descripción bibliográfica*. Ediciones Universidad de Navarra.

Decreto Ley N.° 25844. (1992). *Ley de Concesiones Eléctricas*. Diario Oficial El Peruano.

Escuza Vizcardo, J. L. (2022). *Optimización del consumo de energía eléctrica en usuarios residenciales e industriales* [Tesis de maestría, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa]. Repositorio de la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. https://hdl.handle.net/20.500.12773/16256

Fraile Mora, J. (2003). *Máquinas eléctricas* (5.ª ed.). McGraw-Hill.

González Chacón, K. J. (2022). *Análisis y propuesta de mejora de la calidad de suministro de energía eléctrica de la empresa de distribución Electronorte S.A* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo]. Repositorio de la

Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo. https://hdl.handle.net/20.500.12893/10262

Gutiérrez Pulido, H. (2010). *Calidad total y productividad* (3.ª ed.). McGraw-Hill.

Hernández González, O., Antonio, A., González Fernández, D., & Contreras Sáez, M. (2020). Consideraciones esenciales sobre el tema ético en la investigación educativa. *UCMaule*, (58), 141-164. https://doi.org/10.29035/UCMAULE.58.141

Hernández-Sampieri, R., & Mendoza Torres, C. P. (2018). *Metodología de la investigación: Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta*. McGraw-Hill Interamericana.

Juárez Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. Universidad Autónoma Metropolitana.

Manhualaya Onsihuay, L. F. (2021). *Mejoramiento de la calidad del voltaje eléctrico para disminuir compensaciones por variaciones de voltaje en los usuarios regulados de Ayacucho* [Tesis de pregrado, Universidad Continental]. Repositorio de la Universidad Continental. https://repositorio.continental.edu.pe

Ministerio de Energía y Minas. (1997). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos* (Decreto Supremo N.° 020-97-EM).

Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)* (Resolución Ministerial N.° 214-2011-MEM/DM).

Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento. (2006). *Norma EC.010: Redes de distribución de energía eléctrica* (Decreto Supremo N.° 011-2006-VIVIENDA). Reglamento Nacional de Edificaciones.

Pérez Rondón, F. A. (2021). *Conceptos generales en la gestión del mantenimiento industrial*. Universidad Santo Tomás.

Poveda Catalán, J., & Guardiola Aparisi, M. (2019). Análisis de causa raíz. Técnicas y relación con los sistemas de gestión y las no conformidades. *3c Tecnología*, *8*(2),

87-97. https://doi.org/10.17993/3ctecno/2019.v8n2e30.84-97

Quirós-Tortós, J. (2022). *Introducción a redes eléctricas de distribución y OpenDSS* [Presentación de diapositivas]. Distribución Eléctrica 4.0, Ministerio de Energía y Minas.

Riese, P. (2021). *Manual de calidad de la energía*. FRAKO Kondensatoren- und Anlagenbau GmbH.

Ronquillo Murrieta, V., Castro Ortiz, M. L., Castro Mora, J. P., Mackliff Vásquez, I. A., Jaime Carvajal, B. E., Delgado Ríos, C. J., & Quintana Aguirre, M. V. (2024). *Metodología de la investigación educacional* (1.ª ed.). Tecnocientífica Americana. https://etecam.com/index.php/etecam/article/view/56/62

Saraiba-Núñez, L. I., Arbella-Feliciano, Y., Moreno-Pino, M. R., & Torres-Sainz, R. (2023). La gestión del mantenimiento acorde a la criticidad de los activos. *Ciencias Holguín*, *29*(2). https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181574886002

Shingo, S. (1986). *Zero quality control: Source inspection and the Poka-yoke system*. Productivity Press.

Urcia Suclupe, M. J. (2022). Análisis y propuesta de mejora para la calidad del suministro eléctrico en la subestación pch-104 del proyecto de electrificación Chavimochic [Tesis de pregrado, Universidad Señor de Sipán]. Repositorio de la Universidad Señor de Sipán. https://repositorio.uss.edu.pe/handle/20.500.12802/9462

Vanden Heuvel, L., Lorenzo, D., Jackson, L., Hanson, W., Rooney, J., & Walker, D. (2008). *Root cause analysis handbook: A guide to effective incident investigation* (3.ª ed.). ABS Consulting.

ANEXOS

ANEXO A: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – Tensión

5.0.7 Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado, si este fuera el caso; y se siguen aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y a través de un nuevo Período de Medición, se haya comprobado que la Calidad de Producto satisface los estándares fijados por la Norma.

- ***Nota 1.- El artículo 3° del D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: "Disponer que las compensaciones por mala calidad de tensión y por mala calidad de frecuencia, a que da origen la aplicación de la NTCSE en su Segunda Etapa, se calculen mensualmente y se efectúen a través de liquidaciones semestrales."***
- ***Nota 2.- La primera disposición transitoria del D. S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27 dispone lo siguiente: "Aplicar gradualmente las compensaciones a que hubiere lugar en la Tercera Etapa de la NTCSE, de la siguiente manera:***
  Calidad de Producto: 30% de los montos calculados para el primer trimestre de la Tercera Etapa; 60% del monto calculado para el segundo trimestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa.
  Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público: 50% del monto calculado para el primer semestre de la Tercera Etapa; y 100% del monto calculado para lo que resta de la Tercera Etapa."
- ***Nota 3.- El artículo 5° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 dispone lo siguiente: "Déjase sin efecto la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 013-2000-EM y la Resolución Ministerial N° 607-99-EM/VME."***
- ***Nota 4.- El artículo 1° del D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28 dispone lo siguiente: "Cualquier deficiencia de la calidad del servicio eléctrico relacionada estrictamente con la congestión de las instalaciones de transmisión, no será considerada para el pago de compensaciones determinadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM."***
- ***Nota 5.- El artículo 2° del D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28 dispone lo siguiente: "El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y se mantendrá en vigencia desde el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano, hasta el 31 de diciembre de 2011."***
- ***Nota 6.- El artículo 2° del D.S. N° 059-2009-EM, publicado el 2009.08.22 dispone lo siguiente: Agregar segundo párrafo al artículo 1° de D.S. N° 015-2009-EM, publicado el 2009.02.28.***
  (…) Cualquier deficiencia en la calidad del servicio eléctrico que ocurra como consecuencia de la aplicación de disposiciones temporales del COES o del Ministerio de Energía y Minas destinadas a mitigar o superar la congestión de instalaciones de trasmisión y/o el incremento del nivel de cortocircuito, tampoco será considerada para el pago de compensaciones determinadas conforme a los establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, aprobada por el Decreto Supremo N° 020-97-EM.

5.1 TENSIÓN

5.1.1 Indicador De Calidad.- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \bullet 100\%$; *(expresada en: %)*.....(Fórmula Nº 1)

- ***Nota 1.- El artículo 7° del D.S. N° 009-99-EM, publicado el 1999. 04. 11 dispone lo siguiente: "Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes en la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha citada."***

- ***Nota 2.- El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17 modifica el artículo 7° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11 de acuerdo a lo siguiente:***
  "Artículo 7°.- Disponer, por excepción, que la referencia para el cálculo de los indicadores de calidad de tensión establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión existentes a la fecha de emitirse el presente Decreto Supremo, será la tensión de operación estipulada en los contratos entre suministradores y clientes. Esta excepción rige por diez (10) años contados desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
  Para el caso de Media Tensión, durante un período de 10 años contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, la Autoridad podrá disponer, por excepción, el cálculo de indicadores de calidad de tensión en función de la tensión de operación, siempre que se cumpla con un plan de adecuación determinado por la misma Autoridad. El plazo para la adecuación no deberá exceder el periodo de 10 años al que se refiere este párrafo."

5.1.2 Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el ±5.0% de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el ±7.5%.
Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período de medición.

5.1.2 Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el ±5.0% de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el ±7.5%.
Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

- ***Texto del último párrafo según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11***

5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.
Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión $= \sum_p \mathbf{a} \cdot \mathbf{A}_p \cdot \mathbf{E(p)}$.....(Fórmula N° 2)

Donde:

p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.

a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:
Primera Etapa: **a**=0.00
Segunda Etapa: **a**=0.01 US$/kWh
Tercera Etapa: **a**=0.05 US$/kWh

$\mathbf{A}_p$.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p (%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla Nº 1

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Sec. Rural* A_p
$5.0 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert \leq 7.5$	1	-
$7.5 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert \leq 10.0$	6	1
$10.0 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert \leq 12.5$	12	12
$12.5 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert \leq 15.0$	24	24
$15.0 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert \leq 17.5$	48	48
$\lvert\Delta V_p(\%)\rvert > 17.5$	96	96

* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

E(p).- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición p.

5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.- Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma.
Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación:

Compensaciones Por Variaciones De Tensión $= \sum_p \mathbf{a} \cdot A_p \cdot \mathbf{E(p)}$.....(Fórmula Nº 2)

Donde:
p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.
a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:
Primera Etapa: **a**=0.00
Segunda Etapa: **a**=0.01 US$/kWh
Tercera Etapa: **a**=0.05 US$/kWh
A_p.- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador ΔV_p(%), medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla Nº 1

Indicador ΔV_p (%)	Todo Servicio A_p	Red Sec. Rural* A_p
$5.0 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert \leq 7.5$	1	NA
$7.5 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert$	$2 + (\lvert\Delta V_p(\%)\rvert - 7.5)$	NA
$7.5 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert \leq 10.0$	NA	1
$10.0 < \lvert\Delta V_p(\%)\rvert$	NA	$2 + (\lvert\Delta V_p(\%)\rvert - 10)$

* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.
A_p, se calcula con dos (2) decimales de aproximación.
NA : No Aplicable.
E(p): Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición **p**.

▪ *Texto de la tabla Nº 1 según D.S. Nº 040-2001-EM, publicado el 2001.07.17*

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:"

a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

- ***Primer párrafo según D.S. N° 013-2000-EM, publicado el 2000. 07. 27***

5.1.5 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

5.1.6 Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas en todo momento; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición determinado, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos Clientes monofásicos y/o trifásicos cuyos suministros se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba", desde e incluido el Cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

5.1.6 Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba" o "aguas-abajo", según sea el caso, desde e incluido el cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

- ***Texto del numeral según D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 1999. 04. 11***

5.2 FRECUENCIA

5.2.1 Indicadores De Calidad.- El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia (Δf_k) entre la Media (f_k) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (f_N) del sistema. Este indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\%$; *(expresada en: %)*.....(Fórmula N° 3)

ANEXO B: Ley de Concesiones Eléctricas – Articulo 31

Concordancias:
D. Ley N° 25844: Arts. 31° incs. a), b), c), 36° incs. a), b), e), 94° y 101° inc. a)
D. S. Nº 009-93-EM: Art. 53° al 56°.

Artículo 30°.- La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, sólo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. La concesión de distribución no puede ser reducida sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.
El concesionario de distribución podrá efectuar ampliaciones de su zona de concesión. Para tal efecto, está obligado a presentar al Ministerio de Energía y Minas, previamente, un informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, acompañado del Calendario de Ejecución de Obras y de la correspondiente garantía de fiel cumplimiento que señale el Reglamento, así como del plano de la nueva área delimitada con coordenadas UTM (PSAD56).
Desde la fecha de publicación del aviso de ampliación que se efectúe conforme al Reglamento, el concesionario adquiere la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución en la zona delimitada de ampliación y asume las obligaciones de los concesionarios de distribución.
El procedimiento administrativo de regularización de una ampliación de la zona de concesión, con el objeto de incorporar la nueva zona al contrato de concesión, terminará cuando se haya concluido la ejecución de las obras de la ampliación, conforme al Calendario de Ejecución de Obras.
Los casos de electrificación de zonas comprendidas dentro de los alcances del inciso a) del artículo 34° y de los centros poblados ubicados fuera de una zona de concesión, que no sean objeto de procedimiento de ampliación de zona de concesión por parte de los concesionarios de distribución existentes, se regirán por lo dispuesto en la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural.[22]

Concordancias:
D. S. N° 009-93-EM: Arts. 60º y 61º.
Ley Nº 28749.
D.S. Nº 025-2007-EM: Art. 7º

Artículo 31°.- Los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a:

a) Efectuar los estudios y/o la ejecución de las obras cumpliendo los plazos señalados en el cronograma correspondiente.[23]
b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda;[24]

El contrato deberá contener el nombre del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley, que le sean aplicables.

En el caso de las concesiones definitivas de generación, el contrato incluirá el estudio económico-financiero del proyecto -a efectos de determinar el compromiso contractual de inversión que corresponda-, el monto de la penalidad en caso de incumplimiento de dicho compromiso y el monto de la garantía -la que corresponderá a un porcentaje del compromiso de inversión-; de acuerdo a los términos y especificaciones dispuestos en el Reglamento de la Ley. **(Este ultimo Párrafo fue derogado por el Art. 1º de la Ley Nº 27435, publicado el 16/03/2001)**

[22] Artículo sustituido por el Art. Único de la L. Nº 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:
Artículo 30º.- La concesión de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, será exclusiva para un solo concesionario, y no podrá reducirla sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.
El concesionario de distribución podrá efectuar ampliaciones de su zona de concesión, informando previamente al Ministerio de Energía y Minas los nuevos límites.
Las ampliaciones de la zona de concesión se regularizarán cada dos años mediante un procedimiento similar al de una concesión definitiva.

[23] Inciso sustituido por el Art. Único de la Ley Nº 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:
a) Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión;

[24] Inciso sustituido por el Art. Único de la Ley Nº 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

ANEXO C: Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011) - Niveles de tensión

obligatorio en todas las actividades que se desarrollen en el país y debe expresarse en todos los documentos públicos y privados.

016.B. Las dimensiones de elementos físicos indicados en este Código, tales como conductores y varillas de puesta a tierra son "valores nominales" asignados con fines de una designación adecuada. Debido a limitaciones de fabricación u otras restricciones, otros estándares pueden fijar tolerancias, variaciones, o rangos para las dimensiones de tales elementos.

017. Frecuencia, niveles de tensión en sistemas de corriente alterna (c.a.) y requerimientos de suministro en los puntos de entrega

Los sistemas de corriente alterna (c.a.) deberán tener una frecuencia nominal de 60 Hz y deberán cumplir las reglas indicadas a continuación; en casos en que no se especifique o no estén comprendidos en esta regla, se deberá cumplir con la norma de la Dirección General de Electricidad (norma DGE) correspondiente.

017.A. Niveles de tensión

Podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas siguientes (véase la definición Nivel de Tensión):

Baja Tensión:	Alta Tensión:
380 / 220 V	60 kV
440 / 220 V	138 kV
	220 kV
Media Tensión:	**Muy Alta Tensión:**
20,0 kV (*)	500 kV
22,9 kV	
33 kV	
22,9 / 13,2 kV	
33 / 19 kV	

(*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: "Tensiones normalizadas IEC".

RECOMENDACIÓN: Para reducir situaciones de riesgo, en el radio de influencia de subestaciones contiguas, no deberá mantenerse sistemas eléctricos de diferentes características para el mismo nivel de tensión, por ejemplo, que subsistan sistemas de 380/220 V con neutro con puesta a tierra múltiple y 220 V sin neutro, esta situación sólo se mantendrá durante el tiempo requerido para su reemplazo dentro del cronograma comprometido con OSINERGMIN.

NOTA: El sistema monofásico con retorno total por tierra de la configuración en media tensión 22,9/ 13,2 kV, es una alternativa de aplicación en los proyectos de Electrificación Rural.

APÉNDICES

APÉNDICE A: Valores individuales de tensión registrados antes de la intervención y clasificación normativa según NTCSE

Nro	Código de Suministro	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Variación de la tensión (%)	Intervalos en exceso	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Cumplimiento con la NTCSE
1	A01	233.3	222.3	6.0%	41	Sobretensión	No
2	A02	232.4	222.1	5.6%	35	Sobretensión	No
3	A03	235.0	225.1	6.8%	540	Sobretensión	No
4	A04	237.5	220.1	8.0%	344	Sobretensión	No
5	A05	237.2	215.7	7.8%	301	Sobretensión	No
6	A06	236.0	229.6	7.3%	580	Sobretensión	No
7	A07	234.3	224.7	6.5%	322	Sobretensión	No
8	A08	240.1	224.1	9.1%	651	Sobretensión	No
9	A09	239.6	225.7	8.9%	621	Sobretensión	No
10	A10	237.1	224.8	7.8%	428	Sobretensión	No
11	A11	239.8	221.0	9.0%	360	Sobretensión	No
12	A12	235.4	225.9	7.0%	338	Sobretensión	No
13	A13	234.5	222.8	6.6%	166	Sobretensión	No
14	A14	237.0	219.6	7.7%	573	Sobretensión	No
15	A15	236.5	223.8	7.5%	357	Sobretensión	No
16	A16	236.8	225.7	7.6%	371	Sobretensión	No
17	A17	236.7	218.2	7.6%	396	Sobretensión	No
18	A18	237.2	223.5	7.8%	519	Sobretensión	No
19	A19	235.5	226.7	7.0%	352	Sobretensión	No
20	A20	235.2	210.8	6.9%	52	Sobretensión	No
21	A21	238.8	219.4	8.5%	411	Sobretensión	No
22	A22	234.7	225.6	6.7%	223	Sobretensión	No
23	A23	239.5	227.6	8.9%	668	Sobretensión	No
24	A24	234.1	225.6	6.4%	410	Sobretensión	No
25	A25	237.7	223.5	8.0%	460	Sobretensión	No
26	A26	234.6	226.3	6.6%	331	Sobretensión	No
27	A27	235.8	214.6	7.2%	182	Sobretensión	No
28	A28	234.5	215.3	6.6%	102	Sobretensión	No
29	A29	235.6	226.6	7.1%	441	Sobretensión	No
30	A30	238.6	221.5	8.5%	376	Sobretensión	No
31	A31	234.3	226.4	6.5%	260	Sobretensión	No
32	A32	238.3	227.1	8.3%	642	Sobretensión	No
33	A33	233.6	215.6	6.2%	151	Sobretensión	No
34	A34	233.8	225.0	6.3%	276	Sobretensión	No
35	A35	233.6	225.8	6.2%	235	Sobretensión	No
36	A36	235.3	212.0	7.0%	55	Sobretensión	No
37	A37	246.8	233.6	12.2%	672	Sobretensión	No
38	A38	246.6	233.3	12.1%	672	Sobretensión	No

Nro	Código de Suministro	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Variación de la tensión (%)	Intervalos en exceso	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Cumplimiento con la NTCSE
39	A39	247.2	229.5	12.4%	671	Sobretensión	No
40	A40	245.7	224.1	11.7%	653	Sobretensión	No
41	A41	234.7	223.3	6.7%	119	Sobretensión	No
42	A42	238.2	222.7	8.3%	254	Sobretensión	No
43	A43	238.7	212.7	8.5%	505	Sobretensión	No
44	A44	235.6	223.3	7.1%	243	Sobretensión	No
45	A45	241.8	228.1	9.9%	659	Sobretensión	No
46	A46	226.5	197.5	10.2%	78	Subtensión	No
47	A47	233.5	220.0	6.1%	50	Sobretensión	No
48	A48	246.6	237.6	12.1%	672	Sobretensión	No
49	A49	222.1	201.7	8.3%	57	Subtensión	No
50	A50	235.5	221.2	7.0%	338	Sobretensión	No
51	A51	243.5	235.7	10.7%	672	Sobretensión	No
52	A52	233.1	223.1	6.0%	86	Sobretensión	No
53	A53	238.4	225.0	8.4%	458	Sobretensión	No
54	A54	235.6	226.7	7.1%	440	Sobretensión	No
55	A55	237.1	227.5	7.8%	424	Sobretensión	No
56	A56	237.0	228.5	7.7%	656	Sobretensión	No
57	A57	245.0	230.5	11.4%	672	Sobretensión	No
58	A58	234.7	220.5	6.7%	158	Sobretensión	No
59	A59	232.3	214.8	5.6%	40	Sobretensión	No
60	A60	224.1	191.6	12.9%	230	Subtensión	No
61	A61	237.0	207.3	7.7%	401	Sobretensión-Subtensión	No
62	A62	235.5	224.7	7.0%	325	Sobretensión	No
63	A63	236.3	228.1	7.4%	604	Sobretensión	No
64	A64	235.7	223.0	7.1%	87	Sobretensión	No
65	A65	232.0	225.0	5.5%	70	Sobretensión	No
66	A66	235.1	226.3	6.9%	252	Sobretensión	No
67	A67	235.0	225.7	6.8%	263	Sobretensión	No
68	A68	232.8	222.2	5.8%	91	Sobretensión	No
69	A69	234.8	215.6	6.7%	189	Sobretensión	No
70	A70	236.8	229.6	7.6%	592	Sobretensión	No
71	A71	237.7	229.2	8.0%	549	Sobretensión	No
72	A72	234.6	228.1	6.6%	441	Sobretensión	No
73	A73	237.3	226.0	7.9%	605	Sobretensión	No
74	A74	232.6	226.1	5.7%	133	Sobretensión	No
75	A75	239.6	229.1	8.9%	664	Sobretensión	No
76	A76	238.7	229.8	8.5%	632	Sobretensión	No
77	A77	237.6	227.2	8.0%	615	Sobretensión	No
78	A78	237.3	227.0	7.9%	528	Sobretensión	No
79	A79	242.8	236.3	10.4%	672	Sobretensión	No
80	A80	240.0	231.7	9.1%	672	Sobretensión	No

Nro	Código de Suministro	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Variación de la tensión (%)	Intervalos en exceso	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Cumplimiento con la NTCSE
81	A81	236.6	226.5	7.5%	346	Sobretensión	No
82	A82	236.0	228.2	7.3%	613	Sobretensión	No
83	A83	235.3	216.3	7.0%	211	Sobretensión	No
84	A84	234.1	199.0	9.5%	51	Sobretensión-Subtensión	No
85	A85	225.5	197.3	10.3%	38	Subtensión	No
86	A86	225.5	197.7	10.1%	91	Subtensión	No
87	A87	238.0	218.1	8.2%	392	Sobretensión	No
88	A88	242.0	235.0	10.0%	672	Sobretensión	No
89	A89	236.3	219.2	7.4%	208	Sobretensión	No
90	A90	233.7	215.7	6.2%	40	Sobretensión	No
91	A91	235.8	221.2	7.2%	208	Sobretensión	No
92	A92	239.4	229.3	8.8%	656	Sobretensión	No
93	A93	232.6	209.2	5.7%	36	Sobretensión	No
94	A94	217.0	197.0	10.5%	191	Subtensión	No
95	A95	234.6	215.4	6.6%	127	Sobretensión	No
96	A96	237.0	227.6	7.7%	412	Sobretensión	No
97	A97	234.3	220.3	6.5%	108	Sobretensión	No
98	A98	234.9	216.9	6.8%	132	Sobretensión	No
99	A99	235.1	223.0	6.9%	381	Sobretensión	No
100	A100	232.1	215.7	5.5%	49	Sobretensión	No

APÉNDICE B: Clasificación de severidad, persistencia y criticidad de los suministros evaluados

N.º	Código	Desviación (%)	Nivel de severidad	Intervalos fuera de rango	Nivel de persistencia	Nivel de criticidad
1	A01	6	Leve	41	Leve	**Baja**
2	A02	5.6	Leve	35	Leve	**Baja**
3	A03	6.8	Leve	540	Severa	**Media**
4	A04	8	Moderada	344	Moderada	**Media**
5	A05	7.8	Leve	301	Moderada	**Baja**
6	A06	7.3	Leve	580	Severa	**Media**
7	A07	6.5	Leve	322	Moderada	**Baja**
8	A08	9.1	Moderada	651	Severa	**Alta**
9	A09	8.9	Moderada	621	Severa	**Alta**
10	A10	7.8	Leve	428	Moderada	**Baja**
11	A11	9	Moderada	360	Moderada	**Media**
12	A12	7	Leve	338	Moderada	**Baja**
13	A13	6.6	Leve	166	Leve	**Baja**
14	A14	7.7	Leve	573	Severa	**Media**
15	A15	7.5	Leve	357	Moderada	**Baja**
16	A16	7.6	Leve	371	Moderada	**Baja**
17	A17	7.6	Leve	396	Moderada	**Baja**
18	A18	7.8	Leve	519	Severa	**Media**
19	A19	7	Leve	352	Moderada	**Baja**
20	A20	6.9	Leve	52	Leve	**Baja**
21	A21	8.5	Moderada	411	Moderada	**Media**
22	A22	6.7	Leve	223	Leve	**Baja**
23	A23	8.9	Moderada	668	Severa	**Alta**
24	A24	6.4	Leve	410	Moderada	**Baja**
25	A25	8	Moderada	460	Moderada	**Media**
26	A26	6.6	Leve	331	Moderada	**Baja**
27	A27	7.2	Leve	182	Leve	**Baja**
28	A28	6.6	Leve	102	Leve	**Baja**
29	A29	7.1	Leve	441	Moderada	**Baja**
30	A30	8.5	Moderada	376	Moderada	**Media**
31	A31	6.5	Leve	260	Moderada	**Baja**
32	A32	8.3	Moderada	642	Severa	**Alta**
33	A33	6.2	Leve	151	Leve	**Baja**
34	A34	6.3	Leve	276	Moderada	**Baja**
35	A35	6.2	Leve	235	Leve	**Baja**
36	A36	7	Leve	55	Leve	**Baja**
37	A37	12.2	Severa	672	Severa	**Alta**
38	A38	12.1	Severa	672	Severa	**Alta**
39	A39	12.4	Severa	671	Severa	**Alta**
40	A40	11.7	Severa	653	Severa	**Alta**

N.º	Código	Desviación (%)	Nivel de severidad	Intervalos fuera de rango	Nivel de persistencia	Nivel de criticidad
41	A41	6.7	Leve	119	Leve	**Baja**
42	A42	8.3	Moderada	254	Moderada	**Media**
43	A43	8.5	Moderada	505	Severa	**Alta**
44	A44	7.1	Leve	243	Leve	**Baja**
45	A45	9.9	Moderada	659	Severa	**Alta**
46	A46	10.2	Moderada	78	Leve	**Baja**
47	A47	6.1	Leve	50	Leve	**Baja**
48	A48	12.1	Severa	672	Severa	**Alta**
49	A49	8.3	Moderada	57	Leve	**Baja**
50	A50	7	Leve	338	Moderada	**Baja**
51	A51	10.7	Severa	672	Severa	**Alta**
52	A52	6	Leve	86	Leve	**Baja**
53	A53	8.4	Moderada	458	Moderada	**Media**
54	A54	7.1	Leve	440	Moderada	**Baja**
55	A55	7.8	Leve	424	Moderada	**Baja**
56	A56	7.7	Leve	656	Severa	**Media**
57	A57	11.4	Severa	672	Severa	**Alta**
58	A58	6.7	Leve	158	Leve	**Baja**
59	A59	5.6	Leve	40	Leve	**Baja**
60	A60	12.9	Severa	230	Leve	**Media**
61	A61	7.7	Leve	401	Moderada	**Baja**
62	A62	7	Leve	325	Moderada	**Baja**
63	A63	7.4	Leve	604	Severa	**Media**
64	A64	7.1	Leve	87	Leve	**Baja**
65	A65	5.5	Leve	70	Leve	**Baja**
66	A66	6.9	Leve	252	Moderada	**Baja**
67	A67	6.8	Leve	263	Moderada	**Baja**
68	A68	5.8	Leve	91	Leve	**Baja**
69	A69	6.7	Leve	189	Leve	**Baja**
70	A70	7.6	Leve	592	Severa	**Media**
71	A71	8	Moderada	549	Severa	**Alta**
72	A72	6.6	Leve	441	Moderada	**Baja**
73	A73	7.9	Leve	605	Severa	**Media**
74	A74	5.7	Leve	133	Leve	**Baja**
75	A75	8.9	Moderada	664	Severa	**Alta**
76	A76	8.5	Moderada	632	Severa	**Alta**
77	A77	8	Moderada	615	Severa	**Alta**
78	A78	7.9	Leve	528	Severa	**Media**
79	A79	10.4	Moderada	672	Severa	**Alta**
80	A80	9.1	Moderada	672	Severa	**Alta**
81	A81	7.5	Leve	346	Moderada	**Baja**
82	A82	7.3	Leve	613	Severa	**Media**
83	A83	7	Leve	211	Leve	**Baja**

N.º	Código	Desviación (%)	Nivel de severidad	Intervalos fuera de rango	Nivel de persistencia	Nivel de criticidad
84	A84	9.5	Moderada	51	Leve	**Baja**
85	A85	10.3	Moderada	38	Leve	**Baja**
86	A86	10.1	Moderada	91	Leve	**Baja**
87	A87	8.2	Moderada	392	Moderada	**Media**
88	A88	10	Moderada	672	Severa	**Alta**
89	A89	7.4	Leve	208	Leve	**Baja**
90	A90	6.2	Leve	40	Leve	**Baja**
91	A91	7.2	Leve	208	Leve	**Baja**
92	A92	8.8	Moderada	656	Severa	**Alta**
93	A93	5.7	Leve	36	Leve	**Baja**
94	A94	10.5	Moderada	191	Leve	**Baja**
95	A95	6.6	Leve	127	Leve	**Baja**
96	A96	7.7	Leve	412	Moderada	**Baja**
97	A97	6.5	Leve	108	Leve	**Baja**
98	A98	6.8	Leve	132	Leve	**Baja**
99	A99	6.9	Leve	381	Moderada	**Baja**
100	A100	5.5	Leve	49	Leve	**Baja**

APÉNDICE C: Resultados de tensión post-intervención y cumplimiento de la NTCSE por suministro

Nro	Código de Suministro	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Intervención aplicada	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Intervalos fuera del rango permitido	Cumplimiento normativo (Sí/No)
1	A01	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	224.3	216.0	0	Si
2	A02	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	224.5	216.1	0	Si
3	A03	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.0	224.7	0	Si
4	A04	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.7	218.3	0	Si
5	A05	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2 y redistribución de carga mediante cambio de fase S → T	229.7	219.6	0	Si
6	A06	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 3	229.1	223.3	0	Si
7	A07	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.2	219.8	0	Si
8	A08	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.8	216.5	0	Si
9	A09	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	224.2	213.2	0	Si
10	A10	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	228.2	221.0	0	Si
11	A11	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	226.0	208.2	1	Si
12	A12	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.3	224.8	0	Si
13	A13	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	226.0	215.0	0	Si
14	A14	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.7	219.5	0	Si
15	A15	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	227.2	219.0	0	Si
16	A16	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	227.3	219.6	0	Si
17	A17	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	227.8	213.8	0	Si
18	A18	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.5	219.1	0	Si
19	A19	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	229.0	220.3	0	Si
20	A20	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	228.3	211.2	0	Si

Nro	Código de Suministro	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Intervención aplicada	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Intervalos fuera del rango permitido	Cumplimiento normativo (Sí/No)
21	A21	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	229.0	218.5	0	Si
22	A22	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	227.5	221.6	0	Si
23	A23	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 2	225.8	215.8	0	Si
24	A24	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	228.1	219.5	0	Si
25	A25	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	228.0	217.0	0	Si
26	A26	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	227.6	221.2	0	Si
27	A27	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 3	231.0	212.3	0	Si
28	A28	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.7	208.7	1	Si
29	A29	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	231.1	222.1	3	Si
30	A30	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	228.6	213.1	0	Si
31	A31	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.8	221.8	0	Si
32	A32	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.8	224.2	0	Si
33	A33	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	227.8	213.1	0	Si
34	A34	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	230.7	220.0	0	Si
35	A35	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.8	222.5	0	Si
36	A36	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	231.7	212.3	4	Si
37	A37	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 5 → 2	227.6	213.1	0	Si
38	A38	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 1	228.8	215.2	0	Si
39	A39	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 1	231.5	218.7	1	Si
40	A40	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 1	231.5	202.6	1	Si
41	A41	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	216.3	211.5	0	Si
42	A42	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	227.7	214.7	0	Si
43	A43	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 2	226.5	209.1	0	Si

Nro	Código de Suministro	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Intervención aplicada	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Intervalos fuera del rango permitido	Cumplimiento normativo (Sí/No)
44	A44	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	224.8	215.1	0	Si
45	A45	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	218.5	210.6	0	Si
46	A46	Subtensión	Redistribución de carga mediante cambio de fase R → T	228.6	211.3	0	Si
47	A47	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	224.6	214.0	0	Si
48	A48	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 1	228.1	219.1	0	Si
49	A49	Subtensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 1 → 2	224.2	211.8	0	Si
50	A50	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	228.3	218.2	0	Si
51	A51	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	230.7	225.0	0	Si
52	A52	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	220.1	210.2	0	Si
53	A53	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	223.5	213.2	0	Si
54	A54	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.5	219.3	0	Si
55	A55	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	223.7	215.7	0	Si
56	A56	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	225.1	218.8	0	Si
57	A57	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	231.5	219.3	0	Si
58	A58	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.0	217.5	0	Si
59	A59	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	229.3	217.5	0	Si
60	A60	Subtensión	Redistribución de carga mediante cambio de fase R → T	226.0	212.0	0	Si
61	A61	Sobretensión-Subtensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2 y redistribución de carga mediante cambio de fase S → R	230.5	209.0	0	Si
62	A62	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.8	216.2	0	Si
63	A63	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	228.5	221.6	0	Si
64	A64	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	225.0	218.3	0	Si
65	A65	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	225.6	219.0	0	Si
66	A66	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.0	219.0	0	Si

Nro	Código de Suministro	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Intervención aplicada	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Intervalos fuera del rango permitido	Cumplimiento normativo (Sí/No)
67	A67	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.1	218.2	0	Si
68	A68	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.3	216.2	0	Si
69	A69	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	231.6	213.0	0	Si
70	A70	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.3	221.1	0	Si
71	A71	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	230.0	222.8	0	Si
72	A72	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	227.0	219.6	0	Si
73	A73	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	224.7	213.3	0	Si
74	A74	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	224.5	220.3	0	Si
75	A75	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	228.6	218.5	0	Si
76	A76	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	229.7	222.0	0	Si
77	A77	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 4 → 3	229.5	221.5	0	Si
78	A78	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	228.3	221.0	0	Si
79	A79	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	231.2	224.1	2	Si
80	A80	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	226.1	218.7	0	Si
81	A81	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	230.0	221.1	0	Si
82	A82	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	224.7	218.1	0	Si
83	A83	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.6	214.6	0	Si
84	A84	Sobretensión-Subtensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1 y redistribución de carga mediante cambio de fase S → R	224.0	209.8	0	Si
85	A85	Subtensión	Redistribución de carga mediante cambio de fase R → T	228.5	212.1	0	Si
86	A86	Subtensión	Redistribución de carga mediante cambio de fase R → S	226.2	212.3	0	Si
87	A87	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	229.0	209.0	0	Si
88	A88	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	229.6	224.2	0	Si
89	A89	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	230.1	223.0	0	Si

Nro	Código de Suministro	Tipo de desviación de tensión (inicial)	Intervención aplicada	Tensión máxima (V)	Tensión mínima (V)	Intervalos fuera del rango permitido	Cumplimiento normativo (Sí/No)
90	A90	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	231.1	223.1	0	Si
91	A91	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	230.5	223.6	0	Si
92	A92	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	226.8	214.5	0	Si
93	A93	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2 y redistribución de carga mediante cambio de fase R → T	227.6	218.7	0	Si
94	A94	Subtensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 1 → 2 y redistribución de carga mediante cambio de fase S → T	227.3	219.8	0	Si
95	A95	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1 y redistribución de carga mediante cambio de fase S → R	231.0	223.1	0	Si
96	A96	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 1	224.7	216.5	0	Si
97	A97	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 2 → 1	228.5	213.8	0	Si
98	A98	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	226.3	208.0	1	Si
99	A99	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	227.6	218.3	0	Si
100	A100	Sobretensión	Ajuste de posición del conmutador de tomas (TAP): 3 → 2	230.2	216.2	0	Si

APÉNDICE D: Comparación de niveles de tensión antes y después de la intervención

Nro	Código de Suministro	Tensión máxima antes (V)	Tensión mínima antes (V)	Tensión máxima después (V)	Tensión mínima después (V)	Cumplimiento normativo (Sí/No)
1	A01	233.3	222.3	224.3	216.0	Si
2	A02	232.4	222.1	224.5	216.1	Si
3	A03	235.0	225.1	229.0	224.7	Si
4	A04	237.5	220.1	229.7	218.3	Si
5	A05	237.2	215.7	229.7	219.6	Si
6	A06	236.0	229.6	229.1	223.3	Si
7	A07	234.3	224.7	229.2	219.8	Si
8	A08	240.1	224.1	226.8	216.5	Si
9	A09	239.6	225.7	224.2	213.2	Si
10	A10	237.1	224.8	228.2	221.0	Si
11	A11	239.8	221.0	226.0	208.2	Si
12	A12	235.4	225.9	229.3	224.8	Si
13	A13	234.5	222.8	226.0	215.0	Si
14	A14	237.0	219.6	226.7	219.5	Si
15	A15	236.5	223.8	227.2	219.0	Si
16	A16	236.8	225.7	227.3	219.6	Si
17	A17	236.7	218.2	227.8	213.8	Si
18	A18	237.2	223.5	229.5	219.1	Si
19	A19	235.5	226.7	229.0	220.3	Si
20	A20	235.2	210.8	228.3	211.2	Si
21	A21	238.8	219.4	229.0	218.5	Si
22	A22	234.7	225.6	227.5	221.6	Si
23	A23	239.5	227.6	225.8	215.8	Si
24	A24	234.1	225.6	228.1	219.5	Si
25	A25	237.7	223.5	228.0	217.0	Si
26	A26	234.6	226.3	227.6	221.2	Si
27	A27	235.8	214.6	231.0	212.3	Si
28	A28	234.5	215.3	226.7	208.7	Si
29	A29	235.6	226.6	231.1	222.1	Si
30	A30	238.6	221.5	228.6	213.1	Si
31	A31	234.3	226.4	226.8	221.8	Si
32	A32	238.3	227.1	229.8	224.2	Si
33	A33	233.6	215.6	227.8	213.1	Si
34	A34	233.8	225.0	230.7	220.0	Si
35	A35	233.6	225.8	229.8	222.5	Si
36	A36	235.3	212.0	231.7	212.3	Si
37	A37	246.8	233.6	227.6	213.1	Si
38	A38	246.6	233.3	228.8	215.2	Si
39	A39	247.2	229.5	231.5	218.7	Si
40	A40	245.7	224.1	231.5	202.6	Si

Nro	Código de Suministro	Tensión máxima antes (V)	Tensión mínima antes (V)	Tensión máxima después (V)	Tensión mínima después (V)	Cumplimiento normativo (Sí/No)
41	A41	234.7	223.3	216.3	211.5	Si
42	A42	238.2	222.7	227.7	214.7	Si
43	A43	238.7	212.7	226.5	209.1	Si
44	A44	235.6	223.3	224.8	215.1	Si
45	A45	241.8	228.1	218.5	210.6	Si
46	A46	226.5	197.5	228.6	211.3	Si
47	A47	233.5	220.0	224.6	214.0	Si
48	A48	246.6	237.6	228.1	219.1	Si
49	A49	222.1	201.7	224.2	211.8	Si
50	A50	235.5	221.2	228.3	218.2	Si
51	A51	243.5	235.7	230.7	225.0	Si
52	A52	233.1	223.1	220.1	210.2	Si
53	A53	238.4	225.0	223.5	213.2	Si
54	A54	235.6	226.7	229.5	219.3	Si
55	A55	237.1	227.5	223.7	215.7	Si
56	A56	237.0	228.5	225.1	218.8	Si
57	A57	245.0	230.5	231.5	219.3	Si
58	A58	234.7	220.5	229.0	217.5	Si
59	A59	232.3	214.8	229.3	217.5	Si
60	A60	224.1	191.6	226.0	212.0	Si
61	A61	237.0	207.3	230.5	209.0	Si
62	A62	235.5	224.7	226.8	216.2	Si
63	A63	236.3	228.1	228.5	221.6	Si
64	A64	235.7	223.0	225.0	218.3	Si
65	A65	232.0	225.0	225.6	219.0	Si
66	A66	235.1	226.3	226.0	219.0	Si
67	A67	235.0	225.7	226.1	218.2	Si
68	A68	232.8	222.2	226.3	216.2	Si
69	A69	234.8	215.6	231.6	213.0	Si
70	A70	236.8	229.6	229.3	221.1	Si
71	A71	237.7	229.2	230.0	222.8	Si
72	A72	234.6	228.1	227.0	219.6	Si
73	A73	237.3	226.0	224.7	213.3	Si
74	A74	232.6	226.1	224.5	220.3	Si
75	A75	239.6	229.1	228.6	218.5	Si
76	A76	238.7	229.8	229.7	222.0	Si
77	A77	237.6	227.2	229.5	221.5	Si
78	A78	237.3	227.0	228.3	221.0	Si
79	A79	242.8	236.3	231.2	224.1	Si
80	A80	240.0	231.7	226.1	218.7	Si
81	A81	236.6	226.5	230.0	221.1	Si
82	A82	236.0	228.2	224.7	218.1	Si
83	A83	235.3	216.3	226.6	214.6	Si
84	A84	234.1	199.0	224.0	209.8	Si

Nro	Código de Suministro	Tensión máxima antes (V)	Tensión mínima antes (V)	Tensión máxima después (V)	Tensión mínima después (V)	Cumplimiento normativo (Sí/No)
85	A85	225.5	197.3	228.5	212.1	Si
86	A86	225.5	197.7	226.2	212.3	Si
87	A87	238.0	218.1	229.0	209.0	Si
88	A88	242.0	235.0	229.6	224.2	Si
89	A89	236.3	219.2	230.1	223.0	Si
90	A90	233.7	215.7	231.1	223.1	Si
91	A91	235.8	221.2	230.5	223.6	Si
92	A92	239.4	229.3	226.8	214.5	Si
93	A93	232.6	209.2	227.6	218.7	Si
94	A94	217.0	197.0	227.3	219.8	Si
95	A95	234.6	215.4	231.0	223.1	Si
96	A96	237.0	227.6	224.7	216.5	Si
97	A97	234.3	220.3	228.5	213.8	Si
98	A98	234.9	216.9	226.3	208.0	Si
99	A99	235.1	223.0	227.6	218.3	Si
100	A100	232.1	215.7	230.2	216.2	Si

APÉNDICE E: Monto mensual de compensación por Subestación de distribución

Nro.	Código de subestación (SED)	Cantidad de Suministro por SED que no cumplen con la NTCSE	Monto de compensación (S/)	Porcentaje (%)	Porcentaje acumulado (%)
1	SED-12	1	S/ 13,839.55	19.17%	19.17%
2	SED-66	1	S/ 8,845.57	12.25%	31.42%
3	SED-74	1	S/ 6,399.67	8.86%	40.29%
4	SED-29	4	S/ 3,575.14	4.95%	45.24%
5	SED-54	1	S/ 3,391.36	4.70%	49.94%
6	SED-73	1	S/ 2,549.64	3.53%	53.47%
7	SED-53	2	S/ 2,137.94	2.96%	56.43%
8	SED-62	1	S/ 2,083.74	2.89%	59.32%
9	SED-67	1	S/ 1,899.14	2.63%	61.95%
10	SED-14	4	S/ 1,837.89	2.55%	64.49%
11	SED-02	3	S/ 1,815.91	2.52%	67.01%
12	SED-07	4	S/ 1,590.51	2.20%	69.21%
13	SED-38	1	S/ 1,299.67	1.80%	71.01%
14	SED-52	1	S/ 1,276.53	1.77%	72.78%
15	SED-47	1	S/ 1,224.80	1.70%	74.48%
16	SED-27	1	S/ 1,156.78	1.60%	76.08%
17	SED-59	1	S/ 1,059.08	1.47%	77.55%
18	SED-28	1	S/ 1,044.02	1.45%	78.99%
19	SED-03	1	S/ 892.47	1.24%	80.23%
20	SED-19	1	S/ 789.54	1.09%	81.32%
21	SED-82	1	S/ 763.71	1.06%	82.38%
22	SED-32	1	S/ 762.36	1.06%	83.44%
23	SED-39	1	S/ 702.75	0.97%	84.41%
24	SED-65	1	S/ 695.39	0.96%	85.37%
25	SED-75	1	S/ 524.41	0.73%	86.10%
26	SED-48	1	S/ 504.66	0.70%	86.80%
27	SED-68	1	S/ 486.55	0.67%	87.47%
28	SED-13	1	S/ 473.66	0.66%	88.13%
29	SED-44	1	S/ 470.31	0.65%	88.78%
30	SED-22	1	S/ 461.21	0.64%	89.42%
31	SED-35	1	S/ 455.12	0.63%	90.05%
32	SED-60	1	S/ 400.78	0.56%	90.60%
33	SED-09	1	S/ 361.31	0.50%	91.10%
34	SED-06	1	S/ 347.53	0.48%	91.58%
35	SED-76	3	S/ 296.85	0.41%	92.00%
36	SED-33	1	S/ 291.09	0.40%	92.40%
37	SED-34	1	S/ 288.76	0.40%	92.80%
38	SED-61	1	S/ 280.80	0.39%	93.19%

Nro.	Código de subestación (SED)	Cantidad de Suministro por SED que no cumplen con la NTCSE	Monto de compensación (S/)	Porcentaje (%)	Porcentaje acumulado (%)
39	SED-50	1	S/ 280.00	0.39%	93.58%
40	SED-23	2	S/ 265.40	0.37%	93.94%
41	SED-20	1	S/ 261.59	0.36%	94.31%
42	SED-41	2	S/ 255.25	0.35%	94.66%
43	SED-45	1	S/ 241.73	0.33%	94.99%
44	SED-83	1	S/ 230.18	0.32%	95.31%
45	SED-08	1	S/ 220.00	0.30%	95.62%
46	SED-81	1	S/ 219.05	0.30%	95.92%
47	SED-55	1	S/ 193.85	0.27%	96.19%
48	SED-15	1	S/ 188.18	0.26%	96.45%
49	SED-40	1	S/ 178.49	0.25%	96.70%
50	SED-05	1	S/ 176.99	0.25%	96.94%
51	SED-11	1	S/ 174.19	0.24%	97.18%
52	SED-77	1	S/ 134.07	0.19%	97.37%
53	SED-18	1	S/ 133.57	0.19%	97.56%
54	SED-63	1	S/ 124.15	0.17%	97.73%
55	SED-64	1	S/ 121.87	0.17%	97.90%
56	SED-36	1	S/ 115.53	0.16%	98.06%
57	SED-37	1	S/ 109.43	0.15%	98.21%
58	SED-04	1	S/ 103.93	0.14%	98.35%
59	SED-43	1	S/ 93.98	0.13%	98.48%
60	SED-80	1	S/ 93.76	0.13%	98.61%
61	SED-17	1	S/ 84.92	0.12%	98.73%
62	SED-01	2	S/ 82.63	0.11%	98.84%
63	SED-69	1	S/ 77.32	0.11%	98.95%
64	SED-70	1	S/ 75.38	0.10%	99.05%
65	SED-26	1	S/ 71.25	0.10%	99.15%
66	SED-10	1	S/ 68.24	0.09%	99.25%
67	SED-30	1	S/ 65.53	0.09%	99.34%
68	SED-72	1	S/ 57.16	0.08%	99.42%
69	SED-42	1	S/ 53.88	0.07%	99.49%
70	SED-49	1	S/ 52.94	0.07%	99.57%
71	SED-31	1	S/ 46.66	0.06%	99.63%
72	SED-56	1	S/ 46.38	0.06%	99.69%
73	SED-21	1	S/ 43.58	0.06%	99.76%
74	SED-79	1	S/ 43.19	0.06%	99.82%
75	SED-46	1	S/ 29.00	0.04%	99.86%
76	SED-51	1	S/ 22.08	0.03%	99.89%
77	SED-25	1	S/ 18.63	0.03%	99.91%
78	SED-78	1	S/ 16.35	0.02%	99.93%

Nro.	Código de subestación (SED)	Cantidad de Suministro por SED que no cumplen con la NTCSE	Monto de compensación (S/)	Porcentaje (%)	Porcentaje acumulado (%)
79	SED-57	1	S/ 14.47	0.02%	99.95%
80	SED-24	1	S/ 14.40	0.02%	99.97%
81	SED-16	1	S/ 9.99	0.01%	99.99%
82	SED-71	1	S/ 5.12	0.01%	100.00%
83	SED-58	1	S/ 3.39	0.00%	100.00%
	TOTAL:	100	S/ 72,193.88	100%	

APÉNDICE F: Costo de intervención por Subestación de Distribución y porcentaje acumulado

Nro.	Código de subestación (SED)	Costo de intervención	Porcentaje (%)	Porcentaje acumulado (%)
1	SED-07	S/ 1,623.76	4%	4%
2	SED-14	S/ 1,623.76	4%	8%
3	SED-29	S/ 1,623.76	4%	12%
4	SED-02	S/ 1,247.48	3%	15%
5	SED-76	S/ 1,247.48	3%	18%
6	SED-01	S/ 811.88	2%	20%
7	SED-23	S/ 811.88	2%	22%
8	SED-41	S/ 811.88	2%	24%
9	SED-53	S/ 811.88	2%	26%
10	SED-48	S/ 435.60	1%	27%
11	SED-70	S/ 435.60	1%	29%
12	SED-78	S/ 435.60	1%	30%
13	SED-79	S/ 435.60	1%	31%
14	SED-03	S/ 405.94	1%	32%
15	SED-04	S/ 405.94	1%	33%
16	SED-05	S/ 405.94	1%	34%
17	SED-06	S/ 405.94	1%	35%
18	SED-08	S/ 405.94	1%	36%
19	SED-09	S/ 405.94	1%	37%
20	SED-10	S/ 405.94	1%	38%
21	SED-11	S/ 405.94	1%	39%
22	SED-12	S/ 405.94	1%	40%
23	SED-13	S/ 405.94	1%	41%
24	SED-15	S/ 405.94	1%	42%
25	SED-16	S/ 405.94	1%	43%
26	SED-17	S/ 405.94	1%	44%
27	SED-18	S/ 405.94	1%	45%
28	SED-19	S/ 405.94	1%	46%
29	SED-20	S/ 405.94	1%	47%
30	SED-21	S/ 405.94	1%	48%
31	SED-22	S/ 405.94	1%	49%
32	SED-24	S/ 405.94	1%	50%
33	SED-25	S/ 405.94	1%	51%
34	SED-26	S/ 405.94	1%	52%
35	SED-27	S/ 405.94	1%	53%
36	SED-28	S/ 405.94	1%	54%
37	SED-30	S/ 405.94	1%	55%
38	SED-31	S/ 405.94	1%	56%
39	SED-32	S/ 405.94	1%	57%
40	SED-33	S/ 405.94	1%	58%
41	SED-34	S/ 405.94	1%	59%
42	SED-36	S/ 405.94	1%	60%

Nro.	Código de subestación (SED)	Costo de intervención	Porcentaje (%)	Porcentaje acumulado (%)
43	SED-37	S/ 405.94	1%	61%
44	SED-38	S/ 405.94	1%	62%
45	SED-39	S/ 405.94	1%	63%
46	SED-40	S/ 405.94	1%	64%
47	SED-42	S/ 405.94	1%	65%
48	SED-43	S/ 405.94	1%	66%
49	SED-44	S/ 405.94	1%	67%
50	SED-45	S/ 405.94	1%	68%
51	SED-46	S/ 405.94	1%	69%
52	SED-49	S/ 405.94	1%	70%
53	SED-50	S/ 405.94	1%	71%
54	SED-51	S/ 405.94	1%	72%
55	SED-52	S/ 405.94	1%	73%
56	SED-54	S/ 405.94	1%	74%
57	SED-55	S/ 405.94	1%	75%
58	SED-56	S/ 405.94	1%	76%
59	SED-57	S/ 405.94	1%	77%
60	SED-58	S/ 405.94	1%	78%
61	SED-59	S/ 405.94	1%	79%
62	SED-60	S/ 405.94	1%	80%
63	SED-61	S/ 405.94	1%	81%
64	SED-62	S/ 405.94	1%	82%
65	SED-63	S/ 405.94	1%	83%
66	SED-64	S/ 405.94	1%	84%
67	SED-65	S/ 405.94	1%	85%
68	SED-66	S/ 405.94	1%	86%
69	SED-67	S/ 405.94	1%	87%
70	SED-68	S/ 405.94	1%	88%
71	SED-69	S/ 405.94	1%	89%
72	SED-73	S/ 405.94	1%	90%
73	SED-74	S/ 405.94	1%	91%
74	SED-75	S/ 405.94	1%	92%
75	SED-77	S/ 405.94	1%	93%
76	SED-80	S/ 405.94	1%	94%
77	SED-81	S/ 405.94	1%	95%
78	SED-82	S/ 405.94	1%	96%
79	SED-83	S/ 405.94	1%	97%
80	SED-35	S/ 285.60	1%	98%
81	SED-47	S/ 285.60	1%	99%
82	SED-71	S/ 285.60	1%	99%
83	SED-72	S/ 285.60	1%	100%
	Total:	S/ 40,290.60	100%	

APÉNDICE G: Formato de Análisis y Evaluación Técnica por la Calidad de Producto

			FORMATO			
			ANALISIS Y EVALUACION TECNICA POR LA CALIDAD DE PRODUCTO			
DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD			OT	HORA	FECHA	
SUBASANACION DE SUMINISTROS CON MALA CALIDAD DE PRODUCTO						
Hoja	N° de suministro	tipo de suministro	N° de SED	Tipo de SED	Tipo de Trabajo	
		1ϕ 3ϕ		1ϕ 3ϕ	Cambio de Tap en Transformador Cambio de Fase en acometida Balance de cargas en SED Medicion de tension y corriente en SED Medicion de tension y corriente en acometida Transferencia de carga en BT	Reforzamiento de la red de BT Cambio de Transformador Insercion de nueva SED Cambio de poste de BT Instalacion de equipo registrador Otros
DATOS DE LA SED						
			Posicion del TAP		Voltajes (V)	Fecha de intervención
Posicion inicial del Tap de la SED:						
Posicion final del Tap de la SED:						
ANALISIS TECNICO						
TRABAJOS EN CAMPO						
Mediciones en campo de la SED					Mediciones en campo del suministro:	
Voltaje antes =					Voltaje antes =	
Voltaje despues =					Voltaje despues =	
I1 =					I1 =	
I2 =					I2 =	
I3 =					I3 =	
Serie del Equipo Registrador Instalado y Fecha					1) Marca: 2) Serie:	
Observaciones						

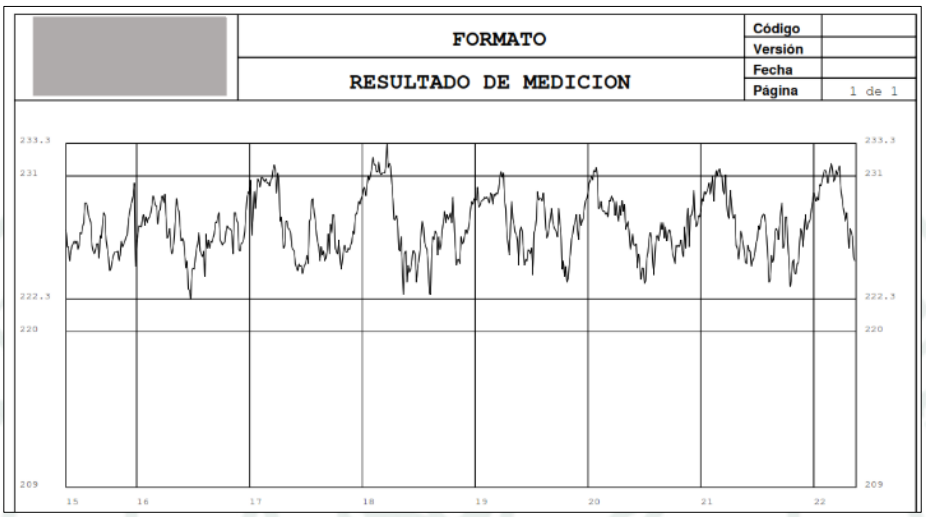
Responsable del Analisis-Contrarista

Revisado por la Distribuidora

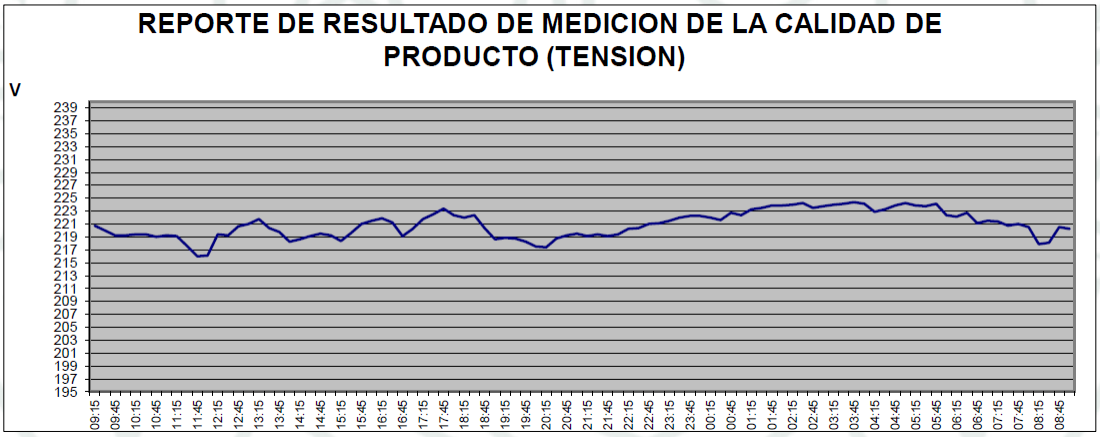
APÉNDICE H: Gráficas representativas del comportamiento de tensión y resultados de intervención

Suministro A1

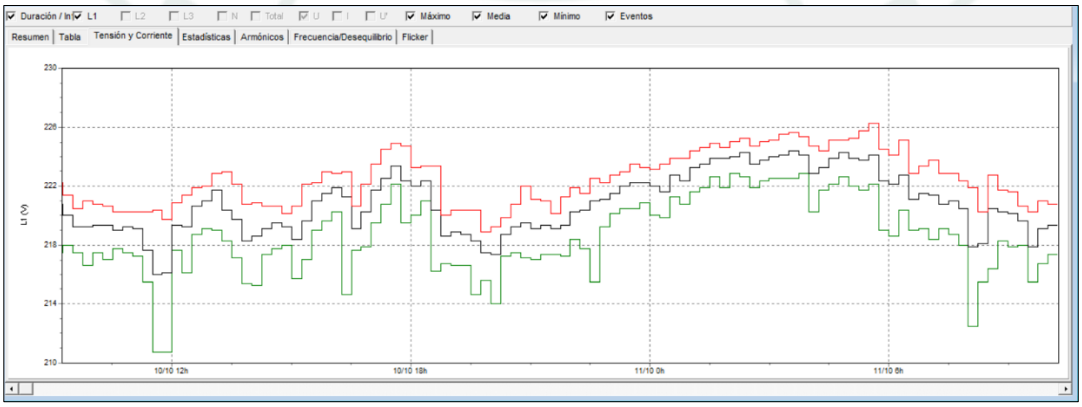
Forma de onda de tensión registrada por la empresa distribuidora



Forma de onda de tensión después de la intervención correctiva

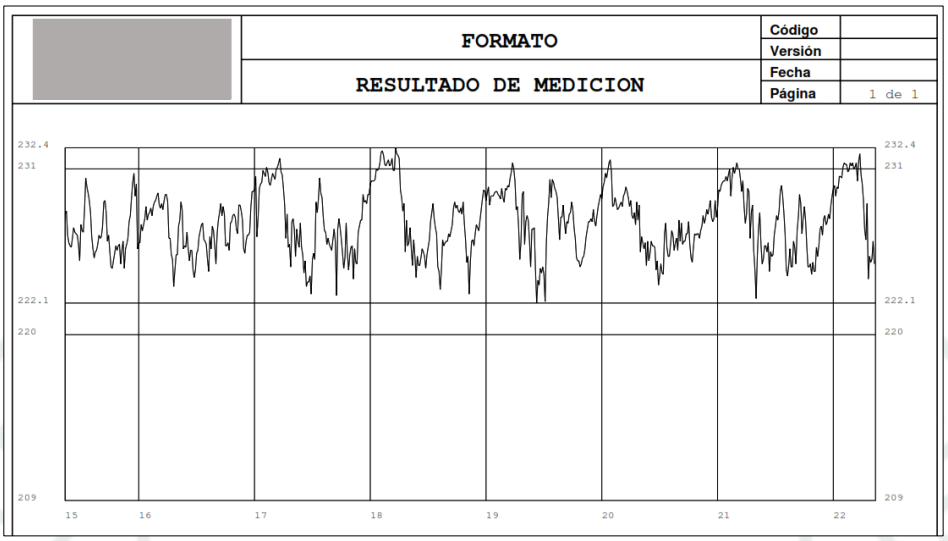


Forma de onda registrada mediante equipo registrador de tensión

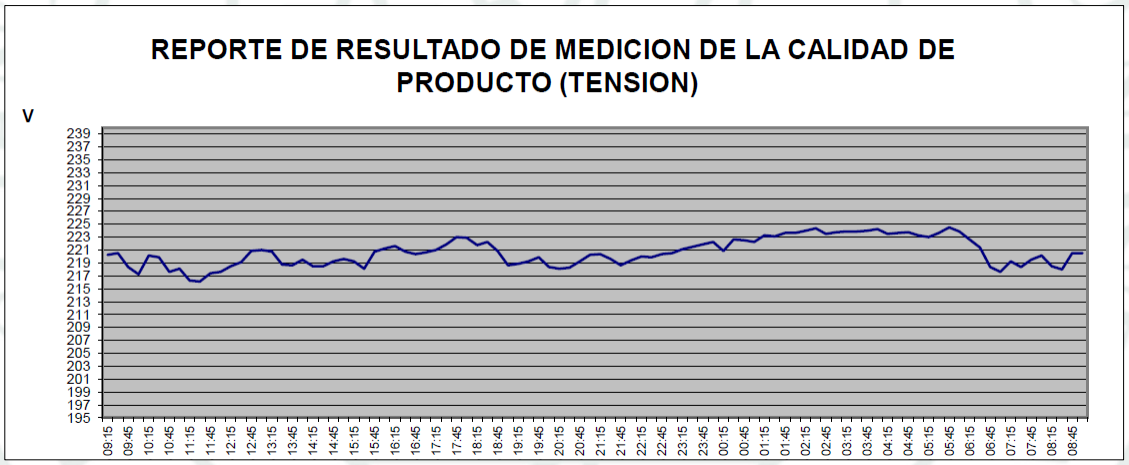


Suministro A2

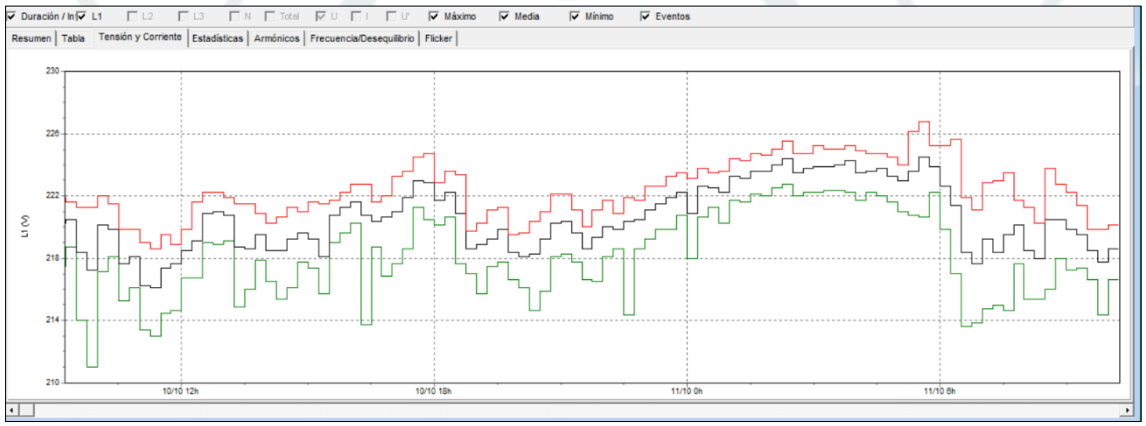
Forma de onda de tensión registrada por la empresa distribuidora



Forma de onda de tensión después de la intervención correctiva

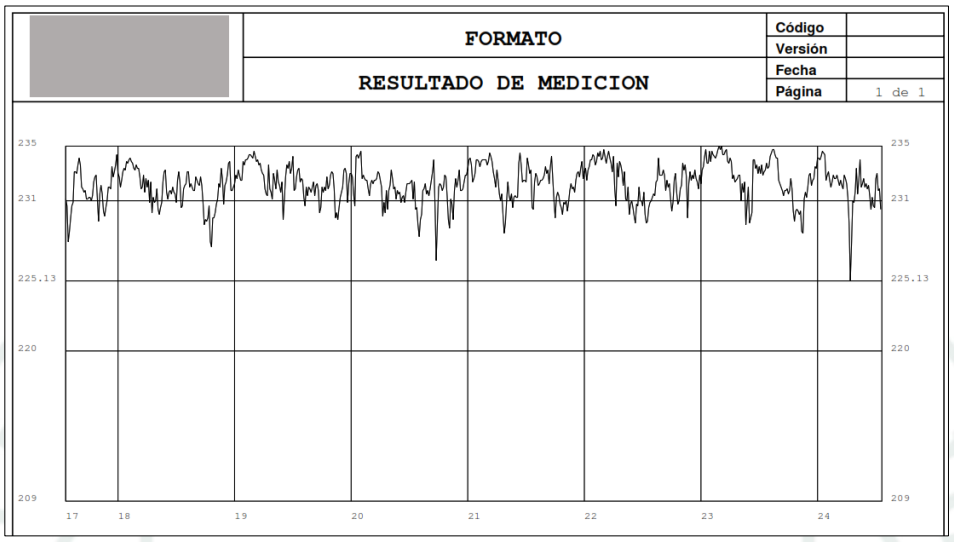


Forma de onda registrada mediante equipo registrador de tensión

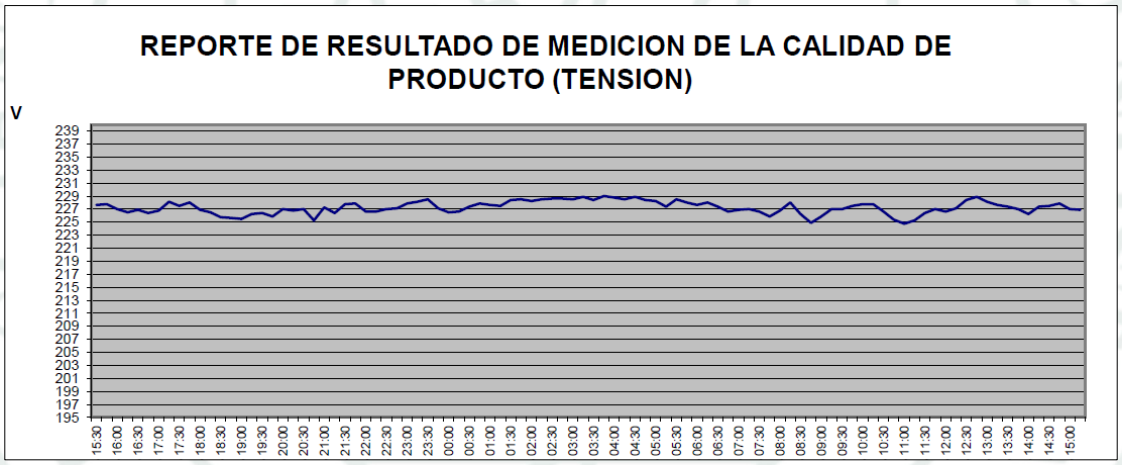


Suministro A3

Forma de onda de tensión registrada por la empresa distribuidora



Forma de onda de tensión después de la intervención correctiva



Forma de onda registrada mediante equipo registrador de tensión

