UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTIN DE AREQUIPA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PRODUCCION Y SERVICIOS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS TITULADA:

DISMINUCIÓN DE INTERRUPCIONES Y MINIMIZACIÓN DE ZONAS DE CORTE EN UNA EMPRESA CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EJECUCIÓN DE TRABAJOS CON TENSIÓN EN LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Tesis presentada por el bachiller:

RAMOS INFANTES, TONY ANDERSON

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Asesor:

Mg. Yuri Augusto Alencastre Medrano

AREQUIPA – PERU
2020

DEDICATORIA

A Dios, por guiarme y mantenerme en el camino de crecimiento. Por darme esperanzas en los altos y bajos del día a día.

A mi madre, la persona que estuvo apoyándome y bríndame fuerzas durante mi vida profesional, que con su esfuerzo me llevo a superarme y encaminarme.

A mi hermana, la persona que me guio y me brindo consejos es ocasiones de gran importancia.

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ing. Juan Carlos Gutierrez, por su alto interés en guiarme durante esta investigación y por darme valiosos consejos.

A mi asesor de tesis, Ing. Yuri Alencastre Medrano por sus conocimientos y paciencia durante este proceso para la culminación del tema de investigación.

ÍNDICE

DEDICATORIA i

AGRADECIMIENTO ii

RESUMEN xv

ABSTRACT xvi

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 1

1.1. Descripción de la realidad problemática 1

1.1.1. Ámbito geográfico 3

1.1.2. Ubicación geográfica. 6

1.2. Delimitaciones y definición del problema 8

1.2.1. Delimitaciones. 8

1.2.2. Limitaciones. 9

1.2.3. Definición del problema 9

1.3. Formulación del problema 9

1.4. Objetivo 9

1.4.1. Objetivo general. 9

1.4.2. Objetivos específicos. 9

1.5. Hipótesis de la investigación 10

1.6. Variables 10

1.6.1. Variable independiente. 10

1.6.2. Variable Dependiente. 10

1.7. Metodología de la investigación 11

1.7.1. Método de investigación. 11

1.7.2. Tipo de investigación. 11

1.7.3. Nivel de investigación. 11

1.7.4. Población. 11

1.7.5. Muestra. 11
1.7.6. Técnica. 11
1.7.7. Matriz de consistencia. 11
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO 13
2.1. Introducción 13
2.2. Estado del arte 15
2.2.1. A nivel internacional. 15
2.2.2. A nivel nacional. 16
2.3. Antecedentes 18
2.4. Definiciones básicas 19
2.5. Distribución de Energía Eléctrica 20
2.5.1. Topología de los sistemas de distribución. 21
2.5.1.1. Sistemas radiales. 21
2.5.1.2. Sistemas en anillos. 21
2.5.1.3. Sistemas enmallados. 21
2.5.2. Sectores típicos de los sistemas de distribución. 22
2.6. Calidad de Suministro Eléctrico 22
2.7. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos 23
2.7.1. Indicadores de calidad de suministro. 23
2.7.2. Compensaciones de calidad de suministro. 26
2.7.3. Establecimiento de sanciones y multas 27
2.8. Interrupciones eléctricas 30
2.8.1. Interrupciones programadas 30
2.8.1.1. Interrupciones programadas por mantenimiento 31
2.8.1.2. Ampliación, modificación y reforzamiento 32
2.8.2. Interrupciones no programadas 32
2.9. Afectación de zona de corte por interrupciones 32

2.10. El trabajo con tensión (TCT) 33
2.10.1. Conclusiones de estudios relacionados a trabajos con tensión.....39
2.11. Seguridad en trabajos con tensión.....42
2.11.1. Distancia mínima de seguridad.....42
2.12. Consideraciones de equipos de protección personal y herramientas.....47
2.13. Perfil Profesional del ejecutor para los Trabajos con Tensión.....48
2.13.1. Desarrollo de criterios para los Trabajos con Tensión.....48
2.13.2. Factores a considerar en la selección del personal.....49
2.14. Fases para la Selección de personal.....50
2.14.1. Reclutamiento.....51
2.14.2. Convocatoria.....51
2.14.3. Entrevista.....51
2.14.4. Evaluación psicológica.....52
2.14.5. Pruebas psicotécnicas.....52
2.14.6. Profesiograma.....52
2.14.7. Exámenes médicos.....53
2.14.8. Entrenamiento y adaptación 53
2.14.9. Decisión de Contratar.....53
2.14.10. Recomendaciones para la selección de personal 53
2.15. Habilitación de Personal 54
CAPITULO III: IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO CON TENSIÓN (TCT) EN UNA CONCESIONARIA 56
3.1. Situación operativa de distribución en líneas de media tensión a nivel nacional ...56
3.2. Situación operativa de distribución en líneas de media tensión de ELECTROCENTRO 67
3.3. Fases de la metodología.....74
3.3.1. Análisis para la implementación de la metodología.....75
3.3.2. Elección y Diseño para la implementación de la metodología 76

3.3.3. Implementación. 76

3.3.4. Evaluación.....77

3.4. Aplicación de la metodología para la implementación de trabajos con tensión 77

3.4.1. Análisis aplicado a la concesionaria. 78

3.4.2. Elección y Diseño aplicado a la concesionaria. 80

3.4.3. Implementación aplicada a la concesionaria.....81

CAPITULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO-TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA 88

4.1. Análisis económico 88

4.2. Presupuesto para dos grupos de trabajos con tensión (TCT) en base a personal de planta (Caso 1) 88

4.2.1. Costo de capacitación. 88

4.2.2. Gastos anuales de Equipamiento de Protección Personal.....89

4.2.3. Dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra. 90

4.2.4. Dotación de unidades móviles.....91

4.2.5. Dotación de ambiente y equipamiento informático.....92

4.3. Presupuesto para dos grupos de trabajos con tensión (TCT) en base a contratación de nuevo personal (Caso 2).....93

4.4. Presupuesto por servicio tercerizado. 95

4.5. Comparación de Presupuestos de Diseños de Implementación 98

4.6. Análisis de costos de operación 98

4.7. Comparación de Costos de Operación con y sin corte de suministro eléctrico: ...104

4.8. Resultados Técnicos que brindaría Implementación de la Metodología 105

4.9. Análisis económico 109

4.9.1. Valor Presente Neto (VAN). 110

4.9.2. Tasa Interna de Retorno (TIR). 110

4.9.3. Coeficiente Beneficio Costo. 110

4.9.4. Payback o plazo de recuperación. 110

4.9.5. Resultados de la evaluación económica 113

CONCLUSIONES 115

RECOMENDACIONES 116

BIBLIOGRAFÍA 117

ANEXOS 120

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Interrupciones por tipo de Negocio en el Sistema Eléctrico Peruano 1

Tabla 2 Causas frecuentes de interrupción en el negocio de la distribución eléctrica 2

Tabla 3 Tipos y causas de interrupciones eléctricas de media tensión 2

Tabla 5 Clasificación según el Sector Típico 5

Tabla 6 Factor de ponderación en la duración de la interrupción..... 24

Tabla 7 Tolerancias de los indicadores 25

Tabla 8 Multa por no Comunicación de Interrupciones Importantes 28

Tabla 9 Multa por entrega inoportuna de reportes de interrupciones 29

Tabla 10 Máxima Exposición a Frecuencia Industrial (60 Hz)..... 42

Tabla 11 Límites de aproximación a partes energizadas de equipos 43

Tabla 12 Límites de aproximación a partes energizadas de equipos. 43

Tabla 13 Comparación de distancias mínimas de seguridad IEC y OSHA 44

Tabla 14 Distancias mínimas de seguridad del Código Nacional de Electricidad 44

Tabla 15 Límites de aproximación a personas no calificadas 45

Tabla 16 Límites de aproximación de Vehículos y Equipos a partes energizadas 45

Tabla 17 Distancias mínimas de Seguridad a elementos de Distribución Eléctrica 46

Tabla 18 Cantidad de clientes afectados por tipo de tensión 59

Tabla 19 Número de clientes en el negocio de distribución..... 60

Tabla 20 Monto compensado por Calidad de Suministro – Sector Urbano 2 y 3 61

Tabla 21 Monto compensado por Calidad de Suministro – Sector Urbano 4 y SER..... 62

Tabla 22 Porcentaje de accidentabilidad según el negocio eléctrico 63

Tabla 23 Estadística de Accidentabilidad 64

Tabla 24 Causalidad de los accidentes de terceros en distribución 65

Tabla 25 Deficiencias de distancias de seguridad pendientes de subsanar 66

Tabla 26 Estadística de cantidad de Interrupciones de ELECTROCENTRO..... 67

Tabla 27 Análisis de tipos de interrupciones de ELECTROCENTRO 68

Tabla 28 Indicador SAIDI 2017 de ELECTROCENTRO 69

Tabla 29 Indicador SAIFI 2017 de ELECTROCENTRO..... 70

Tabla 30 Cantidad de Usuarios Afectados según el Tipo de Interrupción..... 71

Tabla 31 Compensación por Calidad de Suministro Anual -Sector Urbano..... 72

Tabla 32 Compensación por Calidad de Suministro Anual -Sector Rural..... 73

Tabla 33 Deficiencias pendientes de subsanar concecionaria 74

Tabla 34 Análisis de Alternativas de solución –Ventajas y Desventaja 79

Tabla 35 Cotización de Cursos de Capacitación – Reciclaje de Linieros TCT..... 89

Tabla 36 Cotización de Curso de Formación de operarios de TCT..... 89

Tabla 37 Requerimientos de Equipos de Protección Personal 90

Tabla 38 Cotización de Camión 4x2..... 91

Tabla 39 Cotización de Brazo hidráulico 91

Tabla 40 Cotización de Costo Prueba de rigidez dieléctrica y mantenimiento 91

Tabla 41 Cotización de Camioneta Toyota 4x4 92

Tabla 42 Cotización de Furgón de fibra de Vidrio 92

Tabla 43 Cotización de Dotación de Ambiente y Equipamiento informático 92

Tabla 44 Resumen de Costos de Inversión por Modalidad de Personal Propio..... 93

Tabla 45 Costos de grupo de trabajo con tensión 94

Tabla 46 Resumen de Costos de Inversión por de Contratación de nuevo Personal..... 94

Tabla 47 Costos de mano de obra por actividad en una sola fase. 95

Tabla 48 Costo de mano de obra por actividad en las tres fases a la vez..... 96

Tabla 49 Costo de mano de obra por actividad (las tres fases a la vez)..... 97

Tabla 50 Costo Operativo de una empresa Tercerizada 97

Tabla 51 Comparación de costos de inversión para las metodologías de implementación 98

Tabla 52 Análisis de Horas de Corte por Tipo de Interrupción Programada 99

Tabla 53 Potencia Afectada durante el 3er Trimestre del 2017 99

Tabla 54 Energía dejada de vender durante el 3er Trimestre del 2017.....100

Tabla 55 Costo Promedio por Hora Hombre.....100

Tabla 56 Costos de Mano de Obra de ELECTROCENTRO en el 3er Trimestre 101

Tabla 57 Costo total de operación con corte de suministro para trabajo de mantenimiento 101

Tabla 58 Costo mensual de Mantenimiento con corte de suministro 102

Tabla 59 Costo de Operación por Emergencia mensuales con corte de suministro.....102

Tabla 60 Costo total mensual de atención a cortes programados más atención de emergencias con tensión.....102

Tabla 61 Costos de Trabajos con Tensión de una empresa Tercerizada 103

Tabla 62 Costos de Trabajos de mantenimiento sin corte de suministro.....103

Tabla 63 Costo por Emergencia mensuales sin corte de suministro.....104

Tabla 64 Costo mensual Total de Operación 104

Tabla 65 Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión 105

Tabla 66 Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión - Cantidad.....106

Tabla 67 Cantidad de Interrupciones disminuidas con la Implementación de trabajos con Tensión.....106

Tabla 68 Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión - Tiempo.....107

Tabla 69 Tiempo de Interrupciones disminuidas con la Implementación de trabajos con Tensión.....107

Tabla 70 Indicador SAIDI con implementación de trabajos con tensión 107

Tabla 71 Indicador SAIFI con implementación de trabajos con tensión 108

Tabla 72 Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión - Tiempo 109

Tabla 73 Indicadores Económicos - Caso 1: Actividad Propia con personal propio 111

Tabla 74 Inversiones para el proyecto – Caso 1 111

Tabla 75 Indicadores Económicos - Caso 2: Actividad Propia con personal contratado 112

Tabla 76 *Inversiones para el proyecto – Caso 2* 112

Tabla 77 Resumen de indicadores para cada caso propuesto 113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Naturaleza de interrupciones eléctricas en el Sistema Eléctrico Peruano 1

Figura 2 Distribución Geográfica de la concesionaria 4

Figura 3 Cortas distancias entre fases de un mismo circuito 7

Figura 4 Proximidad de estructuras a árboles, que requieren podado 8

Figura 5 Conexionados de redes aéreas y redes subterráneas 8

Figura 6 Matriz de consistencia 12

Figura 7 Distancia de seguridad mínima - Trabajo a Distancia 34

Figura 8 Método de la canastilla - Trabajo a Contacto 35

Figura 9 Distancias Mínimas - Trabajo a Diferencial 36

Figura 10 Ejemplos de realización de trabajos con tensión: Trabajo a Distancia, Trabajo a Contacto y lavado de aisladores en Línea energizada 37

Figura 11 Ejemplo de realización de trabajos con tensión, método a contacto 37

Figura 12 Ejemplo de realización de trabajos con tensión, método a distancia 38

Figura 13 Ejemplo de realización de trabajos con tensión, método a distancia 38

Figura 14 Ejemplo de Método Robotizado 39

Figura 15 Entrenamiento con estructuras de media tensión a escala 40

Figura 16 Mapa de contorno en 2D del campo magnético medido en una subestación ... 41

Figura 17 Ejemplo de límite de aproximación de Vehículos y Maquinarias. 46

Figura 18 Porcentaje de Interrupciones por Negocio eléctrico 56

Figura 19 Porcentaje de causas frecuentes de interrupción en sistemas de distribución .. 57

Figura 20 Indicador SAIFI según Negocio Eléctrico 57

Figura 21 Indicador SAIDI según Negocio Eléctrico 58

Figura 22 Indicador SAIFI por concesionarias de distribución 58

Figura 23 Indicador SAIDI por concesionarias de distribución 58

Figura 24 Comparativo de indicadores SAIDI y SAIFI por concesionarías de distribución 59

Figura 25 Porcentaje de Usuarios según Nivel de Tensión de uso 60

Figura 26 Número de clientes por empresa – Año 2017..... 61

Figura 27 Histograma de compensaciones (U$$)..... 63

Figura 28 Total de accidentes en zona urbana y rural 64

Figura 29 Causalidad de los accidentes de terceros en distribución..... 65

Figura 30 Deficiencias de distancias de seguridad pendientes de subsanar por sector típico 66

Figura 31 Cantidad de Interrupciones mensual - 2017 68

Figura 32 Indicador SAIDI 2017- ELECTROCENTRO 69

Figura 33 Indicador SAIFI 2017- ELECTROCENTRO..... 70

Figura 34 Monto compensado por calidad de suministro (US$) – Sector Urbano..... 72

Figura 35 Monto compensado por calidad de suministro (US$) – Sector rural..... 73

Figura 36 Esquema de Fases de la Metodología 74

Figura 37 Esquema de la Fase Análisis de la Investigación..... 75

Figura 38 Esquema de la Fase de Elección y Diseño 76

Figura 39 Diagrama de Flujo de Fases de la Metodología..... 77

Figura 40 Diagrama de Flujo de Aplicación de la Metodología para la Concesionaria. ... 82

Figura 41 Diagrama de Flujo de Aplicación de la Metodología con fases en paralelo. 83

Figura 42 Diagrama de Flujo para selección de personal para la Metodología de Trabajos con Tensión 84

Figura 43 Diagrama de Flujo para la Ejecución de Trabajos con Tensión 86

Figura 44 Indicador SAIDI 2017 aplicando Metodología de trabajos con tensión 108

Figura 45 Indicador SAIFI 2017 aplicando Metodología de trabajos con tensión.....108

Figura 46 Curva de Indicador Económico VAN para el Caso 1 111

Figura 47 Curva de Indicador Económico VAN para el Caso 2 113

RESUMEN

La presente tesis denominada “DISMINUCION DE INTERRUPCIONES Y MINIMIZACION DE ZONAS DE CORTE EN UNA EMPRESA CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD MEDIANTE LA IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA PARA LA EJECUCION DE TRABAJOS CON TENSION EN LINEAS DE MEDIA TENSION”, es un trabajo de investigación dedicado a desarrollar una metodología para disminuir las interrupciones así como las zonas de corte utilizando la metodología de trabajos con tensión y que generen un beneficio a la sociedad y también a las empresas concesionarias.

Se pretende con este trabajo indicar qué alternativa es la más viable para intervenciones en redes eléctricas energizadas, con el objetivo de optimizar recursos, todo esto sustentado con indicadores financieros que proporcionarán la rentabilidad del presente trabajo corroborando así la viabilidad de la inversión económica para ejecutar las actividades con eficiencia utilizando recursos propios o externos.

Palabras Clave: Interrupciones eléctricas, zonas de corte, trabajos con tensión, viabilidad de la inversión, optimización, rentabilidad.

ABSTRACT

In the present thesis called "DECREASE OF INTERRUPTIONS AND MINIMIZATION OF CUTTING AREAS IN AN ELECTRICITY CONCESSIONAIRE COMPANY BY IMPLEMENTATION OF A METHODOLOGY FOR THE EXECUTION OF LIVE LINE WORKS IN MID LINE TENSION" is a research work dedicated to developing a methodology to reduce interruptions and electrical non-supply areas using the methodology of live line works and consequently generate a benefit to society and also to concessionary companies.

This is intended to indicate which alternative is the most viable for interventions in energized electricity networks, with the objective of optimizing resources, all this supported by financial indicators that will provide us with the profitability of this work, thus corroborating the viability of economic investment to execute efficient activities using own or external resources.

Keywords: Electrical interruptions, cutting areas, live line work (work with electric tension), investment viability, optimization, profitability.

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1.Descripción de la realidad problemática

Durante muchos años las empresas encargadas de los sistemas de distribución eléctrica han concentrado esfuerzos en aumentar la continuidad, calidad del suministro eléctrico y los índices de confiabilidad y disponibilidad de sus infraestructuras por medio de actividades que garanticen o permitan una intervención en los mantenimientos, conexiones de nuevos suministros en media tensión y levantamiento de observaciones por distancias mínimas de seguridad, de manera que no afecte el suministro eléctrico a causa de las interrupciones eléctricas que conlleva a realizar estos objetivos, situación que ha fomentado la búsqueda de nuevos métodos de intervención en redes eléctricas. En la actualidad el Sistema Eléctrico Peruano, en base a su funcionamiento y tipo de negocio de energía, presenta reportes de interrupciones del servicio eléctrico ante las entidades fiscalizadoras del sector eléctrico. Los datos presentados están distribuidos de la siguiente forma:

Tabla 1
Interrupciones por tipo de Negocio en el Sistema Eléctrico Peruano

Tipo de Sistema	Interrupciones
Sistema de Generación	4%
Sistema de Transmisión	29%
Sistema de Distribución	67%

Fuente: Elaboración propia en base a Estadística de la Calidad del Sistema Eléctrico Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

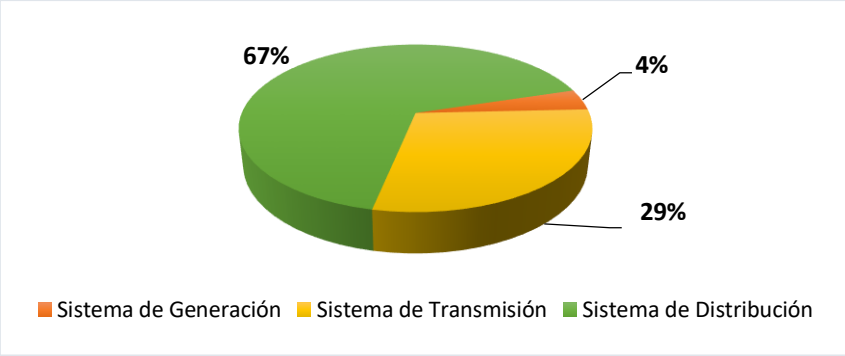


Figura 1 Naturaleza de interrupciones eléctricas en el Sistema Eléctrico Peruano
Fuente: Elaboración propia en base a Estadística de la Calidad del Sistema Eléctrico Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Como se observa en la figura 1, el negocio de distribución eléctrica representa más del 60% de interrupciones que afectan a los clientes finales y/o usuarios. A ello se añade que según el análisis brindado por el Organismo Fiscalizador de Inversión de Energía y Minas (OSINERGMIN) las causas frecuentes en este sector de distribución es la siguiente:

Tabla 2
Causas frecuentes de interrupción en el negocio de la distribución eléctrica

N°	Descripción de Causa	Incidencia
1	Por expansión o reforzamiento de redes	31.20%
2	Otros, por falla en componente(s) del sistema de potencia	15.10%
3	Por Mantenimiento	13.10%
4	Hurto de conductor o elemento eléctrico	6.60%
5	Falla Equipo (transformador, interruptor, seccionador de potencia, etc.)	5.20%
6	Otro fenómenos naturales y/o ambientales	4.60%
7	Picado de cable	3.20%
8	Contacto accidental con línea	3.10%
9	Impacto vehicular	3.10%
10	Otros, causados por terceros	2.30%
11	Otras causas	12.40%
	Total	100%

Fuente: Elaboración propia en base a Causas Frecuentes de Interrupción Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Para una mejor comprensión de las interrupciones eléctricas en el sistema de distribución en grupos que se consideran para la obtención de los factores de calidad que utiliza OSINERGMIN, se obtiene 4 clasificaciones principales, que se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3
Tipos y causas de interrupciones eléctricas de media tensión

Tipo de Interrupción	Causa
Por Otros y/o Terceros	Otros motivos
	Animales en instalaciones
	Accidentes de Trabajo de terceros
	Hurto de conductor o elementos de red
	Intento de hurto de conductores
	Colisión de vehículo
Por Maniobra sin aviso	Transferencia de cargas
	Reparación de falso contacto
	Seguridad
Por Mantenimiento, Expansión y Reforzamiento	Incremento de Capacidad de Red
	Instalación de equipos de protección en red
	Expansión de redes

	Refuerzo de estructuras-postes
	Remodelación integral de redes
Por Falla	Rechazo de carga mínima
	De generadora/transmisora
	Avería de Transformadores
	Sobrecarga
	Bajo nivel de aislamiento
	Descarga atmosférica
	Error de maniobra
	Avería de equipo de protección
	Tiempo adicional por mantenimiento
	Transitorio
	Cortocircuito
	Línea abierta o caída
	Descoordinación de protección

Fuente: César Augusto Enríquez Gutti: Análisis para disminuir las Interrupciones Eléctricas en Media Tensión de la Empresa Hidrandina 2017.

Con la presente investigación, se pretende obtener soluciones a la problemática descrita, a través de alternativas que faciliten y posibiliten realizar trabajos con tensión de diferente índole en línea de media tensión sin generar cortes de suministro eléctrico.

1.1.1. Ámbito geográfico

El presente estudio se realiza en el área de concesión de ELECTROCENTRO; que comprende las regiones de Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho, Lima (en parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí) y Cusco (en parte de la provincia de La Convención), dentro de su infraestructura eléctrica cuenta con redes de distribución en media y baja tensión y líneas de transmisión.

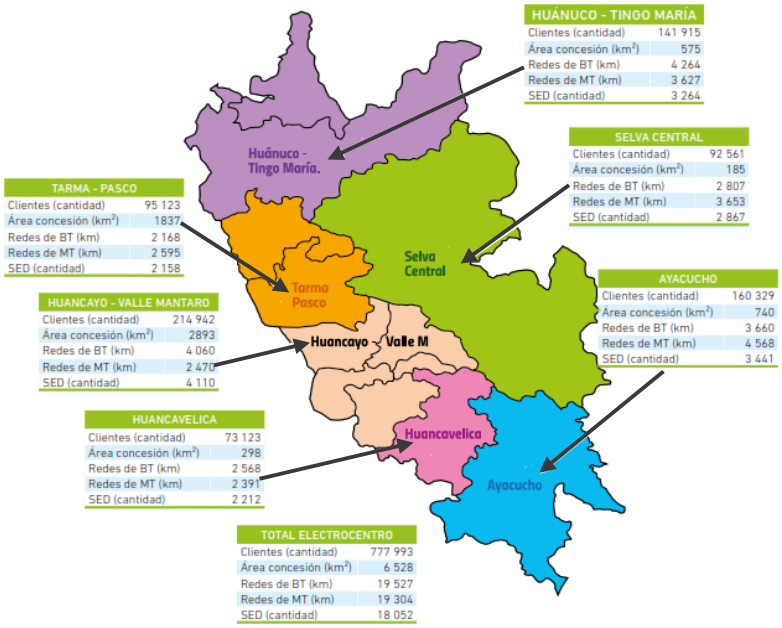


Figura 2 Distribución Geográfica de la concesionaria ELECTROCENTRO

Fuente: Memoria Anual Electrocentro 2017.

En resumen, dentro de la totalidad del área de concesión de ELECTROCENTRO se tiene los siguientes datos mostrados en la tabla 4:

Tabla 4

Estadística de crecimiento anual de ELECTROCENTRO

Descripción	2016	2017	Incremento (%)
Clientes(cantidad)	739,024	777,993	5.3%
Área Concesión(km2)	6,528	6,528	0.0%
Redes MT (km)	16,518	19,527	18.2%
Redes BT (km)	17,908	19,304	7.8%
SED (cantidad)	16,816	18,052	7.4%

Fuente: Memoria Anual Electrocentro 2017.

Respecto a la clasificación de los sistemas eléctricos de distribución, ELECTROCENTRO clasifica su área de concesión, además de tener control de la cantidad de usuarios según el nivel de tensión. Esta clasificación se muestra en la Tabla 5:

Tabla 5
Clasificación según el Sector Típico de ELECTROCENTRO

Sector Típico	Sistema	Usuarios		
		MT	BT	Total
Sector 2	Ayacucho	57	50,418	50,475
	Huancavelica Ciudad	15	11,679	11,694
	Huancayo	115	107,960	108,075
	Pasco	31	18,274	18,305
	Tingo María	27	16,994	17,021
	Huánuco	69	47,652	47,721
	Pichanaki	38	11,869	11,907
	San Francisco	20	9,263	9,283
	Huanta Ciudad	8	9,121	9,129
	Oroya	48	12,084	12,132
	Tarma	8	14,435	14,443
	San José	-	1,468	1,468
	Chanchamayo	49	19,452	19,501
Sector 3	Valle del Mantaro 1	30	28,987	29,017
	Valle del Mantaro 2	26	21,716	21,742
	Chalhuamayo-Satipo	53	17,053	17,106
	Valle del Mantaro 3	43	21,601	21,644
	Pozuzo	1	1,754	1,755
	Huánuco Rural 1	28	9,049	9,077
	Junín	11	7,622	7,633
	Aucayacu	5	4,079	4,084
	Yaupi	26	10,852	10,878
Sector 4	Cangallo-Llusita	33	15,522	15,555
	Pampas	17	13,090	13,107
	Huancavelica Rural	43	25,893	25,936
	Valle del Mantaro 4	56	32,661	32,717
	Tablachaca	7	5,058	5,065
	Ayacucho Rural	34	16,035	16,069
	Huánuco Rural 2	47	19,306	19,353
	Tarma Rural	32	14,304	14,336
	Huanta Rural	17	16,728	16,745
	Pasco Rural	20	10,106	10,126
	San Francisco Rural	6	5,398	5,404
	Pozuzo Rural	16	3,963	3,979
	Tingo María Rural	6	3,630	3,636
	Carhuamayo	14	9,585	9,599
Sector (SER)	SER Mantaro (SER Ayacucho Rural)	41	55,749	55,790
	SER Huancavelica	6	8,701	8,707
	SER Huánuco	17	32,982	32,999
	SER Pasco	14	5,945	5,959
	SER Aislados ELCTO (SER Pozuzo)	4	4,739	4,743
	SER Tarma - Chanchamayo	27	3,762	3,789
	SER Tingo María	8	7,545	7,553
	SER Valle Mantaro	-	980	980
	SER Yaupi	50	23,967	24,017
	SER Carhuamayo	1	1,289	1,290
	SER Aucayacu	8	5,370	5,378
	Total	1,232	795,690	796,922

Fuente: Elaboración propia en base a Procesamiento Y Análisis De La Información Comercial Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

1.1.2. Ubicación geográfica.

El presente estudio se realiza en el área de concesión de ELECTROCENTRO; que posee las siguientes características:

- Las unidades de negocio se dividen de la siguiente manera:
  - Unidad de Negocio Huánuco: Temp. Max 26.9 °C; Temp. Min 15 °C; 1894 m.s.n.m., Tensión de 10kV y 22.9kV; Delta-Estrella.
  - Unidad de Negocio Tarma Pasco: Temp. Max 18 °C; Temp. Min 5 °C; 3050 m.s.n.m., Tensión de 10kV y 22.9kV; Delta-Estrella.
  - Unidad de Negocio Selva Central: Temp. Max 28 °C; Temp. Min 18 °C; 1930 m.s.n.m.; Tensión de 10kV-13.2kV- 22.9kV; Delta-Delta-Estrella.
  - Unidad de Negocio Huancayo: Temp. Max 22 °C; Temp. Min 4 °C; 3259 m.s.n.m.; Tensión de 10kV-13.2kV; Delta.
  - Unidad de Negocio Huancavelica: Temp. Max 18 °C; Temp. Min 3 °C; 3676 m.s.n.m.; Tensión de 10kV-13.2kV- 22.9kV; Delta.
  - Unidad de Negocio Ayacucho: Temp. Max 21 °C; Temp. Min 5°C; 2761 m.s.n.m.; Tensión de 10kV – 22.9kV; Delta.

- La red de media tensión está compuesta por alimentadores de redes cuyos niveles de tensión corresponden a las salidas de media tensión de los centros de transformación (22.9 kV, 13.2 kV y 10 kV), el tipo de configuración de los transformadores son delta y estrella.
- La red de baja tensión está compuesta por circuitos de red cuyos niveles de tensión corresponden a las características del secundario de los transformadores de distribución, se podrán adaptar sistemas de conexión delta 3x220V, conexión estrella 3x380/220V y conexión bifásica 440/220V.
- Sus principales ciudades poseen centros con mediana cantidad de calles angostas, con zonas urbanas alrededor con mejores distancias de calles y faja de servidumbre para las redes de distribución aéreas que las recorren; mejorando estas distancias en las avenidas grandes de la periferia, aunque vuelve a haber problemas en los nuevos asentamientos humanos debido al creciente desarrollo desordenado de los mismos. La topología de las redes de media tensión son de tipo radiales.
- Dado el clima no perjudicial debido a su altitud sobre el nivel del mar, se observa buena conservación de aisladores y conductores, sin embargo, se ha podido

comprobar la disposición de las estructuras y armados está parcialmente prevista para trabajos con tensión (TCT); del mismo modo, en la mayoría de los casos se aprecia buena distancia de seguridad entre fases para desarrollar este tipo de trabajos.

- Los nodos de derivaciones no parten de un anclaje en muchos casos, sino de la misma troncal o atada a la punta del aislador pin.
- Respecto a los empalmes de los conductores de la red aérea de media tensión, se observa que la mayoría de ellos son a cuña o tornillo y no prensados; con el consiguiente riesgo de falso contacto, que solo una cámara termográfica puede confirmar.
- También se observa algunos aisladores tipo pin antiguos, en el fin de su vida útil o extendida, dando a entender que los conductores suspendidos en ellos también presentarían ese estado.
- En cuanto a terminales de cables aislados de media tensión en subidas a poste no cuentan con pletina, sino que van directamente conectados al borne, siendo vulnerables a acumular agua o polución en la concavidad de sus campanas extensoras de fuga.
- Se tienen casos de distancias mínimas de seguridad donde las redes de conductor desnudo de media tensión pasan cerca de las fachadas de casas y edificios sin cubierta protectora, con el consiguiente riesgo de muerte por contacto accidental a esos niveles de tensión.

Se muestra a continuación algunas imágenes tomadas en zonas urbanas de Huancayo:

Figura 3 Cortas distancias entre fases de un mismo circuito

Fuente: Archivo Propio, Tony Anderson Ramos Infantes 2018

Figura 4 Proximidad de estructuras a árboles, que requieren podado
Fuente: Archivo Propio, Tony Anderson Ramos Infantes 2018

Figura 5 Conexionados de redes aéreas y redes subterráneas
Fuente: Archivo Propio, Tony Anderson Ramos Infantes 2018

1.2.Delimitaciones y definición del problema

1.2.1. Delimitaciones.

El presente estudio se delimita en la concesionaria eléctrica ELECTROCENTRO, que comprende las regiones de Huánuco, Ayacucho, Huancavelica, Pasco, Huancayo y Selva central. El trabajo está orientado específicamente al sistema de distribución de líneas primarias de media tensión.

1.2.2. Limitaciones.

- Los datos recolectados corresponden al periodo de operación del tercer trimestre del año 2017.
- Debido a que la puesta en práctica de este estudio recién se está evaluando por parte de la empresa, la demostración de algunas variables serán empíricas.

1.2.3. Definición del problema

La continuidad de suministro eléctrico de una concesionaria de distribución eléctrica se ve afectada por la presencia de interrupciones externas a su área de influencia o dentro de su propia área de concesión lo que origina zonas de corte de suministro en diferentes sectores. Dichas interrupciones y zonas de corte tienen una afectación directa sobre los usuarios que dependen del servicio eléctrico así como la propia empresa de distribución y el sistema eléctrico interconectado Nacional del Perú, también se originan pagos por penalidades y compensaciones impuestas por el Organismo Supervisor de Energía Eléctrica.

1.3.Formulación del problema

¿Cómo implementar una metodología para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión para disminuir las interrupciones y zonas de corte en la concesionaria?

1.4.Objetivo

1.4.1. Objetivo general.

Proponer la implementación de una metodología para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión con la finalidad de disminuir la cantidad de interrupciones y minimizar las zonas de corte.

1.4.2. Objetivos específicos.

- Analizar el estado de la calidad del suministro eléctrico referido a redes de media tensión de la concesionaria y sus efectos frente a la fiscalización y supervisión del ente regulador.
- Elaborar un procedimiento para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión.

- Evaluar los beneficios técnico-económicos de la propuesta de implementación de la metodología para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión.
- Realizar un análisis de la conveniencia de la ejecución de trabajos con tensión de forma directa o tercerizada.

1.5.Hipótesis de la investigación

Si se implementa la metodología propuesta en la operación de la concesionaria para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión, entonces, será posible disminuir las interrupciones y minimizar las zonas de corte de la concesionaria.

1.6.Variables

1.6.1. Variable independiente.

Metodología para ejecutar los trabajos con tensión

Definición Conceptual: Son actividades que permiten realizar trabajos sobre instalaciones eléctricas sin la necesidad de interrumpir el suministro eléctrico.

Definición Operacional: Para la implementación y ejecución se desarrollan metodologías basadas en una secuencia de etapas.

Esta metodología de trabajo consiste en:

- Caso 1: Como actividad propia con Personal de Planta
- Caso 2: Como actividad propia con Personal Nuevo Contratado
- Como actividad tercerizada (complemento a las dos primeras)

1.6.2. Variable Dependiente.

Interrupciones y Zonas de Corte en el suministro eléctrico.

Definición Conceptual: Una interrupción es aquella que afecta la continuidad del suministro eléctrico lo que ocasiona una zona o área de corte.

Definición Operacional: Registro de interrupciones de la concesionaria anual, base de datos del tercer trimestre de la concesionaria.

1.7. Metodología de la investigación

1.7.1. Método de investigación.

El método de investigación es Cuantitativo - cualitativo

1.7.2. Tipo de investigación.

La presente investigación es de tipo no experimental, debido a que no existe manipulación de las variables de estudio.

1.7.3. Nivel de investigación.

El nivel de investigación es descriptivo, debido a que implica una observación y descripción del comportamiento de las variables.

1.7.4. Población.

La población está comprendida por los usuarios que utilizan el servicio eléctrico de Media Tensión a Nivel Nacional.

1.7.5. Muestra.

La muestra está comprendida por los usuarios que utilizan el servicio eléctrico de Media Tensión de ELECTROCENTRO.

1.7.6. Técnica.

Recolección, procesamiento y análisis de datos.

1.7.7. Matriz de consistencia.

La matriz de consistencia se puede observar en el Figura 6.

TÍTULO	DISMINUCIÓN DE INTERRUPCIONES Y MINIMIZACION DE ZONAS DE CORTE EN UNA EMPRESA CONCESIONARIA DE ELECTRICIDAD MEDIANTE LA IMPLEMENTACION DE UNA METODOLOGIA PARA LA EJECUCION DE TRABAJOS CON TENSION EN LINEAS DE MEDIA TENSION								
Problema Principal	**Formulación del problema**		**Objetivos**		**Hipótesis**	**Variables**	**Dimensiones**	**Indicadores**	**Diseño de Investigación**
	Interrogante Principal	**Interrogante Específica**	**Objetivo Principal**	**Objetivos Específicos**	**Hipótesis Principal**				
La empresa concesionaria de electricidad bajo estudio es afectada por las interrupciones y zonas de corte que se generan en su área de influencia, al no contar con una metodología de implementación para la ejecución de trabajos con tensión se afecta directamente a los usuarios con el corte del suministro eléctrico y la empresa se afecta al tener que pagar multas y compensaciones dictaminadas por Osinergmin.	¿Cómo implementar una metodología para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión para disminuir las interrupciones y zonas de corte en la concesionaria?	¿Se analizó el estado de la calidad del suministro eléctrico referido a redes de media tensión de la concesionaria y sus efectos frente a la fiscalización y supervisión del ente regulador en la concesionaria?	Proponer la implementación de una metodología para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión para disminuir la cantidad de interrupciones y minimizar las zonas de corte en una empresa concesionaria de electricidad.	Analizar el estado de la calidad del suministro eléctrico referido a redes de media tensión de la concesionaria y sus efectos frente a la fiscalización y supervisión del ente regulador	Si se implementa la metodología en la operación de la concesionaria para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión, entonces disminuirán las interrupciones y se minimizarán las zonas de corte de la concesionaria.	**Variable Independiente:** Metodología de Trabajo con tensión en líneas de media tensión	Análisis de la investigación	Análisis externo Análisis interno	**Tipo de investigación** No experimental **Nivel de Investigación** Descriptiva **Método de investigación** Cuantitativo - Cualitativo **Población** La población está comprendida por los usuarios que utilizan el servicio eléctrico de Media Tensión a Nivel Nacional **Muestra** La muestra está comprendida por los usuarios que utilizan el servicio eléctrico de Media Tensión de ELECTROCENTRO **Técnica** Recolección, procesamiento y análisis de datos
		¿Se tiene un procedimiento para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión?		Elaborar un procedimiento para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión			Elección y Diseño	Selección Diseños	
							Implementación	Ejecución	
		¿ Se evaluaron los beneficios técnico-económicos de la propuesta de implementación de la metodología para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión?		Evaluar los beneficios técnico-económicos de la propuesta de implementación de la metodología para la ejecución de trabajos con tensión en líneas de media tensión			Evaluación	Análisis de beneficios	
						Variable Dependiente: Interrupciones y Zonas de Corte	Cantidad de interrupciones		
		¿Se tiene un analisis de cual es la conveniencia de ejecución de trabajos con tensión con fuerza operativa propia o tecerizada?		Realizar un análisis de la conveniencia de la ejecución de trabajos con tensión de forma directa o tercerizada			Tiempo de interrupciones		
							Zonas de Corte		

Figura 6 Matriz de consistencia

Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1.Introducción

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos estableció una serie de requisitos con el objetivo de mejorar la prestación del servicio, lo que generó una serie de condiciones tendientes a mejorar la calidad del servicio suministrado y que ha permitido varias modificaciones en la legislación vigente, por lo que en el año 2004, entró en vigencia el Procedimiento de Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado con resolución Osinergmin N° 074-2004-OS/CD, la cual establece indicadores de performance que reflejen el desempeño de los componentes de las instalaciones de los sistemas eléctricos, como son los indicadores SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index), y SAIDI (System Average Interruption Duration Index).

Estos índices de calidad obligan a las empresas concesionarias prestadoras del servicio eléctrico a realizar los trabajos emergentes y programados en redes eléctricas, de forma ininterrumpida, mediante el mantenimiento en las redes energizadas garantizando así la continuidad del servicio.

La modalidad de trabajos con tensión en redes energizadas de baja, media y alta tensión, conocido por sus siglas como TCT, y su desarrollo para la atención del mercado eléctrico peruano se centralizó hasta hace poco solo en Lima, capital de Perú.

La empresa peruana pionera en su implementación fue la concesionaria limeña de distribución eléctrica denominada Luz del Sur S.A.A. en el año 1997, le siguió la también empresa limeña Edelnor S.A. en el año 2000 al hacerse de los servicios de la contratista Cam Perú S.A.; seguidamente empezó el grupo DISTRILUZ mediante Hidrandina en el año 2006, ENSA y ENOSA en los siguientes años y en el año 2014 la adoptó la empresa iqueña Electro Dunas S.A.A. Actualmente, el mercado energético peruano ya empujó la creación de varias empresas contratistas con implementación en trabajos con tensión (TCT), 02 para Lima como proyecto a 1 año, y una operativa a nivel nacional, etc; siendo tendencias a corto plazo la incursión de nuevas empresas especializadas en trabajos con tensión, dado el progreso y avance económico nacional que requiere contar con el suministro de electricidad de manera constante.

La concesión de ELECTROCENTRO se encuentra en regiones de Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho, Lima (parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí) y Cusco (en parte de la provincia de La Convención), todas estas ciudades se encuentran en

constante crecimiento, desarrollo minero, creciente demanda del turismo y proyectos de electrificación de zonas urbanas y rurales, requieren desde hace años introducir esta modalidad de mantenimiento correctivo y preventivo para sus redes eléctricas de distribución primaria en media tensión. Así mismo, el creciente desarrollo agrícola, reordenamiento de las zonas urbanas y urbano-rurales y pujanza de sus ciudades manifiesta en sus centros comerciales, residenciales, edificios, clínicas y hospitales, como entidades privadas o nacionales de importancia estratégica la necesidad de contar con energía continua garantizada que aseguren su sostenido avance en el tiempo.

Apareciendo para ello, la opción para la concesionaria eléctrica ELECTROCENTRO de introducir de manera tercerizada o integrar como actividad directa la modalidad de trabajos con tensión (TCT) para el mantenimiento de sus redes; una necesidad latente para continuar con el progreso descrito.

Respecto a la regulación nacional eléctrica, OSINERGMIN a través de su normatividad (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Ley de concesiones Eléctricas, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, Supervisión de la Performance de los Sistemas Eléctricos de Distribución mediante los indicadores SAIFI y SAIDI), exige estándares de calidad en la entrega de energía eléctrica a los usuarios de manera ininterrumpida o con un nivel de tolerancia periódico de cortes, siendo el exceso castigado con multas y compensaciones crecientes. Frente a ello, la propuesta de implementar o contratar grupos de trabajos con tensión es compatible, dado que trabajar con red energizada tiene como misión justamente de realizar labores de mantenimiento correctivo y preventivo sin cortes de energía en baja tensión o media tensión.

A la fecha, la mayoría de las empresas concesionarias a nivel nacional que no tienen implementado el mantenimiento de sus redes de distribución con trabajos con tensión presentan los siguientes problemas, aún sin resolver:

- Casos de no cumplimiento de distancias mínimas de seguridad o DMS.
- Acumulación en cola de clientes nuevos que desean insertarse a la red de media tensión.
- Compensaciones o multas crecientes de parte del OSINERGMIN.

Las recurrentes maniobras de corte de energía para atender estos casos con el método tradicional de trabajos en frio o sin tensión actualmente han dejado de ser una opción

eficiente, pues generan penalidades crecientes y demandan grandes recursos de personal, equipos y unidades. ELECTROCENTRO no es la excepción a esta realidad, sin embargo, depende de su plana gerencial ejecutiva aplicar este servicio o modalidad de trabajo denominado trabajo con tensión para cumplir satisfactoriamente la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que su ciudad y progreso demandan.

2.2.Estado del arte

2.2.1. A nivel internacional.

Valencia (2014) en su tesis de título "Metodologías para trabajos en redes eléctricas energizadas" planteó como objetivo establecer una guía técnica estandarizada de los procedimientos seguros de trabajos en cumplimiento con la normatividad nacional e internacional vigentes, ello mediante la definición y documentación de procedimientos, la caracterización de las consecuencias resultantes de un acto inseguro en trabajos con líneas energizada, listado de intervenciones rutinarias y el análisis de riesgos de cada una de ellas. Como conclusión se obtuvo que la presión por el tiempo estimado para la culminación de una actividad ocasiona la mayoría de condiciones inseguras en la realización de maniobras de tensión. Se identificó además, el método a contacto, como el método más usado por la empresa de estudio, en cuanto a tasas de accidentabilidad, es más elevada en trabajos en redes no energizadas (sin tensión) que en las de línea viva (energizadas), a diferencia de que en línea viva son de mayor gravedad. Se realizó un proceso de identificación de riesgos, lo que permitió la documentación y estandarización de los procedimientos eléctricos, teniendo como resultado una guía técnica como elemento de apoyo para reducir los índices de accidentabilidad. Por último, el autor agrega que una de las vías para que los trabajadores puedan adquirir hábitos seguros en el desarrollo de las actividades de alto riesgo, es la convicción, más no la represión.

Caicedo (2006) elaboró un proyecto de investigación en respuesta a la carencia de guías en relación a los procedimientos de trabajo en Línea Viva, lo que genera inconvenientes en la aplicación de dichos procesos para las empresas, teniendo como consecuencia el incremento de las tasas de accidentabilidad a nivel de la industria. La metodología considerada para el diagnóstico fue la experiencia laboral en tiempo y condiciones reales, primero se tomó en cuenta la ubicación del sitio de trabajo, luego los comentarios del trabajo a realizar por parte del grupo, la observación directa, el análisis

y organización de los diferentes puntos de trabajo y por último la elaboración secuencial de los procedimientos seguros para realizar los trabajos en Línea Viva.

Al ser una técnica compleja, como conclusión, se identificó 3 métodos para atender los servicios que se ejecutan en Línea Viva: el método a distancia que se aplica especialmente en media y alta tensión, el método a contacto, que por su naturaleza implica contar con un equipo de protección eficiente y que a su vez no interrumpa la realización del trabajo y finalmente el método a potencial de línea, que aplica para servicios de alta, extra y ultra-alta tensión. Como recomendación, el autor sugiere que se establezcan procedimientos claros, seguros y prácticos sobre la operación y el mantenimiento de redes de energía en Línea Viva, así como para los distintos procesos involucrados en el Sistema Eléctrico Colombiano a manera de Norma Técnica Colombiana; a esto agrega la importancia de desarrollar programas de capacitación técnica profesional y un entrenamiento constante al personal que opera redes aéreas de energía eléctrica

2.2.2. A nivel nacional.

Cotacallapa (2010) en su informe de suficiencia titulado “Los trabajos en tensión en la operación de los sistemas eléctricos de media tensión”, tiene como finalidad fomentar las aplicaciones de los trabajos en tensión mediante la descripción e identificación de la importancia y beneficios de los mismos frente a los requisitos de Continuidad de operación de los Sistemas eléctricos de media tensión en el mercado eléctrico regulado en Perú.

Como conclusión, obtuvo que los valores máximos de campos magnéticos que se registran en la media tensión se encuentran por debajo de los límites ocupacionales propuestos en estándares a nivel internacional. Factores como: la potencia eléctrica interrumpida, la duración del trabajo, el costo de interrupción de energía, costo de mano de obra, el equipamiento adicional, el riesgo eléctrico, el acceso y condiciones geográficas, así como, el prestigio y confiabilidad, deben ser considerados para la selección del tipo de método para el desarrollo de un trabajo eléctrico en media tensión. Una de las aplicaciones más recurrentes para los trabajos en tensión que se realizan en media tensión, es el método al contacto. Finalmente, el autor recomienda el establecimiento de condiciones de seguridad en trabajos de instalación eléctrica, puesto que actualmente no se tienen reglamentos en relación a trabajos en tensión.

La tesis presentada por Salas (2013) para obtener el título profesional de Licenciado en Gestión Empresarial tuvo como objetivo diagnosticar, analizar y proponer acciones de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro de electricidad de baja tensión. El levantamiento de información y su posterior análisis, se realizaron mediante la aplicación de entrevistas y reuniones con los responsables del proceso, y la utilización de las siete herramientas de la calidad. Como principales resultados se obtuvo que la duración de las interrupciones imprevistas de tipo SAE para el año 2012 es en su mayoría de 1 a 2 horas teniendo como fallas más comunes el defecto interno en instalación de cliente, falso contacto y material defectuoso, para interrupciones de tipo OA, duran de 2 a 3 horas con fallas Las de sobrecarga, corrosión, humedad y envejecimiento. Las interrupciones por sobrecarga se detectan generalmente en las subestaciones de distribución, siendo las fallas por corrosión (redes aéreas), humedad y envejecimiento (redes subterráneas). Un aspecto que afecta la gestión de interrupciones es la ruptura de stock, para casos en los que involucra a más de un cliente, los costos por compensaciones para baja tensión se incrementaron desde el año 2005, en 529% por Ley de Concesiones Eléctricas y en 106% por la NTCSE (Norma Técnica de Calidad en el Sector Eléctrico). En cuanto a la gestión de personal, las cuadrillas cuentan con conocimientos básicos de electricidad y seguridad, mientras que las empresas contratistas que realizan las reparaciones BT poseen mayor conocimiento y experiencia.

La propuesta de mejora se enfocó en mejorar la eficiencia operativa del proceso, y el uso eficiente de activos tanto para redes y subestaciones. Además se planteó mejorar los turnos de las cuadrillas de reparaciones BT y una mejor gestión de inventarios basado en un método de pronósticos.

Saune (2017) realizó su tesis de título “Optimización de los indicadores de calidad de suministro con mantenimiento de líneas energizadas en los alimentadores de media tensión en la ciudad de Trujillo” en las instalaciones de la empresa Hidrandina S.A., específicamente en 53 alimentadores de media tensión que forman parte de los sistemas eléctricos SE0122 – Trujillo y SE1122 – Virú con la finalidad de optimizar los indicadores de calidad de suministro mediante el mantenimiento de líneas energizadas. Es mediante la cuantificación de los indicadores SAIFI, SAIDI y compensaciones, además de un análisis de Pareto, es que se identificó los alimentadores que se encontraban en situación crítica. El plan de mantenimiento propuesto se elaboró considerando el registro de interrupciones presentes en el alimentador de media tensión más crítico

(VIR002) y las causas y ubicación de las fallas en dicho alimentador; posterior a ello se programaron inspecciones a través de termografía y efecto corona e inspecciones detalladas a los sistemas eléctricos que componen un alimentador de media tensión, en conjunto con una inspección a la cuadrilla de líneas energizadas en la reparación de los puntos críticos.

Una vez finalizado el trabajo con líneas energizadas, se calcularon y analizaron los indicadores SAIFI y SAIDI, obteniendo una reducción del para el 2017 del SAIFI en 58.5% y 54.4%, con respecto al primer y segundo semestre del 2016. Respecto a las compensaciones, se obtuvo también una reducción del 14% lo equivalente a 596.84 dólares. Obteniendo como conclusión final que la aplicación del método genera una gran ventaja para la empresa, debido a que permite valorizar los aspectos de calidad de suministro de energía, permitiendo una sola una unidad medida.

2.3.Antecedentes

Con las herramientas y estudios que progresan en la actualidad se viene realizando nuevos tipos de trabajo con redes energizadas, como lo definen métodos de trabajo, en los cuales un operario entra en contacto con elementos energizados o entra en la zona de influencia directa del campo electromagnético que este produce, bien sea con una parte de su cuerpo o con herramientas, equipos o los dispositivos que manipula (Valencia, 2014, p.18).

Dentro del esquema de los trabajos eléctricos (…) se ubican los Trabajos en Tensión, los cuales se definen básicamente como el realizar una actividad sin tener que suspender la energía eléctrica, razón por la cual se deberá hacerla con los cinco sentidos en perfecto estado y con las debidas precauciones (Cotacallapa, 2010, p.23).

Una de las alternativas para mejorar la confiabilidad y continuidad en el suministro eléctrico; es mediante la aplicación de trabajos con líneas energizadas los cuales se realizan sin interrumpir la continuidad del servicio eléctrico, de esta manera se logra reducir considerablemente los costos de mantenimiento y operación de las instalaciones eléctricas (Saune, 2017, p.15).

Las empresas electrificadoras deben establecer un orden que conlleve a la seguridad de los trabajos en Línea Viva y en ese sentido deben definir lineamientos técnicos que identifiquen a técnicos e instalaciones en una metodología particular (Caicedo, 2006, p.18).

El trabajo con líneas vivas no constituye una solución universal y excluyente para realizar mantenimiento en las líneas de transmisión o distribución, sino que ha de considerarse como una herramienta complementaria que otorga muchas posibilidades (Mahauad, 1978, p.60).

Una de las acciones tomadas por las empresas de distribución, es la implementación, dentro de sus operaciones, el desarrollo de trabajos de mantenimiento o nuevas conexiones bajo las técnicas de trabajo en línea energizada o más conocido como mantenimiento en caliente (Pachas, 2008, p.9).

2.4.Definiciones básicas

- **Confiabilidad:** Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados. Equivale a fiabilidad.
- **Disponibilidad:** Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación.
- **Electrocución:** Paso de corriente eléctrica a través del cuerpo humano, cuya consecuencia es la muerte.
- **Indisponibilidad:** Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal.
- **Línea energizada**: Término aplicado a una línea con tensión o línea viva.
- **Maniobra**: Conjunto de procedimientos tendientes a operar una red eléctrica en forma segura.
- **Nodo**: Parte de un circuito en el cual dos o más elementos tienen una conexión común O punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico.
- **Usuario o clientes**: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final.
- **Clientes libres:** Los clientes libres son aquellos cuya demanda de potencia es mayor a 2,5 Megawatts (MV). Asimismo, aquellos clientes cuya demanda se sitúe entre 0.2 MV y 2.5 MV, pueden elegir el ser catalogados como cliente libre o regulado.

- **Clientes regulados**: Los clientes regulados representan la gran mayoría de clientes de las empresas distribuidoras. Son aquellos usuarios cuya demanda de potencia es inferior a 0.2 MV.
- **Accidente**: evento no deseado, incluidos los descuidos y las fallas de equipos, que da por resultado la muerte, una lesión personal, un daño a la propiedad o deterioro ambiental.
- **Accidente de trabajo**: toda lesión corporal que el trabajador sufra con ocasión o por consecuencia del trabajo que ejecute por cuenta ajena.
- **Concesión eléctrica**: es una entidad cuyo objeto es el de explotar la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica y cuya finalidad es suministrar energía al mayor número de consumidores, directamente o por intermedio de otras empresas, cuando están puedan hacerlo en forma conveniente.
- **Subestación eléctrica de distribución:** Conjunto de líneas, instalaciones eléctricas y circuitos interconectados entre sí, que permiten la distribución de la energía eléctrica al cliente final.
- **Emergencia:** Evento imprevisto que requiere la acción inmediata por interrupción parcial o total, individual o masiva del servicio eléctrico.
- **Circuito eléctrico**: Conjunto de dispositivos que sirven para transmitir, transformar y distribuir la energía eléctrica y que dispone de elementos para su conexión y desconexión del servicio. Cada circuito debe estar identificado en forma precisa y única.

2.5.Distribución de Energía Eléctrica

Las empresas dedicadas al negocio de distribución son las encargadas de llevar la energía eléctrica al usuario final (clientes libres y clientes regulados), dicha comercialización se realiza en un área territorial exclusiva llamada concesión eléctrica, esta actividad requiere de redes de distribución eléctrica que pueden ser de baja o media tensión, aéreas o subterráneas.

El suministro eléctrico está dividido en dos tipos según Juarez (1995) la estructura de distribución es radial o mallada, “un sistema radial es aquel que presenta un solo camino simultáneo al paso de potencia hacia la carga. Un sistema mallado, por el contrario, tiene más de un camino simultaneo para el flujo de potencia” (p. 14).

De cualquier tipo que sea la estructura de distribución, estas están compuestas por tramos cuando ocurre una interrupción sea programada o no programada, la interrupción afecta a ciertos tramos y dependiendo de la cantidad de tramos se empieza a definir una zona de corte debido a la interrupción.

2.5.1. Topología de los sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución comprenden diferentes topologías en sus redes y a la vez diseños específicos que permiten disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones; existen tres tipos de sistemas según la topología:

2.5.1.1. Sistemas radiales.

Son aquellos sistemas cuyas líneas de distribución eléctrica salen desde una subestación de distribución de media tensión hacia un área de consumo; estas líneas de distribución pueden ramificarse pero la desventaja es que no volverán a encontrarse en un punto común. Es el sistema más barato para implementarse pero la desventaja es que la seguridad de la calidad del servicio eléctrico se ve disminuida, generalmente se implementan para el sector rural.

2.5.1.2. Sistemas en anillos.

Este tipo de sistema consiste en formar anillos con las líneas de distribución eléctrica, la cantidad de anillos que se forman son reducidos y puedes tener ramificaciones para que en caso falle una fuente o elemento de energía eléctrica el servicio eléctrico no se interrumpa debido a que se puede utilizar las fuentes restantes de alimentación pertenecientes al anillo. Es el sistema que brinda una mayor seguridad de servicio eléctrico.

2.5.1.3. Sistemas enmallados.

Este tipo de sistema tiene la característica de poseer en su mayoría de red anillos y ramificaciones lo cual da una apariencia similar a una malla. Este tipo de sistema brinda una mayor seguridad gracias a su configuración y diseño pero a la vez tiene un costo elevado de implementación.

2.5.2. Sectores típicos de los sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución del sistema eléctrico peruano se clasifican según sectores típicos, estos sectores típicos toman en cuenta la densidad poblacional de usuarios y así mismo ayudan al cálculo del Valor agregado de Distribución. Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) mediante la Resolución Directoral N° 0292-2017-MEM/DGE, establece que los Sectores de distribución típicos son:

- Sector de Distribución Típico 1: Sector urbano de alta densidad de carga
- Sector de Distribución Típico 2: Sector urbano de media y baja densidad de carga
- Sector de Distribución Típico 3: Sector urbano-rural de baja densidad de carga
- Sector de Distribución Típico 4: Sector rural de baja densidad de carga
- Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural

2.6.Calidad de Suministro Eléctrico

La calidad de suministro depende de muchos factores y diversas perspectivas, por lo cual según Enriquez Harper (2004) se define como:

> Una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario (…) el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica (p.21).

Por tanto, existen varios factores que definen la calidad del suministro eléctrico, siendo los principales los siguientes:

- Interrupciones eléctricas.
- Mal diseño del sistema eléctrico.
- Falta de Mantenimiento adecuado.
- Falta de modernización del sistema eléctrico.
- Mal uso del servicio eléctrico.
- Condiciones Climáticas.
- Factores externos.

Las concesionarias difícilmente pueden atender con la debida profundidad todos estos factores, en algunos casos no se dan abasto para realizar todas las labores operativas que conllevan a brindar un suministro eléctrico de calidad.

En ese sentido, referir que una concesionaria brinda un suministro de calidad es bastante difícil y relativo, lo que si se observa es que todas las concesionarias tratan de cumplir con todas las normas relacionadas con este tema.

2.7.Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

En el Perú la calidad del servicio está normado por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la cual evalúa cuatro aspectos fundamentales:

- La calidad del producto: considera principal la tensión, frecuencia y perturbaciones eléctricas.
- La calidad del suministro: considera las interrupciones en el sistema eléctrico.
- La calidad comercial: considera la atención al cliente, la facturación y registro, y la medición del consumo.
- Alumbrado público: Considera los niveles de iluminación de acuerdo a la zona.

Sin embargo, el aspecto más sensible y fácilmente perceptible por la población es el aspecto de la continuidad del servicio eléctrico (calidad de suministro). Las interrupciones del servicio son percibidas de manera negativa por los consumidores y tiene en ocasiones su reflejo en los medios de comunicación, esto debido a que las exigencias de los consumidores finales en los últimos años han incrementado, esto por la mejora del nivel de vida y el crecimiento económico.

Los indicadores individuales que miden la calidad de suministro son el número de interrupciones promedio por usuario (N) y la duración promedio por usuario (D), los que al ser transgredidos conlleva a que las empresas realicen pago de compensaciones a los usuarios afectados; los indicadores por sistema más utilizados son el SAIFI y SAIDI mediante el cual se mide la calidad de suministro.

2.7.1. Indicadores de calidad de suministro.

Los indicadores que miden la Calidad de Suministro por Usuario Afectado son los siguientes:

a) Número total de interrupciones por semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un período de control de un semestre:

N = Número de Interrupciones, expresada en: interrupciones / semestre.

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) Duración total ponderada de interrupción por cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un período de control de un semestre:

$$D = \Sigma(Ki\ x\ di), expresada\ en\ horas \qquad (1)$$

Dónde:

di : Es la duración individual de la interrupción.

Ki : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones

En la tabla 6 se muestra los factores de ponderación por tipo de interrupción.

Tabla 6

Factor de ponderación en la duración de la interrupción

Interrupciones	Ki
Programadas por expansión o reforzamiento	0.5
Programadas por mantenimiento	0.25
Por Falla u otras	1

Fuente: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos 2010.

El término interrupciones programadas se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes, o mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente y sustentadas ante la autoridad y notificadas a los clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

En la tabla 7 se indica las tolerancias de los indicadores N y D para cada nivel de tensión:

Tabla 7
Tolerancias de los indicadores

N.T	N'	D'
B.T (baja tensión)	8	13
M.T(media tensión)	6	10
A.T(alta tensión)	3	6

Fuente: Norma técnica de calidad de servicio eléctricos 2010.

Se excluyen: interrupciones menores que 3 minutos, las calificadas como fuerza mayor, asociadas a obras de gran envergadura de interés público de otros sectores, por reforzamiento de instalaciones de transmisión, por congestión por transmisión o por falta de abastecimiento en el ducto del gas natural.

c) SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index)

SAIFI o Frecuencia Media de Interrupción por Sistema en un periodo determinado, mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros).

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{n} Ui}{N} \qquad (2)$$

Dónde:

Ui: Número de usuarios afectados en cada interrupción "i"

n: Número de interrupciones en el periodo

N: Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo

d) SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

SAIDI o tiempo total promedio de interrupción por Sistema en un periodo determinado. Mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado

con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de redes, etc.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{n} ti\ x\ Ui}{N} \qquad (3)$$

Dónde:

Ui: Número de usuarios afectados en cada interrupción "i"

ti: Duración de cada interrupción "i" (medido en horas)

N: Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo

2.7.2. Compensaciones de calidad de suministro.

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para períodos de control de un semestre.

a) Compensaciones por interrupciones

Representa el costo que debe pagar una empresa distribuidora, por mala calidad de suministro.

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$Compensaciones\ por\ interrupciones = e.E.ENS \qquad (4)$$

Donde:

e: Compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyo valor es e = 0,35 US$/kWh

ENS: Energía Teóricamente No Suministrada

E: Factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = \left[1 + \left(\frac{N - N'}{N'}\right) + \left(\frac{D - D'}{D}\right)\right] \quad (5)$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

b) Energía no suministrada (ENS)

Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum di)} . D \; ; expresada\ en\ kWh \quad (6)$$

Donde:

ERS: Energía registrada en el semestre.

NHS: Número de horas del semestre.

Σ di: Duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre

2.7.3. Establecimiento de sanciones y multas

La aplicación de sanciones tiene como objeto disuadir a las concesionarias para que no incumplan lo establecido en el Procedimiento de Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos Nº 074-2004-OS/CD.

Existiendo la necesidad de emitir escalas de multas y sanciones que cumplieran con el objetivo trazado y con lo señalado en el marco teórico expuesto se determinó hacerlas bajo los siguientes criterios básicos.

- Determinar el beneficio económico que tienen las concesionarias al incumplir con alguna de las normas vigentes.

- Aplicar el beneficio calculado al período que comprende el incumplimiento de cada indicador (trimestre o semestre)
- Con la base calculada del beneficio por indicador, definir los importes de las respectivas multas
- Considerar en los importes de las multas, los tamaños de las concesionarias.

Las multas establecidas por el Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos son:

a) Multas por información inoportuna

Referida a comunicación de interrupciones importantes, se considera como no reportada aquella información remitida luego de las 24 horas. La tabla 8 indica las escalas correspondientes.

Tabla 8
Multa por no Comunicación de Interrupciones Importantes

Tipo de empresa (por número de suministros)	**Hasta las siguientes 24 horas de superada la tolerancia**		**Más de 24 horas de superada la tolerancia (en UIT)**
	1ra. vez	**A partir de la 2da. Vez (en UIT)**	
Empresa de hasta 30,000 suministros	Amonestación	0.5	1
Empresa mayor a 30,000 hasta 300,000 suministros	Amonestación	1.5	3
Empresa mayor a 300,000 suministros	Amonestación	3	6

Fuente: Procedimiento de Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos 2012.

b) Multa por entrega inoportuna de reporte de interrupciones

Referida a reporte de interrupciones de generación, transmisión y distribución en media tensión. Se considera como no reportada aquella información remitida luego de los 11 días hábiles. La tabla 9 indica las escalas correspondientes a multas por interrupciones no reportadas luego de 24 horas.

Tabla 9
Multa por entrega inoportuna de reportes de interrupciones

Tipo de empresa (por número de suministros)	Hasta las siguientes 24 horas de superada la tolerancia		De 04 a 10 Días Hábiles (en UIT)	De 11 a más Días Hábiles (en UIT)
	1ra. vez	A partir de la 2da. Vez (en UIT)		
Empresa de hasta 30,000 suministros	Amonestación	0.5	1	2
Empresa mayor a 30,000 hasta 300,000 suministros	Amonestación	1.5	3	4
Empresa mayor a 300,000 suministros	Amonestación	3	6	8

Fuente: Procedimiento de Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos 2012.

c) Multas por Entrega de Información Inexacta

Cuando en el proceso de supervisión se identifique interrupciones no reportadas en el respectivo reporte mensual, la sanción a aplicar se calculará en función a la duración de cada interrupción no reportada, de acuerdo a la tabla 8.

Por otro lado, en algunos casos el no reporte de la interrupción puede estar asociado con el objetivo de mantener el indicador de desempeño por debajo de los niveles que implican la aplicación de multas.

Fijado el desempeño esperado del SAIDI y SAIFI, puede ser posible que esta intención pueda materializarse a partir de un umbral de 30 minutos a más, por lo que en estos casos la multa propuesta se calculará de acuerdo a los procedimientos respectivos.

Cabe precisar que independientemente de la multa por no reportar las interrupciones, la empresa debe recalcular el indicador de SAIFI y SAIDI correspondiente incluyendo la interrupción que en su momento no fue reportada.

d) Multas por performance de la operación de los sistemas eléctricos de distribución que afectan al servicio público de electricidad

La escala de multas y sanciones incorpora los beneficios y/o costos evitados al incumplir con desempeños esperados. De esta manera la multa incorpora los valores alcanzados respecto a los desempeños esperados y los costos reconocidos asociados al desempeño de los indicadores de frecuencia y duración de las interrupciones (SAIFI y SAIDI). Dado que estos costos están calculados por MW de capacidad de distribución para la máxima demanda de los sistemas eléctricos

usados como referencia para cada sector típico, se tiene que determinar para cada sistema eléctrico su máxima demanda particular.

2.8.Interrupciones eléctricas

Según la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, Osinergrmin (2010) se define como interrupción a:

> Toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad. (p. 40).

Por lo tanto, se puede agrupar en dos grupos las interrupciones del suministro eléctrico y son las interrupciones programadas y no programadas.

2.8.1. Interrupciones programadas

Las interrupciones programadas son cortes al suministro eléctrico con el objetivo de cumplir labores necesarias y justificadas de las cuales se pueden tener los siguientes tipos:

- Interrupción programada por mantenimiento (líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución).
- Ampliación, modificación y reforzamiento.

Dichas interrupciones deben ser comunicadas al ente supervisor OSINERGMIN según la resolución N° 616-2008-OS/CD (2008) donde se indica lo siguiente:

> Con anticipación no menor a cuarenta y ocho (48) horas el Suministrado informa al OSINERGMIN, vía el portal SIRVAN, la programación de interrupción del servicio eléctrico, precisando la ubicación de las instalaciones donde se efectuarán las maniobras de interrupción, las zonas afectadas, estimando de usuarios afectados, el resumen de actividades a desarrollar y el responsable de tales actividades (p.7).

Según la Norma Técnica de Calidad de Servidos Eléctricos la interrupción debe ser publicada en todos los medios de comunicación que sean posibles tal manera que el usuario final (clientes libres o clientes regulados) sea oportunamente informado.

2.8.1.1. Interrupciones programadas por mantenimiento

Las interrupciones programadas son las acciones y requerimientos necesarios para mantener las instalaciones eléctricas operativas previniendo las averías o cualquier situación de desencadene en una avería.

Por lo tanto, estas interrupciones según las necesidades de los generadores, transmisores y distribuidores se reportan anualmente a OSINERGMIN, dichas fechas y horas de interrupción son libres de costos de interrupción. Según el tipo de mantenimiento se pueden clasificar en:

a) Mantenimiento Preventivo

Se define como actividades sistemáticamente predefinidas y repetitivas de mantenimiento cuyo destino final es evitar o reducir fallas, mejorar la confiabilidad de los equipos y la calidad de producción (SENATI, 2007, págs. 44-46).

Por lo tanto, se infiere que el mantenimiento preventivo tiene como propósito fundamental minimizar la probabilidad que los equipos fallen durante su vida útil de funcionamiento, además esto se acompaña con las recomendaciones de los fabricantes y/o experiencias propias según el comportamiento de equipos similares.

b) Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo se basa en pruebas, ensayos, análisis y resultados que se realizan a equipos; los cuales indican el estado actual del equipo durante su periodo de vida útil de funcionamiento y por consiguiente realizar el cambio y/o reparación.

El objetivo de este tipo de mantenimiento es anticipar una posible falla en el equipo.

El mantenimiento predictivo tiene como objetivo el anticipo a la falla de la maquinaria o equipo, su técnica radica en la experiencia adquirida con información estadística, las cuales permiten identificar que un equipo está propenso a fallar durante el periodo inicial de operación, a partir de su puesta en servicio y cerca del final de su vida útil (CHEC S.A., 2018, p. 88).

c) Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo se define como las acciones enfocadas en reparar el equipo o bien que haya sido afectado a causas de una falla o averia, en este proceso de reparacion se utilizan toda la informacion operativa del equipo asi como los datos obtenidos de los mantenimientos preventivos y predictivos.

2.8.1.2. Ampliación, modificación y reforzamiento

Según la OSINERGMIN en la Resolución N°616-2008-OS/CD se define como ampliación de redes de energía a "los trabajos que necesariamente requieran corte de servicio para la incorporación de nuevas instalaciones" y reforzamiento a "el cambio de componentes ya existentes cuya finalidad sea incrementar la capacidad original de las instalaciones de acuerdo a los requerimientos de la demanda" (Osinergmin, 2008, p. 8).

Es necesario citar esta aclaración de la Resolución N°616-2008-OS/CD porque en ella se menciona la relación que existe entre corte de servicio, mantenimiento, reparación y cambio ya sea de equipo o componente de una instalación eléctrica o sistema eléctrico.

2.8.2. Interrupciones no programadas

Las interrupciones no programadas son aquellas que ocurren por razones ajenas a una responsabilidad del suministrador, pueden ser fallas por fenómenos naturales, fallas por terceros como cortocircuitos, robos de cables, uso no apropiado de suministro, sobrecargas y accidentes vehiculares, y fallas de equipos o materiales en mal estado (por antigüedad).

2.9. Afectación de zona de corte por interrupciones

La afectación que producen las zonas de corte debido a las interrupciones del suministro eléctrico varían según la localización, las zonas de corte pueden ser en zonas urbanas, semi-urbanas y rurales.

Las perdidas pueden ser de mayor consideración en zonas urbanas o industriales debido a que dependen del suministro eléctrico para sus labores. Desde la perspectiva industrial se paralizarían las actividades lo que produciría pérdidas económicas, posibles averías en sus equipos o maquinarias, disminución de producción y gastos adicionales en combustible en caso hagan uso de grupos electrógenos.

Pero lo más importante es la afectación a actividades críticas, como pueden ser hospitales, laboratorios, salas de operaciones, etc., donde una interrupción de larga duración seria de carácter crucial, ya que poseen grupos electrógenos con cierto limitante de tiempo.

Según lo expuesto por Vásquez, Luna, Pérez, Osal y Blanco (2012) se tienen los siguientes tipos de pérdidas:

a. Pérdidas en empresas de bienes y servicio debido a:

- Atraso en la producción o productos no terminados.
- Personal inactivo en horario laboral.
- Ingresos dejados de facturar.
- Perjuicios por parte de sus clientes.
- Pérdidas de material por producción incompleta.
- Daños de equipos.
- Multas por retraso de entrega.
- Actividades comerciales afectadas.
- Otros.

b. Pérdidas en empresas del servicio eléctrico debido a:

- Ingresos dejados de facturar.
- Pagos de equipos dañados a usuarios o de las multas estimadas para resarcir los inconvenientes causados.
- Pago por la adquisición de equipos y restablecimiento del sistema.
- Otros.

c. Efectos negativos en la población:

- Aumento de la inseguridad.
- Malestar por labores no realizadas.
- Paradas de servicios de transporte.
- Congestionamiento por falla de semáforo.
- Otros.(p.3).

2.10. El trabajo con tensión (TCT)

Es aquella labor eléctrica que se realiza en conductores en servicio o energizados, es una labor, actividad o trabajo en el cual un trabajador entra en contacto directo o indirecto con elementos energizados, o entra en la zona de riesgo, bien sea con una parte de su cuerpo o con las herramientas, equipos, dispositivos o materiales que manipula.

Llevar a cabo esta tarea requiere de personal entrenado, con experiencia y herramientas especiales para cada tipo de labor, además de soporte logístico en equipamiento y vehículos aislados, enmarcado en métodos y procedimientos definidos para ello existen cuatro tipos de trabajos con tensión:

a) Trabajo a distancia:

De acuerdo al reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) publicado por Ministerio de Energía de Colombia (2013) el trabajo a distancia es cuando "el operario ejecuta el trabajo con la ayuda de herramientas montadas en el extremo de pértigas aislantes" (p. 111).

Este método consiste en que el operario eléctrico se mantiene a una distancia mínima para realizar los trabajos con tensión tanto en redes de alta o media tensión, el equipo principal es el uso de pértigas propiamente diseñadas para el tipo de trabajos con tensión.

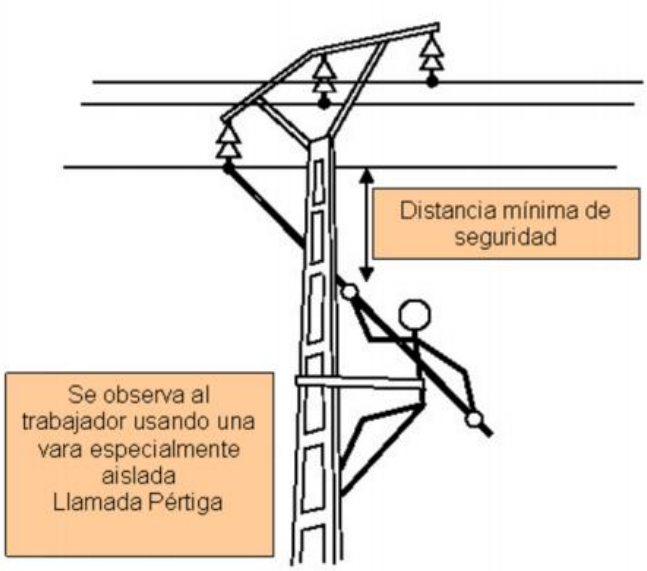


Figura 7 Distancia de seguridad mínima - Trabajo a Distancia

Fuente*:* Eliseo Altamirano, Seguridad Electrica Según la NFPA 2018.

Al referirse a las distancias de seguridad a las cuales el operario eléctrico está expuesto se toma en cuenta la distancia a los cuales llega la extensión de sus extremidades y la ergonomía respecto a la zona de trabajo.

Generalmente no se necesitan usar equipos de protección contra riesgos eléctricos o especiales, pero este tipo de trabajos produce un alto cansancio físico.

Algunas de las actividades que se pueden realizar con este método son:

- Trabajos de reemplazo de aisladores en malas condiciones.
- Trabajos de reemplazo de cadenas de aisladores en mal estado.
- Trabajos de reemplazo de postes o crucetas en línea de transmisión.

b) Trabajo a contacto:

En este método "el operario se aísla del conductor en el que trabaja y de los elementos tomados como masa por medio de elementos de protección personal, dispositivos y equipos aislantes" (Ministerio de Energia Colombia, 2013, p. 111).

Este método consiste en que el operario eléctrico puede hacer las maniobras y actividades con sus propias manos usando los equipos de aislamiento apropiados para el nivel de tensión en el cual se está trabajado.

El equipo de protección para este método de trabajo consiste de un traje conductor, botas, guantes y gorro para apantallar los efectos del campo eléctrico a su alrededor, al cubrir todos los puntos de contacto se trata de crear una especie de jaula de Faraday.

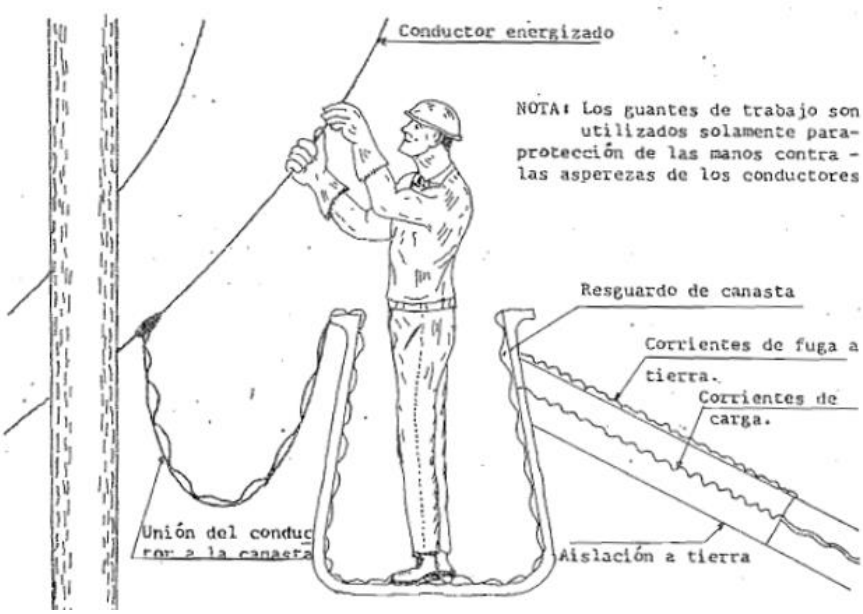


Figura 8 Método de la canastilla - Trabajo a Contacto

Fuente: Jhon Wydmark Valencia Cortes: Metodologías para trabajos en Redes Eléctricas Energizadas 2014.

Aparte de la protección que se le brinda al operario eléctrico, también se le debe de aislar de los elementos de contacto y otros puntos calientes, para esto se utilizan cobertores para cubrir las fases y neutros, evitando el contacto de fase a fase o fase neutro, así mismo se deben de respetar las distancias mínimas a las estructuras, tanto del personal como del camión grúa de brazo hidráulico.

A esto se añade, que para acercarse al área de trabajo el operario eléctrico se establece sobre la canastilla asilada de un camión grúa especialmente diseñado para este tipo de trabajo, la desventaja de este método es el desgaste físico asociado al calor acumulado dentro del traje y la transpiración, por lo que hace que sea un trabajo poco ergonómico.

Algunas de las actividades que se pueden realizar con este método son:

- Trabajos de reparación de conductores.
- Trabajos de colocación de espaciadores, amortiguadores y crucetas.
- Trabajos de lavado y aplicación de silicona en cadena de aisladores.

c) Trabajo a potencial:

Este método consiste en que el operario eléctrico se pone al mismo potencial del conductor, fase o equipo gracias a un traje conductivo que tiene propiedades especiales que crean un camino de baja resistencia para la corriente, simulando una jaula de Faraday, convirtiendo al operario eléctrico en un conductor de electricidad sin recibir ningún daño, además este traje tiene resistencia a la propagación del fuego. Este método consiste en conectar un lazo entre el traje y el elemento energizado, por lo que es muy importante aislar al operario eléctrico de cualquier estructura o medio que lo conecte a tierra, para eso se aísla el entorno de trabajo, además se debe monitorear las corrientes de fuga de los elementos a usar o del mismo traje conductivo.

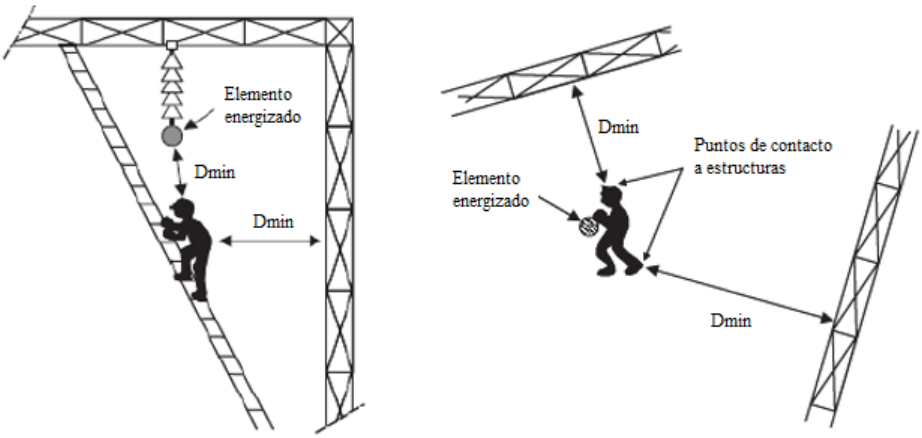


Figura 9 Distancias Mínimas - Trabajo a Diferencial

Fuente: Manual de Mantenimiento Preventivo, Predictivo, Correctivo para trabajos con Tensión en Subestaciones y Líneas CHEC (2018)

Una disciplina relacionada viene a ser el Lavado de aisladores en línea viva, cuyo principio es direccionar chorros de agua desmineralizada a una presión y distancia

determinada a los aisladores con polución de una red eléctrica. Este proceso es periódico y se utiliza en media, alta y muy alta tensión, desde el nivel del piso, la estructura, el cesto de un camión BHA o helicóptero, puede ser realizado en redes de media y alta tensión.

Figura 10 Ejemplos de realización de trabajos con tensión: Trabajo a Distancia, Trabajo a Contacto y lavado de aisladores en Línea energizada
Fuente: Archivo Propio de Empresa Kobbeco SA 2017.

Figura 11 Ejemplo de realización de trabajos con tensión, método a contacto
Fuente: Archivo Propio de Empresa Kobbeco SA 2017.

Figura 12 Ejemplo de realización de trabajos con tensión, método a distancia
Fuente: Archivo Propio de Empresa Kobbeco SA 2017.

Figura 13 Ejemplo de realización de trabajos con tensión, método a distancia
Fuente: Archivo Propio de Empresa Kobbeco SA 2017.

d) Trabajo robotizado:

Este método consiste en utilizar el avance tecnológico para realizar maniobras o trabajo en líneas con tensión, por lo que se tiene algunas ventajas al no exponer a al

operario al contacto directo y el trabajar en condiciones ambientales un poco adversas.

Este método está en pleno desarrollo y mejora, y presenta como desventajas que la tecnología aún no está completamente direccionada a estas labores y además, el método tendría un costo elevado de adquisición, capacitación y mantenimiento.

Figura 14 Ejemplo de Método Robotizado
Fuente: Manual de Mantenimiento Preventivo, Predictivo, Correctivo para Trabajos con Tensión en Subestaciones y Líneas CHEC (2018)

2.10.1. Conclusiones de estudios relacionados a trabajos con tensión

a. Propuesta de un sistema para emular trabajos de mantenimiento y reparación a contacto en redes de media tensión con línea energizada, caso de estudio Endesa Colombia

Según Bejarano y Moreno (2014), la problemática que se expone en el caso, se indica " Múltiples problemáticas aquejan el ejercicio de Trabajos con Tensión, como la acumulación del conocimiento en pocos expertos empíricos o formados en escuelas internacionales, de igual manera el grado de formalización y trazabilidad en la evaluación de competencias laborales aun es bajo, mientras el distanciamiento entre la formación y la práctica laboral constituye un factor de riesgo detectado por las compañías locales de distribución.".(p.1)

Por lo que mediante el estudio consiste en emular trabajos en mantenimiento, los cuales trajeron resultados satisfactorios para la empresa ENDESA Colombia.

Figura 15 Entrenamiento con estructuras de media tensión a escala
Fuente: Bejarano, R; Moreno, L: Propuesta de un sistema para emular trabajos de mantenimiento y reparación a contacto en Redes de Media Tensión con Línea Energizada 2016.

b. Evaluación del campo magnético al que están expuestos los trabajadores de subestaciones y circuitos energizados de las empresas de energía

En este trabajo se muestran "los resultados de mediciones de campo magnético realizadas en subestaciones eléctricas con niveles de tensión comprendidos entre los 115 kV y 230 kV, así como los que se presentan durante los trabajos que se realizan sobre el sistema energizado en circuitos de 13,2 kV de la Empresa de Energía del Pacifico S.A. EPSA" (Aponte, Escobar, Bolaños y Mora, 2009, p.6)

Donde se concluye que los valores máximos de campo magnético encontrados durante las mediciones en las subestaciones de alta tensión y en los trabajos de línea viva del sistema EPSA, están muy por debajo de los límites ocupacionales propuestos por los estándares internacionales.

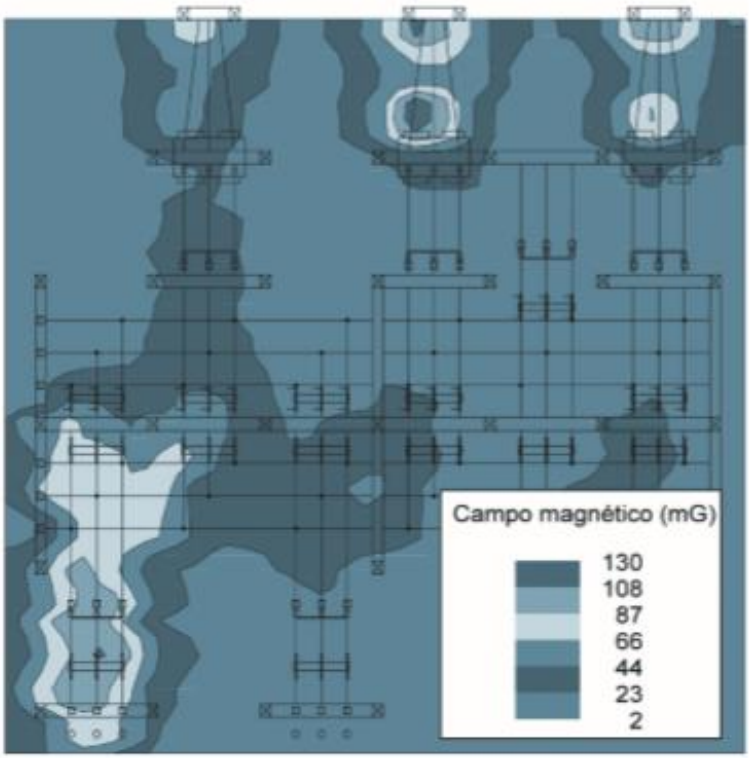


Figura 16 Mapa de contorno en 2D del campo magnético medido en una subestación
Fuente: Guillermo Aponte;Adolfo Escobar: Evaluación del campo magnético al que están expuestos los trabajadores de subestaciones y circuitos energizados de las empresas de energía

c. Campos Eléctricos y Magnéticos de Baja Frecuencia y su Efecto en la Salud Humana. Resultados de Investigaciones y Aspectos Normativos

En este estudio realizado por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos Universidad Nacional de La Plata se presentó:

> Estos valores están basados sólo en los efectos demostrados, es decir los efectos de corto término, y las diferencias entre los valores fijados por cada organismo radican principalmente en la aplicación de diferentes factores adicionales, y de algunas maneras arbitrarias. En la siguiente se presentan las normas y regulaciones más reconocidas, sobre los niveles de máxima exposición a campos magnéticos a frecuencia industrial (60Hz), recomendados para ambientes ocupacionales y para el público en general (Arnera & Vernieri, 2001, p. 8).

Tabla 10
Máxima Exposición a Frecuencia Industrial (60 Hz)

Estándar	E (Kv/M)	B (mG)	Comentario
International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection, 1998	8.33 4.17	4,167.70 833.30	Ocupacional Público
European Prestandar ENV 50166-1 (1995)	25.00 10.00	1,333.33 5,333.33	Ocupacional Público
International Radiation Protection Association (IRPA)	10.00 5.00	5,000.00 1,000.00	Ocupacional Público
(National Resources Planning Board) NRPB. Reino Unido.	12.00 12.00	16,000.00 16,000.00	Ocupacional Público
American Conference of Govemmental Industrial Hygienists (ACGIH)	25.00	10,000.00	Ocupacional

Fuente: Arnera & Vernieri: Campos Eléctricos y Magnéticos de Baja Frecuencia y su Efecto en la Salud Humana

2.11. Seguridad en trabajos con tensión

La seguridad en trabajos con tensión no está ajeno a los conceptos que se tienen frente a cualquier actividad que involucre la energía eléctrica, por lo que gracias a manuales y códigos de electricidad se busca brindar consejos, información, parámetros y limitantes en el rubro de la seguridad.

Las consecuencias de cualquier trabajo con electricidad conllevan a los siguientes peligros:

- Fuego Eléctrico: al ser cantidades de energía altas, producen fuego o chipas en los elementos de equipos y conductores por sobrecargas, descargas atmosféricas, vapores explosivos y chispas por sobretensión en elementos.
- Arcos eléctricos: generalmente son la consecuencia al producirse un cortocircuito, falla en el equipo e interrupción de flujo de corriente, estos fenómenos producen una alta liberación de energía casi inmediata en forma de explosiva.
- Descarga eléctrica: generalmente los conductores, equipos o accesorios dependiendo del lugar de acción poseen energía residual o de fuga residual y cuando una persona entra en contacto con estos elementos sufre una descarga eléctrica ya que su cuerpo se convierte en un canal de circulación de corriente eléctrica hacia el suelo.

2.11.1. Distancia mínima de seguridad.

A base de estudios internacionales y criterios técnicos, cada País da a conocer por medio de documentos oficiales un acápite de seguridad en trabajos relacionados con la energía eléctrica, por lo que se tiene diferentes perspectivas como se muestra a continuación.

Según el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) de Colombia se tiene la siguiente tabla 11 de distancias mínimas de seguridad:

Tabla 11
Límites de aproximación a partes energizadas de equipos

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	**Límite de aproximación seguro [m]**		**Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.**	**Límite de aproximación técnica (m)**
	Parte móvil expuesta	**Parte fija expuesta**		
51 V – 300 V	3.00	1.10	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3.00	1.10	0.30	0.025
751 V – 15 kV	3.00	1.50	0.66	0.18
15,1 kV – 36 kV	3.00	1.80	0.78	0.25
36,1 kV – 46 kV	3.00	2.44	0.84	0.43
46,1 kV - 72,5 kV	3.00	2.44	0.96	0.63
72,6 kV – 121 kV	3.00	2.44	1.00	0.81
138 kV - 145 kV	3.00	3.00	1.09	0.94
161 kV - 169 kV	3.00	3.56	1.22	1.07
230 kV - 242 kV	3.00	3.96	1.60	1.45
345 kV - 362 kV	3.00	4.70	2.60	2.44
500 kV – 550 kV	3.00	5.80	3.43	3.28

Fuente: Ministerio de Energía de Colombia 2008.

Según la Superintendencia de Riesgos de Trabajo (SRT) de Argentina se muestra las distancias mínimas a considerarse según su País en la Tabla 12.

Tabla 12
Límites de aproximación a partes energizadas de equipos.

Niveles de Tensión	**Distancias Mínimas**
De 0 a 50V	Ninguna
Más de 50 V hasta 1 kV	0.80 m
Más de 1 kV hasta 33 kV	0.80 m (1)
Más de 33 kV hasta 66 kV	0.90 m (2)
Más de 66 kV hasta 132 kV	1.50 m (2)
Más de 132 kV hasta 150 kV	1.65 m (2)
Más de 150 kV hasta 220 kV	2.10 m (2)
Más de 220 kV hasta 330 kV	2.90 m (2)
Más de 330 kV hasta 500 kV	3.60 (2)

(1) Esta distancia puede reducirse a 0.60m por colocación sobre los objetos con tensión de pantallas aislantes de acuerdo nivel de aislación y cuando no existan rejas metálicas conectadas a tierra que se interpongan entre el elemento con tensión y los trabajadores.

(2) Sólo para trabajos a distancia. No se tendrán en cuenta para trabajos a potencial.

Fuente: Superintendencia de Riesgos del Trabajo de Argentina 2016.

Se observa a continuación la Tabla 13 elaborada por Martini que compara las distancias mínimas aceptadas por la IEC 61472 y las normas americanas (OSHA).

Tabla 13
Comparación de distancias mínimas de seguridad IEC y OSHA

System Voltage (kV)	**IEC Minimum Approach Distance (m)**		**Accepted OSHA Minimum Approach Distance (m)**	
	Phase-Ground	Phase-Phase	Phase-Ground	Phase-Phase
400	2.33	3.75	2.07	6.35
275	1.54	2.36	1.43	3.69
400	2.89	4.81	2.23	7.28
275	1.87	2.93	1.54	4.05

Fuente: Prieto Martini: Live ine working and evaluation of risk on 400kv transmission line 2017.

Donde la variación es debido a que la OSHA está calculada para altitudes menores a 900m y la IEC 61742 para altitudes mayores de 500m.

En el Código Nacional de Electricidad del Perú 2011 se tiene las siguientes disipaciones a considerarse con respecto a las distancias mínimas de seguridad:

a) Límites de aproximación a partes energizadas para protección contra choque eléctrico

En referencia a la norma NFPA70E (National Fire Protection Association) la cual es una norma para los requisitos de seguridad eléctrica de los empleados en los lugares de trabajo, en dicha norma se especifica todas las dimensiones de distancia entre la parte energizada y el trabajador calificado.

Tabla 14
Distancias mínimas de seguridad del Código Nacional de Electricidad (CNE)

Tensión nominal del sistema	**Límite de aproximación [m]**		**Límite de Aproximación restringida (incluye movimiento involuntario) [m]**	**Límite de Aproximación prohibida [m]**
	Conductor expuesto móvil	**Parte del circuito fija expuesta**		
Hasta 50 V	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado
51 a 300 V	3.0	1.0	Evitar el contacto	Evitar el contacto
301 a 750 V	3.0	1.0	0.3	0.03
751 V a 15 kV	3.0	1.6	1.0	0.3
15.1 kV a 36 kV	3.0	2.0	1.1	0.3

Fuente: Código Nacional de Electricidad del Perú 2006.

b) Límites de aproximación de personas no calificadas a partes energizadas para protección contra choque eléctrico

Cuando una persona o personas no calificadas están trabajando en o cerca de la frontera límite de aproximación, la persona designada como responsable del espacio de trabajo donde existe el peligro eléctrico cooperará con la persona designada como responsable de la persona o personas no calificadas, para garantizar que todo el trabajo se pueda hacer con seguridad. Esto incluirá el hacer conocer a las personas no calificadas, sobre los peligros eléctricos y advertirles que deben mantenerse fuera de la frontera límite de acercamiento.

Tabla 15
Límites de aproximación a personas no calificadas

Tensión nominal entre líneas	Distancia limite [m]
Hasta 750 V	1.0
751 V a 36 kV	2.5

Fuente: Código Nacional de Electricidad del Perú 2006.

c) Límites de aproximación de Vehículos y Equipos a partes energizadas

Al operar maquinarias, tales como grúas, en las cercanías de líneas aéreas, se deben respetar dos distancias específicas a los conductores, las cuales dependen del tipo de calificación del operador.

Si el operador no posee una calificación eléctrica o está trabajando autorizado por el responsable de operaciones, debe respetar las distancias dadas en la tabla 14.

Si el operador está debidamente calificado y tiene formación, capacitación y experiencia, está bajo la dirección y control de un supervisor competente, y está autorizado por el responsable para trabajar en las cercanías de líneas aéreas, se deben aplicar las siguientes distancias indicadas en la tabla 16:

Tabla 16
Límites de aproximación de Vehículos y Equipos a partes energizadas

Tensión línea a línea [kV]	Herramientas pequeñas y materiales [m]	Grúas [m]	Grúas con pluma radial [m]
Hasta 0,750	0,6	3,0	1,0
0,751 a 33	1,0	3,0	1,5
33.1 a 50	1.2	3.0	1.5

Fuente: Código Nacional de Electricidad del Perú 2006.

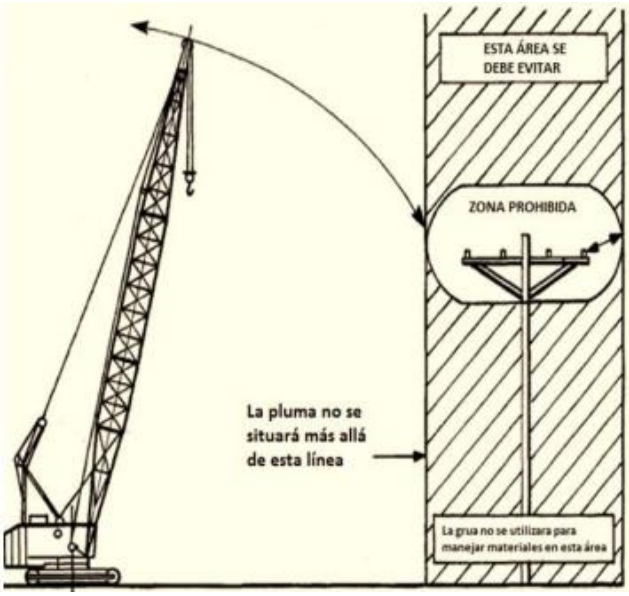


Figura 17 Ejemplo de límite de aproximación de Vehículos y Maquinarias.
Fuente: Código Nacional de Utilización 2006.

d) Distancias mínimas a edificaciones o componentes de vía pública a redes de MT y BT

Un tema relacionado con el riesgo eléctrico es la proximidad de componentes energizados a edificaciones o componentes de edificaciones (letreros, chimeneas, antenas, tanques, etc.) los cuales por contacto indirecto o directo pueden generar riesgos a la población.

Además de ser una de las deficiencias con más número en Perú, este tipo de deficiencia se tiene que realizar con interrupciones de suministro, por lo que al emplear la modalidad de trabajos con tensión estos disminuirían además de mejorarse los índices de calidad de suministro.

Según el código nacional de electricidad se indican los siguientes parámetros:

Tabla 17
Distancias mínimas de Seguridad a elementos de Distribución Eléctrica

Distancia de Seguridad de:			**MT Expuesto**	**MT Aislado**	**BT Expuesto**	**BT Aislado**
Edificaciones	Horizontal		2.5 m	1.5 m	1.0 m	1.0 m
	Vertical	No accesible	4.0 m	3.0 m	3.0 m	1.8 m
		Accesible	4.0 m	3.0 m	3.0 m	3.0 m
Letreros, chimeneas, tanques, antenas, etc.	Horizontal		2.5 m	1.5 m	1.0 m	1.0 m
	Vertical	No accesible	3.5 m	3.0 m	1.8 m	1.8 m
		Accesible	4.0 m	3.0 m	3.0 m	3.0 m

Fuente: Código Nacional de Electricidad del Perú 2006.

2.12. Consideraciones de equipos de protección personal y herramientas

Según el RESESATE se tiene las siguientes codirecciones para el uso de herramientas, equipos y/ materiales:

> Los procedimientos, equipos, herramientas y materiales utilizados en el método de trabajo empleado deben asegurar la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico, garantizando, en particular, que el trabajador no entre en contacto accidentalmente con cualquier otro elemento o potencial distinto al suyo. Quienes van a realizar el trabajo, deben verificar el buen estado y usar los elementos de equipo de protección personal para las actividades a realizar, cumpliendo con los procedimientos y las responsabilidades asignadas.
> Para la selección de equipos, materiales y herramientas se elegirán en base a las características del trabajo, la tensión de servicio; y se utilizarán, mantendrán y revisarán siguiendo las instrucciones del fabricante, la normativa asociada y las adicionales que defina la empresa para garantizar la protección del trabajador y su correcta operación y calidad. Para garantizar la performance de las herramientas y equipos utilizados, la empresa debe disponer y cumplir la programación periódica de ensayos, y los que presenten resultados fuera de los aceptados deben ser marcados y dados de baja. Se debe conocer las cargas mecánicas que soportan cada una de las herramientas que se utilicen de acuerdo con las fichas técnicas y nunca sobrepasar esta carga. Las pértigas dieléctricas, así como los guantes dieléctricos y otros medios dieléctricos deben ser almacenados y transportados en sus recipientes protectores o envolturas adecuadas según corresponda, para que no sean afectados por los agentes de su entorno; y durante su uso se debe evitar el contacto directo con el suelo u otros productos que puedan deteriorarlos. Las pértigas deben manipularse con guantes limpios. Deben disponer de la hoja de vida actualizada de cada una de las herramientas (Direción General de Electricidad, 2013, p. 28).

Se puede decir que las herramientas y equipos se deben usar conforme a las recomendaciones del fabricante a fin de garantizar la detección oportuna de defectos, se debe verificar antes y después de cada uso, se le debe de dar una correcta utilización, mantenimiento y almacenamiento.

El mantenimiento es esencial para que las herramientas y equipos se encuentren siempre en condiciones de servicio, para ello es necesario realizar inspecciones periódicas que permitan identificar defectos o factores de riesgo que permitan una intervención oportuna sustituyéndolas, limpiándolas etc.

El almacenamiento requiere de cuidados especiales, los elementos deben de guardarse en recipientes adecuados para cada tipo evitando roces, cortes y pinchaduras de los mismos, las condiciones de temperatura de almacenamiento, así como la humedad del sitio de

almacenamiento son factores influyentes en las características dieléctricas y vida útil de equipos.

2.13. Perfil Profesional del ejecutor para los Trabajos con Tensión

Para poder establecer un perfil profesional primero se debe conocer cuáles son las características que debe cumplir los ejecutores del trabajo, por lo que se tiene la siguiente definición según Cotacallapa: "La persona que realizará Trabajos en Tensión debe tener ciertas características que le permitan generar, mantener y observar ciertas condiciones estándares que le den seguridad en su vida y en la de sus compañeros" (Cotacallapa, 2010, p. 36).

En el Perú aún no se tiene un perfil profesional específico dirigido a los trabajos con tensión, solo se tienen requerimientos generales; según el RESESATE artículo N°36 que indican que para poder ejecutar de forma segura y eficiente los trabajos con tensión, se requiere personal calificado que incluya dentro de su perfil ocupacional las siguientes condiciones:

- El operario eléctrico debe tener un alto grado de habilidad manual, buena coordinación visual y motora, capacidad de concentración, gran sentido de responsabilidad.
- El operario eléctrico debe tener una alta capacidad de trabajo en equipo, que le permita una buena coordinación y sincronización en el trabajo a desarrollar.
- Conocer los dispositivos de corte eléctrico y sus características.
- Conocer los equipos de seguridad y normas para su uso.

2.13.1. Desarrollo de criterios para los Trabajos con Tensión.

Por lo tanto se tienen los siguientes criterios recomendados para el personal que realizara los Trabajos con Tensión:

a) Niveles de energía de trabajo

- La capacitación y entrenamiento de personal en este caso es para niveles de voltaje en media tensión, es decir, de 1 a 35 KV.

b) Estudios académicos

- Se solicitan estudios como técnico electricista, egresado de instituto, con el grado de técnico electricista para Personal Técnico.
- Para personal ingeniero electricista se solicitan estudios universitarios, con grado de ingeniero electricista, colegiado.

c) Edad

- Para personal técnico se sugiere que el personal seleccionado deba tener entre 24 y 32 años.
- Para personal ingeniero electricista se sugiere que la edad sea entre 28 y 35 años.

d) Experiencia

- La experiencia que se requiere para el personal técnico es mínima de 02 años en trabajos de mantenimiento de instalaciones de media tensión.
- Se requiere para el personal ingeniero electricista experiencia mínima de 02 años en supervisión de actividades de mantenimiento de instalaciones de media tensión.

2.13.2. Factores a considerar en la selección del personal.

La selección debe realizarse bajo los siguientes conceptos principales:

a) Respeto

El respeto es indispensable hacia sus compañeros, a la jerarquía del grupo de trabajo así como a la Organización.

b) Trabajo En Equipo

Tener en claro que las actividades se desarrollan mejor cuando se trabaja en equipo, y que sinérgicamente se logra mejores resultados.

c) Inteligencia

Se requiere inteligencia general, practicidad, razonamiento espacial y comprensión mecánica.

d) Aptitudes Perceptivas

Entre las aptitudes perceptivas se comprende la rapidez de percepción, ubicación en el espacio, y la percepción de colores.

e) Alto Grado De Habilidad Manual

Precisión y rapidez manual tanto como destreza en los movimientos.

f) Coordinación De Primera Clase

Coordinación entre vista y tacto (Viso-manual), coordinación entre manos y tacto (tacto-manual), coordinación entre ambas manos (bimanual).

g) Personalidad

Temperamento sereno, responsable, sociable, atención tanto concentrada como distribuida. Los linieros deben realizar sus tareas con responsabilidad y juicio, deben permanecer serenos ante cualquier circunstancia que pueda acontecer para protección de sus compañeros y de ellos mismos.

2.14. Fases para la Selección de personal.

Basándonos en el RESESATE:

> Las empresas deben elaborar un procedimiento para la habilitación de los trabajadores, la cual será por un período de tiempo definido y no superiores a un año, la cual se renovará si es probada su competencia técnica, su aptitud física y mental, su experiencia y continuidad en los trabajos para los cuales fue habilitado. La autorización debe retirarse cuando se observe que el trabajador incumple las normas de seguridad, o cuando sus condiciones psicofísicas no son satisfactorias (Direción General de Electricidad, 2013, p. 28).

En el proceso de implementación de los trabajos con tensión, la selección del personal es una parte muy importante y debe ser realizado por profesionales especializados, con amplia experiencia en evaluaciones similares, así como también, contar con acreditaciones y certificaciones para desarrollar dichas actividades. La empresa debe conservar la documentación escrita fehaciente para la realización y resultados de las pruebas efectuadas. A continuación, se presenta las etapas para el proceso de selección:

2.14.1. Reclutamiento.

Se llama reclutamiento al proceso de identificar a candidatos para llenar las vacantes, el proceso de reclutamiento se inicia con la búsqueda y termina cuando se reciben solicitudes de empleado; donde habrá muchos quienes quieran postula para el empleo y posteriormente saldrán los nuevos empleados.

a) Reclutamiento interno: Es el proceso que realiza la organización cuando se presentan determinadas vacantes, la empresa intenta llenarla mediante la reubicación de los empleados, las cuales puedes ser ascendido o transferidos, promoción o por sus habilidades.
b) Reclutamiento externo: Es el proceso que realiza la organización cuando existen determinadas vacantes, las cuales se intentan llenar con personas o candidatos externos atraídos por las técnicas de reclutamiento. Las ventajas del procedimiento se centran en que aporta innovación y cambio a la empresa.

2.14.2. Convocatoria

La convocatoria cuenta con la entrevista y la evaluación de participantes. Es muy importante para saber si el postulante está interesado y bien informado acerca del trabajo que realizará; todo esto es realizado como medida de prevención ante la posibilidad que un participante en el futuro podría dejar el trabajo o que se pierda tiempo en la capacitación.

2.14.3. Entrevista

Este ítem es muy importante dentro del proceso de selección, donde se trata de evaluar las actitudes de los participantes para realizar trabajos con tensión.

En este punto se puede dar a conocer las inquietudes de los candidatos y también se puede comunicar información sobre el trabajo que va a desempeñar después del Curso de capacitación y además los beneficios del curso para su carrera profesional. Durante la entrevista también se evalúa los años de experiencia, cambios de empresas, accidentes, intereses, inquietudes, etc.

2.14.4. Evaluación psicológica

La cual constará de dos etapas:

- Evaluaciones de la personalidad: Se evaluará la personalidad del participante, esta debe adecuarse en su totalidad o parcialmente a los rasgos requeridos para el perfil y si no se adecua el participante tendrá un resultado eliminatorio.
- Evaluaciones de aptitudes: Mediante un test se medirá capacidad y coeficiente intelectual, la fluidez en el lenguaje, el razonamiento alfanumérico, la capacidad de atención focalizada de una actividad, la concentración y la habilidad espacial .Si no se cumple con los requerido por el perfil el participante tendrá un resultado eliminatorio.

2.14.5. Pruebas psicotécnicas

Son pruebas diseñadas para evaluar capacidades intelectuales para la realización de tareas en un determinado puesto de trabajo, también se analizan en estas pruebas otros aspectos más específicos de la inteligencia, como la aptitud verbal, aptitud numérica, aptitud espacial, capacidad de abstracción, de concentración según las características del puesto al que se postula.

En caso de trabajos en líneas energizadas, se recomiendan, las siguientes pruebas psicotécnicas:

- De inteligencia: Se usa las pruebas de OTIS, ESCALA DE ALEXANDER, TIG, TEI, BLS-IV, B-101.
- De aptitudes: Se usan las pruebas de Coordinación visomotora, Palancas, Stromberg.
- De personalidad: Se usan las pruebas de CEP, EPQ, 16 PF.

2.14.6. Profesiograma

La función principal de un profesiograma es ser guía en los procesos de contratación de una empresa, puesto que facilita mucho el usar criterios unificados y objetivos. Pese a que haya candidatos que no se ajusten a la puntuación óptima no deben ser excluidos si su puntuación cae en la zona en blanco del perfil, o se les aprecian otras condiciones que puedan mitigar sus carencias aptitudinales.

Cabe resaltar que la empresa encargada de la evaluación y selección del personal que realizará las actividades de mantenimiento de líneas energizadas, podrá utilizar otras

técnicas asegurando que la forma de selección sea adecuada para los fines perseguidos por la concesionaria.

2.14.7. Exámenes médicos

Los operarios linieros deben pasar todas las pruebas de esfuerzo y de resistencia para el reconocimiento médico. En esta etapa serán evaluados por el equipo de entrenamiento, y los postulantes seleccionados serán los que superen el puntaje mínimo aprobatorio, quien recibirá el entrenamiento de operador liniero de redes energizadas la cual tiene carácter eliminatorio.

Según el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad (RESESATE): "Se le debe practicar exámenes médicos de ingreso y periódico anual para además de validar su estado de salud, condición física, mental y aptitud para el trabajo. No son aptos para el oficio personas con marcapasos, prótesis u órtesis metálicas".

2.14.8. Entrenamiento y adaptación

La capacitación para el trabajador seleccionado durará 02 meses; donde de acuerdo a su desempeño será aceptado para integrarse a los grupos de trabajo o caso contrario será descalificado. Durante este periodo, el postulante, podrá realizar trabajos en líneas energizadas, siempre que se encuentre acompañado de un operador previamente calificado, pero nunca podrán estar dos aspirantes solos, excepto si han completado el entrenamiento y hayan obtenido la aprobación del entrenador.

2.14.9. Decisión de Contratar

Luego de todo el proceso descrito anteriormente y con el análisis de los resultados de los candidatos, la organización procede a tomar la decisión de contratar al personal que haya obtenido resultados aprobatorios.

2.14.10. Recomendaciones para la selección de personal

- Para que se dé una entrevista exitosa se requiere primero tranquilizar al candidato y generar en él la confianza necesaria para que se establezca una comunicación eficaz.
- Las actividades de mantenimiento de líneas energizadas de media tensión (1 a 35 KV), son trabajos de alta especialización, por ende, no pueden presentarse errores u omisiones.

- Las pruebas psicotécnicas, aplicadas de manera adecuada e interpretadas con conocimiento y objetividad, serán instrumentos de valor en la selección de personal para la realización de trabajos en líneas energizadas. El liniero debe tener la voluntad para trabajar en líneas energizadas, además del perfil y las competencias necesarias para el puesto.
- La selección de personal en la concesionaria, es un punto primordial para prevenir incidentes, porque es ahí donde se selecciona al personal idóneo, con capacidades, conocimientos y habilidades para trabajos con tensión, Esto tiene como ventaja mejora la calidad, eficiencia, seguridad y moral de los trabajadores.
- Si una persona es colocada en un trabajo que no es físicamente capaz de realizar, el entrenamiento o motivación no serán suficientes para transformarla en un trabajador productivo y mucho menos seguro.
- Los supervisores y coordinadores deben cumplir con los requisitos de seguridad, deben ser capaces de liderar grupos de trabajo, identificar los esfuerzos que realiza el personal en las actividades de mantenimiento de líneas energizadas y ser empáticos dándose cuenta del estado de ánimo de los hombres que estén bajo su supervisión.
- La concesionaria debe tener un control documentario y sustentable en sus registros, que sustente la selección del personal.

2.15. Habilitación de Personal

Luego del proceso de Selección y la Contratación del personal se procede a integrarlos a la Organización y para habilitarlo se tendrá en cuenta las disposiciones generales establecidas en el RESESATE Articulo N°36:

- Solamente ejecutarán trabajos en circuitos energizados aquellos trabajadores que estén debidamente capacitados, entrenados, y cuenten con la autorización vigente de la Entidad, previo cumplimiento del perfil ocupacional.
- Para que un trabajador pase de línea no energizada a línea energizada deberá realizar una reinducción previa donde se afiancen los procedimientos y adaptación al trabajo en línea energizada; este paso deberá ser avalado por la empresa.
- El personal de línea energizada debe recibir una reinducción y actualización anual, específica para esta labor, con una intensidad superior a 40 horas en capacitación.

- Es muy recomendable que el estado físico de salud del trabajador sea controlado anualmente como periodo mínimo. Igualmente es necesario cerciorarse de la salud mental y aptitud para el trabajo. Algún desequilibrio en su estado físico o mental sería catastrófico para el trabajador y para la organización.

El área de Seguridad es el encargado de hacerle seguimiento documentario y de cumplir con toda la documentación requerida de lo descrito anteriormente, una vez que el personal tenga su documentación completa se procede a Habilitarlo.

CAPITULO III: IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO CON TENSIÓN (TCT) EN UNA CONCESIONARIA

3.1.Situación operativa de distribución en líneas de media tensión a nivel nacional

El sector de distribución de suministro eléctrico a nivel nacional posee los siguientes puntos importantes para el análisis nacional:

a) Interrupciones Programadas y no programadas a nivel nacional:

El negocio de distribución eléctrica tiene un elevado porcentaje de interrupciones respectos a los otros negocios a nivel nacional en Perú, como se muestra en la figura 18.

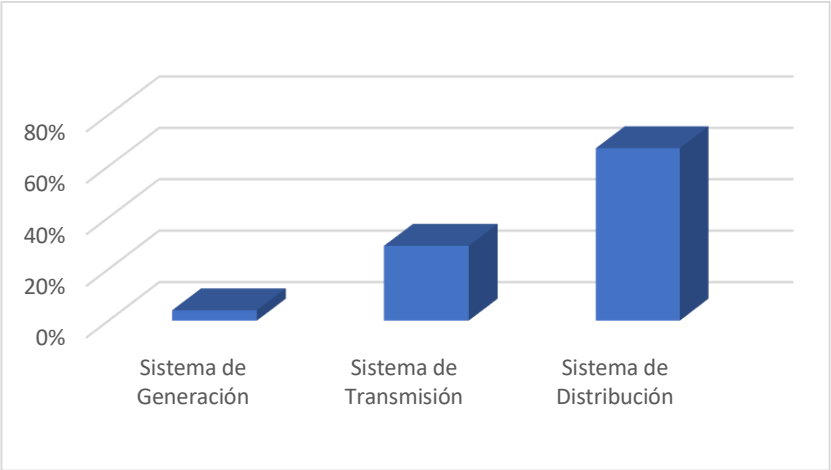


Figura 18 Porcentaje de Interrupciones por Negocio eléctrico

Fuente: Elaboración propia a partir de Estadística de la Calidad del Sistema Eléctrico Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

El elevado valor porcentual de interrupciones que se tiene en el sector de distribución es debido a las siguientes causas frecuentes que se muestras en la figura 19.

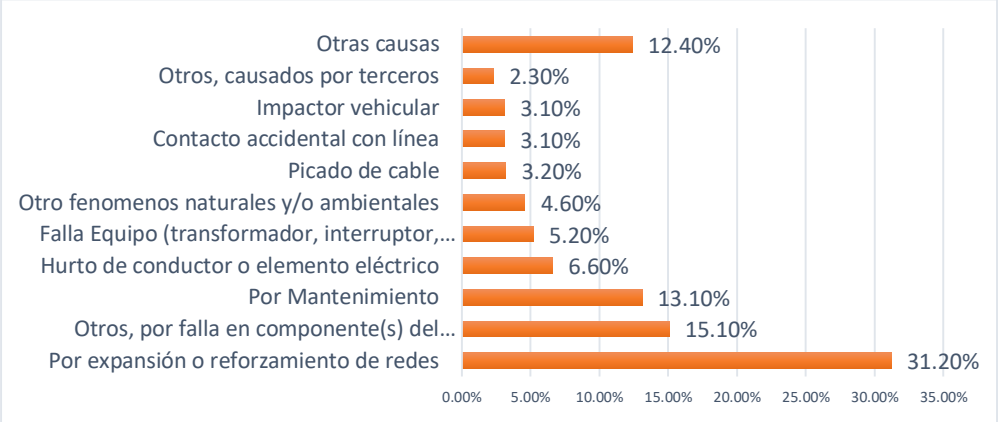


Figura 19 Porcentaje de causas frecuentes de interrupción en sistemas de distribución

Fuente: Elaboración propia en base a Análisis para disminuir las Interrupciones Eléctricas en Media Tensión de la Empresa Hidrandina 2017, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

b) Calidad de Continuidad de suministro:

OSINERGMIN mediante las estadísticas por sistema eléctrico de calidad de continuidad de suministro (indicadores SAIFI y SAIDI) presenta la evaluación anual por negocio eléctrico como se muestra la figura 20 y 21 respectivamente; de la misma manera se evalúa el desempeño de las empresas concesionarias de distribución como se muestra en las figura 22 y 23, por último, como resumen en la figura 24 se hace una comparación de indicadores SAIFI y SAIDI de cada concesionaria en el negocio de la distribución.

Figura 20 Indicador SAIFI según Negocio Eléctrico

Fuente: Estadísticas De La Calidad Del Suministro Por Sistema Eléctrico Osinergmin 2016

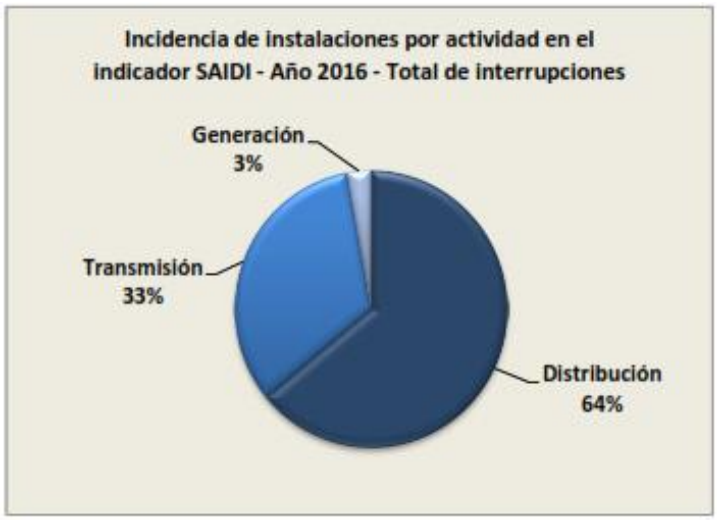


Figura 21 Indicador SAIDI según Negocio Eléctrico

Fuente: Estadísticas De La Calidad Del Suministro Por Sistema Eléctrico Osinergmin 2016

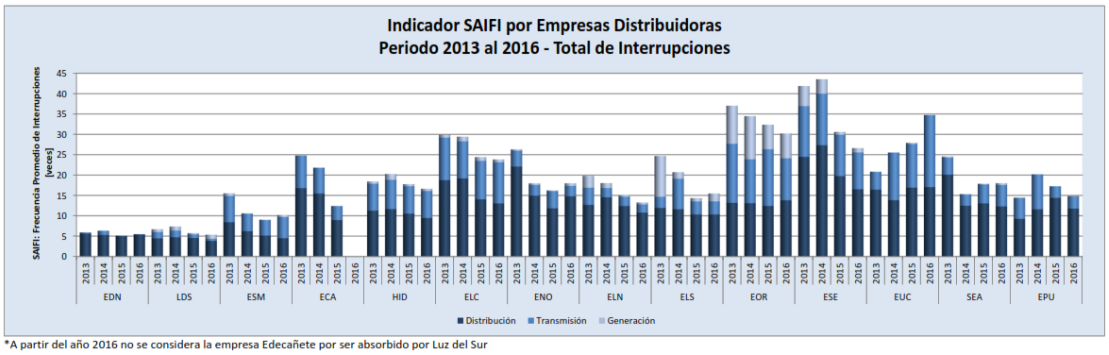


Figura 22 Indicador SAIFI por concesionarias de distribución

Fuente: Estadísticas De La Calidad Del Suministro Por Sistema Eléctrico Osinergmin 2016

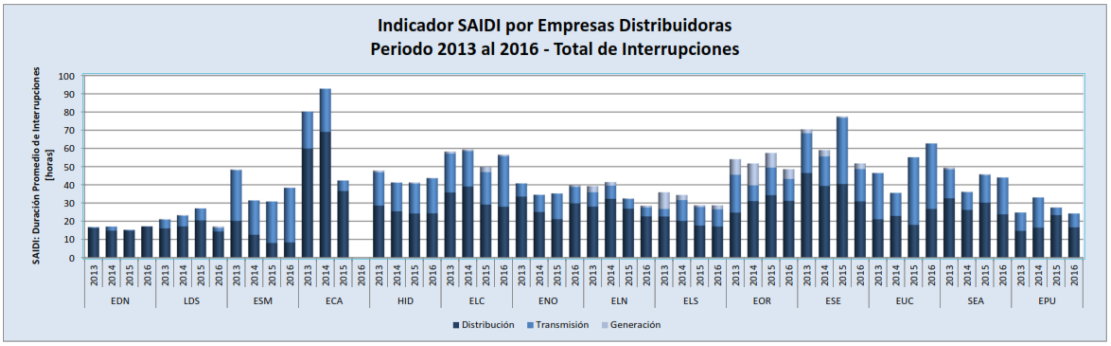


Figura 23 Indicador SAIDI por concesionarias de distribución

Fuente: Estadísticas De La Calidad Del Suministro Por Sistema Eléctrico Osinergmin 2016

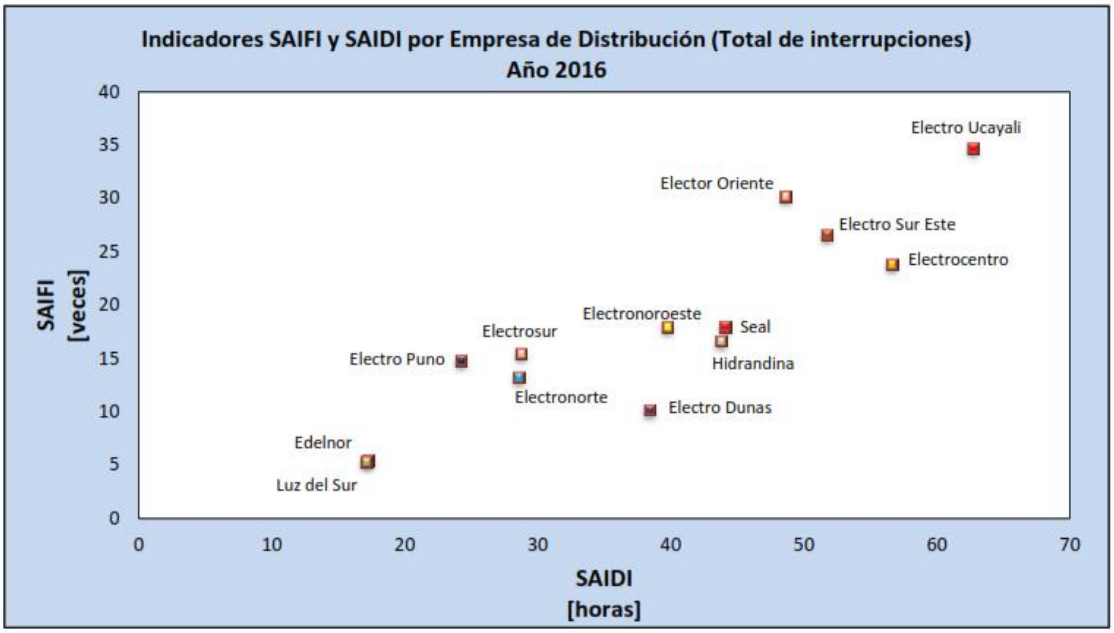


Figura 24 Comparativo de indicadores SAIDI y SAIFI por concesionarías de distribución

Fuente: Estadísticas De La Calidad Del Suministro Por Sistema Eléctrico Osinergmin 2016

c) Afectación de Interrupciones a Usuarios:

Uno de los puntos más importantes a tomarse en cuenta en base a los datos observados en los cuadros anteriores es la afectación que producen dichas interrupciones a los usuarios del servicio eléctrico principalmente del negocio de la distribución eléctrica de MT y BT, como se muestra en la tabla 18:

Tabla 18

Cantidad de clientes afectados por tipo de tensión

Tipo de tensión	Cantidad (%)
Muy Alta tensión	21.80%
Alta Tensión	5.90%
Media Tensión	22.80%
Baja Tensión	49.50%
Total	100.00%

Fuente: Elaboración propia en base a Procesamiento y Análisis de la Información Comercial Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

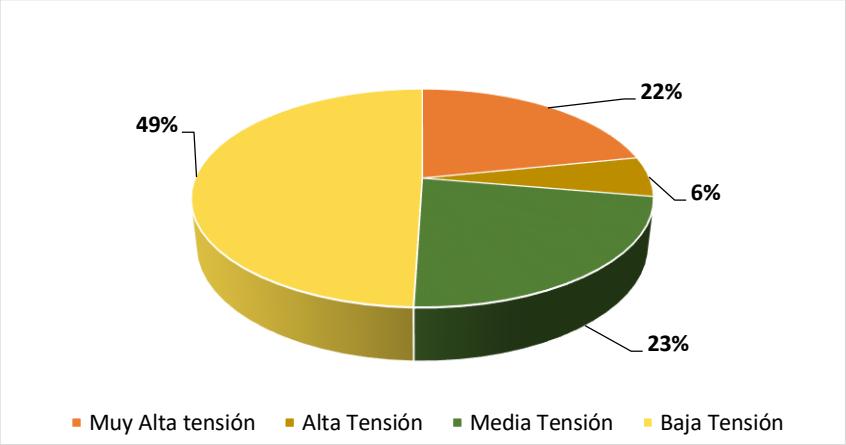


Figura 25 Porcentaje de Usuarios según Nivel de Tensión de uso
Fuente: Elaboración propia en base a Procesamiento y Análisis de la Información Comercial Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Según los porcentajes anteriores, se presentará la distribución de usuarios que existe por concesionarias de distribución según la tabla 19:

Tabla 19
Número de clientes en el negocio de distribución

Total Distribuidoras	**7,223,252**	**100.0%**
Enel Distribución	1,404,716	19.4%
Luz del Sur	1,101,609	15.2%
Hidrandina	866,992	12.0%
Electrocentro	777,322	10.8%
Electro Sur Este	516,694	7.2%
Electronoroeste	483,325	6.7%
Electro Oriente	442,710	6.1%
Seal	416,974	5.8%
Electronorte	374,343	5.2%
Electro Puno	291,210	4.0%
Electro Dunas	233,791	3.2%
Electrosur	158,364	2.2%
Electro Ucayali	90,827	1.3%
Electro Tocache	22,728	0.3%
Emseusa	10,577	0.1%
Chavimochic	9,842	0.1%
Emsemsa	8,150	0.1%
Sersa	7,362	0.1%
Coelvisac	3,716	0.1%
Electro Pangoa	2,000	0.0%

Fuente: Elaboración propia en base a Procesamiento y Análisis de la Información Comercial Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

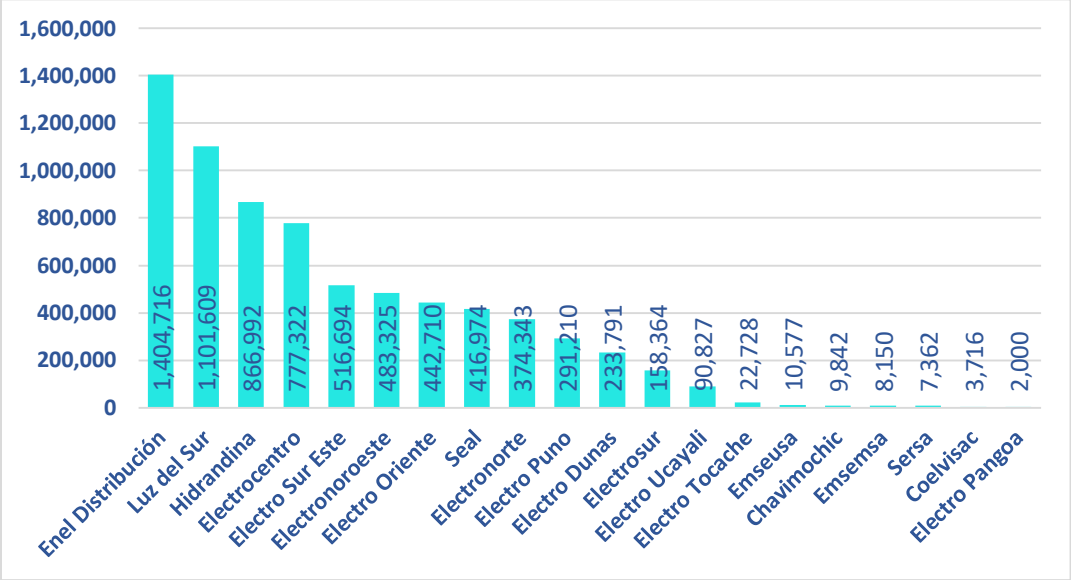


Figura 26 Número de clientes por empresa – Año 2017

Fuente: Elaboración propia en base a Procesamiento y Análisis de la Información Comercial Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

d) Compensaciones y Multas:

En base a la calidad del suministro eléctrico se tiene las compensaciones por interrupciones según lo informado por OSINERGMIN, a nivel de concesionarias se tuvo los siguientes datos presentados en la tabla 20 y 21:

- **Para el Sector Urbano Tipo 2 y 3 se tiene el siguiente resumen de pago de compensaciones:**

Tabla 20

Monto compensado por Calidad de Suministro – Sector Urbano 2 y 3

Empresa	Monto Compensado por Calidad de Suministro [US$]						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Edecañete	54,803	39,668	39,143	55,716	133,086	58,208	0
Edelnor	2’227,338	1’603,104	1’636,065	1’916,378	1’456,321	1’833,658	1’959,740
Electro Dunas	371,780	138,514	63,284	148,484	39,623	57,382	63,221
Electro Oriente	2’533,535	3’413,381	738,235	565,634	1’240,064	675,120	568,404
Electro Puno	55,303	12,993	74,533	26,751	90,350	71,909	452,259
Electro Sur Este	556,135	372,868	468,676	437,774	434,770	417,772	286,369
Electro Ucayali	388,161	320,391	644,838	221,850	326,586	231,963	276,312
Electrocentro	338,773	314,209	319,763	302,644	282,387	494,970	306,377
Electronoroeste	270,306	306,999	602,311	396,056	599,080	456,046	391,153

Electronorte	280,898	358,050	529,705	334,230	445,447	631,186	390,394
Electrosur	500,680	258,030	366,008	359,044	298,074	65,892	130,435
Hidrandina	434,693	582,713	938,568	1’077,606	1’200,531	952,120	1’022,012
Luz del Sur	264,943	286,009	456,613	1’204,112	1’954,511	950,381	527,164
Seal	439,981	402,834	581,325	365,971	385,757	522,089	613,580
Total	8’719,339	8’411,774	7’461,079	7’414,263	8’888,601	7’420,711	6’989,436

Fuente: Elaboración propia en base a Estadística de la Calidad del Sistema Eléctrico Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

- **Para el Sector Urbano Tipo 4 y SER se tiene el siguiente resumen de pago de compensaciones:**

Tabla 21
Monto compensado por Calidad de Suministro – Sector Urbano Tipo 4 y SER

	Monto Compensado por Calidad de Suministro [US$]						
Empresa	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Coelvisac	0	0	0	0	0	0	0
Edelnor	124,209	63,491	63,886	108,653	12,430	67,635	24,638
Eilhicha	0	0	0	0	0	7,623	2,940
Electro Dunas	153,951	105,008	3,139	0	230	2,391	0
Electro Norte	1’261,881	399,209	504,455	275,403	429,975	273,900	90,919
Electro Oriente	1’228,863	126,708	30,231	3,511	35,602	891,567	1’099,500
Electro Puno	0	0	0	0	0	0	32,618
Electro Sur	97,151	154,359	111,043	244,066	96,792	134,561	15,977
Electro Sur Este	32,800	4,203	19,964	17,935	95,285	425,394	124,508
Electrocentro	305,735	828,139	1’161,052	836,123	613,984	1’019,519	919,799
Enosa	205,883	265,622	443,775	609,456	264,665	159,768	118,686
Hidrandina	1’047,744	531,318	642,800	419,956	338,768	770,141	167,577
Luz Del Sur	47,575	19,094	63,180	0	2,152	5,848	0
Seal	308,434	503,784	136,934	1’715,367	887,574	503,544	407,541
Total	4’816,237	3’002,946	3’182,471	4’232,483	2’779,471	4’263,906	3’006,719

Fuente: Elaboración propia en base a Estadística de la Calidad del Sistema Eléctrico Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Y si totalizamos los dos anteriores cuadros se obtiene el siguiente histograma:

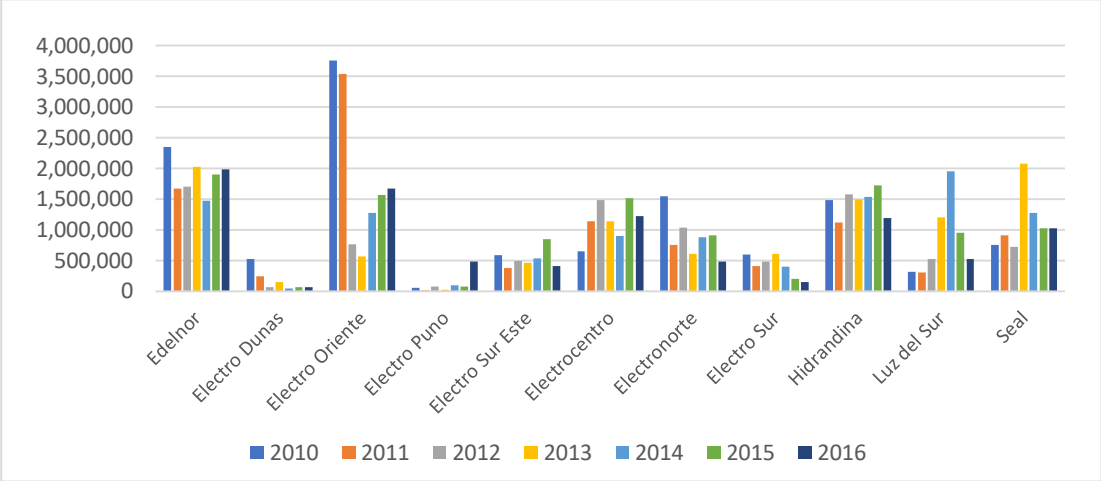


Figura 27 Histograma de compensaciones (U$$)

Fuente: Elaboración propia en base a Estadística de la Calidad del Sistema Eléctrico Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

e) Deficiencias por distancias mínimas de seguridad

Las deficiencias por distancias mínimas de seguridad en los sistemas de distribución son un factor importante para solucionar debido a que estas deficiencias pueden causar accidentabilidad a los usuarios o personal propio de la concesionaria.

Tabla 22
Porcentaje de accidentabilidad según el negocio eléctrico

Instalación Eléctrica	Cantidad (%)
Generación	1.75%
Transmisión	5.26%
Distribución MT	75.66%
Distribución BT	17.32%
Total	100%

Fuente: Elaboración propia en base a Diagnostico de Seguridad en los SER Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Según se observa en la tabla 22, el mayor porcentaje de accidentabilidad se presenta en el sector de distribución. A continuación se muestra el análisis por concesionaria eléctrica según la tabla 23:

Tabla 23
Estadística de Accidentabilidad

Empresa	Total	Total general
Electrocentro	93	20%
Edelnor	60	13%
Luz Del Sur	43	9%
Hidrandina	40	9%
Electro Sur Este	38	8%
Electronorte	36	8%
Electronoroeste	39	8%
Electro Puno	33	7%
Electro Oriente	29	6%
Seal	23	5%
Electro Tocache	9	2%
Edecañete	6	1%
Electrosur	7	1%
Electro Ucayali	6	1%
Electro Pangoa	3	1%
Sersa	3	1%

Fuente: Elaboración propia en base a Diagnostico de Seguridad en los SER Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

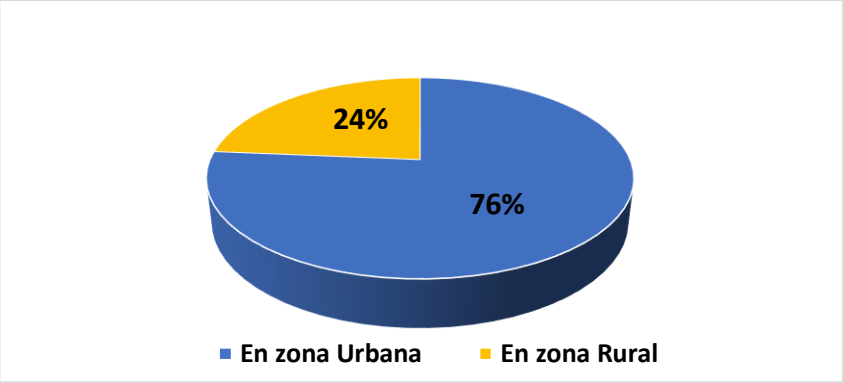


Figura 28 Total de accidentes en zona urbana y rural

Fuente: Elaboración propia en base a Diagnostico de Seguridad en los SER Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

A partir de lo anterior, se tiene un seguimiento de la causalidad que generan accidentes a terceros según lo que se observa en la tabla 24:

Tabla 24
Causalidad de los accidentes de terceros en distribución

Causalidad	Porcentaje
Contactos con instalaciones eléctricas normalmente no energizadas.	4%
Contacto con conductor caldo por falta de mantenimiento del conductor o ferretería.	6%
Contacto con conductor por acción de hurto del conductor.	10%
Contacto con conductor expuesto que incumple DS (Distancia de seguridad).	27%
Contacto con conductor expuesto que cumple DS (Distancia de seguridad).	29%
Otros.	24%

Fuente: Elaboración propia en base a Diagnostico de Seguridad en los SER Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

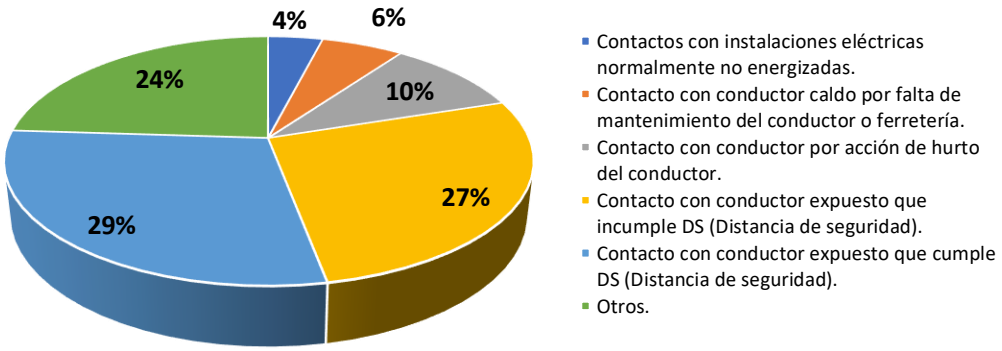


Figura 29 Causalidad de los accidentes de terceros en distribución

Fuente: Elaboración propia en base a Diagnostico de Seguridad en los SER Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Una manera eficiente de afrontar y tratar de disminuir la accidentabilidad de terceros es tratar de mejorar las deficiencias que se encuentran en los sistemas de distribución, en la tabla 25 se muestra las deficiencias pendientes por solucionar de cada concesionaria eléctrica:

Tabla 25

Deficiencias de distancias de seguridad pendientes de subsanar por sector típico

Concesionaria	ST1	ST2	ST3	ST4	SER	Total
Edelnor	1222	124	108	0	25	1479
Electrocentro	0	2423	2176	1406	2275	8280
Electronorte	0	2026	3423	440	462	6351
Hidrandina	0	2573	2344	449	589	5955
Electronoroeste	0	2627	531	601	513	4272
Electro Oriente	0	2994	1335	37	1968	6334
Electro Puno	0	577	474	0	0	1051
Electrosur	0	924	0	0	285	1209
Electro Sur Este	0	124	2334	0	3053	5511
Electro Sur Medio	0	525	0	3	136	664
Electro Ucayali	0	367	174	13	0	554
Luz del Sur	756	0	0	0	0	756
Seal	0	2096	3849	122	72	6139
Total General	1978	17380	16748	3071	9378	48555
Porcentaje	4%	36%	34%	6%	19%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a Diagnostico de Seguridad en los SER Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

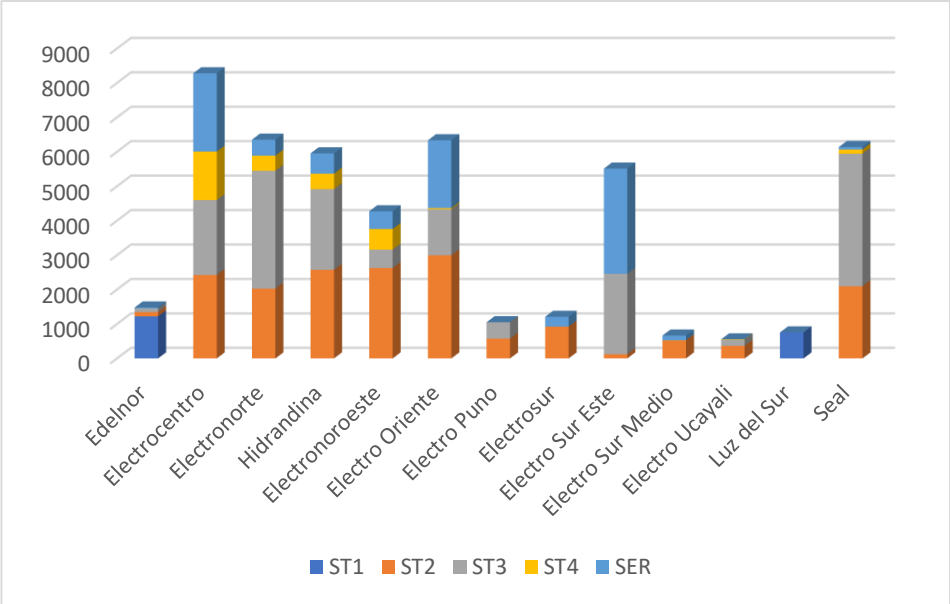


Figura 30 Deficiencias de distancias de seguridad pendientes de subsanar por sector típico

Fuente: Elaboración propia en base a Diagnostico de Seguridad en los SER Osinergmin, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

3.2. Situación operativa de distribución en líneas de media tensión de ELECTROCENTRO

El sector de distribución de suministro eléctrico de media tensión de ELECTROCENTRO posee los siguientes puntos que son importantes para el análisis en la situación operativa de la concesionaria:

a) Interrupciones Programadas y no programadas de la concesionaria:

Una de los aspectos importantes en el funcionamiento de ELECTROCENTRO es la cantidad de interrupciones que ocurren durante el periodo de operación, ya que es uno de los puntos que se buscan mejorar al aplicar la metodología de Trabajos con Tensión (TCT), para esto se realizó un análisis de dicha problemática de ELECTROCENTRO con respecto al año 2017.

La Tabla 26 muestra la cantidad de interrupciones según su naturaleza presentes en ELECTROCENTRO.

Tabla 26
Estadística de cantidad de Interrupciones de ELECTROCENTRO

Naturaleza de Interrupciones	Total general
No programado, acción de terceros	838
No programado, falla	3905
No programado, fenómenos naturales	4704
No programado, operación	168
Programado, expansión o reforzamiento	246
Programado, mantenimiento	425
Total general	**10286**

Fuente: Elaboración propia en base a Información Operativa Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

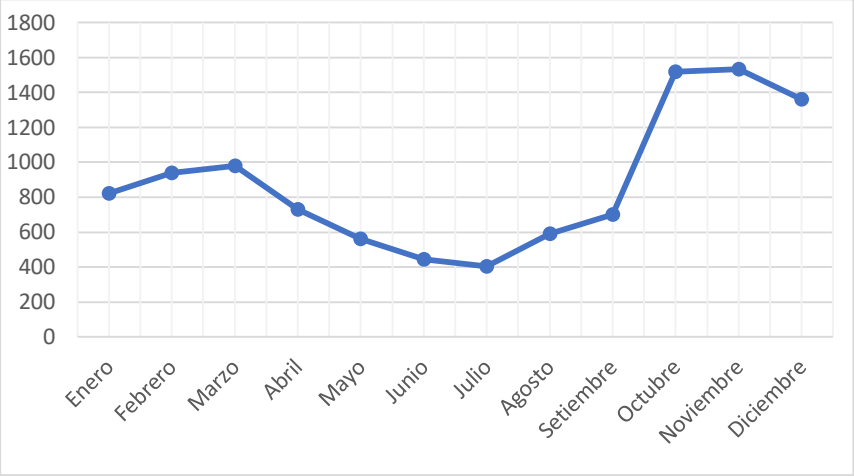


Figura 31 Cantidad de Interrupciones mensual - 2017

Fuente: Elaboración propia en base a Información Operativa Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

De la información presentada, se realizó un análisis de tiempos de interrupciones sin considerar las interrupciones de causa mayor debido a que son interrupciones de larga duración, el resumen se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 27

Análisis de tipos de interrupciones de ELECTROCENTRO

Naturaleza de Interrupciones	Cantidad de Interrupciones (und)	Tiempo Total de Interrupciones (hrs)	Máx. Tiempo de Interrupciones (hrs)	Mín. Tiempo de Interrupción (hrs)
No programado, acción de terceros	838	3519.69	104.67	0.05
No programado, falla	3905	10780.08	359.08	0.05
No programado, fenómenos naturales	4704	12727.50	1450.83	0.05
No programado, operación	168	246.20	26.60	0.05
Programado, expansión o reforzamiento	246	878.68	12.08	0.45
Programado, mantenimiento	425	2036.94	12.95	0.13
Total general	10286	30189.07	1450.83	0.05

Fuente: Elaboración propia en base a Información Operativa Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

b) Calidad de continuidad de suministro de la concesionaria:

Según lo reportado en la memoria anual de ELECTROCENTRO 2017 se tiene los siguientes datos:

El indicador SAIDI alcanzó un valor de 65,01 horas promedio de interrupciones por cliente en el año 2017, de las cuales 27,37 horas equivalentes al 42,10 % son responsabilidad de los generadores y transmisores e interrupciones con causal de

fuerza mayor declaradas fundadas por la autoridad, las restantes 37,64 horas (57,90 % del total) son responsabilidad de ELECTROCENTRO.

Tabla 28
Indicador SAIDI 2017 de ELECTROCENTRO

SAIDI					
Externa y Fuerza mayor	**Falla**	**Programado**	**Maniobras**	**Otros y/o Terceros**	**Total**
27.37	16.97	8.31	0.85	11.51	65.01
42.10%	26.10%	12.78%	1.31%	17.70%	100.00%

Fuente: Manual Anual Electrocentro 2017.

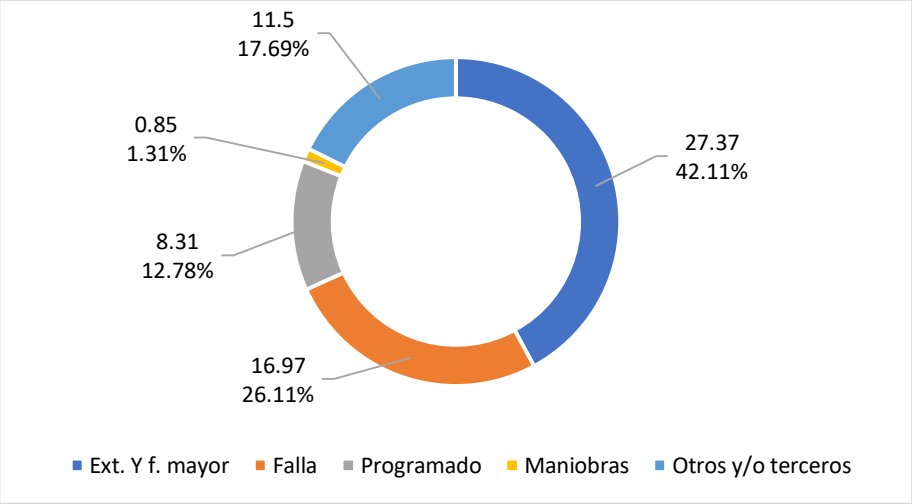


Figura 32 Indicador SAIDI 2017- ELECTROCENTRO

Fuente: Manual Anual Electrocentro 2017.

El indicador SAIFI alcanzó un valor de 25,50 veces de interrupciones para el año 2017. De este total, un valor de 7,46 equivalente al 29,24 % es responsabilidad de los generadores y transmisores e interrupciones con causal de fuerza mayor declaradas fundadas por la autoridad, el valor restante de 18,05 (70,76 % del total) es de responsabilidad de ELECTROCENTRO.

Tabla 29
Indicador SAIFI 2017 de ELECTROCENTRO

SAIFI					
Externa y Fuerza mayor	**Falla**	**Programado**	**Maniobras**	**Otros y/o Terceros**	**Total**
7.46 29.25%	11.2 43.92%	1.87 7.33%	0.82 3.22%	4.15 16.27%	25.5 100.00%

Fuente: Memoria Anual Electrocentro 2017.

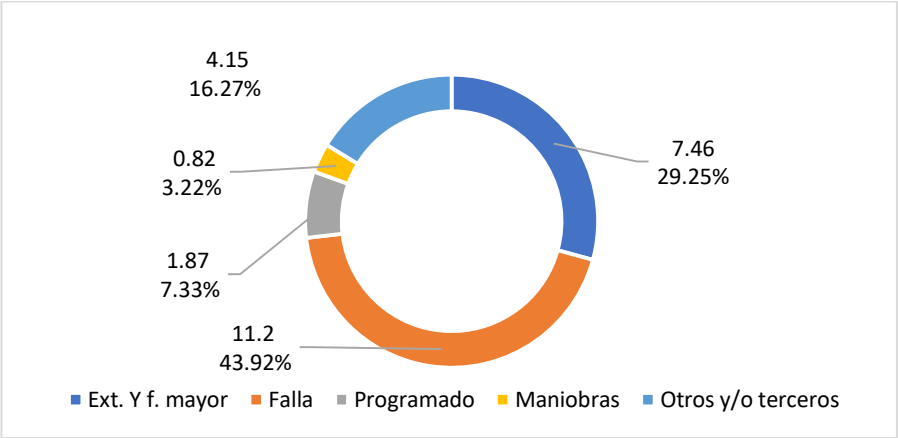


Figura 33 Indicador SAIFI 2017- ELECTROCENTRO

Fuente: Manual Anual Electrocentro 2017.

Dentro de las interrupciones que son de responsabilidad de la empresa, las fallas de responsabilidad interna representan el 43,91 % del total del SAIFI, los cortes programados el 7,35 %, otros y/o terceros el 16,29 %, y las maniobras por emergencia el 3,21 %. En el año 2016, el valor del SAIFI gestionable fue de 20,90 veces, registrándose en el año 2017 una disminución de 10,34 %.

c) Afectación de Interrupciones a Usuarios de la concesionaria:

El promedio de clientes afectados en los diferentes sectores típicos en los que se divide el área de concesión de ELECTROCENTRO se muestran en la tabla 30, Además se debe considerar la cantidad de usuario de ELECTROCENTRO tiene un incremento anual del 5%.

Tabla 30
Cantidad de Usuarios Afectados según el Tipo de Interrupción

Sector/Sistema Eléctrico	No programado, acción de terceros	No programado, falla	No programado, fenómenos naturales	No programado, operación	Programado, expansión o reforzamiento	Programado, mantenimiento
Ayacucho	4405.71	734.51	2328.43	13888.00	936.03	1829.50
Chanchamayo	1134.52	374.83	484.85	248.00	780.33	1704.43
Huancavelica Ciudad	2250.25	2054.17	638.60	349.00	-	831.67
Huancayo	2682.84	1101.32	1536.90	4226.50	780.28	266.18
Huanta Ciudad	-	245.31	437.60	-	-	-
Huánuco	2462.47	1211.42	1450.80	1887.50	1206.50	1814.80
Oroya	34.00	606.65	498.17	714.00	1024.00	477.12
Pasco	3718.14	687.35	1038.33	3157.00	467.00	3239.50
Pichanaki	1009.75	399.74	265.32	249.00	-	696.80
San Francisco	611.01	134.20	821.15	988.75	1119.25	1019.00
San José	-	184.00	314.45	7.00	-	-
Tarma	2513.00	547.77	920.90	-	7119.00	806.67
Tingo María	2298.48	798.53	1673.63	5577.33	931.00	1386.67
Aucayacu	751.00	298.59	327.32	-	578.00	916.25
Chalhuamayo-Satipo	633.57	212.83	568.18	1419.00	948.50	1749.71
Huánuco Rural 1	2940.25	209.76	1734.94	4032.50	2034.43	933.06
Junín	1222.00	410.38	541.91	82.50	-	1017.22
Pozuzo	888.89	562.75	873.16	636.61	-	1831.45
Valle del Mantaro 1	2079.61	790.46	712.17	1926.20	-	758.03
Valle del Mantaro 2	2578.67	822.15	1976.32	836.67	-	1452.91
Valle del Mantaro 3	5169.22	1237.28	1590.16	3373.50	223.50	479.76
Yaupi	948.09	965.47	299.47	232.00	211.75	1030.69
Ayacucho Rural	1084.88	170.85	368.38	586.00	396.57	1115.29
Cangallo-Llusita	1782.40	198.38	854.49	3446.33	1022.00	1109.00
Carhuamayo	14.00	529.57	606.86	-	3622.00	582.00
Huancavelica Rural	2348.94	243.14	397.67	6392.00	1525.60	574.60
Huanta Rural	1045.89	162.48	485.84	2231.67	1510.40	1643.67
Huánuco Rural 2	1114.31	337.33	660.12	1599.64	1192.18	1325.25
Pampas	1401.80	299.63	1088.33	-	2014.00	3266.00
Pasco Rural	821.50	294.08	380.47	4074.00	380.50	27.00
Tablachaca	566.79	535.14	669.39	1312.25	1158.60	1615.50
Tarma Rural	714.90	964.52	1136.22	3991.00	6303.50	984.52
Tingo María Rural	528.85	183.43	144.57	1467.00	214.00	501.50
Valle del Mantaro 4	1277.60	410.01	491.68	510.40	330.64	1092.84

Fuente: Elaboración propia en base a Información Operativa Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020

d) Compensaciones y Multas:

Anualmente la empresa concesionaria ELECTROCENTRO viene realizando el pago de fuertes cantidades de compensaciones según lo dispuesto en la norma NTCE, para el sector típico Urbano se tiene los siguientes valores pagados por compensaciones mostrados en la tabla 31.

Tabla 31
Compensación por Calidad de Suministro Anual ELECTROCENTRO-Sector Urbano

Año	Monto Compensado por Calidad de Suministro [US$]
2010	338,773.00
2011	314,209.00
2012	319,763.00
2013	302,644.00
2014	282,387.00
2015	494,970.00
2016	306,377.00
Total	2'359,123.00

Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas de la Calidad del Suministro por Sistema Eléctrico, Tony Anderson Ramos Infantes 2020

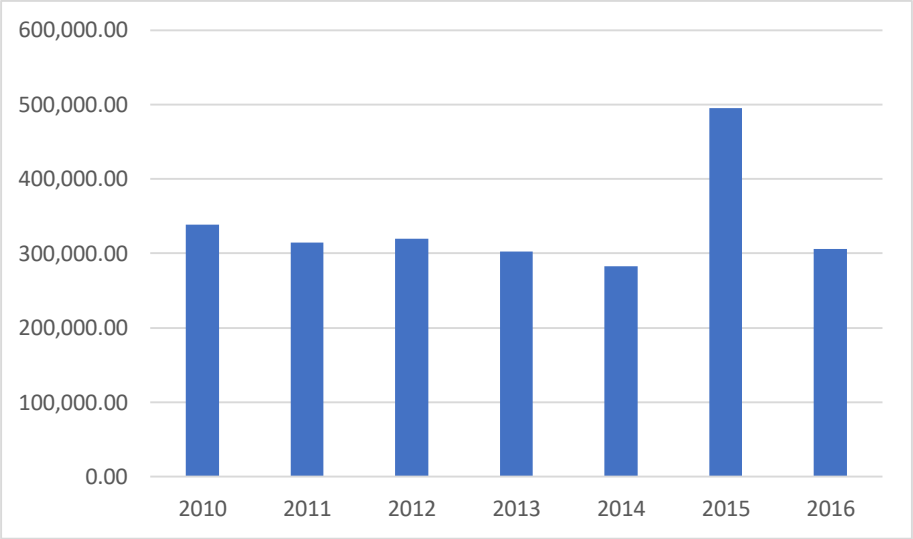


Figura 34 Monto compensado por calidad de suministro (US$) – Sector Urbano
Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas de la Calidad del Suministro por Sistema Eléctrico, Tony Anderson Ramos Infantes 2020

Para el sector típico 4 y Rural se tiene los siguientes valores pagados por compensaciones mostrados en la tabla 32.

Tabla 32
Compensación por Calidad de Suministro Anual ELECTROCENTRO-Sector Rural

Año	Monto Compensado por Calidad de Suministro [US$]
2010	383,030.00
2011	828,139.00
2012	1’161,052.00
2013	836,123.00
2014	613,984.00
2015	1’019,519.00
2016	919,799.00
Total	5’761,646.00

Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas de la Calidad del Suministro por Sistema Eléctrico, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

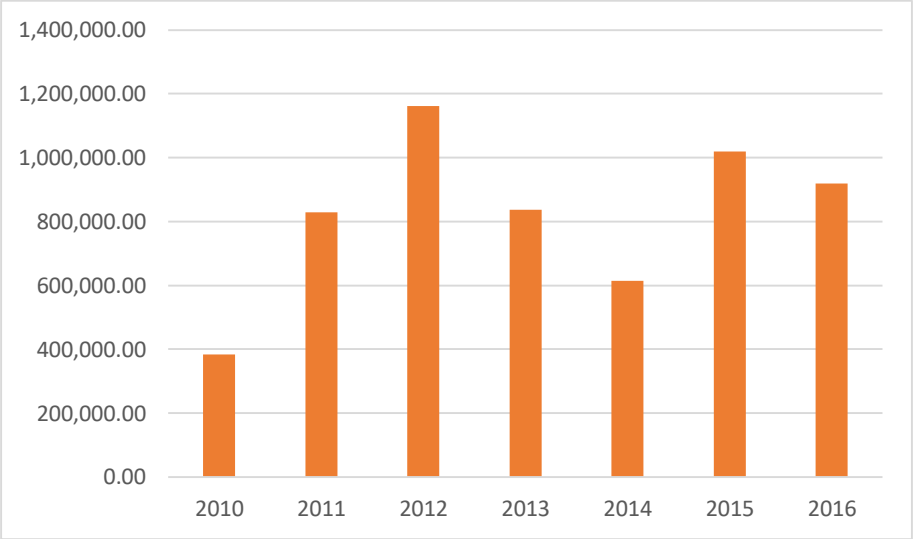


Figura 35 Monto compensado por calidad de suministro (US$) – Sector rural
Fuente: Elaboración propia en base a Estadísticas de la Calidad del Suministro por Sistema Eléctrico, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Por lo que tomando en referencia al historial de compensaciones informadas por Osinergmin, ELECTROCENTRO está sujeto a compensar al sector Urbano el monto de 337,017.57 US$ (S/ 1’112,157.98) y para el sector Rural la cantidad de 823.092,29 US$ (S/ 2´716,204.54) como promedio anual aproximado.

e) Deficiencias por distancias mínimas de seguridad

En el procedimiento N° 228-2009 OS/CD - Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública, se registraron en la base de datos 46,320 deficiencias.

Tabla 33
Deficiencias pendientes de subsanar ELECTROCENTRO

Unidad de Negocio	Estado de la deficiencia 2017			Total
	Pendiente	Preventivo	Definitivo	
Valle Mantaro	10955	417	1632	13004
Huancayo	2991	283	3485	6759
Ayacucho	4728	153	1747	6628
Huancavelica	4812	159	1426	6397
Huánuco	2441	31	3279	5751
Selva Central	2208	156	666	3030
Tarma	1523	311	954	2788
Pasco	1088	99	238	1425
Tingo María	220	37	281	538
Total	30966	1646	13708	46320

Fuente: Manual Anual Electrocentro 2017.

3.3.Fases de la metodología

La metodología que se propone para la implementación de las actividades de trabajos en tensión es la siguiente:

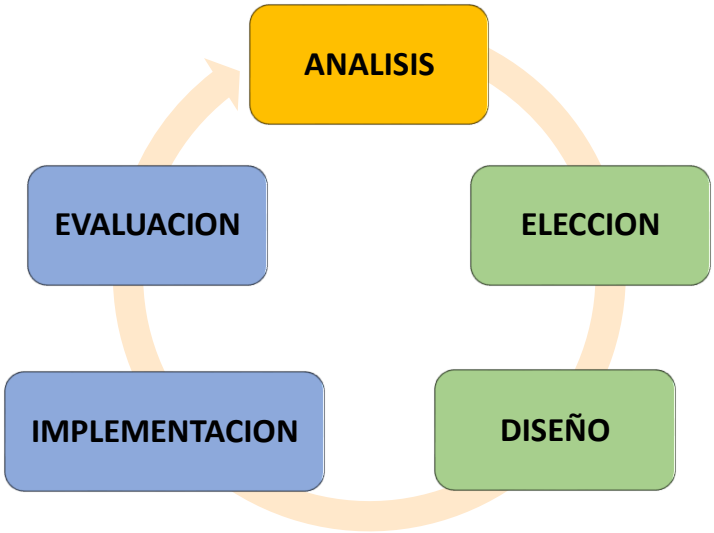


Figura 36 Esquema de Fases de la Metodología
Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Está basada en el Análisis, Elección, Diseño, Implementación y Evaluación como fases de la metodología de investigación y aplicación, para esto se usará información recopilada sobre el tema a desarrollar.

3.3.1. Análisis para la implementación de la metodología.

En esta etapa de la metodología se seguirá una secuencia de fases, primero se analiza la PROBLEMÁTICA para poder plasmar los OBJETIVOS, de acuerdo a eso se hace el ANALISIS de la problemática a nivel mundial y luego se realizará el análisis interno a nivel nacional, de donde se obtendrá las alternativas de solución; del proceso de ELECCION se elegirá la opción más factible para luego proceder con el DISEÑO.

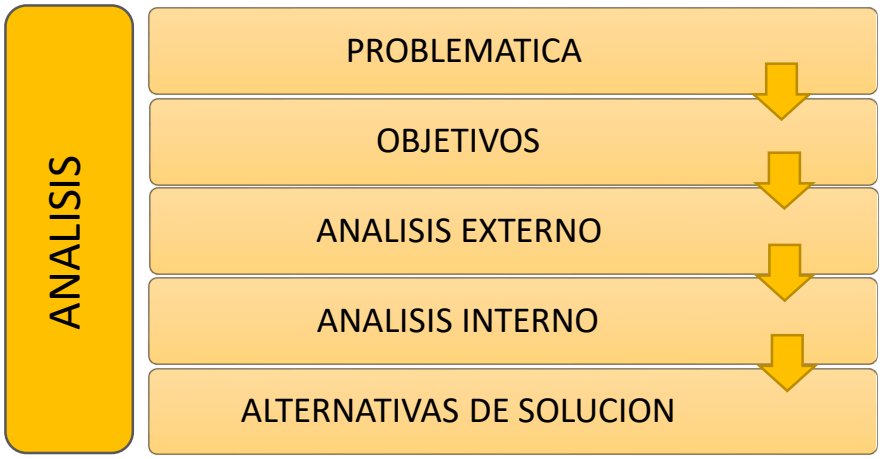


Figura 37 Esquema de la Fase Análisis de la Investigación
Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

a) Problemática:

Dentro de este punto se analiza la problemática de la investigación, en la cual generalmente se encuentran los puntos de interés a resolverse denominados objetivos.

b) Objetivos:

Es la meta o conjunto de metas que se quieren lograr tras hacer un análisis profundo a la problemática de la investigación, generalmente se puede evidenciar el logro mediante diferentes formas como: indicadores, porcentajes, estadísticas, entre otras.

c) Análisis Externo:

Recopilar información relacionada con los puntos descritos en la problemática sobre la problemática a nivel mundial, para poder obtener múltiples opciones de solución o estudios que nos ayudan a cumplir los objetivos.

d) Análisis Interno:

Recopilar información relacionada con los puntos descritos en la problemática sobre la problemática a nivel nacional o local, para poder obtener múltiples opciones de solución o estudios que nos ayudan a cumplir los objetivos.

e) Alternativas de Solución:

Los resultados del Análisis Interno y Externo nos brindan un panorama de soluciones factibles que existen y que nos ayudan a cumplir con los objetivos, de los cuales se seleccionará una alternativa en la etapa de ELECCION.

3.3.2. Elección y Diseño para la implementación de la metodología

En esta etapa se opta por elegir una alternativa de solución que permita cumplir con los objetivos, tomando en consideración la alternativa más viable seleccionada por experiencia, investigaciones, resultados o innovación según se prevea.

a) Elección :

De la etapa de Análisis se obtuvieron alternativas de solución, de las cuales se seleccionara aquella que nos ayude a cumplir con los objetivos. Además se conocen sus ventajas y desventajas.

b) Diseño:

Se diseñara la forma más conveniente para los fines de la concesionaria y población.

Figura 38 Esquema de la Fase de Elección y Diseño
Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

3.3.3. Implementación.

En esta etapa se verá el proceso de implementación en la empresa concesionaria y la ejecución de las actividades de la metodología.

3.3.4. Evaluación

Es la etapa final donde ya se evalúan los beneficios de la implementación de la metodología.

La metodología estará estructurada de la siguiente forma:

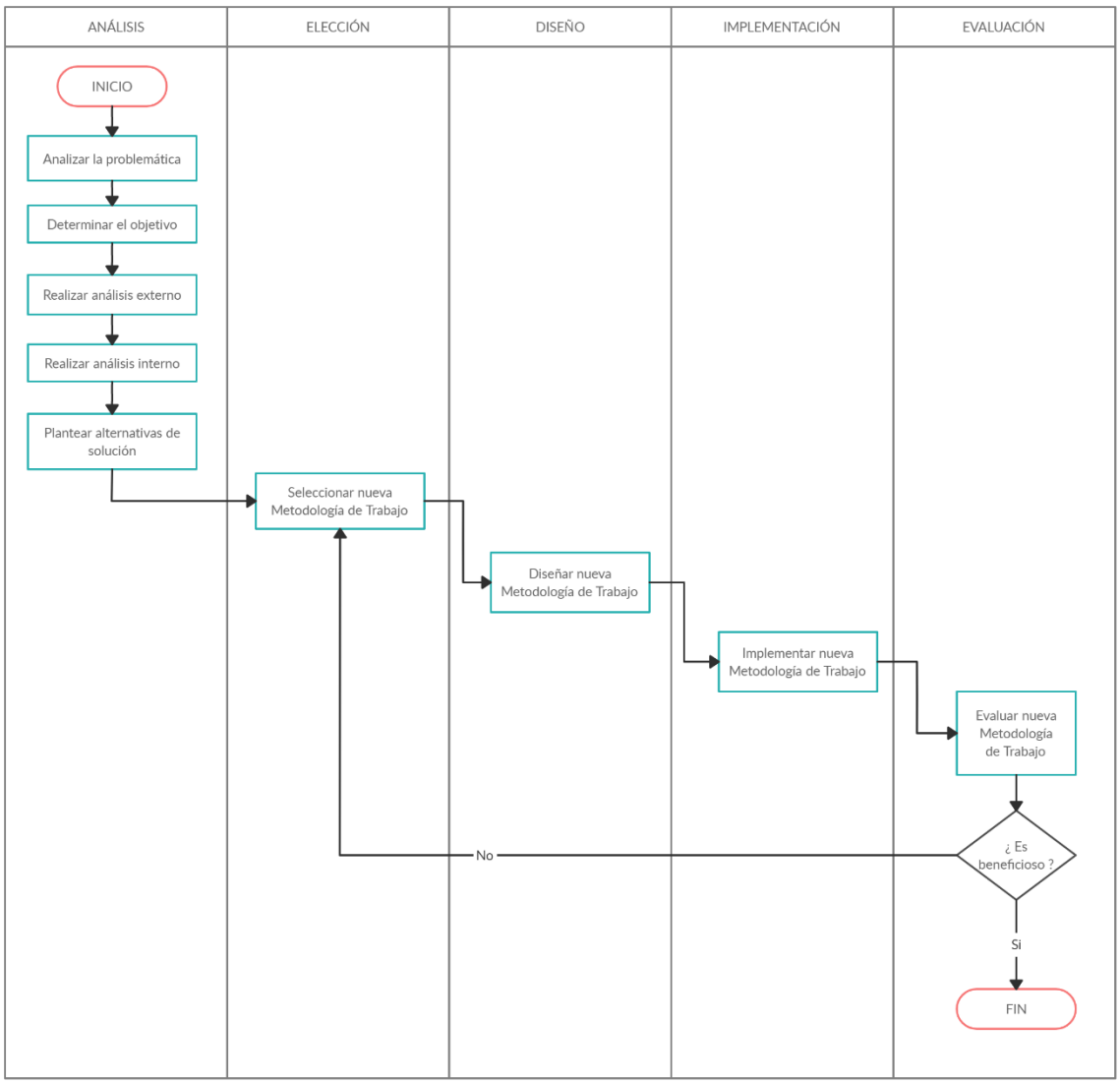


Figura 39 Diagrama de Flujo de Fases de la Metodología

Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

3.4.Aplicación de la metodología para la implementación de trabajos con tensión

Tomando los conceptos ya descritos se aplicará la metodología a continuación, siguiendo las etapas correspondientes:

3.4.1. Análisis aplicado a la concesionaria.

a) Problemática de la concesionaria

Las concesionarias de suministro eléctrico dentro de su problemática en el sector peruano los siguientes puntos:

- Interrupciones en el suministro eléctrico.
- Zonas de Corte provocadas por interrupciones eléctricas.
- Afectación a clientes y usuarios.
- La calidad de suministro eléctrico (SAIFI y SAIDI).
- Pago de compensaciones y/o multas.
- Deficiencias por distancias mínimas de seguridad

b) Objetivos

La concesionaria a la cual se aplicará la metodología tiene los siguientes objetivos:

- Disminuir las interrupciones en el suministro eléctrico.
- Disminuir las zonas de corte.
- Disminuir la afectación a clientes y usuarios.
- Mejorar la calidad de suministro (SAIFI y SAIDI).
- Reducir el pago de compensaciones y/o multas.
- Reducir las deficiencias por distancias mínimas de seguridad.

c) Análisis Externo

De lo antes descrito, la realidad mundial toma en consideración que al aplicar los trabajos con tensión se logra obtener resultados factibles. Ya se tiene esta forma de trabajo como una actividad recurrente, por lo que se asegura la seguridad del trabajador, así como también la calidad de suministro.

d) Análisis Interno

En la realidad nacional o local este tipo de trabajos aún no se implementa en toda la región debido a diferentes factores que son los siguientes:

- Falta de actualización y modernización de metodologías.
- Falta de presupuesto y recursos.
- Falta de propuestas de mejora por parte de la propia empresa.
- Falta de personal especializado a nivel nacional.

e) Alternativas de Solución

Para llegar a los objetivos mencionados existen varias alternativas de solución, las cuales se han estado aplicando en el sector eléctrico, como:

- Aumento de trabajos de mantenimiento programados y no programados.
- Modernización del suministro, equipamiento y/o elementos de la red eléctrica.
- Incremento de recurso humano y equipamientos para realizar más labores de trabajo.
- Subcontratación de empresas de mantenimiento.
- Implementación de Trabajos con tensión.

De las cuales se pueden sacar las Ventajas y Desventajas de cada alternativa de solución, las cuales se muestran a continuación:

Tabla 34
Análisis de Alternativas de solución –Ventajas y Desventaja

Alternativa de Solución	Ventajas	Desventajas
Aumento de trabajos de mantenimiento programados y no programados	• Se mejora la calidad de suministro. • Se reducen las fallas en él suministro.	• Se afecta al usuario y cliente al producirse las interrupciones. • Se genera costos operativos elevados.
Modernización del suministro, equipamiento y/o elementos de la red eléctrica.	• Se mejora la calidad de suministro. • Se reducen las fallas en él suministro. • Se mejora la red de suministro.	• Se afecta al usuario y cliente al producirse las interrupciones para la implementación de los equipos y/o elementos. • Se genera costos elevados de adquisición.
Incremento de recurso humano y equipamientos para realizar más labores de trabajo.	• Se mejora la calidad de suministro. • Se reducen las fallas en él suministro.	• Se afecta al usuario y cliente al producirse las interrupciones. • Se genera costos elevados en contrataciones de personal, adquisición de equipos y herramientas.
Subcontración de empresas de mantenimiento	• Se mejora la calidad de suministro. • Se reducen las fallas en él suministro.	• Se afecta al usuario y cliente al producirse las interrupciones. • Se genera costos elevados en contrataciones de personal.
Trabajos con tensión	• Disminuir la afectación a clientes y usuarios. • Disminuir la cantidad de interrupciones • Disminuir las zonas de corte • Mejorar la calidad de suministro • Reducir el pago de compensaciones y/o multas	• Se necesita una inversión considerable por parte de la concesionaria. • La implementación de esta metodología no se puede aplicar instantáneamente.

Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

3.4.2. Elección y Diseño aplicado a la concesionaria.

a) Selección de la metodología

De los resultados obtenidos en el análisis, se aprecia que la implementación de Trabajos con Tensión es la actividad que nos permite cumplir los objetivos.

b) Diseño de la metodología

El diseño está enfocado a como se debe implementar esta actividad dentro de la concesionaria, por lo que se tienen 2 casos de formas de aplicación:

- Caso 1-Implementación como Actividad Propia con Personal de Planta
  Implementar dos cuadrillas de trabajos con tensión (TCT) para una concesionaria eléctrica es todo un reto pues una vez superadas las barreras económicas y tecnológicas, que no existen en el medio nacional, se debe destinar también tiempos definidos para contar con el equipamiento completo, puesta a punto del personal involucrado y la posterior curva de aprendizaje que marcará el desenvolvimiento de la cuadrilla y su aporte productivo a la propia concesionaria. Nótese que una vez iniciadas las labores de trabajos con tensión (TCT), se debe considerar cero errores al manipular las líneas energizadas; la improvisación u omisión a los procedimientos podrían ser fatales para el trabajador con la consiguiente responsabilidad de las líneas de mando.

- Caso 2-Implementación como Actividad Propia con Personal Nuevo Contratado
  En este caso se tiene la alternativa de realizar contrataciones de nuevo personal para que para formar los grupos de trabajo con tensión, lo cual consistiría en una nueva área con sus propios supervisores que sean especialistas en el tema, además de tener que cumplir los requisitos estrictos que se requiere para realizar estos tipos de trabajo.
  Sería una fuerza de trabajo considerable que pueda atender con mayor eficacia los diferentes problemas que no pueden solucionarse por parte del área de mantenimiento.

- Implementación por Vía de Tercerización (Complementaria)
  La investigación plantea contratar los servicios de una empresa especialista en trabajos con tensión (TCT) a través de licitaciones dirigidas, para hacerse

inicialmente de una cuadrilla de operadores en caliente, dotado de unidades y equipamiento completo.

Si bien es cierto existen empresas contratistas que cuentan con personal de experiencia y procedimientos definidos en trabajos con tensión (TCT) para la atención de la carga de trabajo de una concesionaria, de la misma manera debe ofrecerse la flexibilidad y solución que la naturaleza de la actividad exija a fin de obtener rápida respuesta y eficiencia operativa ante interrupciones o labores prioritarias en concordancia con la fuerza propia de la empresa matriz.

Adicionalmente le empresa contratista que apoye en los trabajos con tensión también podría ofrecer el servicio de lavado de aisladores en línea energizada para niveles de Media y Alta Tensión.

3.4.3. Implementación aplicada a la concesionaria

Para la implementación se realizará un diagrama de flujo el cual consiste en describir el proceso de las siguientes etapas:

a) Iniciativa

En esta etapa se involucra la gerencia de la concesionaria y las áreas operativas, para poder decidir implementar los trabajos con tensión.

b) Presupuesto de Inversión

La empresa concesionaria debe contar con recursos suficientes para la implementación de los trabajos con tensión, para lo cual es indispensable analizar la situación financiera y además los presupuestos de inversión.

c) Adquisición de EPP's (Equipos de protección personal) y herramientas

Es importante que se realice un plan de adquisición de los equipos de protección personal que son lo más importante, cumpliendo con todos las normas comprometidas a los trabajos con tensión y además la adquisición de herramientas y equipos que garanticen un trabajo seguro y efectivo.

d) Adquisición de Vehículos de Operación

Las actividades que involucran a los trabajos con tensión necesitan necesariamente vehículos especiales para la correcta protección, acción y ejecución de dichos

trabajos, por lo cual el plan de adquisición y mantenimiento de dichos vehículos se tienen que realizar.

e) Reclutamiento y Selección de Personal

El personal debe tener características especiales para realizar los trabajos con tensión para lo cual, se debe evaluar un perfil de selección estricto.

f) Capacitación y Entrenamiento

La capacitación es una etapa muy importante ya que en esta etapa se evaluara al personal, se capacitara y entrenara por una empresa capacitadora que cuente con todos los implementos y experiencia en el campo de trabajos con tensión.

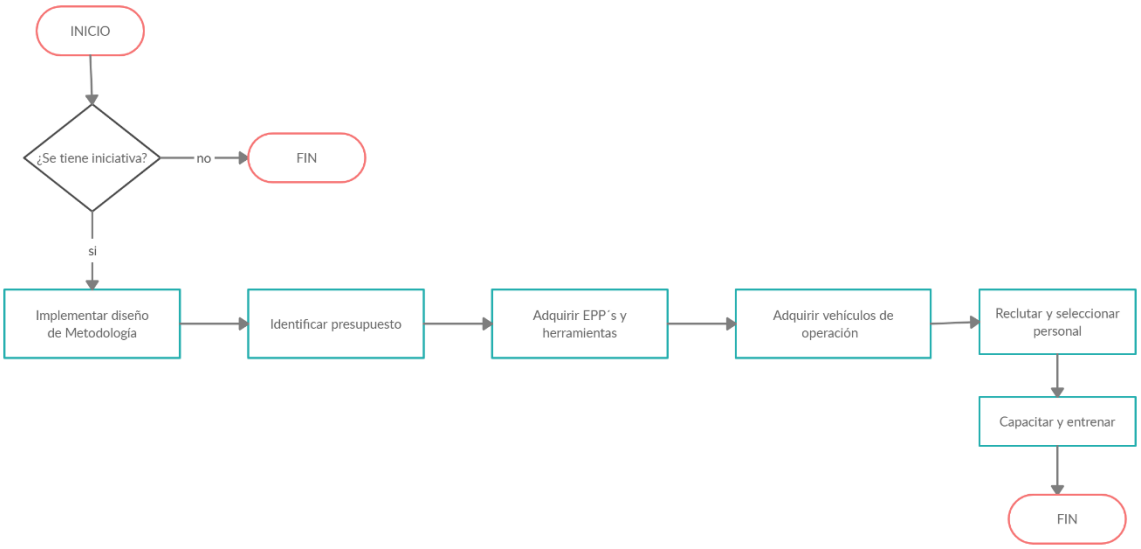


Figura 40 Diagrama de Flujo de Aplicación de la Metodología para la Concesionaria.
Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Según la capacidad del área logística de la empresa concesionaria, el diagrama de Flujo de aplicación variaría y se recomendaría ejecutar las actividades de adquisición de equipos de protección personal, herramientas, vehículos de operación en paralelo con la actividad de reclutamiento y selección del personal como se muestra en el diagrama a continuación:

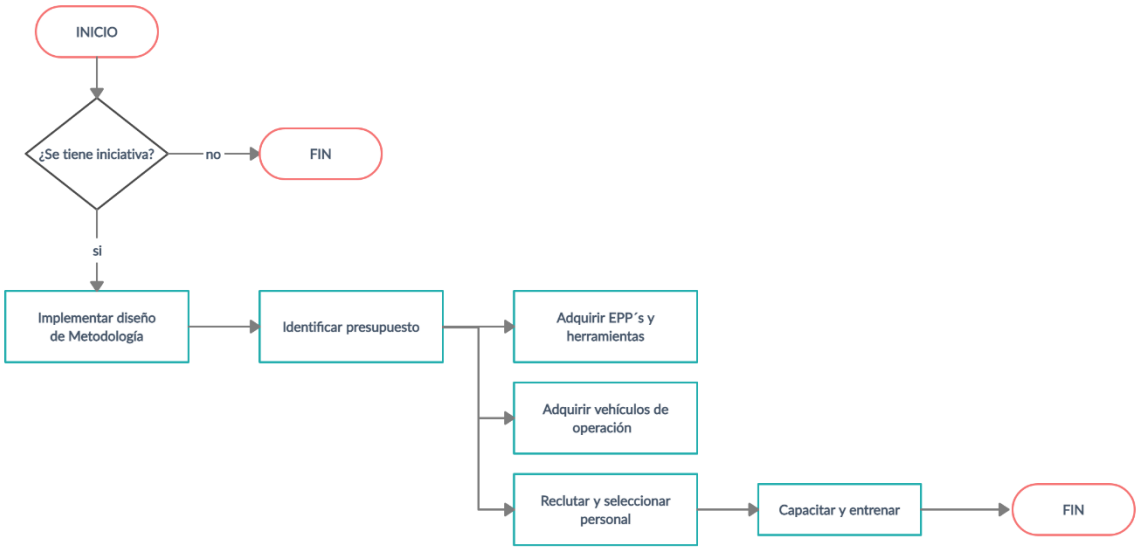


Figura 41 Diagrama de Flujo de Aplicación de la Metodología con fases en paralelo.
Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Esta recomendación se basa en que las actividades de adquisición y reclutamiento no dependen entre sí para darse inicio, pero la capacitación y entrenamiento si depende de la fecha fin de la actividad de reclutamiento ya que se tiene que contar con el personal idóneo para realizar las tareas de trabajos con tensión.

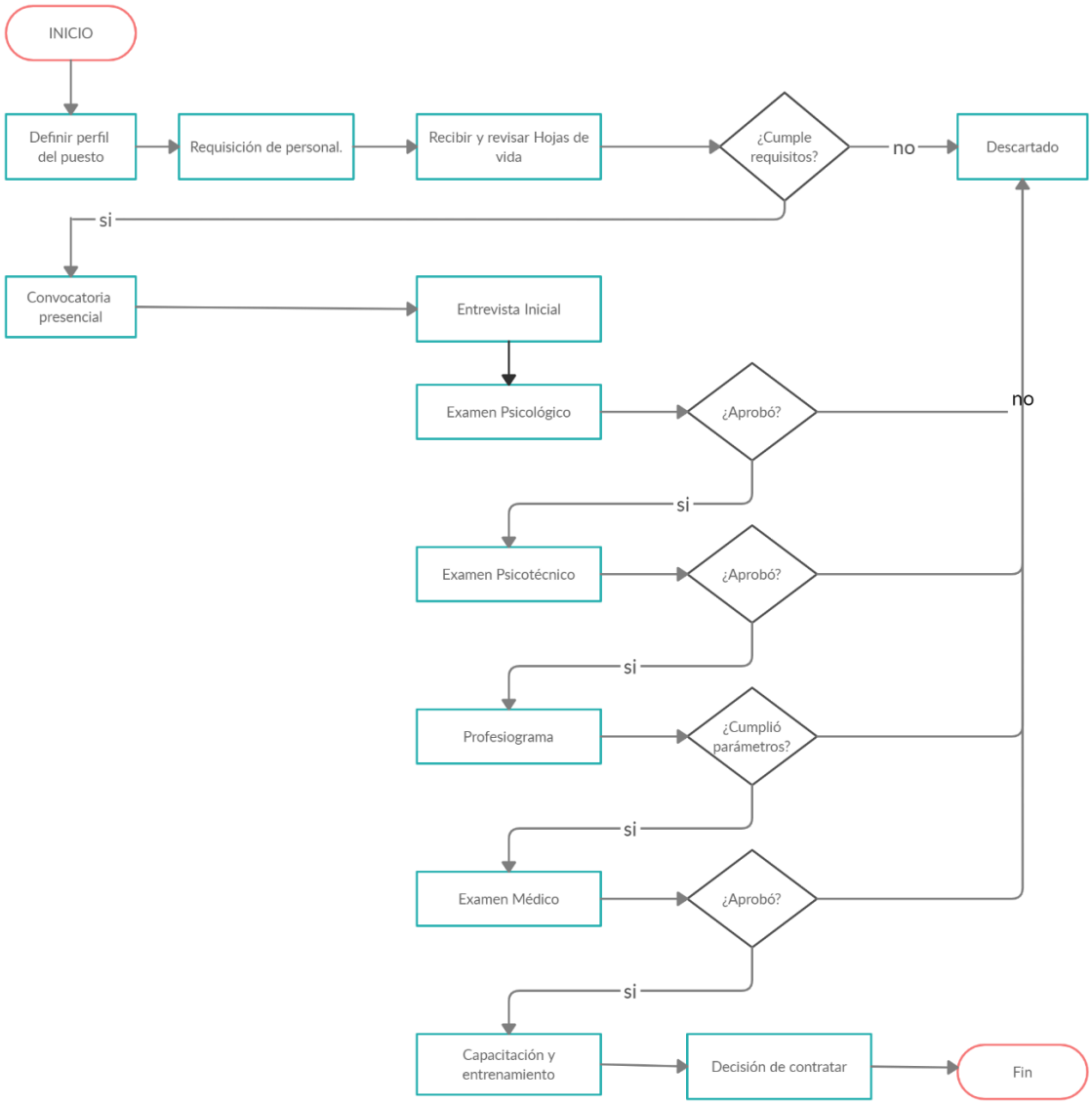


Figura 42 Diagrama de Flujo para selección de personal para la Metodología de Trabajos con Tensión
Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Dentro de la implementación también se considera la ejecución de la actividad de trabajos con tensión, el cual consiste en describir el proceso de las siguientes etapas:

PASO 1 - Identificación de la Actividad:

Se refiere a identificar cual es la actividad así como una inspección previa, para poder identificar la viabilidad técnica de la ejecución de trabajos con tensión. Esto debe ser analizado por personal capacitado, autorizado y habilitado; como resultado se obtendrá:

- Objetivo de la Actividad
- Alcance de la Actividad

- Responsabilidades de Áreas de Trabajo

PASO 2 - Planeación de la Actividad

Para la planeación se realizara las coordinaciones respectivas entre las Áreas de trabajo que tengan relación con la actividad, se programara, se revisarán las características, aspectos y riesgos de la actividad y se formalizara en un procedimiento de trabajo, se tomaran las siguientes consideraciones:

- Determinar que método de trabajo que se utilizara.
- Determinar la fecha, tiempo y periodo de ejecución, todo esto generalmente está plasmado en un programa de mantenimiento.
- Información y difusión de documentación al personal que tendrá que intervenir en la actividad.

PASO 3 - Supervisión

Los responsables de la supervisión y el responsable de Seguridad serán los encargados de revisar y validar el procedimiento de trabajo. En caso no se apruebe el procedimiento, la supervisión devolverá el procedimiento con sus respectivas observaciones para ser absueltas.

PASO 4 - Selección de Personal, Equipos de Protección Personal, Materiales y Herramientas

Según lo establecido en el procedimiento aprobado, se procederá a seleccionar el personal habilitado para realizar las actividades, los cuales procederán a preparar sus equipos de protección personal necesarios y estrictamente de acuerdo a las especificaciones del procedimiento de trabajo y del mismo fabricante, además se formalizara con un acta de revisión de calidad de equipos de protección personal.

Así mismo, se procederá a seleccionar equipos, materiales y herramientas necesarias para la actividad de acuerdo a la necesidad de la actividad; además se formalizará con un acta de revisión de calidad, mantenimiento, pruebas de calibración, etc.

PASO 5 – Verificación de las condiciones de Trabajo

Una vez completados los pasos, se realizará la revisión de todos los documentos de seguridad y actas que den la confirmación de que todo se revisó estrictamente por el

personal de Seguridad. En caso no se cumplan con los requerimientos de Seguridad, no se debe ejecutar la actividad.

PASO 6 – Ejecución

El supervisor de grupo de trabajo mediante una reunión in situ debe informar el método con el cual se trabajará, los riesgos que conlleva y las medidas de seguridad que se deben tomar; y confirmar que las instrucciones hayan sido comprendidas todo lo descrito será efectuado mediante una charla de inducción.

Luego se ejecutará la actividad siguiendo estrictamente el procedimiento de trabajo estando los operarios linieros en todo momento supervisados y al terminar dicha actividad se realizara el respectivo informe de Actividad.

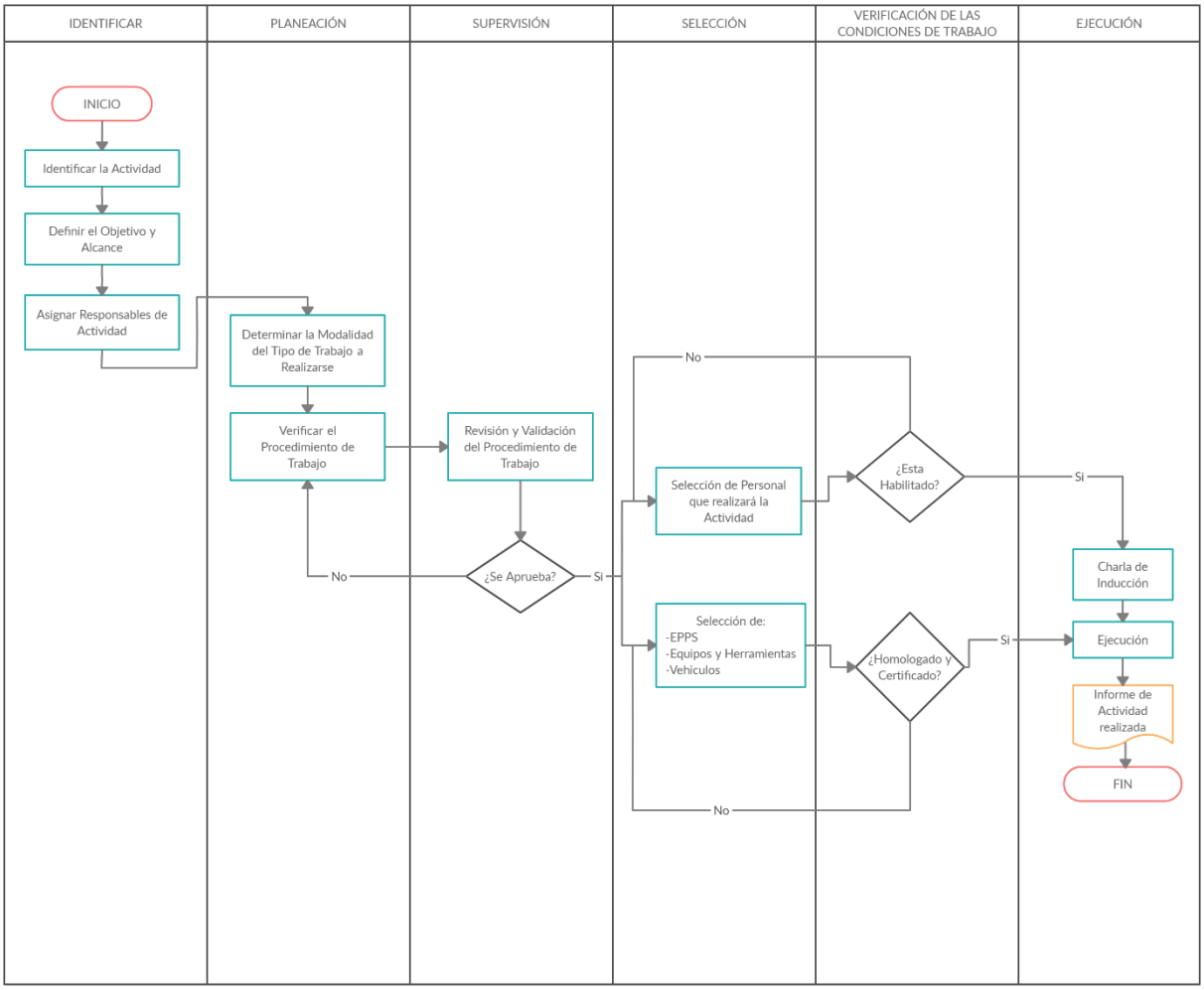


Figura 43 Diagrama de Flujo para la Ejecución de Trabajos con Tensión

Fuente: Elaboración propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

- **Plan de Riesgos**

La realización de un proyecto consiste en la ejecución de un conjunto de actividades que se relacionan entre sí. Una actividad estará retrasada si no se inicia en el tiempo estimado o por la extensión de tiempo de la misma, la cual es ocasionada por diversas causas y puede o no afectar otras actividades o el proyecto entero.

Según lo descrito en el PMBOK (Project Management Body of Knowledge) se tiene que realizar un plan de riegos el cual consiste en:

Identificar los Riesgos: es el proceso por el cual se determinan los riesgos que pueden afectar el proyecto y se documentan sus características; estas causas en general se pueden clasificar en 10 categorías las cuales son:

- Retrasos ocasionados por el dueño
- Ordenes de cambios por el dueño
- Cambios constructivos
- Diferencias en las condiciones de campo
- Condiciones atmosféricas desfavorables
- Aceleración de trabajo (pérdida de productividad)
- Suspensión del trabajo
- Error al cotizar los precios de materiales y equipos
- Errores en el expediente técnico
- Problemas misceláneos

Planificar la Respuesta a los Riesgos: es el proceso por el cual se desarrollan opciones y acciones para mejorar las oportunidades y reducir las amenazas a los objetivos del proyecto.

Monitorear y Controlar los Riesgos: es el proceso por el cual se implementan planes de respuesta a los riesgos, se da seguimiento a los riesgos identificados, se da seguimiento a los riesgos residuales, se identifican nuevos riesgos y se evalúa la efectividad del proceso contra riesgos a través del proyecto.

CAPITULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO-TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1.Análisis económico

Para la implementación de la metodología de trabajo con tensión se analizarán los costos de manera más detallada y de acuerdo a eso se sacará un presupuesto aproximado de cuánto costaría cada diseño de implementación.

4.2.Presupuesto para dos grupos de trabajos con tensión (TCT) en base a personal de planta (Caso 1)

A continuación, se muestra el detalle del presupuesto inicial que dos cuadrillas de trabajos con tensión, con personal propio capacitado, empleando un camión con brazo hidráulico aislado:

- Grupo de Trabajo para trabajo con Tensión a Contacto: Para este grupo se necesita un mínimo de 2 operarios linieros y un jefe de grupo.
- Grupo de Trabajo para trabajo con Tensión a Distancia: Para este grupo se necesitan 03 operarios linieros y un jefe de grupo, sin embargo la conformación con un número inferior se hará en condiciones especiales, soportadas por procedimientos específicos aprobados y bajo responsabilidad de la empresa.

4.2.1. Costo de capacitación.

La capacitación ante esta nueva alternativa de trabajos con tensión requiere brindarse anualmente a los operadores, por lo cual se tiene un curso de reciclaje para lineros en el cual el operador trabaja con camión grúa en redes de MT, cuya duración es de 40 horas teórico-prácticas.

Tabla 35
Cotización de Cursos de Capacitación – Reciclaje de Linieros TCT

Cant	Descripción	P. Total (S/)
01	Curso de reciclaje de linieros para trabajos en líneas energizadas Curso de reciclaje de lineros para trabajos con tensión (TCT) en Redes Aéreas de MT Curso para linieros que trabajan en Camión Grúa de 1 canasta o 2 canastas.	48,589.63
	Total (S/):	48,589.63

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Así mismo, la capacitación personalizada para la formación de nuevos operadores para realizar trabajos con tensión, con una duración de seis semanas equivalentes a 240 horas y según estimación de 2.5 de la cotización por cursos de reciclaje de linieros para un grupo de 10 personas tiene un costo aproximado S/ 121,212.00 (Ciento veintiún mil doscientos doce con 00/100 soles).

Al tener la posibilidad de capacitar a 10 personas se puede aprovechar en capacitar adicionalmente a los ingenieros de seguridad y personal predeterminado por la concesionaria.

Tabla 36
Cotización de Cursos de Capacitación – Curso de Formación de operarios de TCT

Cant	Descripción	P. Total (S/)
01	Curso de formación de nuevos operadores de redes energizadas Se estima que cuesta 2.5 x Curso de Reciclaje – Capacidad de 10 personas	121,212.00
	Total (S/):	121,212.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.2.2. Gastos anuales de Equipamiento de Protección Personal

Se requiere de una dotación de EPP's, equipamiento (mangas, caretas faciales, arneses), capacitaciones en reciclaje, exámenes médicos, pruebas semestrales y anuales a los equipamientos, y gastos varios necesarios para realizar trabajos con tensión, los cuales tienen un costo de S/ 76,124.67 (Setenta y seis mil ciento veinticuatro con 67/100 soles), cuyo detalle de gastos se presenta a continuación en la tabla 37:

Tabla 37
Requerimientos de Equipos de Protección Personal

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UND.	CANT.	P. UNIT. (S/)	SUB TOTAL (S/)
1	EPP´s para el personal técnico (04 personas)				
1.1.	Ropa antiflama convencional y botas	Und.	4	2784.60	11138.40
1.2.	Guantes dieléctricos clase 2	Par	4	626.31	2505.22
1.3.	Guantes dieléctricos clase 3	Par	4	819.20	3276.79
1.4.	Mangas de caucho clase 3	Und	4	1775.36	7101.45
1.5.	Careta antiarco (20 cal/cm2)	Und.	4	1244.88	4979.52
1.6.	Casco tipo 1, clase E	Und.	4	63.88	255.53
1.7.	Arnés antiarco	Und.	4	2620.80	10483.20
1.8.	Anteojos UVA, UVE	Und.	48	14.09	676.17
2	Agasajos				
2.1.	Integración, día del electricista, día del trabajo, etc.	Día	6	327.60	1965.60
3	Exámenes médicos				
3.1.	De Ley y especiales para trabajos con tensión	Cjto.	1	4914.00	4914.00
4	Pruebas de rigidez dieléctrica				
4.1.	Prueba semestral de guantes dieléctricos	Par.	8	245.70	1965.60
4.2.	Prueba semestral de mangas de caucho	Cjto.	8	491.40	3931.20
4.3.	Prueba semestral de pértigas y EPC	Cjto.	2	3276.00	6552.00
5	Otros Gastos				
5.1	Teléfonos, papel, libros, viáticos, licencias de software, apoyo, etc.	Cjto.	1	16380.0	16380.0
Total (S/):					76,124.67

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.2.3. Dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra.

Los equipos y herramientas consideradas para la realización de trabajos con tensión (trabajos en caliente), son exclusivamente para este uso y deben usarse conforme a las recomendaciones de los fabricantes, se les debe dar una correcta utilización, mantenimiento y almacenamiento a fin de preservarlas el mayor tiempo posible.

La dotación de herramientas y equipos considerados es para dos (02) cuadrillas, y permitirá la normal realización de los trabajos con tensión, el costo por esta partida de herramientas y equipos de maniobra para dos (02) cuadrillas de TCT asciende a S/. 196,564.72 (Ciento noventa y seis mil quinientos sesenta y cuatro con 72/100 soles), cuyo detalle de gastos se presenta a continuación en el Anexo 5.

4.2.4. Dotación de unidades móviles.

a) Dotación de Unidad Móvil:

Se requiere adquirir un camión 4 x 2 para trabajos con tensión.

Tabla 38
Cotización de Camión 4x2

Cant.	Descripción	Sub Total (S/)
01	Camión 4 x2 para trabajos con tensión incluye: Carrocería y cajonería.	187,714.80
	Total (S/):	187,714.80

Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

b) Costo del brazo hidráulico aislado:

Se requiere adquirir un brazo hidráulico para trabajos con tensión.

Tabla 39
Cotización de Brazo hidráulico

Cant	Descripción	Sub Total (S/)
01	Brazo hidráulico aislado para trabajos en líneas con tensión, compuesto por: *Cesta aérea aislada con controles superiores e inferiores. *Plumas con filamentos de fibra de vidrio de alta resistencia. *Certificación ANSI, en conformidad con la norma ANSI A92.2-2009.	366,584.40
	Total (S/):	366,584.40

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

c) Costo de Pruebas de Brazo Hidráulico aislado, completamente equipado:

Tabla 40
Cotización de Costo Prueba de rigidez dieléctrica y mantenimiento

Cant.	Descripción	Sub Total (S/)
01	Prueba de rigidez dieléctrica a brazo hidráulico, categoría B o C (No incluido los costos de transporte ida y vuelta).	1,073.80
02	Mantenimiento de brazo hidráulico Anual (Se realizará después del primer año de trabajo)	10,000.00
	Total (S/):	11,073.80

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

d) Costo de la camioneta:

Tabla 41
Cotización de Camioneta Toyota 4x4

Cant.	Descripción	Sub Total (S/)
02	Camioneta Toyota 4x4 3000cc, petrolera, con turbo	203,112.00
	Total (S/):	203,112.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

e) Costo del furgón:

Tabla 42
Cotización de Furgón de fibra de Vidrio

Cant.	Descripción	Sub Total (S/)
02	Furgón de fibra de vidrio con cajoneras y porta-pértigas para camioneta.	26,208.00
	Total (S/):	26,208.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.2.5. Dotación de ambiente y equipamiento informático

Para los grupos de trabajos con tensión es necesario que cuenten con sus respectivos implementos de oficina para que realicen sus informes, coordinaciones y preparaciones para sus respectivas actividades; lo cual se detalla de forma general en la tabla 43:

Tabla 43
Cotización de Dotación de Ambiente y Equipamiento informático

Cant.	Descripción	Sub Total (S/)
01	Oficina (equipada con baño, muebles de oficina, proyector, alimentación AC y 02 computadoras)	16,380.00
	Total (S/):	16,380.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

En resumen, para contar con dos cuadrillas para trabajos con tensión considerando la adquisición de un camión con brazo hidráulico, se requiere una inversión inicial de S/ 1’193,900.59 (Un millón quinientos cuarenta y un mil novecientos con 59/100 soles) como se muestra a continuación:

Tabla 44
Resumen de Costos de Inversión por Modalidad de Contratación de Personal Propio

Ítem	Descripción	Sub Total Anual (S/)
01	Capacitación personalizada, para formación de nuevos operadores (hasta tres cuadrillas – 9 personas).	121,212.00
02	Gastos anuales (EPP´s, herramientas, etc).	76,124.67
03	Inversión inicial (dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra).	196,564.72
04	Costo del camión con brazo hidráulico aislado, cesta aérea aislada, carrocería y cajonería (187,714.80 + 366,584.40)	554,299.20
05	Costo de las dos camionetas 4x4	203,112.00
06	Costo de los dos furgones	26,208.00
07	Dotación de ambiente (oficina acondicionada) y equipamiento informático.	16,380.00
	Total (S/)	1’193,900.5

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.3. Presupuesto para dos grupos de trabajos con tensión (TCT) en base a contratación de nuevo personal (Caso 2)

A continuación, se muestra el detalle del presupuesto inicial para dos cuadrillas de trabajos con tensión, con personal nuevo capacitado, empleando un camión con brazo hidráulico aislado:

- Grupo de Trabajo para trabajo con Tensión a Contacto: Para este grupo se necesita un mínimo de 2 operarios linieros y un jefe de grupo.
- Grupo de Trabajo para trabajo con Tensión a Distancia: Para este grupo se necesitan 02 operarios linieros y un jefe de grupo, sin embargo la conformación con un número inferior se hará en condiciones especiales, soportadas por procedimientos específicos aprobados y bajo responsabilidad de la empresa.

Por lo tanto, para el presupuesto base se ha de considerar un total de personal nuevo contratado conformado por:

- 04 Operadores para TCT.
- 02 Jefes Supervisores

- 02 Unidades móviles (Un vehículo con brazo hidráulico aislado con dos cestas, una camioneta)

Tabla 45
Costos de grupo de trabajo con tensión

Descripción del Personal de la cuadrilla	Cantidad de personas	Pago de Salario Mensual (S/)	Pago Total Anual (S/)
Operador para TCT	04	2,500.00	120,000.00
Jefe Supervisor	02	5,000.00	120,000.00
Sub Total (S/):			240,000.00
Gastos Sociales (0.45 x Sub Total)			108,000.00
Total (S/):			348,000.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

En resumen, el costo anual que se asignaría al nuevo personal adquirido es S/ 348,00.00 para contar con dos grupos para trabajos con tensión adicional a eso consideramos el presupuesto descrito en el Caso 1, por lo que el presupuesto final resultaría:

Tabla 46
Resumen de Costos de Inversión por Modalidad de Contratación de nuevo Personal

Ítem	Descripción	Sub Total Anual (S/)
01	Salarios del personal mínimo para la cuadrilla (04 operadores y 02 jefes supervisores)	348,000.00
02	Capacitación personalizada, para formación de nuevos operadores (hasta tres cuadrillas – 9 personas).	121,212.00
03	Gastos anuales (EPP´s, herramientas, etc.)	76,124.67
04	Inversión inicial (dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra).	196,564.72
06	Costo del camión con brazo hidráulico aislado, cesta aérea aislada, carrocería y cajonería (187,714.80 + 366,584.40)	554,299.20
07	Costo de las dos camionetas 4x4	203,112.00
08	Costo de los dos furgones	26,208.00
09	Dotación de ambiente (oficina acondicionada) y equipamiento informático.	16,380.00
	Total (S/)	1’541,900.59

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.4.Presupuesto por servicio tercerizado.

La concesionaria requiere contar con un camión equipado con brazo hidráulico aislado; ya que sin dicho vehículo no podrían iniciar actividades de trabajos con tensión a corto plazo, debido a que requiere adquirir dicho camión, herramientas y personal capacitado para estas labores.

Todo ello requiere de un tiempo prudencial, hasta que se abastezca de las herramientas y cuente con el personal necesario para ello. Por lo que inicialmente se requerirá tener como una alternativa viable la tercerización de este servicio, para que con ello se ayude a reducir las pérdidas y gastos generados por la realización de trabajos de mantenimiento, atención de emergencias y cortes programados en frio.

Así mismo como se mencionó anteriormente esta empresa que ofrezca los servicios tercerizados debe ofrecer flexibilidad y respuesta rápida, tal como la naturaleza de la actividad exige, a fin de obtener eficiencia operativa ante interrupciones o labores prioritarias en concordancia con la fuerza propia de la empresa concesionaria.

Para calcular los costos de inversión se tomará como referencia algunos costos de trabajos específicos que se realizaron con la modalidad de trabajos con tensión. Para esto los costos que demanda una empresa tercerizada son los que se muestran a continuación:

a) Costos de mano de obra por actividad en trabajos con tensión (una sola fase).

Tabla 47
Costos de mano de obra por actividad en trabajos con tensión (una sola fase).

Ítem	Baremo	Descripción	Parcial (S/)
1	T-201703	Cambio de seccionador	1,415.00
2	T-201704	Instalación o cambio de aislador pin	1,347.00
3	T-201705	Instalación o cambio de aisladores de suspensión	2,200.00
4	T-201706	Instalación o cambio de aisladores de anclaje por poliméricos	2,000.00
5	T-201707	Cambio de conector	900.00
6	T-201708	Renovación de cuellos	1,200.00
7	T-201709	Instalación y/o reparación de un viento	569.00
8	T-201710	Renovación de ferretería	2,125.00
9	T-201711	Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de paso	2,777.00
10	T-201712	Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de anclaje simple	3,292.00
11	T-201713	Instalación de crucetas o ménsulas en estructura de anclaje doble	4,591.00
12	T-201714	Retiro de cruceta o ménsula en estructura de anclaje	1,736.00
13	T-201715	Reparación de hebras rotas	1,300.00

14	T-201716	Retemplado de línea	1,347.00
15	T-201717	Cambio de barra (trapecio)	3,292.00
16	T-201718	Cambio de cable de comunicación	1,736.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos Baremos TCT, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Notas:

- Los precios unitarios expresados para cada actividad contienen los precios unitarios por cada fase.
- De trabajarse solo dos fases, multiplicar por el factor 1.5 para el precio total.
- De trabajarse las tres fases, multiplicar por el factor 2.15 para el precio total.

b) Costo de mano de obra por actividad en trabajos con tensión (las tres fases a la vez)

Tabla 48

Costo de mano de obra por actividad en trabajos con tensión (las tres fases a la vez)

Item	Baremo	Descripción	Parcial (S/)
1	T-201750	Cambio de fusibles	1,800.00
2	T-201751	Instalación o intercalación de nuevo seccionador	4,500.00
3	T-201752	Retiro de seccionador	2,700.00
4	T-201753	Instalación o cambio de aislador extensor de fuga	2,700.00
5	T-201754	Conexión o desconexión de nodo simple	1,400.00
6	T-201755	Conexión o desconexión de nodo con retiro y reubicación de línea	2,239.00
7	T-201756	Instalación de cubiertas aislantes por DMS más cartel de peligro	1,350.00
8	T-201757	Instalación de cubiertas aislantes por DMS masivo	1,050.00
9	T-201758	Reubicación de fases (no paralelismo)	2,700.00
10	T-201759	Reubicación de fases (transposición)	6,599.00
11	T-201760	Apoyo para cambio de transformador (desconexión o reinstalación)	1,500.00
12	T-201761	Apoyo en la instalación o retiro de poste cerca de la red	2,100.00
13	T-201762	Apoyo en la instalación de un poste de paso en red	4,200.00
14	T-201763	Instalación de PDS portátil	2,700.00
15	T-201764	Instalación interruptor móvil aéreo más PDS	4,500.00
16	T-201765	Conversión de estructura	6,599.00
17	T-201766	Enlace-conexión de nuevas redes subterráneas	4,800.00
18	T-201767	Enlace-conexión de nuevas redes aéreas	4,500.00
19	T-201768	Renovación de redes por tramo	8,700.00
20	T-201769	Revisión y reajuste de conexiones	1,437.00
21	T-201770	Instalación de puentes provisionales	3,771.00
22	T-201771	Retiro de puentes provisionales	2,604.00

23	T-201772	Normalización de enlace en una estructura de paso	2,400.00
24	T-201773	Normalización de enlace en una estructura de anclaje	3,000.00
25	T-201774	Instalación de equipos de protección y adaptación de estructura	11,645.00
26	T-201775	Instalación de equipos de protección con estructura adaptada	8,100.00
27	T-201776	Instalación banco de condensadores MT en estructura adaptada	12,000.00
28	T-201777	Instalación de equipos recloser	15,000.00
29	T-201778	Instalación de regulador de tensión x 2 (c/adecuaciones previas)	18,000.00
30	T-201779	Retiro de equipos de protección	4,076.00
31	T-201780	Poda de árboles	1,204.00
32	T-201781	Poda de árboles masivo	1,014.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos Baremos TCT, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

c) Costo de mano de obra por actividad en trabajos con tensión (por punto)

Tabla 49
Costo de mano de obra por actividad en trabajos con tensión (las tres fases a la vez)

1	T-201748	Instalación o retiro de señalizaciones – mediciones (un punto)	840
2	T-201749	Retiro de elementos extraños en la red (un punto)	900

Fuente: Elaboración propia en base a datos Baremos TCT, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

En resumen, para contar con el servicio de una empresa tercerizada que ofrezca los trabajos con tensión, se requiere gasto anual de S/. 1’656,230.40 (Un millón seiscientos cincuenta seis mil doscientos treinta con 40/100 soles) recordar que estos costos contienen las ganancias que genera la empresa tercerizada por lo que el estimado se muestra en la tabla 50:

Tabla 50
Costo Operativo de una empresa Tercerizada

Ítem	Descripción	Sub Total Mensual (S/)	Sub Total Anual (S/)
1	Recursos para TCT		
1.1	Salario Operadores para TCT	42,000.00	504,000.00
1.2	Gastos Sociales	18,900.00	226,800.00
1.3	Amortización de Equipos, Combustible, Desgaste de Herramientas y Equipos, Utilidades, etc.	77,119.20	925,430.40
Total		138,019.20	1’656,230.40

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.5. Comparación de Presupuestos de Diseños de Implementación

Dado que la ejecución de trabajos con tensión a través de una empresa tercerizada son para obtener una respuesta rápida y flexible (mientras se implemente un equipo propio), con el fin de solucionar problemas urgentes que no pueden esperar, entonces los costos totales o parciales del trabajo tercerizado no se consideraran para comparar el caso1 (con personal de planta) y caso 2 (con personal nuevo contratado) que se muestra en la tabla 51.

Tabla 51
Comparación de costos de inversión para las metodologías de implementación

Ítem	Descripción	Inversión Inicial	
		Personal de Planta Caso 1	**Personal Nuevo Caso 2**
1	Salarios del personal mínimo para la cuadrilla (04 operadores y 02 jefes supervisores)	0.00	348,000.00
2	Capacitación personalizada, para formación de nuevos operadores	121,212.00	121,212.00
4	Gastos anuales (EPP's, pruebas, etc.)	76,124.67	76,124.67
5	Inversión inicial (dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra)	196,564.72	196,564.72
8	Dotación de camión de eje, de 15 TN año 2017	187,714.80	187,714.80
10	Brazo hidráulico aislado, aislamiento doble clase B	366,584.40	366,584.40
13	Costo de la camioneta 4x4	203,112.00	203,112.00
16	Costo del furgón	26,208.00	26,208.00
17	Dotación de ambiente (oficina acondicionada) y equipamiento informático.	16,380.00	16,380.00
	Costo Total	1,193,900.59	1,541,900.59

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Cotización Propia, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.6.Análisis de costos de operación

Con la recopilación de datos que se tiene del 3er semestre del Año 2017 se realizara un análisis operativo de funcionamiento con corte de energía para trabajos de mantenimiento eléctrico de ELECTROCENTRO y luego se comparara con la implantación de trabajos con tensión TCT para poder sacar el beneficio económico.

El 29.24% de interrupciones por Extremos y Fuerza Mayor son responsabilidad de las generadoras y transmisores las cuales son declaradas fundadas ante la autoridad fiscalizadora, por lo que el 70.76% es responsabilidad de ELECTROCENTRO dentro de las

cuales viendo el análisis de un trimestre de cortes programados de ELECTROCENTRO para el año 2017 se tiene lo siguiente:

a) Cantidad de Horas trabajadas por Interrupciones Programadas

Se presenta la tabla resumen de las horas que se trabajaron en cada corte programado durante los meses de julio, agosto y setiembre. Para mayor detalle ver el Anexo 1.

Tabla 52
Análisis de Horas de Corte por Tipo de Interrupción Programada

3er Trimestre	Horas de corte	Horas de Mtto.	Horas de Expansión	Horas de expansión y reforzamiento	Max hora	Min hora
Julio	177	126	0	51	10	1
Agosto	153.5	139	0	14.5	10	1
Setiembre	96	60	0.5	35.5	7	0.5
Total	426.5	325	0.5	101		

Fuente: Elaboración propia en base a datos 3er Trimestre Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

b) Potencia Afectada por Cortes programados

Se presenta la tabla resumen de la potencia afectada en cada corte programado durante los meses de julio, agosto y setiembre. Para mayor detalle ver el Anexo 1.

Por lo que tomando los datos del trimestre se tiene un total de potencia afectada promedio mensual de 8152 kVA según la Tabla 53.

Tabla 53
Potencia Afectada durante el 3er Trimestre del 2017

Mes de operación	Potencia afectada (KVA)
Total Julio	9,889
Total Agosto	6,949
Total Setiembre	7,618
Total KVA afectados trimestral	24,455
Promedio KVA afectados mensual	8,152

Fuente: Elaboración propia en base a datos 3er Trimestre Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

c) Energía dejada de Vender por Cortes programados

Para poder calcular el costo de energía dejada de vender por la concesionaria ELECTROCENTRO, se tiene el costo de la energía que no se compró a la generadora menos la energía que deja de consumir el usuario final, lo que nos da como resultado la energía dejada de vender por la concesionaria. A continuación se muestra la tabla resumen. Para mayor detalle ver Anexo 1.

Tabla 54
Energía dejada de vender durante el 3er Trimestre del 2017

Mes de operación	Energía dejada de vender por ELECTROCENTRO (S/)
Total Julio	18,867.21
Total Agosto	14,316.28
Total Setiembre	12,030.23
Total energía dejada de vender	45,213.72
Promedio energía dejada de vender mensual	15,071.24

Fuente: Elaboración propia en base a datos 3er Trimestre Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

d) Costos de Hora-Hombre de ELECTROCENTRO

Para operar en un corte programado, se analizarán los datos trimestrales y se calcularan los gastos en los que incurre tanto la concesionaria ELECTROCENTRO como la empresa contratista.

Tabla 55
Costo Promedio por Hora Hombre

Descripción	Costo promedio por hora (S/)	Costo promedio por turno (S/)
Costo de grupo de trabajo de ELECTROCENTRO	71.59	572.72
Costo grupo de trabajo Contratista	65.03	520.20

Fuente: Elaboración propia en base a datos 3er Trimestre Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Por lo que para este rubro, el resumen del análisis en el 3er semestre se muestra en la tabla 56:

Tabla 56
Costos de Mano de Obra de ELECTROCENTRO en el 3er Trimestre

Mes de operación	Costo grupo de trabajo y unidades móviles ELECTROCENTRO	Costo grupo de trabajo Contratista	Costo de Mano de Obra (electrocentro+contratista)
Total Julio	S/16,465.72	S/19,247.40	S/35,713.12
Total Agosto	S/13,315.78	S/15,606.00	S/28,921.78
Total Setiembre	S/7,946.50	S/12,484.80	S/20,431.30
Costo Total	S/37,728.00	S/47,338.20	S/85,066.20
Costo Promedio Mensual	S/12,576.00	S/15,779.40	S/28,355.40

Fuente: Elaboración propia en base a datos 3er Trimestre Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

e) Costo total de operación con corte de Suministro Eléctrico:

Según los análisis anteriores se consolidará un costo total que involucra la sumatoria de la energía dejada de vender, el costo de operación de la concesionaria y de la contratista. Para mayor detalle ver el Anexo 1.

Tabla 57
Costo total de operación con corte de suministro para trabajo de mantenimiento

Mes de Operación	Energía dejada de vender por ELECTROCENTRO	Costo de Mano de Obra (electrocentro + contratista)	Costo total de Operación con corte de suministro
Total Julio	S/18,867.21	S/35,713.12	S/54,580.33
Total Agosto	S/14,316.28	S/28,921.78	S/43,238.06
Total Setiembre	S/12,030.23	S/20,431.30	S/32,461.53
Costo Total	S/45,213.72	S/85,066.20	S/130,279.92
Costo Promedio Mensual	S/15,071.24	S/28,355.40	S/43,426.64

Fuente: Elaboración propia en base a datos 3er Trimestre Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Por lo que el costo mensual por hacer los trabajos de mantenimiento con corte de suministro eléctrico arroja un costo de S/ 43,426.64. A esa cantidad se le agrega el monto de compensación proyectado en base al ejercicio económico del año anterior y que asciende a S/ 86,184.45 proporcionado por ELECTROCENTRO que representa el 27.01% del total de las compensaciones totales de la concesionaria.

Tabla 58
Costo mensual de Mantenimiento con corte de suministro

Partida	Costo mensual
Costo de Mantenimiento con corte de suministro	S/43,426.64
Compensaciones de ELECTROCENTRO	S/86,184.45
Costo Total	S/129,611.09

Fuente: Elaboración propia en base a datos 3er Trimestre Electrocentro, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

f) Costo Mensual de Operación por emergencia de ELECTROCENTRO con corte de suministro

Para las emergencias mensuales que tiene la concesionaria se considera un 20% del total de los cortes programados los cuales toman el doble de tiempo en resolverse, para lo cual se toman los siguientes datos:

Tabla 59
Costo de Operación por Emergencia mensuales con corte de suministro

Actividad	Und	Valor
Costo mensual de operación corte de suministro	S/	129,611.09
Horas promedio mensual	hr	142.17
20% promedio mensual (doble de tiempo)	hr	58.87
Costo por emergencia mensuales	S/	51,844.44

Fuente: Elaboración propia en base a Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Para el cálculo del costo mensual total de operación con corte de suministro se considera los valores de las tablas 58 y 59 para obtener el valor de la tabla 60:

Tabla 60
Costo total mensual de atención a cortes programados más atención de emergencias con tensión

Actividad	Und	Valor
Costo mensual de operación con corte de suministro	S/	129,611.09
Costo mensual de operación por emergencia con corte de suministro	S/	51,844.44
Costo mensual Total de Operación	S/	181,455.53

Fuente: Elaboración propia en base a Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

g) Costo de trabajos con tensión de una empresa tercerizada:

El costo de jornada para contar con 02 cuadrillas operativas para realizar trabajos con tensión para la concesionaria involucra los siguientes gastos en general:

- Camión elevador hidráulico aislado.
- Camionetas 4x4 adaptadas con furgón, porta equipamiento.
- 02 supervisores y 04 linieros especialistas en TCT.
- Gastos administrativos
- Desgaste de herramientas
- Margen

En el Anexo 2 se observa un análisis de costo unitario, de donde se saca un promedio del costo promedio de las actividades de la empresa tercerizada de trabajos con tensión y nos da como resultado el costo de por turno

Tabla 61
Costos de Trabajos con Tensión de una empresa Tercerizada

Descripción	Costo promedio por hora (S/)	Costo promedio por día (S/)
Costo de actividades del Contratista TCT	862.62	6900.96

Fuente: Elaboración propia en base a Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Por lo que analizando los costos de la empresa tercerizada para las actividades de mantenimiento programadas durante el 3er trimestre se obtienen los siguientes costos:

Tabla 62
Costos de Trabajos de mantenimiento sin corte de suministro

Mes de operación	Costo TCT sin corte de suministro
Total Julio	S/154,408.98
Total Agosto	S/132,412.17
Total Setiembre	S/82,811.52
Promedio Mensual de Costo de Operación sin Corte de Suministro	S/123,210.89

Fuente: Elaboración propia en base a Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

h) Costo Mensual de Operación por emergencia sin corte de suministro

En referencia a los cortes por emergencias usando los trabajos con tensión no se considera el doble de tiempo debido a que en esta modalidad los operarios pueden ejecutar acciones en línea energizada.

Tabla 63
Costo por Emergencia mensuales sin corte de suministro

Actividad	Und.	Valor
Costo mensual de Operación sin corte de suministro	S/	123,210.89
20% promedio mensual	S/	24,642.18
Costo mensuales Total de operación por emergencia	S/	24,642.18

Fuente: Elaboración propia en base a Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Para el cálculo del costo mensual total de operación sin corte de suministro se considera los valores de las tablas anteriores y se resumen en la tabla 64:

Tabla 64
Costo mensual Total de Operación

Actividad	Und	Valor
Costo mensual de operación con corte de suministro	S/	123,210.89
Costo mensual de operación por emergencia con corte de suministro	S/	24,642.18
Costo mensual Total de Operación	S/	147,853.07

Fuente: Elaboración propia en base a Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.7. Comparación de Costos de Operación con y sin corte de suministro eléctrico:

Al comparar los costos de las tablas 54 y 60 los cuales corresponden a los costos mensuales de operación con y sin corte de suministro respectivamente, se puede resumir los resultados en la tabla 66. Este valor de ahorro mensual se traduciría en la reducción de los costos operativos de ELECTROCENTRO si se implementara la metodología.

Tabla 65
Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión

Actividad	Costo mensual
Costo mensual total de operación con corte de suministro más atención de emergencias	S/181,455.53
Costo mensual total de operación sin corte de suministro más atención de emergencias	S/147,853.07
Ahorro Mensual (%)	18.52
Ahorro Mensual	S/33,602.46
Ahorro Anual	S/403,229.52

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Comparando ambas cifras (costo total de operación con corte de suministro y costo total de operación sin corte de suministro – con grupo TCT), observaríamos que al contar con dos grupos de trabajos con tensión reduciría aproximadamente en un 18.52% mensual el costo operativo destinado al mantenimiento de las redes de media tensión. Esto representa un reducción mensual de S/ 33,602.46 (Treinta y tres mil seiscientos dos con 46/100 soles) en los gastos operativos de la empresa.

Evitar pérdida, compensaciones y multas por energía dejada de vender, así como disminuir gastos operacionales propios de ELECTROCENTRO hace la diferencia en el presupuesto de la empresa. Es decir realizar mantenimiento con trabajos con tensión versus realizar el mantenimiento con el método tradicional arroja beneficios económicos para la empresa.

4.8.Resultados Técnicos que brindaría Implementación de la Metodología

La implementación de la metodología de trabajos con tensión no es aplicable al 100 % en un programa de mantenimiento. Se podrían realizar un 80% de las actividades de mantenimiento programado y para el caso de las interrupciones por expansión o reforzamiento un 80%.

La razón por la cual se tienen esos porcentajes es debido a que hay actividades de mantenimiento de subestaciones de MT/AT y/o equipos de control & protección para los cuales si sería necesario el corte del suministro.

Las interrupciones por fallas se pueden reducir en cantidad desde un 20% (inicialmente) hasta un 40% debido a que al poder ejecutarse más actividades de mantenimiento sin corte de suministro se puede detectar fallas con anticipación y luego corregirlas.

Para el caso de interrupciones por acción de terceros, los cortes se pueden reducir en un 10% (inicialmente) debido a que disminuirá la cantidad de deficiencias por distancias mínimas de seguridad.

Esta estadística de hechos se puede reflejar en las siguientes tablas:

Tabla 66
Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión - Cantidad

Naturaleza de Interrupciones	Cantidad de Interrupciones Iniciales	Beneficio técnico de implementación	Cantidad de Interrupciones con la metodología implementada
No programado, acción de terceros	838	10%	754
No programado, falla	3905	20%	3124
No programado, fenómenos naturales	4704	0%	4704
No programado, operación	168	0%	168
Programado, expansión o reforzamiento	246	80%	49
Programado, mantenimiento	425	80%	85
Total general	10286	13.6%	8884

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Tabla 67
Cantidad de Interrupciones disminuidas con la Implementación de trabajos con Tensión

Naturaleza de Interrupciones	Cantidad de Interrupciones Totales	Cantidad de Interrupciones disminuidas	Porcentaje
No programado	10286	865	8.4%
Programado		537	5.2%
Beneficio de Implementación		1402	13.6%

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

De un total de 10286 interrupciones durante el periodo 2017 se lograría evitar 537 interrupciones programadas que representan un 5.2% y para el caso de interrupciones no programadas se estima reducir 8.4% de su totalidad. Uno de los temas importantes a recalcar es que esta modalidad de trabajos con tensión tiene la posibilidad de reducir progresivamente las deficiencias por distancias de seguridad de la concesionaria ELECTROCENTRO lo cual brinda un beneficio incalculable, cual es el que se aumentara la seguridad de exposición eléctrica con respecto a las líneas de media tensión de los usuarios del área de concesión. Esto evitar incidentes graves o leves.

Tabla 68
Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión - Tiempo

Naturaleza de Interrupciones	Tiempo de Interrupciones	Beneficio técnico de implementación	Tiempo de Interrupciones con la metodología implementada
No programado, acción de terceros	3519.7	10%	3167,72
No programado, falla	10780.1	20%	9702,07
No programado, fenómenos naturales	12727.5	0%	12727,50
No programado, operación	246.2	0%	246,20
Programado, expansión o reforzamiento	878.7	80%	175,74
Programado, mantenimiento	2036.9	80%	407,39
Total general	30189.1	16%	26426,62

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Tabla 69
Tiempo de Interrupciones disminuidas con la Implementación de trabajos con Tensión

Naturaleza de Interrupciones	Tiempo de Interrupciones Totales (hrs)	Tiempo de Interrupciones disminuidas (hrs)	Porcentaje
No programado	30189.1	2508	8.3%
Programado		2332	7.7%
Beneficio de Implementación		4840	16%

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

En el caso de los tiempos de interrupciones se tuvieron 30,189.1 horas que afectaron a los usuarios por lo que se puede evitar el 7.7% para el caso de interrupciones programadas y en un 8.3% para el caso de interrupciones no programadas. La disminución de cantidad de interrupciones tiene como consecuencia inmediata la reducción de las zonas y áreas de corte en la concesionaria.

La mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI después de la aplicación de la metodología brindaría los siguientes resultados:

Tabla 70
Indicador SAIDI con implementación de trabajos con tensión

SAIDI					
Externa y Fuerza mayor	**Falla**	**Programado**	**Maniobras**	**Otros y/o Terceros**	**Total**
27.37	13.58	1.66	0.85	10.36	53.187
50.86%	25.23%	3.09%	1.58%	19.25%	100.00%

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

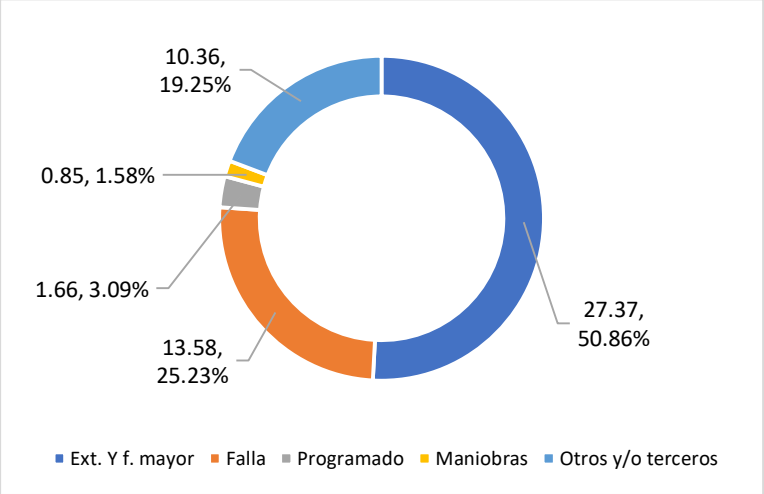


Figura 44 Indicador SAIDI 2017 aplicando Metodología de trabajos con tensión

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Tabla 71

Indicador SAIFI con implementación de trabajos con tensión

SAIFI					
Externa y Fuerza mayor	**Falla**	**Programado**	**Maniobras**	**Otros y/o Terceros**	**Total**
7.46	8.96	0.37	0.82	3.74	21.349
34.94%	41.97%	1.75%	3.84%	17.49%	100.00%

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

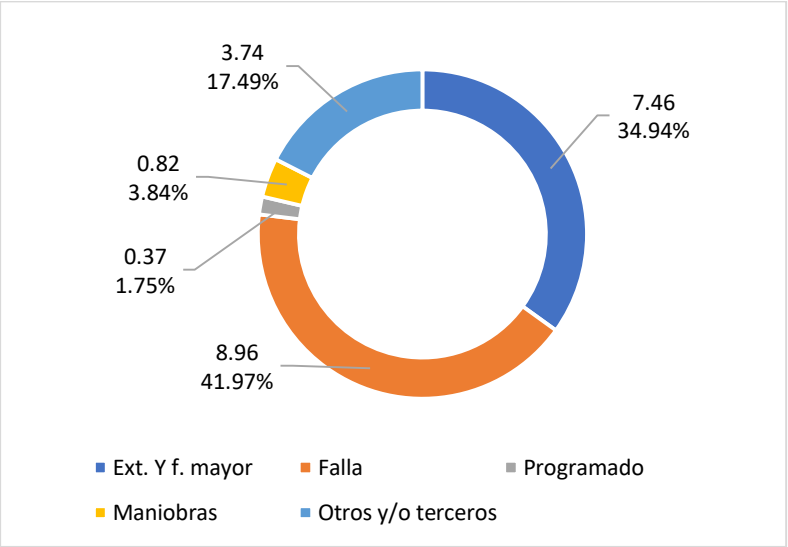


Figura 45 Indicador SAIFI 2017 aplicando Metodología de trabajos con tensión

Fuente: Elaboración Propia

Si hacemos una comparación de los indicadores SAIDI y SAFI antes y después de la implementación de la metodología se obtendrían los siguientes valores:

Tabla 72
Beneficio de la Implementación de trabajos con Tensión - Tiempo

Naturaleza de Interrupciones	Indicador SAIDI	Indicador SAIFI
Sin la metodología implementada	65.0	25.5
Con la metodología implementada	53.8	21.3
Porcentaje de Mejora de Indicadores	17.2%	16.3%

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

De los resultados se ve como mejoran los indicadores SAIDI y SAIFI de la concesionaria ELECTROCENTRO. Esta mejora se obtendría de la disminución de interrupciones y de la minimización de las áreas de corte

Mediante la implementación de la metodología de trabajos con tensión se logra evitar los gastos generados por energía dejada de vender, multas y/o compensaciones (27.01%) y además un aumento en la productividad de la forma de trabajo del área de mantenimiento.

Las deficiencias por distancias mínimas de seguridad pueden ser subsanadas en su totalidad con la aplicación de los trabajos con tensión, pero se necesitaría una mayor fuerza operativa por lo que solo se consideraría realizar la cantidad del 20% anual del total de las deficiencias con la ventaja de que no se necesitara hacer los cortes de suministro eléctrico.

4.9.Análisis económico

La evaluación de proyectos es un proceso técnico que consiste en medir las ventajas y desventajas a través de análisis de beneficios y costos y de esta forma llevar la decisión de desarrollar el proyecto programado. Para tal fin es necesario evaluar el proyecto, examinando los aspectos técnicos, económicos y financieros, a partir de ellos obtener un conjunto de indicadores para determinar los beneficios y costos del proyecto, con el cual se obtiene los beneficios netos.

Luego actualizarlos a través de los indicadores de evaluación, como son el Valor actual Neto (VAN), Tasa Interna de retorno (TIR), coeficiente Beneficio Costo (B/C). Para que finalmente se opte por aceptar, postergar o rechazar el proyecto.

4.9.1. Valor Presente Neto (VAN).

Es un método de evaluación para medir el valor presente neto del proyecto a través de la actualización de sus beneficios y costos. La evaluación nos indica con exactitud las ventajas y desventajas del proyecto según los resultados obtenidos (VAN>0, o VAN=0 o VAN<0).

Este análisis nos permite elegir el proyecto óptimo de entre un grupo de alternativas.

4.9.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).

Al igual que todos los métodos de evaluación, introduce el concepto del valor del dinero en el tiempo, caracterizándose por encontrar un tipo de interés mediante el cual se consiga igualar el valor actual neto previsto. La Tasa Interna de Retorno de un proyecto de inversión es la tasa de descuento que iguala el valor actual de los beneficios y el valor actual de los costos previstos (Andrade Espinoza, s.f., p. 93 - 99).

4.9.3. Coeficiente Beneficio Costo.

El coeficiente beneficio/ costo (B/C), es el cociente que resulta de dividir la sumatoria de los beneficios actualizados entre la sumatoria de los costos actualizados a una tasa interés fija predeterminada.

4.9.4. Payback o plazo de recuperación.

Es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Por medio del payback sabemos el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no.

El detalle del cálculo y análisis de cada uno de estos indicadores con los datos mostrados en los puntos anteriores para los casos 1, 2 se muestra en el Anexo 6.

La tabla 73 muestra cada uno de los indicadores calculados para el caso 1, implementación de la metodología con personal de planta:

Tabla 73
Indicadores Económicos - Caso 1: Actividad Propia con personal propio

Indicadores Económicos	Valor	Resultado
VAN	1,923,715.22	Se acepta
TIR	22.91%	Se acepta
B/C	1.22	Se acepta
Plazo de recuperación	4 años	

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Los indicadores financieros de ELECTROCENTRO para este caso se muestran en la siguiente Tabla 74:

Tabla 74
Inversiones para el proyecto – Caso 1

Año de Operación	Ingresos totales (S/)	Egresos totales (S/)	Inversión Fija (S/)	Flujo Neto de Efectivo (S/)
0				0
1	620,634	715,694	1’277,723	-1’372,783
2	775,793	715,694		60,098
3	969,741	715,694		254,046
4	1’212,176	715,694		496,482
5	1’515,220	715,694		799,526
6	1’894,025	715,694		1’178,330
7	2’367,531	715,694		1’651,837
8	2’959,414	715,694		2’243,719
9	3’699,267	715,694		2’983,573
10	4’624,084	715,694		3’908,389

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

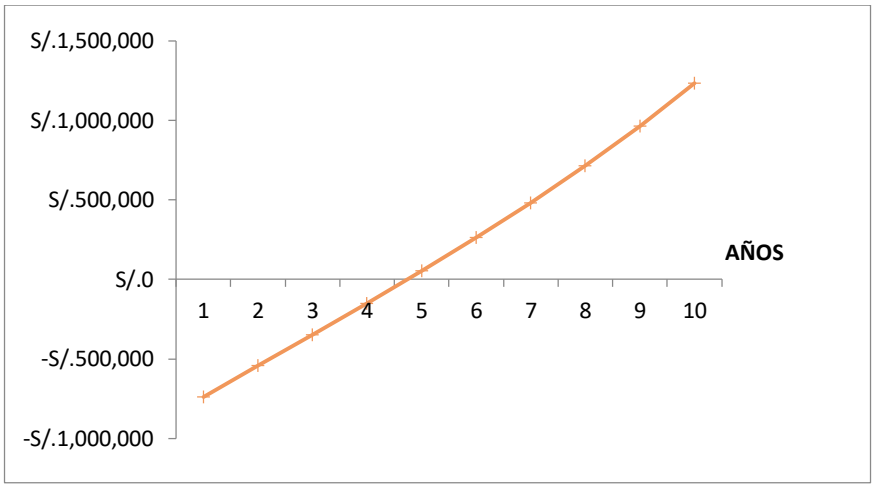


Figura 46 Curva de Indicador Económico VAN para el Caso 1

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Para el caso 2 con la Implementación como Actividad Propia con Personal contratado, el valor de los indicadores se muestra en la tabla 75:

Tabla 75
Indicadores Económicos - Caso 2: Actividad Propia con personal contratado

Indicadores Económicos	Valor	Resultado
VAN	101,656.54	Se acepta
TIR	19.33%	Se acepta
B/C	1.02	Se acepta
Plazo de recuperación	4.22 a 5 años	

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Los indicadores financieros de ELECTROCENTRO para este caso son:

Tabla 76
Inversiones para el proyecto – Caso 2

Año de Operación	Ingresos totales (S/)	Egresos totales (S/)	Inversión Fija (S/)	Flujo Neto de Efectivo (S/)
0				0
1	620,634	700,565	1’625,723	-1’705,654
2	644,218	700,565		-56,347
3	668,698	700,565		-31,866
4	694,109	700,565		-6,456
5	720,485	700,565		19,920
6	747,863	700,565		47,299
7	776,282	700,565		75,718
8	805,871	700,565		105,216
9	836,401	700,565		135,836
10	868,184	700,565		167,619

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

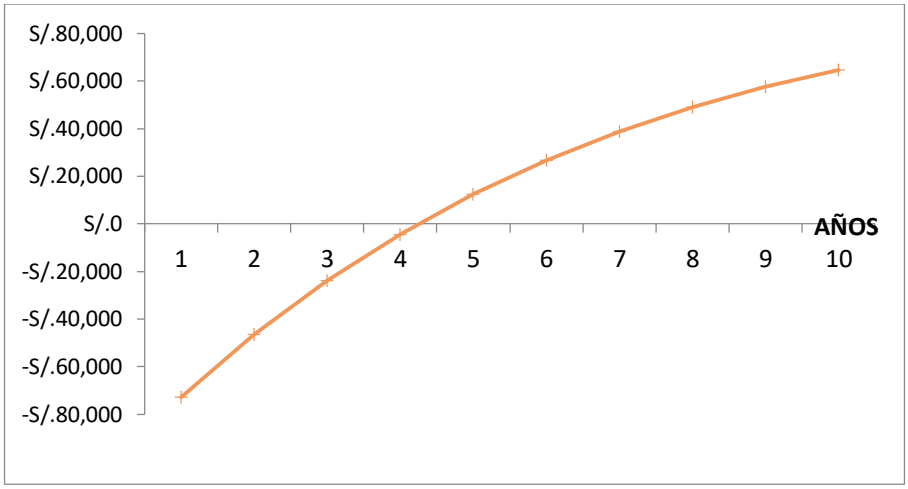


Figura 47 Curva de Indicador Económico VAN para el Caso 2

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

4.9.5. Resultados de la evaluación económica

Se ha considerado para la evaluación económica el flujo de ingresos, la base de los estados de ganancias y pérdidas de los años 2017 y 2018, que se muestran a detalle en el Anexo 8 y 9. Lo que demuestra que la empresa concesionaria cuenta con respaldo patrimonial lo cual en las 3 inversiones pueden efectuarse; la tabla 77 muestra un resumen de los indicadores obtenidos para los casos 1, 2 y 3 (complementario).

Tabla 77

Resumen de indicadores para cada caso propuesto

Ítem	VAN (S/)	TIR	B/C	Payback	Resultado
CASO 1	1'923,715.22	22.9%	1.22	4 años	Se acepta
CASO 2	101,656.54	19.3%	1.02	4, 22 años	Se acepta
CASO 3 (Complementario)	- 32,381.55	6.6%	0.99	6 años	No se acepta

Fuente: Elaboración propia en base Análisis de Datos, Tony Anderson Ramos Infantes 2020.

Con esta información y según lo evaluado en las secciones anteriores, se concluye lo siguiente:

- El indicador B/C (beneficio/costo) si es mayor a 1 indica la rentabilidad del proyecto con referencia a la inversión, lo cual sucede para los casos 1 y 2.
- Si el resultado del VAN es mayor a cero, entonces el proyecto es rentable, lo que sucede para los casos 1 y 2, por tanto se observa también que la TIR es mayor a la

tasa de descuento considerada para la evaluación (10%), lo que indica que la inversión para los casos 1 y 2 es viable.

- El caso 1 es el proyecto con mayor viabilidad debido a que tiene un plazo de recuperación menor, en comparación al caso 2, que también muestra indicadores positivos de viabilidad. Los indicadores para el caso 3 resultan negativos, por lo que no se considera como alternativa de solución.

CONCLUSIONES

1. Según la metodología propuesta en este trabajo se lograría una reducción del 13.6% en la cantidad de interrupciones (Tabla 67), y el tiempo de interrupciones expresadas en horas tendría una reducción del 16% (Tabla 69); lo que resultara a su vez en disminución de las zonas de corte.

2. Del análisis realizado en el presente trabajo concluimos que: a)la concesionaria Electrocentro brinda servicio a 777,322 usuarios (con un 5.3% de incremento anual promedio, Tabla 4); b) la cantidad de interrupciones que reportó en el periodo de estudio fue de 10,286 veces que representan 30,189.07 horas de interrupción (Tabla 27), c)los indicadores de Calidad de Suministro SAIDI Y SAFI fueron de 65.01 y 25.5 respectivamente, (Tabla 28 y 29); d)las multas y compensaciones de la concesionaria ascendieron para el sector Urbano a S/ 1'112,157.98 y para el sector Rural a S/ 2'716,204.54 (Ítem 3.2-d).

3. Se elaboró el procedimiento que garantiza la ejecución del trabajo con tensión de forma segura y confiable para la concesionaria y para los trabajadores, el cual empieza con la identificación de la actividad a ejecutarse y concluye con el informe escrito del trabajo.

4. Se concluye que los indicadores de calidad de suministro SAIDI Y SAIFI se reducirían en un 17,2% y 16.3% respectivamente según lo mostrado en la (Tabla 72) y las deficiencia por distancias mínimas de seguridad tendrían una reducción del 20% de su cantidad (Ítem 4.8).

   Entre los beneficios económicos: Se obtendría una reducción de los costos operativos mensuales de S/ 33,602.46 (Tabla 65), lo que incluye una disminución en multas y compensaciones de hasta S/ 86,184.45 mensuales (Tabla 58) ó S/ 403,229.52 anuales.

5. Se concluye que la ejecución de trabajos con tensión es más beneficioso para la concesionaria si esta se realiza de manera directa antes que por tercerización, como se muestra de forma concluyente en la Tabla 77.

RECOMENDACIONES

1. Realizar la adquisición de equipos de protección personal, herramientas y vehículos de operación en paralelo con el reclutamiento y selección de personal para que se haga más efectiva la aplicación de la metodología de trabajos con tensión.

2. Se propone que el personal que realice las actividades de trabajos con tensión debe cumplir estrictamente con las medidas de seguridad establecidas además que siempre deben de estar bajo la supervisión durante todo el proceso de la actividad, lo que implica además evaluaciones periódicas de la misma.

3. Se propone que los grupos de trabajos con tensión prioricen sus actividades en la disminución de deficiencias de distancias de seguridad, para aumentar la seguridad de sus usuarios frente a los riesgos eléctricos.

BIBLIOGRAFÍA

Ministerio de Energía Colombia. (2008). *RESOLUCIÓN NO. 18 1294 - Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctrica - RETIE.*

Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de Argentina. (1972). *Ley Nº 19.587 Ley de Higiene y Seguridad en el Trabajo.*

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas del Perú. (2008). *Base metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.*

Dirección General de Electricidad del Perú. (2006). *Código Nacional de Electricidad. Utilización.*

Dirección General de Electricidad del Perú. (2013). *Reglamento de seguridad y salud en el trabajo con electricidad.*

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas del Perú. (2008). *Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Resolución N°616-2008-OS/CD.*

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas del Perú. (2008). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctrico.*

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas del Perú. (2017). *Establecen Sectores de Distribución Típicos para efecto de las fijaciones del Valor Agregado de Distribución de los años 2018 y 2019, Resolución Nº 0292-2017-MEM/DGE.*

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas del Perú. (2004). *Procedimiento de Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos Nº 074-2004-OS/CD.*

Enríquez, G. (2004). *El ABC de la calidad de la energía eléctrica.* México: Limusa Noriega.

Juárez, J. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica.* México: Sans Serif Editores.

Valencia, J. (2014) *Metodologías para trabajos en redes eléctricas energizadas* (Tesis de Grado).Universidad Autónoma de Occidente, Colombia.

Saune, S. (2017). *Optimización de los indicadores de calidad de suministro con mantenimiento de líneas energizadas en los alimentadores de media tensión en la ciudad de Trujillo* (Tesis de Grado). Universidad César Vallejo, Trujillo.

Pachas, R. (2008). *Implementación de Técnicas de Trabajos en Línea Energizada en Sistemas de Distribución primaria de 10 kV y 22.9 kV* (Tesis de Grado). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima.

Salas, D. (2013). *Diagnóstico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión Empresa distribuidora de electricidad en Lima* (Tesis de Grado). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima.

Mahauad, D. (1978). *Operación y Mantenimiento de líneas de Transmisión* (Tesis de Maestría). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Caicedo, C. (2006). *Procedimientos de trabajo en línea viva* (Tesis de Grado). Universidad Autónoma De Occidente, Colombia

Cotacallapa, D. (2010). *Los trabajos en tensión en la operación de los sistemas eléctricos de media tensión* (Tesis de Grado). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima.

Martini, P. (2017). *Live-line Working and Evaluation of Risk on 400kV Transmission Line* (Thesis degree of Doctor). The University of Manchester, United Kingdom.

Robles, P. y Castro, M. (2005) Trabajo en líneas energizadas en la Empresa Eléctrica CENTROSUR de Ecuador: Un ensayo crítico sobre su situación actual. *Revista Ingeniería Energética*, vol. XXVII, 47-51.

Vásquez, C., Luna, M., Pérez, R., Osal, W., y Blanco , C. (2012). Interrupciones del suministro eléctrico: Una revisión de su impacto y de las técnicas de mantenimiento preventivo. Décima Conferencia Latinoamericana y Caribeña de Ingeniería y Tecnología. Panamá.

Bejarano, R. y Moreno, L. (2014), Propuesta de un sistema para emular trabajos de mantenimiento y reparación a contacto en redes de media tensión con línea energizada, caso de estudio Endesa Colombia. Redes de Ingeniería, vol. Ed. Especial, 5-6.

Altamirano, E. (2017). Seguridad Eléctrica Normas de Seguridad Eléctrica. Lima.

Aponte, G., Escobar, A., Bolaños, H., y Mora, A. (2009). Evaluación del campo magnético al que están expuestos los trabajadores de subestaciones y circuitos energizados de las empresas de energía. Revista CIER, vol. Ed. Especial,15-21.

Arnera, P. L., & Vernieri, J. Z. (2001). Campos eléctrico y magnéticos de baja frecuencia y su efecto en la salud humana. Resultados de investigaciones y aspectos normativos. SENEGEL. Argentina.

CHEC S.A. (2018). Manual de mantenimiento preventivo - predictivo - correctivo para trabajos. Colombia: CHEC.

Gonzáles, R. (2012). Informe de Riesgos eléctricos por distancias mínimas de seguridad aplicado a ELECTROCENTRO S.A.

Osinergmin. (2017). Calidad de Suministro en el Perú - Caso Electronorte. Recuperado de http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II%20FORO%20REGIONAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20CHICLAYO%202011%20LAMBAYEQUE/4%20Calidad%20de%20Suministro%20Electrico%20en%20el%20Peru-%20Resultados%20caso%20de%20Electronorte.pdf

Osinergmin. (2011). Estadísticas de la Calidad del Suministro por Sistema Eléctrico y SER. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/CALIDAD/NTCSE/Osinergmin-Electricidad-Estadistica-Calidad-Suministro-SE.pdf

SENATI. (2007). Mantenimiento Correctivo, Preventivo y Predictivo en Ciudad de Lima. Recuperado de http://virtual.senati.edu.pe/pub/MCPP/Unidad02/CONTENIDO_TEMATICO_U2_PLATAFORMA_M2.pdf

Andrade Espinoza, S. (2018). Proyectos de inversión. Recuperado de http://especializada.unsaac.edu.pe/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=745&shelfbrowse_itemnumber=969#holdings

ANEXOS

Anexo 1 Base de datos de operación de ELECTROCENTRO - 3er trimestre 2017

ITEM	FECHA	ZONA AFECTADA	MOTIVO	H INICIO	H FIN	HORAS DE MANIOBRA - TAREA	POTENCIA AFECTADA (KVA)	ENERGIA NO SUMINISTRADA A ELECTROCENTRO POR LA GENERADORA (KVAh)	ENERGIA NO SUMINISTRADA A ELECTROCENTRO POR LA GENERADORA (S/.)	ENERGIA NO CONSUMIDA POR EL USUARIO FINAL DE ELECTROCENTRO (S/.)	ENERGIA DEJADA DE VENDER POR ELECTROCENTRO (S/.)	COMP NTCS	# CUADRILLAS DE OPERADORES ELECTROCENTRO	COSTO CUADRILLA Y UNIDADES MOVILES ELECTROCENTRO (S/.)	COSTO CUADRILLA M.T. CONTRATISTA (S/.)	COSTO DE OPERACIÓN (ELECTROCENTRO+CONTRATISTA) (S/.)	COSTO TOTAL CON CORTE DE ENERGIA (S/.)	COSTO TCT SIN CORTE DE ENERGIA	# CUADRILLAS PARA TCT REQUERIDAS
1	04/07/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	07:00	14:00	7	25	175	50.17	115.36	65.19		1	501.13	520.2	1021.33	1086.52	6038.34	1
2	09/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	07:00	09:00	2	13	25	7.17	16.48	9.31		1	143.18	520.2	663.38	672.69	1725.24	1
3	09/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	15:00	17:00	2	250	500	143.35	329.6	186.25		1	143.18	520.2	663.38	849.63	1725.24	1
4	09/07/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	14:00	15:00	1	1256	1256	360.1	827.96	467.86		2	143.18	520.2	663.38	1131.24	862.62	1
5	09/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	06:00	13:00	7	25	175	50.17	115.36	65.19		1	501.13	520.2	1021.33	1086.52	6038.34	1
6	11/07/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	09:00	13:30	4.5	75	337.5	96.76	222.48	125.72		1	322.16	520.2	842.36	968.08	3881.79	1
7	11/07/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	10:00	15:00	5	35	175	50.17	115.36	65.19		1	357.95	520.2	878.15	943.34	4313.1	1
8	12/07/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	10:00	15:00	5	25	125	35.84	82.4	46.56		1	357.95	520.2	878.15	924.71	4313.1	1
9	13/07/2017	Valle Mantaro - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	11:00	5	123	615	176.32	405.41	229.09		1	357.95	520.2	878.15	1107.24	4313.1	1
10	14/07/2017	Valle Mantaro - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	12:00	6	123	738	211.58	486.49	274.91		1	429.54	520.2	949.74	1224.65	5175.72	1
11	14/07/2017	Valle Mantaro - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	11:00	5	12	60	17.2	39.55	22.35		1	357.95	520.2	878.15	900.5	4313.1	1
12	14/07/2017	Valle Mantaro - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	12:00	6	12	72	20.64	47.46	26.82		1	429.54	520.2	949.74	976.56	5175.72	1
13	15/07/2017	Ayacucho - Rural	Expansión y reforzamiento	07:00	11:00	4	437	1746.8	500.81	1151.49	650.68		2	572.72	520.2	1092.92	1743.6	3450.48	1
14	16/07/2047	Ayacucho - Urbano	Mantenimiento Preventivo	07:00	13:00	6	300	1800	516.06	1186.56	670.5		1	429.54	520.2	949.74	1620.24	5175.72	1
15	16/07/2017	Ayacucho - Rural	Mantenimiento Preventivo	07:00	13:00	6	245	1470	421.45	969.02	547.57		1	429.54	520.2	949.74	1497.31	5175.72	1
16	16/07/2017	Huancayo - Urbano	Expansión y reforzamiento	06:00	13:30	7.5	1730	12975	3719.93	8553.12	4833.19		3	1610.78	520.2	2130.98	6964.17	6469.65	1
17	16/07/2017	Pasco - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	12:00	6	200	1200	344.04	791.04	447		1	429.54	520.2	949.74	1396.74	5175.72	1
18	16/07/2017	Selva Central - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:30	16:30	10	253	2530	725.35	1667.78	942.43		1	715.9	520.2	1236.1	2178.53	8626.2	1
19	16/07/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	16:00	10	50	500	143.35	329.6	186.25		1	715.9	520.2	1236.1	1422.35	8626.2	1
20	18/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	07:00	12:00	5	25	125	35.84	82.4	46.56		1	357.95	520.2	878.15	924.71	4313.1	1
21	18/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	07:00	09:00	2	25	50	14.34	32.96	18.62		1	143.18	520.2	663.38	682	1725.24	1
22	19/07/2047	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	11:30	15:30	4	30	120	34.4	79.1	44.7		1	286.36	520.2	806.56	851.26	3450.48	1
23	19/07/2047	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	07:00	09:00	2	25	50	14.34	32.96	18.62		1	143.18	520.2	663.38	682	1725.24	1
24	19/07/2047	Tingo Maria - Urbano	Expansión y reforzamiento	15:00	17:00	2	500	1000	286.7	659.2	372.5		2	286.36	520.2	806.56	1179.06	3450.48	2
25	20/07/2017	Huánuco - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	07:30	1.5	300	450	129.02	296.64	167.62		1	107.39	520.2	627.59	795.21	1293.93	1
26	20/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	07:00	12:00	5	25	125	35.84	82.4	46.56		1	357.95	520.2	878.15	924.71	4313.1	1
27	20/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	07:00	09:00	2	25	50	14.34	32.96	18.62		1	143.18	520.2	663.38	682	1725.24	1
28	21/07/2017	Selva Central - Urbano	Expansión y reforzamiento	07:00	12:00	5	25	125	35.84	82.4	46.56		1	357.95	520.2	878.15	924.71	4313.1	1
29	21/07/2017	Tingo Maria - Rural	Expansión y reforzamiento	06:00	10:00	4	500	2000	573.4	1318.4	745		2	572.72	520.2	1092.92	1837.92	3450.48	1
30	22/07/2017	Huánuco - Urbano	Mantenimiento Preventivo	09:00	11:00	2	120	240	68.81	158.21	89.4		1	143.18	520.2	663.38	752.78	1725.24	1
31	22/07/2017	Huánuco - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	09:00	3	120	360	103.21	237.31	134.1		1	214.77	520.2	734.97	869.07	2587.86	1
32	22/07/2017	Ayacucho - Urbano	Mantenimiento Preventivo	08:00	15:30	7.5	700	5250	1505.18	3460.8	1955.62		2	1073.85	520.2	1594.05	3549.67	6469.65	1
33	22/07/2017	Tingo Maria - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	11:30	5.5	800	4400	1261.48	2900.48	1639		2	787.49	520.2	1307.69	2946.69	4744.41	1
34	23/07/2017	Ayacucho - Rural	Mantenimiento Preventivo	07:00	15:00	8	700	5600	1605.52	3691.52	2086		2	1145.44	520.2	1665.64	3751.64	6900.96	1
35	23/07/2047	Ayacucho - Rural	Expansión y reforzamiento	08:30	10:00	1.5	100	150	43.01	98.88	55.87		1	107.39	520.2	627.59	683.46	1293.93	1
36	23/07/2047	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	14:00	6	80	480	137.62	316.42	178.8		1	429.54	520.2	949.74	1128.54	5175.72	1
37	23/07/2047	Tingo Maria - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	12:00	6	600	3600	1032.12	2373.12	1341		2	859.08	520.2	1379.28	2720.28	5175.72	1
38	04/08/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	05:00	06:00	1	125	125	35.84	82.4	46.56		1	71.59	520.2	591.79	638.35	862.62	1
39	06/08/2017	Tarma - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	13:00	5	167	835	239.39	550.43	311.04		1	357.95	520.2	878.15	1189.19	4313.1	1
40	08/08/2017	Tingo Maria - Urbano	Mantenimiento Preventivo	07:00	12:00	5	500	2500	716.75	1648	931.25		2	715.9	520.2	1236.1	2167.35	4313.1	1

ITEM	FECHA	ZONA AFECTADA	MOTIVO	H INICIO	H FIN	HORAS DE MANIOBRA - TAREA	POTENCIA AFECTADA (KVA)	ENERGIA NO SUMINISTRADA A ELECTROCENTRO POR LA GENERADORA (KVAh)	ENERGIA NO SUMINISTRADA A ELECTROCENTRO POR LA GENERADORA (S/.)	ENERGIA NO CONSUMIDA POR EL USUARIO FINAL DE ELECTROCENTRO (S/.)	ENERGIA DEJADA DE VENDER POR ELECTROCENTRO (S/.)	COMP NTCS	# CUADRILLAS DE OPERADORES ELECTROCENTRO	COSTO CUADRILLA Y UNIDADES MOVILES ELECTROCENTRO (S/.)	COSTO CUADRILLA M.T. CONTRATISTA (S/.)	COSTO DE OPERACIÓN (ELECTROCENTRO+CONTRATISTA) (S/.)	COSTO TOTAL CON CORTE DE ENERGIA (S/.)	COSTO TCT SIN CORTE DE ENERGIA	# CUADRILLAS PARA TCT REQUERIDAS
41	08/08/2017	Tingo Maria - Urbano	Mantenimiento Preventivo	07:00	10:00	3	500	1500	430.05	988.8	558.75		2	429.54	520.2	949.74	1508.49	2587.86	1
42	08/08/2017	Tingo Maria - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	07:00	1	500	500	143.35	329.6	186.25		2	143.18	520.2	663.38	849.63	862.62	1
43	11/08/2017	Huancavelica - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	10:00	4	20	80	22.94	52.74	29.8		1	286.36	520.2	806.56	836.36	3450.48	1
44	11/08/2017	Valle Mantaro - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	12:30	6.5	123	799.5	229.22	527.03	297.81		1	465.34	520.2	985.54	1283.35	5607.03	1
45	12/08/2017	Selva Central - Rural	Expansión y reforzamiento	06:30	07:30	1	125	125	35.84	82.4	46.56		1	71.59	520.2	591.79	638.35	862.62	1
46	13/08/2017	Selva Central - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	15:00	9	150	1350	387.05	889.92	502.87		1	644.31	520.2	1164.51	1667.38	7763.58	1
47	13/08/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	10:30	4.5	125	562.5	161.27	370.8	209.53		1	322.16	520.2	842.36	1051.89	3881.79	1
48	14/08/2017	Valle Mantaro - Rural	Mantenimiento Preventivo	06:00	09:30	3.5	12	42	12.04	27.69	15.65		1	250.57	520.2	770.77	786.42	3019.17	1
49	17/08/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	09:00	14:00	5	30	150	43.01	98.88	55.87		1	357.95	520.2	878.15	934.02	4313.1	1
50	19/08/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	08:00	15:00	7	295	2065	592.04	1361.25	769.21		1	501.13	520.2	1021.33	1790.54	6038.34	1
51	20/08/2017	Ayacucho - Urbano	Mantenimiento Preventivo	08:00	15:00	7	295	2065	592.04	1361.25	769.21		1	501.13	520.2	1021.33	1790.54	6038.34	1
52	20/08/2017	Tingo Maria - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:00	4	400	1600	458.72	1054.72	596		1	286.36	520.2	806.56	1402.56	3450.48	1
53	22/08/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	11:00	13:00	2	45	90	25.8	59.33	33.53		1	143.18	520.2	663.38	696.91	1725.24	1
54	24/08/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	09:00	13:00	4	50	200	57.34	131.84	74.5		1	286.36	520.2	806.56	881.06	3450.48	1
55	26/08/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	08:00	14:30	6.5	250	1625	465.89	1071.2	605.31		1	465.34	520.2	985.54	1590.85	5607.03	1
56	26/08/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	16:00	10	25	250	71.68	164.8	93.12		1	715.9	520.2	1236.1	1329.22	8626.2	1
57	26/08/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	16:00	10	250	2500	716.75	1648	931.25		1	715.9	520.2	1236.1	2167.35	8626.2	1
58	26/08/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	07:00	13:30	6.5	125	812.5	232.94	535.6	302.66		1	465.34	520.2	985.54	1288.2	5607.03	1
59	26/08/2017	Tingo Maria - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	09:30	3.5	500	1750	501.73	1153.6	651.87		2	501.13	520.2	1021.33	1673.2	3019.17	1
60	27/08/2017	Selva Central - Rural	Mantenimiento Preventivo	07:00	17:00	10	1254	12540	3595.22	8266.37	4671.15		3	2147.7	520.2	2667.9	7339.05	8626.2	1
61	28/08/2017	Huánuco - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:30	4.5	250	1125	322.54	741.6	419.06		1	322.16	520.2	842.36	1261.42	3881.79	1
62	29/08/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	09:00	16:00	7	20	140	40.14	92.29	52.15		1	501.13	520.2	1021.33	1073.48	6038.34	1
63	29/08/2017	Tarma - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:00	4	120	480	137.62	316.42	178.8		1	286.36	520.2	806.56	985.36	3450.48	1
64	29/08/2017	Tarma - Rural	Mantenimiento Preventivo	09:00	12:00	3	418	1254	359.52	826.64	467.12		1	214.77	520.2	734.97	1202.09	2587.86	1
65	31/08/2017	Huancayo - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:01	6.5	25	162.5	46.59	107.12	60.53		1	465.34	520.2	985.54	1046.07	5607.03	1
66	31/08/2017	Tarma - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:02	5	160	800	229.36	527.36	298		1	357.95	520.2	878.15	1176.15	4313.1	1
67	31/08/2017	Valle Mantaro - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:30	4.5	90	405	116.11	266.98	150.87		1	322.16	520.2	842.36	993.23	3881.79	1
68	01/09/2017	Huancayo - Rural	Expansión y reforzamiento	09:00	15:00	6	25	150	43.01	98.88	55.87		1	429.54	520.2	949.74	1005.61	5175.72	1
69	03/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	11:30	12:30	1	100	100	28.67	65.92	37.25		1	71.59	520.2	591.79	629.04	862.62	1
70	03/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	06:00	11:30	5.5	500	2750	788.43	1812.8	1024.37		1	393.75	520.2	913.95	1938.32	4744.41	1
71	08/09/2017	Ayacucho - Rural	Expansión de redes	11:00	11:30	0.5	400	200	57.34	131.84	74.5		1	35.8	520.2	556	630.5	431.31	1
72	14/09/2017	Huánuco - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	07:00	1	250	250	71.68	164.8	93.12		1	71.59	520.2	591.79	684.91	862.62	1
73	17/09/2017	Ayacucho - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	11:00	5	400	2000	573.4	1318.4	745		1	357.95	520.2	878.15	1623.15	4313.1	1
74	17/09/2017	Ayacucho - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	13:00	7	200	1400	401.38	922.88	521.5		1	501.13	520.2	1021.33	1542.83	6038.34	1
75	17/09/2017	Ayacucho - Urbano	Mantenimiento Preventivo	11:00	15:00	4	200	800	229.36	527.36	298		1	286.36	520.2	806.56	1104.56	3450.48	1
76	17/09/2017	Ayacucho - Urbano	Mantenimiento Preventivo	13:00	18:00	5	200	1000	286.7	659.2	372.5		1	357.95	520.2	878.15	1250.65	4313.1	1
77	17/09/2017	Huancayo - Urbano	Expansión y reforzamiento	06:00	10:00	4	2500	10000	2867	6592	3725		3	859.08	520.2	1379.28	5104.28	3450.48	1
78	18/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	08:00	12:00	4	100	400	114.68	263.68	149		1	286.36	520.2	806.56	955.56	3450.48	1
79	19/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	08:00	12:00	3	20	60	17.2	39.55	22.35		1	214.77	520.2	734.97	757.32	2587.86	1
80	20/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	08:00	11:00	3	100	300	86.01	197.76	111.75		1	214.77	520.2	734.97	846.72	2587.86	1
81	20/09/2017	Huánuco - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:00	4	250	1000	286.7	659.2	372.5		1	286.36	520.2	806.56	1179.06	3450.48	1
82	21/09/2017	Huánuco - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	13:00	5	250	1250	358.38	824	465.62		1	357.95	520.2	878.15	1343.77	4313.1	1
83	21/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	08:00	12:00	4	100	400	114.68	263.68	149		1	286.36	520.2	806.56	955.56	3450.48	1
84	23/09/2017	Huánuco - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	14:00	6	150	900	258.03	593.28	335.25		1	429.54	520.2	949.74	1284.99	5175.72	1
85	23/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	08:00	11:00	3	200	600	172.02	395.52	223.5		1	214.77	520.2	734.97	958.47	2587.86	1
86	24/09/2017	Ayacucho - Urbano	Expansión y reforzamiento	12:00	14:00	2	300	600	172.02	395.52	223.5		1	143.18	520.2	663.38	886.88	1725.24	1
87	25/09/2017	Huánuco - Rural	Mantenimiento Preventivo	15:00	18:00	3	150	450	129.02	296.64	167.62		1	214.77	520.2	734.97	902.59	2587.86	1
88	27/09/2017	Huánuco - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	15:00	7	250	1750	501.73	1153.6	651.87		1	501.13	520.2	1021.33	1673.2	6038.34	1
89	28/09/2017	Huancavelica - Rural	Mantenimiento Preventivo	08:00	10:00	2	103	206	59.06	135.8	76.74		1	143.18	520.2	663.38	740.12	1725.24	1
90	29/09/2017	Huancayo - Urbano	Mantenimiento Preventivo	06:00	13:00	7	750	5250	1505.18	3460.8	1955.62		2	1002.26	520.2	1522.46	3478.08	6038.34	1
91	29/09/2017	Selva Central - Urbano	Mantenimiento Preventivo	08:00	12:00	4	120	480	137.62	316.42	178.8		1	286.36	520.2	806.56	985.36	3450.48	1

Anexo 2 Tabla de Costos de Actividades Tercerizadas con metodología de trabajos con tensión de Electrocentro

Ítem	Descripción de la partida	Rendimiento de la cuadrilla (und x día)	Costo unitario (s/. X und)	Horas trabajadas (Hrs)	Rendimiento por día (s/.)
1	Instalación de cubiertas dieléctricas en los conductores eléctricos de mt para reducir de riesgo alto a moderado (para frontis de edificaciones que oscilan entre 6 y 15 metros de longitud), incluye el aislamiento de elementos de ferretería	7	1199.11	8	8393.77
2	Instalación/cambio distanciador o extensor de f°g° de 2.00 a 2.5o metros longitud en armado de poste mt para adecuación dms (armado de angulo/fin de línea/rompetramo - 01 fase)	2	3432.75	8	6865.5
3	Instalación/cambio distanciador o extensor de f°g° de 2.00 a 2.50 metros longitud en armado de postes mt para adecuación dms (armado de alineamento - 03 fases)	3	2288.5	8	6865.5
4	Instalación/cambio de bastidor tipo bandera de fierro de 2.00 a 2.50 metros longitud en armado de postes mt para adecuación dms (armado fin de línea o rompetramo)	1	6865.5	8	6865.5
5	Instalación/cambio de bastidor tipo bandera de fierro de 2.00 a 2.50 metros longitud en armado de postes mt para adecuación dms (armado alineamiento y/o derivación)	2	3432.75	8	6865.5
6	Instalación de barrera u obstáculo entre edificación y armado de seccionamiento o sed, para reducción de riesgo por incumplimiento dms	4	4008.74	8	16034.96
7	Desconexión/conexión de vano flojo mt (red trifásica)	5	1373.1	8	6865.5
8	Adecuación de armado en estructura mt para elevar la línea mt con instalación de extensor vertical	5	1373.1	8	6865.5
9	Ajustes en armado de subestación de distribución (incluye cableados del seccionador cut out y pararrayos, y acometida de red mt)				
10	Mantenimiento de empalme aéreo (ajuste, limpieza, incluye reemplazo de conectores - 03 fases)	4	1716.37	8	6865.48
11	Realizar cambio de seccionador fusible cut out	3	2288.5	8	6865.5
12	Cambio de cruceta en poste mt (incluye, de ser necesario, demolición de la cruceta de concreto)	2	3432.75	8	6865.5
13	Cambio de aislador pin	5	1373.1	8	6865.5
14	Adecuacion de retenida aerea tipo "y" en distanciador y/o bastidor	3	2224.45	8	6673.35
15	Instalación/cambio distanciador o extensor de f°g° de 2.00 a 2.5o metros longitud en armado de poste mt para adecuación dms (armado de angulo/fin de línea/rompetramo - 01 fase)	2	1901.09	8	3802.18

16	Instalación/cambio distanciador o extensor de f°g° de 2.00 a 2.50 metros longitud en armado de postes mt para adecuación dms (armado de alineamento - 01 fase)	3	1325	8	3975
17	Instalación/cambio distanciador o extensor de f°g° de 2.00 a 2.5o metros longitud en armado de poste mt para adecuación dms (armado de angulo/fin de línea/rompetramo - 04 fases)	1	4577	8	4577
18	Instalación/cambio distanciador o extensor de f°g° de 2.00 a 2.50 metros longitud en armado de postes mt para adecuación dms (armado de alineamento - 04 fases)	2	3044.23	8	6088.46
19	Instalación/cambio distanciador o extensor de f°g° de 2.00 a 2.50 metros longitud en armado de postes mt para adecuación dms (armado de alineamento - 04 fases)	0.8	8581.87	8	6865.5
20	Realizar cambio de pararrayos	10	608.85	8	6088.5

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 3 Tabla de Costo Unitario por una actividad de Trabajos Con Tensión

REF	FORMULARIO No. 10: ANÁLISIS DE COSTOS UNITARIOS							S/.
					FECHA:			
OBRA:	Servicio especializado para reducción de riesgo y subsanación de deficiencias de incumplimiento de DMS en redes aéreas energizadas de media tensión.				COSTO POR:	**UND**		
PARTIDA	Instalación de cubiertas dieléctricas en los conductores eléctricos de MT para reducir de riesgo alto a moderado (para frontis de edificaciones que oscilan entre 6 y 15 metros de longitud), incluye el aislamiento de elementos de ferretería - foto 14 de anexo A, (Se detalla en los términos de referencia numeral 2.2). Incluye la sujeción de cubierta dieléctrica será con el mismo material del conductor y/o alambre de amarre de aluminio recocido u otro material de mejor sujeción que considere el postor y colgar 02 letreros de señalización de peligro en la fase inferior por cada edificación a subsanar.				TABLA DE RENDIMIENTOS (En 8 horas) en			
					REN. CUADRILLA	7.0		
					FACTOR REND.	1.0		
					REN. EQUIPOS	7.0		
					PERSONAL BASE:		Principal	C.#B
ESPECIFICACIÓN:			CANT.	HORAS	SUPERVISOR:	1.0 =	8.0	
CAMIONETA VAN PORTAEQUIPOS			1.00	8.0	OPERARIO:	2.0 =	16.0	
BRAZO HIDRAULICO EQUIPADO			1.00	8.0	AYUDANTE:	1.0 =	8.0	
					CONDUCTO 1:	1.0 =	8.0	
HECHO POR:					CONDUCTO 2:	1.0 =	8.0	

COD	DESCRIPCIÓN	METRADO		COSTOS				
		UNID.	CANT.	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL		
	MATERIALES:							
1000	Materiales consumibles varios	%	5%		27.45			
	Letrero de señalización	und	2.00	109.16	218.32			
					0.00			
					0.00			
					0.00			
					0.00			
					0.00			
					0.00			
					0.00			
					0.00			
						245.77		
	MANO DE OBRA:							
	SUPERVISOR	H.H	1.14	111.19	127.07			
	OPERARIO	H.H	2.29	84.46	193.05			
	AYUDANTE	H.H	1.14	73.20	83.66			
	CONDUCTO 1	H.H	1.14	70.51	80.58			
	CONDUCTO 2	H.H	1.14	56.56	64.64			
					0.00	549.01		
	HERRAMIENTA Y EQUIPOS:							
	Herramientas varias y equipos de seguridad	EST.	10%		54.9			
	CAMIONETA VAN PORTAEQUIPOS	H.M	1.14	149.45	170.8			
	BRAZO HIDRAULICO EQUIPADO	H.M	1.14	156.3	178.63			
	.	H.M	0		0.00			
	.	H.M	0		0.00	404.33		
		COSTO UNITARIO DIRECTO			**S/.**	**1,199.11**		

Anexo 4 Tabla de Costo Unitario por una actividad de Trabajos de Electrocentro

1.00 Cuadrilla de Operadores de M.T. de Electrocentro 5.00 ARMADOS /DÍA			Costo unitario por		**ARMADOS**	**572.70**
Descripción del insumo	**Unidad**	**Cuadrilla**	**Cantidad**	**P.unitario**	**P.parcial**	**Sub total**
MANO DE OBRA						
Capataz	HH	0.00	0.0000	95.00	0.00	
Operario	HH	2.00	3.2000	83.33	266.66	
Oficial	HH	0.00	0.0000	70.00	0.00	
Peón	HH	2.00	3.2000	56.67	181.34	**448.00**
EQUIPOS						
Herramientas manuales	%MO		5.0000	448.00	22.40	**22.40**
Camioneta 4x4	HM	1	1.6000	63.94	102.30	**102.30**

Anexo 5 Tabla de Listado de herramientas y Equipos para realizar trabajos con tensión

Ítem	Descripción	Especificación	Cant.	P. Unit. (US $)	Sub Total (US $)
1	Ratcheting box end wrench 15/16”	Llave corona ratchet aislada	2	105	210.00
2	Ratcheting box end wrench 1”-1/8”	Llave corona ratchet aislada	2	105	210.00
3	Open end wrench 15/16”	Llave de boca	2	34.56	69.12
4	Open end wrench 1”-1/8”	Llave de boca	2	83.5	167.00
5	Alicate de liniero con roscador	9 inch high	2	36.54	73.08
6	Cortador de cables	1”-3/8” (Φ35 mm) diámetro	2	141.61	283.22
7	Cortadores multicable con matraca	400 MCM (185 mm2)	2	241.03	482.06
8	Cortadores multicable con matraca	1000 MCM (500 mm2)	2	353.08	706.16
9	Cortador de cable aislado de alta palanca	Aluminio 4/0, cobre blando 2/0	2	66.35	132.70
10	Navaja pelacables aislada para liniero	2 3/8” (60 mm.) la hoja	2	49.03	98.06
11	Llaves de estrías de liniero 4 en 1	1/2”, 9/16”, 5/8” y 3/4”	2	43.36	86.72
12	Brocas de palas con punta de tornillo	3/4” (para madera)	2	27.17	54.34
13	Portaherramientas de liniero	06 bolsillos	2	40.85	81.70
14	Navaja pelacables para liniero/cables	8” (203 mm.)	2	21.04	42.08
15	Cubetas ovaladas rígidas	c/punto de apoyo	2	65.53	131.06
16	Ganchos de polímero 66 de nylon	---	4	9.44	37.76
17	Aparejos de poleas	c/gancho de anclaje	2	128.92	257.84
18	Aparejos de poleas	c/gancho de anclaje giratorio	2	144.1	288.20
19	Polipasto de trinquete con correa	Simple/doble	2	402.01	804.02
20	Tensores de mordaza paralela	0,180” a 0,600”	2	144.84	289.68
21	Tensores de mordaza paralela	0,300” a 0,800”	2	212.3	424.60
22	Tensores de mordaza paralela	0,700” a 1,250”	2	347.83	695.66
23	Tensores tipo haven’s TM	0,125” a 0,50” (3,18 a 12.,70	2	103.68	207.36
24	Mordaza para viento		2	132.73	265.46
25	Comelon 4 mm. – 22 mm.	Mordaza paralela	2	224.69	449.38
26	Tensores tipo chicago TM	5,08 mm a 10,16 mm.	2	174.12	348.24
27	Tensores tipo chicago TM	7,88 mm. a 13.46 mm.	2	196.8	393.6
28	Tensores tipo chicago TM	13,46 mm. a 18,79 mm.	2	331.62	663.24
29	Ancla universal	1.12 m; 2,265 kg.	2	125	250.00
30	Ensunchadora	Fleje de 3/4”	2	150	300.00
31	Torquímetro aislado	20 – 110 lb-ft	1	566.22	566.22
32	Arco de sierra aislado	297 a 304 mm.	2	54.96	109.92
33	Alicate universal aislante	Composite, con corte ceram	2	57.6	115.20
34	Alicate de corte diagonal	185 mm.	2	48.13	96.26
35	Llave carraca aislado	1/2” con bloque mecánico	2	66.9	133.80
36	Llave carraca aislado	1/2” reversible	2	67	134.00
37	Vaso de 12 caras hembra aislado	1/2”	2	51.8	103.60
38	Vaso de 12 caras hembra aislado	9/16”	2	51.8	103.60
39	Vaso de 12 caras hembra aislado	3/4”	2	52.5	105.00
40	Vaso de 12 caras hembra aislado	15/16”	2	57.71	115.42
41	Vaso de 12 caras hembra aislado	1 1/8”	2	72.01	144.02

42	Cofre con dados hembra	Juego de dados	1	736.67	736.67
43	Llave poligonal acodada aislada	15/16”	2	42.45	84.90
44	Llave poligonal acodada aislada	1 1/8”	2	55.31	110.62
45	Llave poligonal acodada aislada	3/4"	2	40.39	80.78
46	Llave poligonal acodada aislada	9/16”	2	39.8	79.60
47	Llave poligonal acodada aislada	1/2”	2	39.8	79.60
48	Revelador de tensión a inducción	50 Vac – 240 KVac	1	730	730.00
49	Revelador de tensión a contacto	15 KV	2	318	636.00
50	Tecle 1.5 TN con faja de nylon, seguros	Mango aislado	2	500	1000
51	Pértiga de servicio de 8 cuerpos 22”	Sección triangular	2	593.07	1186.14
52	Bolsa protectora	Para USTS-035	2	115	230.00
53	Cable aislado EPR, 15 kV, 2/0	Para jumper	15 m.	65	975.00
54	Rompecarga S/C	Load buster 27 kV, 600 A.	1	1725	1725
55	Probador de paralelo	Inalámbrico	1	1900	1900
56	Tomacarga	Load pickup jumper 1/0, 15 kV	1	3474.92	3474.92
57	Secuencimetro		2	81	162.00
58	Pinza multímetro	Digital, 600A AC, 600V AC, 200 ohm	2	86	172.00
59	Jack Jumper	27 kV	1	548.17	548.17
60	Jack Jumper	15 kV	1	527.08	527.08
61	Gancho para extraer caña	Grab It 1	2	130.33	260.66
62	Pértiga para canasta	5 pies	2	128.42	256.84
63	Pértiga de escopeta, vara ext.	Blu Stripe, 1.4 m.	2	302.83	605.66
64	Bolsa protectora	Para USSG-004-EREC	2	115	230.00
65	Bolsa protectora	Para USSG-006-EREC	2	112	224.00
66	Gancho de puente	Caja de 6 und.	2	21.72	43.44
67	Prensaterminal manual aislado	Y35-2	1	1632.96	1632.96
68	Prensaterminal a batería con cabezal 6 tn	18 V	1	2792	2792
69	Taladro percutor		2	225	450.00
70	Dados tipo U para prensas Y-35/Y-750	U-0	2	115	230.00
71	Dados tipo U para prensas Y-35/Y-750	U-D3	2	115	230.00
72	Dados tipo U para prensas Y-35/Y-750	U-N	2	115	230.00
73	Dados tipo U para prensas Y-35/Y-750	Terminal 35	2	115	230.00
74	Dados tipo U para prensas Y-35/Y-750	Terminal 70	2	115	230.00
75	Dados tipo U para prensas Y-35/Y-750	Terminal 120	2	115	230.00
76	Manta de goma aislante	Clase 4, entera	4	135.11	540.44
77	Manta de goma aislante	Clase 4, partida	4	154.1	616.40
78	Manta de goma aislante	3/4 de entera	4	131.85	527.40
79	Manta de goma aislante	Media o c/velcro	4	126.44	505.76
80	Porta manta de plástico rojo	Con tapa	2	145.98	291.96

81	Cobertor de línea	1 ¼ x 5 pies sin cabeza	2	108.71	217.42
82	Cobertor de línea	1 ¼ x 6 pies con cabeza	2	193.58	387.16
83	Protector de fin de línea	Cl 2, 6 x 0.81”	2	87.79	175.58
84	Protector de fin de línea	Cl 2, 10 x 1.38”	2	100.12	200.24
85	Protector de fin de línea	Cl 2, 12 x 2.25”	2	115.35	230.70
86	Protector de fin de línea	Cl 2, 16 x 3.19”	2	164.66	329.32
87	Pica de aterramiento	19 mm. diámetro x 1 m.	2	76	152.00
88	Pinzas de cobertura	201 mm. diám sin ojal	4	20.5	82.00
89	Pinzas de cobertura	240 mm. diám sin ojal	4	14.76	59.04
90	Pinzas de cobertura	240 mm. diám con ojal	4	16.87	67.48
91	Cobertura para poste	230mm. diam x 600mm	2	143	286.00
92	Cobertura para poste	30mm. diam x 1800mm	2	72	144.00
93	Seccionador fusible temporal	Para pértiga	2	185	370.00
94	Grampa de torsión para bypass	4 – 29 mm. diámetro	10	72	720.00
95	Jumper temporario aislado 15 kV	35 mm2	10	59.66	596.60
96	Soporte temporario (brazo aux)	Diam 64 mm. x 1.11 m.	2	250	500.00
97	Horquilla en U 1”	Para cruceta aux 2 ½”	2	88	176.00
98	Horquilla con rolas	Para cruceta aux 2 ½”	2	357	714.00
99	Horquilla en U con aislador 1-1/2	Para cruceta aux 2 ½”	2	80	160.00
100	Cruceta aux (T para izaje de líneas)	Para cruceta aux 2 ½”	1	964	964.00
101	Silla para cruceta	500 Lb de trabajo	2	228	456.00
102	Silleta con collar de 64 mm	Con cadena para poste	1	440	440.00
103	Cuchilla para pértiga	Con acople universal	2	38.5	77.00
104	Gancho desconectador universal	Para adaptador de pértiga	2	25	50.00
105	Soga de polipropileno	3/8” diam. X 220 m.	2	455	910.00
106	Soga de polipropileno	1/2” diam. X 220 m.	1	660	660.00
107	Soga de polipropileno	5/8” diam. X 220 m.	1	858	858.00
108	Aparejo de 880 Lbs.	Doble polea con 15 m. soga	2	358	716.00
109	Polea de aluminio hasta 5/8”	1250 Lbs.	2	127	254.00
110	Estrobo de nylon con argolla	0.5 m.	2	87.5	175.00
111	Estrobo de poliéster	0.92 m. x 30 mm.	2	49.5	99.00
112	Estrobo de poliéster	1.22 m. x 30 mm.	2	49.5	99.00
113	Estrobo de poliéster	0.92 m. x 60 mm.	2	101	202.00
114	Estrobo de poliéster	1.52 m. x 60 mm.	2	166	332.00
115	Estrobo con doble ojo	1.83 m. x 60 mm.	2	110	220.00
116	Telescoping hot stick	30’	1	529	529.00
117	Switch head stick	2.3 lbs.	2	142.93	285.86
118	Triangular shape universal sticks	8” Doubleend universal stick	2	198.79	397.58
119	Double & single end sticks	Rotaryprong & rotaryblade	2	320.36	640.72
120	Multi-purpose holding tool	Adjustablehead	1	530.64	530.64
121	Pole cant tool	Ratchet 6’ nylon strap	2	392.64	785.28
122	Pertiga escopeta, shotgun stick	External operatinggrod	2	260	520.00
123	Universal pruning saw	Universal pruning saw	2	57	114.00
		Replacement Blade	2	115	230.00
		Saws cabbard	2	35.32	70.64
124	Universal treepruner	Podadora acoplable a pértiga	2	243.14	486.28
125	Pruner rope insulator		2	36.55	73.10
126	Insulated handle cable slicers	With fiberglass handles	2	197.14	394.28

127	Storage case for 10 - 070	Vinil	2	44.36	88.72
128	Lever handle wire cutter	Heavy duty	1	658.79	658.79
129	Case for 10672		2	68.18	136.36
130	15 kV factory assembled jumpers	Yellow 1/0 length 8’	1	474.79	474.79
131	15 kV factory assembled jumpers	Clear 2/0 length 10’	1	589.79	589.79
132	Cortadora para conductor Al	Epoxiglass de 1.5” diam. X 6’	1	382	382.00
133	Cortadora de cable a trinquete	Insulated ratchet cutters 6’	1	834.57	834.57
134	Ganchos	Polymer bucket hooks	3	35.32	105.96
135	Strap hoist, tecle de faja	1500 lbs.	2	334.08	668.16
136	Pinza amp. Aislada Sensorlink	0 – 5000 amp.	1	3000	3000
137	Termómetro laser	De mano	2	150	300.00
138	Escalera portátil	Telescópica fibra de vidrio	1	350	350.00
139	Estrobo y cinturón	Para escalamiento a poste	1	250	250.00
	Total (US $):				60,001.44
	Total (S/.):				196,564.72

Fuente: Datos obtenidos de cotización (Elaboración propia)

BENEFICIOS POR LA IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA

Se obtendría una reducción de un **10%** de interrupciones por acción de terceros
Se obtendría una reducción de un **20%** de Interrupciones por fallas (Inicialmente)
Se obtendría una reducción de un **80%** de interrupciones por expansión o reforzamiento
Se obtendría una reducción de un **80%** de interrupciones por actividades de mantenimiento

	SITUACION SIN IMPLEMENTACION DE METODOLOGIA		SITUACION CON LA IMPLEMENTACION DE METODOLOGIA	
Naturaleza de Interrupciones	**Cantidad de Interrupciones (und)**	**Tiempo Total de Interrupciones (hrs)**	**Cantidad de Interrupciones (und)**	**Tiempo Total de Interrupciones (hrs)**
No programado, acción de terceros	838	3519,69	754	3167,72
No programado, falla	3905	10780,08	3124	9702,07
No programado, fenómenos naturales	4704	12727,5	4704	12727,50
No programado, operación	168	246,2	168	246,20
Programado, expansión o reforzamiento	246	878,68	49	175,74
Programado, mantenimiento	425	2036,94	85	407,39
TOTAL GENERAL	10286	30189,07	8884	26426,62
	De la Tabla 27		De la Tabla 67 y 68	

La cantidad de Interrupciones se reduciría:	**13.6%**
Interrupciones No Programadas	**8.4%**
Interrupciones Programadas	**5.2%**

De la tabla 67

El tiempo de Interrupciones se reduciría:	**16.0%**
Interrupciones No Programadas	**8.3%**
Interrupciones Programadas	**7.7%**

De la tabla 69

INDICADOR SAIDI SIN METODOLOGIA		
Tipo de Interrupción	**Duración**	**Porcentaje**
Externa y Fuerza mayor	27,37	42,10%
Falla	16,97	26,10%
Programado	8,31	12,78%
Maniobras	0,85	1,31%
Otros y/o Terceros	11,51	17,70%
Total	65,01	100,00%

De la tabla 28

BENEFICIOS POR LA IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA

Se Reduciría un 17.2 % en el indicador SAIDI

INDICADOR SAIDI CON METODOLOGIA		
Tipo de Interrupción	**Duración**	**Porcentaje**
Externa y Fuerza mayor	27,37	50,86%
Falla	13,58	25,23%
Programado	1,66	3,09%
Maniobras	0,85	1,58%
Otros y/o Terceros	10,36	19,25%
Total	53,187	100,00%

De la tabla 70

INDICADOR SAIFI SIN METODOLOGIA		
Tipo de Interrupción	**Frecuencia**	**Porcentaje**
Externa y Fuerza mayor	7,46	29,25%
Falla	11,2	43,92%
Programado	1,87	7,33%
Maniobras	0,82	3,22%
Otros y/o Terceros	4,15	16,27%
Total	25,5	100,00%

De la tabla 29

BENEFICIOS POR LA IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA

Se Reduciría un 16.3 % en el indicador SAIFI

INDICADOR SAIFI CON METODOLOGIA		
Tipo de Interrupción	**Frecuencia**	**Porcentaje**
Externa y Fuerza mayor	7,46	34,94%
Falla	8,96	41,97%
Programado	0,37	1,75%
Maniobras	0,82	3,84%
Otros y/o Terceros	3,74	17,49%
Total	21,349	100,00%

De la tabla 71

Compensaciones y multas Sector Típico 2 y 3	
Año	**Monto Compensado por Calidad de Suministro [US$]**
2010	338.773,00
2011	314.209,00
2012	319.763,00
2013	302.644,00
2014	282.387,00
2015	494.970,00
2016	306.377,00
Promedio para el 2017	337.017,57 (Ítem 3.2 d)

Compensaciones y multas Sector Típico 4 y SER	
Año	**Monto Compensado por Calidad de Suministro [US$]**
2010	383.030,00
2011	828.139,00
2012	1.161.052,00
2013	836.123,00
2014	613.984,00
2015	1.019.519,00
2016	919.799,00
Promedio para el 2017	823.092,29 (Ítem 3.2 d)

BENEFICIOS POR LA IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA

Se evitaría un 27.01 % en multas y compensaciones (Tabla 58)

Unidad de Negocio	Estado de deficiencias en el 2017
Valle Mantaro	13004
Huancayo	6759
Ayacucho	6628
Huancavelica	6397
Huánuco	5751

Selva Central	3030
Tarma	2788
Pasco	1425
Tingo María	538
Total	46320

Ítem 4.8

BENEFICIOS POR LA IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGIA

Se reduciría en un 20 % en Deficiencias por Distancia Mínima de Seguridad Inicialmente (Ítem 4.8)

Anexo 7 Análisis Económico para los casos 1 y 2

CASO 1 – Personal Propio de Planta:

ÍTEM	DESCRIPCION	INVERSION	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
		Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)
1	Salarios del personal mínimo para la cuadrilla (04 operadores y 02 jefes supervisores)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Capacitación personalizada, para formación de nuevos operadores	121.212,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Curso de reciclaje de linieros para trabajos con tensión – posterior al año 0	0,00	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63
4	Gastos anuales (Epp's, pruebas, etc)	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67
5	Inversión inicial (dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra)	196.564,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Exámenes periódicos	0,00	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20
7	Desgaste de equipos y herramientas	0,00	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24
8	Dotación de camión de eje, de 15 TN año 2017	187.714,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Mantenimiento mecánico del camión	0,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
10	Brazo hidráulico aislado, aislamiento doble clase B hasta 70 kV, doble canasta, jeep y winche de 700 lbs, incluido montaje.	366.584,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Mantenimiento de brazo hidráulico aislado	0,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
12	Pruebas de rigidez dieléctrica del brazo hidráulico aislado, incluye transporte.	0,00	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80
13	Costo de la camioneta 4x4	203.112,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Mantenimiento mecánico de la camioneta	0,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00
15	Combustible	0,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00
16	Costo del furgón	26.208,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Dotación de ambiente (oficina acondicionada) y equipamiento informático.	16.380,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00
COSTO TOTAL		**1.193.900,59**	197.413,54	197.413,54	197.413,54	197.413,54	197.413,54	197.413,54	197.413,54	197.413,54	197.413,54	197.413,54

INVERSION TANGIBLE		
Equipos e Instrumentos	**Cantidad**	**Costo Total**
Gastos anuales (Epp's, pruebas, etc)	1	S/. 76.124,67
Inversión inicial (dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra)	1	S/. 196.564,72
Dotación de camión de eje, de 15 TN año 2017	1	S/. 187.714,80
Brazo hidráulico aislado, aislamiento doble clase B hasta 70 kV, doble canasta, jeep y winche de 700 lbs,	1	S/. 366.584,40
Costo de la camioneta 4x4	1	S/. 203.112,00
Costo del furgón	1	S/. 26.208,00
Totales	**1**	**S/. 1.056.308,59**
Gastos de gestión	**Cantidad**	**Costo Total**
Útiles de oficina y Dotación de ambiente (oficina acondicionada) y equipamiento informático.	1	S/. 16.380,00
Totales	**1**	**S/. 16.380,00**
Materiales e insumos	**Cantidad**	**Costo Total**
Conjunto de Gastos de combustible	1	S/. 31.200,00
Conjunto deExamenes Periodicos	1	S/. 2.959,20
Totales	**2**	**S/. 34.159,20**
TOTAL INVERSION TANGIBLE		**S/. 1.106.847,79**

INVERSION INTANGIBLE	
Servicios externos	**Costo Total**
Capacitación personalizada, para formación de nuevos operadores	S/121.212,0
Curso de reciclaje de linieros para trabajos con tensión – posterior al año 0	S/48.589,6
Pruebas de rigidez dieléctrica del brazo hidráulico aislado, incluye transporte.	S/1.073,8
TOTAL INVERSION INTANGIBLE	**S/170.875,4**

INVERSION TOTAL	SOLES
INVERSION TANGIBLE	S/. 1.106.847,79
INVERSION INTANGIBLE	S/. 170.875,43
TOTAL INVERSION	**S/. 1.277.723,22**

VALOR DE MANTENIMIENTO ANUAL												
EQUIPO	**Enero**	**Febrero**	**Marzo**	**Abril**	**Mayo**	**Junio**	**Julio**	**Agosto**	**Septiembre**	**Octubre**	**Noviembre**	**Diciembre**
Mantenimiento mecánico del camión	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00
Mantenimiento de brazo hidráulico aislado	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00
Mantenimiento mecánico de la camioneta	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00
Mantenimiento Furgon	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00
Sub Total de Mantenimiento	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00
Total de Mantenimiento Anual	S/. 326.400,00											

VALOR DE DEPRECIACION						
Descripcion	**Costo**	**Vida Útil**	**% Depreciacion**	**Valor de Depreciación**	**Depreciación Total**	**Valor de Recupero**
Camión 4 x2 para trabajos con tensión incluye: Carrocería y cajonería.	S/. 76.124,67	10	10%	S/. 7.612,47	S/. 68.512,20	S/. 7.612,47
Brazo hidráulico aislado para trabajos en líneas con tensión	S/. 366.584,40	10	10%	S/. 36.658,44	S/. 329.925,96	S/. 36.658,44
Camioneta Toyota 4x4 3000cc, petrolera, con turbo	S/. 203.112,00	10	10%	S/. 20.311,20	S/. 182.800,80	S/. 20.311,20
Furgón de fibra de vidrio con cajoneras y porta-pértigas para camioneta.	S/. 26.208,00	10	10%	S/. 2.620,80	S/. 23.587,20	S/. 2.620,80
TOTAL DE EQUIPOS	S/. 672.029,07				S/. 604.826,16	S/. 67.202,91

COSTOS TOTALES CASO 1

MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Costos Fijos												
Mano de Obra Directa	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000
Mano de Obra Indirecta	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000
Total de costos fijos	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000
Costos Variables												
Costo de insumos	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565
Total costos variables	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565	S/.196,565
Costo Total Mensual	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565	S/.238,565
COSTO TOTAL ANUAL		**S/.715,694**										

FLUJO NETO DE EFECTIVO

Año de operación	Ingresos totales (S/)	Inversiones para el proyecto				Valor de Rescate		Flujo Neto de Efectivo (S/)
		Egresos totales (S/)	Fija (S/)	Diferida (S/)	Cap de trab. (S/)	Valor Residual (S/)	Recup. De cap. De Trab.	
0								0,00
1	620.634,00	715.694,16	1.277.723,22					-1.372.783,38
2	775.792,50	715.694,16						60.098,34
3	969.740,63	715.694,16						254.046,47
4	1.212.175,78	715.694,16						496.481,62
5	1.515.219,73	715.694,16						799.525,57
6	1.894.024,66	715.694,16						1.178.330,50
7	2.367.530,82	715.694,16						1.651.836,66
8	2.959.413,53	715.694,16						2.243.719,37
9	3.699.266,91	715.694,16						2.983.572,75
10	4.624.083,64	715.694,16						3.908.389,48

CALCULO DEL VAN, R B/C Y TIR CON UNA TASA DE DESCUENTO DEL 10%

Año de operación	Costos totales (S/)	Beneficios totales (S/)	Factor de actualización 10%	Costos actualizados (S/)	Beneficios actualizados (S/)	Flujo neto de efectivo act. (S/)
0	0	0	1	0	0	0
1	1.431.388	620.634	1	1.301.262	564.213	-737.049
2	1.431.388	775.793	1	1.182.966	641.151	-541.815
3	1.431.388	969.741	1	1.075.423	728.580	-346.843
4	1.431.388	1.212.176	1	977.657	827.932	-149.725
5	1.431.388	1.515.220	1	888.780	940.832	52.053
6	1.431.388	1.894.025	1	807.981	1.069.128	261.146
7	1.431.388	2.367.531	1	734.529	1.214.918	480.389
8	1.431.388	2.959.414	0	667.753	1.380.588	712.835
9	1.431.388	3.699.267	0	607.048	1.568.850	961.802
10	1.431.388	4.624.084	0	551.862	1.782.784	1.230.922
Total	14.313.883	20.637.882	7	8.795.262	10.718.977	1.923.715

Los indicadores financieros que arroja el proyecto son:		
VAN=	1.923.715,22	Se acepta
TIR =	22,91%	Se acepta
B/C =	1,22	Se acepta
PayBack=	4 años	

CASO 2 – Contratación de Nuevo personal:

ÍTEM	DESCRIPCION	INVERSION	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
		Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)	Sub Total (S/.)
1	Salarios del personal mínimo para la cuadrilla (04 operadores y 02 jefes supervisores)	348.000,00	348.000,00	365.400,00	383.670,00	402.853,50	422.996,18	444.145,98	466.353,28	489.670,95	514.154,49	539.862,22
2	Capacitación personalizada, para formación de nuevos operadores	121.212,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Curso de reciclaje de linieros para trabajos con tensión – posterior al año 0	0,00	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63	48.589,63
4	Gastos anuales (Epp's, pruebas, etc)	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67	76.124,67
5	Inversión inicial (dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra)	196.564,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Exámenes periódicos	0,00	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20	2.959,20
7	Desgaste de equipos y herramientas	0,00	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24	9.828,24
8	Dotación de camión de eje, de 15 TN año 2017	187.714,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Mantenimiento mecánico del camión	0,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
10	Brazo hidráulico aislado, aislamiento doble clase B hasta 70 kV, doble canasta, jeep y winche de 700 lbs, incluido montaje.	366.584,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Mantenimiento de brazo hidráulico aislado	0,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
12	Pruebas de rigidez dieléctrica del brazo hidráulico aislado, incluye transporte.	0,00	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80	1.073,80
13	Costo de la camioneta 4x4	203.112,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	Mantenimiento mecánico de la camioneta	0,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00
15	Combustible	0,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00	31.200,00
16	Costo del furgón	26.208,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Dotación de ambiente (oficina acondicionada) y equipamiento informático.	16.380,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00	1.638,00
COSTO TOTAL		**1.541.900,59**	545.413,54	562.813,54	581.083,54	600.267,04	620.409,72	641.559,52	663.766,82	687.084,49	711.568,03	737.275,76

INVERSION TANGIBLE		
Equipos e Instrumentos	**Cantidad**	**Costo Total**
Gastos anuales (Epp's, pruebas, etc)	1	S/. 76.124,67
Inversión inicial (dotación de herramientas aisladas y equipos de maniobra)	1	S/. 196.564,72
Dotación de camión de eje, de 15 TN año 2017	1	S/. 187.714,80
Brazo hidráulico aislado, aislamiento doble clase B hasta 70 kV, doble canasta, jeep y winche de 700 lbs,	1	S/. 366.584,40
Costo de la camioneta 4x4	1	S/. 203.112,00
Costo del furgón	1	S/. 26.208,00
Totales	**1**	**S/. 1.056.308,59**
Gastos de gestión	**Cantidad**	**Costo Total**
Útiles de oficina y Dotación de ambiente (oficina acondicionada) y equipamiento informático.	1	S/. 16.380,00
Totales	**1**	**S/. 16.380,00**
Materiales e insumos	**Cantidad**	**Costo Total**
Conjunto de Gastos de combustible	1	S/. 31.200,00
Conjunto deExamenes Periodicos	1	S/. 2.959,20
Totales	**2**	**S/. 34.159,20**
TOTAL INVERSION TANGIBLE		**S/. 1.106.847,79**

INVERSION INTANGIBLE	
Servicios externos	**Costo Total**
Capacitación personalizada, para formación de nuevos operadores	S/121.212,0
Curso de reciclaje de linieros para trabajos con tensión – posterior al año 0	S/48.589,6
Pruebas de rigidez dieléctrica del brazo hidráulico aislado, incluye transporte.	S/1.073,8
Salarios del personal mínimo para la cuadrilla (04 operadores y 02 jefes supervisores)	S/348.000,0
Total	**S/518.875,4**

INVERSION TOTAL	SOLES
INVERSION TANGIBLE	S/. 1.106.847,79
INVERSION INTANGIBLE	S/. 518.875,43
TOTAL INVERSION	**S/. 1.625.723,22**

VALOR DE MANTENIMIENTO ANUAL												
EQUIPO	**Enero**	**Febrero**	**Marzo**	**Abril**	**Mayo**	**Junio**	**Julio**	**Agosto**	**Septiembre**	**Octubre**	**Noviembre**	**Diciembre**
Mantenimiento mecánico del camión	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00
Mantenimiento de brazo hidráulico aislado	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00	S/. 10.000,00
Mantenimiento mecánico de la camioneta	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00	S/. 6.000,00
Mantenimiento Furgon	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00	S/. 1.200,00
Sub Total de Mantenimiento	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00	S/. 27.200,00
Total de Mantenimiento Anual	S/. 326.400,00											

VALOR DE DEPRECIACION						
Descripcion	**Costo**	**Vida Útil**	**% Depreciacion**	**Valor de Depreciación**	**Depreciación Total**	**Valor de Recupero**
Camión 4 x2 para trabajos con tensión incluye: Carrocería y cajonería.	S/. 76.124,67	10	10%	S/. 7.612,47	S/. 68.512,20	S/. 7.612,47
Brazo hidráulico aislado para trabajos en líneas con tensión	S/. 366.584,40	10	10%	S/. 36.658,44	S/. 329.925,96	S/. 36.658,44
Camioneta Toyota 4x4 3000cc, petrolera, con turbo	S/. 203.112,00	10	10%	S/. 20.311,20	S/. 182.800,80	S/. 20.311,20
Furgón de fibra de vidrio con cajoneras y porta-pértigas para camioneta.	S/. 26.208,00	10	10%	S/. 2.620,80	S/. 23.587,20	S/. 2.620,80
TOTAL DE EQUIPOS	S/. 672.029,07			S/. 67.202,91	S/. 604.826,16	S/. 67.202,91

COSTOS TOTALES CASO 2

MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Costos Fijos												
Mano de Obra Directa	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000	S/.22,000
Mano de Obra Indirecta	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000	S/.20,000
Total de costos fijos	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000	S/.42,000
Costos Variables												
Costo de insumos		S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380
Total costos variables		S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380	S/.16,380
Costo Total		S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380	S/.58,380
COSTO TOTAL ANUAL		S/.700,565										

FLUJO NETO DE EFECTIVO

Año de operación	Ingresos totales (S/)	Inversiones para el proyecto				Valor de Rescate		Flujo Neto de Efectivo (S/)
		Egresos totales (S/)	Fija (S/)	Diferida (S/)	Cap de trab. (S/)	Valor Residual (S/)	Recup. De cap. De Trab.	
0								0,00
1	620.634,00	700.564,72	1.625.723,22					-1.705.653,94
2	644.218,09	700.564,72						-56.346,63
3	668.698,38	700.564,72						-31.866,34
4	694.108,92	700.564,72						-6.455,80
5	720.485,06	700.564,72						19.920,34
6	747.863,49	700.564,72						47.298,77
7	776.282,30	700.564,72						75.717,58
8	805.781,03	700.564,72						105.216,31
9	836.400,71	700.564,72						135.835,99
10	868.183,94	700.564,72						167.619,22

CALCULO DEL VAN, R B/C Y TIR CON UNA TASA DE DESCUENTO DEL 10%

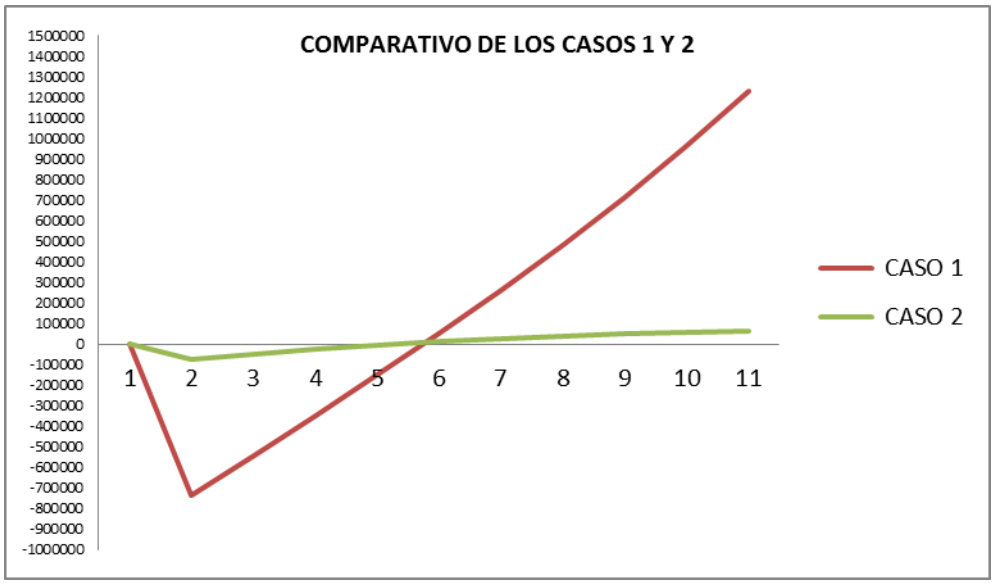
Año de operación	Costos totales (S/)	Beneficios totales (S/)	Factor de actualización 10%	Costos actualizados (S/)	Beneficios actualizados (S/)	Flujo neto de efectivo act. (S/)
0	0	0	1	0	0	0
1	700.565	620.634	1	636.877	564.213	-72.664
2	700.565	644.218	1	578.979	532.412	-46.567
3	700.565	668.698	1	526.345	502.403	-23.942
4	700.565	694.109	1	478.495	474.086	-4.409
5	700.565	720.485	1	434.996	447.365	12.369
6	700.565	747.863	1	395.451	422.149	26.699
7	700.565	776.282	1	359.500	398.356	38.855
8	700.565	805.781	0	326.819	375.903	49.084
9	700.565	836.401	0	297.108	354.716	57.608
10	700.565	868.184	0	270.098	334.722	64.624
Total	7.005.647	7.382.656	7	4.304.667	4.406.323	101.657

Los indicadores financieros que arroja el proyecto son:		
VAN=	101.656,54	Se acepta
TIR =	19,33%	Se acepta
B/C =	1,02	Se acepta
PayBack =	4, 22 años	

Anexo 8 Comparación de Propuestas para los casos 1, 2 (en soles)

RESUMEN		
ITEM	**CASO 1**	**CASO 2**
INVERSION DEL PROYECTO	S/. 1.193.900,59	S/.1.541.900,59
INVERSION TOTAL	S/. 1.277.723,22	S/.1.625.723,22
VALOR DE DEPRECIACION	S/. 67.202,91	S/. 67.202,91
COSTO DE MANTENIMIENTO	S/. 326.400,00	S/. 326.400,00
COSTOS TOTALES ANUALES	S/. 715.694,16	S/. 700.564,72
INDICADORES ECONOMICOS		
VAN	S/. 1.923.715,22	S/. 101.656,54
TIR	22,9%	19,3%
B/C	1,22	1,02
Payback	4 años	4, 22 años

AÑOS	CASO 1	CASO 2
0	0	0
1	S/. -737.049,38	S/. -2.664,29
2	S/. -41.814,73	S/. -6.567,46
3	S/. -46.842,75	S/. -3.941,65
4	S/. -49.725,11	S/. -.409,40
5	S/. 52.052,71	S/. 2.368,96
6	S/. 261.146,15	S/. 26.698,92
7	S/. 480.389,13	S/. 38.855,09
8	S/. 712.835,04	S/. 49.084,18
9	S/. 961.801,91	S/. 57.607,72
10	S/. 1.230.922,26	S/. 64.624,46



Anexo 9 Estado de ganancias y pérdidas periodo 2017 y 2018 (en miles de soles)

	Nota	2018	2017
Ingreso de actividades ordinarias	21	620,634	572,671
Costo del servicio de actividades ordinarias	22	(428,594)	(404,279)
Ganancia Bruta		192,040	168,392
Gastos de venta	23	(20,031)	(26,785)
Gastos de administración	24	(31,939)	(27,736)
Pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales		(567)	(2,850)
Otros ingresos	27	32,851	23,261
Otros gastos		(1,127)	(48)
Resultados de actividades de operación		**171,227**	**134,234**
Ingresos financieros	28	2,879	3,656
Gastos financieros	29	(2,768)	(3,724)
Diferencia en cambio, neta	6.B.iii	(707)	691
Utilidad antes de impuestos		**170,631**	**134,857**
Gasto por impuesto a las ganancias	31	(49,220)	(39,372)
Resultado del periodo		**121,411**	**95,485**
Otros resultados integralers del periodo		´	´
Total resultados integrales del periodo		**121,411**	**95,485**

Anexo 10 Balance general periodo 2017 y 2018 (en miles de soles)

	Nota	2018	2017
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	45,979	37,716
Cuentas por cobrar comerciales	9	70,108	60,472
Otras cuentas por cobrar neto	10	39,596	35,303
Inventarios	11	20,493	15,394
Gastos contratados por anticipado		120	2,263
Total activos corrientes		**176,296**	**151,148**
Activos no corrientes			
Otras cuentas por cobrar	10	404	204
Propiedades, plantas y equipo	12	1,161,744	1,154,686
Activos intangibles		3,345	4,964
Activo por impuesto diferido	19	1,238	251
Total activos no corrientes		**1,166,731**	**1,160,105**
Total activos		**1,343,027**	**1,311,253**

	Nota	2018	2017
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y obligaciones	13	38,905	37,793
Cuentas por pagar comerciales	14	66,843	81,616
Otras cuentas por pagar	15	68,205	65,539
Beneficios a los empleados	16	17,663	13,695
Ingresos diferidos	17	12,745	9,987
Provisiones	18	14,132	14,343
Total pasivos corrientes		**218,493**	**222,973**
Pasivos no corrientes			
Préstamos y obligaciones	13	351	163
Otras cuentas por pagar	15	73,989	58,750
Beneficios a los empleados	16	5,869	5,877
Ingresos diferidos	17	238,604	254,247
Total pasivos no corrientes		**318,813**	**319,037**
Total pasivos		**537,306**	**542,010**
Patrimonio	20		
Capital		597,014	589,227
Capital adicional		13,720	20,504
Otras reservas		39,687	30,139
Resultados acumulados		155,300	129,373
Total patrimonio		**805,721**	**769,243**
Total pasivos y patrimonio		**1,343,027**	**1,311,253**