



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**Mejoramiento de indicadores SAIDI y SAIFI en el alimentador A1096
en media tensión electro noroeste Piura**

Autor:

Bach. Milian Guerrero Yasser Edward

Asesor:

Dr. Ing. Salazar Mendoza Anibal Jesús

LAMBAYEQUE – PERÚ

2023



UNIVERSIDAD NACIONAL

“PEDRO RUIZ GALLO”

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

“Mejoramiento de indicadores SAIDI y SAIFI en el alimentador A1096 en media tensión electro noroeste Piura”

Presentado Por:

Bach. Milian Guerrero Yasser Edward

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE: Dr.Ing. Freddy Dávila Hurtado

SECRETARIO: Ing Robinson Tapia Asenjo

MIEMBRO: Ing. Teobaldo Edgar Julca Orozco

ASESOR: Dr. Anibal Jesús Salazar Mendoza

**LAMBAYEQUE – PERÚ
2023**



UNIVERSIDAD NACIONAL2
“PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Título

“Mejoramiento de indicadores SAIDI y SAIFI en el alimentador A1096 en media tensión electro noroeste Piura “

CONTENIDOS

CAPITULO I: PROBL EMA DE INVESTIGACIÓN.

CAPITULO II: MARCO TEORICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO.

CAPITULO IV: ANÁLISIS E INERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

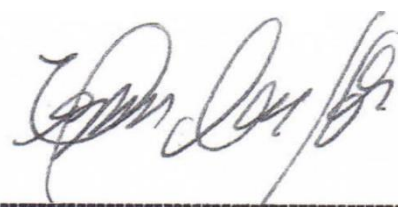
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

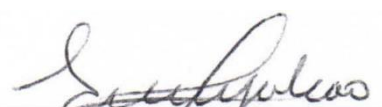
CAPITULO VI: REFERENCIAS BILIOGRAFICAS.

CAPITULO VII: ANEXOS.

AUTOR: Bach. Milian Guerrero Yasser Edward


Dr. Ing. FREDY DÁVILA HURTADO
PRESIDENTE


ING. ROBINSON TAPIA ASENJO
SECRETARIO


ING. TEOBALDO EDGAR JULCA OROZCO
MIEMBRO


DR. ANÍBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA

LAMBAYEQUE – PERÚ
2023

INDICE

I.- RESUMEN.....	2
ABSTRACT	3
II.- INTRODUCCION.....	4
III.- MARCO TEORICO	9
IV.- MARCO METODOLOGICO	27
V.- DESARROLLO.....	29
5.1.- DETERMINAR EL ESTADO DE FALLA DE TODO EL ALIMENTADOR A1096, DEL CONCESIONARIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE PIURA, EXPRESADO EN SUS INDICADORES SAIDI Y SAIFI, MEDIANTE DATA SECUNDARIA PRODUCIDA POR EL SOFTWARE DIGSILENT	29
5.2.- ESTABLECER LAS TENDENCIAS A NIVEL PERÚ Y EL MUNDO, DE LAS INNOVACIONES TÉCNICAS Y TECNOLÓGICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN, BASADOS EN LOS INDICADORES SAIDI Y SAIFI, MEDIANTE MODELOS DE PREDICCIÓN	49
5.3.- CALCULAR LOS PRINCIPALES MECANISMOS ELÉCTRICOS NECESARIOS DE INTRODUCIR EN LAS REDES PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD OBTENIDOS, CUANTIFICANDO ESTA MEJORA, CON EL USO DE DATA SECUNDARIA PRODUCIDA POR EL SOFTWARE DIGSILENT	54
5.4.- EVALUAR LAS GANANCIAS ECONÓMICAS OBTENIDAS POR LA MEJORA EN LA CONFIABILIDAD, EL RANGO DEL MONTO DE LAS INVERSIONES NECESARIAS Y LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ESTAS MEJORAS, A TRAVES DE SUS INDICADORES VAN Y TIR	70
VI.- CONCLUSIONES	82
VII.- RECOMENDACIONES	83
VIII. REFERENCIAS BIBLOGRAFICAS	84

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 2 ESQUEMA DE TELEGESTION DE RECONECTADORES	12
FIGURA 3 ESQUEMA DE CONECTORES	13
FIGURA 4: ESQUEMA DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO.	13
FIGURA 5: SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO.	14
FIGURA 6: RECONECTADOR.	15
FIGURA 7: RECONECTADOR NOJA POWER	16
FIGURA 8: DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL RECONECTADOR AUTOMÁTICO NOJA POWER.	17
FIGURA 9: SECCIONADOR TIPO CUT-OUT.	18
FIGURA 10 AISLADOR TIPO PIN POLÍMERO.	18
FIGURA 11: PARARRAYO DE POLÍMERO.	19
FIGURA 12: SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.	21
FIGURA 13: POZO DE TIERRA.	22
FIGURA 14: CONDUCTORES ELÉCTRICOS.	22
FIGURA 15 : ESQUEMA DE CONFIABILIDAD.	25
FIGURA 16 CONTRIBUCIÓN EN EL SAIFI Y SAIDI DE ALIMENTADORES DE MT SE PIURA	29
FIGURA 17 PARETO EN ALIMENTADORES DE MT SE PIURA	30
FIGURA 18 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO	31
FIGURA 19 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO	32
FIGURA 20 CONFIGURACIÓN RADIAL SIMPLE	34
FIGURA 21 DIAGRAMA DE PROCEDIMIENTO CON DIGSILENT POWER FACTORY	37
FIGURA 22 CONFIGURACIÓN RADIAL SIMPLE EN DIGSILENT POWER FACTORY	38
FIGURA 23 MODELO DE FALLA PARA EL TRAMO DE LÍNEA T (2 KMS)	38
FIGURA 24 MODELO DE FALLA PARA EL TRAMO DE LÍNEA T (3 KMS)	39
FIGURA 25 MODELO DE FALLA PARA EL TRAMO DE LÍNEA T (1 KM)	39
FIGURA 26 MODELO DE FALLA PARA EL TRAMO LÍNEA L (A)	39
FIGURA 27 MODELO DE FALLA PARA EL TRAMO DE LÍNEA L (B)	40
FIGURA 28 MODELO DE FALLA PARA EL TRAMO DE LÍNEA L (C)	40
FIGURA 29 UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN LA RED RADIAL SIMPLE	41
FIGURA 30 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD EN CADA CARGA CON DIGSILENT POWER	41
FIGURA 31 CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD CON DIGSILENT POWER FACTORY	42
FIGURA 32 COMPARACIÓN DE SAIFI Y SAIDI CON LOS TRES MÉTODOS DE CÁLCULO	42
FIGURA 33 CONTINGENCIAS DE LA RED RADIAL SIMPLE	43
FIGURA 34 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA PARA LA LÍNEA T (3 KMS)	44
FIGURA 35 SIMULACIÓN DE FALLA EN UN TRAMO TRONCAL DE LA RED RADIAL SIMPLE	44
FIGURA 36 SIMULACIÓN DE FALLA EN UN TRAMO LATERAL DE LA RED RADIAL SIMPLE	45
FIGURA 37 CONFIGURACIÓN RADIAL SIMPLE SIN EQUIPOS DE PROTECCIÓN	46
FIGURA 38 CONFIGURACIÓN RADIAL SIMPLE – UBICACIONES DISPONIBLES	46
FIGURA 39 CONFIGURACIÓN RADIAL SIMPLE – PRIMERA UBICACIÓN OPTIMA.	47
FIGURA 40 RESUMEN DEL CÁLCULO DE CONFIABILIDAD POR CADA UBICACIÓN DISPONIBLE	47
FIGURA 41 CONFIGURACIÓN RADIAL SIMPLE – CON UBICACIÓN ÓPTIMA	48
FIGURA 42 MITIGACIÓN DE RIESGOS – CUADRANTE MÁGICO DE GARTNER	50
FIGURA 43 SERIE DE DEMANDA Y PRODUCCIÓN SOLAR Y EÓLICA (ALEATORIAS)	52
FIGURA 44 VENTANA DPL COMMAND OPCIONES DISPONIBLE PARA IMPLEMENTACIÓN DEL DPL	55
FIGURA 45 DIAGRAMA DE LA SE CASTILLA – PIURA.	56
FIGURA 46 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PROGRAMACIÓN DPI	59
FIGURA 47 OFICINAS DE NEGOCIO DE ENOSA.	60
FIGURA 48 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SE CASTILLA – PIURA	61
FIGURA 49 CONSUMO MÁXIMO EN ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA	61
FIGURA 50 CONSUMO MÍNIMO EN ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA	62
FIGURA 51 SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN RADIAL – ENOSA	71

FIGURA 52 RESULTADOS DE MEJORAS SAIDI Y SAIFI, AÑOS 2019, 2020 Y 2021 TRONCAL A1096	71
FIGURA 53 RESULTADOS DE MEJORAS SAIDI Y SAIFI, AÑOS 2019, 2020 Y 2021 TRONCAL ALTERNATIVA	72
FIGURA 54 RESULTADOS DE MEJORAS SAIDI Y SAIFI, AÑOS 2019, 2020 Y 2021 – ANÁLISIS COMPARATIVOS	72
FIGURA 55 T STUDENT PARA GRADOS DE LIBERTAD DE 1 A 59	77
FIGURA 56 VARIACIÓN ANUAL RIESGO PAÍS	80

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 CAUSAS DE INTERRUPCIÓN EN EL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN A1096.	6
TABLA 2 ASPECTOS DE CALIDAD ESTABLECIDOS EN LA NTCSE – URBANA.....	24
TABLA 2.1 ASPECTOS DE CALIDAD ESTABLECIDOS EN LA NTCSE – RURAL.	25
TABLA 3 CUADRO DE TOLERANCIA DE INTERRUPCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	26
TABLA 4 EQUIPOS QUE CONSTITUIRÁN LA POBLACIÓN DE ESTUDIO.....	27
TABLA 5 REPORTE DE INTERRUPCIONES: ELECTRONOROESTE	34
TABLA 6 CALCULO DE CONFIABILIDAD MEDIANTE UN REGISTRO DE INTERRUPCIONES	35
TABLA 7 PROCEDIMIENTOS DE CALCULO MANUAL – CASO BASE.....	36
TABLA 8 CALCULO DE PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD POR CADA PUNTO DE CARGA.....	36
TABLA 9 MATRIZ PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGOS	50
TABLA 10 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	50
TABLA 11 TENDENCIAS DE EVALUACIÓN DE HERRAMIENTAS	54
TABLA 12 FLUJO DE POTENCIA EN A1096, ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA	62
TABLA 13 CONSUMO MÁXIMO EN ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA	62
TABLA 14 FLUJO DE POTENCIA EN A1096 EN ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA.....	63
TABLA 15 VOLTAJES DE NODO EN ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA	63
TABLA 16 VOLTAJES DE NODO EN ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA	63
TABLA 17 CARGABILIDAD EN ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA.....	64
TABLA 18 CARGABILIDAD EN ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA	65
TABLA 19 FASES INVOLUCRADAS EN CADA FALLA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.....	66
TABLA 20 CALCULO DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO EN ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA.....	66
TABLA 21 CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO EN A1096, PARA ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA.....	66
TABLA 22 CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA	67
TABLA 23 CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN A1096, PARA ESCENARIO DE MÍNIMA DEMANDA	67
TABLA 24 CALCULO DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO EN ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA.....	68
TABLA 25 CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO EN A1096 PARA ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA	68
TABLA 26 CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA.....	68
TABLA 27 CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN A1096, PARA ESCENARIO DE MÁXIMA DEMANDA.....	69
TABLA 28 VALORES SAIDI, TRONCAL A 1096 ANTES DE LAS ACCIONES DE OPTIMIZACIÓN	75
TABLA 29 VALORES SAIDI, TRONCAL Nº A1096, DESPUÉS DE LAS ACCIONES DE OPTIMIZACIÓN	76
TABLA 30 PLIEGO TARIFARIO VIGENTE – MEDIA TENSIÓN – ENOSA.....	78
TABLA 31 TASAS DE RIESGO POR ACTIVIDAD EMPRESARIAL	79

I.- RESUMEN

La mejora de la calidad del Producto eléctrico en el Perú, América Latina y el Mundo se ha convertido en uno de los principales objetivos del sector eléctrico en cumplimiento del objetivo siete del Milenio, es decir dotar de un sistema de abastecimiento de energía en condiciones de calidad y minimización de los impactos ambientales (descarbonización incluida), esto sumado al caso peruano al objetivo de evitar multas, por incumplimiento de la norma de calidad del producto y servicio eléctrico, en el caso del servicio a la mejora de los índices SAIDI (duración promedio de la interrupciones por cliente) y el índice SAIFI (frecuencia promedio de las interrupciones por cliente), es decir que se debe eliminar la costumbre que en los SER (Sistemas de electrificación Rural en especial y en todas las troncales de un sistema, en este caso el Sistema de distribución de la empresa concesionaria Electro Noroeste S.A.), por lo que el análisis de las fallas ocurridas y su clasificación por la naturaleza de su origen (Cortocircuitos, sobrecargas, sobre tensiones, perturbaciones, caídas de árboles, fenómenos naturales etc.) , para determinar su frecuencia y los tiempos de respuesta, la cantidad de abonados afectados, para luego determinar la ubicación y número de reconectores óptimos necesarios, para optimizar por un lado minimizando los costos de capital (CAPEX), por la adquisición de los reconectores automáticos con control a distancia, mediante sistemas de control a elegir, tales como redes HAN, Redes WAN, o redes de internet 5G , en la menor cantidad posible y que se reduzca al máximo el número de abonados con su servicio eléctrico interrumpido, y también se minimice los tiempos que duran estas interrupciones

Estos resultados, que lo manejaremos con datos secundarios proporcionados por la concesionaria ENOSA, tienen la naturaleza de resultados muestrales, razón por la cual deben de ser validados por inferencia estadística, en este caso la prueba t de student, con los correspondientes grados de libertad determinados por el tamaño de la muestra y los valores del factor t obtenidos de tablas

Estos valores nos deben llevar a poder efectuar el correspondiente análisis financiero, con un flujo de caja en donde los ingresos son los obtenidos por la mayor venta de energía y potencia firme, y las multas evitadas, los egresos son los costos de adquisición de los equipos y con un periodo de vida y costo de capital Calculado

Palabras Clave: Reconector, Confiabilidad, Validación y Rentabilidad

ABSTRACT

Improving the quality of the electrical product in Peru, Latin America and the world has become one of the main objectives of the electricity sector in compliance with Millennium Goal 7, that is, to provide an energy supply system in conditions of quality and minimization of environmental impacts (decarbonization included), this added to the Peruvian case to the objective of avoiding fines, for non-compliance with the quality standard of the electrical product and service, in the case of the service to the improvement of the SAIDI indices (Average Interruption Duration per Customer) and the SAIFI index (Average Interruption Frequency per Customer), that is to say that the custom that in the SER (Rural Electrification Systems in particular and in all trunks of a system , in this case the distribution system of the concessionaire company Electro Noroeste SA) , so that the analysis of failures occurred trips and their classification by the nature of their origin (short circuits, overloads, overvoltages, disturbances, tree falls, natural phenomena, etc.), to determine their frequency and response times, the number of subscribers affected, to then determine the location and number of optimal reclosers needed, to optimize on the one hand by minimizing capital costs (CAPEX), for the acquisition of reclosers automatic with remote control, through control systems to choose, such as HAN networks, WAN networks, or 5G internet networks, in the least amount possible and that the number of subscribers with their electricity service interrupted is reduced to the maximum, and also the times that these interruptions last are minimized

These results, which we will handle with secondary data provided by the concessionaire ENOSA, have the nature of sample results, which is why they must be validated by statistical inference, in this case the student's t-test, with the corresponding degrees of freedom determined. by the size of the sample and the values of the factor t obtained from tables

These values should lead us to be able to carry out the corresponding financial analysis, with a cash flow where the income is obtained by the greater sale of energy and firm power, and the fines avoided, the expenses are the acquisition costs of the equipment and with a life period and cost of capital Calculated

Keywords: Reclosers, Reliability, Validation and Profitability

II.- INTRODUCCION

REALIDAD PROBLEMÁTICA

El servicio eléctrico es fundamental para el desarrollo de la actividad económica de cualquier País. Su continuidad dentro de sus parámetros establecidos, y su suministro de forma segura, es necesaria.

El problema de las interrupciones prolongadas y reiterativas del servicio eléctrico de los Sistemas Eléctricos de Distribución del Perú ha venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio cada vez mayor.

La presente investigación determina una propuesta para poder mejorar, reducir los indicadores SAIDI y SAIFI, los cuales establecen la confiabilidad y calidad de servicio de distribución eléctrica al alimentador A1096, se concluye que las principales fallas que afectan en estos indicadores en el alimentador fueron por fallas por eventos transitorios, la propuesta de sistemas de protección automático (recloser) debidamente comunicados con el centro de control, no evitará la fallas pero reducirá los suministros afectados y el tiempo de reposición y de esta manera mejorando los indicadores SAIDI y SAIFI.

De acuerdo con las nuevas tendencias para mejora de la calidad de servicio Retamozo considera emplear nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos que permitan reducir los tiempos de operación: *“Considerando, también, que el organismo regulador, Osinergmin, es cada vez más estricto en cuanto a la calidad del servicio que una empresa distribuidora de energía eléctrica debe brindarle a los usuarios, en este caso la empresa Concesionaria en la cual se realizara el presente trabajo de investigación, y teniendo en cuenta como estas interrupciones del servicio eléctrico, reiterativas y prolongadas, se ven reflejadas en los indicadores de performance SAIDI y SAIFI, surge como solución aplicar IoT (Internet de las cosas) en los equipos remotos (RECLOSERS) que las empresas de distribución eléctrica tienen instalados en distintos puntos estratégicos de sus diferentes alimentadores.”* (Retamozo, 2018)

Para lo cual es necesario el desarrollar, términos y definiciones generales, muy necesarias para el desarrollo de las diversas metodologías y tecnologías para la mejora de la calidad del servicio eléctrico y que nos introduzcan a un análisis académico pero también técnico aplicativo del problema de confiabilidad de servicio

en las redes eléctricas, en especial en el ámbito urbano, tan necesario en el cumplimiento de los objetivos del milenio, en especial el objetivo N° 7, dotar a toda la población mundial de un servicio eléctrico 100 % confiable (sin interrupciones, y si estas se dan que duren el menor tiempo posible)

SAIDI: Es un indicador anual que mide el tiempo de duración promedio de una interrupción por cliente, está relacionado con la ubicación de la falla, con la intensidad de falla y los recursos disponibles para la reposición como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de las redes, etc.

SAIFI: Es un indicador anual que mide la frecuencia promedio de ocurrencia de las interrupciones por cliente 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), (Osinergmin, 2017)

IoT: La internet de las cosas (IoT, por sus siglas en inglés) es un sistema de dispositivos de computación interrelacionados, máquinas mecánicas y digitales, objetos, animales o personas que tienen identificadores únicos y la capacidad de transferir datos a través de una red, sin requerir de interacciones humano a humano o humano a computadora», (Rouse, 2017)

SCADA: Aplicación de software diseñado con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia.

M2M: Es la tecnología que permite establecer comunicaciones inteligentes entre los objetos, las cosas y los sistemas que los siguen y controlan, básicamente por vía inalámbrica. La comunicación que se produce entre las máquinas o dispositivos es autónoma, es decir, no hace falta intervención humana para que se produzca este intercambio de datos.

Recloser: Es un interruptor de reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una Sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea» (Sector Electricidad, 2017)

IDENTIFICACION DEL PROBLEMA:

El Alimentador A1096 tiene los más altos indicadores de SAIDI y SAIFI con respecto a sus similares en el sistema eléctrico Piura, identificándose las siguientes causas:

- Bajo nivel de asilamiento que contribuye con el 38% del Indicador SAIFI y 34% del indicador SAIDI
- Contacto entre redes media tensión con arbol que contribuye con 18% del indicador SAIFI y 11% del indicador SAIDI.
- Contacto accidental con línea que contribuye con 11% del indicador SAIFI y 12% del indicador SAIDI.
- Fuertes vientos en la zona que contribuye con 9% del indicador SAIFI y 8% del indicador SAIDI.
- Caída de árboles que contribuye con 9% del indicador SAIFI y 4% del indicador SAIDI.

Tabla 1 Causas de Interrupción en el Alimentador de media tensión A1096.

N°	CAUSA DE INTERRUPTIÓN	RESPONSABILIDAD	% SAIFI	% SAIDI	PROBLEMÁTICA
1	Bajo nivel de aislamiento(elemento eléctrico mal dimensionado)	Propias	38%	34%	Redes, aisladores, con pérdida de vida útil
2	Contacto de red con árbol	Propias	18%	11%	Falta de poda arboles
3	Contacto accidental con línea	Terceros	11%	12%	Falla en redes de clientes importantes.
4	Fuertes Vientos en la zona	Fallas	9%	8%	Falta de identificación de infraestructura vulnerable con riesgo de colapso.
5	Caída de arboles	Terceros	9%	4%	Identificación de falta de poda de árboles en redes de clientes importantes.

Fuente: Elaboración propia.

Identificándose la siguiente problemática:

- Redes y aisladores, con pérdida de vida útil.
- Falta de poda de árboles ubicados en la cercanía de las redes eléctricas de media tensión.
- Falla en redes eléctricas de media tensión en clientes importantes requiriéndose que se ejecuten mantenimiento de instalaciones internas.
- Falta de identificación de infraestructura vulnerable con riesgo de colapso.

- Identificación de falta de poda de árboles en redes de clientes importantes.

Ante esto nos planteamos una solución a la problemática que en el sistema eléctrico de Piura (A1096), es necesario aplicar para mejorar la calidad del servicio eléctrico, esto es el indicador SAIDI, relacionados a la duración de las fallas o interrupciones y el indicador SAIFI, relacionado a la frecuencia con la que se presentan estas interrupciones.

OBJETIVO GENERAL

El objetivo general del presente trabajo de tesis es mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI del alimentador de media tensión A1096 del sistema eléctrico de Piura, mediante el análisis del estado de estos indicadores, así como la evaluación de nuevas innovaciones técnicas y tecnológicas y la rentabilidad asociada a su aplicación.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

Los objetivos específicos son los siguientes:

- 1.- Determinar el estado de falla de todo el alimentador A1096, del concesionario eléctrico de distribución Piura, expresado en sus indicadores SAIDI y SAIFI, mediante data secundaria producida por el software Digsilent.
- 2.- Establecer las tendencias a nivel Perú y el Mundo, de las innovaciones técnicas y tecnológicas para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución, basados en los indicadores SAIDI y SAIFI, mediante modelos de predicción
- 3.- Calcular los principales mecanismos eléctricos necesarios de introducir en las redes para mejorar la confiabilidad obtenidos, cuantificando esta mejora, con el uso de data secundaria producida por el software Digsilent.
- 4.- Calcular las ganancias económicas obtenidas por la mejora en la confiabilidad, el rango del monto de las inversiones necesarias y la viabilidad técnica y económica de estas mejoras, a través de sus indicadores VAN y TIR

HIPÓTESIS

La mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI en el alimentador A1096 de la Empresa Electronoroeste es posible bajo los siguientes criterios que justifican las acciones e inversiones, que pasamos a exponer, desglosada en los siguientes criterios de justificación:

Económica:

Al implementar la presente mejora del sistema automatizado de reposición de líneas y troncales eléctricas, uno de los puntos fundamentales es reducir la duración de las fallas o interrupciones eléctricas, mediante un control adecuado y específico del trabajo de reposición inmediata de troncales eléctricas, además los componentes de los equipos reconectadores son de fácil acceso y bajo costo en el mercado, lo cual será sustentado con los respectivos indicadores de Valor Actual Neto y Rentabilidad (Tasa interna de Retorno).

Ambiental:

El proyecto de investigación está tomando como base central la confiabilidad de las troncales eléctricas, que las transportan al enfocarnos a establecer un prototipo de sistema automatizado de reconexión de troncales y líneas, el cual se caracteriza por aprovechar energías limpias, con lo cual se garantiza que al finalizar el reconexión y suministro de redes eléctricas el producto esté libre de gases contaminantes que afectan a la calidad del producto.

Social:

Al obtener un servicio eléctrico excelente que cumpla con todos los estándares de calidad exigidos, se podrá tener como resultado un mejor incremento de la producción y productividad de las áreas y sectores beneficiarios y así también una apertura hacia nuevos mercados internacionales por tener mejor garantía de poder cumplir con los pedidos, y se genera riqueza en el medio rural.

III.- MARCO TEORICO

Tras haber planteado la formulación del problema, la justificación y objetivos, es importante conocer algunos trabajos previos que están relacionados con el presente estudio, los cuales servirán como un aporte a este.

En una investigación, el autor, (Avilez, 2020), señala que la empresa Hidrandina opera equipos como reconectadores en forma convencional, es decir en forma manual con participación de personal en campo, lo que implica demoras en las reposiciones del servicio eléctrico y costos operativos. Realizó la automatización y pruebas remotas de control de los reconectadores de las redes de distribución a través de un sistema Scada (Supervisión, control y adquisición de datos) con comunicación GPRS (Servicio general de paquetes vía radio).

En otra investigación, los autores, (Escobedo, 2018), mencionan que existe un descontento generalizado de los usuarios sobre el servicio eléctrico que brinda la empresa Concesionaria debido a los constantes cortes y demoras en las reposiciones de la energía; asimismo, el personal que lleva el control de la posición de los reconectadores de las redes de distribución, utiliza una metodología inapropiada que no está acorde con la tecnología actual. Propusieron instalar y automatizar los reconectadores en las redes de media tensión con la finalidad de mejorar los tiempos de reposición, optimizar recursos y mejorar la confiabilidad

Asimismo, en una investigación, el autor (Landázuri, 2016) , puntualiza que la empresa eléctrica Centro sur contaba con sistemas de distribución con supervisión y control desde un sistema Scada, alimentadores de media tensión equipados con reconectadores de operación autónoma, local manual y remoto manual; además, algunas subestaciones lejanas cuentan con sistemas de automatización SAS (Sistema de automatización de subestaciones); sin embargo a pesar de todo esta gama de tecnología no se aprovecha aún las bondades de la automatización en forma significativa.

Asimismo, en otra investigación, los autores (Gómez y Suárez, 2018), mencionan que, a raíz de los cambios surgidos en los marcos regulatorios de Colombia respecto a la

calidad en la prestación del servicio eléctrico, han exigido a las compañías eléctricas adoptar estrategias y medidas que tengan un impacto en el desempeño de sus instalaciones de distribución, referenciándose en indicadores internacionales. Estos cambios han originado una cultura empresarial con vocación de servicio que va más allá de los indicadores. A raíz de ello, el Grupo Enel, optó por aplicar estrategias, mediante la implementación de un sistema de telecontrol y una red automatizada de sus instalaciones de media tensión que permitan el mejoramiento de los indicadores de calidad de servicio SAIDI y SAIFI, tomando como referencia los indicadores internacionales. Logrando la operación eficiente, mayor confiabilidad, ubicación oportuna y facilidad para aislar la zona de falla en las redes eléctricas y la reducción de usuarios afectados por falla y por sectores de trabajo durante la ejecución de cortes programados

También, en una investigación, el autor, (LANDAZURI, 2019) , menciona que los sistemas eléctricos de distribución en los últimos años han sido implementados con equipos de maniobra y protección inteligentes, como los reconectadores, con funcionamiento autónomo pero aislado. Asimismo, los centros de control, a través del sistema Scada (Supervisión, control y adquisición de datos) han contribuido en la optimización de la operación. Con la aparición de nuevos avances tecnológicos como la Informática y Telecomunicaciones, el siguiente paso es integrar estas dos herramientas en uno solo, de modo que permita operar un sistema eléctrico de distribución» Las empresas eléctricas deben apostar por la incorporación tecnológica en sus redes de distribución de media tensión, como el sistema para la supervisión, control y automatización centralizado o distribuido de dichas redes, permitiendo una mayor eficiencia en la operación de las instalaciones eléctricas, disminuyendo la cantidad de interrupciones y mejorando los tiempos de reposiciones del servicio de energía. Planteó una solución de aplicación práctico en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur – Ecuador, para el manejo y expansión de la operación remota de las instalaciones de distribución de media tensión mediante el telecontrol de reconectadores, partiendo de las funciones de comunicación que son esenciales y son las que ordenan mediante un lenguaje lógico a intercambiar información con otros sistemas, teniendo en cuenta tres elementos importantes para la operación de una red de distribución equipada con reconectadores, los cuales son: el centro de control, transporte de datos y reconectadores. Los principales beneficios fueron: la capacidad

de tele controlar y supervisar los reconectores, reducción del tiempo de identificación de fallas, asistencia y seguimiento a las actividades de mantenimiento en campo, agilizar la toma de acciones para garantizar la continuidad del servicio, reducción de los costos de operación y mejora de la confiabilidad.

También, en otra investigación, el autor, (Coronel, 2019), señala que las redes de distribución eléctrica radial presentan cortes de servicio e interrupciones ya sea programadas por mantenimiento o no programadas debido a fallas por descargas atmosféricas, cortocircuito, averías de equipos, fallas externas y otros. En este tipo de redes es fundamental la confiabilidad y continuidad del servicio, partiendo de la premisa que, si llega a fallar algún componente, ocasiona la interrupción del suministro; en sistemas de distribución no es posible definir una función de confiabilidad única, puesto que diferentes cargas conectadas en diferentes zonas del circuito presentaran comportamientos distintos..

Para el telecontrol y la tele gestión, los Reconectores instalados en campo deberán ser adquiridos con varios puertos de comunicación serial RS232, además de utilizar el protocolo DNP 3.0 para telecontrol y pueden utilizar protocolos como ASCII ó protocolo SEL para ser gestionados remotamente. La información en el protocolo DNP 3.0 se lleva mediante comunicación serial RS232 hasta un TERMINAL SIEMENS TC65T instalado en el gabinete del Reconector, el cual mediante una aplicación JAVA, desarrollada por Synapsis, la empaqueta y la envía a través de la red celular mediante GPRS.

Desde el operador celular y mediante una última fibra óptica, usando un protocolo de tunelamiento de datos es enviada hasta una plataforma de comunicaciones, denominada AXON, desarrollada por Synapsis también en lenguaje JAVA, la cual se encarga de establecer, gestionar y mantener los canales de comunicación de los equipos remotos, modelando cada equipo, (STASZESKY, 2015) Para poder integrar las señales de los Reconectores que se obtienen por DNP 3.0 al Centro de Control, el cual utiliza el protocolo IEC 60870-5-104, se cuenta con un traductor de protocolos que realiza este trabajo utilizando un servidor Windows 2003 Server donde se ejecuta una aplicación llamada Scada Data Gateway en la que se tiene todo el esquema de direccionamiento hacia el campo por DNP 3.0 y hacia el centro de control por IEC 60870-5-104. Esta aplicación desarrollada por Triangle Microworks es configurada al ajustarse al perfil de interoperabilidad que requiere el

Centro de Control. Además posee la capacidad de traducir a muchos otros protocolos de telecontrol. Esta máquina se conecta directamente al SCADA del Centro de control a través de la red LAN (Baran, 2015)

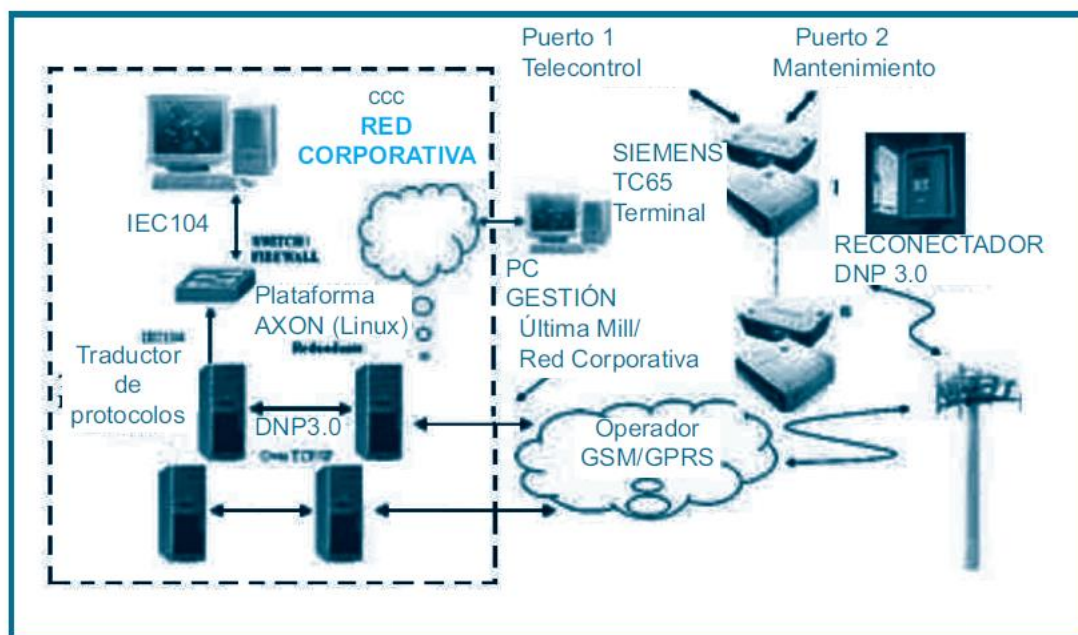


Figura 1 Esquema de Telegestión de Reconectores

Fuente : IEA

La comunicación para la Telegestión es básicamente un canal transparente entre un puerto serial del Reconector y un equipo PC dedicado a la gestión conectado a la misma plataforma de comunicaciones AXON. Para esto el Terminal SIEMENS TC65T provee un segundo puerto serial de comunicación que posee interface física SPI. Para convertir este medio físico SPI a RS232, en el gabinete del Reconector, se instala un equipo de nominado DENDRIUM SLIM. (Patiño, 2017)

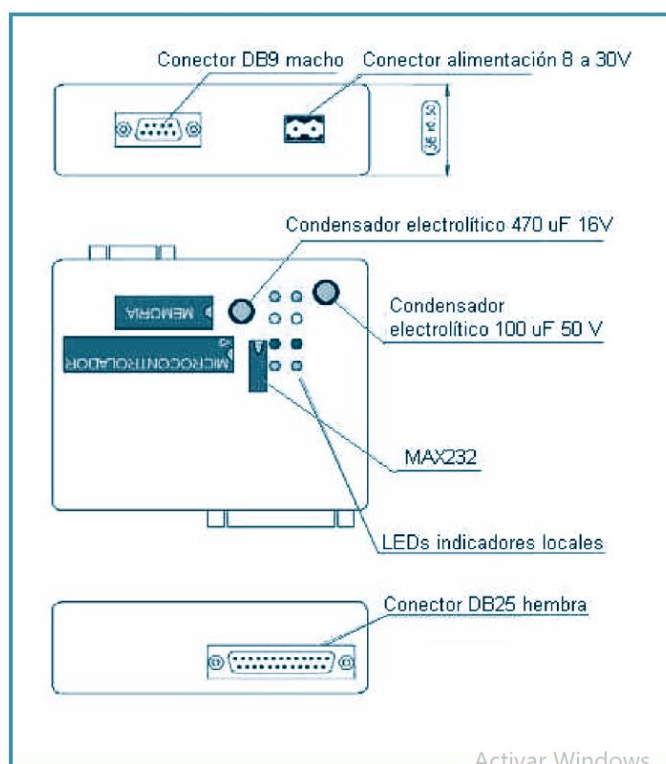


Figura 2 Esquema de Conectores

Fuente : IEA

Luego de haber conocido algunos trabajos previos, es necesario describir algunas bases y fundamentos teóricos que servirán como soporte y permitirán el desarrollo adecuado del estudio.

Sector eléctrico peruano: Este sector está normado por la LCE N° 25844 desde 1994, y abarca su aplicación en todas las actividades eléctricas de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización, todos ellos están relacionados entre sí, así mismo el Ministerio de Energía y Minas, y el Organismo Supervisor en la Inversión de la Energía y Minería (Osinergmin) son las máximas autoridades representantes del estado peruano que tienen la capacidad de supervisar y hacer cumplir dicha norma, como se muestra en la figura N° 04.

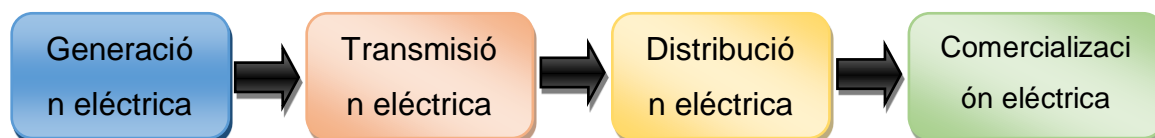


Figura 3: Esquema del sector eléctrico peruano.

Fuente: Osinerg .

Sistema eléctrico: Están conformados por los sistemas de generación, transmisión y distribución, y debido a la amplitud y complejidad de cada uno de los sistemas, son administrados los estudios, ejecución, operación y dirección de manera independiente en las diferentes empresas del mundo, como se muestra en la siguiente figura N° 05.

Sistemas eléctricos de distribución» – Juan Antonio Yebra León (2009).

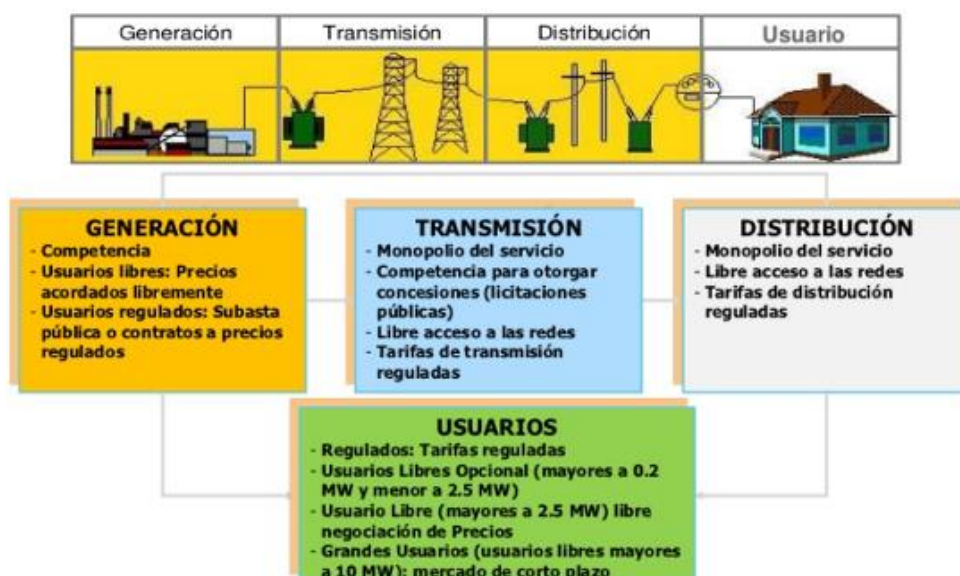


Figura 4: Sistema eléctrico peruano.

Fuente: Dirección general de electricidad- Ministerio de Energía y Minas

Sistema de distribución: Es el conjunto de instalaciones eléctricas, y la energía eléctrica provienen desde el sistema de generación, luego transmisión y finalmente distribución, donde se encuentran los usuarios finales, sus elementos principales del sistema de distribución son el transformador, línea primaria y secundaria, acometidas y medidores.

Ministerio de Energía y Minas Sistemas, Dirección General de Electricidad.

Alimentador de media tensión: Es un circuito de media tensión por donde se traslada la energía eléctrica para alimentar a una o más subestaciones de distribución de diferentes potencias.

Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006).

Interruptor de media tensión: Es un seccionador de potencia, diseñado para abrir o cerrar el paso de la energía eléctrica. El interruptor es un equipo electromecánico que se opera con y sin carga.

Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006).

Reconectador de media tensión: Es un equipo electromecánico y electrónico que tiene la capacidad de realizar recierres automáticamente hasta tres veces en un determinado circuito de media tensión ante una falla transitoria o franca, como se muestra a continuación en la figura N° 06.

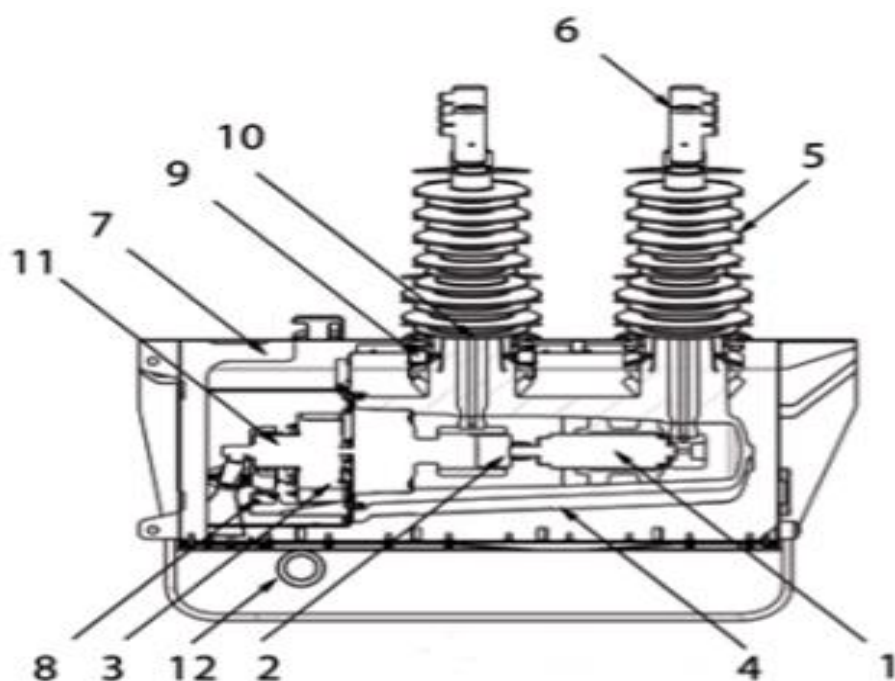
Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006).



Figura 5: Reconectador.

Fuente: NOJA POWER

Reconectador Noja Power: Esta marca de reconectador automático está diseñado para diferentes tensiones de operación, 15kV, 27kV y 38kV, trifásico, bifásico y monofásico, la funcionalidad es configurable por el usuario y puede ser operada manualmente o por sistema de comunicaciones que permite optimizar los gastos de operación. En la figura N°07 se muestra el reconectador.



Partes:

01	Interruptor de vacío	08	Interruptores auxiliares
02	Varilla de acondicionamiento aislado	09	Transformador de corriente
03	Actuador magnético	10	Sensor de voltaje acoplado capacitivamente
04	Cubierta de resina epoxi aromática	11	Resorte de apertura
05	Bushing con envolverte de goma silicona	12	Respirador cerámico
06	Conector	13	Anillo de disparo mecánico
07	Tanque de acero inoxidable		

Figura 6: Reconectador Noja Power

Fuente: NOJA POWER

El cubículo de control y comunicaciones tiene la capacidad de registrar el comportamiento de los parámetros eléctricos de acuerdo con los ajustes realizados previa a su instalación para brindar protección de las personas e instalaciones eléctricas en caso de una falla transitoria o franca, así mismo puede operar el RC bajo condiciones climáticas extremas entre -40°C y 55°C que se encuentra dentro del gabinete sellado IP66.

Los tiempos de ajuste de tiempo pueden ser de 1; 5; 10; 15; 30; 60 y 120 minutos; la memoria almacena hasta 10,000 eventos, en 417 días con integración de 60 minutos. A continuación, se muestra el diagrama de conexiones del reconectador.

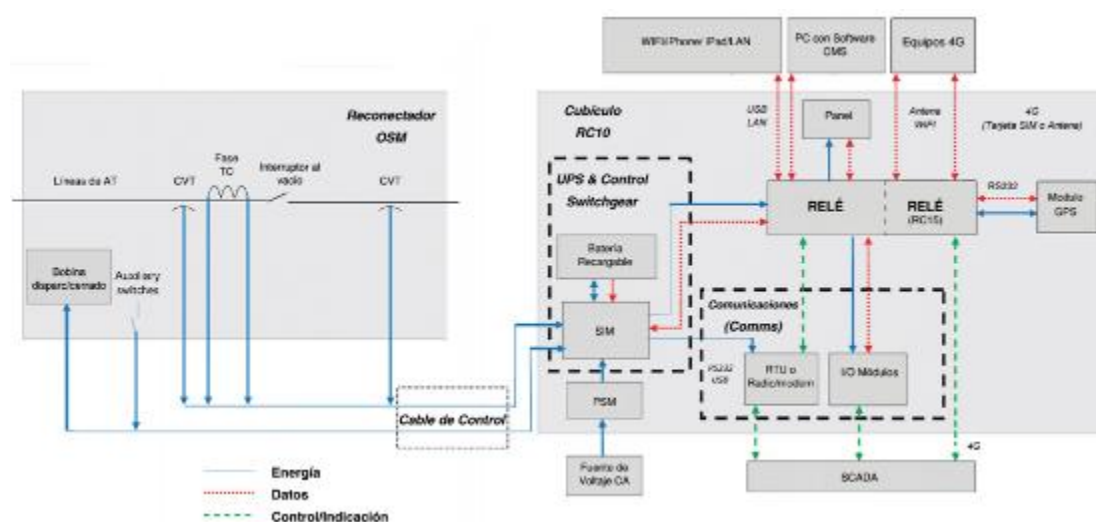


Figura 7: Diagrama de conexiones del Reconectador automático Noja Power.

Fuente: NOJA POWER

Seccionador de media tensión: Dispositivo mecánico que tiene la capacidad de conectar o desconectar un circuito eléctrico de media tensión con una carga limitada debido a su diseño, como se muestra en la figura N° 08.

Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011).



Figura 8: Seccionador tipo Cut-Out.

Fuente: ABB.

Aislador: Es un material aislante que está diseñado para soportar física y mecánicamente a un conductor y separarlo eléctricamente del paso de la energía eléctrica; el material puede de vidrio, porcelana, polímero, entre otros, como se muestra en la figura N° 10.

Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011).



Figura 9 Aislador tipo PIN polímero.

Fuente: INGELEC TECH.

Pararrayo: Es un dispositivo de protección que está diseñado para disipar las sobretensiones de índole interno o externo, protegiendo las instalaciones eléctricas y

evitando la interrupción del servicio de energía eléctrica, como se muestra en la figura N° 11.

Código Nacional de Electricidad – Tomo IV Sistema de distribución.



Figura 10: Pararrayo de polímero.

Fuente: INGELEC TECH.

«Los principales componentes de un sistema integral de re conectores Eléctricos, serán:

Reconectador tripolar, libre de aceite con interrupción en vacío, incluido herraje de sujeción para postes de concreto.

Gabinete de control, comunicaciones y batería con los cables de conexión y accesorios

RTU (Remote Terminals Unit) con **conformal coating/harsh environment**

Espacio en el gabinete de control para Radio/modem con cables de conexión y accesorios

Estructura soporte del reconectador con espacio para instalación de pararrayos

Pararrayos (6 piezas por cada equipo de acuerdo a la tensión de operación)

Transformadores o Sensores de voltaje y corriente.

1 Transformador de servicio para alimentación de control y RTU

Los cuales, estarán sujetos a los siguientes condicionamientos de instalación y combinación correspondiente:

Los Reconectores a adquirir son del tipo de operación **MANUAL / LOCAL / REMOTA** serán instalados en el sistema eléctrico de la CRE y serán comandados desde el COC Centro de Operaciones y Control mediante un sistema SCADA, a través del control local y de forma manual con accionamiento mecánico, (Zaparenckys, 2017)

«Los Reconectores tripolares a adquirir del tipo de operación electrónica serán instalados en el sistema eléctrico de la CRE y serán comandados desde el COC Centro de Operaciones y Control mediante un sistema SCADA.

Los Reconectores tripolares serán montados en un poste de concreto circular mediante la estructura soporte que tendrá espacio para instalar los pararrayos.

El monitoreo y el control del Reconector es efectuado por el gabinete de control y comunicaciones para montaje en poste y es conectado al interruptor a través de un cable de control desenchufable, el cual será de tipo con protección mecánica y contra rayos UV,» (Icomadurosky, 2019)

El Reconector tripolar tendrá operación independiente de la dirección del flujo de la energía

En cuanto a las principales funciones de reconexión necesarias, tenemos que deben comprender a, El software de parametrización de los ajustes de protección del control deberá ser compatible con el sistema operacional Windows, desde la versión Vista hasta la última disponible comercialmente. Los costos de este software deben estar incluidos en el costo total del equipamiento constante de la propuesta.

En conjunto con el software de programación de ajustes, debe ser proporcionado el software para construcción de lógicas programables.

La forma de ingreso de datos de ajustes de Sobrecorriente, en el relé o en el software, podrá ser en unidades de corriente (Amperios) primaria o secundaria o en múltiplos de la corriente nominal (I_n), (Crespo, 2017)

Todas las funciones descritas abajo obligadamente deben tener la opción de ajuste por el panel frontal o por el software de ajustes y programación.

Subestación de distribución: Es un conjunto de elementos eléctricos y mecánicos que tiene la capacidad de transformar la tensión primaria en secundaria, para luego suministrar a los usuarios finales, incluyendo también el alumbrado público. La subestación está conformada por un transformador, equipos de maniobra,

protección, medición y control, tanto en el lado primario y secundario, como se muestra en la figura N° 12.

Instalaciones de Seguridad Pública (Osinerghmin N° 228-2009-OS/CD).

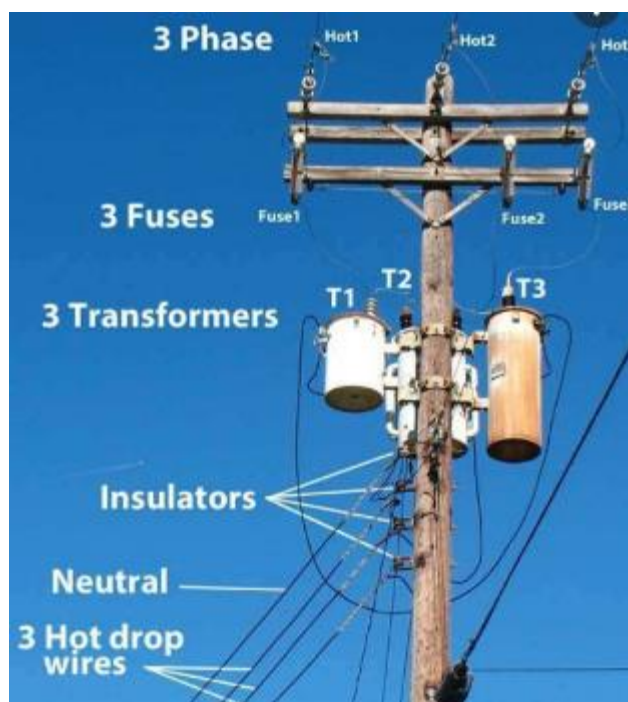


Figura 11: Subestación de distribución.

Fuente: Dirección General de Electricidad.

Puesta a tierra: Es la protección del sistema eléctrico, ya sea de generación, transmisión y distribución, el cual sirve para disipar a tierra las sobretensiones y/o corrientes de falla, como se muestra en la figura N° 13.

Código Nacional de Electricidad- Sistema de Utilización (2006).

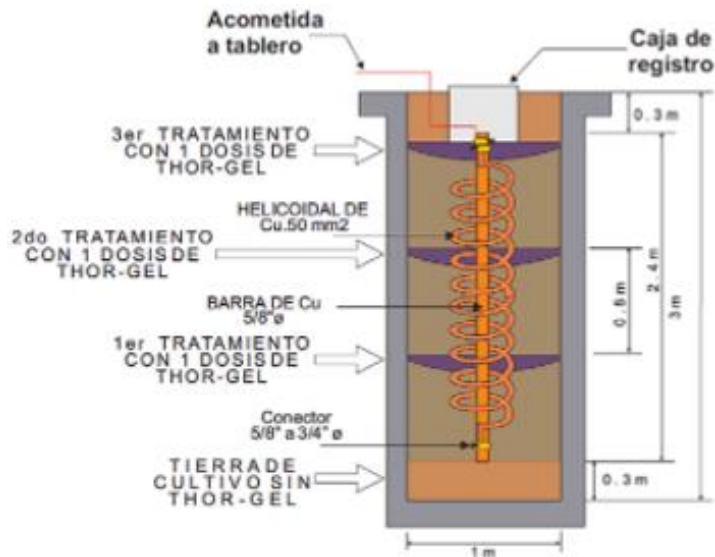


Figura 12: Pozo de tierra.

Fuente: Dirección general de electricidad.

Conductores eléctricos: Es un elemento principal del sistema eléctrico, que sirve para transportar la energía eléctrica, los materiales conductores de la energía eléctrica son diversos como el oro, plata, cobre, aluminio, bronce, entre otros, como se muestra en la figura N° 14.

Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011).



Figura 13: Conductores eléctricos.

Fuente: Dirección general de electricidad.

Relé de protección: Es un dispositivo electrónico que tiene la función de monitorear los parámetros eléctricos, actúan cuando detectan valores que sobrepasan los límites

programados, y una vez detectado la alteración de los parámetros puede ordenar la apertura del circuito, también sirve para realizar el cierre del circuito.

Interrupciones del servicio eléctrico: Es el número y duración mínimo de interrupciones del servicio de energía eléctrica en las actividades de generación, transmisión y distribución para todas las empresas concesionarias en el Perú.

Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (1997).

Fallas en sistemas eléctricos

Las fallas son alteraciones de las condiciones eléctricas y físicas de un sistema eléctrico que se expresa en interrupción y/o deterioro de los elementos del sistema eléctrico; y tenemos cuatro fallas más comunes como: Fallas por contacto entre líneas, fallas por apertura de una o más líneas, fallas consecutivas, y fallas en las bobinas., (Yebera, 2019)

Tipos de falla: Conocemos dos tipos de fallas, en serie y paralelo. Las fallas en serie están ligados a la ruptura de los conductores, no están asociados a tierra u otra fase. Las fallas en paralelo están ligados a cortocircuitos con tierra, con otras fases y a su vez se subdividen en cinco tipos: Monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra, trifásicos, y trifásicos a tierra., (Varela, 2018).

Normas técnicas de calidad de servicio eléctrico: Norma orientado a controlar la calidad de los servicios eléctricos como: Calidad de producto, Calidad de suministro, Calidad de servicio comercial y Calidad de alumbrado público, (Ministerio de Energía y Minas , 2017).

Calidad de servicio eléctrico: Comprende la Norma técnica de calidad de servicio eléctrico (NTCSE) para zona urbana los sectores típicos 1; 2 y 3, y zona rural sectores típicos 4; 5; 6 y SER. En la tabla N°02 se observa aspectos de calidad en la NTCSE – Urbana y en la tabla N°02.1 se observa aspectos de calidad en la NTCSE - Rural.»

Tabla 2 Aspectos de calidad establecidos en la NTCSE – Urbana.

Item	Aspecto de la Calidad	Evalúa	Indicador	Tolerancias	Sanciones / Compensación																								
1	Calidad de Producto	Tensión	$\Delta V_k(\%)$ (% de desviación de la tensión nominal)	<table><tr><td>Nivel de Tensión</td><td>% V nominal</td></tr><tr><td>BT</td><td>$\pm 5\% V_n$</td></tr><tr><td>MT</td><td>$\pm 5\% V_n$</td></tr></table>	Nivel de Tensión	% V nominal	BT	$\pm 5\% V_n$	MT	$\pm 5\% V_n$	Pago de compensación																		
		Nivel de Tensión	% V nominal																										
		BT	$\pm 5\% V_n$																										
		MT	$\pm 5\% V_n$																										
		Frecuencia	$\Delta f_k(\%)$ (% de desviación de la frecuencia nominal) VSF (Variaciones Súbitas) IVDF (Variaciones Diarias)	<table><tr><th>Indicadores</th><th>Tolerancia</th></tr><tr><td>Variaciones Sostenidas ($\Delta f_k(\%)$)</td><td>$\pm 0.6\%$</td></tr><tr><td>Variaciones Súbitas (VSF)</td><td>$\pm 1 \text{ Hz}$</td></tr><tr><td>Variaciones Diarias (IVDF)</td><td>$\pm 600 \text{ Ciclos}$</td></tr></table>	Indicadores	Tolerancia	Variaciones Sostenidas ($\Delta f_k(\%)$)	$\pm 0.6\%$	Variaciones Súbitas (VSF)	$\pm 1 \text{ Hz}$	Variaciones Diarias (IVDF)	$\pm 600 \text{ Ciclos}$	Pago de compensación																
Indicadores	Tolerancia																												
Variaciones Sostenidas ($\Delta f_k(\%)$)	$\pm 0.6\%$																												
Variaciones Súbitas (VSF)	$\pm 1 \text{ Hz}$																												
Variaciones Diarias (IVDF)	$\pm 600 \text{ Ciclos}$																												
Perturbaciones	Pst (Índice de severidad por flicker)	$Pst \leq 1$	No Aplica																										
	THD (Tensiones Armónicas)	Tabla N° 5 NTCSE	No Aplica																										
2	Calidad de Suministro	La continuidad del servicio eléctrico	N (Número total de interrupciones por cliente por semestre) D (Duración total ponderada de interrupciones por cliente)	<table><tr><td rowspan="2">Cliente por Nivel de Tensión</td><td colspan="2">STD 1</td><td colspan="2">STD 2 y STD 3</td></tr><tr><td>N</td><td>D</td><td>N</td><td>D</td></tr><tr><td>Baja Tensión</td><td>6</td><td>10</td><td>8</td><td>13</td></tr><tr><td>Medía Tensión</td><td>4</td><td>7</td><td>6</td><td>10</td></tr><tr><td>Muy Alta y Alta tensión</td><td>2</td><td>4</td><td>3</td><td>6</td></tr></table>	Cliente por Nivel de Tensión	STD 1		STD 2 y STD 3		N	D	N	D	Baja Tensión	6	10	8	13	Medía Tensión	4	7	6	10	Muy Alta y Alta tensión	2	4	3	6	Pago de compensación
Cliente por Nivel de Tensión	STD 1		STD 2 y STD 3																										
	N	D	N	D																									
Baja Tensión	6	10	8	13																									
Medía Tensión	4	7	6	10																									
Muy Alta y Alta tensión	2	4	3	6																									

Item	Aspecto de la Calidad	Evalúa	Indicador	Tolerancias	Sanciones / Compensación										
3	Calidad de Servicio Comercial	Trato al cliente	Plazos máximos de atención	<table><tr><th>Indicadores</th><th>Tolerancia</th></tr><tr><td>Tiempo de atención de solicitudes</td><td>Variable desde 7 días hasta un año</td></tr><tr><td>Tiempo de atención de reclamos</td><td>30 días hábiles</td></tr><tr><td>Tiempo de atención en centros de pago</td><td>15 minutos</td></tr><tr><td>Tiempo de reconexión del servicio</td><td>24 horas después del pago</td></tr></table>	Indicadores	Tolerancia	Tiempo de atención de solicitudes	Variable desde 7 días hasta un año	Tiempo de atención de reclamos	30 días hábiles	Tiempo de atención en centros de pago	15 minutos	Tiempo de reconexión del servicio	24 horas después del pago	Sanción
		Indicadores	Tolerancia												
		Tiempo de atención de solicitudes	Variable desde 7 días hasta un año												
		Tiempo de atención de reclamos	30 días hábiles												
Tiempo de atención en centros de pago	15 minutos														
Tiempo de reconexión del servicio	24 horas después del pago														
Medios a disposición del cliente	Requerimientos mínimos exigidos	- Facturas; - Registros de reclamos; - Centros de atención telefónica/fax	Sanción												
Precisión de la Medida de la energía facturada	Sd (%) (% Suministros con deficiencias en el sistema de medición)	Sd (%): 5%	Sanción												
4	Calidad de Alumbrado Público	Niveles de iluminación	I(%) (Longitud porcentual de vías con alumbrado deficiente)	I(%): 10%	Pago de compensación										

Fuente: Norma técnica de calidad de servicio eléctrico (NTCSE) para zona urbana los sectores típicos 1; 2 y 3.

Tabla 2.1 Aspectos de calidad establecidos en la NTCSE – Rural.

Ítem	Aspecto de la Calidad	Evalúa	Indicador	Tolerancias	Sanciones/Compensación																			
1	Calidad de Producto	La calidad de tensión	$\Delta V_k(\%)$ (%de desviación de la tensión nominal)	<table><tr><th>Nivel tensión</th><th>% $V_{nominal}$</th></tr><tr><td>BT</td><td>$\pm 7.5\%V_n$</td></tr><tr><td>MT</td><td>$\pm 6\%V_n$</td></tr></table>	Nivel tensión	% $V_{nominal}$	BT	$\pm 7.5\%V_n$	MT	$\pm 6\%V_n$	Pago de Compensación													
Nivel tensión	% $V_{nominal}$																							
BT	$\pm 7.5\%V_n$																							
MT	$\pm 6\%V_n$																							
2	Calidad de Suministro	La continuidad del servicio eléctrico	NIC (Número de interrupciones Promedio por cliente) DIC (Duración ponderada acumulada de interrupciones por cliente)	<table><tr><th rowspan="2">Nivel tensión</th><th colspan="2">SDT 4</th><th colspan="2">SDT 5, E y SER</th></tr><tr><th>NIC</th><th>DIC</th><th>NIC</th><th>DIC</th></tr><tr><td>MT</td><td>07</td><td>17</td><td>07</td><td>28</td></tr><tr><td>BT</td><td>10</td><td>25</td><td>10</td><td>40</td></tr></table>	Nivel tensión	SDT 4		SDT 5, E y SER		NIC	DIC	NIC	DIC	MT	07	17	07	28	BT	10	25	10	40	Pago de Compensación
Nivel tensión	SDT 4		SDT 5, E y SER																					
	NIC	DIC	NIC	DIC																				
MT	07	17	07	28																				
BT	10	25	10	40																				
3	Calidad de Servicio Comercial	Trato al Cliente	Plazos máximos de atención	- Solicitudes de nuevos suministros - Reconexiones - otros	Sanción																			
		Medios a disposición del Cliente	Requerimientos mínimos exigidos	- Facturas claras y correctas - Registro de reclamaciones - Centros de atención	Sanción																			
		Precisión de la Medida de la energía facturada	Sd (%) (% Suministros con deficiencias en el sistema de medición)	5%	Sanción																			
4	Calidad de Alumbrado Público	La operatividad del AP	n (%) (Índice de lámparas apagadas)	2%	Sanción																			

Fuente: Norma técnica de calidad de servicio eléctrico rural (NTCSER) para zona rural y los sectores típicos 4; 5 y 6 SER.

Confiabilidad del servicio eléctrico: Es el nivel de confianza de operación del servicio de energía eléctrica, permitiendo la continuidad y calidad del servicio a los usuarios, mediante la aplicación de estrategias de mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos de manera oportuna; a su vez dicha confiabilidad permite medir los índices de SAIDI y SAIFI. . (Gonzales, 2017)

La confiabilidad está relacionada estrechamente con la Suficiencia, Seguridad y Calidad, se muestra en figura N°15. (Diaz, 2017)

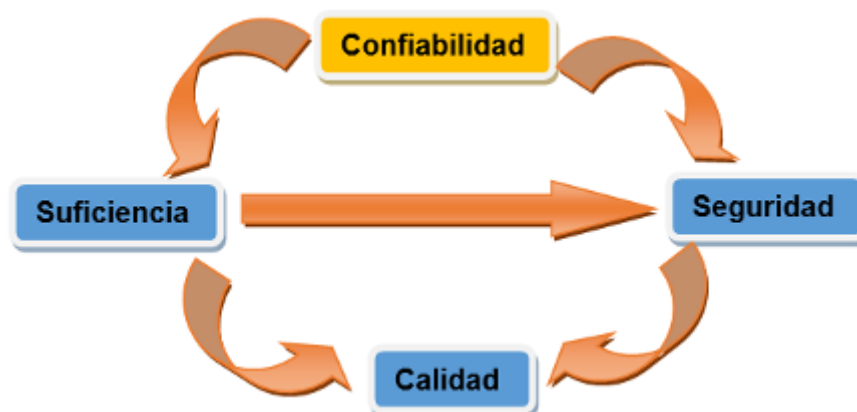


Figura 14 : Esquema de Confiabilidad

Fuente: (Molina y Pilco, 2021)

Suficiencia: «Son instalaciones eléctricas que cubren las demandas de las cargas a través de los sistemas de generación, transmisión y distribución.», (Nakamura, 2016)

Seguridad: «Es aquel sistema eléctrico que tiene la capacidad de soportar cualquier contingencia con características dinámicas,» (Rudnick, 2017)

Calidad: »Es un servicio con los parámetros eléctricos aceptables conforme a las tolerancias permisibles, así mismo ofrece continuidad del servicio», (Sialer, 2018)

Calidad de suministro: Es la continuidad del servicio de energía eléctrica brindado a los clientes, el cual es controlada cada 6 meses calendarios por el Osinergmin en su condición de ente fiscalizador. La calidad de suministro se mide por el número de interrupciones del servicio eléctrico, tiempo de duración y la energía dejada de suministrar, los motivos pueden ser por diversas causas como mantenimiento programado, desconexiones, fallas, entre otros. El tiempo mínimo de interrupción del servicio es de 3 minutos, Ver el Figura N°17.

Tabla 3 **Cuadro de tolerancia de interrupciones en sistemas de distribución.**

Indicador	Tolerancia	
	Alta tensión	Media tensión
N: Número de interrupciones (Interrupciones/Semestre)	2	4
D: Duración total ponderada de interrupciones (Horas/Semestre)	4	7

Fuente: Norma técnica de calidad de servicios eléctricos (1997).

IV.- MARCO METODOLOGICO

Tipo y diseño de investigación

Tipo de investigación

Será de tipo aplicada, porque se hará uso de las bases teóricas, con lo cual se determinará y se propondrá una mejora de la confiabilidad del Alimentador seleccionado

Diseño de investigación

Será no experimental, porque se analiza la variable dependiente confiabilidad.

Variables y Operacionalización

Variables

Variable Dependiente cuantitativa

Indicadores SAIDI y SAIFI.

Variable Independiente cuantitativa

Mejoramiento Alimentador A1096

Operacionalización de variables

La tabla de Operacionalización se encuentra en el anexo A.

Población, muestra y muestreo

Población

Sistema de Media Tensión de Piura

Equipos de corte y protección	Cantidad
Seccionadores de la línea troncal	05
Seccionadores de las derivaciones	59
Reconectador de la línea troncal	01
Total	65

Fuente: Osinergmin

Tabla 4 Equipos que Constituirán la población de estudio

Muestra

Sistema de Media tensión alimentador A1096, es decir todos los equipos de la red de Piura son el universo y los del alimentador A1096 la muestra.

Muestreo

No probabilístico por conveniencia del autor

Unidad de análisis

Equipos de corte y protección de alimentadores.

Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se realizará con las técnicas de análisis documental obtenido de la empresa Electro Noroeste, las cuales serán:

- Búsqueda de datos de fuente secundaria, de los estudios realizados por la empresa ENOSA, de la troncal A1096, y/o de troncales similares

Procedimientos

El proceso de desarrollo del presente estudio cuenta con las siguientes etapas, de acuerdo a los objetivos unos y dos:

Etapas 1: Se simulará, analizará y data secundaria con el software Digsilent la confiabilidad actual del alimentador A1096, con los datos proporcionados por la empresa Electro Noroeste, tales como el diagrama unifilar y el registro de interrupciones y otros datos requeridos , para el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI

Etapas 2: Se hará la inspección en campo y se actualizará el diagrama unifilar del alimentador A1096

Etapas 3: Se simulará, analizará y determinará con la data secundaria y el software Digsilent la confiabilidad del alimentador A1096.

Método de análisis de datos

Para el procesamiento y análisis de datos se realizará con toda la información proporcionada por la empresa Electro Nor Oeste, estos datos se introducirán al software Digsilent Power Factory, el cual procesará y arrojará los resultados para que posteriormente sean verificados y analizados mediante tablas comparativas.

Aspectos éticos

Los investigadores de este trabajo se comprometen a realizar un trabajo verídico y honesto, con información y resultados reales, de la misma forma procederán todas aquellas personas que formarán parte de esta investigación.

V.- DESARROLLO

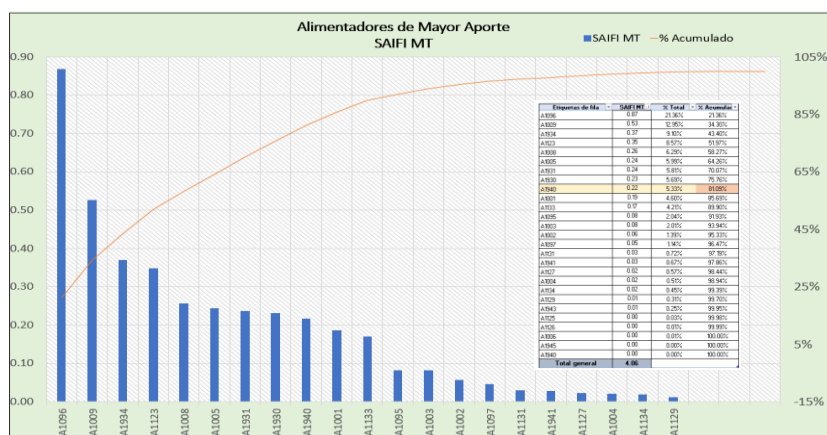
5.1.- DETERMINAR EL ESTADO DE FALLA DE TODO EL ALIMENTADOR A1096, DEL CONCESIONARIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE PIURA, EXPRESADO EN SUS INDICADORES SAIFI Y SAIDI, MEDIANTE DATA SECUNDARIA PRODUCIDA POR EL SOFTWARE DIGSILENT

El sistema eléctrico Piura, cuenta con 27 alimentadores de media tensión. A continuación se muestra el aporte en el SAIFI y SAIDI, siendo el alimentador A1096 el de mayor aporte con 21% en SAIFI en el sistema eléctrico Piura:

SE0081- PIURA	SAIFI	SAIDI	%SAIFI	%SAIDI
A1096	0.87	1.01	0.21	0.15
A1009	0.53	0.47	0.13	0.07
A1934	0.37	1.10	0.09	0.17
A1123	0.35	0.94	0.09	0.14
A1008	0.26	0.18	0.06	0.03
A1005	0.24	0.45	0.06	0.07
A1931	0.24	0.67	0.06	0.10
A1930	0.23	0.27	0.06	0.04
A1940	0.22	0.51	0.05	0.08
A1001	0.19	0.13	0.05	0.02
A1133	0.17	0.28	0.04	0.04
A1095	0.08	0.08	0.02	0.01
A1003	0.08	0.07	0.02	0.01
A1002	0.06	0.05	0.01	0.01
A1097	0.05	0.07	0.01	0.01
A1131	0.03	0.10	0.01	0.02
A1941	0.03	0.05	0.01	0.01
A1127	0.02	0.03	0.01	0.00
A1004	0.02	0.04	0.01	0.01
A1134	0.02	0.04	0.00	0.01
A1129	0.01	0.06	0.00	0.01
A1943	0.01	0.01	0.00	0.00
A1125	0.00	0.00	0.00	0.00
A1126	0.00	0.00	0.00	0.00
A1006	0.00	0.00	0.00	0.00
A1945	0.00	0.00	0.00	0.00
A1940	0.00	0.00	0.00	0.00
Total general	4.06	6.63		

Figura 15 Contribución en el SAIFI y SAIDI de alimentadores de MT SE Piura

Pareto: SAIFI



Instalación de extensores de línea de fuga en alimentadores críticos con coordinación con Imagen Institucional para difundir información a los usuarios como medidas preventivas.

Actividad predictiva de termografía y ultrasonido en alimentadores MT.

Cumplimiento del Plan de Mantenimiento y cumplimiento estricto de los tiempos de los mantenimientos programados.

Acciones para mejorar SAIDI

Equipos de protección y maniobra teleoperados en los sistemas eléctricos: seccionadores tripolares, Recloser Operando, Sensores Falla.

Mayor capacidad de respuesta (cuadrillas de emergencia ubicadas estratégicamente) para atención de fallas en zonas urbanas y rurales.

Ejecución de Obras en Alim. Críticos, y cobertura de partes aislantes en zonas críticas.

Considerando exoneración de compensaciones por mejora de redes MT.

Los índices de confiabilidad que son utilizados para redes eléctricas tienen como función cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo.

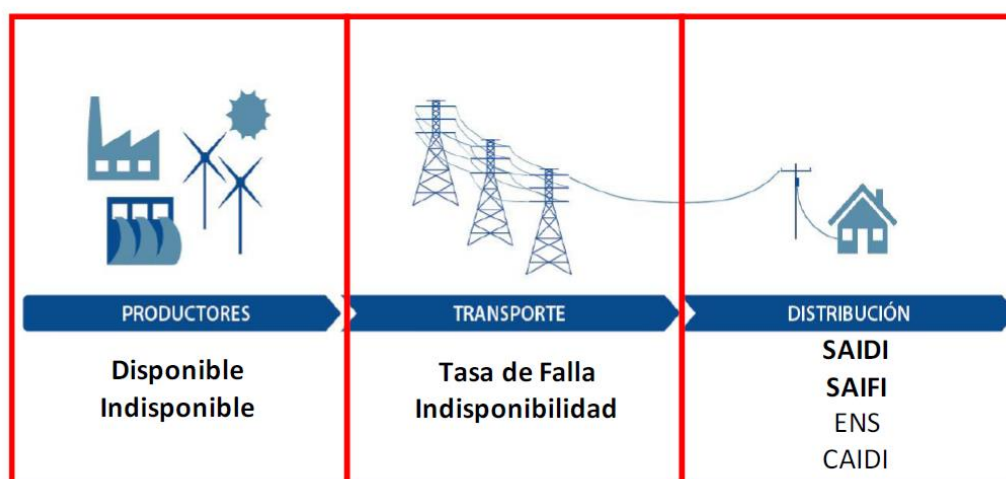


Figura 17 Índices de Confiabilidad del Sistema Eléctrico

Fuente: Osinerg

Se conoce que la fuente básica para obtener los índices de confiabilidad son la tasa de fallas y tiempo de reparación. En la siguiente figura se muestra los dos parámetros

a considerar para poder realizar el cálculo de confiabilidad y los resultados que se obtienen.

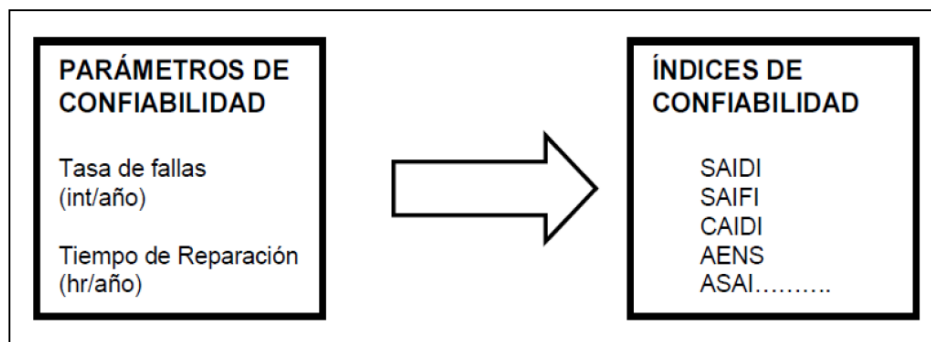


Figura 18 Índices de Confiabilidad del Sistema Eléctrico

Fuente: Osinerg

De acuerdo a la norma *IEEE STANDARD 1366 (2012)*, Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, se especifican 13 índices de confiabilidad las cuales se hallan agrupadas dentro de la clasificación indicada líneas arriba, destacándose las siete (7) más importantes, que se detallan a continuación:

SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema).

SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema).

CAIDI (índice de duración de interrupción promedio por cliente interrumpido).

CAIFI (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente).

ASAI (índice de disponibilidad promedio del servicio).

ASIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado).

ASIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado).

Para el presente trabajo de investigación, utilizamos principalmente los siguientes indicadores

Índice de confiabilidad SAIFI

Según el procedimiento *OSINERG N° 074-OS/CD (2004)* el Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Numero Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}} \quad (\text{veces})$$

Índice de confiabilidad SAIDI

Según OSINERG N° 074-OS/CD (2004) el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción. Matemáticamente, esto se da en la siguiente ecuación.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo de interrupcion a los usuarios}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}} \quad (\text{horas})$$

CÁLCULO DE LA CONFIABILIDAD

Para evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución, se usan principalmente los indicadores SAIFI y SAIDI. A continuación, se desarrolla un ejemplo de aplicación en base al artículo de R. Billinton and E. Wojczynski llamado *“Distributional Variation of Distribution System Reability Indices”*.

Ejemplo de aplicación 01:

En este ejemplo se desarrolla el cálculo de confiabilidad en base al artículo de R. Billinton and E. Wojczynski llamado *“Distributional Variation of Distribution System Reability Indices”*. Se desarrolla un ejemplo del cálculo de confiabilidad mediante:

Calculo de confiabilidad mediante un registro de interrupciones.

Calculo de confiabilidad manualmente.

Calculo de confiabilidad con el Software DigSilent Power Factory para ello se ha tomado como sistema de prueba la configuración radial de distribución simple como muestra la siguiente figura, luego compararemos los resultados de los indicadores SAIDI y SAIFI con los tres métodos de cálculo.

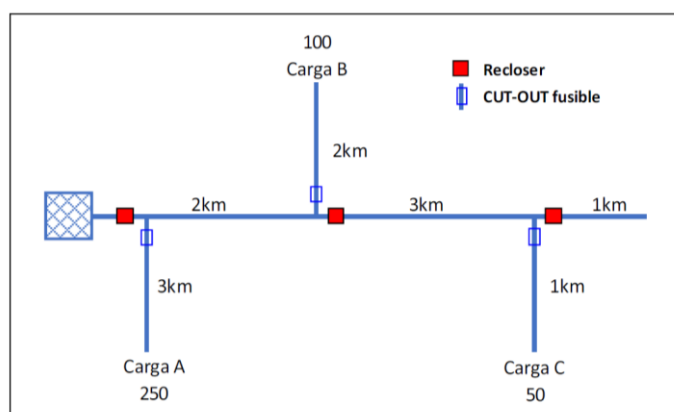


Figura 19 Configuración Radial Simple

Fuente: Elaboración Propia

En este sistema de prueba, los equipos de protección están normalmente cerrados y los puntos de carga A, B y C se alimentan de los tramos troncales mediante fusibles laterales.

Se asume que los puntos de carga A, B y C tienen 250, 100 y 50 clientes respectivamente.

Cálculo de confiabilidad mediante un registro de interrupciones

Las empresas concesionarias de distribución realizan el cálculo de los índices de confiabilidad SAIFI y SAIDI en base al procedimiento aprobado con resolución Osinergmin N° 074-OS/CD.

Alimentador	Codigo Interrupcion Empresa	Causa	Inicio	Fin	Afectados	Duracion	Codigo Instalacion Salio	Total Usuarios SELEC
O-161	48163	Por Expansión o reforzamiento de redes	03/03/2019 05:30	03/03/2019 13:34	368	8.07	O-161	4108
O-161	48441	Por Expansión o reforzamiento de redes	13/04/2019 04:00	13/04/2019 08:55	368	4.92	O-161	4108
O-161	48613	Bajo nivel de aislamiento(Aislador Roto/Tensión Inadecuada)	26/05/2019 06:04	26/05/2019 06:21	368	0.28	O-161	4108
O-161	48634	Por Expansión o reforzamiento de redes	02/06/2019 05:00	02/06/2019 10:03	368	5.05	O-161	4108
O-161	48938	Por Expansión o reforzamiento de redes	21/07/2019 05:00	21/07/2019 11:42	368	6.70	O-161	4108
O-161	49177	Bajo nivel de aislamiento(Aislador Roto/Tensión Inadecuada)	20/08/2019 13:17	20/08/2019 14:50	368	1.55	O-161	4108
O-161	49520	Caída de conductor de red	19/10/2019 13:29	19/10/2019 13:38	368	0.15	O-161	4108
O-161	49532	Por Expansión o reforzamiento de redes	26/10/2019 07:00	26/10/2019 12:00	368	5.00	O-161	4108
O-161	49551	Bajo nivel de aislamiento(Aislador Roto/Tensión Inadecuada)	28/10/2019 14:25	28/10/2019 14:33	368	0.13	O-161	4108
O-161	49561	Bajo nivel de aislamiento(Aislador Roto/Tensión Inadecuada)	30/10/2019 12:08	30/10/2019 12:19	368	0.18	O-161	4108
O-161	49563	Corte de emergencia(No incluidos en PM y PE)	30/10/2019 17:00	30/10/2019 17:39	368	0.65	O-161	4108
O-161	49745	Corte de emergencia(No incluidos en PM y PE)	01/12/2019 22:16	01/12/2019 22:26	368	0.17	O-161	4108
O-161	49827	Bajo nivel de aislamiento(Aislador Roto/Tensión Inadecuada)	16/12/2019 00:14	16/12/2019 01:14	368	1.00	O-161	4108
O-161	49641	Por Expansión o reforzamiento de redes	20/11/2019 16:00	20/11/2019 17:10	90	1.17	PS055	4108
O-161	48430	Caída de conductor de red	07/04/2019 05:24	07/04/2019 06:24	251	1.00	PSA030	4108
O-162	49741	Bajo nivel de aislamiento(Aislador Roto/Tensión Inadecuada)	01/12/2019 08:04	01/12/2019 09:30	38	1.43	SSA02	4108
O-162	48083	Falla equipo(transformador, interruptor, seccionador de potencia)	18/02/2019 06:45	18/02/2019 08:25	98	1.67	SSA01	4108

Tabla 5 Reporte de Interrupciones: Electronoroeste

De la misma forma, mediante un registro de interrupciones modelo, se procedió a calcular los valores del SAIFI y SAIDI.

Sección	Horas (h)	Long (km)	Afectados	Total Usuarios	SAIFI	SAIDI	λ (f/km/año)	r (h)
T(2km)	0.5	2	400	400	1	0.5	1.0	0.5
T(2km)	0.5		400	400	1	0.5		
T(3km)	1	3	50	400	0.125	0.125	1.0	1.0
T(3km)	1		50	400	0.125	0.125		
T(3km)	1		50	400	0.125	0.125		
T(1km)	2	1	0	400	0	0	3.0	2.0
T(1km)	2		0	400	0	0		
T(1km)	2		0	400	0	0		
L(A)	1	3	250	400	0.625	0.625	1.0	1.0
L(A)	1		250	400	0.625	0.625		
T(A)	1		250	400	0.625	0.625		
L(B)	2	2	100	400	0.25	0.5	1.5	2.0
L(B)	2		100	400	0.25	0.5		
L(B)	2		100	400	0.25	0.5		
L(C)	3	1	50	400	0.125	0.375	4.0	3.0
L(C)	3		50	400	0.125	0.375		
L(C)	3		50	400	0.125	0.375		
L(C)	3		50	400	0.125	0.375		
Total ALM					5.50	6.25		

Tabla 6 Cálculo de Confiabilidad mediante un registro de interrupciones

Fuente: Enosa

Entonces, los índices de confiabilidad calculados mediante un registro de interrupciones son: $SAIFI = 5.50$ $SAIDI = 6.25$

Cálculo de confiabilidad manualmente

Este cálculo se realiza en base al artículo de R. Billinton and E. Wojczynski llamado “Distributional Variation of Distribution System Reliability Indices”.

Utilizando las siguientes ecuaciones básicas, se construye la siguiente tabla.

$$\lambda_s = \sum \lambda_i \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right)$$

$$r_s = \frac{\sum \lambda_i \times r_i}{\sum \lambda_i} \left(\frac{\text{horas}}{\text{falla}} \right)$$

$$U_s = \lambda_s \times r_s \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)$$

Sección Troncal (km)	Carga A			Carga B			Carga C		
	λ (f/año)	r (h)	λr (h/año)	λ (f/año)	r (h)	λr (h/año)	λ (f/año)	r (h)	λr (h/año)
2	2.0	0.5	1.0	2.0	0.5	1.0	2.0	0.5	1.0
3	-	-	-	-	-	-	3.0	1.0	3.0
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lateral (km)									
	λ (f/año)	r (h)	λr (h/año)	λ (f/año)	r (h)	λr (h/año)	λ (f/año)	r (h)	λr (h/año)
3	3.0	1.0	3.0	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	3.0	2.0	6.0	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	4.0	3.0	12.0
Total	5.00	0.80	4.00	5.00	1.40	7.00	9.00	1.78	16.00

Tabla 7 Procedimientos de Calculo Manual – Caso Base

Fuente: Elaboración Propia

De donde los cálculos resumidos serán los parámetros de confiabilidad por cada punto de carga

Parámetros	Carga A	Carga B	Carga C
λ - fallas/año	5.00	5.00	9.00
r- horas/falla	0.80	1.40	1.78
U- horas/año	4.00	7.00	16.00

Tabla 8 Calculo de Parámetros de Confiabilidad por cada punto de carga

Fuente: Elaboración Propia

Es posible calcular manualmente los índices de confiabilidad a través de las siguientes ecuaciones:

$$SAIFI = \sum_{i=1}^n \lambda_i \times \frac{N_i}{N_T}$$

$$SAIDI = \sum_{i=1}^n r_i \times \frac{N_i}{N_T}$$

De Donde:

λ_i : Tasa de falla del tramo

r_i : Tiempo de reparación

N_i : Número de clientes

N_T : Número total de clientes del sistema

n: Número de eventos

Estas ecuaciones se desarrollaron según la tabla 2 del artículo de R. Billinton and E. Wojczynski llamado “Distributional Variation of Distribution System Reability Indices” Entonces, los índices de confiabilidad calculados manualmente son:

Para el cálculo del SAIFI:

$$SAIFI = \frac{(250)(5.00) + (100)(5.00) + (50)(9.00)}{250 + 100 + 50}$$

$$SAIFI = \frac{2200}{400} = 5.50$$

Luego procederemos a la evaluación del SAIDI:

$$SAIDI = \frac{(250)(4.00) + (100)(7.00) + (50)(16.00)}{250 + 100 + 50}$$

$$SAIDI = \frac{2500}{400} = 6.25$$

Procedimiento de cálculo de confiabilidad con el software DigSilent Power Factory

Para realizar el cálculo de confiabilidad mediante el software DigSilent Power Factory se debe seguir el siguiente procedimiento como muestra el siguiente diagrama de flujo.

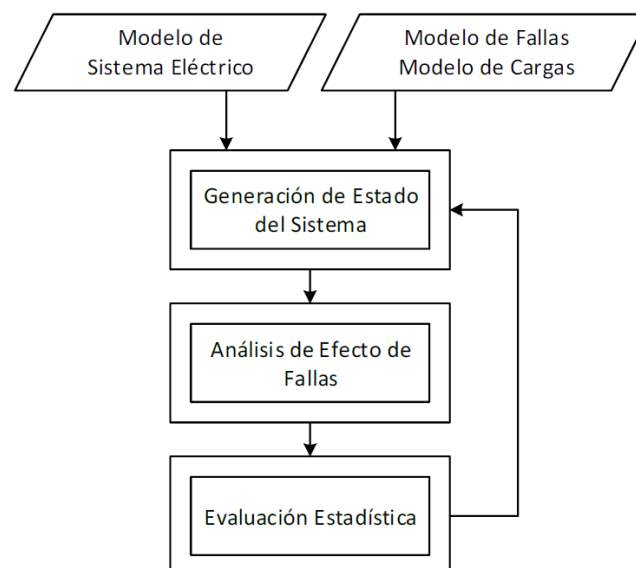


Figura 20 Diagrama de procedimiento con Digsilent Power Factory

Los elementos principales que se toman en consideración para modelar la red de distribución radial de media tensión son:

Tramos del alimentador aéreos y/o subterráneos, su longitud en (km).

Subestaciones de distribución, potencia instalada, número de clientes.

Equipos de protección.

Los tramos del alimentador se definen como conductores eléctricos separados por equipos de protección.

Dicho esto, procedemos a modelar la configuración radial simple, manteniendo los datos del ejemplo de aplicación 1.

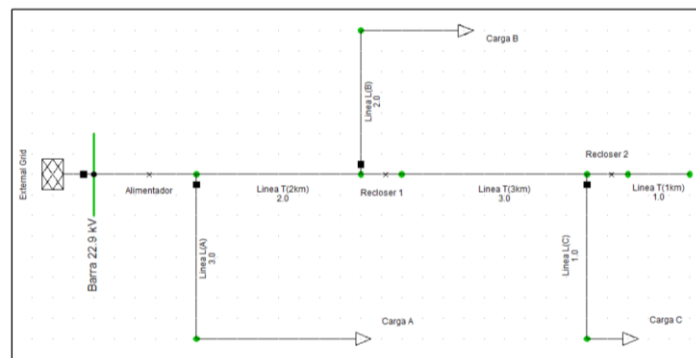


Figura 21 Configuración radial simple en Digsilent Power Factory

Se asignó modelo de falla para cada tramo de línea y por cada componente de acuerdo a la tabla 1, haciendo uso del módulo de confiabilidad del Software DigSilent Power Factory.

Figura 22 Modelo de Falla para el tramo de Línea T (2 Kms)

Fuente: Elaboración Propia

Line Type Failures - Equipment Type Library\T(3km).StoTypeLine *

Basic Data

Earth Fault

Name: T(3km)

Sustained Failures

Failure Frequency: 1.0 1/(a*km)

Outage Expectancy: 1.0 h/(a*km)

Repair Duration: 1.0 h

Transient Faults

Transient Fault Frequency: 0.0 1/(a*km)

OK

Cancel

Figura 23 Modelo de falla para el tramo de Línea T (3 Kms)

Fuente: Elaboración Propia

Line Type Failures - Equipment Type Library\T(1km).StoTypeLine

Basic Data

Earth Fault

Name: T(1km)

Sustained Failures

Failure Frequency: 3.0 1/(a*km)

Outage Expectancy: 6.0 h/(a*km)

Repair Duration: 2.0 h

Transient Faults

Transient Fault Frequency: 0.0 1/(a*km)

OK

Cancel

Figura 24 Modelo de Falla para el Tramo de Línea T (1 Km)

Fuente: Elaboración Propia

Line Type Failures - Equipment Type Library\L(A).StoTypeLine

Basic Data

Earth Fault

Name: L(A)

Sustained Failures

Failure Frequency: 1.0 1/(a*km)

Outage Expectancy: 1.0 h/(a*km)

Repair Duration: 1.0 h

Transient Faults

Transient Fault Frequency: 0.0 1/(a*km)

OK

Cancel

Figura 25 Modelo de Falla para el Tramo Línea L (A)

Line Type Failures - Equipment Type Library\L(B).StoTypne

Basic Data

Earth Fault

Name: L(B)

Sustained Failures

Failure Frequency: 1.5 1/(a*km)

Outage Expectancy: 3. h/(a*km)

Repair Duration: 2. h

Transient Failures

Transient Fault Frequency: 0. 1/(a*km)

OK

Cancel

Figura 26 Modelo de Falla para el Tramo de Línea L (B)

Fuente: Elaboración Propia

Line Type Failures - Equipment Type Library\L(C).StoTypne

Basic Data

Earth Fault

Name: L(C)

Sustained Failures

Failure Frequency: 4. 1/(a*km)

Outage Expectancy: 12. h/(a*km)

Repair Duration: 3. h

Transient Failures

Transient Fault Frequency: 0. 1/(a*km)

OK

Cancel

Figura 27 Modelo de falla para el tramo de Línea L (C)

Fuente: Elaboración Propia

Ingresamos los equipos de protección en diferentes puntos de la red y los pintamos de colores para su mejor representación.

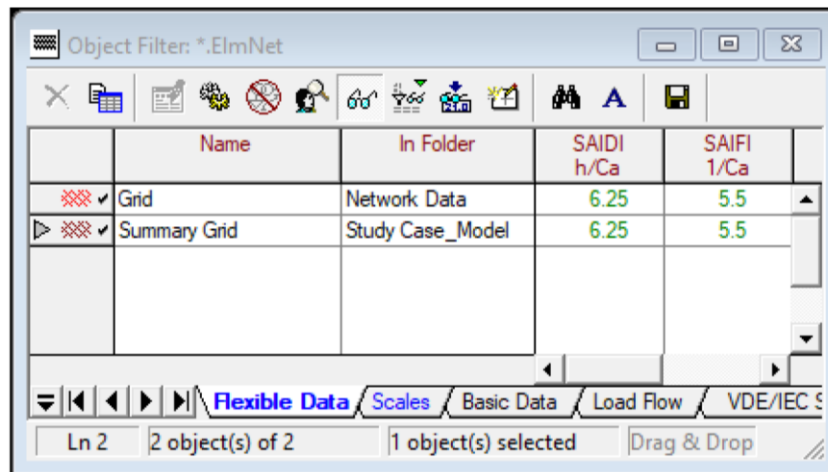
De Donde:

LPIF(1/a): Frecuencia de Interrupción del Punto de Carga (tasa de falla)

AID(h): Duración Promedio de la Interrupción (tiempo de reparación)

LPIT(h/a): Tiempo de Interrupción del Punto de Carga. (indisponibilidad)

Finalmente, ejecutamos el cálculo de confiabilidad presionando el botón (Reliability) en DigSilent Power Factory y se obtiene los siguientes resultados



	Name	In Folder	SAIDI h/Ca	SAIFI 1/Ca
<input checked="" type="checkbox"/>	Grid	Network Data	6.25	5.5
<input checked="" type="checkbox"/>	Summary Grid	Study Case_Model	6.25	5.5

Flexible Data / Scales / Basic Data / Load Flow / VDE/IEC S

Ln 2 2 object(s) of 2 1 object(s) selected Drag & Drop

Figura 30 Cálculo de los Índices de confiabilidad con DigSilent Power Factory

Fuente: Elaboración Propia

Entonces, los índices de confiabilidad calculados con el Software DigSilent Power Factory son:

$$SAIFI = 5.50$$

$$SAIDI = 6.25$$

Ahora, compararemos los resultados de los indicadores SAIFI y SAIDI con los tres métodos de cálculo mediante una tabla como se muestra a continuación:

Cálculo de confiabilidad	SAIFI	SAIDI
	1/Ca	h/Ca
Registro de interrupciones	5.50	6.25
Manualmente	5.50	6.25
Software DigSilent Power Factory	5.50	6.25

Figura 31 Comparación de SAIFI y SAIDI con los tres métodos de Cálculo

Fuente: Elaboración Propia

De la figura anterior, podemos observar y comprobar que los valores de SAIFI y SAIDI calculados mediante un “registro de interrupciones”, “manualmente” y con el “software DigSilent Power Factory” son idénticos. Ahora, para apreciar que contingencias (n-1) ha considerado para el cálculo el software DigSilent Power Factory, podemos presionar el botón (show contingencies)

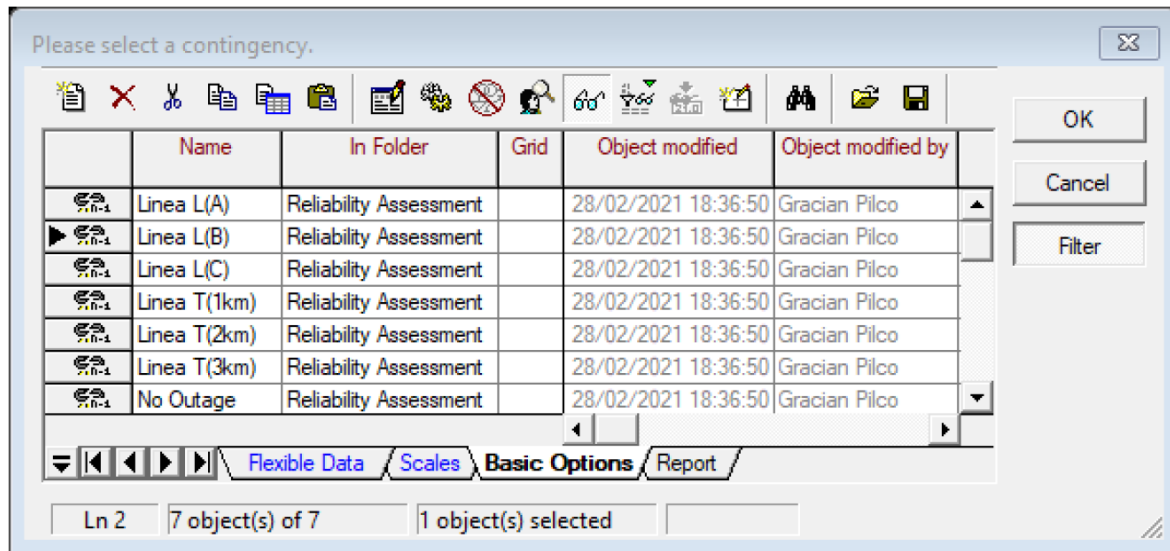


Figura 32 Contingencias de la Red Radial Simple

Fuente: Elaboración Propia

Como podemos observar en la figura anterior el software DigSilent Power Factory realiza el análisis de contingencias para cada tramo del alimentador al cual se le conoce como numeración de estados.

Como ejemplo vamos a simular una falla en el tramo troncal “Línea T(3km)”, primero ejecutamos confiabilidad presionando el botón (Reliability), luego presionamos el botón (start trace) y nos mostrará la siguiente ventana.

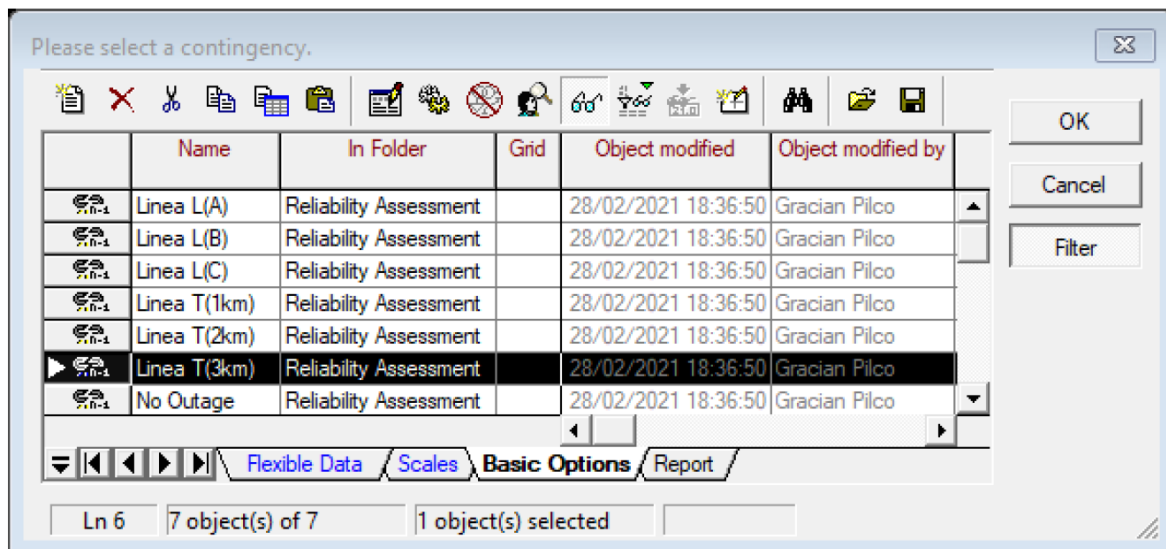


Figura 33 Análisis de Contingencia para la Línea T (3 Kms)

Fuente: Elaboración Propia

Seguidamente damos “OK” y nos muestra la simulación de una falla en la “Línea T(3km)”.

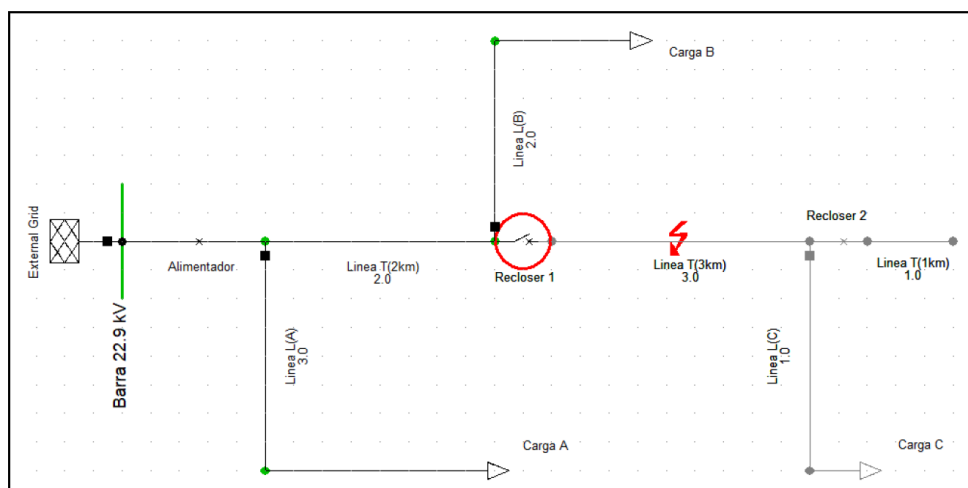


Figura 34 Simulación de falla en un tramo troncal de la red radial simple

Fuente: Enosa

De la figura anterior podemos observar que una vez ocurrido la falla en la “Línea T(3km)”, el que despeja la falla es el equipo de protección más cercano (Recloser 1). De la misma manera podemos simular una falla en el tramo lateral “Línea L(A)” y nos muestra la siguiente figura:

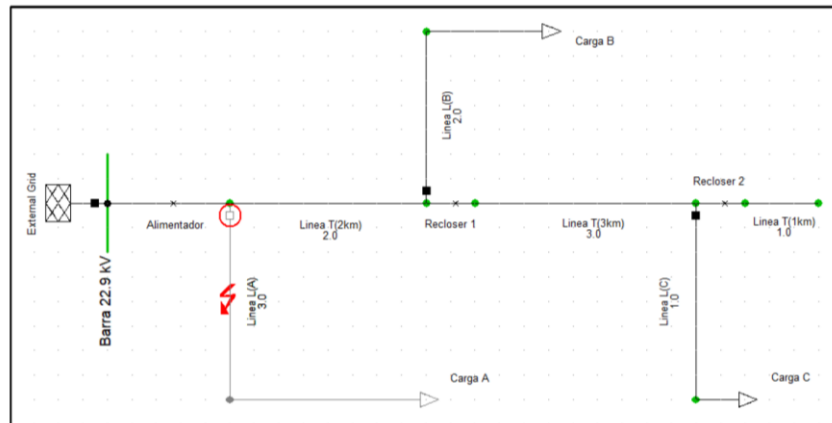


Figura 35 Simulación de falla en un tramo lateral de la red radial simple

Fuente: Enosa

De la figura anterior podemos observar que una vez ocurrido la falla en la “Línea L(A)”, el equipo de protección que despeja la falla es el seccionador fusible tipo Cut-Out. Entonces, una falla va ser despejada donde se tenga ubicado los equipos de protección considerando que estos equipos son 100% selectivos.

Ubicación Óptima de Equipos de Protección de Forma Manual

El criterio utilizado para la ubicación de equipos de protección se desarrolla en función al mejoramiento de los indicadores de confiabilidad “SAIFI y SAIDI”.

Tomando los datos y como muestra la configuración radial de la figura 26, se determinó la ubicación óptima de equipos de protección manualmente.

La configuración radial cuenta con 5 equipos de protección (2 reclosers y 3 seccionadores fusible tipo Cut Out) a lo largo de la red y un equipo de protección en la salida del alimentador (recloser).

Para determinar las ubicaciones óptimas de equipos de protección, se procedió a eliminar los 5 equipos de protección que se tiene en el recorrido de la red de distribución, dejando únicamente el equipo de protección que se encuentra en la salida del alimentador.

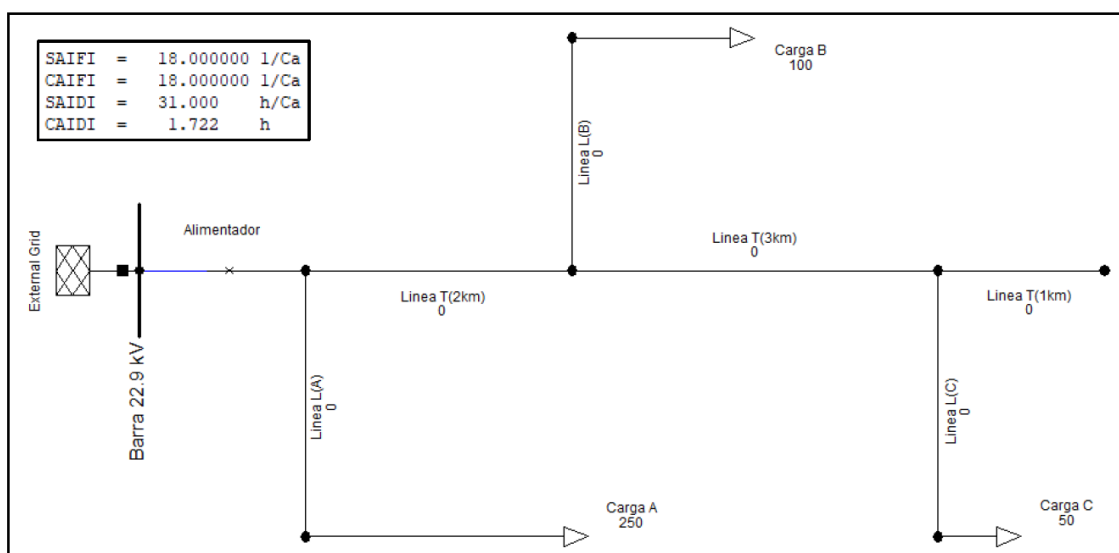


Figura 36 Configuración radial simple sin equipos de Protección

Fuente Enosa

De la figura anterior se puede observar que, sin equipos de protección se incrementó los índices de confiabilidad SAIFI 18.00 y SAIDI 31.00 respecto a los valores iniciales SAIFI 5.50 y SAIDI 6.25, el cual quiere decir que, de ocurrir una falla en cualquier tramo de la red, el equipo de protección que actúa es el que se encuentra a la salida del alimentador dejando de suministrar energía eléctrica a todo el sistema.

Para ingresar un equipo de protección, identificamos 8 posibles ubicaciones disponibles en la red, como se muestra en la siguiente figura:

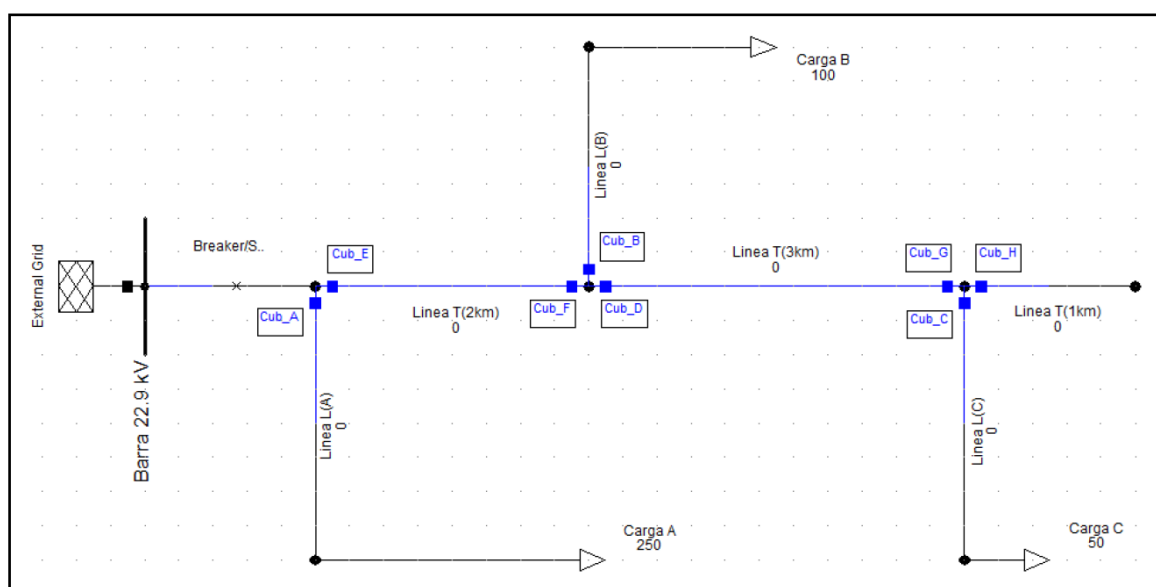


Figura 37 Configuración radial simple – ubicaciones disponibles

Fuente: Enosa

Ingresado el primer equipo de protección a la red, ejecutamos confiabilidad presionando el botón (Reliability) en cada ubicación disponible, luego de un proceso iterativo identificamos el menor valor de SAIFI y SAIDI, el cual será nuestra primera ubicación óptima.

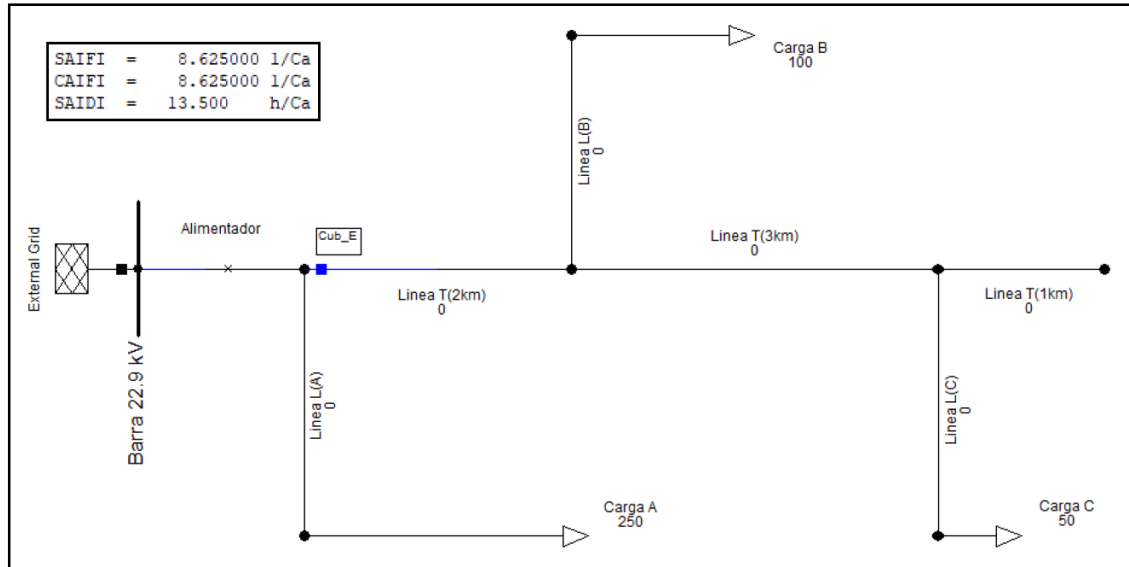


Figura 38 Configuración radial simple – Primera ubicación óptima

Fuente: Enosa

En la figura anterior podemos observar que nuestra primera ubicación óptima es en el cubículo E (Cub_E), teniendo como resultado SAIFI 8.625 y SAIDI 13.500.

Una vez identificado la primera ubicación óptima, manteniendo el primer equipo ingresamos el siguiente equipo de protección y de la misma manera del caso inicial realizamos el cálculo de confiabilidad e identificamos la ubicación óptima. Del mismo modo se realiza para los siguientes equipos de protección.

En la tabla siguiente podemos apreciar los resultados del cálculo de confiabilidad en cada ubicación disponible de la red (8 ubicaciones disponibles) y por cada equipo de protección (5 equipos de protección).

Nº de Equipos	Índices	Cub A	Cub B	Cub C	Cub D	Cub E	Cub F	Cub G	Cub H
1	SAIFI	16.875	15.750	14.500	9.250	8.625	9.875	11.875	15.000
	SAIDI	29.875	26.500	20.500	12.625	13.500	14.125	15.250	25.000
2	SAIFI	7.500	8.250	7.625	6.125	-	8.625	6.875	7.500
	SAIDI	12.375	12.750	10.500	8.250	-	13.500	9.000	11.250
3	SAIFI	5.000	5.750	6.125	-	-	6.125	6.125	5.750
	SAIDI	7.125	7.500	8.250	-	-	8.250	8.250	7.500

Figura 39 Resumen del Cálculo de Confiabilidad por cada ubicación disponible

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo a la figura 41, los equipos de protección deben ser ubicados óptimamente como se muestra en la siguiente figura.

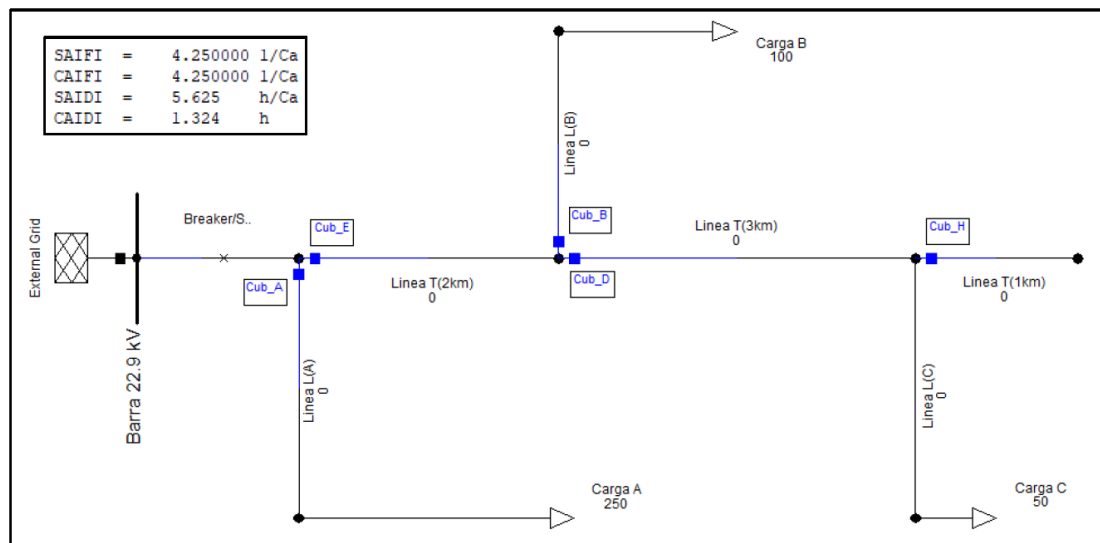


Figura 40 Configuración radial simple – Con ubicación Óptima

Fuente: Enosa

Con 05 equipos de protección ubicados inicialmente, como muestra en la figura 26, se tenía SAIFI 5.50 y SIDI 6.25, luego de realizar el cálculo de la ubicación óptima de equipos de protección, en la tabla 5 podemos apreciar que tan solo ubicando óptimamente 03 equipos de protección se tiene resultados similares al caso inicial SAIFI 5.00 y SAIDI 7.125, e ingresando los 05 equipos de protección, se logra mejorar los índices de confiabilidad SAIFI 4.250 y SAIDI 5.625.

Como ya sabemos, la ubicación óptima de equipos de protección se determina, donde haya mayor reducción del SAIFI y SAIDI, esto lo podemos realizar manualmente moviendo un equipo de protección en cada nodo que representa una estructura, pero para redes extensas demandaría mucho tiempo realizar dicho proceso. Por esa razón en el presente trabajo de investigación se ha implementado una nueva propuesta de optimización para mejorar los índices de confiabilidad mediante un algoritmo en DPL del Software DigSilent Power Factory, el cual nos facilita el cálculo más rápido y eficaz para todo el sistema eléctrico

5.2.- ESTABLECER LAS TENDENCIAS A NIVEL PERÚ Y EL MUNDO, DE LAS INNOVACIONES TÉCNICAS Y TECNOLÓGICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN, BASADOS EN LOS INDICADORES SAIDI Y SAIFI, MEDIANTE MODELOS DE PREDICCIÓN

Teniendo claros los objetivos del presente proyecto, se establecen los siguientes objetivos de las innovaciones técnicas y tecnológicas para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución basados en indicadores, como tendencia de las innovaciones técnicas y tecnológicas

Identificar la información más relevante para el cálculo de los indicadores de calidad de suministro de energía eléctrica, en función de los datos históricos suministrados de comportamiento de los mismos.

Crear un modelo utilizando datos disponibles de incidencias y afectaciones para predecir los valores de los indicadores de calidad de suministro SAIDI y SAIFI.

Pronosticar el comportamiento de los indicadores de calidad de suministro del mes posterior al último mes suministrado en la historia, con una confianza mínima del 80%

Pronosticar de manera repetible, verificable y automatizada, los indicadores SAIDI y SAIFI usando los datos estructurados y semi-estructurados con los que cuenta el departamento. El pronóstico debe tener una confianza mínima del 80%, de acuerdo con lo establecido mediante encuestas aplicadas a los usuarios de negocio.

Plan del proyecto: Para llevar a cabo la ejecución del proyecto, se genera un plan en el cual se contemplan las actividades a realizar en cada una de las fases contempladas en la metodología y los tiempos requeridos para su realización.

Riesgos y contingencias: Los riesgos identificados para la realización del proyecto de innovaciones técnicas y tecnológicas, deben clasificarse de acuerdo con la estimación de probabilidad de ocurrencia e impacto. Para ello, se define la matriz presentada en la tabla N° 9. Los riesgos catalogados como bajos se asumen por el negocio; sin embargo, para aquellos que sean clasificados como medios o altos se debe generar un plan de acción o actividades para mitigarlo y de esta manera poder maximizar el efecto de las innovaciones técnicas y tecnológicas

		Impacto		
		Bajo	Medio	Alto
Probabilidad	Muy Baja	Bajo	Bajo	Bajo
	Baja	Bajo	Medio	Medio
	Media	Bajo	Medio	Alto
	Alta	Medio	Alto	Alto

Tabla 9 Matriz para la evaluación de Riesgos

Identificador	Riesgo	Impacto	Probabilidad	Clasificación
R01	Insuficiencia en la capacidad de computo disponible	Alto	Media	Alto
R02	Cambio en políticas internas para el cálculo de indicadores de calidad de suministro	Alto	Muy Baja	Bajo
R03	Comportamiento de los indicadores sea intrínsecamente no determinístico (Comportamiento estocástico)	Alto	Alta	Alto
R04	Dependencia de variables externas que no se puedan obtener y afecten el rendimiento de los indicadores.	Medio	Media	Medio
R05	Cambios organizacionales que afecten la disponibilidad de los recursos destinados al proyecto.	Medio	Baja	Medio

Tabla 10 Identificación de Riesgos

De acuerdo con los riesgos identificados y su clasificación, se establecen las siguientes acciones de mitigación

ID Riesgo	Acción
R01	Compra de capacidad de computo en la nube en la modalidad de plataforma como servicio.
R03	Plantear modelo analítico para comportamientos estocásticos.
R04	Buscar fuentes de datos libres que permitan obtener variables y datos que puedan reemplazar los faltantes.
R05	Buscar disponibilidad de otros miembros de la compañía que tengan el conocimiento funcional.

Figura 41 Mitigación de Riesgos – Cuadrante Mágico de Gartner

Teniendo en cuenta que el departamento Operación y Análisis de Energía no cuenta con licencias de herramientas analíticas, se plantea utilizar una herramienta libre para la generación de modelos de innovación técnica y tecnológica, para la exploración de datos se propone utilizar herramientas gratuitas o con licencia educativa. En la figura N° 39 se realiza la evaluación inicial de las herramientas, teniendo en cuenta los proveedores líderes de acuerdo con el cuadrante mágico de Gartner de plataformas analíticas avanzadas y las herramientas libres.

La evaluación de las herramientas se realiza utilizando como criterios de selección el licenciamiento requerido y el conocimiento que tiene el equipo de trabajo del presente proyecto en el uso de la herramienta. Esto nos permite establecer la viabilidad de uso de cada una de ellas en la innovación técnica y tecnológica

Troncales de transmisión convencionales.

La ecuación siguiente representa el comportamiento de las troncales de transmisión convencionales de generación que tienen control sobre la potencia que despachan (despachables).

$$g_i^{min} O_i^t \leq g_i^t \leq g_i^{max} O_i^t, \forall i \in G, t \in T$$

En esta ecuación los límites máximo g_i^{max} y mínimo g_i^{min} son multiplicados por el parámetro O_i^t que indica el estado operativo de la unidad de transmisión, siendo 1 el estado en servicio y 0 el estado fuera de servicio para cada hora.

Líneas de transmisión: El flujo de potencia de las líneas de transmisión se rige por las ecuaciones:

$$f_l^t / b_l + O_l^t n_l^0 \theta_{lj}^t = 0, \forall l \in L^0, t \in T \quad (4)$$

$$|f_l^t| \leq f_l^{max} O_l^t n_l^0, \forall l \in L^0, t \in T \quad (5)$$

$$\left| f_l^t / b_l + \theta_{lj}^t \right| \leq (1 - \omega_l) M, \forall l \in L^1, t \in T \quad (6)$$

$$|f_l^t| \leq f_l^{max} \omega_l, \forall l \in L^1, t \in T \quad (7)$$

$$\sum \omega_l \leq n_l^{max} - n_l^0, \forall l \in L^1, t \in T \quad (8)$$

$$-\pi \leq \theta_j^t \leq \pi, \forall j \in N, t \in T \quad (9)$$

El flujo de la línea l , que va desde el nodo i hasta el nodo n , para la hora t es representado por f_l^t . Para las líneas existentes se considera un estado operativo mediante la incorporación del parámetro binario O_l^t que tiene el valor 1 cuando la línea se encuentra en servicio. También se incorpora una variable binaria de decisión $\dot{\omega}_i$, para la construcción de las líneas nuevas. Nótese que cuando $\dot{\omega}_i = 1$ la línea se construye y la restricción (6) termina siendo equivalente a la ecuación (4). La ecuación (8) garantiza que no se construyan más líneas que la cantidad máxima posible por circuito, y mediante la expresión (9) se restringe el Angulo de las tensiones de cada barra o nodo del sistema.

Troncales de transmisión de energía renovable: En esta investigación se toman en consideración tres tipos de transmisión de energía renovable: hidroeléctricas, eólicas y solares. Solamente la primera de estas puede considerarse despachable. Para las restantes se debe tener presente que su generación es altamente intermitente como se muestra en la Figura 40

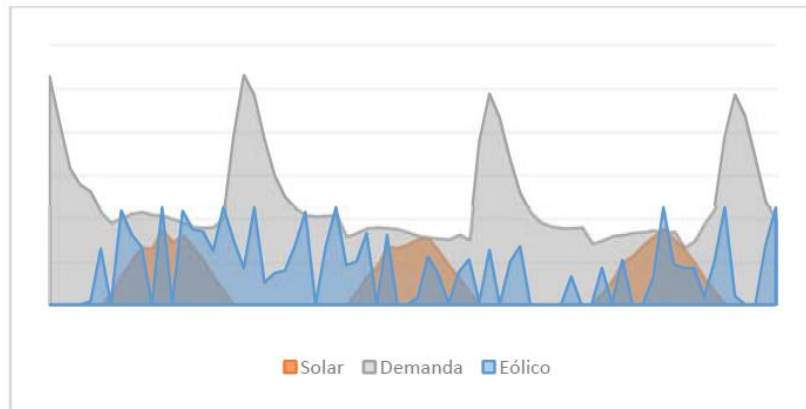


Figura 42 Serie de demanda y producción solar y eólica (aleatorias)

Fuente: Elaboración Propia

La ecuación (10) indica que la potencia transmitida por una troncal no puede ser mayor que su capacidad máxima de transmisión de acuerdo a la temporada. Así en máximas tendrá una potencia y en mínimas otra menor. Estas potencias están multiplicadas por la variable de decisión binaria $\dot{\omega}_h$ que indica si se utiliza o no la troncal.

$$0 \leq h_p^t \leq \begin{cases} \omega_p h_p^{avenida} \\ \omega_p h_p^{estiaje} \end{cases}, \forall p \in Z^H, t \in T \quad (10)$$

$$\sum_{t \in T} h_p^t \leq E_p, \forall p \in Z^H \quad (11)$$

La ecuación (11) limita la producción anual a una cantidad de energía que la troncal es capaz de transportar. Esta cantidad depende de las condiciones geográficas, y constructivas de la troncal. Para las tecnologías eólica y solar no existe mayor control sobre el despacho, así todo lo que se genera en cada instante \mathbb{P}^t debe ser transmitido Z_P^t al sistema, siempre y cuando la troncal exista $\dot{\omega}_p$. Esto queda representado en la ecuación (12).

$$0 \leq z_p^t = \zeta_p^t \omega_p, \forall p \in Z^{E,S}, t \in T \quad (12)$$

Cada una de estas posibles troncales tiene asociada una o más líneas de distribución que pueden servir para transmitir al sistema. Las alternativas ofrecen distintas capacidades de potencia que van en el rango de -25% a +25% la potencia nominal instalada de la troncal pues en realidad no se sabe que potencia despachará. Estas alternativas buscan evitar la implantación de líneas que luego queden con factores de uso demasiado bajos o que impongan limitaciones al despacho. Para garantizar que solo se construya una única línea de entre todas las alternativas se incorpora la restricción. Esta restricción también asegura que en caso la troncal no se construya, es decir $\dot{\omega}_p=0$, tampoco lo haga ninguna línea relacionada.

Teniendo en cuenta que el departamento Operación y Análisis de Energía no cuenta con licencias de herramientas analíticas, se plantea utilizar una herramienta libre para la generación de modelos de minería y para la exploración de datos se propone utilizar herramientas gratuitas o con licencia educativa. En la tabla 11, se realiza la evaluación inicial de las herramientas, teniendo en cuenta los proveedores líderes de acuerdo con el cuadrante mágico de Gartner de plataformas analíticas avanzadas y las herramientas libres.

La evaluación de las herramientas se realiza utilizando como criterios de selección el licenciamiento requerido y el conocimiento que tiene el equipo de trabajo del presente proyecto en el uso de la herramienta. Esto nos permite establecer la viabilidad de uso de cada una de ellas.

Proveedor	Producto	Licenciamiento	Conocimiento herramienta	Viabilidad de uso
IBM	SPSS Modeler	Comercial	Ninguno	Baja
SAS	SAS Enterprise Miner	Comercial	Ninguno	Baja
RapidMiner	RapidMiner	*Free - Comercial	Medio	Alta
KNIME	KNIME Analytics Platform	Free, Código abierto	Ninguno	Baja
Varios	R	Free	Medio	Alta
Varios	Python	Free, Código abierto	Bajo	Media
The University of Waikato	WEKA	Free	Bajo	Media

Tabla 11 Tendencias de Evaluación de Herramientas

De acuerdo con la matriz anterior, las herramientas viables para ser utilizadas en el proyecto son RapidMiner y R. Sin embargo, aunque RapidMiner tiene una versión gratuita, ésta tiene una limitación en la cantidad de registros capaces de procesar. Sin embargo, dentro del con-texto académico se cuenta con una licencia educativa que proporciona una funcionalidad completa de la herramienta por un corto periodo de tiempo. Con dicha licencia, es posible emplear RapidMiner para el análisis descriptivo de los datos. Sin embargo, se descarta la herramienta para la generación de los modelos de minería dado que Codensa no cuenta con licenciamiento de la misma. En su lugar, por viabilidad se decide emplear R.

5.3.- CALCULAR LOS PRINCIPALES MECANISMOS ELÉCTRICOS NECESARIOS DE INTRODUCIR EN LAS REDES PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD OBTENIDOS, CUANTIFICANDO ESTA MEJORA, CON EL USO DE DATA SECUNDARIA PRODUCIDA POR EL SOFTWARE DIGSILENT

El programa DIgSILENT PowerFactory es un potente software de simulación de sistemas de potencia, con el cual podemos realizar diferentes cálculos, entre los más usuales tenemos: flujos de potencia, análisis de cortocircuito con diferentes tipos de fallas (monofásicos a tierra, bifásicos, trifásicos etc.), simulación de transitorios electromagnéticos, coordinación de relés de protección, análisis armónico, despacho económico, análisis de confiabilidad, así también cuenta con lenguajes de programación como el DPL.

Mediante el lenguaje de programación DPL podemos realizar procesos automatizados de cálculos haciendo uso del manejo de datos que introducimos al programa como son tensiones, capacidad de corriente, etc., estos procesos nos devuelven resultados deseados, mediante análisis de resultados y cálculos iterativos.

Descripción de la Programación DPL.

Como ahora ya sabemos que un DPL realiza cálculos iterativos hasta cumplir una condición establecida, esta es una herramienta muy importante la cual nos ayudará a realizar de manera eficiente la ubicación óptima de equipos de protección.

Para programar en DigSilent contamos con la opción de crear un Script, dentro del cual estará almacenado las variables de entradas, así como la programación con comandos propios del software, a continuación, veremos la ubicación del Script a implementar, para lo cual ingresaremos al administrador de datos de DigSilent.

Al momento de editar el Script tenemos varias opciones en la parte izquierda, como se observa en la Figura 8, los cuales son necesarios para la implementación del DPL como son:

Basic Options: En donde ingresaremos los datos de entrada.

Advanced Options: Es la base de datos donde se almacenan los resultados.

Script: Es donde se escribe el código del programa a implementar con comandos propios de DigSilent.

Description: Para realizar una descripción del programa DPL, y sus funciones.

Versión: Para describir al autor, compañía y otros datos importantes de la versión del DPL implementado.

The screenshot shows the 'DPL Command - Scripts\Tesis\Eval_Confiabilidad mejorado v2.ComDpl' window. The 'Basic Options' tab is selected. The 'Name' field contains 'Eval_Confiabilidad mejorado v2'. Below it, the 'General Selection' dropdown is set to '...'. The 'Input parameters' table lists 12 parameters with their types, names, values, units, and descriptions. The 'External Objects' table lists one object named 'Feeder' with object 'F_A4027' and description 'Seleccionar el Feeder para Analisis'.

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	int	paraNEQ	1		1 = para por Nro Equipos, 0 = Para por SAIFI (M)
2	int	nequip	5		Numero Equipos a Ubicar
3	int	varSAIFI	10	%	Varacion Minima de SAIFI para parar DPL
4	int	cFlujo	1		1 = Considera Flujo Minimo, 0 = No Considera
5	double	Flujomin	5	A	Flujo minimo para candidato
6	int	STipico	3		Sector_Tipico
7	int	Ceso	10		Caso_a_Flotear Perfil (< Nro Equipos)
8	double	reduR	0.2	%	Criterio para proponer Reclosers
9	double	reduS	0.1	%	Criterio para proponer Seccionalizador
10	int	Switch_Del	1		1 = Borra Switches Existentes, 0 = No Borrar
11	double	SAIFIni	23.73		Ingrese SAIFI situacion actual
12	double	SAIDIni	38.93		

	Name	object	Description
1	Feeder	F_A4027	Seleccionar el Feeder para Analisis

Figura 43 Ventana DPL Command Opciones disponible para implementación del DPL

También se muestra el nombre de las variables de entrada que debemos conocer para iniciar los cálculos. Algunos datos de entrada importante son: *varSAIFI* que es

la variación de *SAIFI* en %; *cFlujo* el cual considera o no el cálculo por flujo mínimo en las líneas de distribución, de optar por un cálculo de flujo mínimo se debe establecer la capacidad de corriente en amperios en la variable *Flujomin*, los flujos de corriente en las líneas por debajo de este valor no serán considerados en el cálculo; *SAIFIini* y *SAIDIini* son los valores iniciales en situación actual, estos valores serán reducidos según la variación establecida en la variable *varSAIFI*. Así también se debe de definir un “Feeder” en External Objects, el cual lo tendremos definido como el Alimentador A1096 (F_A1096). Para los cálculos del DPL se iniciará teniendo el diagrama de la SE Piura y el Alimentador A1096, estos datos son proporcionados de la base de datos de Electronoroeste S.A., así también debemos definir los modelos estocásticos de las líneas de distribución, teniendo los datos de frecuencia de falla y duración de reparación según eventos anteriores en el Alimentador A1096

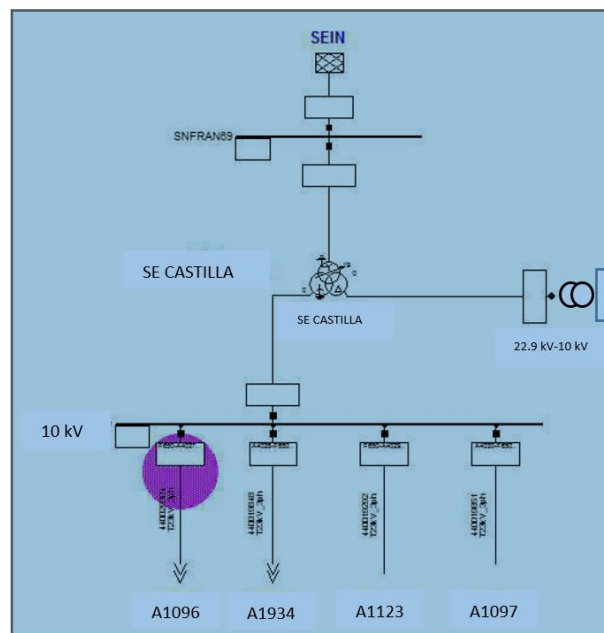


Figura 44 Diagrama de la SE Castilla – Piura.

Fuente: Enosa

Para iniciar el cálculo del DPL y ya que los cálculos iterativos demandan gran cantidad de tiempo, crearemos un algoritmo inicial de control de tiempo, así sabremos el tiempo de ejecución. Posterior a este paso el DPL, según los datos de entrada, elimina todos los interruptores en el recorrido de la línea de distribución, así también se elimina las líneas con bajo flujo si se considera esta opción.

Se inicia el cálculo de confiabilidad, teniendo en cuenta la variable *varSAIFI*, el cual será una condición de entrada, se inicia con un cálculo inicial de confiabilidad, lo cual

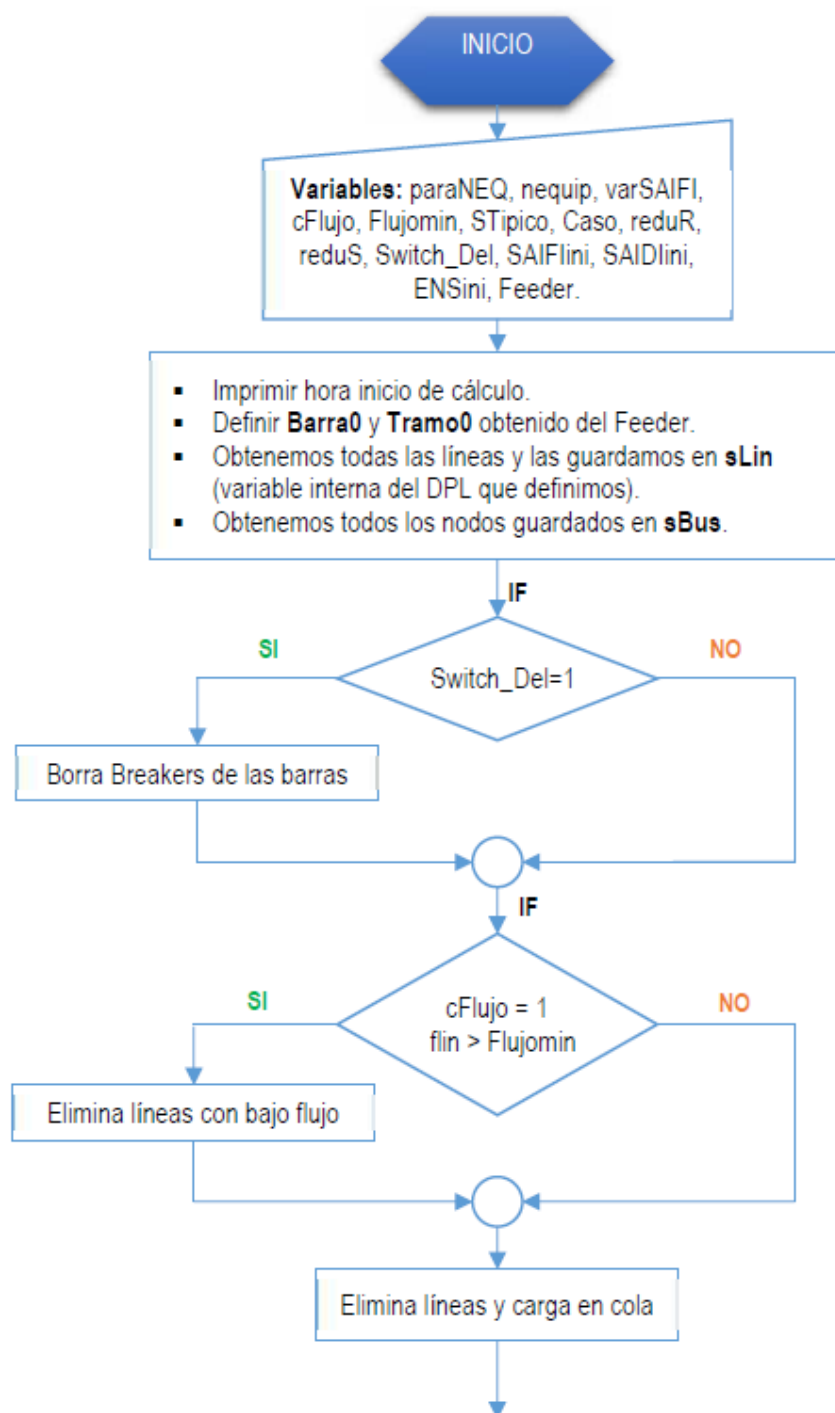
nos arrojará los índices SAIDI, SAIFI, CAIDI y CAIFI iniciales actuales como base del cálculo. Se inserta un Recloser en cada línea de distribución lo cual queda representado como un Breaker (interruptor) en Digsilent, esta implementación minimizará los índices de confiabilidad, luego se repite el cálculo de confiabilidad para cada línea de todo el alimentador, estos datos serán almacenados en una variable interna del DPL para su posterior uso. Posterior a este cálculo se verifica si las condiciones de variación mínima de la variable *varSAIFI* se cumple, verificando el mejor valor obtenido en el cálculo de confiabilidad anterior, seleccionando la línea donde los índices de confiabilidad sean las menores posibles comparadas al resto. En esta línea se inserta un Recloser permanente y luego se excluye esta línea del cálculo posterior de ser el caso (si los índices de confiabilidad arrojan resultados menores a los iniciales).

De no cumplir con el porcentaje de variación, se reinicia el cálculo de confiabilidad en todas las líneas exceptuando el Recloser anterior por tener los índices de confiabilidad menores que al inicio, así se obtiene una ubicación óptima de todos los Recloser necesarios para este sistema de distribución y reduciendo los índices de confiabilidad iniciales.

Terminado los cálculos de ubicación óptima de equipos de protección, el DPL implementado nos muestra los datos de la cantidad de equipos ubicados según los datos de entrada, también los vanos y postes donde se instalarán estos equipos, así también los índices SAIFI, SAIDI y ENS por cada equipo propuesto.

Estos datos se pueden recolectar en una base de datos para poder realizar una representación gráfica de los mismos.

A continuación, en la Figura 46, se resume estos procedimientos realizados, así como las variables necesarias para la programación DPL a través de un diagrama de flujo.



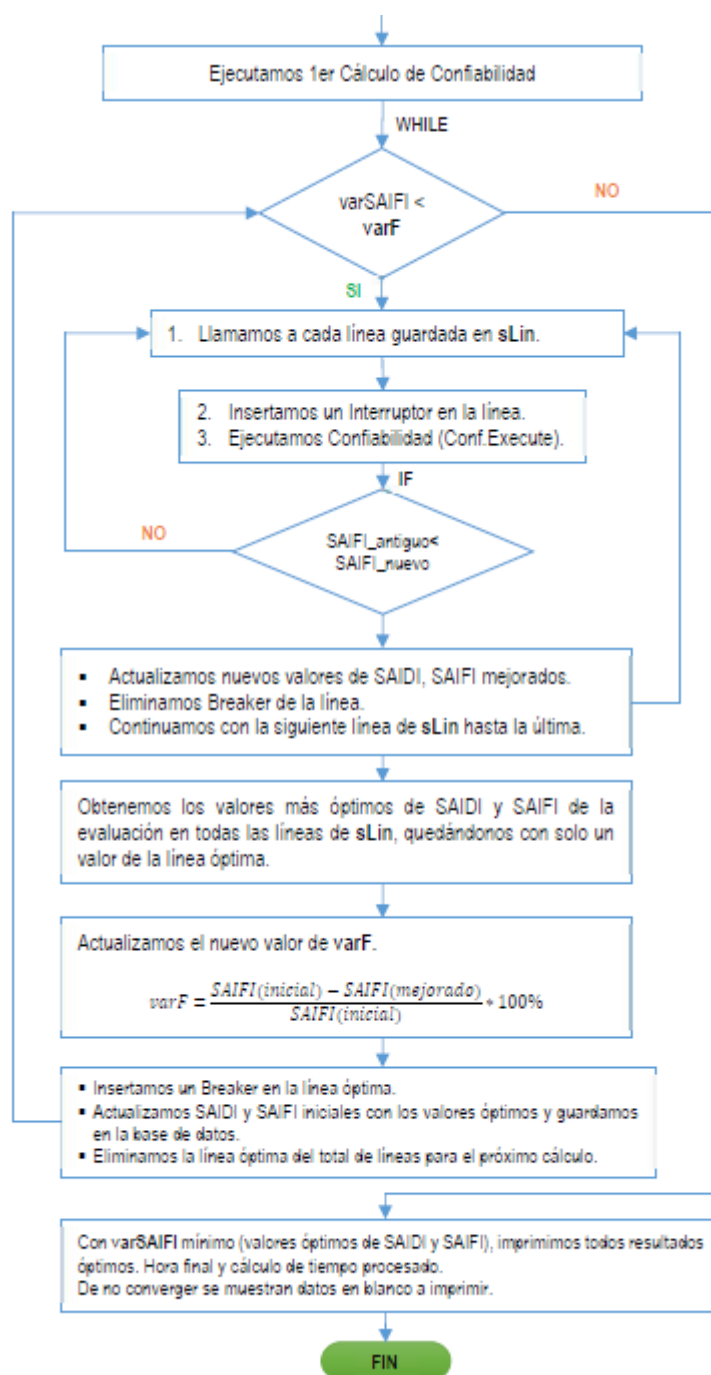


Figura 45 Diagrama de Flujo de la Programación DPI

Fuente: Elaboración Propia

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PIURA - ALIMENTADOR A1096

La Empresa Regional de Distribución Eléctrica Electronoroeste S.A. es una empresa perteneciente al GRUPO DISTRILUZ que además la conforman las Empresas Eléctricas ENOSA, ELECTRONORTE, HIDRANDINA y ELECTROCENTRO.

Electronoroeste opera mediante sus Unidades de Negocio de Tumbes, Talara, Sullana, Alto Piura, Paíta, Bajo Piura y Piura, en la Figura 46 vemos el área de concesión de Electronoroeste.

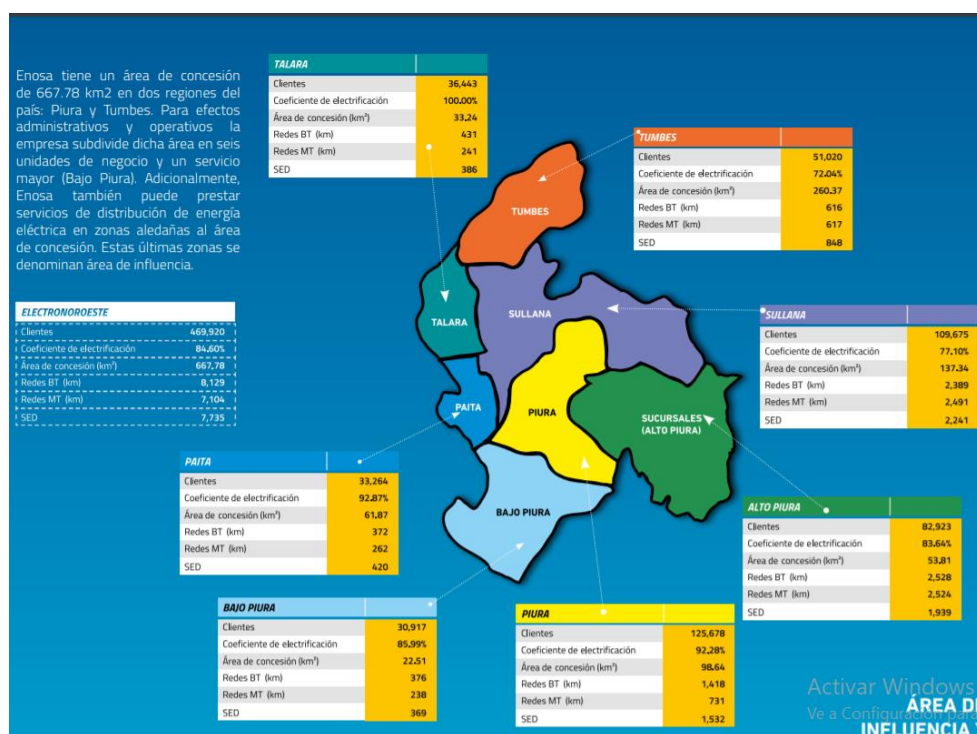


Figura 46 Oficinas de Negocio de ENOSA

Fuente: Enosa

La aplicación de la tesis se realizará en el sistema eléctrico Piura, el cual pertenece a la Unidad de Negocios Piura. El sistema eléctrico Piura, cuenta con la SET Piura, SET Castilla, SET Los Ejidos y Patio llaves de Coscomba. La S.E. Castilla viene siendo alimentada por la línea de subtransmisión L6542 SE Piura - SE Castilla en 60 kV y por la línea de subtransmisión L124 (L-6657-B) SE Los Ejidos - SE Castilla en 60 kV, como llegada de la línea tenemos al transformador de potencia 1-TP-6032 de 30/13/20 MVA con niveles de tensión de 60/22,9/10 kV.

En el nivel de 10 kV, la S.E. Castilla cuenta con cuatro alimentadores el A1096, A1123, A1934 y el A1097 y en el nivel de 22.9 kV a través de un transformador en Cascada de 4-5 MVA 10 kV cuenta con el alimentador A1095, en la Figura 48 se muestra el diagrama unifilar de la S.E. Castilla- Piura

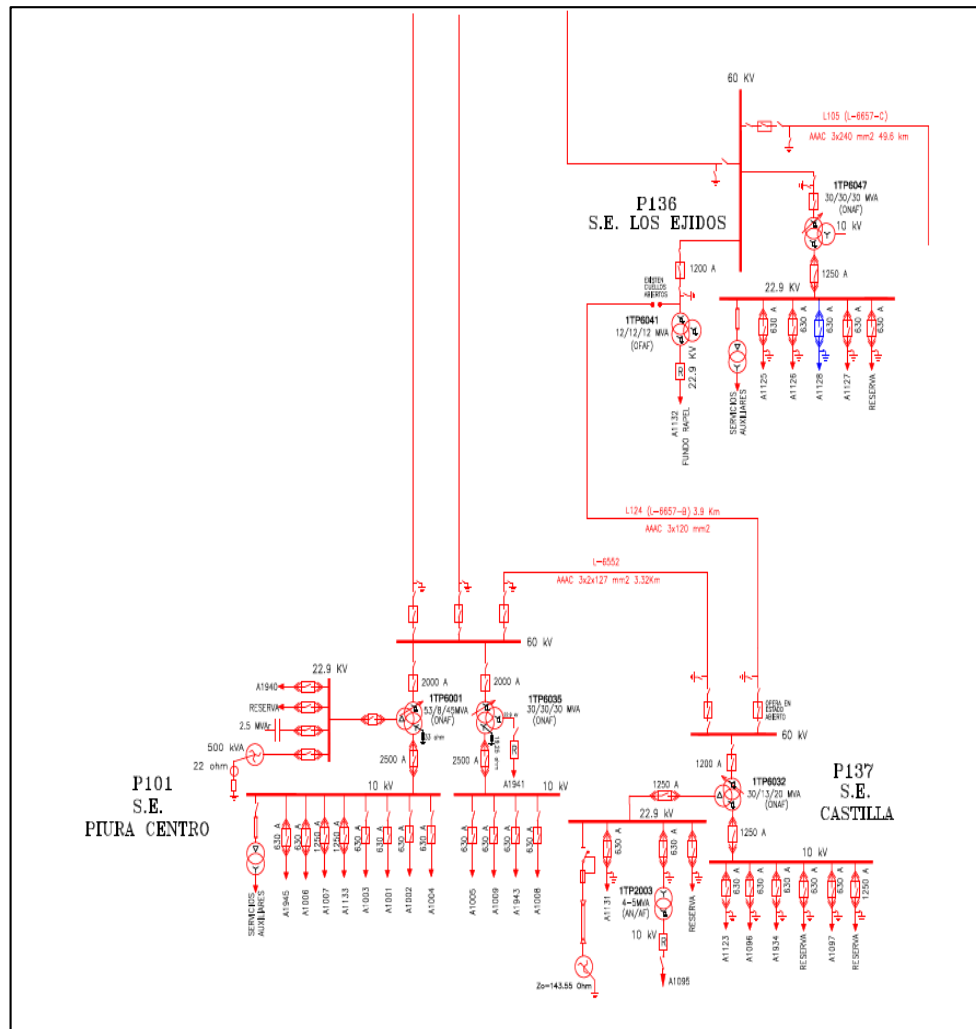


Figura 47 Diagrama Unifilar de la SE Castilla – Piura

Fuente: ENOSA

Cálculos de Flujo de Potencia en Escenario de Mínima Demanda. A continuación, presentamos un resumen de cargas, obtenidos de los cálculos mediante simulaciones en el escenario de mínima demanda. Resumen de las cargas con mayor consumo en un escenario de mínima demanda

Tipo	Nro. Cargas	Nombre de Carga Max.	Max P [kW]	Max I [A]
Carga 3Ø	31	E435409	29,400	0,751
Carga 1Ø	235	E434847	7,350	0,597

Figura 48 Consumo Máximo en escenario de mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Tipo	Nro. Cargas	Nombre de Carga Min.	Min P [kW]	Min I [A]
Carga 3Ø	31	E435148	1,470	0,037
Carga 1Ø	235	E435149	1,470	0,111

Figura 49 Consumo Mínimo en escenario de Mínima Demanda

Fuente: Elaboración Propia

De los cálculos realizados tenemos 31 cargas trifásicas y 235 cargas monofásicas, la carga máxima trifásica es en la E435409 con una potencia de 29,4 kW y una intensidad de corriente de 0,751 A, también tenemos la carga máxima monofásica en la E434847 con 7,35 kW y 0,597 A. La potencia mínima trifásica lo tenemos en la E435148 con 1,47 kW y 0,037 A y una potencia mínima monofásica en la E435149 con 1,47 kW y 0,111 A.

También tenemos el flujo de potencia en el escenario de mínima demanda realizada en barra del Alimentador A1096 en S.E. Castilla –Piura el cual se muestra a continuación:

Ítem	Valor
Potencia 3Ø Total	1675,9 kW
Corriente 3Ø Total	40,6 A

Tabla 12 Flujo de Potencia en A1096, Escenario de Mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Resumen de las cargas, en un escenario de mayor demanda:

Tipo	Nro. Cargas	Nombre de Carga Max.	Max P [kW]	Max I [A]
Carga 3Ø	31	E435409	44,100	1,162
Carga 1Ø	235	E434847	11,025	0,967

Tabla 13 Consumo máximo en escenario de Máxima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Según los cálculos realizados tenemos como potencias máximas trifásica de 44,1 kW con 1,162 A y monofásica de 11,025 kW con 0,967 A, así también como cargas mínimas en trifásico 2,205 kW con 0,057 A y en monofásico 2,205 kW con 0,169 A. Los cálculos de flujo de potencia realizada en el Alimentador A1096 se muestran a continuación:

Ítem	Valor
Potencia 3Ø Total	2575,1 kW
Corriente 3Ø Total	62,9 A

Tabla 14 Flujo de Potencia en A1096 en escenario de Máxima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Cálculo de Tensiones de Nodos en Escenario de Mínima Demanda.

Para los cálculos de tensiones en barras se considera como tap del transformador de potencia la posición 19 esto para realizar un óptimo cálculo de tensiones, así tenemos :

Tipo	VA pu min.	VB pu min.	VC pu min.	VA pu máx.	VB pu máx.	VC pu máx.
Nodos 3Ø	1.00	1.01	0.98	1.04	1.04	1.04
Nodos 2Ø	1.00	1.01	0.97	1.04	1.04	1.00
Nodos 1Ø	0.99	1.01	0.95	1.02	1.03	1.01

Tabla 15 Voltajes de nodo en escenario de mínima demanda

Debemos considerar según norma una variación en tensión de $\pm 5\%$ es decir como valor de tensión en pu mínimo 0,95 pu y como máximo el valor de 1,05 pu, para ello el escenario de mínima demanda cumplimos los requerimientos establecidos en cuanto a tensiones en barras.

Cálculo de Tensiones de Nodos en Escenario de Máxima Demanda.

Para el escenario de máxima demanda también debemos cumplir con las normas establecidas, una variación de $\pm 5\%$ en las tensiones de nodo. Realizando los cálculos con simulaciones en este escenario obtenemos

Tipo	VA pu min.	VB pu min.	VC pu min.	VA pu máx.	VB pu máx.	VC pu máx.
Nodos 3Ø	0.97	0.99	0.93	1.03	1.04	1.04
Nodos 2Ø	0.96	0.98	0.91	1.03	1.04	0.96
Nodos 1Ø	0.95	0.98	0.88	0.99	1.02	0.98

Tabla 16 Voltajes de nodo en escenario de máxima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Con estos valores vemos que tanto para cargas trifásicas como para cargas monofásicas permanecemos dentro de los valores aceptables de tensiones en nodos según la normativa.

Cálculo de Cargabilidad de líneas en Escenario de Mínima Demanda.

El cálculo de cargabilidad se puede aplicar tanto a transformadores de potencia como a líneas de transmisión, como datos históricos de niveles de sobrecarga tenemos los realizados por Osinergmin.

Las concesionarias han reportado información de la máxima demanda de 506 líneas de transmisión, de los cuales el 67% se encuentra por debajo del 75% del factor de uso, mientras que el 23% del total son instalaciones que se encuentran en el rango de [75% - 100%] de factor de uso, cuya clasificación es “próximo a congestionarse” y finalmente se tiene que el 10% del total de líneas de transmisión son instalaciones que han registrado un factor de uso superior al 100% (Osinergmin, 2016, p.3).

De este estudio se puede inferir que una cargabilidad del 75% al 100% se puede considerar próximo a sobrecargarse.

Así también:

La cargabilidad de transformadores se hace de acuerdo con la norma correspondiente que establece las condiciones básicas para que se haga con seguridad, el cálculo de la carga de un transformador en una condición particular la carga límite establecida por la norma es de 150% en condiciones de régimen programado o normal (Enríquez, 2008, p.126).

Se realizó el cálculo de flujo de potencia en las líneas de distribución, con los siguientes resultados de cargabilidad para el escenario de mínima demanda

Tipo	Carg. Max [%]	Carg. Min [%]	Carg. Prom. [%]
Líneas 3Ø	19,002	0,154	7,486
Líneas 2Ø	8,586	0,140	2,490
Líneas 1Ø	8,593	0,068	0,826

Tabla 17 Cargabilidad en escenario de Mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Según los cálculos de simulación en el escenario de mínima demanda, se obtiene como máxima cargabilidad de las líneas trifásicas un 19,002 %, en líneas bifásicas de 8,586 % y en líneas monofásicas un 8,593 %, con lo cual las líneas de distribución no presentan una cargabilidad considerable y se considera que son óptimos.

Cálculo de Cargabilidad de líneas en Escenario de Máxima Demanda. Para el escenario de máxima demanda también se realizaron cálculos de cargabilidad en las líneas de distribución obteniendo los siguientes resultados:

Tipo	Carg. Max %	Carg. Min %	Carg. Prom %
Líneas 3Ø	30,133	0,237	11,599
Líneas 2Ø	13,922	0,217	3,826
Líneas 1Ø	13,937	0,105	1,311

Tabla 18 Cargabilidad en escenario de máxima demanda

Para este escenario obtenemos como máxima cargabilidad en las líneas trifásicas el valor de 30,133 %, para las líneas bifásicas 13,922 % y para las líneas monofásicas 13,937 %. Según estos valores vemos que las líneas de distribución no presentan una cargabilidad considerable cuando se encuentran en servicio y a máxima demanda, lo cual es adecuado para una operación óptima.

Cálculos de cortocircuito en el alimentador A1096

Para el cálculo de cortocircuito tenemos que considerar los escenarios de mínima demanda y de máxima demanda en la red del alimentador A1096 en 22,9 kV; los cálculos serán realizados mediante simulaciones con el software DigSilent donde se realizarán cortocircuitos trifásicos para obtener generalmente la mayor potencia de cortocircuito del sistema y también se realizarán los cálculos de cortocircuito monofásico ya que obtenemos la mínima potencia de cortocircuito del sistema en diferentes escenarios.

También debemos tener en cuenta que las fallas que más se presentan en un sistema eléctrico de distribución son las fallas monofásicas, como se ve en Tabla 19. Así también indicar que todos los cálculos de cortocircuito convergieron para los escenarios planteados.

Falla	Porcentaje
Una fase a neutro	63%
Fase a fase	11%
Dos fases con neutro	2%
Trifásica	2%
Una fase a tierra	15%
Dos fases a tierra	2%
Tres fases a tierra	1%
Otros	4%

Tabla 19 Fases involucradas en cada falla en un sistema eléctrico de distribución

Fuente: Elaboración propia

Cálculo de Cortocircuito del Alimentador A1096 en Escenario de Mínima Demanda. Tenemos los siguientes resultados para el cálculo de cortocircuito en el escenario de mínima demanda realizada en el alimentador A1096 para un tipo de falla monofásico en la fase A tenemos:

Nodo	Tipo	Sc _c A [MVA]	I _{cc} A [kA]
4AP119635	Máximo 1Ø	12,944	0,979
4AP118075	Mínimo 1Ø	2,158	0,163

Tabla 20 Calculo de Cortocircuito Monofásico en escenario de Mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Ítem	Valor
Sc _c 1Ø	13,00 MVA
I _{cc} 1Ø	0,980 kA

Tabla 21 Cortocircuito Monofásico en A1096, para escenario de mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Los valores máximos de cortocircuito monofásico lo obtenemos en el nodo o poste 4AP119635 ubicado a la salida del alimentador A1096 con valores de potencia de cortocircuito de $Sc_c = 12,944 \text{ MVA}$ y una corriente de cortocircuito de $I_{cc} = 0,979 \text{ kA}$ y como valores mínimos en el nodo 4AP118075 ubicado en la localidad de Curumuy.

Así también se tiene el cálculo de cortocircuito monofásico en el alimentador A1096 con valores de $S_{cc} = 13,00 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 0,980 \text{ kA}$.

Para una falla trifásica tenemos los siguientes valores:

Nodo	Tipo	$S_{cc} \text{ A [MVA]}$	$I_{cc} \text{ A [kA]}$
4AP119635	Máximo 3Ø	28,663	0,723
4AP118075	Mínimo 3Ø	8,812	0,222

Tabla 22 Calculo de Cortocircuito trifásico en escenario de mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Ítem	Valor
$S_{cc} \text{ 3Ø}$	28,70 MVA
$I_{cc} \text{ 3Ø}$	0,723 kA

Tabla 23 Calculo de Cortocircuito Trifásico en A1096, para escenario de mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados obtenidos de falla trifásico son generalmente los más severos que podrían ocurrir en el sistema, por lo cual hace necesario su cálculo, así obtenemos los valores máximos y mínimos en este escenario de operación, el valor máximo lo tenemos en el nodo o poste 4AP119635 ubicado a la salida del alimentador con valores de $S_{cc} = 28,663 \text{ MVA}$ y una corriente de cortocircuito de $I_{cc} = 0,723 \text{ kA}$, también el mínimo valor de cortocircuito trifásico lo obtenemos en el nodo 4AP118075 ubicado en la localidad de Kimaru con valores de $S_{cc} = 8,812 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 0,222 \text{ kA}$. Así también se realizó cálculo de cortocircuito trifásico en el alimentador A1096 obteniendo $S_{cc} = 28,70 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 0,723 \text{ kA}$.

Cálculo de Cortocircuito del Alimentador A1096 en Escenario de Máxima Demanda.
Para el escenario de máxima demanda donde se presentará las mayores corrientes de cortocircuito en el sistema, tenemos los siguientes resultados para el tipo de falla monofásico:

Nodo	Tipo	Scc A [MVA]	Icc A [kA]
4AP119635	Máximo 1Ø	16,110	1,219
4AP118075	Mínimo 1Ø	2,227	0,168

Tabla 24 Calculo de Cortocircuito Monofásico en escenario de Máxima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Ítem	Valor
Scc 1Ø	16,10 MVA
Icc 1Ø	1,220 kA

Tabla 25 Cortocircuito Monofásico en A1096 para escenario de máxima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Los valores obtenidos en este escenario son como valores máximos de cortocircuito en el nodo 4AP119635 con valores de $S_{cc} = 16,110 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 1,219 \text{ kA}$ y como valores mínimos en el nodo 4AP118075 con valores de $S_{cc} = 2,227 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 0,168 \text{ kA}$. También se realizó el cálculo de cortocircuito monofásico en el alimentador A1096, obteniendo los siguientes valores de $S_{cc} = 16,10 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 1,220 \text{ kA}$.

Para una falla trifásica en un escenario de máxima demanda obtenemos los siguientes valores:

Nodo	Tipo	Scc A [MVA]	Icc A [kA]
4AP119635	Máximo 3Ø	36,110	0,910
4AP118075	Mínimo 3Ø	9,351	0,236

Tabla 26 Calculo de Cortocircuito trifásico en escenario de Máxima demanda

Fuente: Elaboración Propia

Ítem	Valor
$S_{cc} 3\emptyset$	36,10 MVA
$I_{cc} 3\emptyset$	0,911 kA

Tabla 27 Cálculo de Cortocircuito Trifásico en A1096, para escenario de máxima demanda

Fuente: Elaboración propia

De los cálculos de cortocircuito tenemos que en el nodo 4AP119635 ubicado a la salida del A1096 obtenemos la mayor potencia de cortocircuito con valores de $S_{cc} = 36,110 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 0,910 \text{ kA}$ y como valores mínimos en el nodo 4AP118075 ubicado en la localidad de Kimaru con valores de $S_{cc} = 9,351 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 0,236 \text{ kA}$. Así también se obtuvo los valores de cortocircuitos en el alimentador A1096 con valores de $S_{cc} = 36,10 \text{ MVA}$ y $I_{cc} = 0,911 \text{ kA}$.

De los cálculos obtenidos tenemos que la mayor potencia de cortocircuito se tiene en el nodo 4AP119635 que se ubica a la salida del Alimentador A1096 en un escenario de máxima demanda con un tipo de falla trifásico y como valor mínimo de cortocircuito en este mismo escenario lo tenemos en el nodo 4AP118075 ubicado en la localidad ubicada en la localidad de curumuy para un tipo de falla monofásico a tierra.

Con lo cual, las características de los mecanismos eléctricos necesarios para la introducción de las redes son :

Valores SAIDI : Rango del 3 %

Valores SAIFI : Rango del 6.5 %

Pérdidas técnicas:

Energía : 1.18 %

Potencia : 1.66 %

Tasa de crecimiento promedio : 0.927 %

5.4.- EVALUAR LAS GANANCIAS ECONÓMICAS OBTENIDAS POR LA MEJORA EN LA CONFIABILIDAD, EL RANGO DEL MONTO DE LAS INVERSIONES NECESARIAS Y LA VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ESTAS MEJORAS, A TRAVÉS DE SUS INDICADORES VAN Y TIR

Para la evaluación de la viabilidad, económica y financiera de la implementación del Plan de reconectadores, trabajaremos con la siguiente lógica, económica: Primero se determinará los costos de acuerdo a pliego tarifario, vigentes y aplicables a las Troncales Materia del presente trabajo de investigación, en lo relativo a energía activa y Potencia firme disponible y de acuerdo a los contratos firmados, con el COES (Comité de Operación Económica del Sistema), luego con los resultados de mejoras de disponibilidad determinaremos, la cantidad de energía y potencia, disponibles con el nuevo plan de mantenimiento (el cual no forma parte del presente trabajo de investigación), que ha sido válido de forma estadística, por aplicación de la prueba t student, así mismo trabajemos con los costos del plan de operación contra fallas, tanto a costos iniciales, como a costos de finales

Con lo cual tendremos la configuración de flujo de caja y/o estado de pérdidas y ganancias, con lo cual en un Periodo de vida de 10 años, acorde con la duración del activo principal y la duración del negocio, dado por el hecho que la concesión de transmisión es a tiempo indefinido, la tasa de descuento que exprese el nivel actual de oferta y demanda de dinero como tasa de interés básica, nivel de riesgo país, nivel de riesgo negocio de acuerdo a las agencias calificadoras de riesgo, para luego determinar los valores de los indicadores de valuación económica financiera de proyectos de mejoras, como el VAN (Valor actual Neto) y TIR (Taza interna de retorno económica)

Para determinar los ingresos del presente proyecto de mejoras de la confiabilidad a través de mejoras en los indicadores SAIDI y SAIFI, trabajaremos con la data de la troncal de ENOSA, analizadas y que convertiremos en mejoras en la disponibilidad es decir en aumento de horas disponibles y por lo tanto en aumento de la venta de energía y de potencia firme vendida, que ocasiona un aumento de ingresos marginales o adicionales, que es que justifica la inversión realizada, de la data obtenida y proporcionada por ENOSA, tenemos:

El sistema eléctrico de distribución radial, al cual se aplicará conceptualmente la metodología de ubicación óptima de Reconectadores, se presenta en la **Figura 18**, es un alimentador de media tensión urbano, de 70.32 kms. De longitud, 98 nodos, 53 tramos de red, 3.981,5 KVA instalados en transformadores de distribución, de ENOSA

El número de sitios identificados en donde es posible ubicar los Reconectores conceptualmente es un número finito: 53 lugares factibles de localizar que corresponden a los tramos de alimentador existentes; entre el # de Reconectores disponibles a ubicar k , que para el presente alimentador es 1 en la línea troncal, 05 Seccionadores en la línea central y 59 Seccionadores en las derivaciones

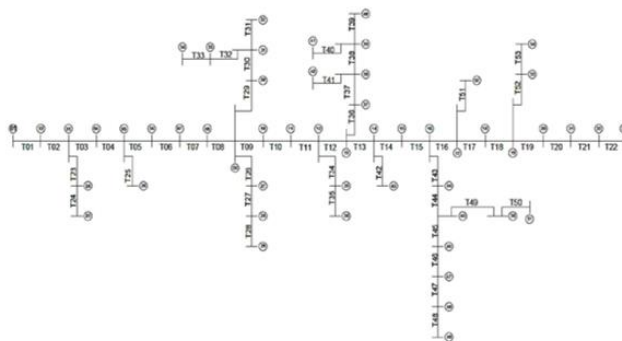


Figura 50 Sistema Eléctrico de Distribución Radial – ENOSA

Fuente: Elaboración Propia

Pasamos a analizar, el historial de fallas, antes de aplicar las medidas correctivas los años 2019 y 2020, por concepto de fallas (Averías en los transformadores, averías en los equipos de protección, colapsos en las estructuras, contactos con árboles, cortocircuito, descarga atmosférica, mantenimiento preventivo y otros causas como caída de árboles, fuertes vientos, objetos en redes o por acciones de tipo administrativo como cambio de estructuras y seguridad, para después analizar los resultados de confiabilidad después de aplicar las medidas el año 2021

Etiquetas de fila	Etiquetas de columna Saifi			Saifi			Total Saifi	
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	Total Saifi	Total Saifi
Troncal n° 1	1,03	0,94	2,12	3,10	1,65	5,29	4,09	10,04
Falla	0,87	0,61	1,49	2,20	0,84	4,95	2,97	7,99
AVERIA DE TRANSFORMADORES		0,02			0,41		0,02	0,41
AVERIA EN EQUIPO DE PROTECCION	0,02		0,38	0,02		0,49	0,40	0,51
COLAPSO DE ESTRUCTURA	0,06			0,49			0,06	0,49
CONTACTO CON ARBOL			0,25			0,80	0,25	0,80
CORTOCIRCUITO	0,02	0,15	0,02	0,03	0,07	0,12	0,19	0,22
DESCARGA ATMOSFERICA	0,60	0,15	0,57	0,32	0,25	3,49	1,33	4,06
NO IDENTIFICADO	0,17	0,30	0,25	1,34	0,11	0,05	0,72	1,50
Mantenimiento preventivo	0,02			0,10			0,02	0,10
CAMBIO DE CONDUCTOR	0,02			0,10			0,02	0,10
Otros y/o terceros	0,02	0,32	0,51	0,05	0,82	0,24	0,85	1,10
CAIDA DE ARBOLES		0,02			0,39		0,02	0,39
FUERTES VIENTOS	0,02	0,15	0,51	0,05	0,07	0,24	0,68	0,36
OBJETOS EN REDES		0,15			0,35		0,15	0,35
Por maniobra sin aviso, corta	0,13		0,13	0,75		0,10	0,25	0,84
CAMBIO DE ESTRUCTURAS	0,06			0,59			0,06	0,59
SEGURIDAD	0,06		0,13	0,15		0,10	0,19	0,25

Figura 51 Resultados de Mejoras SAIFI y SAIDI, años 2019, 2020 y 2021 Troncal A1096

Así mismo con motivo de comparación, para una troncal alternativa de ENOSA, procederemos al análisis de datos:

Etiquetas de fila	Saifi			Saidi			Total	
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	Saifi	Saidi
Troncal nº 2	1,28	1,38	1,69	2,35	2,60	3,15	4,35	8,10
Falla	1,24	0,58	1,08	2,24	0,57	0,94	2,90	3,75
AVERIA EN EQUIPO DE PROTECCION	0,23			0,85			0,23	0,85
CORTOCIRCUITO			0,05		0,18		0,05	0,18
DESCARGA ATMOSFERICA	0,98	0,41	0,86	1,37	0,44	0,58	2,25	2,39
LINEA ABIERTA O CAIDA	0,02			0,02			0,02	0,02
NO IDENTIFICADO		0,17	0,17		0,13	0,17	0,35	0,30
Mantenimiento preventivo	0,02	0,02	0,35	0,07	0,16	1,95	0,39	2,18
CAMBIO DE ESTRUCTURAS			0,18		1,37		0,18	1,37
CAMBIO DE FERRETERIA Y ACCESORIOS	0,02		0,18	0,07		0,58	0,19	0,65
LIMPIEZA DE SERVIDUMBRE		0,02			0,16		0,02	0,16
Otros y/o terceros		0,50	0,23		1,71	0,15	0,73	1,85
CAIDA DE ARBOLES		0,24			1,43		0,24	1,43
FUERTES VIENTOS		0,24	0,23		0,17	0,15	0,47	0,32
OTROS		0,02			0,10		0,02	0,10
Por maniobra sin aviso, corta	0,02	0,28	0,02	0,03	0,17	0,12	0,33	0,32
SEGURIDAD	0,02	0,28	0,02	0,03	0,17	0,12	0,33	0,32

Figura 52 Resultados de Mejoras SAIDI y SAIFI, años 2019, 2020 y 2021 Troncal Alternativa

En donde encontramos mejoras significativas en los indicadores SAIDI y SAIFI, el año 2021, en comparación con los años 2019 y 2020

Etiquetas de fila	Saifi			Saidi			Total	
	2019	2020	2021	2019	2020	2021	Saifi	Saidi
Troncal Nº 3	0,19	0,06	0,19	0,29	0,05	0,55	0,44	0,89
Falla	0,19	0,06	0,12	0,29	0,05	0,06	0,38	0,40
DESCARGA ATMOSFERICA	0,19		0,06	0,29		0,00	0,25	0,29
NO IDENTIFICADO		0,06	0,06		0,05	0,06	0,12	0,11
Mantenimiento preventivo			0,06			0,49	0,06	0,49
CAMBIO DE ESTRUCTURAS			0,06			0,49	0,06	0,49

Figura 53 Resultados de Mejoras SAIDI y SAIFI, años 2019, 2020 y 2021 – Análisis comparativos

Hay que tener en cuenta que los datos obtenidos, son a nivel muestral, por lo que los estadígrafos de concentración y dispersión obtenidos, son de las muestras y por medio de una prueba de inferencia estadística, debemos de validarla para todo el universo, así mismo trabajaremos por simplificación de manera parcial con los datos.

Por motivo de simplificación únicamente realizaremos el análisis de las mejoras en los indicadores SAIDI (duración, desde el punto de vista del circuito completo) de dos de las máquinas e instalaciones eléctricas importantes de la sub estación eléctrica materia del presente estudio de investigación, a las cuales les aplicaremos la prueba de hipótesis nula, es decir tomaremos como muestra de control, los datos de confiabilidad SAIDI y SAIFI, antes de aplicar las nuevas medidas de mantenimiento y como muestra variable los datos de confiabilidad SAIDI y SAIFI, después de aplicar las nuevas medidas de mantenimiento y con la aplicación de la prueba chi cuadrado,

aceptaremos o rechazaremos la hipótesis, que estos indicadores han mejorado en su valor promedio:

En el caso de la troncal N° A1096 ,analizaremos lo datos de falla, en el Periodo Enero del 2017 a Diciembre del 2018, calculando los indicadores SAIDI y SAIFI, antes de aplicar un nuevo plan de mantenimiento y el Periodo Enero del 2019 a Diciembre del 2020, calculando los indicadores SIADI y SAIFI de ese mismo periodo

Con los datos, que si conocen y se establecen en las figuras 52, 53 y 54, calculamos los estadísticos de concentración y dispersión y luego con la metodología de hipótesis nula, expresada en la siguiente ecuación y su respectivo procedimiento:

Si se quiere construir un modelo matemático - estadístico. Se tiene que trabajar con un conjunto de valores acerca de las variables de interés. En esta presente investigación se deben considerar dos principales variables: (a) la diferencia (X) entre pre y post en acciones de mantenimiento con el antiguo y el nuevo plan de mantenimiento que es utilizado, y (b) la diferencia (Y) correspondiente en aumento de la confiabilidad y disponibilidad de máquinas y equipos para la generación de energía y potencia y los correspondientes ingresos generados que participan en el nuevo plan de mantenimiento. El investigador asume que X y Y en sus respectivas poblaciones tienen una distribución normal con media μ_X y μ_Y , respectivamente. Otros supuestos suponen que la varianza (σ^2) de dichas distribuciones es similar y que las atingencias de la muestra se han extraído de forma independiente de sus respectivas poblaciones. Los parámetros del modelo son μ_X , μ_Y y σ^2 .

Especificar la hipótesis nula. Aplicado a nuestros valores, se trata de la hipótesis de que no hay diferencia entre las medias de las dos poblaciones: $H_0 : \mu_X - \mu_Y = 0$.

Aunque usualmente se utiliza la hipótesis nula en estos términos, en general se puede tomar la hipótesis $H_0 : \mu - \mu_Y = c$, donde c se asume que es cualquier número real. Es necesario el definir un estadístico que nos sirva de contraste. Este estadístico se construye a partir de los datos que integran la muestra. En nuestro trabajo de tesis se deberá considerar como estadístico de contraste:

$$t = \frac{(\bar{X} - \bar{Y}) - (\mu_X - \mu_Y)}{\sqrt{\frac{S_X^2 + S_Y^2}{n}}}$$

De donde:

$$\bar{X} \text{ y } \bar{Y}$$

Se utilizan las medias muestrales en ambos equipos, S^2X y S^2Y las varianzas muestrales, y n el número de observaciones en cada equipo (24 en este caso).

Identificar el valor de la distribución del estadístico de contraste bajo los principales supuestos de modelamiento. Por ejemplo, se ha demostrado que el estadístico t en la Ecuación (1) se distribuye según la distribución t de Student con 46 (en general: $2n - 2$) grados de libertad.

La acción de aceptar o rechazar la hipótesis nula. Donde si el valor p es menor que el criterio α de significancia (especificado de manera *a priori*), se debe rechazar la hipótesis nula; en este caso contrario se acepta. De manera Usual se elige $\alpha = 0.05$; en el ejemplo se rechazaría la hipótesis nula.

Para una interpretación correcta del valor p es indispensable tener en claro que la PSHN, se desarrolló dentro del modelo marco *frecuentista* (o clásico) de la estadística. Inferencial, estas dos ideas son necesarias bajo esta perspectiva. Primero, los parámetros del modelo estadístico se consideran constantes, es decir, tienen un valor determinado y fijo; acto seguido, conceptualmente sería posible repetir el experimento un número muy grande de veces (de ahí, "frecuentista"). En estas diferentes repeticiones, los parámetros tienen que tener el mismo valor pero las muestras (y, por lo tanto, los datos) varían. La distribución del estadístico de contraste precisamente describe cómo el valor de dicho estadístico, variaría entre las diferentes repeticiones del experimento.

Luego el valor p se supone como la proporción de veces, en el número infinito de repeticiones conceptuales del experimento, que el estadístico de contraste tiene un valor tan extremo que el dado al valor observado en la realización del experimento vigente. Sobre esto es primordial entender que estas repeticiones se efectúan (y que la repartición del estadístico de contraste se deriva) bajo los supuestos del modelo estadístico y la hipótesis nula.

Para el caso de los valores SAIDI, tendremos que, de acuerdo a la definición del Osinergmin, 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., es decir es el indicador para medir la confiabilidad de la sub estación eléctrica, relacionada a la red eléctrica que alimenta

ANALISIS DE LA VARIACION DE LOS VALORES DE SAIDI PERIODO EN 2017 - DIC- 2018- TRONCAL N° 1 ANTES DE LAS ACCIONES DE OPTIMIZACION DEL SECCIONADOR DE ENTRADA/SALIDA								
MES	HORAS FALLA	HORAS TOTAL	SAIDI MES	CONFIABIL MES	SAIDI AÑO	CONFIABIL AÑO	SAIDI PERIODO	CONFIABIL PERI
ene-17	2,75	744	0,37%	99,63%				
feb-17	3,50	672	0,52%	99,48%				
mar-17	2,55	744	0,34%	99,66%				
abr-17	3,15	720	0,44%	99,56%				
may-17	2,55	744	0,34%	99,66%				
jun-17	1,75	720	0,24%	99,76%	0,3276%	99,6724%		
jul-17	1,95	744	0,26%	99,74%				
ago-17	2,35	744	0,32%	99,68%				
sep-17	1,85	720	0,26%	99,74%				
oct-17	1,75	744	0,24%	99,76%				
nov-17	2,00	720	0,28%	99,72%				
dic-17	3,75	744	0,50%	99,50%			0,3445%	99,6555%
ene-18	3,00	744	0,40%	99,60%				
feb-18	3,00	672	0,45%	99,55%				
mar-18	2,75	744	0,37%	99,63%				
abr-18	2,50	720	0,35%	99,65%				
may-18	2,50	744	0,34%	99,66%				
jun-18	2,10	720	0,29%	99,71%	0,3613%	99,6387%		
jul-18	2,55	744	0,34%	99,66%				
ago-18	2,75	744	0,37%	99,63%				
sep-18	2,80	720	0,39%	99,61%				
oct-18	2,90	744	0,39%	99,61%				
nov-18	2,15	720	0,30%	99,70%				
dic-18	2,75	744	0,37%	99,63%				

Tabla 28 Valores SAIDI, Troncal A 1096 antes de las Acciones de Optimización

Representados con los siguientes estadígrafos:

Promedio	2,57
Varianza	0,273220109
N	24
Varianza ²	0,074649228

Así mismo los valores después de las acciones de Optimización, serán las visualizadas en la figura adjunta:

ANALISIS DE LA VARIACION DE LOS VALORES DE SAIDI PERIODO EN 2019 - DIC- 2020- TRONCAL N° 1 DESPUES DE LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO - SECCIONADOR DE ENTRADA/SALIDA								
MES	HORAS FALLA	HORAS TOTAL	SAIDI MES	CONFIABIL MES	SAIDI AÑO	CONFIABIL AÑO	SAIDI PERIODO	CONFIABIL PERI
ene-19	2,50	744	0,34%	99,66%				
feb-19	2,75	672	0,41%	99,59%				
mar-19	1,80	744	0,24%	99,76%				
abr-19	2,50	720	0,35%	99,65%				
may-19	1,50	744	0,20%	99,80%				
jun-19	1,50	720	0,21%	99,79%	0,2500%	99,7500%		
jul-19	1,50	744	0,20%	99,80%				
ago-19	1,35	744	0,18%	99,82%				
sep-19	1,55	720	0,22%	99,78%				
oct-19	1,35	744	0,18%	99,82%				
nov-19	1,50	720	0,21%	99,79%				
dic-19	1,75	744	0,24%	99,76%			0,2411%	99,7589%
ene-20	2,00	744	0,27%	99,73%				
feb-20	2,00	696	0,29%	99,71%				
mar-20	1,65	744	0,22%	99,78%				
abr-20	1,50	720	0,21%	99,79%				
may-20	2,00	744	0,27%	99,73%				
jun-20	1,25	720	0,17%	99,83%	0,2322%	99,7678%		
jul-20	1,35	744	0,18%	99,82%				
ago-20	2,00	744	0,27%	99,73%				
sep-20	1,65	720	0,23%	99,77%				
oct-20	2,00	744	0,27%	99,73%				
nov-20	1,50	720	0,21%	99,79%				
dic-20	1,30	744	0,17%	99,83%				

Tabla 29 Valores SAIDI, Troncal N° A1096, después de las Acciones de Optimización

Con los siguientes estadígrafos:

Promedio	1,74
Varianza	0,165430254
N	24
Varianza ²	0,027367169

Lo que determina un valor de τ : 20,7115483

Comparando con los valores de la curva τ student:

Tabla t-Student



Grados de libertad	0.25	0.1	0.05	0.025	0.01	0.005
1	1.0000	3.0777	6.3137	12.7062	31.8210	63.6559
2	0.8165	1.8856	2.9200	4.3027	6.9645	9.9250
3	0.7649	1.6377	2.3534	3.1824	4.5407	5.8408
4	0.7407	1.5332	2.1318	2.7765	3.7469	4.6041
5	0.7267	1.4759	2.0150	2.5706	3.3649	4.0321
6	0.7176	1.4398	1.9432	2.4469	3.1427	3.7074
7	0.7111	1.4149	1.8946	2.3646	2.9979	3.4995
8	0.7064	1.3968	1.8595	2.3060	2.8965	3.3554
9	0.7027	1.3830	1.8331	2.2622	2.8214	3.2498
10	0.6998	1.3722	1.8125	2.2281	2.7638	3.1693
11	0.6974	1.3634	1.7959	2.2010	2.7181	3.1058
12	0.6955	1.3562	1.7823	2.1788	2.6810	3.0545
13	0.6938	1.3502	1.7709	2.1604	2.6503	3.0123
14	0.6924	1.3450	1.7613	2.1448	2.6245	2.9768
15	0.6912	1.3406	1.7531	2.1315	2.6025	2.9467
16	0.6901	1.3368	1.7459	2.1199	2.5835	2.9208
17	0.6892	1.3334	1.7396	2.1098	2.5669	2.8982
18	0.6884	1.3304	1.7341	2.1009	2.5524	2.8784
19	0.6876	1.3277	1.7291	2.0930	2.5395	2.8609
20	0.6870	1.3253	1.7247	2.0860	2.5280	2.8453
21	0.6864	1.3232	1.7207	2.0796	2.5176	2.8314
22	0.6858	1.3212	1.7171	2.0739	2.5083	2.8188
23	0.6853	1.3195	1.7139	2.0687	2.4999	2.8073
24	0.6848	1.3178	1.7109	2.0639	2.4922	2.7970
25	0.6844	1.3163	1.7081	2.0595	2.4851	2.7874
26	0.6840	1.3150	1.7056	2.0555	2.4786	2.7787
27	0.6837	1.3137	1.7033	2.0518	2.4727	2.7707
28	0.6834	1.3125	1.7011	2.0484	2.4671	2.7633
29	0.6830	1.3114	1.6991	2.0452	2.4620	2.7564
30	0.6828	1.3104	1.6973	2.0423	2.4573	2.7500
31	0.6825	1.3095	1.6955	2.0395	2.4528	2.7440
32	0.6822	1.3086	1.6939	2.0369	2.4487	2.7385
33	0.6820	1.3077	1.6924	2.0345	2.4448	2.7333
34	0.6818	1.3070	1.6909	2.0322	2.4411	2.7284
35	0.6816	1.3062	1.6896	2.0301	2.4377	2.7238
36	0.6814	1.3055	1.6883	2.0281	2.4345	2.7195
37	0.6812	1.3049	1.6871	2.0262	2.4314	2.7154
38	0.6810	1.3042	1.6860	2.0244	2.4286	2.7116
39	0.6808	1.3036	1.6849	2.0227	2.4258	2.7079
40	0.6807	1.3031	1.6839	2.0211	2.4233	2.7045
41	0.6805	1.3025	1.6829	2.0195	2.4208	2.7012
42	0.6804	1.3020	1.6820	2.0181	2.4185	2.6981
43	0.6802	1.3016	1.6811	2.0167	2.4163	2.6951
44	0.6801	1.3011	1.6802	2.0154	2.4141	2.6923
45	0.6800	1.3007	1.6794	2.0141	2.4121	2.6896
46	0.6799	1.3002	1.6787	2.0129	2.4102	2.6870
47	0.6797	1.2998	1.6779	2.0117	2.4083	2.6846
48	0.6796	1.2994	1.6772	2.0106	2.4066	2.6822
49	0.6795	1.2991	1.6766	2.0096	2.4049	2.6800

Figura 54 T Student para grados de libertad de 1 a 59

Es decir, para 99 % de confianza el valor de t es para 46 grados de libertad de 2,4102, valor menor de 20.7115483, por lo tanto, es cierta la hipótesis que el plan de mantenimiento, mejora la confiabilidad de la troncal

En cuanto a los pliegos tarifarios de la Empresa Hidroandina, vigentes a la fecha tenemos que:

MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	SEIN2	SEIN3	SEIN4	CARH2	CARH4
DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN						
O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS (2E2P)						
Cargo Fijo Mensual	S/./mes	6.75	8.72	14.82	6.75	14.82
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S/./kW.h	24.34	24.44	24.53	24.01	24.20
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	19.85	19.94	20.00	19.57	19.72
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/./kW-mes	56.42	56.40	59.15	56.42	59.15
Cargo por Potencia Activa por uso de redes de Distribución en HP	S/./kW-mes	12.12	12.00	15.51	15.03	15.51
Cargo por Exceso de Potencia Activa por uso de redes de Distribución en HFP	S/./kW-mes	12.36	11.48	13.63	15.32	13.63
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./kVar.h	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40
DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN						
O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA (2E1P)						
Cargo Fijo Mensual	S/./mes	6.75	8.72	13.49	6.75	13.49
Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S/./kW.h	24.34	24.44	24.53	24.01	24.20
Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	19.85	19.94	20.00	19.57	19.72
Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:						
Presentes en Punta	S/./kW-mes	52.55	48.64	55.40	52.55	55.40
Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	25.94	30.31	35.75	25.94	35.75
Cargo por Potencia Activa por uso de redes de distribución para usuarios:						
Presentes en Punta	S/./kW-mes	12.84	12.48	15.70	15.90	15.70
Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	12.59	12.12	14.80	15.60	14.80
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./kVar.h	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40
SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN						
O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA (1E1P)						
Cargo Fijo Mensual	S/./mes	6.75	8.72	13.49	6.75	13.49
Cargo por Energía Activa	ctm. S/./kW.h	20.97	21.06	21.13	20.68	20.84
Cargo por Potencia Activa de generación para usuarios:						
Presentes en Punta	S/./kW-mes	52.55	48.64	55.40	52.55	55.40
Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	25.94	30.31	35.75	25.94	35.75
Cargo por Potencia Activa por uso de redes de distribución para Usuarios:						
Presentes en Punta	S/./kW-mes	12.84	12.48	15.70	15.90	15.70
Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	12.59	12.12	14.80	15.60	14.80
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./kVar.h	4.40	4.40	4.40	4.40	4.40

Tabla 30 Pliego Tarifario vigente – Media Tensión – ENOSA

De donde se puede apreciar, que se trabajara con:

Cargo por Energía activa: 0.2434 S/ / Kwhr

Cargo por Potencia activa: 52.55 S/ / Kw - Mes

Como segundo paso, debemos de considerar, que la confiabilidad del elemento fundamental, el cual es la troncal N° 1, nos determina

Disponibilidad antes del Plan de Ubicación de reconectores: 99.69 %

Disponibilidad después del Plan de Ubicación 99.99 %

Esto significa en términos de horas al año: 26.28 Horas, que en términos de S/. por energía y potencia, significan :

En términos de energía: (Por Modulo)

$$26.28 * 7000 * 0.2434 = \text{S/ } 44,776 \text{ al Año}$$

En términos de potencia:

$$26.28 / 720 * 7000 * 52.25 = \text{S/ } 13,349.90 \text{ al Año}$$

En cuanto a los costos del Plan de ubicación de reconectores unitario, estos son del orden del 0.50 %, del costo de la instalación, es decir son:

$$7,000 * 1000 * 0.005 = \text{S/ } 35,000.00, \text{ considerando un costo inicial de S/ } 70,000.00$$

Para el caso de la tasa de interés, trabajaremos con el concepto de tasa de interés conjunta:

Utilizaremos el concepto de la tasa de interés efectiva anual (TCEA) ,con énfasis en la entidad bancaria BCP, que a la fecha es la mas baja del mercado, la cual a la fecha es de 15.62 % , el monto a financiar será el total de la inversión , del orden unitario de S,/70,000 , con un periodo de recupero de 10 años

Costo ponderado de Capital: Se hará uso del modelo de valoración de activos de capital (CAPM), se calcula el costo de oportunidad de capital (COK), mediante la siguiente formula :

$$COK = \beta * (R_m - R_f) / R_f + R_{\text{pais}}$$

De donde:

Beta no apalancada = 0,83, Según datos del sector eléctrico

R_m = Prima por riesgo de mercado = 8.63 %

R_f = Tasa libre de riesgo = 3.22 % (Bonos del tesoro americano de 30 años)

R_{pais} = Riesgo de Pais = 2.88 %

De donde el COK será igual a 19.19 %

Se utilizaran las siguientes tasas de riesgo:

<i>Industry Name</i>	<i>Number of firms</i>	<i>Beta</i>	<i>D/E Ratio</i>
Advertising	40	1.15	73.87%
Aerospace/Defense	87	1.08	18.46%
Air Transport	17	1.01	71.00%
Apparel	51	1.02	34.18%
Auto & Truck	18	1.20	148.09%
Auto Parts	62	1.04	28.30%
Bank (Money Center)	11	0.64	157.26%
Banks (Regional)	612	0.50	58.68%
Beverage (Alcoholic)	28	1.33	26.14%
Beverage (Soft)	35	0.70	23.06%
Broadcasting	27	1.12	112.17%
Brokerage & Investment Banking	42	1.24	219.92%
Building Materials	39	1.11	21.46%
Business & Consumer Services	169	1.17	27.44%

Tabla 31 Tasas de Riesgo por actividad empresarial

Fuente: Elaboración propia

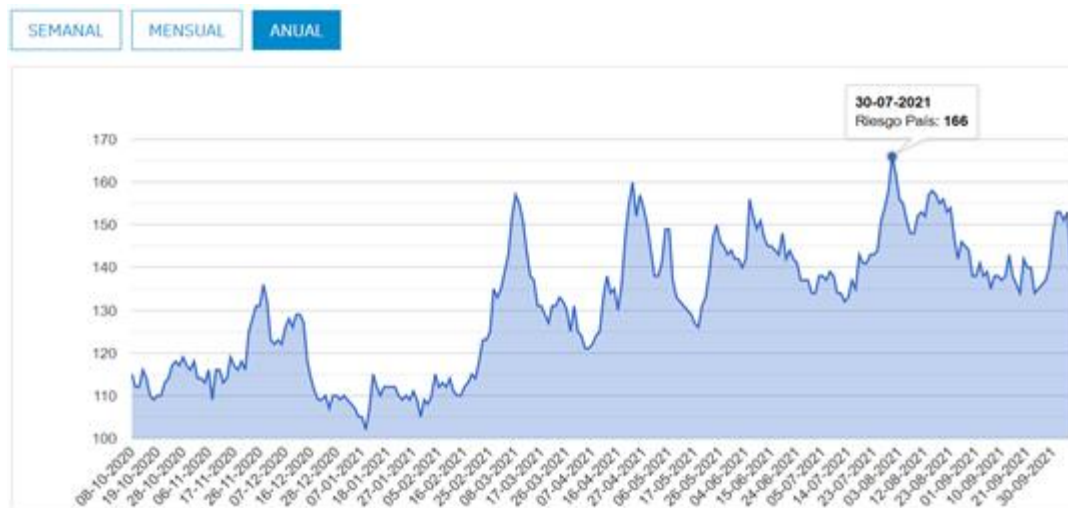


Figura 55 Variación anual Riesgo País

Fuente: JP Morgan

Esto nos determina una tasa de costo ponderado de capital (WACC) igual a 19.19 % ,lo cual me determina, el siguiente flujo de caja económico – financiero

ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS PERIODO 2022 - 2031													
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INGRESOS	0,00	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90	58.125,90
EGRESOS	70.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00	35.000,00
UTILIDAD	-70.000,00	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90	23.125,90
VALOR ACTUAL NETO		79.611,60											
TASA INTERNA DE RETORNO		32%											

Siendo por lo tanto viable el plan de Ubicación de Reconectores de las troncales de ENOSA, ubicadas en la Región Piura , con un VAN de S/ 79,611.60 y una TIR 32 %

VI.- CONCLUSIONES

- Se determinó el estado de falla del alimentador A1096, esto alineado al objetivo siete de las naciones unidas, es necesario de mejorar la confiabilidad de suministro eléctrico de los sistemas eléctricos, más aún con las nuevas tendencias de la generación distribuida, nos trae ahora, la idea del prosumidor que tiene que entregar un suministro continuo y estable, con calidad de producto, es decir niveles de tensión, frecuencia, ausencia de Flickers. perturbaciones y cualquier otra perturbación que se pueda presentar, por lo que se trabajó con la data estadística de los valores estadísticos de los indicadores SAIDI y SAIFI, de la empresa Electronoroeste, con el esbozo del software Digsilent Power Factory que nos permite en futuros trabajos de investigación optimizar la ubicación y funcionamiento de los reconectadores eléctricos inteligentes.
- Se determinó las tendencias a nivel Perú y el mundo, de las innovaciones técnicas y tecnológicas para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos, como el uso de los reconectadores aparatos eléctricos que reconectan automáticamente y a distancia los circuitos, troncales y derivaciones que se han desconectado, permitiendo de esta manera disminuir la duración de las fallas, la cantidad de usuarios afectados y mejorar la conservación de las instalaciones, se analizó a nivel nacional e internacional de sus tendencias y análisis prospectivos, tanto en sistemas convencionales, como en sistemas de generación distribuida, con las diversas alternativas de comunicaciones que brinda la tecnología en la actualidad.
- Se procedió a calcular los principales mecanismos eléctricos necesarios de introducir en las redes para mejorar la confiabilidad, se analizó los diversos tipos de reconectadores, sus características de operación, su configuración y ubicación óptima, entre otros detalles, operativos, se tomaron datos de la confiabilidad antes y después de la instalación de los reconectadores, con los correspondientes cálculos y análisis de cargabilidad, voltaje, frecuencia, perturbaciones, con lo cual, se determinó la mejora en la disponibilidad, por tratarse de una muestra se validó estadísticamente con el nivel de confianza y el margen de error óptimo, mediante la utilización de la prueba paramétrica de t-student, con lo cual tendremos la certeza que los resultados muestrales encontrados, representan al universo; se

realizó una mejora de los indicadores SAIFI y SAIDI, que determinan un aumento de la confiabilidad de 99.65% a 99.75%.

- Se calculó las ganancias económicas obtenidas por la mejora en la confiabilidad, el rango del monto de las inversiones necesarias y la viabilidad técnica y económica de estas mejoras, a través de sus indicadores VAN y TIR, y luego se procedió a calcular las ganancias económicas obtenidas por la mejora de la confiabilidad, procediendo a la validación económica y financiera de la validez del proyecto, mediante el desarrollo de los flujos económicos y financieros, el tiempo de duración del negocio, la tasa de descuento o de costo ponderado del capital y por último el cálculo y análisis de los indicadores VAN del orden de los S/ 79,611.80 y una TIR del 32 %.

VII.- RECOMENDACIONES

Este trabajo teórico conceptual debe motivar a las empresas distribuidoras de electricidad, tanto de propiedad privada, como publica a realizar sendos trabajos de consultoría para determinar la ubicación optima de los reconectores en las redes de electrificación, que administran para mejorar la confiabilidad en particular y la calidad de servicio, y calidad del Producto, con el diseño de la óptima ubicación de los instrumentos que modulan la calidad, tal como reconectores, seccionadores, filtros, baterías de condensadores etc

Las Universidades de la Región, incluyendo la facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la UNPRG, deben propiciar el desarrollo de metodologías de planificación de la mejoras y optimización del despacho de troncales, con métodos cualitativos y cuantitativos de optimización de troncales eléctricas, en modo conceptual y difuso.

VIII. REFERENCIAS BIBLOGRAFICAS

- 1.- ABC Consultorio . (2018). *Que es una API y para que sirve*. Mexico: Pearson.
- 2.- Baran, M. (2015). *Meter Placement for real Time Monitoring of distribution Feeder*. Salt Lake: IEEE.
- 3.- Coronel, M. (2019). *Evaluacion de confiabilidad y ubicacion optima de reconectores en sistemas electricos de Distribucion Radial*. GUAYAQUIL: ESPOL.
- 4.- Crespo, M. (2017). *The Maintenance Management framework, Models and Methods for complex systems* . Londres: SPRINGER.
- 5.- Diaz, D. (2017). *Valorizacion de la confiabilidad y Calidad Electrica* . SANTIAGO: PRICE.
- 6.- Escobedo, A. (2018). *Automatizacion del Servicio electrico en alimentadores de Media Tension en Hidroandina* . LIMA: UNI.
- 7.- Gonzales, A. (2017). *Gerencia del Mantenimiento Electrico de Redes de Distribucion* . LIMA: UNI.
- 8.- Gonzales, J. (2017). *La Tecnologia que promete cambiar al mundo conectado todo a internet*. Mexico: Pearson.
- 9.- LANDAZURI, C. (2019). Operacion remota de la Distribucion basada en la supervision y control remoto de reconectores . *Energia* , 142 - 145.
- 10.- Icomadurosky, N. (2019). *Gestion del telecontrol de reconectores de Potencia* . LIMA: UNFV.
- 11.- Ministerio de Energia y Minas . (2017). *Norma Tecnica de Calidad de los Servicios Electricos* . LIMA: DGE.
- 12.- Nakamura, M. (2016). *Balance de la Oferta y Demanda Electrica* . LIMA: UNI.
- 13.- Osinergmin. (2017). *Calidad del Suministro Electrico en el Peru - Caso Electronorte*. Lima: OSINERG.
- 14.- Patiño, R. (2017). *Telecontrol y Telegestion de Reconectores con Tecnologia GSM/GPRS*. Bogota: SYNAPSIS.
- 15.- Perez, J. (2017). *Definicion de ASCII*. Miami: Willey.
- 16.- Retamozo, J. (2018). *Optimizacion de Estrategias de operacion de Sistemas Electricos para el Control de SAIDI y SAIFI en SEAL*. Arequipa: UNSA.
- 17.- Rouse, M. (2017). *Internet de las Cosas*. Lima: UNI.
- 18.- Rudnick, H. (2017). *Variabilidad de la oferta en Sistemas Electricos Interconectados*. Santiago: UPSA.
- 19.- SAMPIERI HERNANDEZ, R. (2010). *METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION*. Mexico.

- 20.- Sector Electricidad. (2017). *Reconectores* . Bogota: LIMUSA.
- 21.- Sialer, C. (2018). *Control total de la calidad del producto Electrico* . Guayaquil: ESPOL.
- 22.- STASZESKY, D. (2015). *Advanced Feeder Automation is Here*. LIMA: IEEE.
- 23.- Varela, P. (2018). *Fallas en Sistemas Electricos* . Santiago: PUCCH.
- 24.- Yebra, J. (2019). *Sistemas Electricos de Distribucion* . Bogota: REVERTE.
- 25.- Zaparenckys, O. (2017). *Operacion y Control de reconectores de Potencia* . Caracas: Bolivariana.

ANEXO A

OPERACIONALIZACION DE VARIABLE

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Indicadores	Escala de medición
Variable Dependiente: Indicadores SAIDI , SAIFI	Incorporación de un interruptor automático con mando a distancia a una red de distribución	Determinar la operación y supervisión eficiente del alimentador de media tensión (AMT)	Tiempo de localización y reposición del alimentador de media tensión (AMT)	Razón
Variable independiente: Mejoramiento Alimentador A1096	Es la habilidad de un sistema o equipo para desempeñar una función bajo ciertas condiciones en un determinado tiempo (Suerio, 2012)	Determinar la capacidad que tiene un sistema o equipo eléctrico para responder ante una perturbación o evento.	Acciones de instalación y puesta en Operación de equipos de control a distancia, ubicación optima	Razón



UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DECANATO



ACTA DE SUSTENTACION VIRTUAL N°070-2022-FIME



En la ciudad de Lambayeque, siendo las 08:20 a.m. del día miércoles 28 de diciembre de 2022. Se reunieron vía plataforma virtual <http://meet.google.com/pjr-knxm-dpg>, los miembros del jurado, designados mediante Resolución N°246-2022-D-VIRTUAL-FIME, de fecha 27 de diciembre de 2022, con la finalidad de Evaluar y Calificar la sustentación de la Tesis, conformado por los siguientes catedráticos:

Dr. Ing. FREDY DÁVILA HURTADO
ING. ROBINSON TAPIA ASENJO
ING. TEOBALDO EDGAR JULCA OROZCO
Dr. Ing. ANIBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA

PRESIDENTE
SECRETARIO
MIEMBRO
ASESOR

Se recibió la Tesis titulada:

"MEJORAMIENTO DE INDICADORES SAIDI Y SAIFI EN EL ALIMENTADOR A1096 EN MEDIA TENSION ELECTRO NOROESTE PIURA"

Presentada y sustentada por su autor, Bachiller: **MILIAN GUERRERO YASSER EDWARD.**

Finalizada la sustentación virtual de la Tesis, el sustentante respondió las preguntas y observaciones de los miembros del jurado examinador, quienes procedieron a deliberar y acordaron otorgar el calificativo de **APROBADO**, Nota (15) en la escala vigesimal, mención **REGULAR.**

Quedando el sustentante apto para obtener el Título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, de acuerdo a la Ley Universitaria 30220 y la normatividad vigente, de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

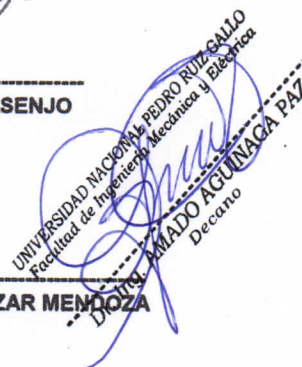
Siendo las 09:20 a.m. del mismo día se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta el jurado respectivo:

Dr. Ing. FREDY DÁVILA HURTADO
PRESIDENTE

ING. ROBINSON TAPIA ASENJO
SECRETARIO

ING. TEOBALDO EDGAR JULCA OROZCO
MIEMBRO

Dr. Ing. ANIBAL JESUS SALAZAR MENDOZA
ASESOR



ANEXO 01

CONSTANCIA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD DE TESIS

Yo, Aníbal Jesús Salazar Mendoza, Docente / Asesor de tesis, del estudiante, Br. Yasser Milian Guerrero del III PET , con su trabajo de investigación Titulada MEJORAMIENTO DE INDICADORES SAIDI Y SAIFI EN EL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSION ELECTRO NOROESTE PIURA ELECTROMOVILIDAD EN EL PERÚ Y PERSPECTIVAS DE CRECIMIENTO, , luego de la revisión exhaustiva del documento constato que la misma tiene un índice de similitud del 12 % verificable en el reporte de similitud del programa Turnitin.

El suscrito analizó dicho reporte y concluyó que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Lambayeque, 18 de Noviembre del 2022



.....

ANÍBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA
DNI: 16720249
ASESOR

Se adjunta:

TESIS 1

INFORME DE ORIGINALIDAD

12%

INDICE DE SIMILITUD

12%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

4%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

repositorio.uncp.edu.pe

Fuente de Internet

6%

2

www.coursehero.com

Fuente de Internet

1%

3

hdl.handle.net

Fuente de Internet

1%

4

repositorio.unap.edu.pe

Fuente de Internet

1%

5

nanopdf.com

Fuente de Internet

1%

6

Submitted to Universidad Cesar Vallejo

Trabajo del estudiante

<1%

7

www.yumpu.com

Fuente de Internet

<1%

8

Submitted to Pontificia Universidad Catolica Madre y Maestra PUCMM

Trabajo del estudiante

<1%

9

www1.finaccess.com.mx

Fuente de Internet

Resumen del Reporte (Con porcentaje y parámetros de configuración)

Recibo digital.

turnitin

Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de sus entregas se muestra abajo.

Autores de la entrega:	Guerrero Millan
Título del documento:	TESIS
Título de la entrega:	TESIS 1
Nombre del archivo:	TESIS_MILAN_GUERRERO_130122.docx
Tamaño del archivo:	22.41M
Total páginas:	85
Word count:	16,899
Total de caracteres:	85,911
Fecha de entrega:	13-ene-2022 10:04p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega:	1741456226

**UNIVERSIDAD NACIONAL
"PEDRO RUIZ GALLO"**
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICIDAD
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES
Proyecto de Investigación de
Desarrollo Tecnológico y Científico

Elaborado por: ANÍBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA
Fecha: 13-ene-2022 10:04p. m. (UTC-0500)

ANÍBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA
DNI: 16720249
ASESOR

Documento de 2022 Turnitin. Todos los derechos reservados.



ANÍBAL JESÚS SALAZAR MENDOZA
DNI: 16720249
ASESOR