

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS:

**“GESTIÓN DE PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN DE
INTERRUPTORES EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 60KV/10KV
PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN LA CIUDAD DE LIMA”**

PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN INGENIERÍA
CON MENCIÓN EN GERENCIA DE PROYECTOS ELECTROMECAÑICOS

ELABORADO POR:

MIGUEL ANGEL SANTANA ARBIZU

 [0009-0006-0565-9412](#)

ASESOR:

MAG. SAMUEL RIVERA CASTILLA

 [0009-0008-1714-6002](#)

Lima – Perú

2023

Dedicatoria:

Agradezco a CARELEC y a la UNI por promover el desarrollo de profesionales en el país, en el sector energía en el campo de la ingeniería y la gestión de proyectos electromecánicos, agradezco a mis profesores por su transferencia de conocimientos y experiencia y agradezco mucho a mi familia por su apoyo y aliento permanente.

INDICE

	Pág.
Resumen	ix
ABSTRACT :	x
INTRODUCCIÓN	xi
CAPÍTULO I	1
PLANTEAMIENTO DE LA REALIDAD PROBLEMATICA	1
1.1 Antecedentes de la investigación.....	1
1.2 Identificación y descripción del problema de estudio	8
1.2.1 Problema principal	9
1.2.2 Problemas secundarios.....	9
1.3 Justificación e importancia.....	9
1.4 Objetivos de la investigación	10
1.4.1 Objetivo general	10
1.4.2 Objetivos específicos	10
1.5 Hipótesis General	11
1.5.1 H1	11
1.5.2 H2	11
1.5 Variables, dimensiones e indicadores.....	11
1.6 Unidades de análisis.....	12
1.7 Fuentes de información	12
1.8 Tipo y nivel de investigación	13
1.9 Técnicas e Instrumentos de recolección de datos	13
1.10 Análisis y procesamiento de datos.....	13
CAPÍTULO II	14
MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN	14
2.1 Bases teóricas generales.....	14
2.1.1 Sistemas de potencia.....	14
2.1.2 Control y automatización.....	16
2.2 El sistema eléctrico.....	17
2.2.1 La cadena eléctrica	17

2.2.2	Subestaciones.....	19
2.3	Subestación eléctrica 60kV/10kV.....	21
2.3.1	Transformador de potencia	22
2.3.2	Interruptores de potencia	23
2.3.2.1	Interruptor en gran volumen de aceite GVA	25
2.3.2.2	Interruptor en aire comprimido	25
2.3.2.3	Interruptor en mínimo volumen de aceite MVA.....	26
2.3.2.4	Interruptor en SF6 y equipos híbridos	27
2.3.2.5	Equipos Gas Insulated System (GIS)	29
2.3.2.6	Interruptor en vacío	30
2.3.3	Seccionadores de potencia	31
2.4	Indicadores de calidad.....	32
2.4.1	SAIDI y SAIFI.....	32
2.4.2	CAIDI Y CAIFI.....	34
2.5	Automatización de sistemas eléctricos	35
2.5.1	Convencional	35
2.5.2	Digital.....	37
2.6	Gerencia de proyectos.....	42
2.7	Marco conceptual	48
CAPÍTULO III		50
DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN		50
3.1	Análisis de datos	51
3.1.1	Identificación de interesados.....	51
3.1.2	Realización de la elicitación	55
3.1.3	Análisis de indicadores de la Red Eléctrica	63
3.1.4	Impacto de las fallas y diagnóstico	66
3.2	Descripción del modelo actual.....	72
3.2.1	Variables de operación del proceso eléctrico.	72
3.2.2	Operación manual de interruptores	75
3.2.3	Tipos de interrupciones	77
3.3	Búsqueda de un nuevo modelo	90
3.3.1	Limitaciones del modelo actual	91
3.3.2	Alternativa de la solución	94
3.3.3	Focalización de la alternativa	95
3.4	Estudio del caso	98

3.4.1 Ingeniería básica del nuevo modelo SARC	98
3.4.1.1 Señales del sistema	100
3.4.1.2 Funciones lógicas y algoritmos	102
3.4.2 Simulaciones virtuales	110
3.4.3 Revisión de resultados	115
3.4.4 Propuesta de la Gestión del Proyecto de Automatización.....	118
CAPITULO IV	123
DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS.....	123
4.1 Discusión de resultados.....	123
4.2 Contrastación de Hipótesis	123
CONCLUSIONES	126
RECOMENDACIONES.....	127
Referencias	128
ANEXOS	133

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1	MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES..... 12
TABLA 2	INTERESADOS Y MÉTODOS PARA OBTENER INFORMACIÓN..... 56
TABLA 3	PREGUNTAS PARA ENCUESTAS A LOS USUARIOS57
TABLA 4	EVALUACIÓN DE IMPACTO DE UNA FALLA 68
TABLA 5	EVALUACIÓN DEL IMPACTO, CASO 1 69
TABLA 6	EVALUACIÓN DEL IMPACTO, CASO 2 70
TABLA 7	EVALUACIÓN CUALITATIVA DEL RIESGO DE LAS FALLAS 88
TABLA 8	EVALUACIÓN CUANTITATIVA DEL RIESGO DE LAS FALLAS 89
TABLA 9	COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN 121

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 1. Consumo de electricidad y PBI per cápita, 2013	xi
Fig. 2. Consumo per cápita de electricidad en Latinoamérica, 2014	xii
Fig. 3. Indicadores SAIDI de países de Europa.....	xiv
Fig. 4. Mapa conceptual de factores que inciden en la calidad del servicio.....	8
Fig. 5. Mapa conceptual de la automatización de SET´s.....	14
Fig. 6. Esquema de un sistema eléctrico de potencia	15
Fig. 7. Topología de un sistema de control automatizado	16
Fig. 8. Cadena eléctrica en el mercado peruano.....	18
Fig. 9. Subestación eléctrica de transformación 500 kV – 220 kV 750 MVA	20
Fig. 10. Subestación eléctrica AT/AT	21
Fig. 11. Transformador de potencia AT/MT.....	23
Fig. 12. Evolución de los diseños de los interruptores de potencia	24
Fig. 13. Interruptor en gran volumen de aceite.....	25
Fig. 14. Interruptor 10 kV en mínimo volumen de aceite	27
Fig. 15. Interruptor en SF6.....	28
Fig. 16. Equipo Híbrido en SF6	28
Fig. 17. Equipos GIS.....	29
Fig. 18. Interruptor en Vacío VD4.....	30
Fig. 19. Seccionadores de alta tensión 220 kV	31
Fig. 20. Tipos de configuraciones de Sub-Estaciones.....	32
Fig. 21. Indicadores de servicios en américa latina 2019	33
Fig. 22. SAIDI y SAIFI 2016 de distribuidoras en Perú.....	34
Fig. 23. Relé electromecánico.....	36
Fig. 24. Evolución de los relés de control IED	38
Fig. 25. Equipo IED moderno multifunción	39
Fig. 26. Niveles de automatización con IED´s.....	41
Fig. 27. Resumen de grupos y áreas de conocimiento PMBOK.....	47
Fig. 28. Diagrama de flujo del desarrollo de la investigación.....	51
Fig. 29. Empresas distribuidoras de electricidad en Lima.	53
Fig. 30. Organismos del estado	55
Fig. 31. Pregunta 1	58
Fig. 32. Pregunta 2	59
Fig. 33. Pregunta 3	59
Fig. 34. Pregunta 4	60
Fig. 35. Pregunta 5	60
Fig. 36. Pregunta 6	61
Fig. 37. Pregunta 7	61
Fig. 38. Pregunta 8	62
Fig. 39. Pregunta 9	62

Fig. 40. Factores de la baja calidad del servicio.....	64
Fig. 41. Evolución del indicador SAIFI	65
Fig. 42. Evolución del indicador SAIDI	66
Fig. 43. Corte de luz en Lima	67
Fig. 44. Clientes de empresas distribuidoras	71
Fig. 45. Diagrama unifilar de una subestación típica 60/10 kV en condiciones normales de operación.....	78
Fig. 46. Falla en línea 60 kV – 56 MVA.....	80
Fig. 47. Falla en barra 60 kV.....	81
Fig. 48. Falla en transformador de potencia.....	82
Fig. 49. Recuperación de carga del TR1 por ACOPL1.....	83
Fig. 50. Falla en barra 1 10 kV.....	84
Fig. 51. Falla en alimentador 10 kV de tipo radial	85
Fig. 52. Falla en alimentador MT con enlace auxiliar	86
Fig. 53. Recuperación de carga mediante enlace auxiliar	87
Fig. 54. Factores para una recuperación de carga.....	90
Fig. 55. Centro de control de REE	91
Fig. 56. Fibra óptica	92
Fig. 57. Factores que limitan el modelo actual	93
Fig. 58. Flujo del SARC	94
Fig. 59. Flujo integrado de recuperación de carga	95
Fig. 60. Recuperación de carga del transformador	97
Fig. 61. Pantalla de diseño virtual del automatismo SARC	99
Fig. 62. Señales de entrada del automatismo SARC	100
Fig. 63. Señales del sistema eléctrico para el automatismo SARC	101
Fig. 64. Activación de señales de entrada.....	103
Fig. 65. Arranque del automatismo SARC	104
Fig. 66. Algoritmos de inhibición	105
Fig. 67. Algoritmo completo de actuadores	106
Fig. 68. Subetapa de arranque	106
Fig. 69. Algoritmo de cierre secuencial	107
Fig. 70. Reset del automatismo	108
Fig. 71. Automatismo SARC completo.....	109
Fig. 72. Simulación de la primera fase en condiciones normales	110
Fig. 73. Simulación de la segunda fase de cierres en condiciones normales	111
Fig. 74. Fase de culminación y reset del automatismo.....	112
Fig. 75. Simulación con restricción por presencia de tensión	113
Fig. 76. Simulación con anomalía externa de falla en barra.....	114
Fig. 77. simulación con anomalía externa de sobrecarga	115
Fig. 78. Factores que limitan el modelo actual	116
Fig. 79. Secuencia de tiempo total del SARC	117
Fig. 80. Diagrama unifilar de subestación eléctrica 60/10kV	119
Fig. 81. Cronograma del proyecto.....	120
Fig. 82. Controlador de Automatización	121

Resumen

La aplicación de la automatización en las subestaciones eléctricas de potencia tiene un amplio potencial en la búsqueda de mejorar la calidad y reducir los periodos de duración de las interrupciones del suministro de energía eléctrica en la ciudad de Lima.

La automatización ha sido implementada con éxito en diferentes procesos industriales para mejorar la productividad reduciendo los costos de operación, la industria de la energía eléctrica también utiliza la automatización en partes de sus procesos, sin embargo, todavía existen etapas que no han sido automatizadas de manera integral, tal es el caso de la operación de interruptores de subestaciones eléctricas de 60kV/10 kV para el beneficio de una mejor la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica.

El presente trabajo mostrará la problemática existente en la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima y propondrá las alternativas adecuadas de automatización para mejorar dicha calidad y beneficiar a millones de usuarios.

PALABRAS CLAVE:

Automatización; calidad del servicio; subestaciones eléctricas; interrupciones eléctricas; suministro de energía eléctrica

ABSTRACT

AUTOMATION OF SWITCHES IN 60KV/10KV ELECTRICAL SUBSTATIONS TO IMPROVE THE QUALITY OF ELECTRICAL ENERGY SERVICE IN THE CITY OF LIMA

The application of automation in electrical power substations has a wide potential in the search to improve the quality and reduce the duration times of the interruptions of the electricity supply in the city of Lima.

Automation has been successfully implemented in different industrial processes to improve productivity and reduce operating costs, the electric power industry has also made use of this discipline in some parts of its process, however, there are stages that have not yet been fully automated such as the operation of 60kV/10 kV electrical substation switches for the benefit of a better quality of electrical power supply service.

This work will show the existing problems in the quality of the electricity supply service in Lima and will propose appropriate automation alternatives to improve said quality and benefit millions of users.

KEYWORDS:

Automation; service quality; electric substations; electric interruptions; electrical power supply

INTRODUCCIÓN

La importancia de una buena calidad del servicio de energía eléctrica es cada vez mayor en todas las ciudades y se vuelve esencial en las grandes urbes del mundo para satisfacer las necesidades de brindar una mejor calidad de vida y sostener el desarrollo del país. Lima es una de las 30 ciudades más pobladas en el mundo, según publicación de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) de abril del 2014, la ciudad alberga a cerca de 10 millones de habitantes incluso por encima de la ciudad de Londres. Ello implica grandes desafíos en todos los aspectos incluyendo el sector de energía eléctrica, el cual requiere de un alto nivel de confiabilidad y disponibilidad.

El consumo de energía eléctrica es un indicador de referencia importante del crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) de un país, los países desarrollados que poseen grandes industrias han logrado su crecimiento económico en parte soportado por el desarrollo de la energía eléctrica, en la **Figura 1** se verifica que el Perú tenía un bajo indicador en este campo en el año 2013 y que existe una amplia brecha de crecimiento y mejora.

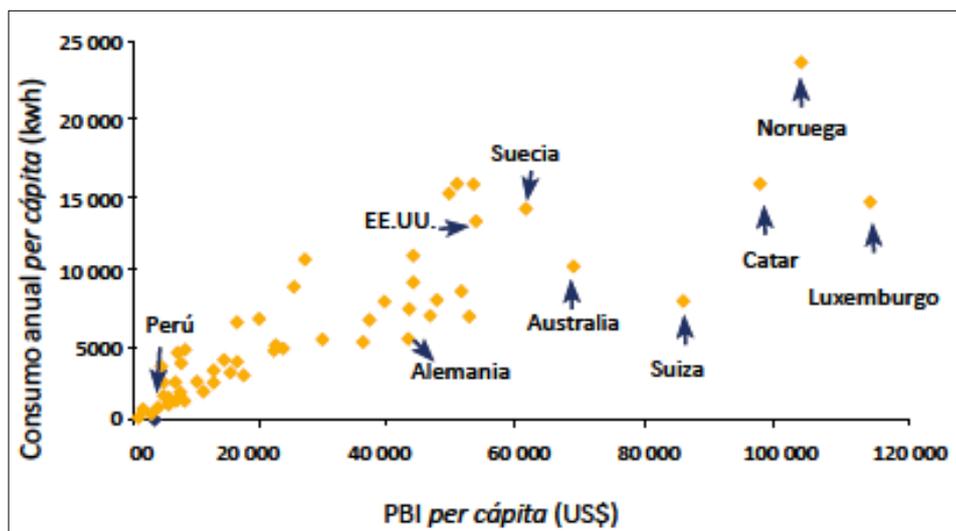


Fig. 1. Consumo de electricidad y PBI per cápita, 2013

Nota: Fuente: La industria de la electricidad en el Perú, Osinergmin 2016.

El sistema eléctrico de la megaciudad de Lima es uno de los más importantes de América Latina y es un desafío permanente el satisfacer las necesidades de los consumidores de energía eléctrica de los diversos sectores como: minero, industrial, comercial, institucional, financiero, transporte, salud, educación, doméstico, alimenticio, agroexportación, turismo y otros; casi todo proceso hace uso de la energía eléctrica la cual es una necesidad esencial.

Es evidente que, a nivel global, el Perú tiene un gran desafío para lograr competitividad con las economías de países desarrollados, sin embargo, realizando una comparación más regional respecto de los países vecinos, se puede ver que también existen diferencias respecto al consumo per cápita de electricidad.

En la **Figura 2** se muestra el consumo per cápita de electricidad del Perú y otros países en el año 2014, se observa que existe campo para el desarrollo del sector de energía eléctrica e impulsar la economía del Perú como lo viene haciendo Chile, por ejemplo, a la par de este crecimiento se requerirá también que el sistema sea confiable y que garantice un alto nivel de calidad de dicho servicio.

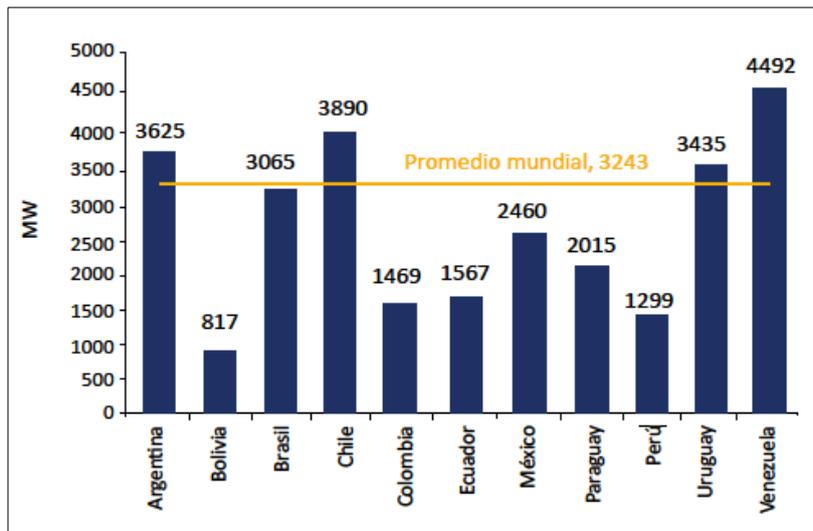


Fig. 2. Consumo per cápita de electricidad en Latinoamérica, 2014

Nota: Fuente: La industria de la electricidad en el Perú, Osinergmin 2016.

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) en el Perú poseen un nivel de automatización parcial y una alta componente manual en su operación, este escenario limita una gestión más eficiente de las Subestaciones Eléctricas de Alta a Media tensión (SET AT/MT) en cuanto a variables como tiempos de operación y duración de interrupciones, impactando en la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica a 10 millones de personas en Lima y a los sectores económicos vinculados.

Este escenario es una oportunidad para plantear alternativas de mejora acorde a la realidad nacional y trabajar en forma conjunta entre el estado y el sector privado.

La forma de medir la calidad del servicio de energía eléctrica en el Perú y en otros países es principalmente mediante el System Average Interruption Duration Index (SAIDI por sus siglas en inglés), el cual evalúa los tiempos de duración promedio de las interrupciones. Una mejora de este indicador significará una mayor continuidad del servicio de suministro eléctrico con continuidad permanente durante las 8,760 horas del año para los millones de usuarios.

La norma estándar IEEE-1366-2012 “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” define el indicador SAIDI para medir la duración promedio de las interrupciones en el servicio de energía eléctrica, es un indicador global ampliamente utilizado en Europa, Norte América, países de América Latina y en todo el mundo, permite medir la calidad del servicio del suministro de energía eléctrica de las empresas distribuidoras desde el punto de vista de la duración de las interrupciones o cortes del servicio de electricidad.

Para un entendimiento rápido de la situación actual del Perú en cuanto a este indicador de calidad, nos podemos comparar con las regiones desarrolladas. Según publicación del Council of European Energy Regulators (CEER) del año 2018, el indicador SAIDI en las regiones de Europa, fue de menos de 200 minutos, para la mayoría de los países en el año 2016. Un gran porcentaje de países europeos están por debajo de los 100 minutos en el indicador SAIDI y algunos han logrado valores de SAIDI por debajo de

40 minutos. Este comportamiento puede observarse en la **Figura 3** En Perú, el mismo indicador cerró en 14.9 horas en la ciudad de Lima en el año 2018, según informe técnico Osinergmin DSE-STE-33 2019, ello representa más de 894 minutos y está muy por encima de los indicadores europeos.

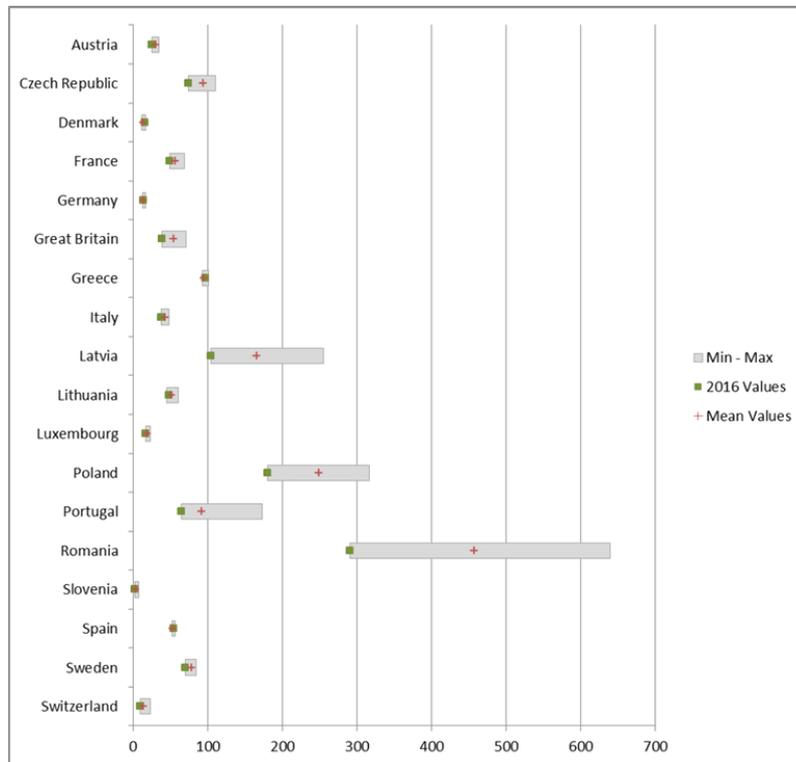


Fig. 3. Indicadores SAIDI de países de Europa

Nota: Fuente: CEER, 2018.

La proporción es de más de 1 a 3 entre estas regiones de Europa y el Perú, por lo tanto, se puede afirmar que el indicador SAIDI también es un termómetro del nivel de desarrollo de una región y evidencia que la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica puede mejorarse en el Perú. La automatización ofrece hoy en día alternativas de mejora de la confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico de potencia en cada una de sus etapas, la presente tesis propone analizar dichas alternativas y plantear la automatización de los interruptores de las Sub-Estaciones eléctricas de 60kV/10 kV y lograr un cambio significativo, rápido y de bajo costo en la mejora de la calidad del servicio.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

1.1 Antecedentes de la investigación

[1] Landázuri (2016)¹ Considera necesario expandir el control de la distribución eléctrica, y transformar la forma de operar el sistema eléctrico de potencia, pasando de una operación manual a una automática, sin intervención humana. Propone encaminar el proceso hacia un sistema de distribución inteligente, más confiable y eficiente.

El autor afirma haber implementado un piloto de sistema automático de restauración del servicio en un alimentador de la distribución eléctrica, el piloto se denominó FLISR, este permite que el sistema se vuelve más resiliente ya que éste adquiere una característica hasta ahora no muy conocida llamada auto cicatrización y no requiere de intervención humana.

Dicha auto cicatrización al que hace referencia tiene la característica de recuperar de forma inmediata la mayor cantidad posible de clientes luego de una interrupción, mientras el centro de control coordina la reparación definitiva de la parte con falla, así el impacto se reduce y la calidad mejora.

Concluye que la operación del sistema eléctrico está cambiando gracias a la automatización y los cambios son para mejorar.

¹ Landázuri, C. (2016). "Diseño e Implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.". Tesis de Maestría. Universidad de Cuenca. disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/23690>

[2] Nivethan (2013)² El autor resalta la importancia de la oportuna llegada de señales del proceso físico de la infraestructura eléctrica hacia el sistema de control y la debida actuación de los equipos de control en forma automática, en su trabajo plantea el empleo de unidades de análisis modernas que componen una sub-estación eléctrica digital, donde intervienen equipos físicos como merging units para recolección de datos, los equipos de control y protección IED's, interruptores, bus de procesos y bus de datos.

Para su modelamiento emplea el protocolo IEC61850 mediante el cual los datos llegan a los IED's para la toma de decisiones, esto le permite realizar simulaciones con resultados experimentales de señales discretas y señales análogas digitalizadas (sampled values).

Asimismo, advierte de la posibilidad de que los canales de comunicación de este moderno sistema puedan fallar principalmente por problemas de tráfico de datos, y para ello recomienda realizar un buen diseño de dicha arquitectura de comunicaciones en base a modelo estrella y anillo segmentados.

El modelo de automatización de la subestación eléctrica propuesto por el autor muestra un nivel avanzado que ya se viene empleando en países desarrollados donde se requiere un muy alto nivel de confiabilidad. Su trabajo nos muestra un camino hacia el cual debemos avanzar, considerando la realidad latinoamericana y de Perú para proponer un modelo adecuado y probablemente intermedio.

² Nivethan, J. (2013). "Modelling and Simulation of an Electric Power Substation Automation". Tesis de maestría. University de Tulsa. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Jeyasingam-Nivethan/publication/263846782_Modeling_and_Simulation_of_an_Electric_Power_Substation_Automation/links/0deec53c03a52d5fc6000000/Modeling-and-Simulation-of-an-Electric-Power-Substation-Automation.pdf

[3] Freire (2012)³ Plantea la automatización de subestaciones antiguas con la finalidad de mejorar la eficiencia de su operación, dar respuesta rápida a las eventualidades o interrupciones y mejorar la calidad del servicio para la población de la región.

Destaca que la unidad de análisis de dicha zona ha tenido limitaciones durante mucho tiempo en materia de inversión en automatización, lo cual confirma que es un problema regional en algunos países de Latinoamérica, también menciona que la falta de automatización ha afectado la imagen de la empresa en la cual realizó la investigación y tuvo impactos económicos desfavorables.

El autor concluye que el nuevo sistema de control automatizado permite ahorros en tiempo y en mano de obra, y que contribuye en paralelo a la mejora de la seguridad de los trabajadores al poder prescindir de realizar algunas operaciones en forma manual, este es un aspecto donde la automatización también contribuyó

Recomienda que el sistema automatizado sea flexible para adaptarse a nuevas tecnologías y que el mismo se realicen actualizaciones de forma periódica, estos considerandos son útiles de considerar para futuros trabajos desde las fases de diseño.

La contribución del trabajo del autor a nuestra tesis es valiosa ya que se ocupa del segmento de subestaciones antiguas donde analizó la factibilidad de ser automatizadas en forma satisfactoria, también abre otros enfoques de los beneficios de la automatización como la mejora de la seguridad de los trabajadores.

³ Freire, D. (2012). "Sistema de Automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las Subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar". Tesis de grado. Universidad Técnica de Ambato. Disponible en:
http://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/2383/1/Tesis_t733ec.pdf

[4] Chuncho (2013)⁴ El autor realiza una descripción detallada de un sistema eléctrico y específicamente de la subestación eléctrica y sus componentes más importantes como interruptores, seccionadores, relés de protección y equipos de control, resalta que en el año 2009 se ejecutó el proyecto del sistema SCADA de la unidad de estudio SET Gonzamaná de 2.5 MVA y 69/13,8 KV, la cual contaba con tecnología electromecánica en la etapa de protección.

El documento precisa que el sistema eléctrico en análisis no contaba con interruptores en el lado de las fuentes de alimentación y ello deterioraba aún más la calidad del servicio ante ocurrencia imprevista de interrupciones ya que se afectaba a más de una subestación, este hecho resalta la importancia del uso de los interruptores.

El autor destaca que, por tratarse de una instalación antigua, el proyecto incluyó la actualización y digitalización de todos los planos y esquemas eléctricos de la subestación, ello permitió un adecuado entendimiento del actual funcionamiento de cada equipo y un mejor desarrollo del proyecto de automatización. Esta consideración es relevante para nuestra tesis ya que brinda antecedentes de que las subestaciones antiguas son viables de automatizar con un adecuado relevamiento de la información detallada de esquemas eléctricos.

El trabajo desarrollado por Chuncho tiene un enfoque aplicativo, no aborda la etapa de diseño de los automatismos, pero si brinda alcances importantes de las consideraciones al momento de realizar una automatización en una instalación antigua, como la revisión de esquemas eléctricos, posible renovación de relés de protección y adecuaciones en los interruptores de potencia.

⁴ Chuncho, J. (2013). "Modernización y automatización de la subestación Gonzamaná perteneciente al sistema eléctrico de potencia para la empresa Eléctrica Regional de Sur S.A." Tesis de grado. Universidad Politécnica Salesiana. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4791/1/UPS-CT002643.pdf>

[5] Ferdie (2013)⁵ El autor resalta los diversos beneficios de automatizar una red eléctrica de potencia, considera la eficiencia y confiabilidad son dos de los más importantes, su trabajo se enfoca en la etapa de comunicación de los equipos de control, empleando el protocolo IEC 61850 mediante el cual pueden desarrollarse algoritmos de detección, localización, aislamiento de fallas y restauración del servicio ante dichas situaciones de falla, este último tipo de algoritmo es el que se analiza en nuestra tesis por lo cual este antecedente es importante.

También indica que las automatizaciones de los sistemas eléctricos de distribución están interesando cada vez más a las empresas de servicios, debido a los numerosos beneficios que ofrece en la operación, el mantenimiento y la mejora de la eficiencia en las subestaciones y alimentadores, los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y su evolución con funciones de protección, monitoreo y control, prometen mejoras importantes en este proceso de automatización.

En su trabajo desarrolla algoritmos diversos de automatización y dentro de ellos los de restauración del suministro del sistema, utilizando las funciones del estándar IEC 61850, logra construir un sistema a nivel de laboratorio para la automatización de un sistema de distribución subterráneo donde una de las características es poder restaurar de forma automática la energía en las partes no afectadas de la red eléctrica.

Las simulaciones realizadas por el autor le permiten afirmar en su trabajo que el objetivo es alcanzable.

⁵ Ferdie, G. (s.f). "Development of an IEC 61850 standard based automation system for a distribution power network". Thesis of Master degree. Cape Peninsula University of Technology. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/148365088.pdf>

[6] Torres, Lorensi, Farinon, Becon, Guimaraes, Barros (2019)⁶ Los autores afirman que los sistemas avanzados de gestión de la distribución de energía eléctrica deben realizar la función de autorreparación, una red autorreparable puede detectar e identificar fallas, sobrecargas o cortes de equipos; diagnosticar y aislar componentes de red defectuosos; y principalmente restaurar automáticamente el servicio a los consumidores utilizando secciones sanas de la red.

Proponen una solución de recuperación automática de carga en un sistema de distribución inteligente, realizado en una empresa de distribución regional en Brasil, llamada ENERGISA MS. La autorreparación o recuperación automática de carga de la red, la realizaron en una red con 293 reconectores, instalados a lo largo de 82 alimentadores aéreos conectados a nueve subestaciones con 357 MW de carga pico, suministrando energía a 300.000 consumidores. El trabajo realizado por los autores tiene como unidad de análisis los alimentadores que salen de las subestaciones, ello muestra que otras partes del sistema eléctrico también son automatizables.

Este nuevo modelo de autorrecuperación o autorregeneración de la red, es llamado por los autores como arquitectura centralizada “Self Healing” o en español autosanación, implementaron el sistema en 293 equipos y en su publicación muestran el resultado de dos casos en operación.

El resultado que obtuvieron del primer caso de restauración “self healing” de carga fue de 40 segundos, restableciendo de forma automática el 53% de los usuarios, luego de un evento de interrupción. En el segundo caso lograron un tiempo de recuperación de

⁶Torres, T., Dos Santos, L., Farinon, F., Becon, F.A., Netto, R., Leite, A. (2019). Applying a centralized self-healing architecture to a distribution network - a real case. CIREN. Artículo disponible en: <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/754>

carga de 15 segundos y una recuperación del 55% de los usuarios, estos resultados no transgreden los indicadores de confiabilidad y evitan penalidades.

[7] Arun T V, Lathesh L, Suhas A R (2016) ⁷ Los autores afirman que la India es el país cuya demanda de energía está creciendo de forma más rápida en los últimos tiempos y que la gestión de este tipo de sistemas de potencia se está volviendo cada vez más crítico.

Se resalta el uso de dispositivos electrónicos inteligentes para actuar de forma inmediata en casos de fallas eléctricas en la red y que un sistema de automatización de subestaciones facilita el control y el monitoreo de todos los componentes de la subestación, tanto de forma local como remota. Este último punto es importante ya que la automatización puede actuar de forma local autónoma y más rápida.

Los autores afirman que los sistemas de automatización de subestaciones ahorran costos y tiempo y facilitan la gestión eficiente del sistema eléctrico ya sea de distribución o de transmisión.

También afirman que la automatización de subestaciones permite un control y monitoreo en tiempo real, lo cual ayuda a incrementar la disponibilidad, la eficiencia, la confiabilidad, la seguridad.

Definen claramente estructuras de niveles en la subestación como la de nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de subestación donde están instalados los equipos de automatización o como ellos los denominan equipos electrónicos inteligentes.

⁷ Suhas a R (2016). Arun T V, Lathesh L, Suhas A R (2016). Substation Automation System. Artículo disponible en: https://www.researchgate.net/publication/319503832_Substation_Automation_system

1.2 Identificación y descripción del problema de estudio

El nivel de la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en la ciudad de lima depende de diversos factores, entre ellos se encuentran la falta de automatización de las subestaciones eléctricas, la antigüedad de la red eléctrica, la falta de un adecuado plan de mantenimiento, y la falta actualización del marco regulador en materia de mejora de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

En la **Figura 4** se muestra el mapa conceptual de factores incidentes en la calidad de este servicio, los 2 primeros factores están relacionados a la misma infraestructura eléctrica y su situación actual, mientras que el tercer factor tiene más que ver con el modelo de gestión aplicado a la operación de dicha instalación. Estos tres primeros factores dependen en gran parte de la gestión de las empresas concesionarias quienes pueden tomar decisiones en dichos ámbitos, dentro del marco regulatorio.

El cuarto factor depende de la decisión política del estado peruano para promover la actualización del marco regulatorio de tal forma que incentive la mejora de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica mediante el uso de las tecnologías de automatización y de sistemas inteligentes, para el beneficio de todos los usuarios.



Fig. 4. Mapa conceptual de factores que inciden en la calidad del servicio

Frente a la existencia de alguno de estos factores o la combinación de ellos, al producirse una interrupción del suministro de energía eléctrica, el impacto será percibido por los consumidores, quienes necesitan que la reposición de dicho servicio se produzca en el menor tiempo posible para no afectar sus actividades productivas.

A continuación, se realiza la formulación del problema principal y problemas específicos, en base al segundo factor que es la falta de automatización, debido a que está directamente vinculado a los proyectos electromecánicos, relacionada a la maestría cursada. Adicionalmente cabe señalar que los procesos de automatización en el sector eléctrico son relativamente nuevos en el Perú y se vienen dando, fundamentalmente en los sistemas de transmisión.

1.2.1 Problema principal

¿En qué medida la automatización de interruptores en subestaciones eléctricas de 60/10 kV podrá mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima?

1.2.2 Problemas secundarios

Problema secundario 1

¿En qué medida la automatización de interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10 kV permitirá el cierre para la reposición del servicio de energía eléctrica en casos de interrupciones?

Problema secundario 2

¿En qué medida la automatización de interruptores de las subestaciones eléctricas de 60/10 kV permitirá reducir el tiempo de cierre para la reposición del servicio?

1.3 Justificación e importancia

Existen varios aspectos que justifican la importancia de la implementación de la automatización en las Subestaciones Eléctricas de AT/MT en la ciudad de Lima.

a.- El mayor aporte será la mejora de la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica de 10 millones de usuarios en la ciudad de Lima, ello se reflejará en la reducción del tiempo de duración de las interrupciones del suministro de energía.

b.- Se mejorará la seguridad y minimizará el riesgo de contacto y arco eléctrico para los trabajadores en el proceso de operación de las SET's, reduciendo al mínimo la interacción con las fuentes de alta energía.

c.- Se reducirá el gasto asociado a la operación del sistema, principalmente en personal y transporte utilizado para la ejecución de maniobras en alta y media tensión en las SET's, una mayor parte de las maniobras se ejecutará de forma remota automática en situaciones de falla o contingencia.

d.- Además, existe una justificación de tipo ambiental, ya que disminuirán las emisiones ambientales de CO₂ de la flota de operación del sistema eléctrico de las SET's mediante la reducción de desplazamientos hacia las instalaciones.

e.- Permitirá ampliar conocimientos de los profesionales de diversas ramas afines como la ingeniería eléctrica, electromecánica, electrónica u otras en el diseño, implementación y explotación de sistemas automatizados para la industria eléctrica nacional.

1.4 Objetivos de la investigación

1.4.1 Objetivo general

Automatizar los interruptores de las Subestaciones eléctricas de 60/10kV para mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima metropolitana.

1.4.2 Objetivos específicos

1 Realizar el cierre automático de interruptores de las subestaciones eléctricas de 60/10kV en casos de interrupciones para mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima metropolitana.

2 Reducir el tiempo de reposición del servicio de energía eléctrica en caso de interrupciones para mejorar la calidad de dicho servicio en Lima metropolitana.

1.5 Hipótesis General

“La automatización de los interruptores de las Sub-Estaciones Eléctricas 60/10kV mejora la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en la ciudad de Lima”.

1.5.1 H1

La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctricas de 60/10kV permite el cierre de interruptores para reposición inmediata del servicio eléctrico en casos de interrupciones.

1.5.2 H2

La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10kV permite reducir el tiempo de reposición del servicio eléctrico en caso de interrupciones.

1.5 Variables, dimensiones e indicadores

En la **Tabla 1** Matriz de Operacionalización de variables se detalla y precisa las variables, definiciones, dimensiones, indicadores y su escala de medición.

TABLA 1

MATRIZ DE OPERALIZACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala
Variable principal					
Independiente:					
X: Automatización de interruptores	Proceso mediante el cual permite la recuperación inmediata y automática del servicio eléctrico cuando se produce una interrupción.	Se relaciona con el cierre del interruptor y la demora del cierre.	Cierre de interruptor	Cierres exitosos	Nº Cierres
			Demora del cierre	Tiempo	segundos
Dependiente:					
Y: Calidad de servicio de energía	Consiste en la continuidad del servicio de energía sin interrupciones, cuando estas se presentan minimizar el tiempo de reposición.	Consiste en tener la menor cantidad de interrupciones que afecten a los usuarios y la menor duración de interrupcion en caso se presente.	Disminución de afectados por la perdida del suministro electrico	Usuarios afectados	Número de usuarios
			Duración de la interrupcion	SAIDI	minutos

1.6 Unidades de análisis

La presente investigación está centrada en los sistemas eléctricos de potencia de alta y media tensión de la subestación eléctrica de 60kV a 10 kV, que además contiene 7 partes y el sistema de control que tiene 2 partes.

1.7 Fuentes de información

Las fuentes de información usadas en la tesis son abiertas ya que en su mayoría están constituidos por documentos e información que no pertenece a las mismas empresas distribuidoras, que son de conocimiento público mediante organismos del estado o publicaciones de instituciones.

Las fuentes son:

- Publicaciones de Osinergmin

- Publicaciones de IEEE
- Noticias de hechos reales de medios de comunicación local
- Información proporcionada por usuarios del servicio de electricidad
- Tesis de maestría y de grado en materias de automatización
- Artículos publicados por entes particulares especialistas en la materia.

1.8 Tipo y nivel de investigación

Tipo de investigación:

Aplicada, porque se va a resolver un problema real del nivel de calidad del servicio eléctrico, utilizando los conocimientos y la tecnología existente.

Nivel de Investigación:

Explicativo o causal, porque va más allá de la descripción de concepto, buscando las causas que originan un nivel de calidad de servicio eléctrico que resulta insatisfactorio para los usuarios.

Enfoque:

Cuantitativo, porque se centra en aspectos observables y medibles, con el propósito de mejorar los indicadores cuantitativos como número de cierres exitosos, tiempos de reposición, número de usuarios afectados.

Diseño de la Investigación:

Cuasi experimental, porque se realiza con simulaciones virtuales del proceso.

1.9 Técnicas e Instrumentos de recolección de datos

- Revisión y análisis de fuentes abiertas que son las publicaciones de organismos públicos y privados que están disponibles, tales como Osinergmin y empresas distribuidoras.

1.10 Análisis y procesamiento de datos

- Para el análisis y procesamiento de datos se utilizó el Software de simulación de automatización LOGO SOFT V8.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

En esta sección se dará el alcance de los fundamentos para que el lector pueda tener un mejor entendimiento del tema a abordar, para ello se ha desarrollado un mapa conceptual en la **Figura 5** que considera los campos que deben ser tratados de manera preliminar antes de tratar detalles de la investigación.

Deben tratarse las bases teóricas generales sobre sistemas eléctricos de potencia, control y automatización, así como sobre subestaciones y componentes. También tratar acerca de los principales indicadores del sistema eléctrico y una visión de la gerencia de proyectos de este tipo.

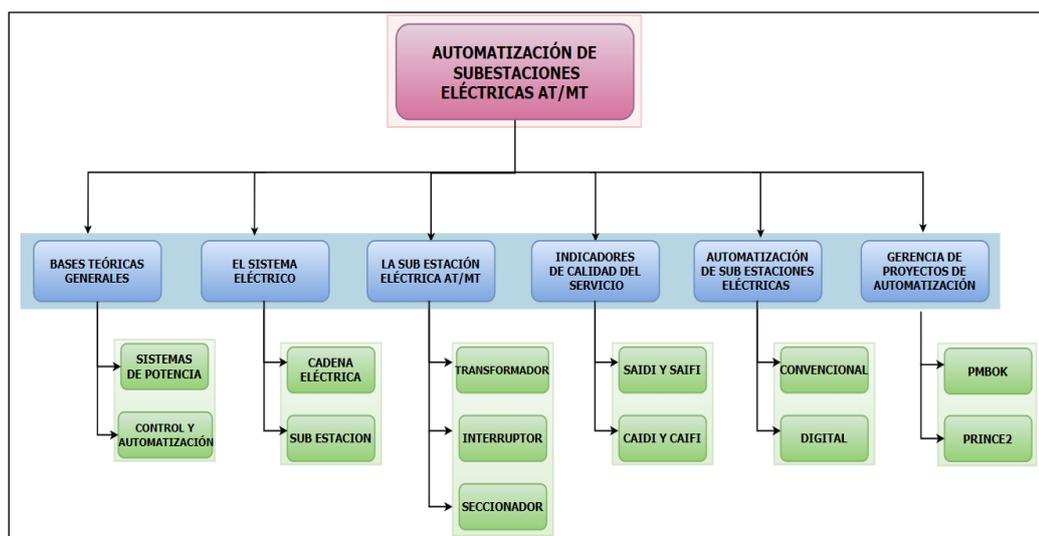


Fig. 5. Mapa conceptual de la automatización de SET's

2.1 Bases teóricas generales

2.1.1 Sistemas de potencia

El área de investigación está enfocada en los sistemas de potencia, este tipo de sistema maneja grandes cantidades de energía eléctrica por ejemplo en el orden de los Giga Watts con capacidad de abastecer a las grandes ciudades del mundo como París, Sao Paulo, Beijing o Lima.

En la actualidad la energía eléctrica se ha constituido en una necesidad importante para el ser humano y le brinda una mejor calidad de vida gracias a sus diferentes usos y gran flexibilidad. Ello ha hecho que cada día tenga mayor importancia el nivel de confiabilidad de los sistemas que gestionan este tipo de energía en grandes cantidades.

Un sistema de potencia puede abastecer de electricidad a millones de personas, a su vez la energía eléctrica es un elemento relevante para el desarrollo de una nación ya que brinda la potencia para el desarrollo industrial y respalda la operación de otros sistemas como el financiero, de seguridad, de agua, comunicaciones y otros, en general la electricidad está presente en muchos procesos de la sociedad actual y es difícil imaginar hoy una vida sin el uso de esta.

El Sistema eléctrico de potencia, ver **Figura 6**, debe cumplir exigencias en calidad de la energía y costos óptimos de operación, por ejemplo, debe tener capacidad de regulación de la tensión, control de la frecuencia e indicadores de calidad del servicio como el SAIDI y SAIFI. En Perú, entidades como el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y el Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) son los encargados de la operación sistema eléctrico nacional en el caso del primero y de supervisar la inversión en energía en el caso del segundo, ambos de parte del Estado, uno de sus objetivos es lograr una mejor calidad del servicio eléctrico para los usuarios en términos eficiente-económico.

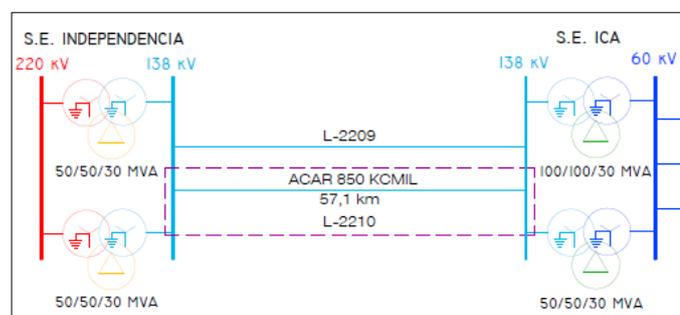


Fig. 6. Esquema de un sistema eléctrico de potencia

Nota: Fuente: Osinergmin, Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación, julio 2020.

Más adelante se revisará de forma puntual las principales partes de un sistema eléctrico de potencia para lograr un entendimiento general del mismo y poder luego plantear la automatización de algunas de sus etapas.

Un sistema eléctrico de potencia es de tipo multidisciplinario y requiere normalmente de la participación de diversas especialidades como la ingeniería eléctrica, electromecánica, electrónica, energía, civil, hidráulica, telecomunicaciones, automatización y control, sobre ello se tratarán algunos puntos sobre las más vinculadas al presente trabajo.

2.1.2 Control y automatización

Los sistemas de control son la parte inteligente de un sistema eléctrico de potencia, permite precisamente controlar los dispositivos de potencia y las variables electromagnéticas, por ejemplo, existe el control de regulación de tensión en los transformadores, controles de frecuencia en la generación, controles de flujo de potencia mediante reactivos, operaciones de cierre y apertura de interruptores y seccionadores de diversos tipos, protección de los activos mediante detección y despeje de fallas, monitoreo de señales de campo hacia un Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA, por sus siglas en inglés) o similar, y recientemente se puede hacer comunicación dinámica de dispositivos y gestión de activos de forma automatizada, ver **Figura 7**.

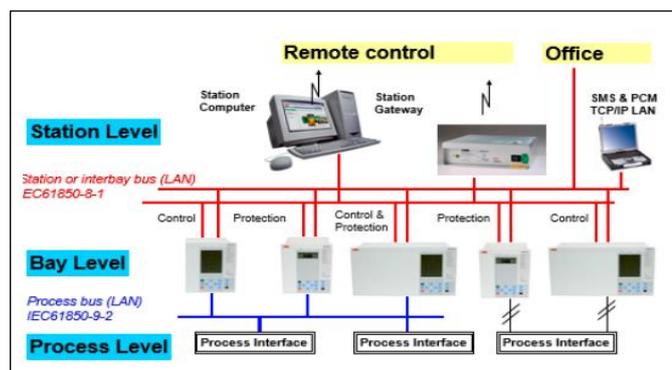


Fig. 7. Topología de un sistema de control automatizado

Nota: Fuente: Sub Station Automation System- Sujas AR, 2016

Los sistemas eléctricos basados en control han experimentado una evolución de forma exponencial durante las últimas décadas, tanto así que el nivel de control es casi total y ya se le puede llamar control automatizado, debido a que no es necesaria la intervención de equipo humano para garantizar su funcionamiento y operación.

La automatización de sistemas eléctricos se ha convertido ya en una carrera profesional en los países desarrollados debido al alto grado de especialización y destrezas que requiere en los campos de electricidad, electrónica y comunicaciones. Las ingenierías de control de cableado eléctrico han dado paso a las ingenierías de lógicas programadas en Intelligent Electronic Device (IED, por sus siglas en inglés) y actualmente basados en protocolos de comunicación como el IEC 61850 que permite a interoperabilidad entre IEDs.

Este tipo de control automatizado moderno se implementan con bus de proceso, bus de estación, redes LAN, controladores de bahía IED, relés de protección, interfaz hombre máquina, gps, switch's, routers y otros.

Existen diversos tipos de automatización de la red de energía eléctrica, en la empresa UTE (Usinas y Transmisiones Eléctricas) se vienen estudiando casos donde es posible mejorar la calidad del servicio mediante la automatización, tanto a nivel de transmisión como de distribución. El problema para solucionar por el automatismo a implementar es la regulación de tensión (Estefan-Pais-Portas, 2013).

2.2 El sistema eléctrico

2.2.1 La cadena eléctrica

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está conformado por procesos bien diferenciados conocidos como generación, transmisión y distribución de energía desde las fuentes hasta los usuarios finales, para ello emplean diversos componentes electromecánicos y electrónicos, con la finalidad de mantener el sistema en operación y abastecer de energía eléctrica a las ciudades las 24 horas del día los 365 días del año. En

la **Figura 8** se muestra los componentes de la cadena eléctrica y su interrelación de inicio a fin.

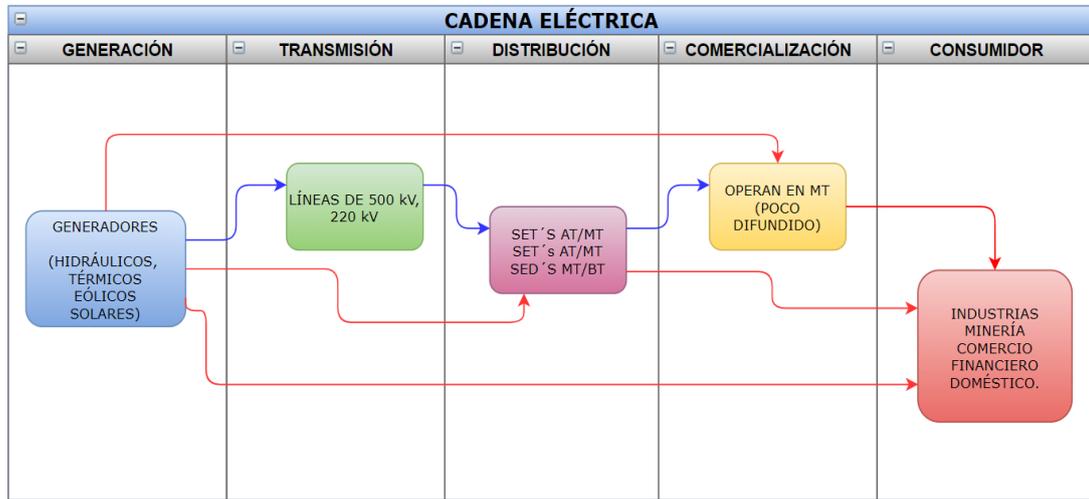


Fig. 8. Cadena eléctrica en el mercado peruano

La generación es la fase de inicio de un SEP, es en esta fase donde la energía primaria de diferente matriz como la hidráulica, gas, diésel, solar, eólica u otra se transforma en energía eléctrica gracias un generador de electricidad que entrega energía eléctrica en algunos miles de voltios entre 8 a 15 kV, luego esta energía es elevada a cientos de miles de voltios antes de pasar a la fase 2 que es la transmisión. Se tratará más en esta fase puesto que la tesis está enfocada en una parte de la fase de transmisión y distribución.

La fase de transmisión es la encargada de que la energía eléctrica producida en la fase de generación llegue desde las zonas a veces alejadas hasta las grandes ciudades y grandes consumidores, para ello debe operar con millones de voltios y componentes como cables, conductores, estructuras, aisladores y subestaciones elevadoras y reductoras de voltaje antes de pasar a la siguiente fase del SEP.

La de distribución es la que recibe energía desde las instalaciones del transmisor y se encarga de llevarla a cada usuario, para ello debe emplear subestaciones reductoras de diferente nivel de tipo AT/AT, AT/MT, MT/MT y MT/BT, las instalaciones de MT y BT

realizan específicamente el proceso de distribución hacia los clientes finales. Las instalaciones de AT/AT y AT/MT son consideradas del tipo de Sub-Transmisión o Cabinas primarias por el nivel de voltaje y por las grandes cantidades de energía que allí se manejan.

La comercialización está normada en el Perú, pero es poco utilizada debido a la falta de promoción y a que compite directamente con los distribuidores, debido a ello no ha sido atractivo para la mayoría de los inversores.

2.2.2 Subestaciones

En esta parte del SEP estará centrado el desarrollo de la tesis que es la automatización de Subestaciones Eléctricas 60kV/10 kV, se ampliará su descripción hasta el nivel de principales componentes.

El sistema de subtransmisión es una etapa intermedia de la cadena eléctrica que consiste en reducir los altos voltajes que vienen de la etapa de transmisión mediante un subproceso de transformación que puede ser de Alta tensión a Alta tensión (AT/AT) por ejemplo 220 kV a 60 kV o de Alta tensión a Media tensión (AT/MT) por ejemplo 60 kV a 10 kV, en este nivel de voltajes la energía ya estará lista para pasar a su fase de distribución propiamente.

En el Perú está establecido según el Código Nacional de Electricidad (CNE) los niveles de tensión y se considera que la Alta tensión eléctrica es a partir de 33 kV y que la muy alta tensión a partir de 500 kV, el sistema de subtransmisión opera con tensiones de 60 kV, 138 kV y 220 kV y es gestionado por las empresas concesionarias de Distribución en una primera sub etapa, por lo tanto debe quedar claro que este tipo de empresas tienen también a cargo procesos de sub- transmisión en AT/AT y procesos de distribución en AT/MT y MT/BT constituido por las SET's de distribución y redes primarias y las secundarias que finalmente llegan a las viviendas en 220 VAC y 60 HZ.

En la **Figura 9**, se aprecia una Subestación de transformación que es parte de un sistema de transmisión, un sistema de este tipo puede manejar potencias en el orden de 100 a 1000 MW y se utiliza en instalaciones conocidas como Subestaciones AT/AT (SET), aquí se recibe la energía que proviene de la transmisión en 500 kV por ejemplo y se transforma a voltajes intermedios como 220 kV.



Fig. 9. Subestación eléctrica de transformación 500 kV – 220 kV 750 MVA

Nota: Fuente: Osinergmin, Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación, julio 2020.

Luego se debe realizar el proceso de Subtransmisión de energía en el nivel de 60 kV dentro de una ciudad hacia Subestaciones de menor tamaño y más cercanas a algunos kilómetros donde se transforma nuevamente el voltaje eléctrico de 60 kV a 10 kV y queda listo para iniciar ya una fase de distribución de energía eléctrica para llevarla cerca de la carga eléctrica que es el consumidor.

Por lo tanto, existen 2 tipos de SET's en un proceso de Subtransmisión, SET AT/AT y SET AT/MT, una recibe energía del transmisor y la otra la prepara para la distribución.

Este tipo de sistema requiere de un alto nivel de confiabilidad y una capacidad de respuesta inmediata ante situaciones de contingencia o emergencia de tal modo que asegure la continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica a los usuarios de las grandes ciudades en forma permanente.

La energía eléctrica es casi indispensable y en algunos casos vital como cuando es utilizada en hospitales, ascensores, trenes u otros donde involucra la vida y seguridad de las personas.

En la **Figura 10**, se muestra un modelo típico de una Sub-Estación de Transmisión AT/AT, se ven las 2 líneas de llegada que alimentan desde otras estaciones en 220 kV, también el transformador de 50 MVA y las 4 líneas de salida en 60 kV. Esta SET está diseñada para ampliaciones futuras en todas sus etapas, tiene reserva para 4 líneas 220 kV, 1 transformador más de 50 MVA y 2 líneas de 60 kV.

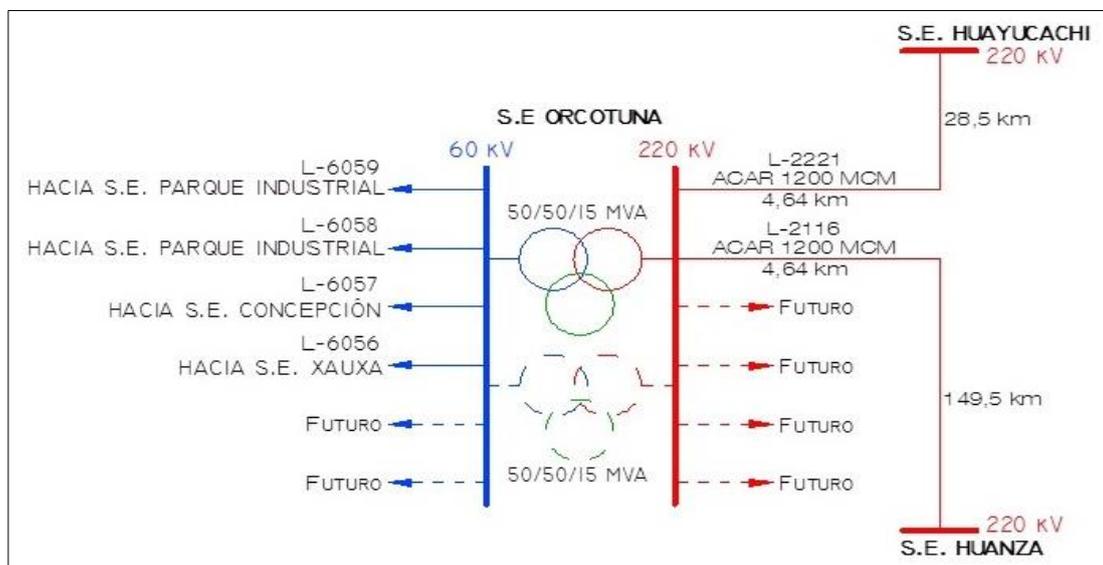


Fig. 10. Subestación eléctrica AT/AT

Nota: Fuente: Osinergmin, Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación, julio 2020.

2.3 Subestación eléctrica 60kV/10kV

La subestación eléctrica AT/MT de forma similar a la SET AT/AT tiene etapas de llegada, transformación y de salida, en este caso ya se emplean voltajes menores de 60kV en AT y 10kV en MT, por ejemplo.

Las subestaciones eléctricas en general requieren de diversos equipos de potencia y de control como transformadores, interruptores, seccionadores, puestas a tierra, reductores de medida, sistemas de control, protección y servicios auxiliares. Todos estos componentes son de tipo activo o funcional por realizar tareas especializadas ya sea

transformar, maniobrar o medir los parámetros de la instalación, sin embargo, existen otros menos funcionales pero indispensables como aisladores, conductores, barrajes, pararrayos, mallas a tierra que no ameritan mayor estudio en la presente tesis ya que se trabajará sobre algunos de los componentes activos funcionales de la instalación que están involucrados en el problema y en su solución.

2.3.1 Transformador de potencia

El transformador es un componente indispensable en una SET, encargado de reducir el voltaje de altos niveles a niveles intermedios en AT y alimentar a las SET's 60/10kV, su importancia radica en su especial proceso de transformar el nivel de voltaje por medio del fenómeno electromagnético mediante el cual la electricidad genera un flujo magnético proveniente de los arrollamientos de cobre y este flujo es concatenado por el núcleo de hierro silicoso de alta calidad, para luego inducir un nuevo voltaje de valor diferente en otros arrollamientos de cobre secundarios.

Existe entonces un circuito eléctrico y un circuito magnético en el transformador, además de ello el transformador requiere de grandes cantidades de aceite para su sistema aislante y de refrigeración, el aceite de tipo dieléctrico circula internamente por procesos de convección en forma natural o forzada. Adicionalmente posee un conmutador de tensión bajo carga o sin carga el cual le permite regular las variaciones de voltaje de la red y para ello emplea componentes de control electrónico.

Por su tipo de aplicación, existen monofásicos o monopolares, trifásicos, autotransformadores, de dos o más arrollamientos; la elección dependerá de las necesidades técnicas, de confiabilidad, de espacio, etc, para sistemas de gran potencia se utilizan con mayor frecuencia transformadores monopolares por su flexibilidad en transporte, armado y explotación, así como dar una mayor confiabilidad ante avería de un solo polo y no de todo el transformador. Para sistemas de mediana potencia se emplean transformadores trifásicos y con regulación automática del voltaje.

La **Figura 11** muestra un transformador AT/MT típico, el cual es el principal activo de la subestación y un elemento imprescindible en la cadena eléctrica y en el desarrollo de la presente tesis.



Fig. 11. Transformador de potencia AT/MT

Nota: Fuente: Osinergmin, Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación, julio 2020.

Esta máquina eléctrica transfiere grandes cantidades de energía en diferentes niveles de voltaje, y su capacidad se mide en Mega Volt Amperio (MVA), es el actor principal en la SET y del cual se alimentan todos los circuitos de las redes de media tensión en esta investigación.

La falla de este componente es de alta criticidad ya que dejaría de suministrarse energía a los usuarios por varios días o semanas en caso de no contar con transformadores de reserva listos para entrar en operación.

2.3.2 Interruptores de potencia

El interruptor de potencia, es un dispositivo electromecánico de maniobra encargado del corte y conexión de un circuito de alta (AT) y media tensión (MT) en condiciones de capacidad de carga nominal con un sistema en condiciones normales de cientos de amperios y con capacidades de corte de cortocircuito en situaciones de falla del

sistema eléctrico con miles de amperios, su especial capacidad de cortar la energía y el arco producido por miles de amperios a altos niveles de voltaje, se conoce como capacidad de corte en kiloamperios (kA) y es su principal característica la cual ejecuta en unos pocos milisegundos (ms) imperceptibles para el ojo humano.

Esta característica especial de cortar un alto nivel de energía en el orden de mega watts y extinguir el arco eléctrico se debe a que el dispositivo posee una cámara principal con un elemento extintor del arco el cual apaga las “chispas” que se generan al cortar un mega flujo de electrones. Por su gran importancia en el sistema eléctrico y su relación directa con el tema en desarrollo, revisaremos brevemente la evolución de este equipo. En sus inicios las tecnologías de aceite y aire comprimido, dominaron el sector eléctrico en cuanto a interruptores por muchos años hasta mediados del siglo pasado, ver **figura 12**, a mediados de los años 60 del siglo pasado inició el desarrollo imparable de la tecnología de SF6 en los interruptores y poco tiempo después apareció la tecnología de vacío, y ambas llegaron para quedarse por mucho tiempo hasta nuestros días, el SF6 es más utilizado en alta tensión y la tecnología de vacío se utiliza más en media tensión.

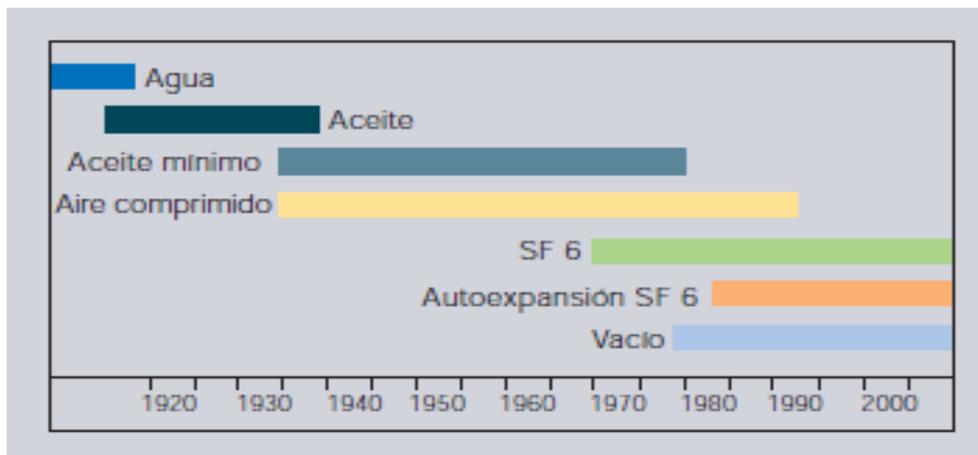


Fig. 12. Evolución de los diseños de los interruptores de potencia

Nota: Fuente: Fritz Pinnekamp, revista ABB 2007.

2.3.2.1 Interruptor en gran volumen de aceite GVA

Desde la aparición de la electricidad en corriente alterna el 1886 hace más de 100 años el interruptor de potencia ha evolucionado de gran forma, los primeros diseños emplearon aceite dieléctrico para la extinción del arco, su desventaja era la gran cantidad de aceite que requería y el alto índice de mantenimiento requerido y por lo tanto los altos costos asociados y paradas de planta.

Su diseño era de tanque muerto y asemejaba la cuba de un transformador, debido a sus necesidades de mantenimiento la necesidad de reemplazo era obligatoria por una nueva tecnología, hoy en día ya están casi extinguidos. En la **Figura 13** se aprecia un interruptor en gran volumen de aceite (GVA), es de grandes dimensiones e internamente su tanque tiene piezas como contactos de arco fijo y móvil, aislantes y el aceite dieléctrico.



Fig. 13. Interruptor en gran volumen de aceite

Nota: Fuente: Fritz Pinnekamp, revista ABB 2007.

2.3.2.2 Interruptor en aire comprimido

Como solución aparecieron en las primeras décadas de 1900 los interruptores con aire comprimido como solución para la extinción del arco, ello requería que tuvieran varias cámaras para dividir el voltaje, también requerían de un sistema adicional de aire comprimido y toda una red de distribución para su maniobra, producían un alto ruido al operar.

Su mantenimiento era muy costoso tanto al interruptor y al sistema de aire comprimido, contaba con gran cantidad de piezas. Su mantenimiento se realizaba en forma anual lo cual era poco eficiente.

Este diseño de interruptor con aire comprimido no satisfacía los requerimientos debido a que requería todavía un gran número de intervenciones y paradas, era costoso y requería un reemplazo constante de válvulas, sin embargo, era el que mejor se desempeñaba a altas tensiones, superando al de gran volumen de aceite.

2.3.2.3 Interruptor en mínimo volumen de aceite MVA

La tecnología del mínimo volumen de aceite (MVA) para los interruptores, reemplazó a los de GVA, se mantiene el modelo de tanque vivo y la cámara de aceite se reduce en tamaño y por lo tanto utiliza menos aceite, también se elimina el problema de ruido del de aire comprimido.

Este equipo mejoró bastante el problema del mantenimiento ya que requería intervenciones cada 3 años en promedio. Este tipo de equipos siguen operando en algunas instalaciones actuales y se fabricaron hasta la década de los 80. A diferencia de sus 2 antecesores todavía no están extinguidos, pero ya no se instalan.

En la **Figura 14** se observa un interruptor en mínimo volumen de aceite (MVA) que posee una cámara o tanque vivo de mucho menor tamaño que los de GVA, paso de utilizar cientos de galones de aceite dieléctrico a utilizar unas decenas de galones y el desgaste de piezas fue menor. Esta tecnología también presentada desventaja puesto que, de no realizarse el mantenimiento en su oportunidad, se presentaban problemas de falla grave, también tenían desventaja con su antecesor de aire comprimido por no poder llegar a muy altas tensiones por lo que su aplicación se dio con mayor énfasis en 60 kV y en 10 kV.

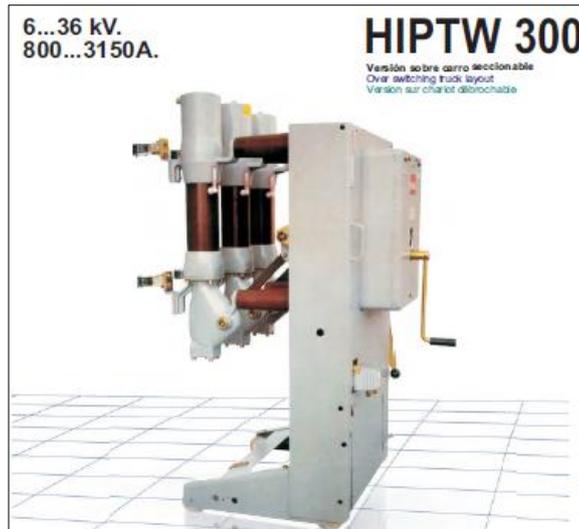


Fig. 14. Interruptor 10 kV en mínimo volumen de aceite

Nota: Fuente: Catálogo Isodel 2010.

La tecnología de extinción en aceite fue muy buena y llegó a tener costos de mantenimiento aceptables, sin embargo, con el crecimiento del sistema eléctrico se necesitó algo mejor que pueda manejar mayores potencias de cortocircuito y también que requiera de casi cero de mantenimiento lo cual era un desafío complejo para la ciencia.

2.3.2.4 Interruptor en SF6 y equipos híbridos

Una nueva tecnología que dejaría fuera de carrera a los antiguos equipos de aire comprimido en muy altas tensiones y a los de MVA en altas y medias tensiones; la solución fue un nuevo gas artificial que apareció en 1960 y que reemplazó el medio de extinción, su nombre es SF6 o Hexa fluoruro de azufre por estar compuesto de una molécula de Azufre y 6 de Flúor.

Este gas revolucionó la industria eléctrica pues los mantenimientos se prolongaban hasta casi 15 años y con ello se resolvía el problema de altos costos y paradas de planta, también podía manejar altos niveles de cortocircuito muy superiores a otras tecnologías.

Su desventaja es que el gas tiene efecto invernadero y ello va en contra del medio ambiente, sin embargo, esta tecnología es de las mejores y se utiliza actualmente en equipos interruptores, equipos híbridos y equipos GIS (Gas Insulated Switchgear) y permanecerá por mucho tiempo en el mercado. La **Figura 15** se muestra un interruptor en

SF6 para alta tensión de tipo tanque vivo el cual puede emplearse en muy altas tensiones, la cantidad de gas SF6 que utiliza es menor.



Fig. 15. Interruptor en SF6

Nota: Fuente: Fritz Pinnekamp, revista ABB 2007.

En la **Figura 16** se aprecia el modelo híbrido de SF6 el cual ha integrado varios componentes como seccionadores, transformadores de medida y puestas a tierra junto al interruptor, este blindado viene siendo utilizado cada vez con mayor frecuencia en todo el mundo.



Fig. 16. Equipo Híbrido en SF6

Nota: Fuente: Evolución de las subestaciones Han Hans-Erik Olovsson-Revista ABB, 2008.

La principal ventaja del modelo híbrido es el ahorro de espacio lo cual es de gran ayuda para diseños en zonas donde son escasos y caros los terrenos, sin embargo, utiliza mayores volúmenes de SF6 lo cual tiene a su vez ciertas desventajas en temas ambientales debido a su potencial efecto en el incremento del efecto invernadero si se dieran emisiones del gas hacia la atmósfera.

2.3.2.5 Equipos Gas Insulated System (GIS)

La **Figura 17** se presenta lo último del desarrollo en SF6 que son los equipos GIS que utilizan gran cantidad de gas y que han integrado todos los componentes de una celda de SET, es decir contiene interruptor, seccionadores de barra, línea, de puesta a tierra, transformadores de corriente y tensión y todo en un espacio mínimo casi un 25% de una instalación convencional. Su desventaja sigue siendo en efecto invernadero, esta vez con mucho mayor impacto debido a los altos volúmenes de gas que emplea en comparación con un interruptor convencional y con los híbridos.



Fig. 17. Equipos GIS

Nota: Fuente: Evolución de las subestaciones Han Hans-Erik Olovsson-Revista ABB, 2008.

Esta nueva tecnología requiere de un alto nivel de especialización en equipos de potencia y sistemas de control de subestaciones eléctricas y son la actual tendencia en el mundo debido a sus grandes ventajas funcionales y largos periodos de mantenimiento.

2.3.2.6 Interruptor en vacío

Posterior a la tecnología del SF6 apareció la del vacío para interruptores, las cámaras de extinción están constituidas por ampollas de vacío sin presencia de aire ni de oxígeno que es el elemento necesario para la combustión y por lo tanto el arco eléctrico se reduce y no requiere de un extintor especial. La desventaja de esta tecnología es que solo se puede aplicar en media tensión pues para alta tensión no es muy robusta, también tiene un periodo de vida más limitado que otras tecnologías y la dificultad de poder monitorear de forma directa cuando existe un problema interno. Su gran ventaja es que son muy veloces en los tiempos de maniobra, operan en unos pocos milisegundos, lo cual es importante para despejar fallas eléctricas, ver **Figura 18**.



Fig. 18. Interruptor en Vacío VD4

Nota: Fuente: La evolución inteligente, revista ABB

El interruptor en vacío posee excelentes características para extinguir el arco incluso mejor que el SF6, pero solo a tensiones medias, no para alta tensión; por lo tanto, ha desplazado en la media tensión a los interruptores en SF6 y es el que predomina en esos niveles de voltaje, para alta tensión el vencedor es el SF6 en sus diferentes opciones.

2.3.3 Seccionadores de potencia

El seccionador o también conocido como desconectador es un complemento para el interruptor, debido a que se requieren condiciones de seguridad, flexibilidad y confiabilidad para la operación de las instalaciones eléctricas.

El seccionador es un equipo electromecánico de maniobra que sirve para aislar físicamente un circuito, similar a un interruptor permite cerrar y abrir un circuito eléctrico, pero sin flujo de corriente, solo opera en vacío. Su función es importante para los trabajos de mantenimiento, permite aislar la zona energizada para que el personal pueda ingresar a trabajar en forma segura. Dentro de los seccionadores también existen diferentes tipos de clasificación, una de las principales es por su función, siendo los siguientes:

- Seccionador de barras: Para maniobras en los sistemas de barras.
- Seccionador de línea : Para maniobras de líneas.
- Seccionador de puesta a tierra: Para conectar un equipo a la puesta a tierra.

En la **Figura 19** se puede observar dos seccionadores de barras conectados a un sistema de gran potencia, los equipos están motorizados poseen una caja de mando acoplada a los tres polos, la motorización de los seccionadores es un aspecto muy importante en este tipo de procesos.



Fig. 19. Seccionadores de alta tensión 220 kV

Nota: Fuente: Manual de equipos Efacec, 2022.

Adicionalmente, gracias al seccionador también se pudieron implementar diferentes tipos de configuraciones de barras para mejorar la confiabilidad de las instalaciones de potencia. Además de la configuración de barra simple que fue la primera, pero de muy baja flexibilidad, con el seccionador se implementaron diseños de barra doble (a), barra de transferencia (b), interruptor y medio (c), doble interruptor (d), y siempre conjugando interruptores y seccionadores. Ver la **Figura 20** donde se muestran 4 modelos de configuración de subestaciones donde los seccionadores tienen un papel importante en la operación y la seguridad.

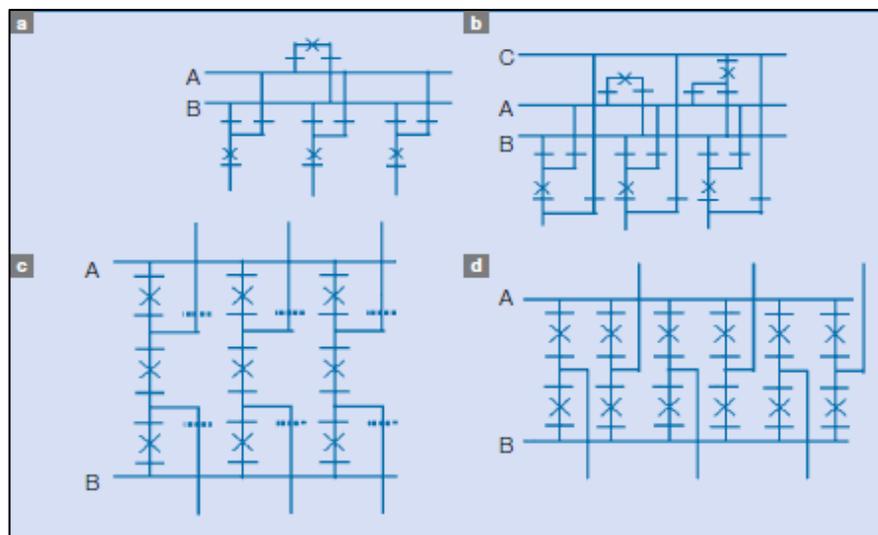


Fig. 20. Tipos de configuraciones de Sub-Estaciones

Nota: Fuente: Evolución de las subestaciones Han Hans-Erik Olovsson-Revista ABB, 2008.

2.4 Indicadores de calidad

2.4.1 SAIDI y SAIFI

Existen diversos indicadores de calidad del servicio para medir el desempeño de un sistema eléctrico, uno de los más conocidos es el SAIDI. Este indicador mide la duración de las interrupciones del suministro de energía eléctrica en minutos promedio al año en función al total de clientes conectados al sistema eléctrico. Su expresión de cálculo se halla de la siguiente manera:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a clientes}}{\text{Número total de clientes}}$$

Este indicador contabiliza solo las interrupciones que presenten un tiempo superior a los 3 minutos de duración, por lo tanto, en realidad existen muchas más interrupciones de menor tiempo que actualmente afectan de forma crítica a procesos que utilizan energía eléctrica como un complejo hospitalario por ejemplo donde una interrupción de energía de un (1) minuto puede ser crítica.

El indicador SAIDI es utilizado a nivel global y permite comparar la calidad del servicio en diferentes latitudes, este indicador depende de las interrupciones o cortes de energía y sus duraciones. En la **Figura 21**, se muestra el resultado de una encuesta realizada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) sobre satisfacción del servicio en los países de América Latina y el Caribe. Se observa que el Perú está entre los países que tiene alta percepción de cortes del servicio de electricidad.

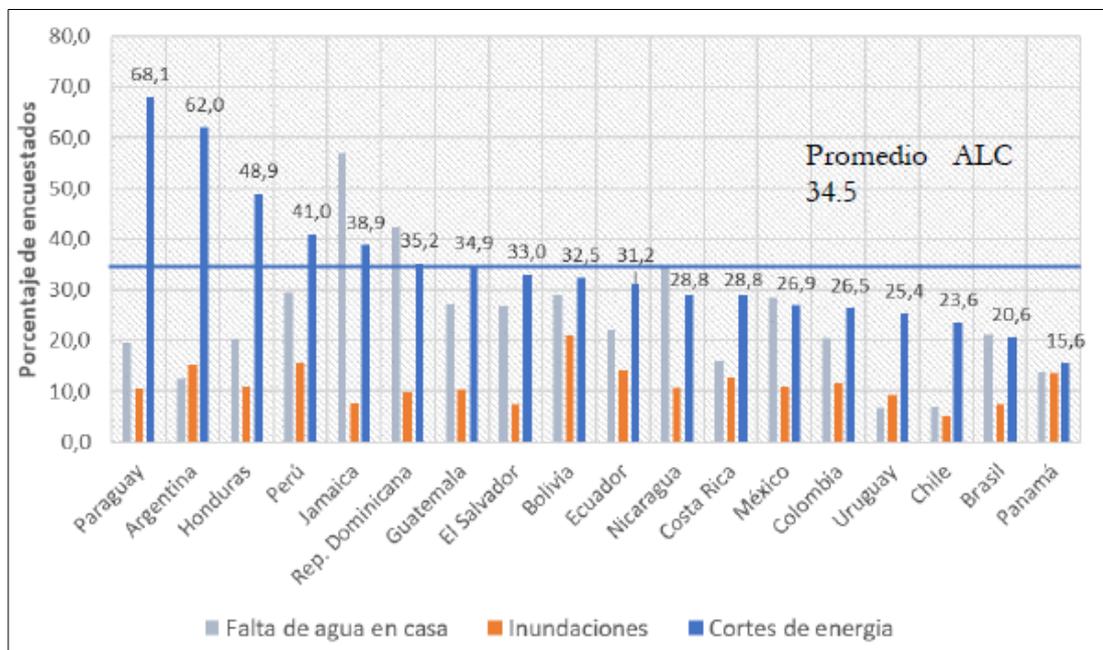


Fig. 21. Indicadores de servicios en América Latina 2019

Nota: Fuente: BID, 2021.

Además, del SAIDI existen otro indicador que permite evaluar la calidad del servicio eléctrico en el país: System Average Interruption Frequency Index o por sus siglas en inglés SAIFI. Es relevante analizar dicho indicador pues ha de expresar la frecuencia en la que el servicio eléctrico es interrumpido y su complementariedad con el SAIDI permite obtener la magnitud real del impacto de la interrupción.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número total de interrupciones}}{\text{Número total de clientes}}$$

En el reporte de Osinergmin (2016), ver **Figura 22**, se muestra la cantidad de interrupciones en el suministro eléctrico (SAIFI) y su duración (SAIDI) para un grupo de empresas de Perú, las principales empresas de Lima y con mejores indicadores son Luz del Sur y Edelnor (Enel), en ambos casos el SAIDI es de casi 17 horas.

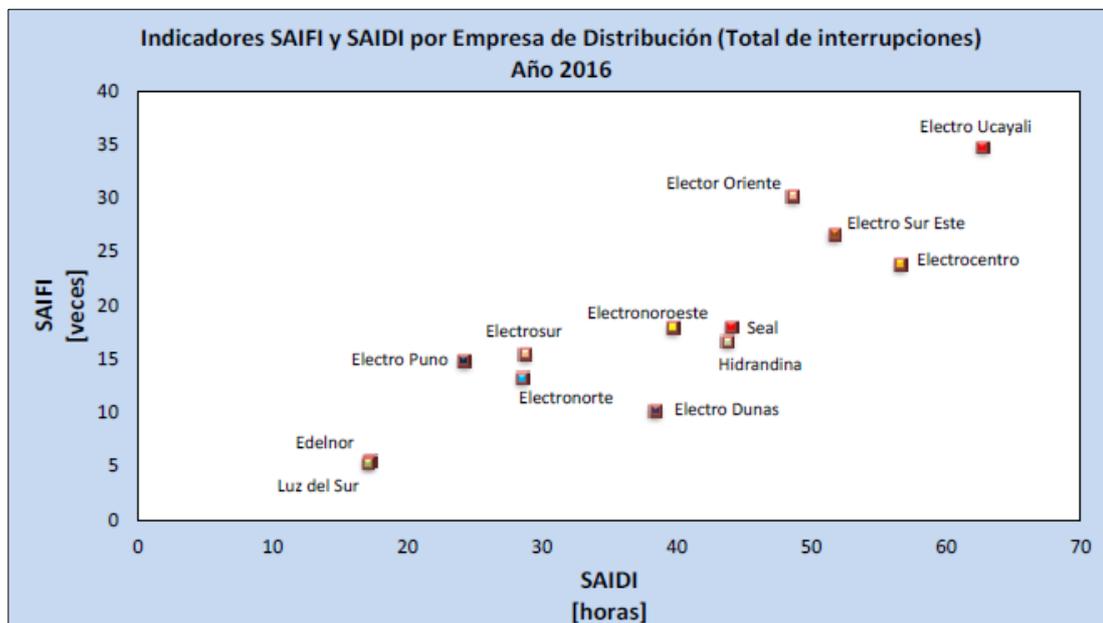


Fig. 22. SAIDI y SAIFI 2016 de distribuidoras en Perú

Nota: Fuente: Osinergmin, 2016.

2.4.2 CAIDI Y CAIFI

Sumado a los índices anteriores, se tiene el Customer Average Interruption Duration Index y el Customer Average Interruption Frequency Index o por sus siglas en

inglés CAIDI y CAIFI, respectivamente. A diferencia del SAIDI y SAIFI, solo se considera a los clientes que hayan sido afectados por la interrupción del suministro eléctrico y no al total de clientes de la empresa.

De esta forma, el CAIDI indica el tiempo promedio anual de interrupción que experimente cada consumidor de energía que haya sido afectado y el CAIFI indica la frecuencia de estas interrupciones por consumidor afectado.

El cálculo de los indicadores previamente mencionados se expresa de la siguiente manera:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a clientes}}{\text{Número total de clientes afectados}}$$

De esta forma, en el índice CAIDI, que resulta ser similar al SAIDI, se ha de considerar una tasa de fallo al número total de clientes para obtener a aquellos clientes que hayan sido afectados con cortes de energía en el servicio eléctrico lo cual lo diferencia del SAIDI y SAIFI.

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones}}{\text{Número total de clientes afectados}}$$

2.5 Automatización de sistemas eléctricos

2.5.1 Convencional

En las subestaciones de potencia es de alta relevancia disponer de equipos de protección para el personal, equipos e instalaciones con el objetivo de salvaguardar su estado y correcto funcionamiento de los parámetros eléctricos mediante la toma de acciones de control y maniobra en situaciones de falla. Este hecho incide directamente en el impacto de las interrupciones en el sistema eléctrico, puesto que un rápido accionamiento ha de disminuir las pérdidas de suministro de energía e inconvenientes a los usuarios y, de esta manera, presentar mejores indicadores de calidad de energía.

Con el paso de los años, la red eléctrica fue creciendo en magnitud y complejidad. En base a ello, fue necesario la inserción de equipos que sean capaces de proteger el sistema eléctrico y que operen con la mínima intervención humana. Los primeros dispositivos de protección automáticos fueron los fusibles, sin embargo, la desventaja que presentaban era que una vez aislada la falla se requería cambiar por otro dispositivo de las mismas características. Con los avances en ingeniería, es así como, posteriormente, se introdujeron los relés de protección electromecánicos donde su función es supervisar que los parámetros se encuentren en su rango de operación de normal. Su principio de funcionamiento está basado en la atracción o inducción electromagnético mediante el empleo de un electroimán que en el caso que la corriente supere su valor máximo permisible en la bobina del relé se han de activar sus contactos cuando se presentaba situación de falla, de tal forma, se permitía aislar el impacto de dicho evento (Velásquez, M., 2017), ver **Figura 23**.



Fig. 23. Relé electromecánico

Nota: Fuente: Guaman J. Evolución de los relés de protección, s.f..

Cabe resaltar que, si bien su inserción en la protección de los sistemas eléctricos fue relevante, la información que proporcionaba era muy limitada. Las señales de actuación de los relés eléctricos eran evidenciadas por medio de un indicador luminoso o mecánico

cual no permitía conocer las circunstancias de actuación en los equipos al interior de la subestación de potencia. Además, en estas instalaciones los costes relacionados a cableado eléctrico eran elevados

Su implementación se encontraba sujeta a interferencias electromagnéticas, requerían áreas de emplazamiento superiores debido a que cada uno presentaba una única función de protección destinado a un equipo en particular, sumado al hecho de la alta incidencia en costos por mantenimiento.

2.5.2 Digital

La implementación de los relés de protección electromecánicos significaron el inicio de la evolución y desarrollo de una tecnología basada en microprocesadores que sean capaces de brindar funciones de protección y control con alta capacidad de respuesta en condiciones anormales o de falla en los sistemas eléctricos de potencia, análisis de las condiciones que conllevaron a una falla, capacidad de regulación de parámetros de accionamiento mediante algoritmos y la comunicación entre equipos de protección al interior de la subestación.

De esta forma, se introduce el término Intelligent Electronic Device, en adelante IED por sus siglas en inglés, donde el equipo ofrece las funciones de monitoreo, seguridad de los activos y control en orden de facilitar la automatización en las subestaciones y reducir tiempos de interrupción del suministro energético.

La interoperabilidad es la principal característica que otorga el estándar IEC 61850, debido a que brinda un sistema abierto de comunicación que permite una integración entre otros IED's, por ello, se ha vuelto la normativa más usada en la automatización de sistemas eléctricos de potencia.

En la **Figura 24**, se muestra el avance en el desarrollo de dispositivos de protección, en su inicio los relés de protección electromagnéticos presentaban funciones e información limitadas y sin ningún tipo de comunicación hasta la inserción de relés basados

en microprocesadores con comunicación a través fibra óptica y redes Local Area Network (LAN, por sus siglas en inglés) o Wide Area Network (WAN, por sus siglas en inglés) con altas velocidades de transmisión de datos.

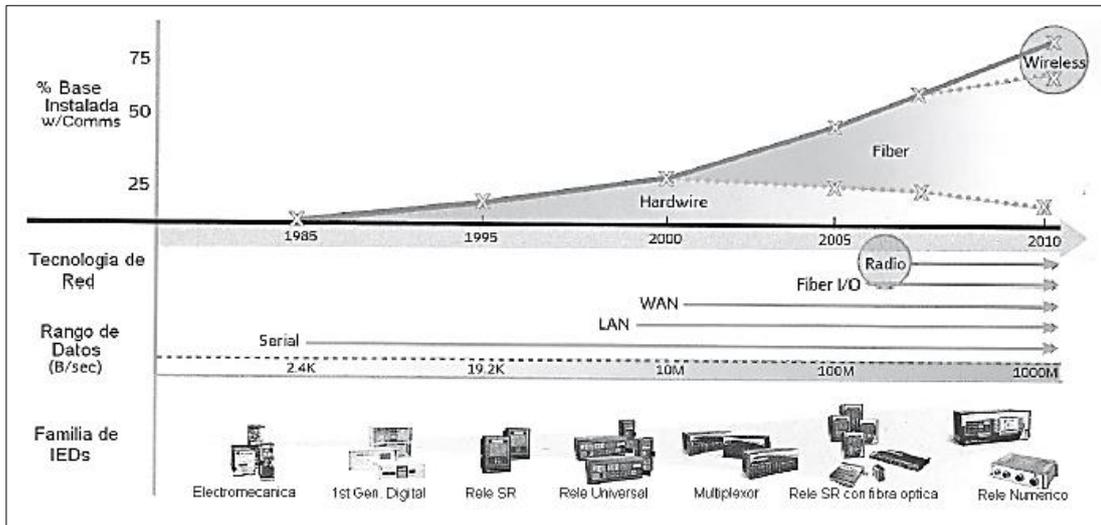


Fig. 24. Evolución de los relés de control IED

Nota: Fuente: Molina & Florez, 2009.

La integración de IED's en la automatización de subestaciones eléctricas de potencia permite optimizar el manejo de los activos de tal forma que reduce al mínimo la intervención humana lo cual incrementa la eficiencia global del sistema.

Anterior al ingreso de los IED's, se tenía un enfoque tradicional en el cual los equipos realizaban una sola y sencilla función, hoy en día un IED realiza multifunción como tareas diversas y complejas de control, protección, comunicación, etc, ver **Figura 25**.

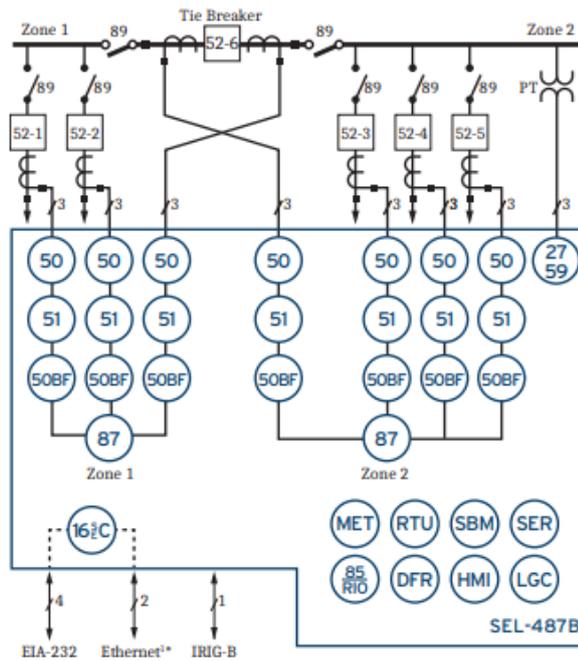


Fig. 25. Equipo IED moderno multifunción

Nota: Fuente: SEL 487B, 2022.

A diferencia del enfoque tradicional, los IED's tienen comunicación vía red local LAN, lo cual les permite realizar el envío y recepción de mensajes mediante un bus de información vía Generic Object Oriented Substation Event por ejemplo, en adelante GOOSE por sus siglas en inglés. Este hecho trajo consigo la reducción a la mínima expresión del cableado eléctrico y facilitó el envío de información de diversas formas y a múltiples dispositivos, lo cual trae mejoras en el nivel de fiabilidad y seguridad.

“Los diseños requieren que un IED actúe como controlador de la subestación y realice la adquisición de datos y control de los demás IED, este equipo recupera datos de algunos dispositivos y luego enviando estos datos a otros dispositivos, de esta manera, los subconjuntos esenciales de datos de cada IED se reenvían al equipo maestro a través de una transferencia de datos, la base de datos del concentrador de datos se utiliza para pasar datos entre IED que no están conectados directamente”. (Dolezilek, pp-15, 1999)

Se identifican los tres niveles de automatización en una subestación de potencia:

(i) Nivel de Proceso:

Es el nivel básico dentro de una subestación. Es donde se encuentran los equipos de maniobra en campo e incluye a los equipos primarios como sensores, transformadores de medida y actuadores que se requieren para el monitoreo y accionamiento de los equipos de potencia. En este campo se han introducido en los últimos años los Merging Units (MU) que son equipos primarios locales capaces de convertir datos análogos de los transformadores de medida en Sampled Values de valor digital acorde a la IEC 61850.

(ii) Nivel Bahía:

Este nivel comprende a los equipos de protección los cuales han de garantizar el correcto funcionamiento de los dispositivos de maniobra en el patio de llaves de la subestación. Dichos dispositivos realizan el envío de datos de forma binaria a través de un bus de proceso, en base a la recepción de información de los equipos primarios, que consiste en señales de disparo para el accionamiento de los equipos de maniobra. En esta etapa es posible la integración de diversos IED's donde se da una comunicación horizontal en orden de incrementar la eficiencia de operación.

(iii) Nivel de Subestación:

Este es el nivel superior en la pirámide de la automatización al interior de una subestación eléctrica. Se encuentran los Supervisory Control And Data Acquisition, en adelante SCADA por sus siglas en inglés; Human Machine Interface, en adelante HMI por sus siglas en inglés; los sistemas de información centralizados y gateways. Se realizan funciones de supervisión, control y visualización de parámetros eléctricos, a través del envío de información de los IED's por medio de un bus de estación, releva información de toda la subestación lo cual permite tener un panorama global antes del accionamiento de algún dispositivo.

El centro de control ya no se encuentra al interior de las instalaciones de la subestación, Gateways y routers permiten el envío de información y recepción de controles remotos por la red de área amplia (WAN) debido a que estos centros de control son geográficamente distantes, de esta forma, es posible visualizar el comportamiento de las subestaciones eléctrica que conforman la red eléctrica y tomar acciones de control, ver **Figura 26.**

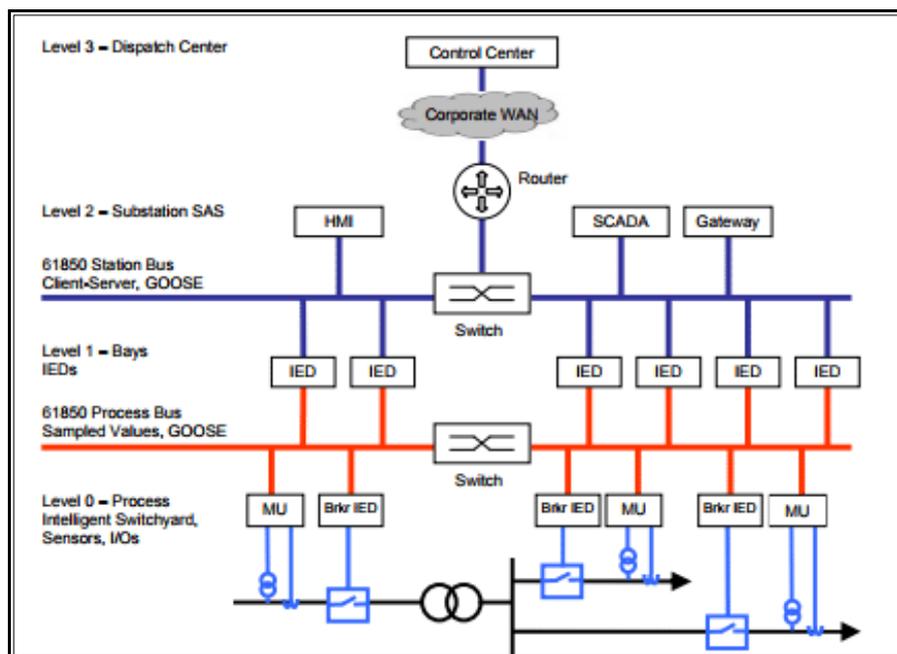


Fig. 26. Niveles de automatización con IED's

Nota: Fuente: Salter,C. & Shrivastava, 2018.

Gracias a la existencia de esta tecnología, hoy es posible realizar niveles complejos de automatización que antes eran inviables, costosos y con gran cantidad de componentes como relés de control y lógicas cableadas con hilos de cobre.

“La automatización de un sistema de potencia en forma general consta de tres procesos principales, a saber, adquisición de datos, supervisión del sistema de energía y control del sistema, todo trabajando de manera automática y coordinada”. (Joseph & Mvungi, 2014). Este concepto implica que la automatización no puede trabajar de forma

aislada, debe coordinar con las señales de los equipos de protección de los sistemas eléctricos.

2.6 Gerencia de proyectos

Al igual que en otras disciplinas, la automatización también puede plantearse como un proyecto para su adecuada implementación y el logro de los objetivos, existen diversas guías de buenas prácticas para la gerencia de proyectos a nivel global, se va a tratar sobre la más empleada y que cuenta con más de 600 000 afiliados, estamos hablando del PMBOK el cual es empleado por el Project Management Institute (PMI, por sus siglas en inglés), el cual es el organismo más importante en lo que refiere a certificaciones para gestores de proyectos.

En el presente trabajo se emplearán algunos Fundamentos para la Dirección de Proyectos de la guía PMBOK por sus siglas en inglés (Project Management Body of Knowledge), desarrollada por el Project Management Institute (PMI). Se basa en una estandarización a nivel internacional que proporciona resultados óptimos en el desarrollo de un proyecto mediante la disposición de herramientas que permiten identificar los procesos, criterios y áreas de conocimiento esenciales para garantizar la eficiencia global del proyecto.

De este modo, según el PMBOK 6ta Edición, dentro del ciclo de vida del proyecto es necesario realizar la ejecución de ciertas actividades clasificadas como fases del proyecto las cuales deben estar acorde a la naturaleza del proyecto, necesidades de gestión, tecnología, ingeniería, entre otros. Cada una de estas requiere una revisión antes de continuar con la siguiente, de esta forma, se define si es pertinente seguir con la próxima fase, realizar modificaciones, realizarla nuevamente o dar por culminado el proyecto.

En base a lo anterior, se desglosa en 5 procesos generales la dirección del proyecto que se ha de llevar a cabo con el objetivo de cumplir con objetivos específicos en cada uno de ellos, es así como se dividen en lo siguiente:

(i) Grupo de Procesos de Inicio:

Procesos realizados al momento de dar inicio al nuevo proyecto a desarrollar u obtener la autorización de empezar una nueva fase en el actual proyecto, en esta fase participa el patrocinador y el gerente del proyecto.

(ii) Grupo de Procesos de Planificación:

Procesos en materia de lograr una definición del alcance del proyecto por iniciar, reestructurar los objetivos planteados y dirigir la dirección del proyecto en aras de alcanzar los objetivos previamente definidos.

(iii) Grupos de Procesos de Ejecución:

Procesos con relación en el desarrollo del trabajo necesario para la dirigir el proyecto con la finalidad de cumplir los requerimientos establecidos.

(iv) Grupo de Procesos de Monitoreo y Control:

Los procesos inmersos en este ítem guardan relación con las actividades necesarias para el correcto seguimiento, análisis de desempeño, verificación y regulación en el objetivo de identificar las áreas donde se requiera mejoras.

(v) Grupo de Procesos de Cierre:

Procesos que se relacionan con la culminación de alguna fase del proyecto o la culminación total de éste.

Por otro lado, los procesos en la dirección de proyectos también se clasifican según las áreas de conocimiento el cual viene a ser un área identificada y definida por ciertos conocimientos necesarios para cumplir con su óptimo rol y, puede ser descrita no solo en procesos sino en prácticas, entradas, salidas, herramientas, entre otros. Cabe resaltar que, según sea el proyecto por desarrollar, en algunas situaciones es necesario la inserción de

un área de conocimiento adicional a las que se han de presentar a continuación; sin embargo, según el PMBOK 6ta Edición, estas son:

(i) Gestión de la Integración del Proyecto:

Comprende la identificación, coordinación y colaboración de procesos y actividades dentro de los Grupos de Procesos anteriormente definidos se realiza desde el inicio y durante todo el proyecto, es la más importante ya que es transversal a todos los demás procesos.

(ii) Gestión del Alcance del Proyecto:

Proceso que garantiza que el trabajo necesario para culminar con éxito el proyecto haya sido contemplado de forma adecuada y a su totalidad, en palabras sencillas, este proceso se contempla lo que se debe hacer y lo que no se debe hacer. Lo que no se haya considerado en el alcance y se necesite ejecutar, tendrá que pasar por aprobaciones de los responsables previamente.

(iii) Gestión del Cronograma del Proyecto:

Incluye los procesos que se necesiten para cumplir con los tiempos establecidos en cada una de las etapas del proyecto, en versiones iniciales del PMBOK se le conocía como gestión del tiempo a este capítulo y fue modificado en la última versión. En algunos proyectos el tiempo podría constituirse como la variable más importante como por ejemplo en los de infraestructura para juegos los juegos olímpicos o un mundial de futbol.

(iv) Gestión de los Costos del Proyecto:

Comprende los procesos para estimar un presupuesto para la realización del proyecto y obtener su aprobación y financiamiento, contempla el control y gestión de los costos incurridos durante el ciclo de vida y tomando como referencia siempre la línea base

del costo. Aquí es importante considerar las reservas de contingencia y las reservas de gestión para todo tipo de proyecto.

(v) Gestión de la Calidad del Proyecto:

Contempla los procesos para incluir una política de calidad en cada una de las fases de ejecución en aras de obtener un producto o resultado que se encuentre alineada a las expectativas y necesidades de las personas con interés.

(vi) Gestión de los Recursos del Proyecto:

Con el objetivo de culminar con éxito el proyecto es necesaria una eficiente gestión de los recursos disponibles para obtener los resultados deseados y a tiempo en cada una de las fases del proyecto.

(vii) Gestión de las Comunicaciones del Proyecto:

Comprende todos aquellos procesos y/o actividades necesarias para el cumplimiento de la disponibilidad de la información de forma oportuna a todas las partes involucradas y que esta llegue de forma efectiva a los niveles que la requieren para la ejecución del proyecto.

(viii) Gestión de los Riesgos del Proyecto:

Comprende los procesos para ser implementados en la planificación, análisis y monitoreo del proyecto con el objetivo de contemplar los posibles riesgos en cada una de las actividades y prever acciones de control.

(ix) Gestión de las Adquisiciones del Proyecto:

Abarca todos aquellos procesos considerados como indispensables en el proceso de compra y/o adquisición de productos y/ o servicios que se requieran durante el ciclo de vida del proyecto en cuestión.

(x) Gestión de los Interesados del Proyecto:

Contempla las actividades y herramientas que permita contemplar a aquellos individuos o grupos que puedan verse afectados o puedan afectar en el desarrollo del proyecto. Además, se desarrollan estrategias que buscan lograr la máxima participación de cada uno de los grupos identificados en la toma de decisiones.

De esta forma, tal como se muestra en la **Figura 27** existe interrelación entre los 5 grupos de proceso de dirección de proyecto según corresponda a cada una de las 10 áreas de conocimiento previamente descritas. Según el PMBOK 6ta Edición, se identifican los 49 procesos en un orden lógico y consecutivo para garantizar un óptimo resultado y máxima eficiencia durante las fases del proyecto cumpliendo con los objetivos definidos y resultados esperados.

Grupos de Proceso	Grupo de Procesos de Inicio	Grupo de Procesos de Planificación	Grupo de Procesos de Ejecución	Grupo de Procesos de Monitoreo y Control	Grupo de Procesos de Cierre
Áreas de Conocimiento					
4. Gestión de la Integración	4.1 Desarrollar el Acta de Constitución del Proyecto	4.2 Desarrollar el Plan para la Dirección del Proyecto	4.3 Dirigir y Gestionar el Trabajo	4.5 Monitorear y Controlar el Trabajo	4.7 Cerrar el Proyecto o Fase
			4.4 Gestionar el Conocimiento	4.6 Control Integrado de Cambios	
5. Gestión del Alcance		5.1 Planificar la Gestión del Alcance		5.5 Validar el Alcance	
		5.2 Recopilar Requisitos		5.6 Controlar el Alcance	
		5.3 Definir el Alcance			
		5.4 Crear la EDT/WBS			
6. Gestión del Cronograma		6.1 Planificar la Gestión del Cronograma		6.6 Controlar el Cronograma	
		6.2 Definir las Actividades			
		6.3 Secuenciar las Actividades			
		6.4 Estimar la Duración de las Actividades			
		6.5 Desarrollar el Cronograma			
7. Gestión de los Costos		7.1 Planificar la Gestión de los Costos		7.4 Controlar los Costos	
		7.2 Estimar los Costos			
		7.3 Determinar el Presupuesto			
8. Gestión de la Calidad		8.1 Planificar la Gestión de la Calidad	8.2 Gestionar la Calidad	8.3 Controlar la Calidad	
9. Gestión de los Recursos		9.1 Planificar la Gestión de Recursos	9.3 Adquirir Recursos	9.6 Controlar los Recursos	
		9.2 Estimar los Recursos de las Actividades	9.4 Desarrollar el Equipo		
			9.5 Dirigir al Equipo		
10. Gestión de las Comunicaciones		10.1 Planificar la Gestión de las Comunicaciones	10.2 Gestionar las Comunicaciones	10.3 Monitorear las Comunicaciones	
11. Gestión de los Riesgos		11.1 Planificar la Gestión de los Riesgos	11.6 Implementar la Respuesta a los Riesgos	11.7 Monitorear los Riesgos	
		11.2 Identificar los Riesgos			
		11.3 Realizar el Análisis Cualitativo de Riesgos			
		11.4 Realizar el Análisis Cuantitativo de Riesgos			
		11.5 Planificar la Respuesta a los Riesgos			
12. Gestión de las Adquisiciones		12.1 Planificar la Gestión de las Adquisiciones	12.2 Efectuar las adquisiciones	12.3 Controlar las Adquisiciones	
13. Gestión de los Interesados	13.1 Identificar a los Interesados	13.2 Planificar el Involucramiento de los Interesados	13.3 Gestionar la Participación de los Interesados	13.4 Monitorear el Involucramiento de los Interesados	

Fig. 27. Resumen de grupos y áreas de conocimiento PMBOK

Nota: Fuente: Guía PMBOK, 2017.

2.7 Marco conceptual

A continuación, se presenta un resumen de los principales conceptos que se utilizan en el desarrollo de la presente tesis.

a.- SAIDI: Es un indicador global que mide la duración promedio de las interrupciones del suministro de energía eléctrica, su unidad de medida es en minutos. En el Perú, el Osinergmin tiene definido el SAIDI como principal indicador para la operación óptima del sistema eléctrico y su concepto base se ha considerado para el presente trabajo.

b.- Osinergmin: Inicialmente llamado Osinerg, es un organismo del estado peruano, encargado de la supervisión de las inversiones en energía y minería, en el año 1996 fue creada la división de energía la cual supervisa a las empresas eléctricas y de hidrocarburos, y en el año 2007 amplió su campo al sector minería.

c.- Subestación eléctrica AT/MT: Es una instalación eléctrica de potencia donde el voltaje se reduce de alta tensión a media tensión mediante el empleo de equipos como transformadores de poder e interruptores como los descritos en la tesis.

d.- SCADA: Es sistema de supervisión y control que se emplea en los sistemas eléctricos para gestionar y operar los mismos, de forma ágil y eficiente. Es un sistema que opera de forma remota sobre los componentes del sistema eléctrico.

e. Software LogoSoftV8: Es un software de simulación de señales eléctricas que permite realizar automatismos para visualizar resultados, se utilizó para las simulaciones.

f.- Megaciudad: Es una ciudad cuya población es de más de 10 millones de habitantes, la ciudad de Lima es actualmente una mega ciudad.

g.- IED: Es un equipo electrónico de control empleado en los sistemas eléctricos, que tiene capacidad de actuar en base a algoritmos complejos y por lo tanto es considerado como un equipo inteligente, sus actuaciones con autónomas dentro del alcance de los parámetros con los que ha sido configurado.

h.- Sistema de sub-transmisión: Es un tipo de sistema eléctrico de potencia que actúa como fase intermedia entre la etapa de transmisión y distribución, sirve para distribuir la energía eléctrica en niveles de alta tensión, pero con radios cercanos.

i.- Interruptor de potencia: Es un dispositivo utilizado en las sub-estaciones eléctricas, que sirve para operar el sistema eléctrico, su función principal es conectar o desconectar los circuitos eléctricos en condiciones normales y en condiciones de falla.

j.- Señal de trip: Es una orden eléctrica de desconexión de un circuito con la consecuencia de afectar a los usuarios que son abastecidos de dicho circuito, en el sector eléctrico global es más conocido como trip ya que hace alusión al disparo eléctrico de la bobina electromecánica del interruptor.

k.- PMBOK: Es un compendio de buenas prácticas para la gestión de proyectos, el cual sirve como guía para gestionar un proyecto de forma organizada y enfocando los principales aspectos como el alcance, el costo, el cronograma, los riesgos, etc.

l.- Calidad del servicio de energía eléctrica: Es la forma en que la energía eléctrica está disponible para ser utilizada por los usuarios las 24 horas del día y los 365 días del año, sin causar interrupción del suministro ni del proceso productivo y sin dañar los equipos conectados.

m.- Automatización: Es el empleo de equipos y sistemas de control para operar procesos como la distribución de energía eléctrica, minimizando la intervención humana y maximizando los beneficios operativos y económicos.

n. Merging Unit: Es un equipo electrónico empleado para recolección de datos de las sub-estaciones eléctricas desde los circuitos de potencia.

o. LCE: Es la ley de concesiones eléctricas que norma lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo del presente capítulo se considera como punto inicial el problema existente respecto a la calidad del servicio de energía eléctrica explicado en el Capítulo 1, y se planteará la ruta a seguir para hallar una solución adecuada para dicho problema. Se tendrá en cuenta también la información revisada en el Capítulo 2 de marco teórico sobre los sistemas eléctricos, la automatización y los indicadores de calidad para el entendimiento general del tema y poder entrar en este capítulo al análisis detallado del proceso en el cual se busca plantear la solución.

En la **Figura 28**, se aprecia la secuencia a seguir para el tratamiento del problema central, iniciando con el análisis de datos reales existentes que confirman la existencia de un problema real, luego se realizará la evaluación del modelo actual del proceso con las variables eléctricas de la cual depende su comportamiento, ello permitirá plantear una propuesta de solución de nuevo modelo automatizado donde se tienen las mismas variables eléctricas de entrada pero con una mejora sustancial en el comportamiento de la variable de salida. Al final del diagrama se observa la etapa de estudio del caso en la cual se desarrolla la propuesta a nivel de ingeniería básica y propuesta de inversión.

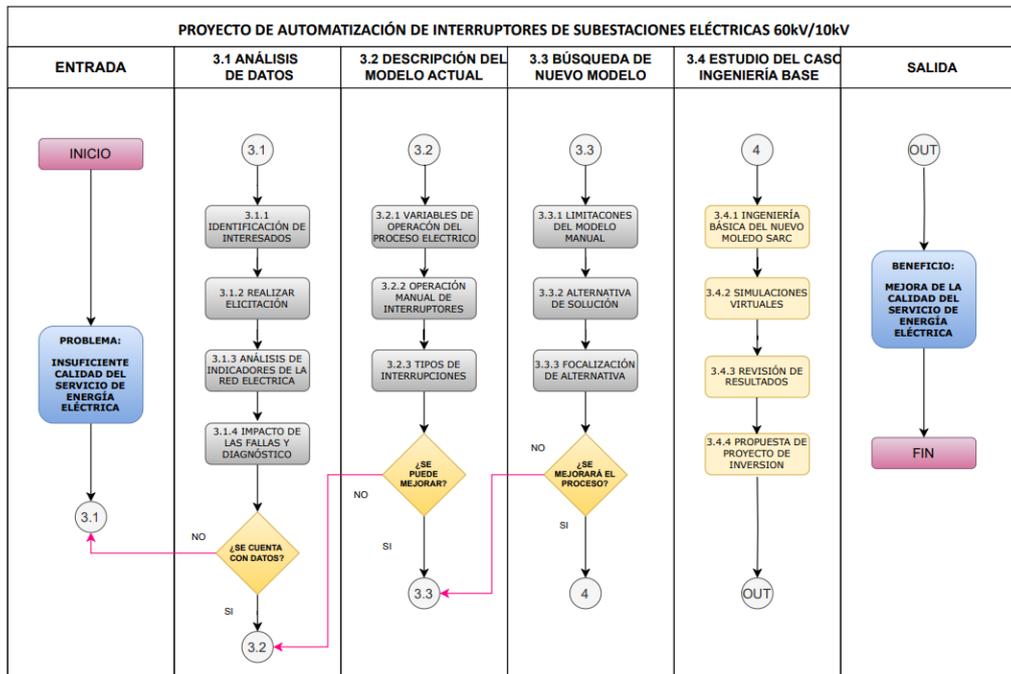


Fig. 28. Diagrama de flujo del desarrollo de la investigación

3.1 Análisis de datos

El primer proceso por realizar será el de analizar la información recopilada de fuentes primarias y la histórica existente de fuentes secundarias abiertas, para ello es necesario tener identificado a los principales interesados y poder realizar un proceso de elicitación a algunos de ellos, también obtener los indicadores de referencia del proceso. Se realizará una revisión de la coyuntura local y los posibles riesgos que puedan afectar el desarrollo de la propuesta.

3.1.1 Identificación de interesados

Se identifican a los principales grupos de interés que vienen siendo afectados por el problema de insuficiente calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en mayor o menor grado, y que serán beneficiados con los resultados de la solución propuesta en la tesis. Entre los interesados se encuentran los usuarios comunes de energía eléctrica, las empresas distribuidoras, las unidades operativas, organismos del estado, sectores productivos, entre los principales.

Es importante conocer y considerar la necesidad de cada grupo de interesados para saber si la solución que se propone está de acuerdo con sus expectativas y prioridades o que es lo que demandan realmente.

a.- Usuarios de energía eléctrica

En este grupo de interesados están incluidos los clientes de las empresas distribuidoras a quienes se les consultará sobre su percepción actual respecto del servicio de suministro de energía eléctrica y cuáles son sus expectativas de mejora en cuanto a la calidad de este, se consideran los tipos de clientes comunes residencial, con la finalidad de tener diferentes puntos de vista. Es importante la participación de este grupo ya que son quienes reciben directamente el servicio y quienes se ven afectados de las interrupciones imprevistas de la energía eléctrica y perciben sus efectos en mayor o menor grado, adicionalmente este grupo es el que constituye la mayoría de los consumidores de energía (> 90%), básicamente la población en general.

b.- Empresas distribuidoras

Los grupos empresariales del sector energía eléctrica son otros de los interesados y los encargados de brindar el servicio de suministro de dicha fuente a millones de consumidores en la ciudad de Lima y regiones del país, para ellos es importante lograr los mejores indicadores de calidad en su servicio, lograr una buena imagen y una baja tasa de reclamos de parte de sus clientes en cuanto a cortes del fluido de energía en sus instalaciones.

Se han identificado las principales empresas distribuidoras de energía eléctrica de Lima para poder realizar comparaciones en base a la información de ellas obtenida de fuentes directas de ser posible o de fuentes secundarias como sus memorias anuales que son información pública. En la **Figura 29**, se consideran algunas de las empresas distribuidoras de electricidad del país, Luz del sur y Enel operan en la ciudad de Lima y se constituyen como las principales del país, ambas de capital privado y extranjero, Luz del

sur hasta hace poco de capital norteamericano (SEMPRA) pasó a capitales chinos en el año 2020 y Enel de capital italiano desde hace ya varios años (antes EDELNOR). Entre ambas empresas suministran energía a 10 millones de peruanos.



Fig. 29. Empresas distribuidoras de electricidad en Lima.

Nota: Fuente: <https://www.luzdelsur.com.pe/es>, <https://www.enel.pe/>

c.- Especialistas de unidades operativas

Dentro de las mismas empresas también existen grupos técnicos de interés conformados por personal de las unidades operativas quienes en su tarea diaria interactúan con el sistema eléctrico y son los responsables de asegurar buenos indicadores del servicio. Entre ellos se encuentra personal de las áreas de mantenimiento de alta, media y baja tensión, operadores de campo, operadores de centro de control, analistas de interrupciones, especialistas, ingenieros, entre otros. Es importante considerar a este grupo en una fase de implementación para saber de sus mayores problemas en la gestión del sistema eléctrico, las necesidades tienen y que facilidades podrían plantear ya que se debe considerar que son ellos los que mejor conocen este tipo de sistema.

d.- Sectores productivos

Para este grupo, un suministro de energía eléctrica ininterrumpido podría quizás ser de mayor relevancia que para los usuarios comunes ya que sus procesos productivos se pueden afectar de gran forma y con cuantiosas pérdidas, tal es el caso de mineras, industrias, comercio, finanzas, quienes suelen consumir grandes volúmenes de energía y a su vez atienden a otros clientes mediante sus procesos. Incluso se podría incluir aquí a

empresas de generación y comercializadores que utilizan la red de distribución de otras empresas para llegar a sus clientes.

e.- Organismos del estado

Este grupo de interés involucra de forma principal al Organismo de Supervisión en Energía y Minas (OSINERGMIN) encargado de la fiscalización del sector en energía y minería, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) encargado de la operación del sistema nacional y coordinación con las empresas conectadas al mismo, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) por medio de su Dirección General de Electricidad (DGE) encargada por parte del poder ejecutivo y quien aprueba el plan de transmisión y planes de desarrollo del sector energía eléctrica, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de Protección Propiedad Intelectual (INDECOPI). Algunas de estas instituciones son encargadas por parte del estado de asegurar un abastecimiento de energía eléctrica de calidad, económicamente adecuados para el beneficio de toda la población y de desarrollar la infraestructura eléctrica del país. En la **Figura 30**, se aprecian los principales organismos del estado en el sector electricidad y del consumidor; OSINERGMIN, COES Y MINEM, tienen funciones orientadas al aspecto técnico y de la calidad del servicio y en el caso de INDECOPI su labor está relacionada a velar por los derechos del consumidor al ser la energía eléctrica un servicio esencial y como producto también está sujeto a reclamos por parte del usuario que deben ser atendidos por el proveedor o escalados a otros organismos del sector o a INDECOPI.

El marco para el desarrollo del proceso global se basa de forma principal en la Ley de Concesiones eléctricas del año 1992.



Fig. 30. Organismos del estado

Nota: Fuente: <https://www.coes.org.pe/portal/>, <https://www.minem.gob.pe/index2.php>, <https://www.gob.pe/osinergmin>, <https://www.gob.pe/indecopi>

3.1.2 Realización de la elicitación

La elicitación es el de obtención de información para, detectar necesidades, en esta oportunidad se empleará para recabar información sobre el servicio de suministro de energía eléctrica por parte de los interesados en primera línea como los usuarios del sistema eléctrico en Lima. Se ejecutará en 3 fases: Enfoque, preparación, ejecución y resultados.

a.- Enfoque

Se elaboró el enfoque de la elicitación para realizar el análisis del servicio de suministro de electricidad, el objetivo fue obtener información de los principales interesados desde las fuentes primarias como la de los usuarios del servicio y considerando que en Lima existen más de 2.5 millones de clientes del servicio de energía eléctrica y más de 10 millones de beneficiados, esta parte de la información se constituye como las más importante, la de conocer su percepción sobre la calidad del servicio.

Para los otros grupos de interés se obtuvo la información desde fuentes secundarias como las memorias anuales en el caso de empresas distribuidoras de electricidad y grupos económicos, y los informes ejecutivos anuales en los casos de organismos del estado.

En la **Tabla 2**, se muestra el resumen de los principales interesados y los métodos para conseguir la información necesaria, en la práctica puede elegirse solo algunos de ellos según la información que sea requerida. Las encuestas o entrevistas requerirán de un formato adicional que debe ser preparado para obtener la información.

TABLA 2
INTERESADOS Y MÉTODOS PARA OBTENER INFORMACIÓN

INTERESADOS / MÉTODO	ENCUESTA	ENTREVISTA	DOCUMENTOS
USUARIOS	X		
DISTRIBUIDORAS			X
ESTADO (OSINERGMIN/OTROS)			X

b.- Preparación

Esta fase consiste en realizar una planificación estructurada de las preguntas que se van a realizar para el caso de encuestas o entrevistas y cuál es la información que se desea obtener. Para el presente trabajo se ha elaborado una cartilla de preguntas que se aplicó a los usuarios con la finalidad de recoger su opinión sobre el servicio de suministro de energía eléctrica.

En la **Tabla 3**, se muestran las preguntas a realizar mediante encuesta a un grupo de usuarios del servicio de electricidad, las preguntas buscan saber su percepción sobre la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica que reciben, esta información permitirá conocer si existe buena o mala percepción sobre el mismo. Para ello se han elaborado 9 preguntas sobre la importancia del servicio para el usuario y la calificación que le da al mismo, así como sus expectativas a futuro.

TABLA 3

PREGUNTAS PARA ENCUESTAS A LOS USUARIOS

PREGUNTAS DE ELICITACIÓN	Opciones
1.- ¿Que empresa le brinda el servicio de energía eléctrica?	Luz del sur o Enel
2.- ¿Considera la energía eléctrica como un servicio esencial para usted y su comunidad? (5 es muy esencial)	1 al 5
3.- ¿En escala de 1 a 5 cuan bueno es el servicio que recibe? 5 es el máximo (Considerando bueno cuando no se presentan cortes de energía)	1 al 5
4.- ¿En el último año cuantos cortes de suministro de energía electrica tuvo?	1, 2, 3, 4, 5 a más
5.- ¿El corte de suministro le afectó en su actividad o proceso?	Si / No
6.- ¿Cree que la calidad del servicio puede mejorar?	Si / No
7.- ¿Considera que deben producirse cortes no programados? (Interrupciones o cortes imprevistos)	Si / No
8.- ¿Cree que la automatización del sistema eléctrico puede mejorar los tiempos de reposición del suministro de energía eléctrica?	Si / No
9.- Considerando que la energía eléctrica se utiliza para las computadoras, celulares, electrodomésticos, iluminación y actividades productivas y otros. ¿Cuánto tiempo considera usted que pueda tolerar ante una falla imprevista del suministro de energía eléctrica?	3 min, 15 min, 60 min, 3 horas, mas de 3 horas

La última fase es la de organización e interpretación de los resultados obtenidos y el planteamiento de mejoras las cuales se considerarán luego en las etapas de desarrollo del caso.

Se realizaron encuestas del 6 al 13 de febrero del año 2023, vía Google Forms a un universo de 109 a usuarios de la electricidad en la ciudad de Lima, la encuesta de percepción del servicio de energía eléctrica y sus resultados fueron los siguientes: La pregunta 1 y sus resultados se muestra en la **Figura 31**.

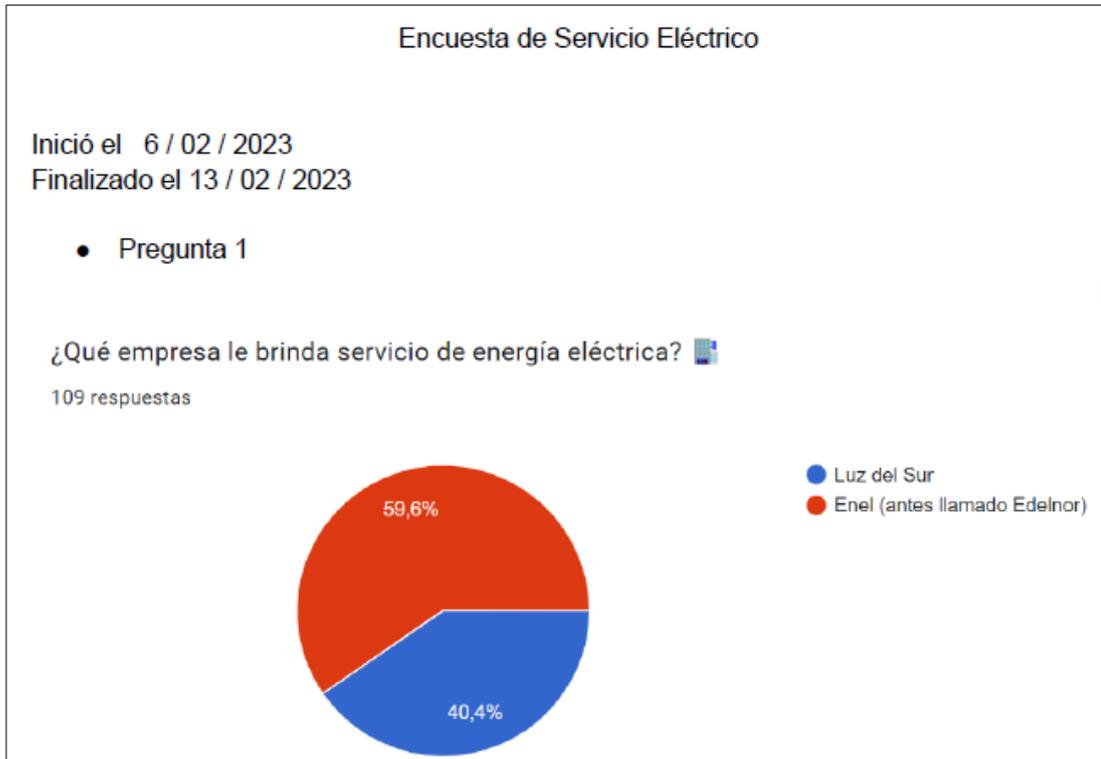


Fig. 31. Pregunta 1

Los usuarios pertenecen a las distribuidoras Luz del Sur y Enel quienes son las empresas que operan en la ciudad de Lima, el 59,6 % se identificó como usuario de Enel y el 40,4% se identificó como usuario de Luz de Sur.

En la respuesta a la pregunta 2, ver **Figura 32**, el 93,6% de encuestados considera la energía eléctrica como un servicio muy esencial, ello muestra que este servicio es de mucha importancia para la mayoría de los usuarios que lo utiliza en sus actividades diarias y por ello es tan apreciado.

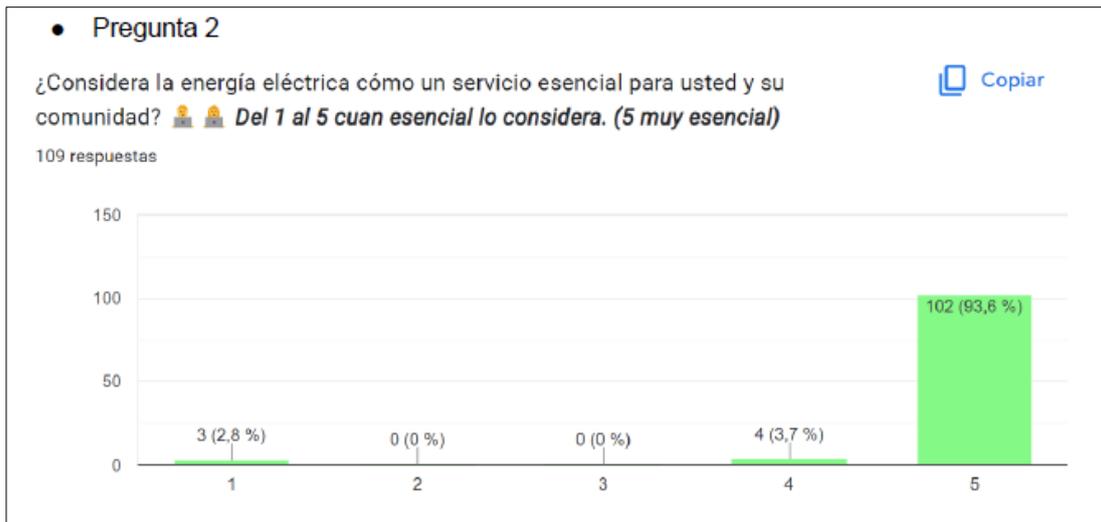


Fig. 32. Pregunta 2

En la respuesta a la pregunta 3, ver **Figura 33**, el 29,4% percibe el servicio como muy bueno, el 57,3% lo percibe como bueno y casi un 18,3% como regular a malo, ello muestra que este tipo de proceso es mejorable.

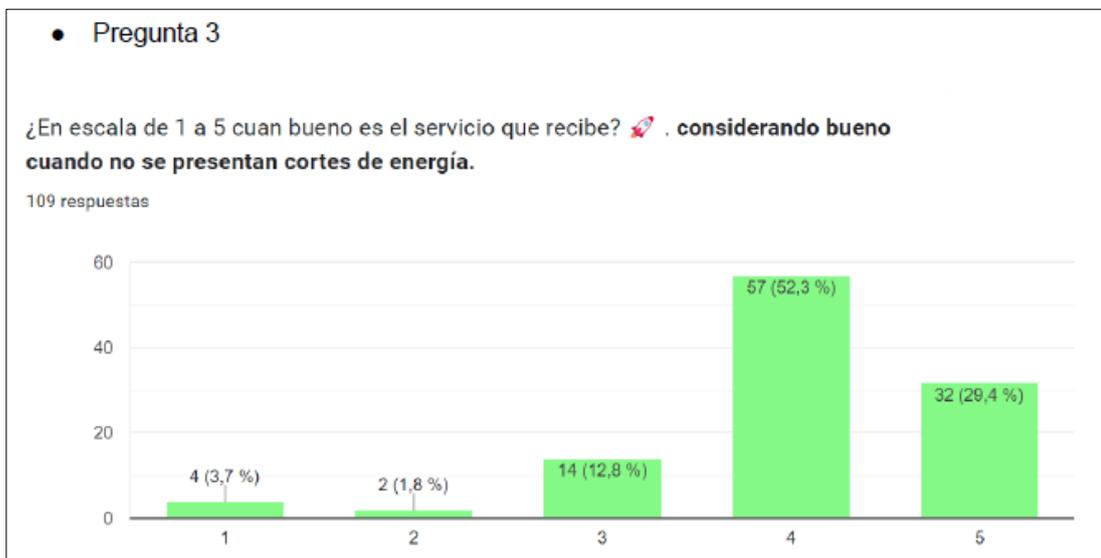


Fig. 33. Pregunta 3

En respuesta a la pregunta 4, ver **Figura 34**, un 20,2% afirma haber tenido más de 5 cortes, 8,3% tuvo más de 4 cortes y 16,5% tuvo más de 3 cortes. Estos tres grupos suman 44,8% y si proyectásemos la cifra a los usuarios de Lima, tendríamos en dicha situación a millones de personas.

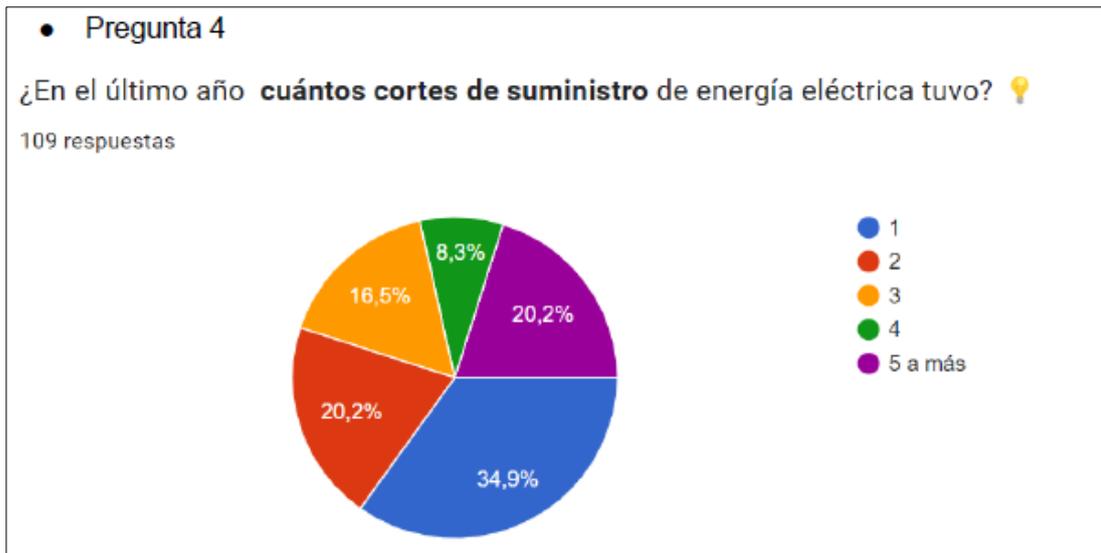


Fig. 34. Pregunta 4

En respuesta a la pregunta 5, ver **Figura 35**, el 75,2% de usuarios confirma que el corte de energía le afectó su actividad, es un porcentaje bastante alto y da señales de que se requieren mejoras en la reposición del servicio.



Fig. 35. Pregunta 5

En respuesta a la pregunta 6, ver **Figura 36**, un 87% considera que el servicio actual puede mejorar en cuanto a calidad, es decir, menos cortes de energía.



Fig. 36. Pregunta 6

En respuesta a la pregunta 7, ver **Figura 37**, el 92,7% está de acuerdo en que no debería haber cortes de energía eléctrica no programados, es decir piden que este servicio este siempre disponible para su uso.



Fig. 37. Pregunta 7

El 95,4% cree que la automatización puede mejorar la calidad del servicio. **Figura 38.**

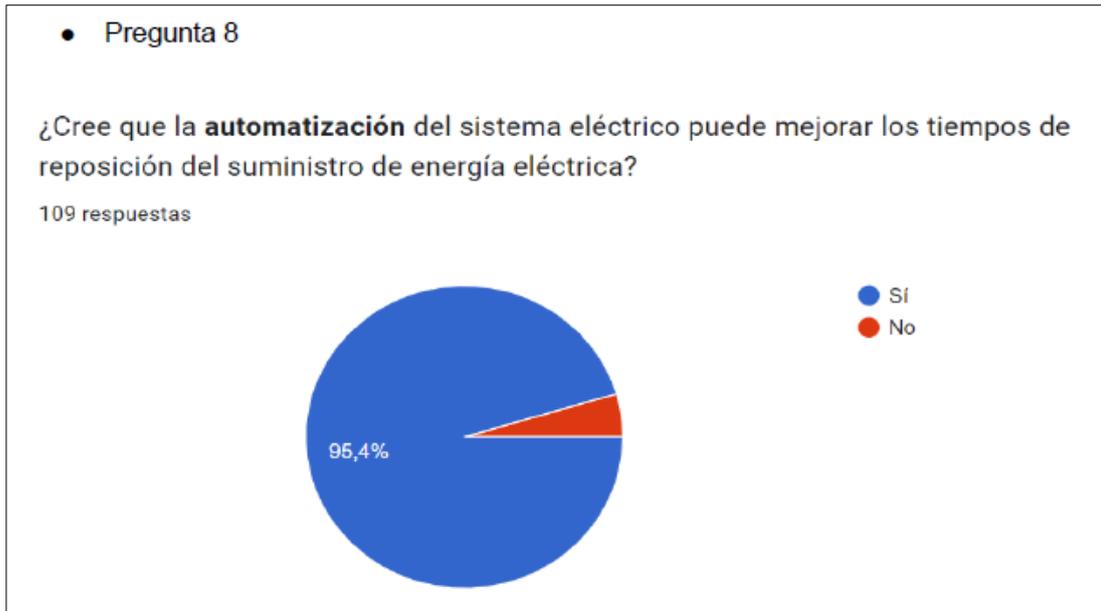


Fig. 38. Pregunta 8

El 80,4% considera que las interrupciones deben ser menores a 60 minutos. **Figura**

39.

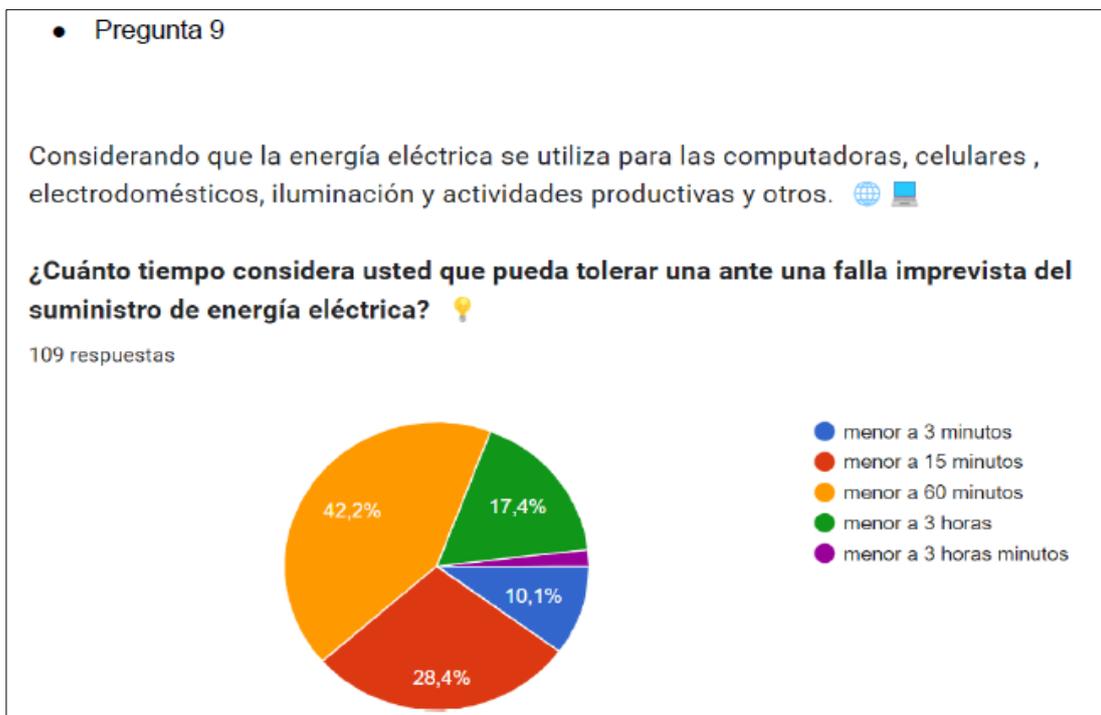


Fig. 39. Pregunta 9

3.1.3 Análisis de indicadores de la Red Eléctrica

a.- Calidad del servicio

El problema de la calidad del servicio de energía eléctrica, tal como se trató en el capítulo I, y mostrado en la figura 1.4, plantea causas externas como la falta de normas y promoción de inversión que dependen principalmente del estado y que no serán materia de discusión en el presente trabajo, pero si se tratará sobre la causa interna de falta de automatización.

La causa interna de falta de automatización tiene un impacto en el sistema eléctrico que se percibe en el momento en que ocurren las “fallas eléctricas”, las cuales dejan sin energía eléctrica a miles e incluso cientos de miles de usuarios por varios minutos o varias horas.

Un sistema eléctrico va a fallar en algún momento y con cierta frecuencia de forma casi inevitable, y al no haber una capacidad de respuesta rápida mediante automatización, entonces los usuarios van a percibir los efectos de la falta de energía eléctrica.

En la **Figura 40**, se muestra los factores que producen una menor calidad del servicio de suministro de energía eléctrica. Por lo tanto, en este apartado se analizan los indicadores y las fallas desde un punto de vista basado en la tipología, lo cual servirá a posterior para plantear el diseño del nuevo modelo.

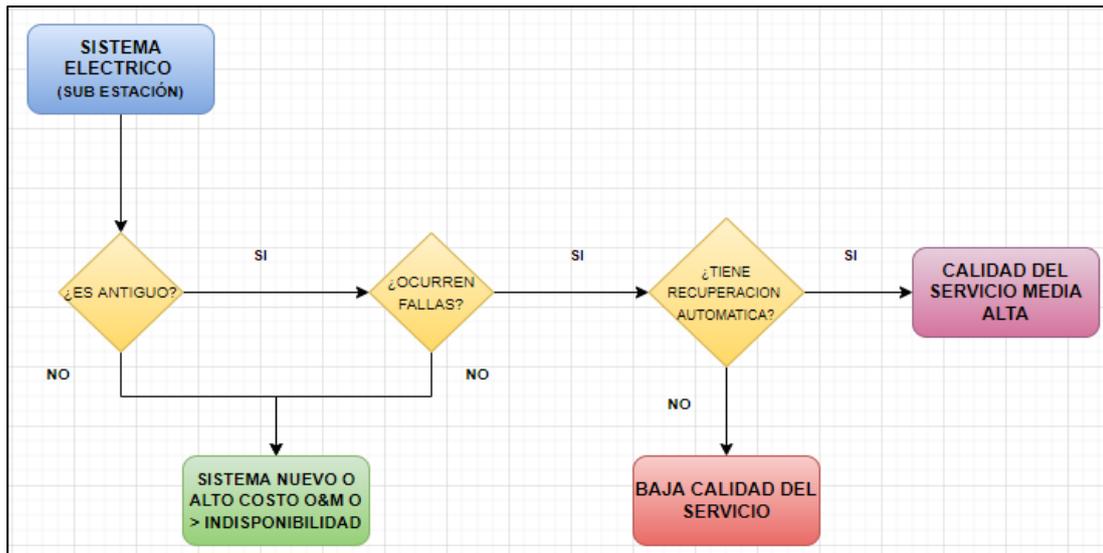


Fig. 40. Factores de la baja calidad del servicio

Lima es una ciudad con infraestructura eléctrica donde existen, instalaciones sujetas a diversos tipos de fallas. Si a ello se añade que no se tiene implementado un sistema automatizado para minimizar el impacto de las fallas casi inevitables, entonces la calidad del servicio de energía eléctrica se ve deteriorado.

Una alternativa sería realizar un exhaustivo plan de mantenimiento de forma intensiva, lo cual incrementaría los gastos y a la vez generaría indisponibilidad de los circuitos para dichas intervenciones. Por lo tanto, un sistema automático ayudaría en este tipo de procesos para mejorar los indicadores de calidad y a la vez reducir los costos de mantenimiento en el tiempo.

b.- Indicadores de calidad de Lima

Uno de los indicadores de calidad empleados en Perú es el SAIFI, el cual se explicó en el capítulo II de marco teórico y que mide frecuencia de ocurrencia de las fallas. En los últimos años este indicador no ha mejorado mucho en la zona de Lima, teniendo un promedio de 5 interrupciones por cliente en el año 2018, y en el resto del país si bien es cierto que ha mejorado, pero presenta tasas extremadamente altas de casi 17 interrupciones al año por cada cliente, muy por encima de las tasas en Lima.

Esta comparación entre Lima y las regiones permite ver que realmente existe una brecha por mejorar en la calidad del servicio en todo el país y un primer paso es realizar el análisis en las ciudades grandes como Lima, ver la **Figura 41**.

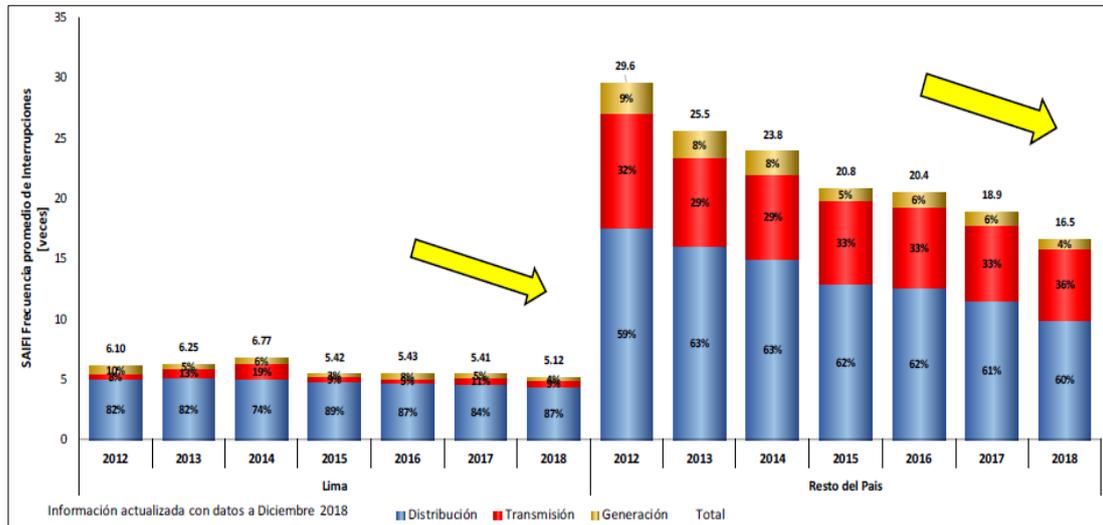


Fig. 41. Evolución del indicador SAIFI

Nota: Fuente: Informe técnico Osinergmin DSE-STE-33, 2019.

Los indicadores de Lima son los mejores del país, sin embargo, distan bastante de los indicadores de países desarrollados, confirmando también una brecha de calidad.

La frecuencia o cantidad de fallas anuales vistas en la **Figura 41** se deben principalmente a la antigüedad de la instalación y a factores externos al proceso, por lo tanto, es algo que no se puede solucionar en el corto plazo ya que requiere de inversiones con grandes recursos económicos. Adicional a la existencia del indicador de fallas se va a sumar el otro indicador de duración de estas conocido como SAIDI y tratado también en el capítulo II como el tiempo que dura la interrupción en horas y minutos.

En la **Figura 42** se evidencia que este indicador no ha mejorado en los últimos años en el proceso de distribución para la zona de Lima y en promedio la interrupción de energía eléctrica duraba 14.9 horas en el año 2018, en provincias la situación es mucho más crítica pues ocurren interrupciones de hasta casi 37 horas lo cual es para algunos inconcebible, pero a su vez real.

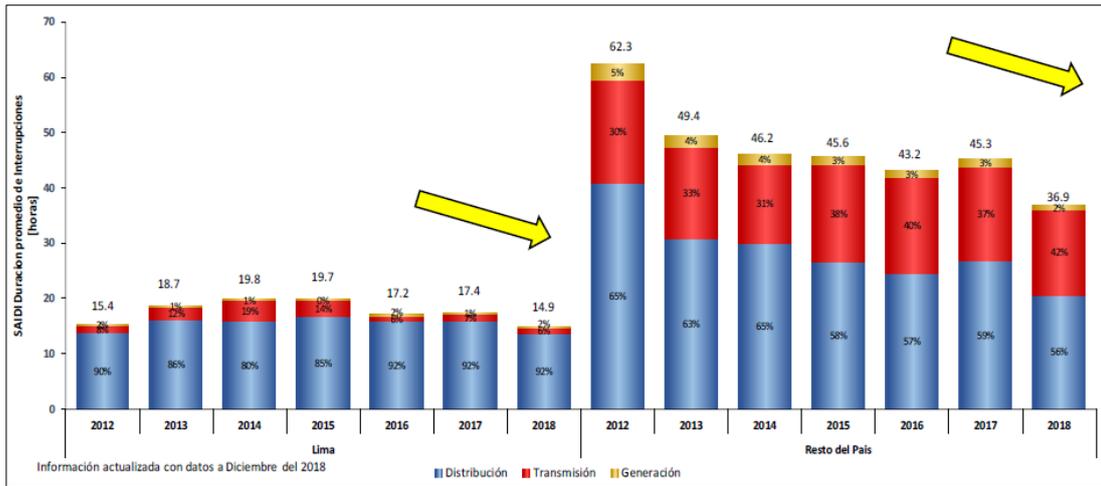


Fig. 42. Evolución del indicador SAIDI

Nota: Fuente: Informe técnico Osinergmin DSE-STE-33, 2019.

Cabe resaltar que, la mayor parte de este SAIDI es atribuible al proceso de distribución, el cual tiene 92% del total y es allí donde se debe analizar con mayor amplitud y plantear soluciones.

3.1.4 Impacto de las fallas y diagnóstico

a.- Impacto de las fallas

Las fallas o interrupciones del suministro de energía eléctrica van a tener siempre un impacto negativo en los clientes ya que va a afectar la actividad o proceso en el cual utilizan la energía eléctrica. Por otro lado, se va a ver afectada la imagen de la empresa que brinda el servicio, en especial cuando el hecho trasciende y se hace de conocimiento público, esto ocurre cuando la respuesta en la recuperación del servicio tarda demasiado tiempo.

El 17 de marzo del 2020, el diario digital Perú 21 publicó la siguiente noticia:

“(…) esta noche varios distritos de Lima: Chorrillos, Barranco, Surco y Miraflores se vieron afectados por un corte repentino de luz”.

Al respecto de ello, el gerente de Relaciones Corporativas de Luz del Sur, Hans Berger, sostuvo que hubo una falla de un transformador y fue solucionado mediante lo detallado a continuación:

“Hubo una falla en un transformador, pero ya está resuelto el problema y todos tienen luz. Agarró la zona límite entre Miraflores, Surco, Barranco y también Chorrillos. Esto nos demoró 20 minutos”, sostuvo Berger a el Diario Perú 21 (ver **Figura 43**).



Fig. 43. Corte de luz en Lima

Nota: Fuente: Perú 21, 2020.

Analizando la noticia publicada por Perú 21 se tiene la siguiente información:

- La falla afectó a cuatro distritos, lo cual implica que se vieron afectados miles de usuarios ya que los distritos mencionados tienen más de 150000 habitantes según censo del año 2017.
- La falla ocurrió en un transformador, y por la magnitud del evento se puede inferir que se trata de un transformador de gran potencia ya

que son los únicos equipos que tienen capacidades para miles o cientos de miles de clientes y su costo como activo es relevante.

- La normalización de la interrupción tomó 20 minutos lo cual es un tiempo alto y la razón de que este suceso haya trascendido hasta los medios de comunicación, en ese periodo los consumidores vieron afectados sus procesos productivos o usos generales de la electricidad.

El impacto de una interrupción va a ser diferente para cada tipo de cliente y dependerá del momento en que ocurra, podría significar una gran pérdida para una industria al parar una producción en línea o podría significar incluso un riesgo grave en caso afecte a un hospital. En la **Tabla 4**, se ha propuesto una forma de evaluar el impacto de una falla en forma global.

TABLA 4
EVALUACIÓN DE IMPACTO DE UNA FALLA

FACTORES DE IMPACTO	BAJO	MEDIO	ALTO
Cantidad de clientes (B: < 10000, M: 10000 a 50000, A: > 50000)			
Sensibilidad de los clientes (B: Doméstico, M: Industrial-Comercial, A: Institucional o esencial)			
Tiempo de duración del evento (B: <3 minutos, M: 3 A 10 minutos, A: > 10 minutos)			

Mientras se sumen más factores al evento, el impacto podría ser mayor y podría llegar a ser incluso de consecuencias a nivel país como ha ocurrido en otras grandes capitales del mundo. La cantidad y sensibilidad de los clientes es importante, así como el tiempo de duración del evento. Los eventos de menos de 3 minutos no son contabilizados por Osinergmin, pero si son percibidos por algunos tipos de clientes en especial de procesos productivos, comerciales e institucionales.

Para evaluar el impacto de una falla eléctrica con corte de energía en los usuarios, es conveniente evaluar cada uno de los factores por separado y la combinación de ellos.

La cantidad de clientes por si sola puede constituirse en un evento crítico, en la **Tabla 5**, se muestra un ejemplo donde a partir de más de 50000 clientes afectados, el evento se considera crítico; la empresa distribuidora deberá definir la cantidad de clientes que consideran como un evento crítico, pero siempre dentro del marco del Plan de Contingencia establecido por el fiscalizador donde es el único criterio oficial de parte de la normativa e implica 5% a más de la potencia instalada de una empresa.

TABLA 5
EVALUACIÓN DEL IMPACTO – CASO 1

FACTORES DE IMPACTO	BAJO	MEDIO	ALTO
Cantidad de clientes (B: < 10000, M: 10000 a 50000, A: > 50000)			OR
Sensibilidad de los clientes (B: Doméstico, M: Industrial-Comercial, A: Institucional o esencial)			
Tiempo de duración del evento (B: <3 minutos, M: 3 A 10 minutos, A: > 10 minutos)			
RESULTADO			ALTO IMPACTO

Por ejemplo, un corte de suministro a una zona de 20000 clientes donde uno de ellos es el aeropuerto internacional o el metro de Lima o el mismo palacio de gobierno, hace que el evento tenga mayor impacto de tipo “mediático” en la población.

En la **Tabla 5**, se muestra como un evento es catalogado como de alto impacto cuando uno solo de los factores de nivel alto aparece, es decir se considera una lógica tipo OR (Cualquiera de los factores). En la práctica, un solo cliente como el metro de lima podría tener un alto impacto ante un corte de energía.

El segundo caso de la **Tabla 6**, se presenta cuando convergen 2 de los factores de nivel medio de impacto, lo que tiene un incremento en el impacto total, Lógica AND (&).

TABLA 6
EVALUACIÓN DEL IMPACTO – CASO 2

FACTORES DE IMPACTO	BAJO	MEDIO	ALTO
Cantidad de clientes (B: < 10000, M: 10000 a 50000, A: > 50000)		&(2)	
Sensibilidad de los clientes (B: Doméstico, M: Industrial-Comercial, A: Institucional o esencial)			
Tiempo de duración del evento (B: <3 minutos, M: 3 A 10 minutos, A: > 10 minutos)			
RESULTADO		ALTO IMPACTO	

La ocurrencia simultánea de dos factores de impacto medio también puede resultar en un impacto alto, por ejemplo, la duración del evento puede pasar de ser de impacto medio a impacto alto si además la cantidad de clientes es media y parte de dichos clientes son industrias, procesos o instituciones que de forma indirecta afecta también a otros usuarios.

b.- Impacto de las fallas

En base a la información de los puntos 3.1.1 de interesados al 3.1.4 del impacto de las fallas, se puede realizar un diagnóstico preliminar del proceso de servicio de suministro de energía eléctrica en Lima.

En primer lugar, se confirma como principal interesado al usuario final que son millones de personas, quienes son los directamente afectados o beneficiados de los resultados del proceso.

En la **Figura 44**, se muestra la cantidad de clientes de las empresas distribuidoras hasta el año 2020, donde se puede verificar que entre las dos empresas que operan en Lima suman el 33% de clientes de todo el país, ello representa más de 2.7 millones de

clientes y más de 10 000 000 de personas que se benefician del servicio en la capital y que estás perciben la calidad de este. Luz del sur y Enel son las principales, pero el grupo Distriluz que está conformado por 4 empresas es también un actor importante a nivel país y motivo de análisis en posteriores estudios.



Fig. 44. Clientes de empresas distribuidoras

Nota: Fuente: Osinermin, Anuario estadístico de electricidad, 2022.

En segundo lugar, la encuesta a personas que utilizan el servicio de electricidad nos muestra que los usuarios perciben que el servicio actual de suministro de energía eléctrica necesita mejorar ya que no están conformes debido a los problemas de cortes de energía que afectan sus actividades cuando estos ocurren.

El tercer punto son los indicadores de interrupción SAIFI y SAIDI, obtenidos de los informes Osinermin, muestran que son todavía muy altos en la ciudad de Lima, por ejemplo, el año 2018 el tiempo de duración promedio de interrupción fue de casi 15 horas en Lima, el cual es un valor que suena irreal pero no lo es, y es bastante mejorable. Este indicador coincide también con la percepción de los usuarios que el servicio necesita mejorarse. Y si vemos al resto del país, los indicadores están bastante más deteriorados

por lo tanto los resultados de este trabajo podrían después aplicarse a otras ciudades del país.

Finalmente, el impacto de estos eventos sobre los usuarios se ha evidenciado en el ejemplo real del punto 3.1.4, se afectan miles de personas cuando ocurren eventos que interrumpen el servicio de energía eléctrica, adicionalmente se interrumpen los procesos productivos en general y se deteriora la seguridad en las vías públicas.

Hasta esta etapa, en base a lo revisado, se puede afirmar que existe información y datos suficientes para un diagnóstico de la calidad actual del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima y se puede catalogar como de mediana calidad en su mayor proporción y a primera vista mejorable, en especial considerando que se trata de un servicio brindado en una megaciudad importante en el mundo.

3.2 Descripción del modelo actual

3.2.1 Variables de operación del proceso eléctrico.

La cadena de suministro de energía eléctrica, desde el punto de vista técnico, involucra variables de tipo análogo y discreto de las cuales depende el correcto funcionamiento y por lo tanto la calidad de este.

Para el sistema de control del proceso de distribución de la energía eléctrica, la corriente, voltaje y potencia eléctrica son variables de tipo análogo; posición de estado de interruptores son una variable discreta y las ordenes de cierre, apertura o bloqueo de interruptores son actuaciones de tipo discreto.

A.- Intensidad de la corriente eléctrica

Esta variable análoga que representa el flujo de carga eléctrica o electrones que circulan por un circuito, se mide en Amperios (A), depende de la resistencia eléctrica y voltaje del circuito según la ley de Ohm:

$$I = \frac{U}{R}$$

Donde:

U = Voltaje eléctrico, expresado en voltios

R = Resistencia eléctrica, expresado en ohm

I = Intensidad de corriente, expresado en A

Para el proceso de distribución de energía es importante esta variable ya que en condiciones normales de operación circulan de decenas a cientos de amperios, y en condiciones de falla circulan de forma transitoria miles de amperios y luego de la actuación de las protecciones la circulación de corriente eléctrica es cero. Este cambio de comportamientos sirve para saber en qué estado se encuentra el proceso.

B.- Tensión eléctrica

Esta variable análoga también relacionada a la Ley de Ohm representa la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos y es la que está presente antes de la corriente eléctrica en el tiempo, se mide en voltios.

En el proceso, su importancia radica en su estado ya que en condiciones normales se encuentra a valor nominal o de operación, luego en condiciones de falla se reduce de forma transitoria y acentuada, y finalmente luego de la actuación de protecciones su valor es cero.

C.- Potencia eléctrica

Esta variable análoga, aparece cuando en el tiempo están presentes la intensidad y tensión eléctrica, la potencia se mide en vatios o watts y representa el trabajo eléctrico realizado por unidad de tiempo:

$$P = \frac{W}{T} = U \times I$$

Donde:

P = Potencia, expresado en Watts

W = Trabajo, expresado en Joule

T = Tiempo, expresado en segundos

Para el proceso, la potencia representa cuanta energía entrega un circuito de potencia y normalmente se maneja en el orden de los Megavatios o Mega watts (MW), en condiciones normales o de pre-falla, el circuito entrega algunos MW y luego de la falla este valor se reduce a cero.

D.- Posición de interruptores

La posición o estado de los interruptores, es una variable discreta (cero - uno, abierto – cerrado) la cual representa el estado de operación del interruptor, en el proceso cuando el interruptor se encuentra en posición cerrado significa que está entregando energía al circuito en condiciones normales, y en posición abierto del interruptor lo cual ocurre luego de una falla, significa que ya no entrega energía.

E.- Control de apertura y cierre de Interruptores

Estas dos son señales eléctricas de tipo actuador y obedecen al sistema de control y protección de la subestación, su actuación correcta y oportuna dependerá de la orden que reciba durante una falla por cortocircuito en la red eléctrica en primer lugar, y en segundo lugar ante una adecuada recuperación del sistema para recuperación de carga o clientes.

F.- Tiempos de afectación y reposición

El tiempo se constituye como una variable importante del proceso, ante la presencia de una falla eléctrica se necesita que ésta sea despejada o aislada en el menor tiempo posible (milisegundos) y ello es bien logrado por el esquema de protecciones para evitar daños irreparables en los componentes afectados. La segunda parte donde el tiempo es muy relevante es en la recuperación de carga luego de la falla, este tiempo está en el orden de minutos y actualmente depende de la orden manual del operador remoto del centro de control. El tiempo de la afectación se verá finalmente reflejado en el indicador SAIDI de duración de la interrupción.

3.2.2 Operación manual de interruptores

El interruptor es el componente fundamental de cuya actuación dependerá el correcto despeje de las fallas y la recuperación inmediata de las cargas luego de un evento, en el capítulo II se trató sobre este equipo, su evolución y diferentes tecnologías; en este apartado se verá lo relacionado a su control dentro de un sistema eléctrico convencional el cual además posee un sistema SCADA.

A.- Control Remoto N3 de Interruptores

Este nivel de control N3 se realiza desde un centro de operación remoto en una ubicación distinta a la de la instalación eléctrica, empleando equipos y canales de comunicación. El operador remoto puede dar las órdenes de cierre y apertura de todos los interruptores 60 kV y 10 kV de la Sub-Estación.

En condiciones de operación normal el sistema debe operarse desde este nivel, pero existen situaciones en las que podría no estar disponible como una falla en la comunicación, por ejemplo, ante ese escenario es necesario contar con otro nivel de operación de tipo local.

En caso de una situación de emergencia por desconexión de un transformador, por ejemplo, el operador de centro de control analizará el tipo de evento y en base a ello tomará la decisión para la recuperación de la carga de la forma más segura para el sistema y en el menor tiempo posible, a este tiempo podemos llamarle T3 o tiempo del nivel 3 el cual puede ser de algunos o de varios minutos dependiendo de la velocidad de análisis y decisión del operador remoto.

B.- Control a Distancia N2 de interruptores

El Nivel de control N2 se realiza en la misma subestación, puede ser mediante una interface hombre máquina (HMI) o mediante un panel de mando centralizado donde se concentran todas las órdenes de los interruptores, se realiza a varios metros de distancia de la instalación de potencia, sin ningún riesgo para el operador local en sitio, este nivel se emplea cuando el nivel remoto N3 no está disponible. Este nivel es accesible para un operador local que deberá permanecer en la subestación o desplazarse hasta ella para realizar una maniobra. En el caso de un evento de falla en la red, el tiempo de normalización de las cargas se sumará al tiempo T3 del nivel remoto, el tiempo del desplazamiento del operador local y las coordinaciones, este tiempo T2 está aproximadamente en el orden de una hora.

C.- Control Local N1 de interruptores

Este nivel de control N1 también es realizado por el operador local, pero en el mismo tablero de control individual del circuito, también se realiza a unos metros de distancia del circuito de potencia y sin riesgo para el operador, se utiliza este nivel de operación cuando por alguna razón el control N2 o HMI no permite la ejecución de las ordenes de apertura o cierre por ejemplo ante problemas de comunicación entre la HMI y sus bahías. En caso de una falla en la red eléctrica, el tiempo de normalización desde una operación de nivel N1 será mayor a los anteriores, el Tiempo T1 puede ser de una hora y media.

D.- Control Local N0

Este último nivel de control N0 se realiza frente al mismo equipo de potencia (interruptor), ello implica algunos riesgos para el personal operador y solo se utiliza para casos de emergencia extrema y bajo procedimientos y autorizaciones especiales del centro de control y unidades operativas, normalizar un evento desde este nivel tomará un tiempo T0 de dos horas o más y con un nivel de riesgo mayor a los otros niveles.

Podemos ver que, de los 4 niveles de operación, el nivel N3 remoto es el que debe emplearse para atención de emergencias como las desconexiones por falla de circuitos como los transformadores, debido a que es el que permite la recuperación más rápida del sistema. Sin embargo, este nivel no es el óptimo ya que depende de factores como el buen funcionamiento de las comunicaciones, sistema SCADA, análisis y decisión del operador de sala. Los tiempos de recuperación que superen los 3 minutos serán registrados en el indicador de calidad SAIDI y observados por el fiscalizador Osinergmin. En la realidad este tiempo suele superar los tres minutos en muchos casos y por ello se evidencia que todavía existe una brecha de mejora en cuanto a esta variable de tiempo de recuperación de carga luego de una falla.

3.2.3 Tipos de interrupciones

Existen diversos tipos de interrupciones o fallas eléctricas, algunas no afectan el suministro de energía ya que tienen redundancia y otras que si producen afectación a los usuarios del servicio de energía por no contar con circuitos redundantes o de N-1, también existen clasificaciones de interrupciones desde el punto de vista de las componentes simétricas para análisis de protecciones, para el presente trabajo se considera la clasificación en función a la ubicación de la falla o el elemento con falla.

Los cinco tipos de falla se mencionan y explican de forma breve para un entendimiento global del comportamiento de esta parte del sistema eléctrico, luego se

realizará mejoras en el control para lograr mayor calidad para el servicio de suministro de energía eléctrica y una recuperación más rápida de la energía para miles de usuarios.

Para una mayor claridad sobre los tipos y ubicaciones de las fallas eléctricas y su impacto, se presenta en la **Figura 45** el diagrama unifilar de una subestación de tipo 60 kV a 10 kV con dos líneas de llegada, dos barras AT y dos transformadores de potencia acoplados en media tensión mediante interruptor, también se indican las cargas de media tensión que representan los usuarios de la red.

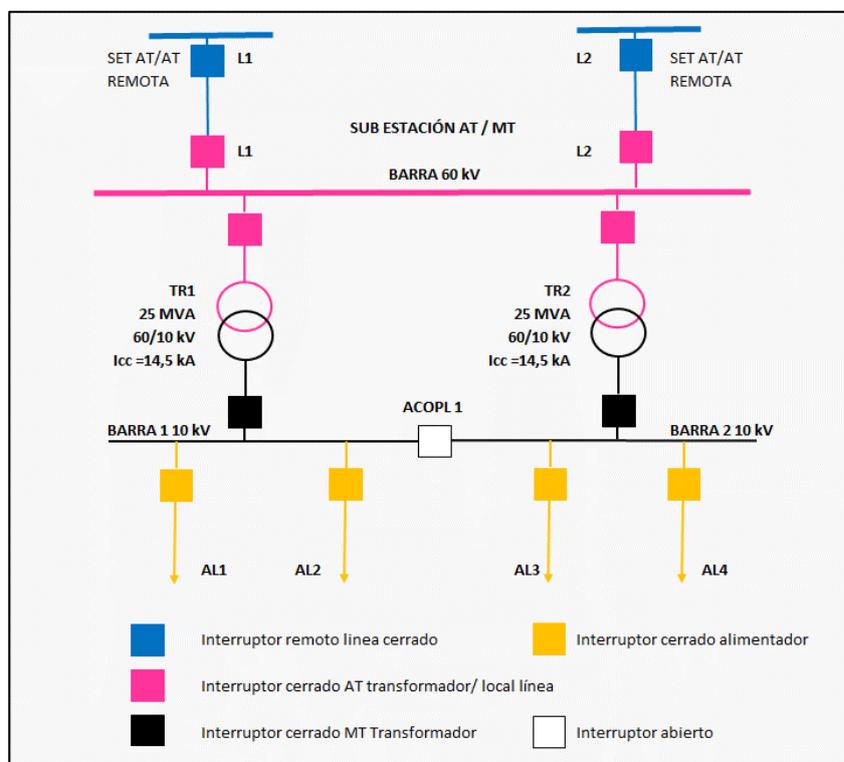


Fig. 45. Diagrama unifilar de una subestación típica 60/10 kV en condiciones normales de operación

La subestación se alimenta en 60 kV con dos líneas que llegan y se conectan a una barra simple mediante interruptores en ambos extremos, también existen seccionadores, pero para facilitar el análisis se ha considerado solo a los interruptores que son los elementos que actúan durante los eventos. Desde dicha barra 60 kV se conectan dos transformadores de potencia de 25 MVA de 60/10 kV, los transformadores operan de forma

independiente para limitar la corriente de cortocircuito en la barra de media tensión y en los dispositivos de operación de aguas abajo en la red 10 kV.

También se aprecia un interruptor de acoplamiento entre ambas barras, el cual opera normalmente abierto y disponible para una contingencia en la operación. Todos los interruptores tienen implementado el mando local y remoto de forma manual.

A.- Falla en la línea de Alta Tensión

Las líneas de alta tensión (AT) son los componentes que tienen mayor probabilidad de falla dentro del sistema eléctrico, ello debido a que las redes están instaladas en las vías públicas y son de tipo aéreo en gran porcentaje y recorren largas extensiones, esto hace que estén expuestas a afectaciones de terceros, fenómenos atmosféricos y contaminación, los cuales generan interrupciones en el sistema eléctrico con más frecuencia.

El tipo de falla más frecuente es el de fase a tierra y los menos frecuentes son los cortocircuitos entre fases, debido a la alta probabilidad de falla en este tipo de activos se suelen diseñar casi siempre con una línea adicional de respaldo para mantener la confiabilidad del sistema en N-1, esto quiere decir que si una de las líneas que alimenta la sub estación fallase por cualquier razón, la otra línea tiene la capacidad para alimentar la carga completa de toda la sub estación en condición de máxima demanda. Normalmente, ambas líneas operan sobre una misma barra y por lo tanto la falla sería imperceptible para la subestación y los usuarios que se abastecen de la misma. En conclusión, este tipo de falla no afecta la calidad del servicio ni el indicador SAIDI en condiciones normales. Cabe indicar que Osinergmin reconoce las inversiones en líneas de alta tensión considerando la operación en N-1 para la demanda de la instalación.

En la **Figura 46** se muestra este tipo de falla donde los 2 interruptores de la línea han despejado el evento luego de la actuación de sus protecciones, la capacidad de la línea es de 56 MVA.

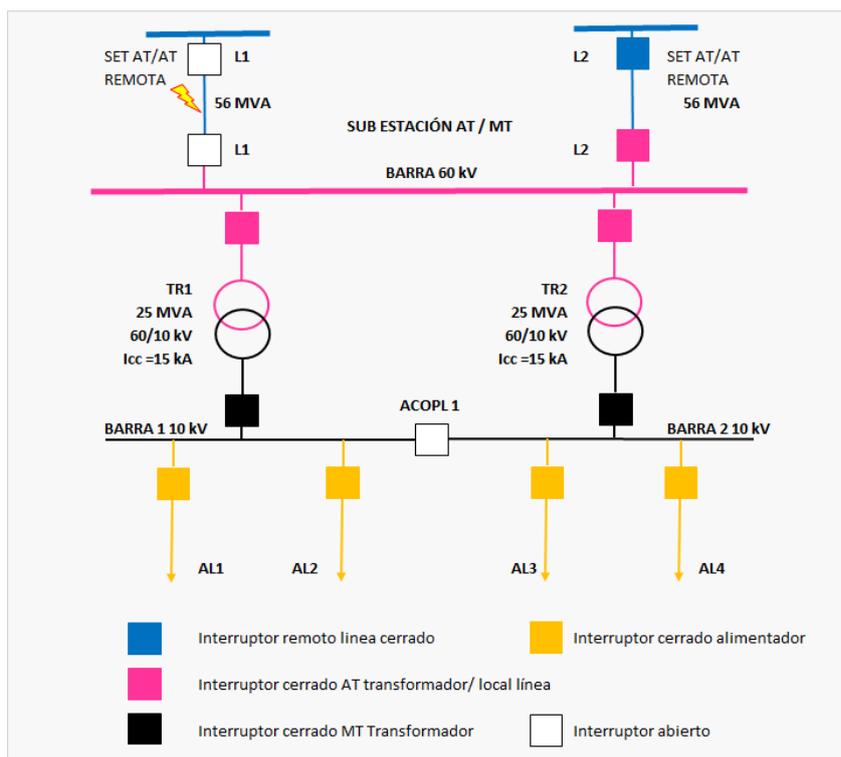


Fig. 46. Falla en línea 60 kV – 56 MVA

B.- Falla en sistemas de barras AT

Las barras de alta tensión son componentes del sistema eléctrico que presentan una baja tasa de fallas, es decir su probabilidad es baja si la comparamos con una línea. Sin embargo, en caso de ocurrir una falla esta afectará a todos los circuitos conectados a dicha barra, por ello para los sistemas de alta tensión se suele diseñar siempre dos barras o más para recuperar el suministro lo antes posible con una transferencia de barras, este tipo de componente también puede tener una protección dedicada para actuación instantánea.

La falla puede tratarse de un aislador, seccionador, interruptor o transformador de medida los cuales se encuentran en la zona eléctrica de barra. En la **Figura 47** se presenta la falla en la barra simple 60 kV y donde la misma es despejada por las protecciones de las líneas, pero desde el lado remoto de otra Sub-Estación. Cabe indicar que la barra cuenta con un equipo seccionador de barra longitudinal el cual no tiene ningún poder de corte ante cortocircuitos y por lo tanto no se le considera para este tipo de análisis.

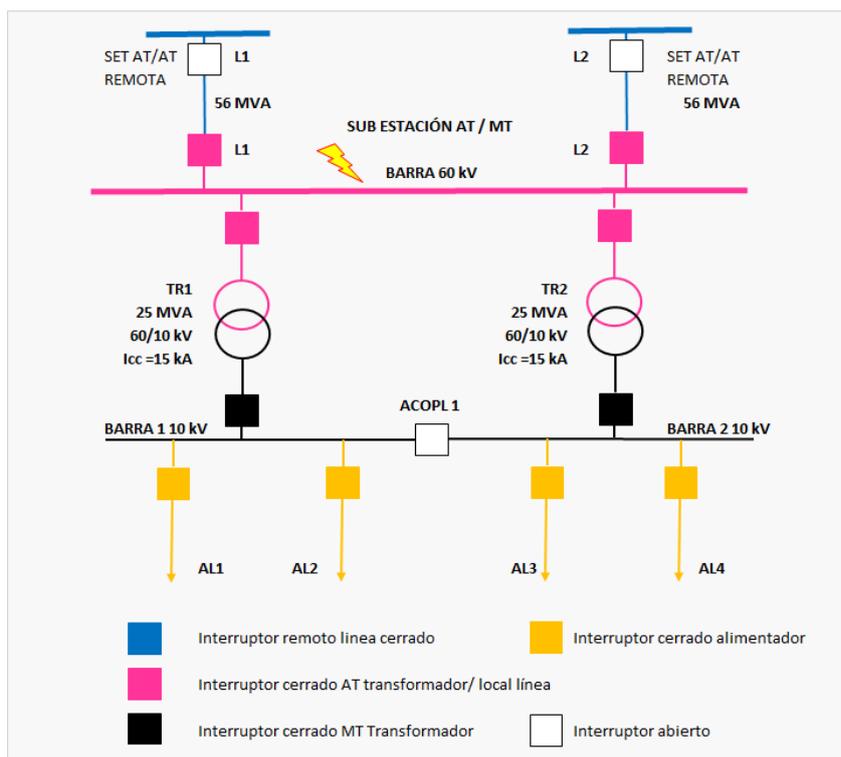


Fig. 47. Falla en barra 60 kV

Este tipo de falla afectará todos los usuarios que se alimentan de esta subestación (50 000 aproximadamente) ya que la barra de donde se alimentan los transformadores quedará desenergizada en su totalidad al abrir los interruptores remotos de ambas líneas, el tiempo de normalización puede ser de una hora

C.- Falla en transformador 60 kV/10 kV

Este tipo de falla es la más crítica ya que el transformador por ser un equipo de potencia imprescindible, de alto costo y de tratamiento delicado, en caso de falla pone en riesgo la continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica a miles de miles de usuarios. La reparación de un transformador, a diferencia de una línea aérea o barra AT, puede tardar varios meses y hasta más de un año o dos incluyendo las gestiones y la logística.

Suelen presentarse fallas en devanados, conmutador o aisladores bushing, cualquiera de ellos dejará inoperativo el transformador, ver **Figura 48**.

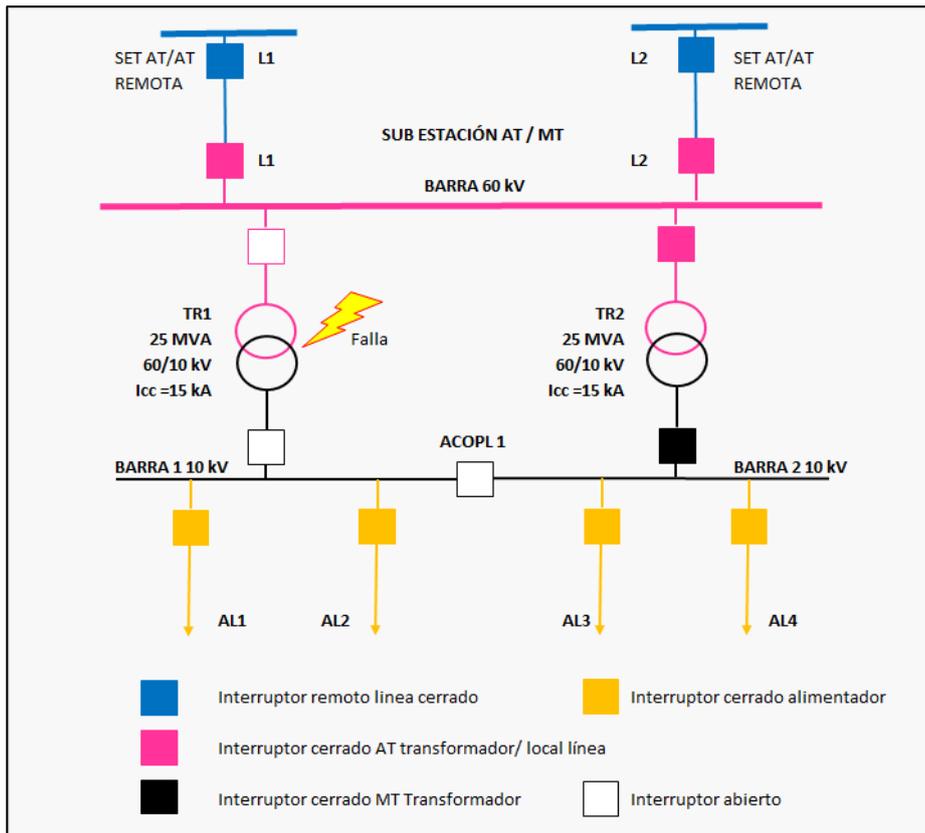


Fig. 48. Falla en transformador de potencia

En este tipo de falla afectará el 50% de usuarios de energía de la subestación (25 000 clientes aproximadamente), luego de la falla se verán afectados todos los usuarios que se alimentan de dicho transformador, este tipo de falla tiene una tasa media de ocurrencia y es recuperable actualmente mediante el cierre manual del interruptor de acoplamiento de media tensión.

Esta maniobra de recuperación se muestra en la **Figura 49**, considerando que el elemento afectado es solo el transformador y que la barra 1 de 10 kV está operativa, el centro de control podrá realizar el cierre del interruptor de acoplamiento 10 kV de forma manual y remota.

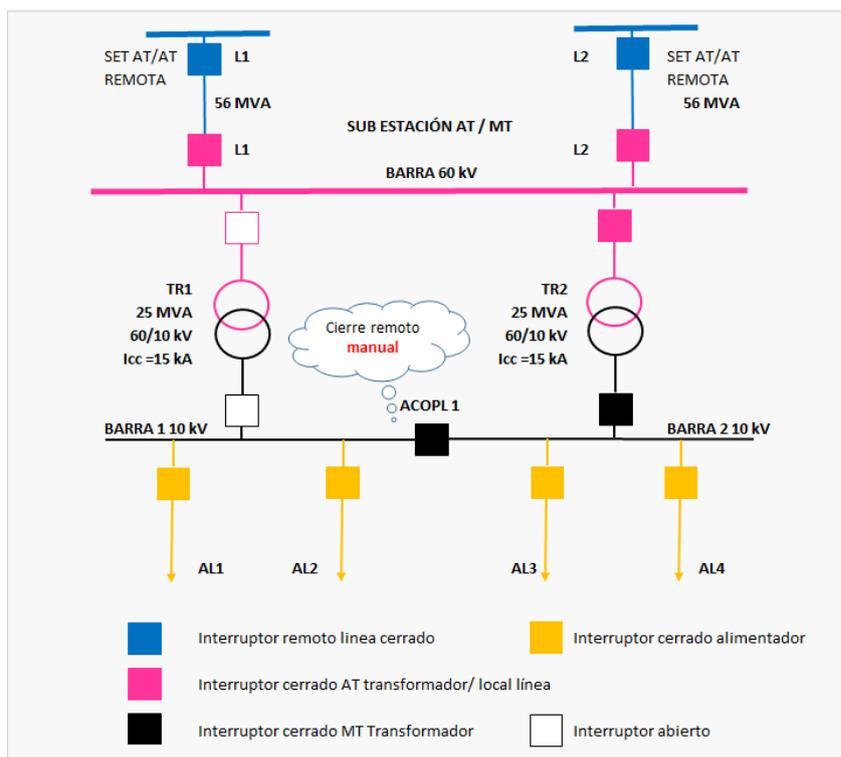


Fig. 49. Recuperación de carga del TR1 por ACOPL1

En caso de aparecer sobrecarga del TR2, el centro de control realizará traslados manuales de carga a otras subestaciones cercanas o rechazos manuales de carga. Esta recuperación manual de carga es factible hoy en día, sin embargo, su éxito depende de los siguientes factores:

- Tiempo de identificación de la falla por el operador de centro de control.
- Tiempo de análisis del evento y decisión del operador de centro de control.
- Buena operación de orden remoto de cierre desde centro de control.

Estos factores determinarán una recuperación exitosa de carga, dos de ellos son factor humano y otro es un factor que depende de la operatividad de las instalaciones de comunicación del centro de control y de la subestación.

Por lo tanto, este tipo de evento tiene probabilidad de recuperación exitosa parcial debido a que depende de factores externos. En el apartado 3.3 del presente capítulo, se ampliará con detalle este tema en la parte de “limitaciones del modelo actual”.

D.- Falla en barra MT

Este tipo de falla es poco frecuente ya que generalmente las barras son celdas encapsuladas o se encuentran en ambiente de interior, en caso de ocurrencia dejará indisponible todos los circuitos asociados a la barra, por ello es muy importante que las protecciones tengan actuaciones instantáneas para que el daño producido por la falla sea el mínimo y así poder reparar la instalación en poco tiempo, ver **Figura 50**.

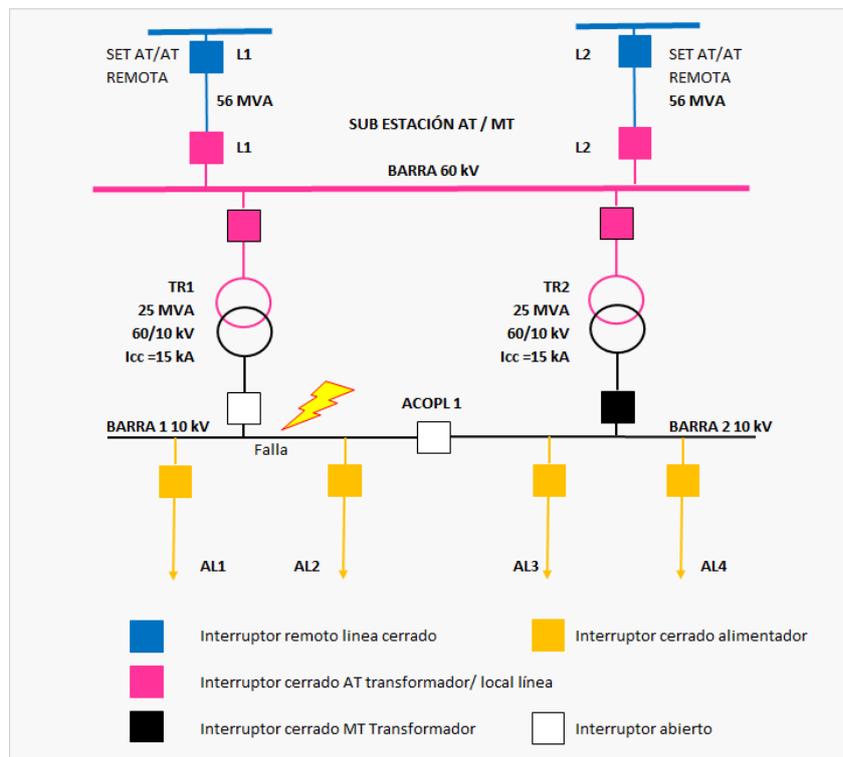


Fig. 50. Falla en barra 1 10 kV

Desde el punto de vista del impacto, este será igual que el de la falla de transformador ya que el sistema opera con el acoplamiento de media tensión abierto, la diferencia es que este tipo de falla no es recuperable desde la misma sub estación porque se debe realizar primero la reparación de las partes afectadas, no se podrá cerrar de forma manual remota el interruptor de acoplamiento hasta asegurar que no exista riesgo para las instalaciones o el personal y para ello es necesario que la instalación sea revisada por el personal operador o de mantenimiento de campo.

En este tipo de evento mostrado en la **Figura 50**, la protección solo actúa sobre el interruptor del lado 10 kV del transformador ya que la falla se encuentra aguas abajo en la barra 10 kV y no existe falla en el transformador, por lo tanto, el interruptor del lado 60 kV del transformador se mantendrá cerrado.

E.- Falla en alimentador MT

Este tipo de falla es la más común y frecuente de todas las descritas anteriormente, ya que ocurre en la red de distribución que se alimenta de la Subestación AT/MT. Los tipos de falla son el cortocircuito y la falla a tierra en sus diferentes variantes y combinaciones, el interruptor principal del alimentador desconectará la energía y todos los usuarios de dicha rama quedarán cortados. En la **Figura 51**, se muestra este tipo de evento para el caso de un circuito 10 kV radial, donde la carga no puede ser trasladada a otro circuito de otra barra o de otra SET, en este caso todos los clientes o usuarios que dependen del alimentador fallado quedarán sin energía hasta que la red 10 kV haya sido reparada.

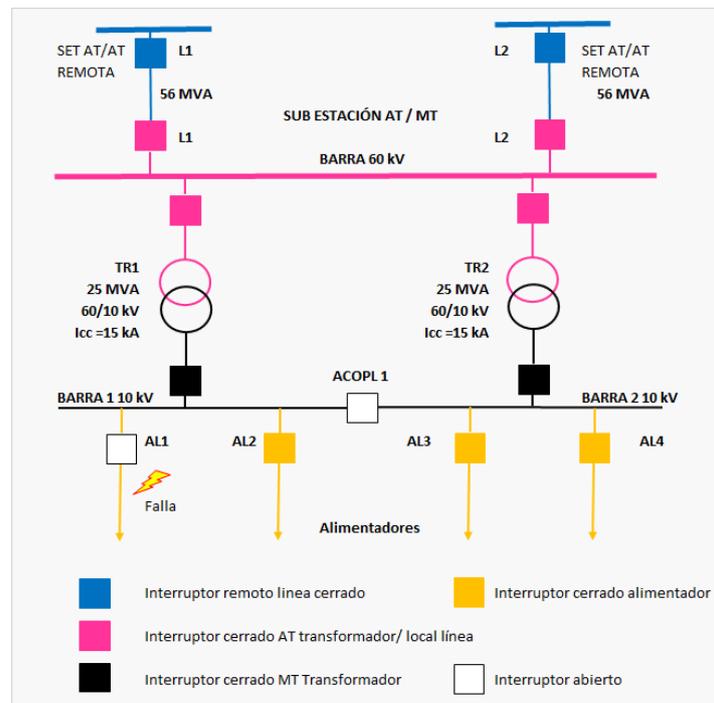


Fig. 51. Falla en alimentador 10 kV de tipo radial

Si bien es cierto que el circuito alimentador viene a ser la frontera final de una subestación de distribución AT/MT hacia la red MT, en el presente trabajo se va a tocar también el tipo de falla y posibles mejoras para los circuitos que cuentan con circuito auxiliar de traslado de carga en el siguiente ejemplo.

En la **Figura 52**, se muestra la falla en un alimentador 10 kV que, cuenta con un enlace auxiliar hacia otra subestación de igual tipo AT/MT, dicho enlace está disponible para asumir la carga ante este tipo de situaciones, el operador de centro de control coordinará con el personal operador de campo para realizar maniobras remotas y en campo para el traslado de la carga hacia la SET cercana como muestra el ejemplo.

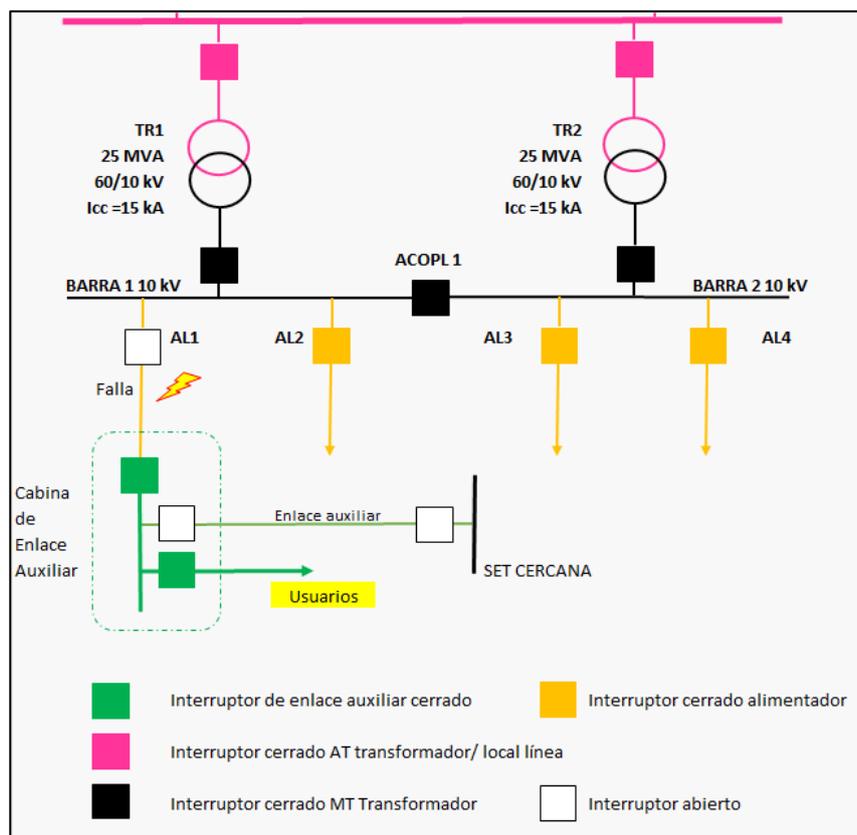


Fig. 52. Falla en alimentador MT con enlace auxiliar

El tiempo de recuperación de la carga es crítico en esta parte del proceso ya que es bastante manual debido a que en la mayoría de las situaciones debe desplazarse a un

operador hacia el punto de la cabina de enlace para realizar maniobras desde el mismo lugar y puede tardar hasta más de una hora entre desplazamientos y actuaciones.

Los resultados de estas acciones de recuperación manual de carga se muestran en la **Figura 53**, recordamos que son maniobras manuales y los tiempos de actuación están alrededor de una hora a más.

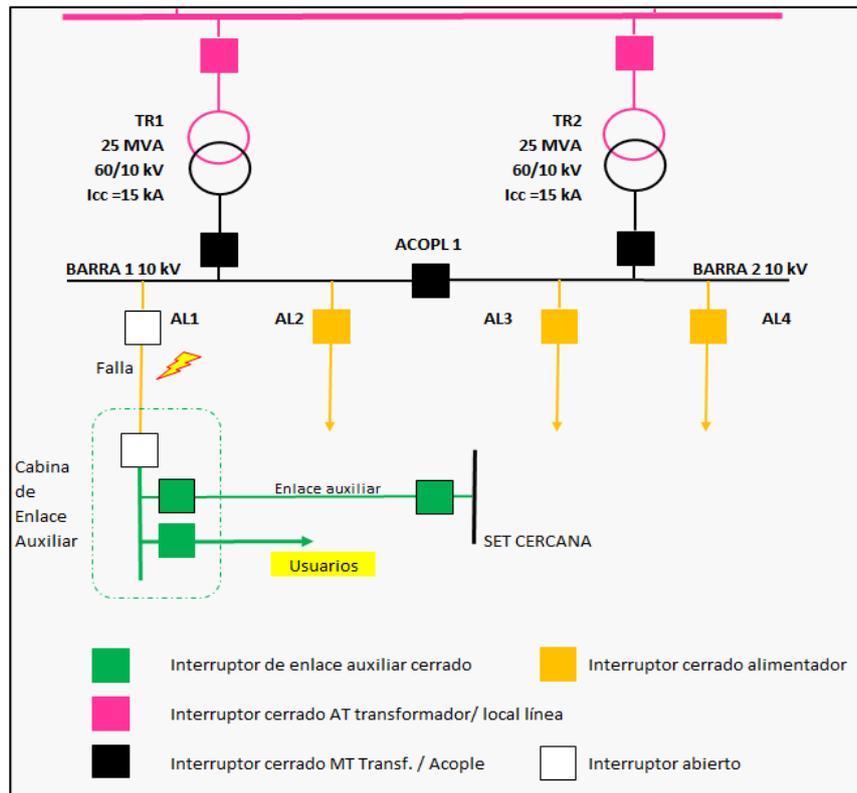


Fig. 53. Recuperación de carga mediante enlace auxiliar

Análisis del Riesgo de las fallas

Luego de analizar los tipos de falla, se debe evaluar el riesgo de estas, resumiendo, y ponderando los tipos de evento, se tiene la **Tabla 7**, donde se indica la probabilidad y el impacto de cada una de forma cualitativa.

TABLA 7

EVALUACIÓN CUALITATIVA DEL RIESGO DE LAS FALLAS

	TIPO DE FALLA	Impacto	Probabilidad	Nivel de Riesgo
A	Falla de Línea AT	Bajo	Alta	Bajo
B	Falla de Barra AT	Alta	Baja	Bajo
C	Falla de Transformador AT/MT	Alta	Media	Alta
D	Falla de Barra MT	Alta	Baja	Bajo
E	Falla de Alimentador MT	Media	Alta	Media

Para una evaluación integral del Nivel de Riesgo de estas fallas es necesario ponderar el impacto y la probabilidad de cada una, así como el producto de estas para determinar cuáles requieren de acciones de mejora.

- Las fallas de líneas son consideradas como nivel de riesgo bajo debido a su impacto prácticamente nulo gracias a que cuentan con redundancia N-1.
- Las fallas en barras AT y MT también son consideradas de nivel de riesgo bajo, debido a su baja y muy baja probabilidad respectivamente.
- La falla en transformadores tiene un nivel de riesgo alto debido a su gran impacto y probabilidad media, además opera en una sola barra, separado del segundo transformador.
- La falla de alimentador resulta con un nivel de riesgo medio alto, debido a la alta probabilidad en este tipo de evento y su impacto medio.

Si definimos una escala para Impactos y probabilidades, los resultados cuantitativos se muestran en la **Tabla 8**.

TABLA 8

EVALUACIÓN CUANTITATIVA DEL RIESGO DE LAS FALLAS

	TIPO DE FALLA	Impacto	Probabilidad	Nivel de Riesgo
A	Falla de Línea AT	2	10	20
B	Falla de Barra AT	10	2	20
C	Falla de Transformador AT/MT	10	6	60
D	Falla de Barra MT	10	2	20
E	Falla de Alimentador MT	4	10	40

Escala de evaluación Impacto y Probabilidad: Alto =10, Medio =6, Bajo =2.

$$\text{Nivel de riesgo} = \text{Impacto} * \text{Probabilidad}$$

Escala de resultados para Riesgo: Alto >50, 20< Medio<50, Bajo <=20.

El evento de falla de transformador y falla de alimentador, han resultado con una ponderación de Nivel de riesgo alto y medio, por lo tanto, ameritan acciones de contingencia que serán analizadas más adelante.

Ahora que ya se conoce en detalle cómo funciona el modelo actual, se puede realizar una propuesta sobre las mejoras que necesitaría dicho modelo.

En cuanto a las variables de operación del proceso eléctrico citadas en 3.2.1 las cuales son de tipo análogo y discreto, no sería necesario realizar ninguna modificación ya que estas son intrínsecas al mismo y necesarias.

Sobre la operación manual y remota de los interruptores tratado en 3.2.2, aquí si existen oportunidades de mejora, se identificaron aspectos que dependen directamente de las personas (operador) y de los sistemas de comunicación a distancia, por lo tanto, si los operadores de centro de control no toman las decisiones rápidas y correctas, el impacto en la interrupción se multiplica.

La **Figura 54**, muestra que una Recuperación efectiva de carga depende del factor humano y del factor técnico, este flujograma simplificado considera condicionante & para el éxito lógico, si alguno de los factores falla, el resultado no se dará de forma exitosa.



Fig. 54. Factores para una recuperación de carga

El factor humano son los operadores y el factor técnico son las instalaciones de comunicación, actualmente se depende de un único canal remoto de comunicación para el éxito en la recuperación de carga por parte de los operadores.

En esta fase de revisión detallada del modelo actual, se ha verificado la existencia de varios puntos de mejora ya mencionados, lo cual nos lleva a concluir que este proceso es factible de optimizar en dichos puntos para la obtención de mejores resultados y el logro del principal objetivo de mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima, es viable.

En el siguiente apartado 3.3, se analiza el detalle de cómo se enfocará y planteará dichas mejoras en base a los aspectos clave para la posterior elaboración de una propuesta específica de ingeniería básica en el capítulo final.

3.3 Búsqueda de un nuevo modelo

Para lograr obtener la propuesta de un nuevo modelo mejorado que contribuya como objetivo final a mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima, se ha realizado tres pasos en base al desarrollado en la presente tesis, así como los tipos de falla y su nivel de riesgo vistos en el punto 3.2, también se tiene en cuenta los factores que pueden incidir en una recuperación de carga exitosa.

El primer paso es partir de las limitaciones del actual modelo para una recuperación de carga en el menor tiempo posible, el segundo paso es listar las alternativas de solución a esas limitaciones y analizar para cuales tipos de eventos es posible aplicar.

El tercer paso es realizar la selección de la mejor o mejores alternativas para solucionar el problema y proponer su plan de implementación.

3.3.1 Limitaciones del modelo actual

A.- Factor humano de operación

El factor humano en la operación desde un centro de control es un elemento por considerar como limitante al momento de recuperar carga luego de un evento de interrupción, dependerá de la capacidad y velocidad del personal de turno para la identificación y análisis del evento en primer lugar y para la toma de decisiones rápidas y correctas en segundo lugar. Cabe recordar que, si la interrupción dura más de 3 minutos será contabilizada por el organismo fiscalizador Osinergmin como un evento de falla, por lo tanto, el operador dispone de mucho menos que ese tiempo para identificar, analizar y tomar acciones de recuperación sobre dicha interrupción.

En la **Figura 55**, se aprecia un centro de control típico de una empresa eléctrica donde las personas con la ayuda de los sistemas SCADA están a cargo de la operación del sistema eléctrico. En este caso se trata del centro de control de la empresa Red Eléctrica de España, que en el año 2020 implementó su tercer centro de control.



Fig. 55. Centro de control de REE

Nota: Fuente: ABC Economía, 2020.

B.- Disponibilidad del canal de comunicación

Las acciones tomadas por el centro de control en forma remota dependen de un canal de comunicación entre las Unidades terminales remotas (UTR) y estas a su vez dependen de sus propios sistemas autónomos de energía para casos de interrupción. Por lo tanto, se constituye en un segundo factor importante que puede limitar una recuperación de carga exitosa, el medio de comunicación más empleado en los últimos años es la fibra óptica por su gran capacidad de transmitir datos y a muy alta velocidad; este medio de comunicación ha ido desplazando a los antiguos sistemas de microondas ya que los actuales sistemas eléctricos necesitan transmitir mucha mayor información para la optimización de la operación del sistema.

Sin embargo, la fibra óptica tiene también un punto débil, es su fragilidad y está expuesta en su recorrido a las afectaciones por terceros, en conclusión, es susceptible también de falla debido a inadecuada manipulación o afectación de diversos agentes en la vía pública.

Si la fibra óptica y sus accesorios no están disponibles al momento de la interrupción, la recuperación de carga y de clientes no será posible y la calidad del suministro de energía se verá afectado de gran forma, ver **Figura 56**.

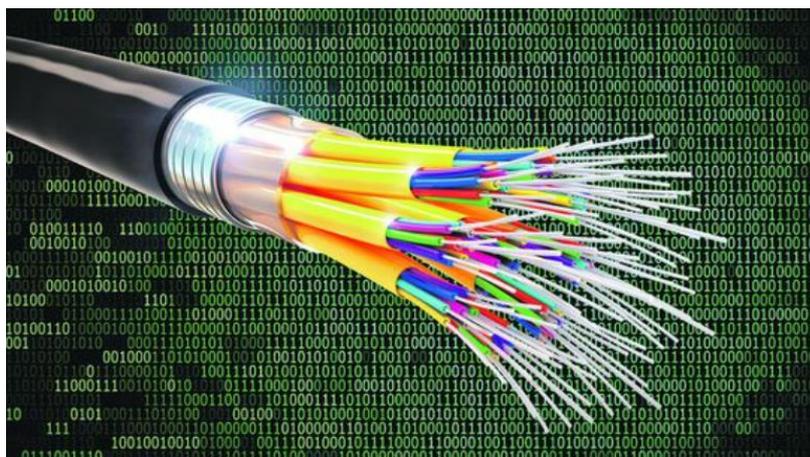


Fig. 56. Fibra óptica

Nota: Fuente: Anduriel & Juan Alberto Arnau, 2021.

C.- Tiempos de reposición

El tiempo total de recuperación o reposición será el indicador principal de las correctas y oportunas acciones tomadas por el centro de control y del buen funcionamiento de los sistemas de comunicación.

Si el operador identifica y analiza el evento de forma correcta, si el operador toma las decisiones correctas y rápidas y si los sistemas de comunicación funcionan de forma correcta, los tiempos de recuperación podrían ser satisfactorios en el orden de menos de algunos minutos que en la práctica suele estar en el orden de 2 a 15 minutos. Si alguno de los factores no se diera de forma correcta o se diera de forma parcial, entonces el resultado tendrá un alto impacto para la mayoría de los usuarios y los tiempos de recuperación pueden estar en el orden de muchos minutos u horas.

Por otro lado, para los clientes sensibles el tiempo de 3 minutos puede resultar de alto impacto ya que puede afectar sus procesos productivos y un reinicio de estos resultará costoso y se constituye como pérdidas para estos usuarios como fábricas o usuarios industriales, comerciales.

En la **Figura 57**, se resume cómo interactúan los factores del modelo actual para el resultado final de recuperar carga luego de un evento de interrupción.

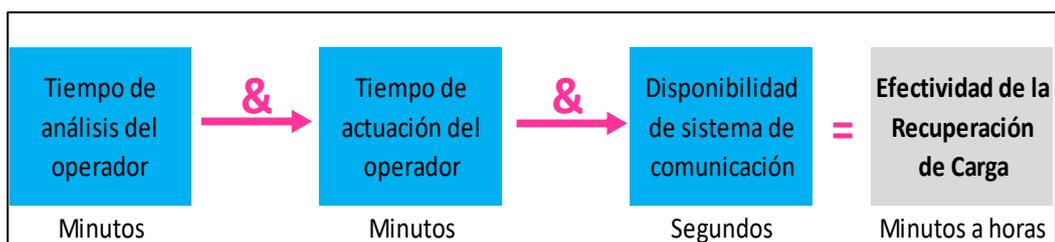


Fig. 57. Factores que limitan el modelo actual

El factor humano mencionado anteriormente, tiene a su vez 2 componentes, el primero es el tiempo del análisis del evento por parte del operador, el cual incluye la identificación correcta y entendimiento del tipo de falla. El otro componente es la actuación

del operador sobre el sistema de forma manual, en este punto también existe un tiempo de actuación adicional.

La disponibilidad del sistema de comunicación podría subdividirse a su vez en 2 o más factores como sus sistemas de energía auxiliar o componentes como los conectores, switches, puertos, etc, además de la propia señal de comunicación, pero para efecto de un entendimiento sencillo se va a considerar todo ello como uno solo.

3.3.2 Alternativa de la solución

En esta parte de la tesis se analiza de forma general la alternativa de solución que se pueden plantear, para los tipos de falla y limitaciones existentes, más allá del resultado, está claro que un sistema eléctrico de potencia de una megaciudad, no puede depender solo de un flujo de recuperación de carga de tipo manual, con factores limitantes y que se encuentra a varios kilómetros de la instalación la cual queremos recuperar.

Por lo tanto, la alternativa de solución propone contar un flujo adicional de recuperación de carga que se suma al actual con la finalidad de incrementar su efectividad y sin dejar de contar con la contribución actual.

El nuevo flujo propuesto deberá ser de tipo local tal como el que se muestra en la **Figura 58** y debe ser totalmente automático, se le denominará Sistema Automático de Recuperación de Carga (SARC), este modelo permitirá realizar el análisis y actuación frente al evento, y en unos cuantos segundos recuperar la carga y clientes, sin depender del factor humano y medio de comunicación.

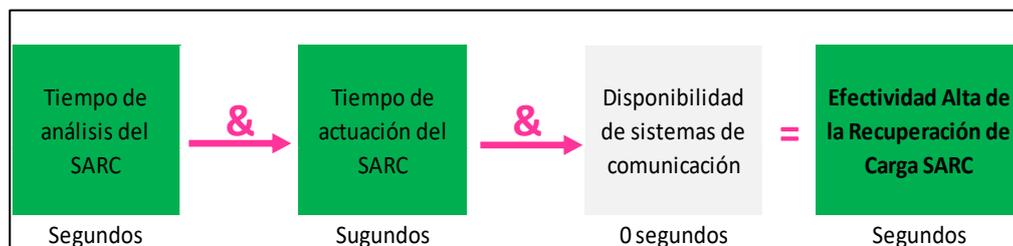


Fig. 58. Flujo del SARC

El flujo nuevo se acoplará al actual, por lo tanto, se contará siempre con un respaldo desde centro de control en forma manual remota, el resultado se muestra en la **Figura 3.32**, donde vemos ya integrado y simplificado el SARC junto al modelo anterior manual. Los sistemas se suman, no se contraponen o reemplazan y ello da como resultado una efectividad alta en la recuperación de carga.

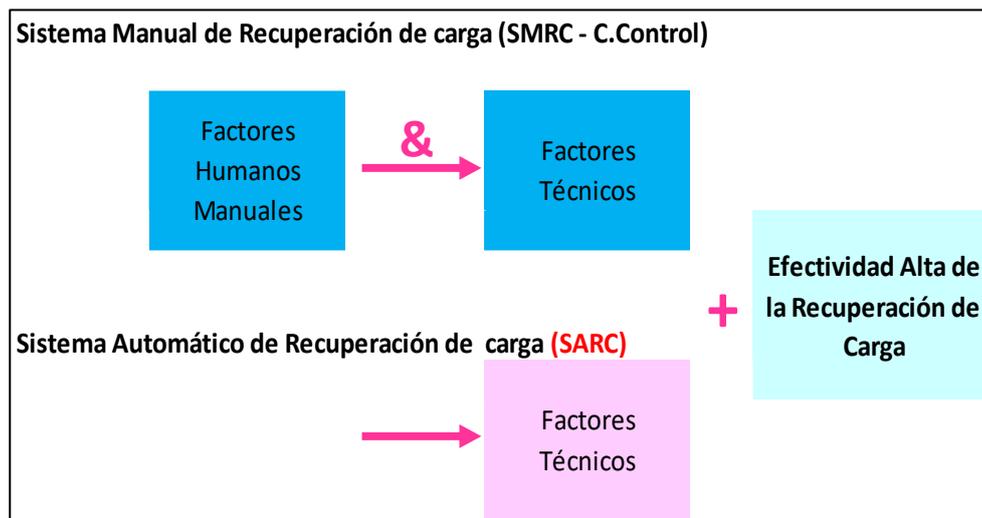


Fig. 59. Flujo integrado de recuperación de carga

El nuevo flujo autónomo SARC, ya no contempla factores humanos, ni de comunicación, ello optimizará los tiempos totales de recuperación de carga y permitirá contar siempre con el flujo antiguo como respaldo.

3.3.3 Focalización de la alternativa

La alternativa de solución podría aplicarse a todo el sistema eléctrico, sin embargo, según los resultados de las **Tablas 7 y 8**, los eventos de mayor impacto son las fallas en transformador de potencia y la falla del alimentador en segundo orden, es allí donde se podría focalizar la implementación de la alternativa de solución.

No se consideran por lo tanto las fallas de línea de alta tensión, barra de alta tensión y barra de media tensión para efecto de la aplicación del SARC.

Por lo tanto, de las 2 posibles implementaciones que se podrían evaluar para aplicar el SARC, se deberá seleccionar una de ellas para ser desarrollada en la parte final donde se elabora la ingeniería básica.

a.- Recuperación automática de carga del transformador

Este tipo de recuperación es el de mayor impacto por la alta densidad de carga y clientes a recuperar, su probabilidad es media pero cuando ocurre pone en serios aprietos y a prueba la velocidad de respuesta del centro de control y se confirma su nivel de riesgo en caso de falla del transformador.

Convendría que tuviera implementado un sistema de recuperación de carga automático.

b.- Recuperación automática de carga del alimentador

Este tipo de recuperación es de menor impacto, pero suele ocurrir con más periodicidad y ello podría elevar el nivel de riesgo, pero no al mismo nivel que ante la falla de un transformador.

c.- Conclusión de la elección

Por lo tanto, por orden de prioridad e impacto en el control del riesgo, es conveniente que se implemente primero un sistema automático de recuperación de carga para el transformador. De esta forma los resultados serán alcanzados en menor tiempo.

En la **Figura 60**, se muestra el esquema del tipo de falla seleccionada para la recuperación de carga mediante el Sistema Automático de Recuperación de Carga que en adelante llamaremos SARC, vale recordar que en este tipo de sistemas el acoplamiento de barras opera normalmente abierto para limitar la corriente de cortocircuito en la barra y en las redes de distribución, esta condición de partida es importantísima ya que no es viable operar con el interruptor de acoplamiento cerrado. La corriente de cortocircuito de un transformador es de 14.5 kA y acoplados llegarían a 29 kA, el cual es el corriente límite

de los interruptores y podría dañar su operación e incrementar la dimensión de las fallas, esa es la razón por la que el acoplamiento 1 opera siempre abierto.

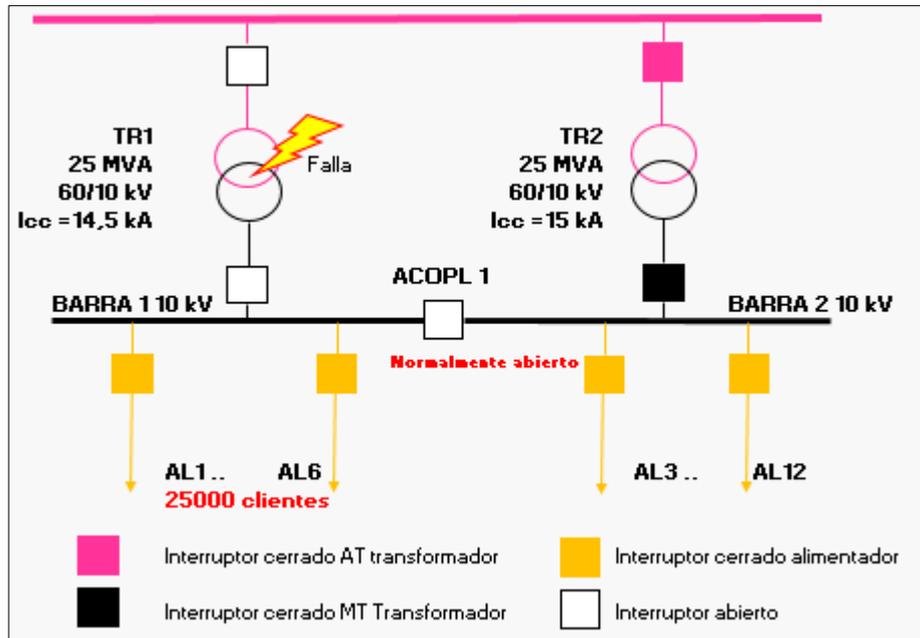


Fig. 60. Recuperación de carga del transformador

También se hace notar que la falla del transformador dejará afectados y sin energía a unos 25000 clientes y alrededor de 100000 personas por cada interrupción, la recuperación de carga por medio del acoplamiento deberá ser lo más inmediato posible para no afectar la calidad del servicio, dicho objetivo principal se buscará lograr mediante el diseño de un automatismo.

Para estar seguros de que efectivamente se trata de una falla de transformador, se deberá confirmar el estado de las protecciones electromecánicas propias del equipo como el relé de gas, relé de flujo, válvula de seguridad, relé de temperatura y otros más para asegurar de que se trata de una falla real y no un falso disparo. Estos aspectos serán detallados en 3.4 estudio del caso.

Hasta esta etapa se afirma que la propuesta planteada tiene un alto potencial de poder mejorar el sistema actual y se da pase al desarrollo del modelo específico en ingeniería básica en el siguiente ítem.

3.4 Estudio del caso

Este segmento contempla el despliegue de acciones orientadas a la elaboración específica del nuevo modelo o Sistema Automático de Recuperación de Carga o reposición del suministro, denominado SARC, aplicado al tipo de falla de transformador como mejor alternativa focalizada en 3.3.3 de la presente investigación. Esta elaboración tendrá nivel de ingeniería básica la cual permita evaluar el desempeño futuro de la propuesta, en la primera parte se definen las señales a ser consideradas en este nuevo modelo, así como los principales tipos de funciones lógicas de control y algoritmos.

Como segundo paso se desarrolla la ingeniería básica como tal y se someterá a pruebas de funcionamiento virtual, frente a tipos de falla real para asegurar su confiabilidad.

En el tercer baso se realiza una breve estimación de resultados con las mejoras ya implementadas, finalmente se elabora la propuesta de inversión que servirá de insumo adicional para la toma de decisiones de los interesados como distribuidoras, usuarios y entes del gobierno.

Cabe recordar que la alternativa de solución seleccionada fue la implementación del Sistema de Recuperación de Carga para el tipo de falla en el transformador de potencia, dejando de lado los otros tipos de falla del sistema eléctrico por ser de menor riesgo.

3.4.1 Ingeniería básica del nuevo modelo SARC

Para el desarrollo de la ingeniería se seleccionan primero las señales de entrada del transformador y del sistema, así como las lógicas a emplear para el resultado sobre los elementos de actuación, se ha empleado el software Logo Soft Comfort para las simulaciones digitales del control SARC sobre el sistema eléctrico. En la **Figura 61** se muestra una pantalla general de dicho diseño, y en el desarrollo de este apartado se ira detallando cada componente de las entradas, restricciones y lógicas de actuación.

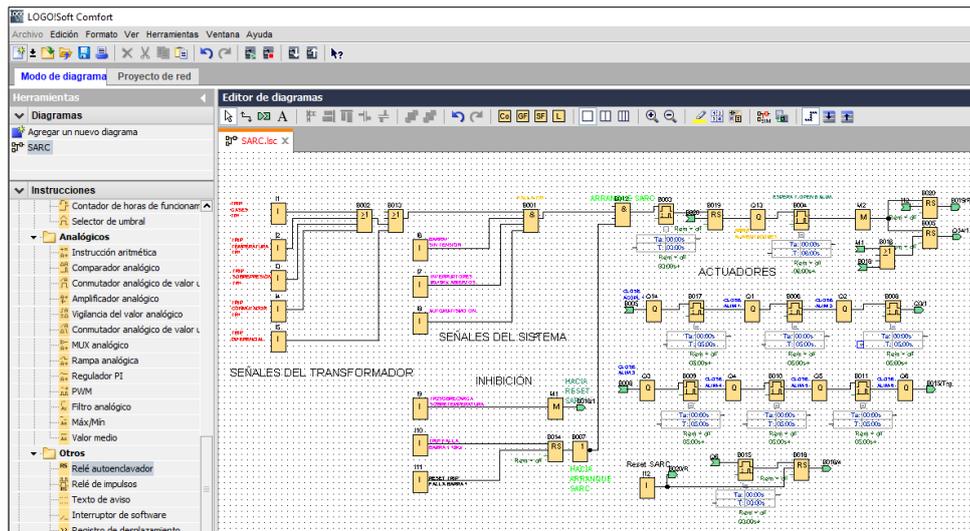


Fig. 61. Pantalla de diseño virtual del automatismo SARC

El diseño considera las señales intrínsecas al transformador y su activación nos confirmará que el equipo efectivamente tiene una condición de falla crítica y no puede volver a la operación hasta una revisión o pruebas a cargo de personal especializado, al mismo tiempo se dará inicio al automatismo de recuperación de carga SARC. Estas señales son las que provienen de las protecciones mecánicas del transformador y de la protección diferencial.

- Señal de trip del relé de gases, protección mecánica que indica falla interna grave y posible combustión interna.
- Señal de trip del relé de temperatura, protección mecánica que indica calentamiento excesivo del transformador.
- Señal de trip de la válvula de sobrepresión, protección mecánica que indica presión interna anormal en el transformador.
- Señal de trip del relé de flujo del conmutador, protección mecánica que indica falla grave en el conmutador bajo carga.
- Señal de trip de la protección diferencial 87T, protección eléctrica que indica falla en los bobinados del transformador.

En la **Figura 62**, se observan estas 5 señales conectadas a entradas digitales del automatismo denominadas inputs I1, I2, I3, I4, I5. Estas señales son críticas y su aparición indica que el transformador no puede continuar en operación hasta revisión o reparación. Cabe indicar que al ser señales de tipo discreto, solo existe posibilidad de estados presente o ausente, lo cual se convierte internamente en unos y ceros digitales en el automatismo.

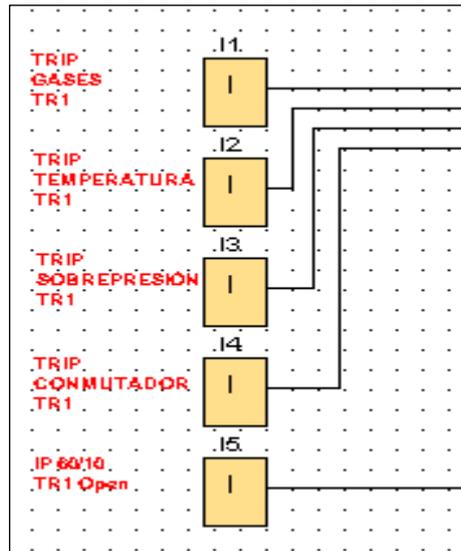


Fig. 62. Señales de entrada del automatismo SARC

3.4.1.1 Señales del sistema

Adicionalmente, el diseño emplea otras señales del sistema para reconfirmar la condición de falla y pérdida de la energía, así como para validar de que existen condiciones de iniciar la secuencia de recuperación automática de carga del sistema SARC, estas señales son:

- Señal de pérdida de voltaje en la barra 1 10 Kv, se obtiene de los transformadores de tensión de la barra para cada fase, esta señal confirma que efectivamente la barra ha dejado de ser alimentada por el transformador.
- Señales de interruptores abiertos en 60 kV y 10 kV , el cambio de posición de cerrado a abierto también es una confirmación de la ocurrencia de la falla y además de una correcta actuación de las protecciones.

- Señal de Automatismo SARC activado, selector manual para activar o desactivar el sistema SARC, se puede usar para casos de mantenimiento.
- Señales de sobrecarga o sobre temperatura en el transformador de la otra barra, esta señal informa sobre la disponibilidad del otro transformador de poder recibir más carga, siempre permanece desactivada en condiciones normales. Se obtiene de los relés asociados del TR2.
- Señal de falla en la barra 1 10 Kv, esta señal indica si la barra 10 kV tiene falla eléctrica, en cuyo caso, el SARC no deberá iniciar. Esta señal se toma del relé de sobre corriente de la barra o de respaldo 10 kV del transformador.
- Señal de reset para falla en barra 1 10 Kv, selector manual que permite desbloquear el automatismo por falla en la barra cuando esta haya sido superada.

En la figura 3.36 se muestran estas 6 señales conectadas a las entradas digitales del automatismo SARC en los inputs I6, I7, I8, I9, I10, I11, ver **Figura 63**.

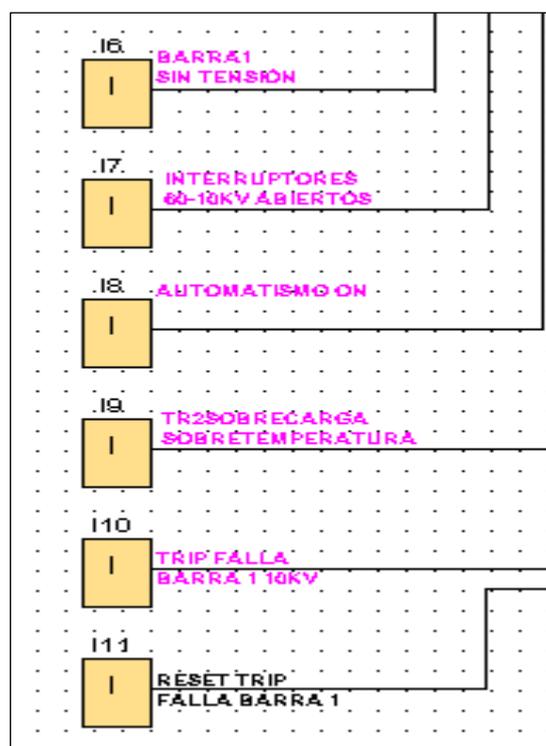


Fig. 63. Señales del sistema eléctrico para el automatismo SARC

Este segundo grupo de señales de entrada sirven para darle mayor confiabilidad al sistema automatizado SARC ya que previenen posibles errores por falsos disparos como las señales de barra sin tensión y la de interruptores de transformador abiertos, también previenen condiciones inadecuadas para una operación de recuperación de carga exitosa como la de inhibir al automatismo en caso de sobrecargas o de fallas en la misma barra principal 10 kV, el detalle de cómo interactúan las señales del sistema con las señales intrínsecas del transformador en el diseño del SARC, se analizarán en la fase de las funciones lógicas y algoritmos vistas a continuación y como se producen los resultados o actuaciones.

3.4.1.2 Funciones lógicas y algoritmos

A.- Lógicas de Activación del SARC

Para la activación del automatismo de recuperación de carga SARC, se requiere en primer lugar de la confirmación de la ocurrencia de una falla del transformador en cuestión, en este caso se considera el TR1. Esta condición de falla será evidenciada por la actuación de cualquiera de las 5 protecciones asociadas a las entradas I1 al I5, aquí se emplea la función lógica OR (≤ 1) para que ante la aparición de solo una cualquiera de las 5 señales, dará paso a la activación de un uno lógico en el control.

En la **Figura 64** se aprecia que ante la activación de la señal de trip de conmutador del TR1, se activa el uno lógico en la salida de la compuerta OR principal denominada BO13, esto se puede apreciar ya que las señales activas o presentes se muestran en color rojo y las no activas en color azul. Si cualquier otra señal de entrada se hubiera presentado, se hubiera producido el mismo efecto o si se hubiera presentado más de una señal, debido a la lógica o algoritmo de tipo OR.

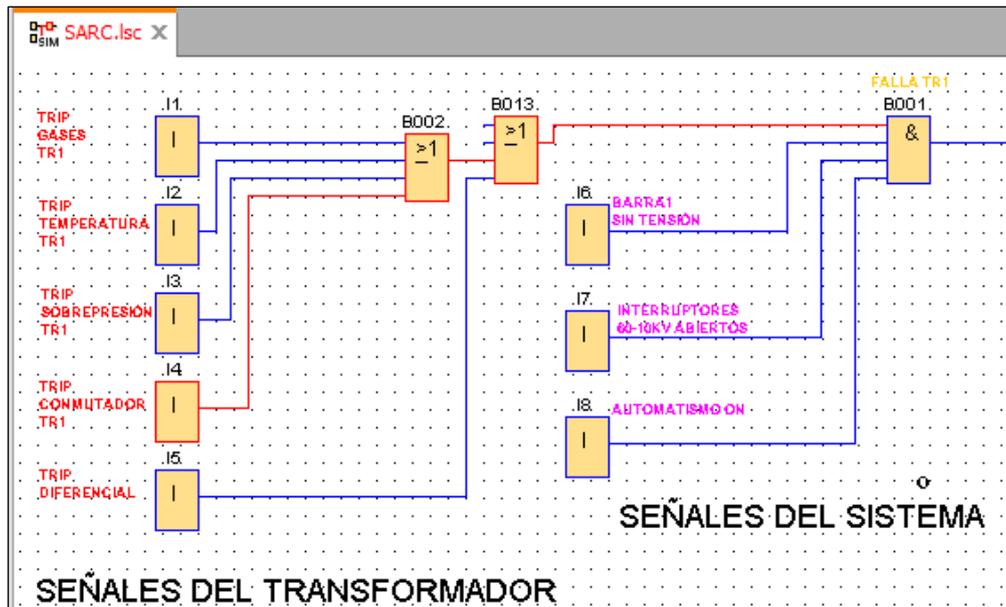


Fig. 64. Activación de señales de entrada

Para tener mayor seguridad de que se trata de una falla real del transformador TR1, se ha adicionado una lógica más de tipo AND, en las entradas I6, e I7 se han conectado las señales del sistema de falta de tensión y de cambio de posición de los interruptores del transformador, si estas dos señales aparecen es seguro que la falla ha ocurrido ya que el transformador es quien provee de tensión a la barra 10 kV y los interruptores confirman la actuación de las protecciones, por lo tanto se necesita tomar acciones de arranque del automatismo SARC.

En la **Figura 65** se observa que las dos señales mencionadas se han activado y que además el automatismo está habilitado mediante su entrada I8, por lo tanto, la condicionante AND B001 ha activado su salida lógica y el SARC ha iniciado su secuencia de recuperación de carga.

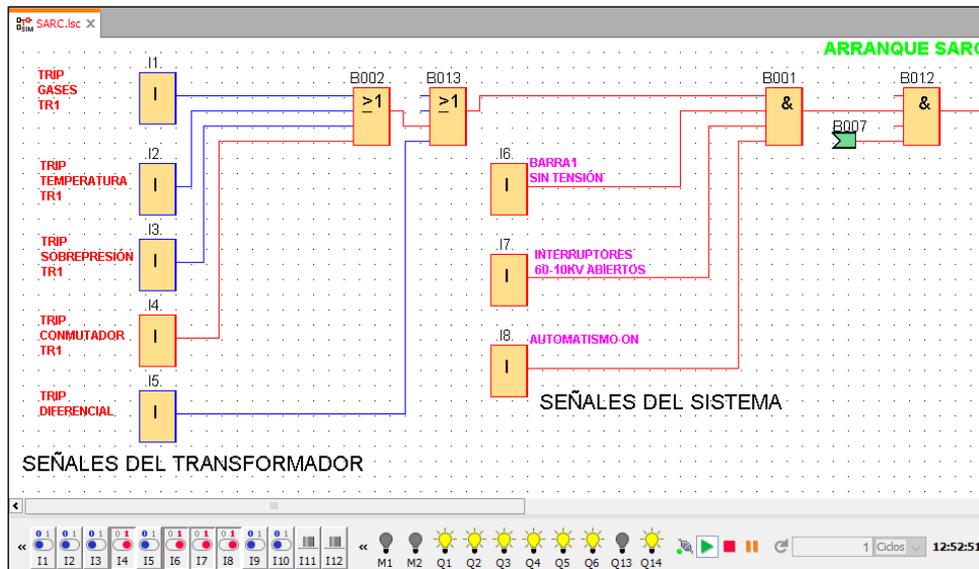


Fig. 65. Arranque del automatismo SARC

La entrada I8, también se utilizará en la práctica para desactivar el automatismo SARC cuando se requiera realizar trabajos de mantenimiento o revisión, fuera de ello, siempre deberá permanecer activo. Estos arreglos de entradas y compuertas constituyen el algoritmo de arranque del SARC.

B.- Lógicas de Inhibición del SARC

Como medida de prevención adicional, se ha implementado algoritmos de inhibición en caso de que alguna condición anormal pudiera presentarse, el primer algoritmo es relacionado a inhibir el automatismo en caso de que se presente una sobrecarga en el transformador al cual se le va a transferir la carga de los 6 alimentadores de la barra 1 que se encuentra fuera de servicio, esta inhibición se producirá en cualquier fase de la recuperación de carga del alimentador 1 al alimentador 6, esta señal está conectada a la entrada 9 del automatismo y mediante la marca M1 se introduce a los algoritmos de actuación de cierre de interruptores.

La segunda señal de inhibición es por falla en la barra 1 10 kV, en este caso esta señal no permitirá que el automatismo SARC inicie su ciclo a pesar de estar presentes todas las demás condiciones de activación. En la **Figura 66**, se ve los algoritmos indicados para las dos señales de inhibición.

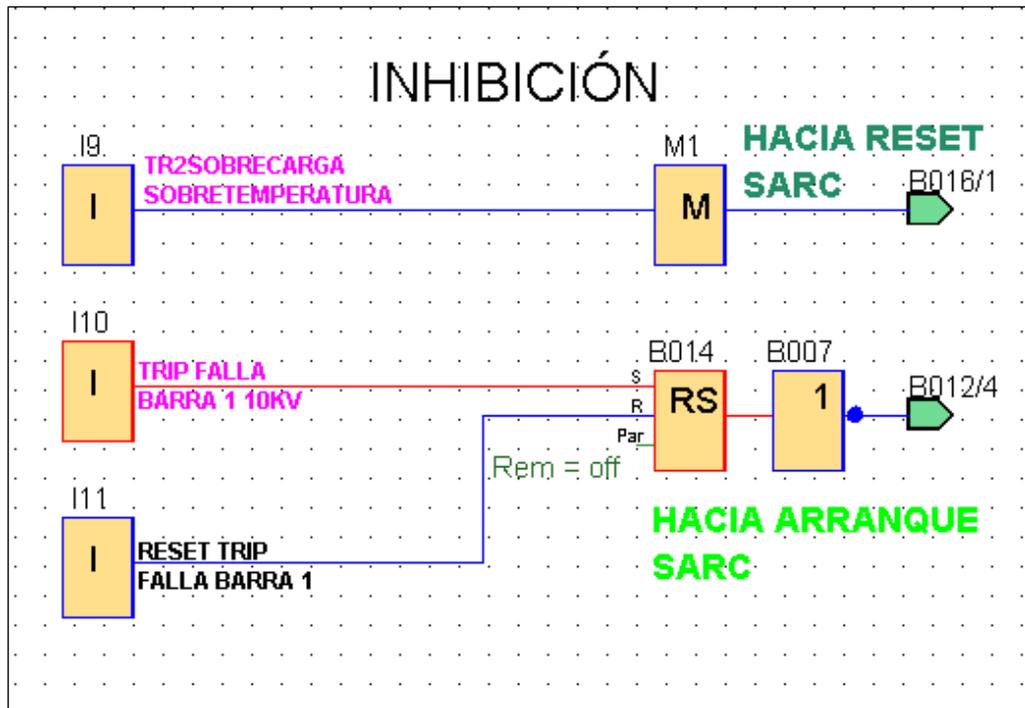


Fig. 66. Algoritmos de inhibición

C.- Lógicas de actuación

Una vez que estén presentes las señales de falla del transformador y estén presentes las señales del sistema eléctrico que confirman a pérdida de suministro en la barra 1 10 kV, y adicionalmente no existe ninguna señal de inhibición, entonces se podrá dar inicio el automatismo SARC.

La **Figura 67**, muestra los algoritmos de actuación, este bloque es el más amplio y a su vez está compuesto de tres subetapas que se van a explicar de forma independiente para el mejor entendimiento.

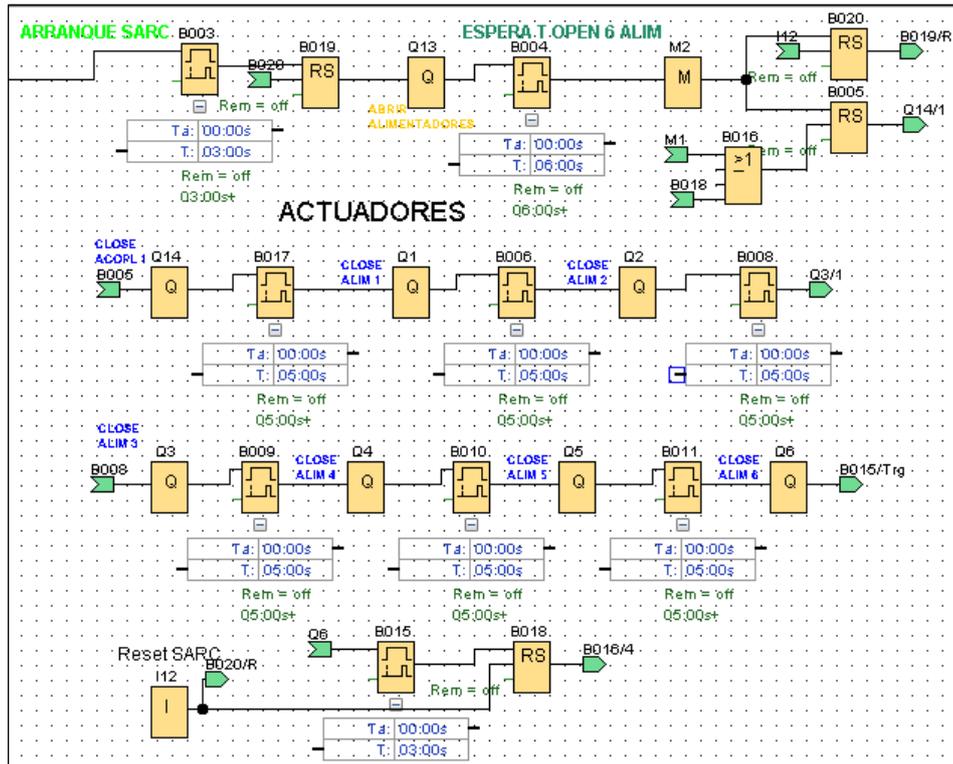


Fig. 67. Algoritmo completo de actuadores

Como primera subetapa en la actuación, se ha diseñado la etapa de arranque vista en la **Figura 68**, esta fase toma la señal de las condiciones previas descritas anteriormente y tiene en inicio un retardador lógico B003 de 3 segundos antes de tomar cualquier acción, ello es en caso de que la energía en la barra pueda haber retornado por otro medio dentro de los 3 primeros segundos del corte de energía.

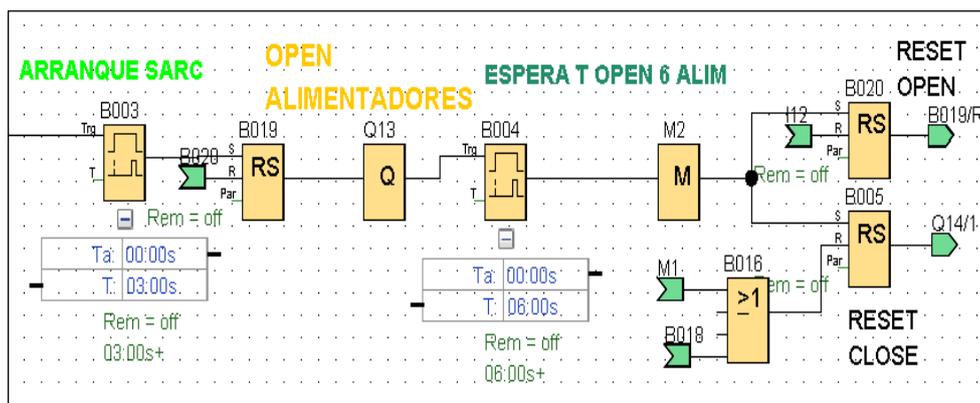


Fig. 68. Subetapa de arranque

Luego de ello, el diseño contempla la activación de la primera salida de actuación Q13, la cual da la orden de apertura todos los alimentadores de la barra 1 10 kV, esta

orden quedará retenida mediante la función de memoria set-reset B019 y mediante el temporizador B004 esperará 6 segundos para dar tiempo a que los 6 alimentadores abran de forma correcta. Luego de los 6 segundos se activará la función RS del B020 y cortará la orden de apertura anteriormente emitida por Q13, al mismo tiempo se activará la función RS B005 que dejará predispuesto el ciclo de cierre de interruptores mediante el enlace Q14/01.

La primera subetapa se encarga de asegurar que todos los alimentadores se encuentren abiertos y se auto resetea luego de cumplido dicho objetivo. La segunda subetapa de actuación está relacionada a los cierres de interruptores, en la **Figura 69**, se observa que la orden B005 proveniente de la etapa de aperturas, ejecutará la actuación de la salida Q14 que está asociada al acoplamiento 1 de 10 Kv, en ese momento la barra 1 quedará energizada desde el transformador TR2, pero sin carga en la barra 1.

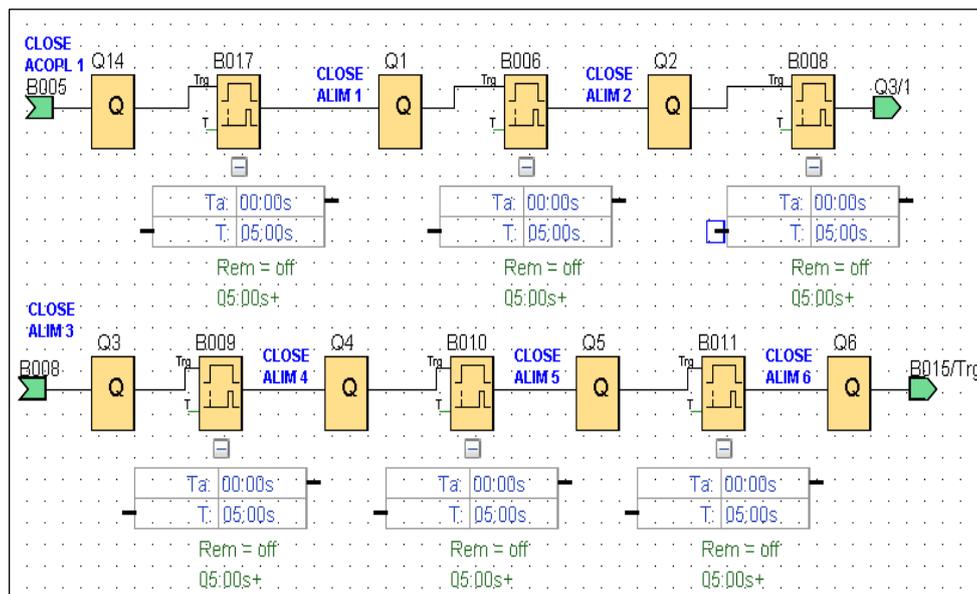


Fig. 69. Algoritmo de cierre secuencial

Luego de 5 segundos el temporizador B017 activará la salida Q1 la cual acciona el cierre del primer alimentador, luego de ello en forma secuencial y cada 5 segundos se producirá una actuación temporizada de las salidas Q2, Q3, Q4, Q5, y Q6, mediante los temporizadores B006, B008, B009, B010 y B011. La **Figura 69**, muestra esta fase secuencial de cierres del automatismo SARC.

Finalmente, se ha diseñado la etapa de reset automático del SARC para que una vez completada su secuencia de cierres con la salida Q6, se activará la función RS B018 que a su vez produce el reset de la función B005 que es la que activó el ciclo de cierres. También mediante I12 se puede realizar un reset manual, ver **Figura 70**.

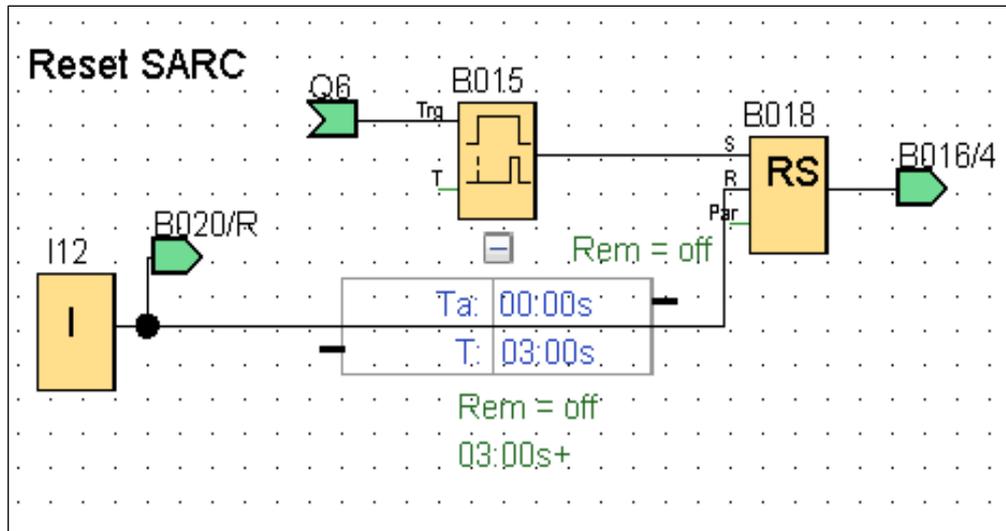


Fig. 70. Reset del automatismo

En la **Figura 71** se aprecia el diseño completo del automatismo SARC, desde las entradas hasta las actuaciones sobre los interruptores.

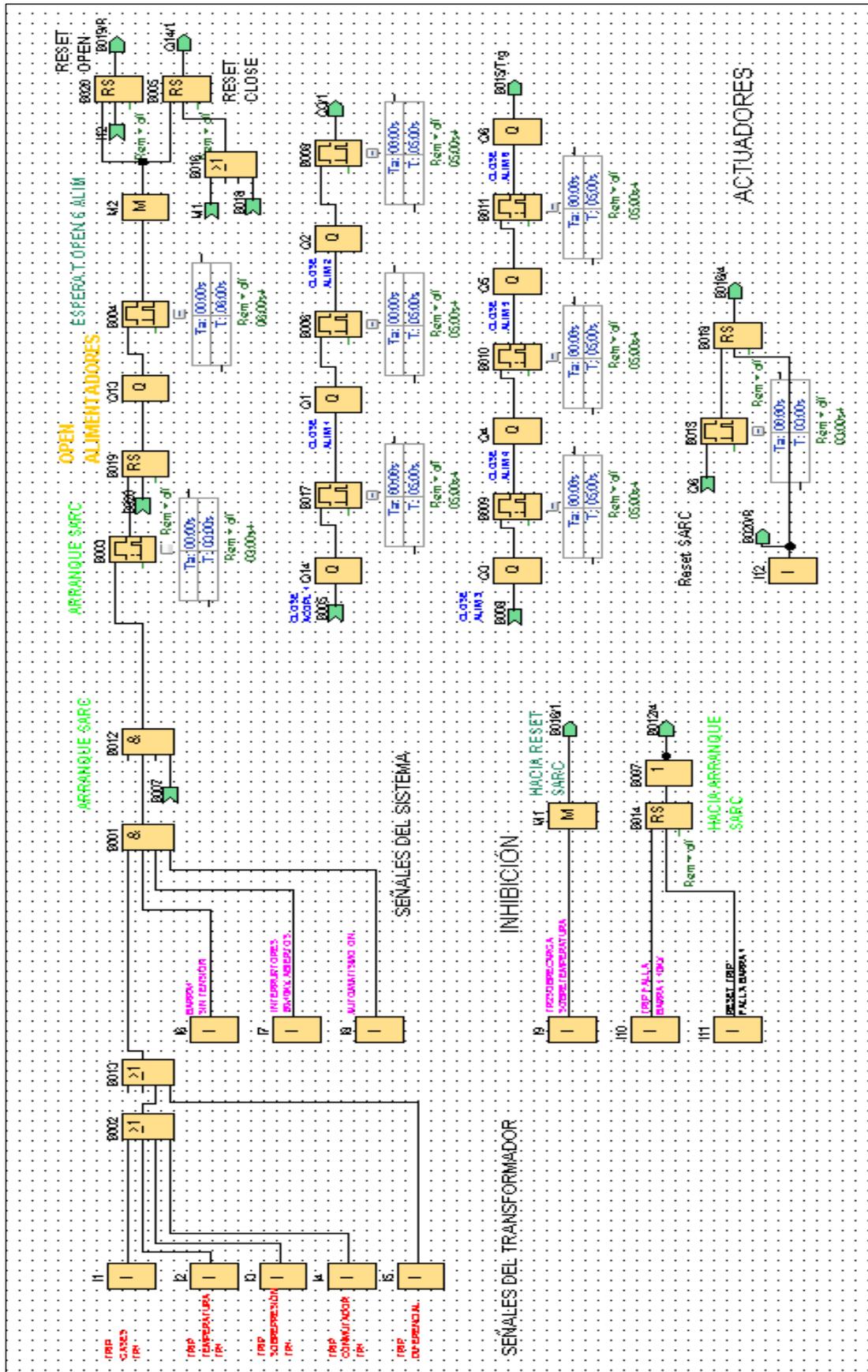


Fig. 71. Automatismo SARC completo

3.4.2 Simulaciones virtuales

El diseño ha sido realizado y simulado en la plataforma de control eléctrico Logo Soft Comfort y está lista para ser implementada en terreno, se han realizado simulaciones virtuales de las condiciones de terreno para evaluar el comportamiento del automatismo antes de realizar la inversión y para estimar los resultados, ello es una gran ventaja ya que permite realizar los ajustes necesarios desde la fase de ingeniería y no en obra.

A.- Simulaciones ante falla en condiciones normales

Se simularon los tipos de falla y se comprobó la correcta activación del automatismo SARC en todas sus fases bajo condiciones normales de operación, la fase de arranque y aperturas funciona de forma correcta según se aprecia en la **Figura 72** las líneas y dispositivos en color rojo muestran aquellos que se han activado dentro del automatismo SARC desde la activación de una entrada hasta la orden de apertura de alimentadores.

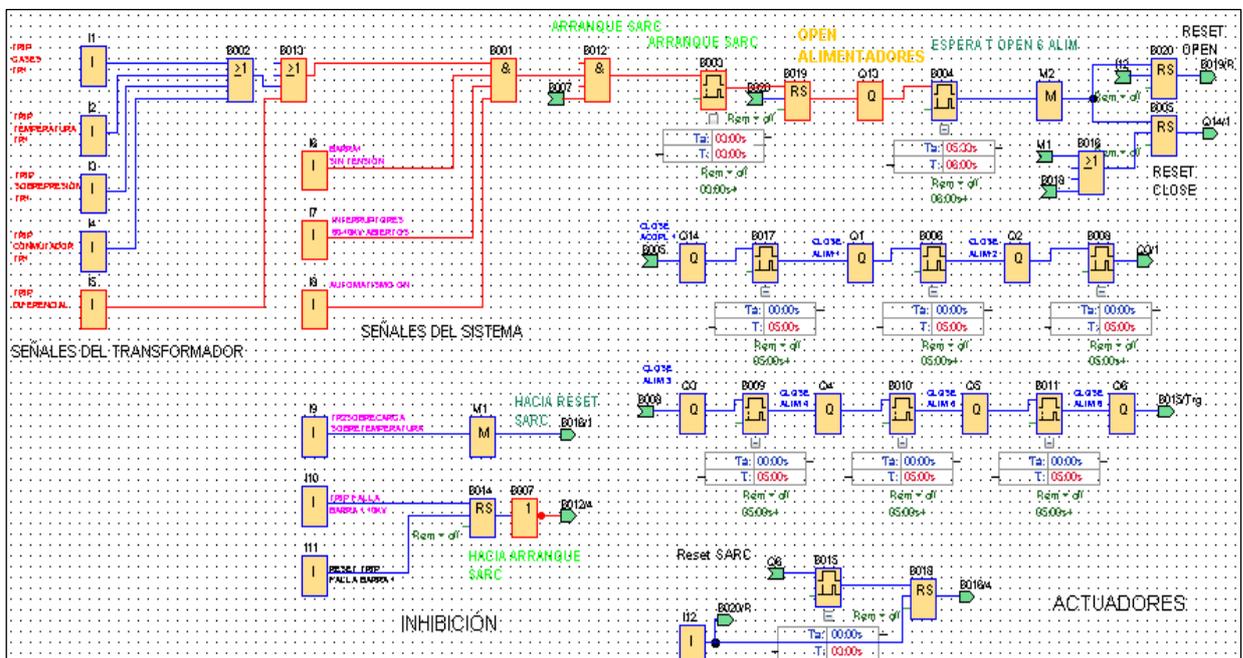


Fig. 72. Simulación de la primera fase en condiciones normales

En la **Figura 73** se aprecia la segunda fase de la simulación en la cual se concreta la habilitación de cierres del acoplamiento 1 y luego el cierre de los alimentadores de la barra 1 10 kV en forma escalonada.

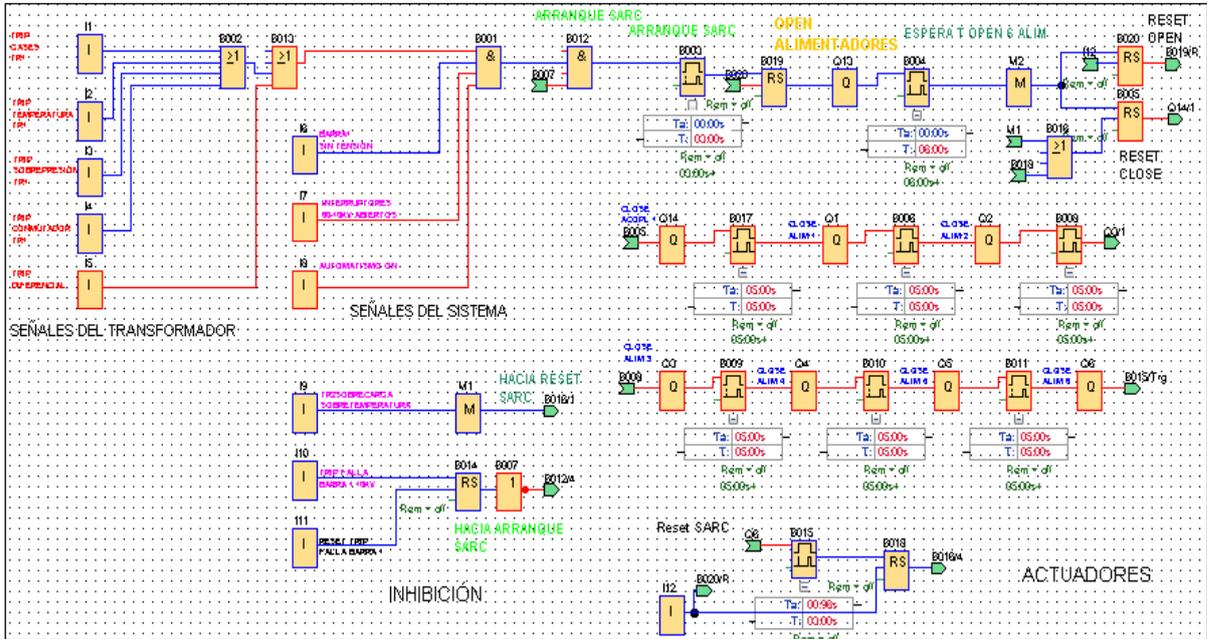


Fig. 73. Simulación de la segunda fase de cierres en condiciones normales

En la **Figura 74**, se aprecia la culminación exitosa del ciclo completo del sistema automático de recuperación de carga SARC, incluyendo el reset de todas las ordenes ya actuadas sobre los interruptores, para un nuevo ciclo, el sistema debe tener un reset general mediante la entrada I12.

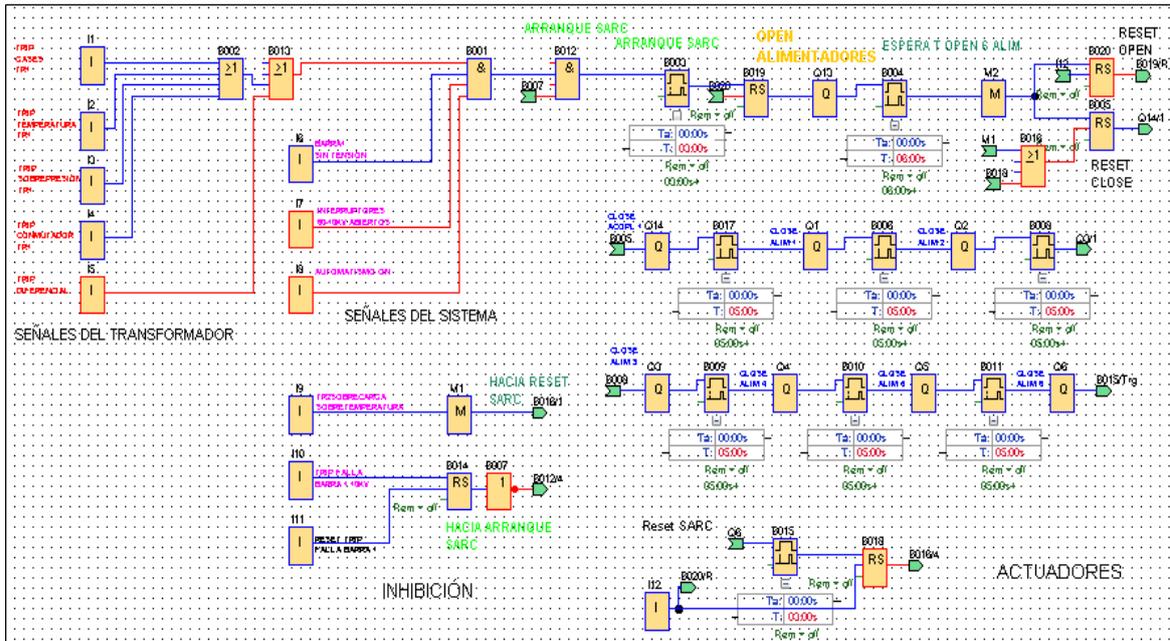


Fig. 74. Fase de culminación y reset del automatismo

La simulación de ciclo completo del automatismo SARC ha tenido un resultado exitoso en condiciones normales o sin simular las anomalías o restricciones, por lo tanto, se puede asegurar que su implementación es viable.

B.- Simulaciones ante falla con restricciones

Para evaluar cómo se comporta el automatismo SARC bajo la presencia de anomalías o restricciones, se realizaron simulaciones adicionales introduciendo dichos efectos. En la **Figura 75**, se muestra la simulación con la restricción de presencia de tensión en la barra mediante la entrada I6 la cual se encuentra en estado azul, ello indica que todavía existe tensión en la barra 1 a pesar de haber ocurrido una falla confirmada en el transformador, ante esta situación se confirma que el automatismo SARC no ha pasado a fase de arranque, ello confirma que funciona correctamente ante este tipo de restricción.

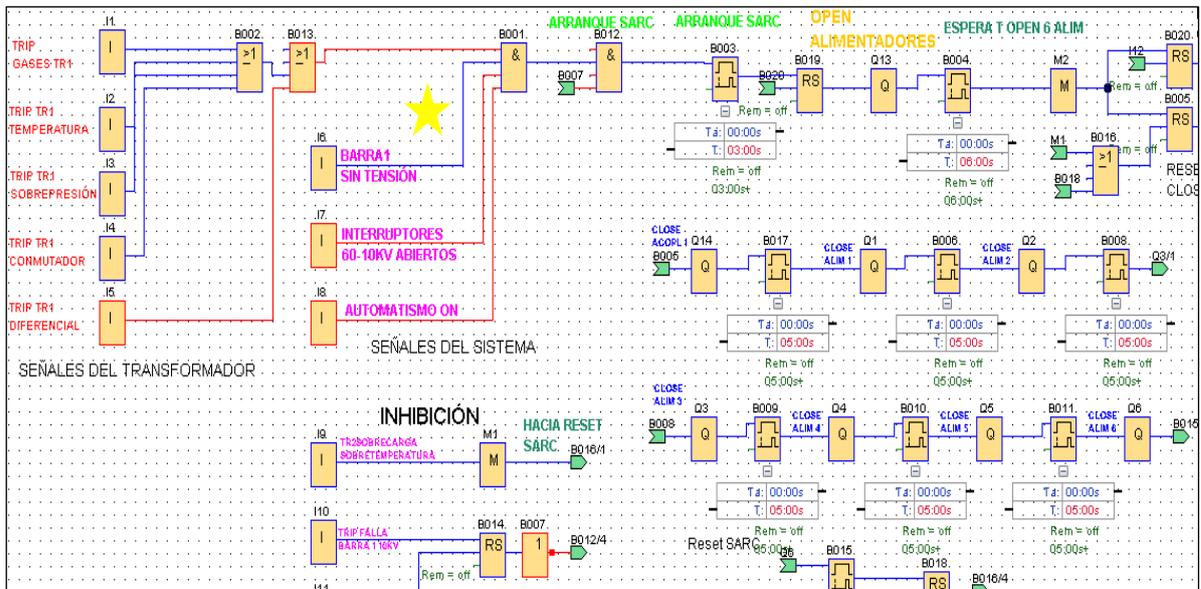


Fig. 75. Simulación con restricción por presencia de tensión

De igual modo la restricción pudo haber llegado por falta de aperturas de los interruptores de 60 y 10 kV del transformador TR1 y se hubiera inhibido el ciclo en ese mismo punto del algoritmo en la compuerta B001.

Además de las restricciones de inicio del SARC, también se pueden presentar anomalías incluso ya en plena marcha del automatismo y el diseño contempla respuestas a dichas situaciones, en la **Figura 76**, se aprecia que el automatismo está ya listo para la fase de arranque, pero esta no se ha dado debido a que de forma simultánea se ha introducido la señal de la anomalía de falla en la barra 1 10 Kv, lo cual confirma la indisponibilidad de la misma para ser energizada y por lo tanto el automatismo SARC se ha inhibido de forma correcta como parte de su diseño.

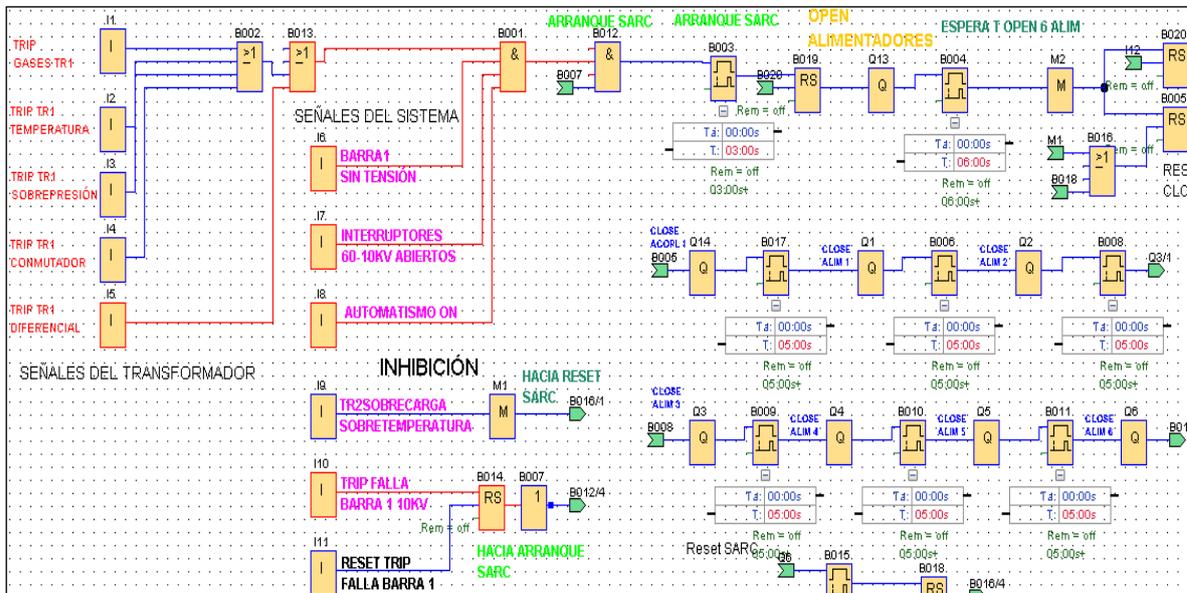


Fig. 76. Simulación con anomalía externa de falla en barra

Esta anomalía de falla en la barra 10 kV podría presentarse junto con la falla del transformador ya que la primera podría desencadenar la segunda en caso de que las protecciones no actúen de forma correcta y en el tiempo oportuno, por lo tanto, bajo dicha situación, el automatismo no opera.

Otro tipo de anomalía que puede presentarse y ha sido simulada es la aparición de una sobrecarga en el segundo transformador TR2 al cual se va a transferir la carga de forma automática, en dicho caso también se inhibe el automatismo ya sea que ocurre al inicio o a mitad de la recuperación de carga o en cualquier momento.

En la **Figura 77**, se aprecia la simulación de esta condición de anomalía, se observa que el automatismo llega a energizar la barra 1 10 kV, pero no transfiere carga al TR2 debido a que este se encuentra con anomalía de sobrecarga.

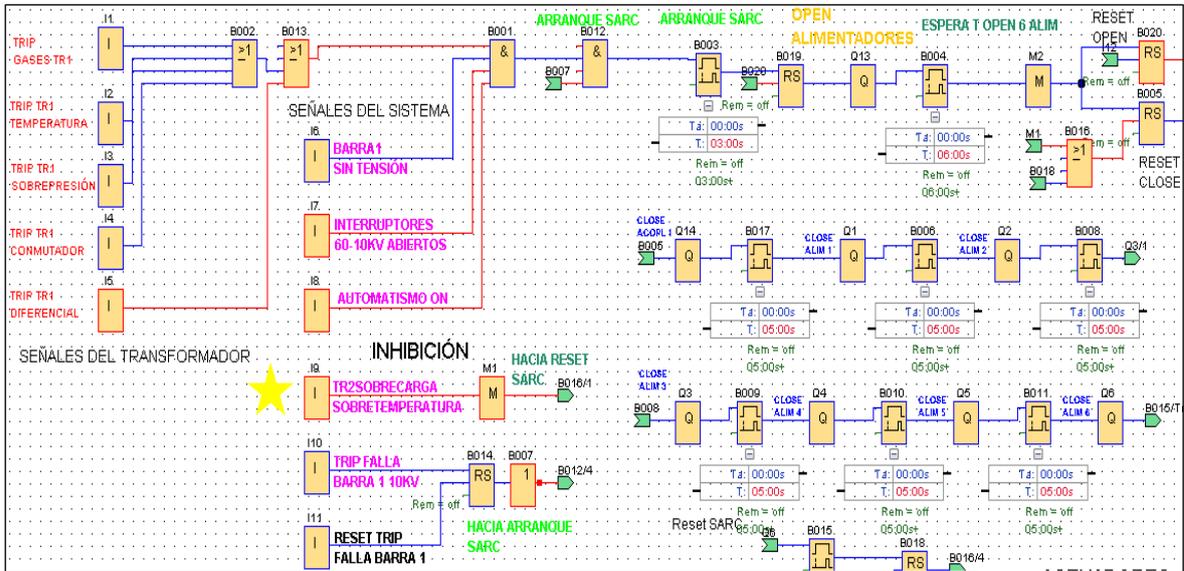


Fig. 77. simulación con anomalía externa de sobrecarga

Luego de haber realizado todas las simulaciones de los puntos a y b de este apartado, se confirma que el automatismo SARC opera de forma correcta en condiciones normales y en condiciones de anomalías y restricciones, ello hace que sea un sistema bastante robusto ya que los elementos externos no le afectan y el diseño tiene la capacidad de detectarlos y prevenir actuaciones incorrectas.

En línea con todo lo mencionado anteriormente, se indica que el automatismo de recuperación automática de carga SARC está listo para ser implementado en campo desde un punto de vista técnico, el diseño debe ser aplicado a ambas partes del sistema eléctrico, es decir a la zona del TR1-barra 1 y a la zona del TR2-barra2, para las simulaciones, todas se han realizado considerando solo la falla del TR1 y transferencia de la carga al TR2, pero de forma análoga se debe aplicar en la ejecución real de campo e ingeniería de detalle, para una falla en el TR2.

3.4.3 Revisión de resultados

Para realizar la evaluación de los resultados obtenidos en las simulaciones, se realizó la comparación de los indicadores de tiempo de reposición del sistema eléctrico y de cierre de interruptores, para ello recordaremos cómo se comporta el sistema en sus condiciones actuales sin ningún automatismo, este tema ya fue tocado en capítulos

anteriores. Luego se evaluará la misma dichos indicadores con el automatismo implementado por simulación.

A.- Tiempos de recuperación sin automatismo

En el capítulo 3, en la parte de limitaciones del modelo actual se trató el tema de los tiempos de recuperación o reposición mediante cierre de interruptor, allí se expuso que la carga del sistema eléctrico puede ser recuperada en varios minutos y hasta en horas, debido a la presencia de factores limitantes indicados en la **Figura 78**.

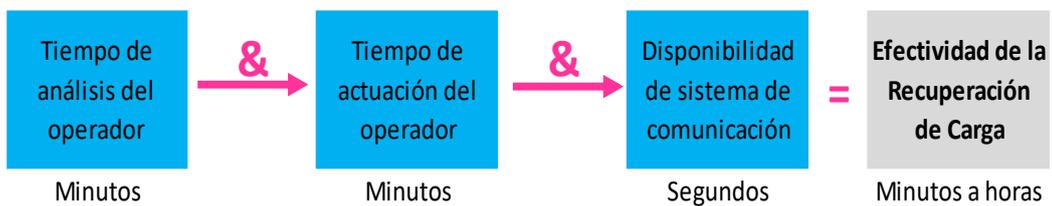


Fig. 78. Factores que limitan el modelo actual

También en el mismo capítulo en la parte de impacto de las fallas se explicó un evento de una distribuidora donde la afectación de miles de usuarios que estuvieron sin servicio de electricidad fue de 20 minutos, este fue un hecho real que confirma que, con el sistema actual, sin automatismos los tiempos de recuperación de energía son prolongados y podrían llegar superar más de una hora considerando que el modelo actual depende de un sistema de comunicación que también puede fallar en el mismo evento y se debe esperar la intervención de un operador de campo, lo cual puede tomar horas ya que no es un sistema autónomo.

B.- Tiempos de reposición con automatismo SARC

Con la implementación del automatismo SARC, el sistema eléctrico deja de ser dependiente del factor humano del operador de sala de control para analizar y decidir, al

mismo tiempo ya no se depende del medio de comunicación remoto y existe total autonomía para la recuperación de carga.

Al respecto del tiempo de recuperación de carga, según la simulación considerando todas las actuaciones están en el orden de segundos y suma un total de 40 segundos desde la aparición de la falla, evaluación, aperturas, energización de barra y secuencias de cierre de alimentadores, por lo tanto, el sistema se puede recuperar en un tiempo de menos de 1 minuto mediante el cierre exitoso de interruptor. Cabe indicar que el automatismo SARC considera tiempos de espera para la operación de interruptores los cuales actúan en milisegundos y por lo tanto el sistema de control se hace más robusto y confiable.

En la **Figura 79**, se muestra la secuencia completa del automatismo SARC, donde se aprecia los 39 segundos que se tarda en recuperar la carga, este tiempo puede ser mejorado por debajo de los 20 segundos en una fase de implementación real ya que los interruptores de potencia son equipos muy veloces en operación y el tiempo total sumado al del control, puede optimizarse más aún.

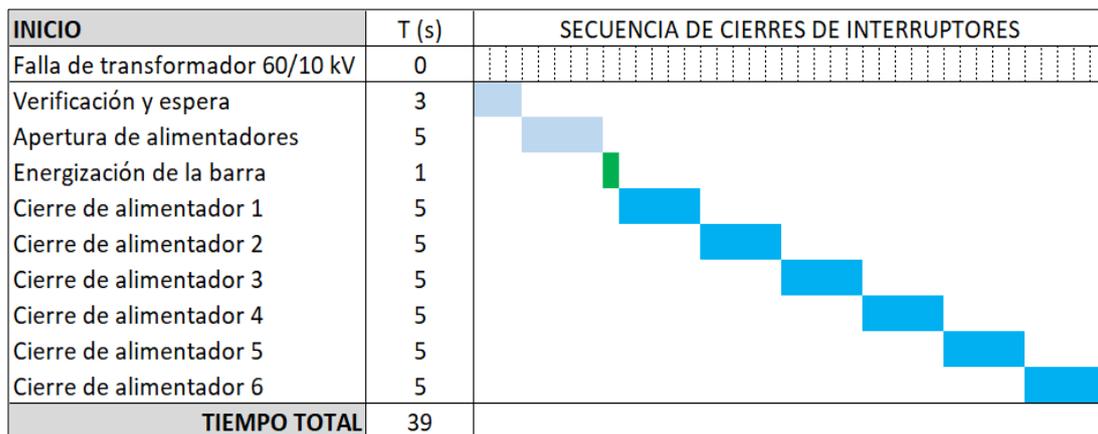


Fig. 79. Secuencia de tiempo total del SARC

C.- Comparación de tiempos

Finalmente comparando los tiempos de cierre del modelo actual que tarda muchos minutos o más de una hora por ser cierres manuales, y la posibilidad de contar con un modelo automatizado como el SARC que reduce los tiempos de reposición del servicio de

energía en menos de un minuto en los cierres y con una confiabilidad muy alta sin factores humanos de error, es sin duda una mejora muy importante que mejorará en gran medida la calidad del servicio de energía eléctrica a miles de usuarios al verse afectados por mucho menor tiempo, adicionalmente se tendrán beneficios complementarios en otros campos como la seguridad y los costos de operación.

3.4.4 Propuesta de la Gestión del Proyecto de Automatización

En esta sección se ha elaborado la propuesta para la gestión del proyecto de automatización del sistema de recuperación de carga en las sub estaciones eléctricas 60/10 kV, la propuesta considera algunos de los aspectos básicos más importantes de la metodología PMBOK para la gestión de proyectos de inversión como son el alcance, el costo, el cronograma y los riesgos, estos puntos complementan la parte técnica que ya se ha desarrollado y completa la propuesta con la componente de gestión necesaria para presentar la iniciativa a los interesados.

A.- Alcance de la inversión

Para plasmar el resultado de esta investigación hacia la realidad, es necesario definir un alcance base de lo que se necesita implementar en la propuesta, para ello la referencia es una Subestación eléctrica de 60/10kV conformada por dos transformadores alimentando cada uno a una barra de 10 kV y con una operación de acoplamiento abierto, ello se muestra en el diagrama unifilar de la **Figura 80**.

En el anexo 2 se adjunta el Plan de gestión del alcance del proyecto, el cual se ha desarrollado para garantizar que el proyecto incluya todas las actividades necesarias para el éxito de este. Incluye: Planificar, definir el alcance, creación de la EDT, validar y controlar el alcance.

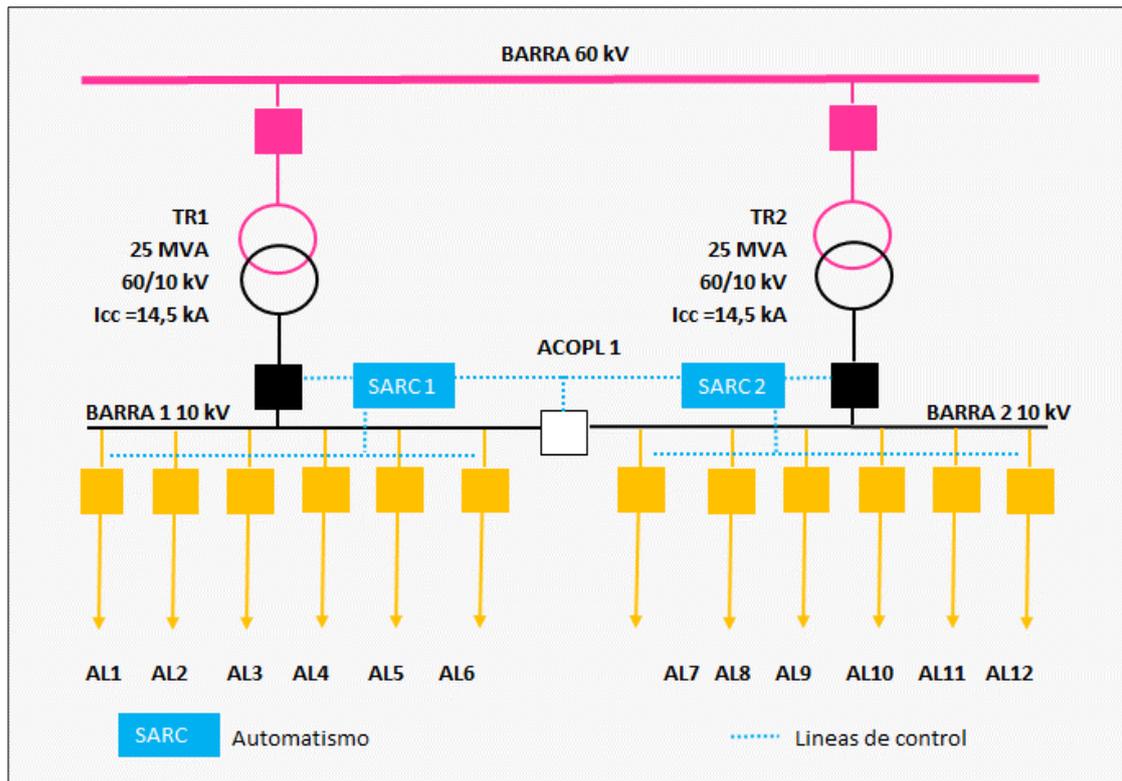


Fig. 80. Diagrama unifilar de subestación eléctrica 60/10kV

En el diagrama se observan todos los interruptores involucrados en el automatismo, el alcance considera automatizar los 12 interruptores de los alimentadores y el interruptor de acoplamiento 1 10 kV para la fase de actuaciones de cierres y apertura, por lo tanto, se requieren en total 25 canales de salida digital del controlador a implementar más 3 canales de salida de reserva.

Sobre las entradas del controlador se requiere 10 canales para las señales de falla de transformador, 8 canales para la señal de posición de los interruptores de los dos transformadores de potencia (1NA+1NC por interruptor), y 10 entradas para las señales de restricción y de contingencia del automatismo, en total se requieren 28 entradas digitales y dos de reserva.

Las descripciones dadas del sistema SARC en cuanto a entradas y salidas, definen una parte del alcance de la implementación de hardware, el controlador debe tener capacidad de comunicación con otros dispositivos por protocolo IEC61850, también se incluye la instalación de equipo, los cableados eléctricos de control y de comunicación, la

programación de algoritmos, las pruebas SAT y la puesta en servicio, el controlador debe ser de tipo industrial y de marcas reconocidas.

La propuesta no incluye la repotenciación o renovación de los interruptores u otros componentes existentes en el actual sistema eléctrico.

B.- Cronograma de implementación

Se ha elaborado el cronograma estimado para la implementación, el proyecto estaría entrando en operación al noveno mes desde su aprobación, la compra de equipos es el principal componente de la ruta crítica ya que sin este elemento el proyecto no avanzará, la compra incluye todos los aspectos de una adquisición como las especificaciones técnicas, concurso de proveedores, adjudicaciones, fabricación, y otros, hasta la entrega en almacenes, debe tener un seguimiento del Project Manager del proyecto.

En la **Figura 81**, se muestra el cronograma detallado, cabe indicar que la puesta en servicio incluye tiempo para ajustes finales y entrega en operación.

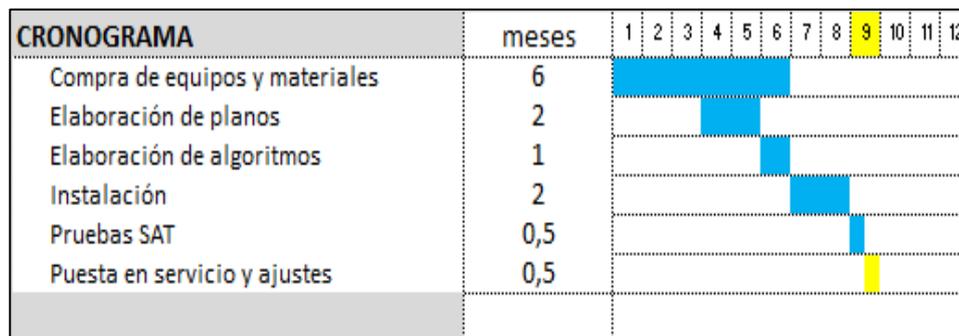


Fig. 81. Cronograma del proyecto

C.- Presupuesto de implementación

Los costos para la implementación se han considerado teniendo en cuenta precios promedio de mercado para equipos y mano de obra, se ha estimado un monto de S/.120000 de inversión para una implementación del alcance descrito, este monto podría tener una variación de 5% dependiendo de la marca del controlador, el detalle de los costos de implementación se muestra en la **Tabla 9**, se consideran los equipos, materiales

menores, la instalación, elaboración de algoritmos y las pruebas para la puesta en operación. También se considera un monto para contingencias que se necesiten cubrir en la ejecución.

TABLA 9
COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN

COSTOS	S/.
Controlador	66300
Instalación y cableados	25000
Componentes menores de baja tensión	6700
Algoritmos	12000
Pruebas SAT	4000
Puesta en servicio	0
Contingencia	6000
TOTAL	120000

Se ha considerado como referencia un modelo de controlador de la marca SEL, con módulos de este modelo más accesorios es posible implementar el automatismo, si la instalación existente cuenta con equipos de protección modernos con capacidad de comunicación digital, entonces el costo puede optimizarse ya que se pueden reducir las entradas digitales y trabajar con menos módulos, las señales podrían viajar por protocolo en lugar de cableado. En la **Figura 82**, se muestra este modelo de controlador RTAC y el costo de referencia por módulo, para el proyecto se necesitarían de 4 a 5 módulos.



Fig. 82. Controlador de Automatización

Nota: Fuente: RTAC SEL, 2022.

D.- Principales riesgos a gestionar

En esta fase preliminar de propuesta, se mencionarán los principales riesgos a los que se puede encontrar expuesto el proyecto, el retraso en la compra de materiales es el principal riesgo en la coyuntura actual debido a las limitaciones en las importaciones ya que estos componentes se fabrican en países europeos o Norteamérica, la mitigación de este riesgo debe realizarse mediante una adecuada coordinación de la fase de compra, detallando cada característica en la EETT, plazos de entrega reales para el proveedor adjudicado y pruebas de fábrica con condiciones equivalentes a las de operación local. Un aspecto importante para considerar es que los equipos de automatización sean robustos y preparados para trabajar en condiciones de alta humedad y salinidad como la que existe en la ciudad de Lima, ello garantizará un buen desempeño de vida útil durante el periodo de operación. El proyecto también evidencia un riesgo positivo que es la mejora de la imagen de la empresa de servicios, en el anexo 3 se adjunta el Plan de gestión riesgos del proyecto, donde se detalla: La RBS (Estructura de descomposición de riesgos), el registro de riesgos, la evaluación de impacto y probabilidad, así como las estrategias de control y acciones.

E.- Gestión de Interesados

En el presente trabajo se ha identificado a los principales interesados como personas u organizaciones que pueden resultar afectados por el proyecto o que puede afectar al mismo de forma positiva o negativa, allí se detalla las expectativas, el impacto y las estrategias para contribuir al éxito del proyecto. En el anexo 4 se adjunta el plan de gestión de interesados.

CAPITULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

4.1 Discusión de resultados

Los autores citados en los antecedentes: Torres, Lorensi, Farinon, Becon, Guimaraes, Barros (2019)⁸. El resultado que obtuvieron en los tiempos de cierre de recuperación del suministro fue de 40 segundos, restableciendo de forma automática el 53% de los usuarios, luego de un evento de interrupción en alimentadores.

En la presente investigación mediante simulación se obtuvo un tiempo de cierre de recuperación del suministro de energía de 39 segundos y una recuperación del 50% de los usuarios, estos resultados no afectan los indicadores de calidad.

Se puede apreciar que los resultados obtenidos por los autores citados son similares a los obtenidos en la presente investigación en otra unidad de análisis; por lo tanto, los resultados son alentadores.

4.2 Contrastación de Hipótesis

Hipótesis general

Hi: La automatización de los interruptores de las Sub-Estaciones Eléctricas 60/10kV mejora la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en la ciudad de Lima.

Ho: La automatización de los interruptores de las Sub-Estaciones Eléctricas 60/10kV no mejora la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en la ciudad de Lima.

Decisión: Los resultados obtenidos en la investigación confirman que esta hipótesis se cumple, ya que el tiempo de recuperación de servicio se reduce a 39 segundos siendo este un periodo de interrupción mínimo que no afecta la calidad de servicio, por lo tanto, se acepta la hipótesis de investigación y se rechaza la hipótesis nula.

Hipótesis específica 1

Hi: La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10kV permite el cierre del interruptor para reposición inmediata del servicio eléctrico en casos de interrupciones.

Ho: La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10kV no permite el cierre del interruptor para reposición inmediata del servicio eléctrico en casos de interrupciones.

Decisión: En las simulaciones realizadas en la presente investigación se comprueba que la hipótesis se cumple, ya que el cierre de interruptor ocurre de forma automática, exitosa y en pocos segundos, permitiendo la reposición inmediata del servicio, por lo tanto, se acepta la hipótesis de investigación y se rechaza la hipótesis nula.

Hipótesis específica 2

Hi: La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10kV permite reducir el tiempo de reposición del servicio eléctrico en caso de interrupciones.

Ho: La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10kV no permite reducir el tiempo de reposición del servicio eléctrico en caso de interrupciones.

Decisión: En las simulaciones realizadas en la presente investigación se comprueba que la hipótesis se cumple, ya que el tiempo de reposición se logra reducir de varios minutos a 39 segundos, la mejora es de gran medida. Por lo tanto, se acepta la hipótesis de investigación y se rechaza la hipótesis nula.

CONCLUSIONES

Los resultados confirman que es posible realizar una mejora notable del nivel actual de la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica de Lima metropolitana, mediante la automatización de los interruptores de las subestaciones eléctricas de 60/10 kV, los resultados obtenidos mediante simulaciones realizadas de un nuevo sistema de automático de reposición de carga del suministro de energía permiten llegar a esta conclusión. Además, es posible recuperar el 50% de usuarios de la instalación.

Se concluye que es posible automatizar el cierre de los interruptores de las subestaciones eléctricas de 60/10 kV y realizar la reposición de suministro de energía ante la ocurrencia de interrupciones en forma automática basándose en las simulaciones realizadas del modelo de automatización de la presente investigación, ello mejorará la calidad del suministro de energía.

Se concluye que, mediante la automatización de los interruptores, es posible reducir los tiempos de reposición del servicio ante interrupciones imprevistas en subestaciones eléctricas de 60/10 kV, permitiendo con ello la mejora de la calidad de servicio eléctrico en la ciudad de Lima. Los tiempos se reducen de varios minutos (15 a 20) a 39 segundos.

RECOMENDACIONES

Se recomienda implementar este tipo de proyectos en Lima Metropolitana y en otras concesiones de distribución de energía eléctrica en el país debido a que los sistemas de automatización mejoran la calidad del servicio de suministro de la energía eléctrica y permiten una gestión óptima y eficiente del sistema eléctrico de las subestaciones eléctricas de 60kV/10 kV y similares. Además, este tipo de proyectos son de costo y riesgo bajo, con alcances claros y definidos.

Se recomienda gestionar este tipo de proyectos desde la concepción de una nueva instalación ya que el costo en comparación a los beneficios en tiempos y cobertura de recuperación del suministro eléctrico es bajo, por lo tanto, su impacto es favorable en la calidad del servicio de los usuarios. Sin perjuicio de ello, es posible aplicarlos a sistemas eléctricos ya existentes.

Se recomienda realizar investigaciones para la automatización de recuperación de carga en alimentadores de 10 kV ante condiciones de interrupciones, debido a que en la presente investigación se consideró como una segunda alternativa de mejora de la calidad del servicio dentro de la automatización de la subestación de 60kV/10 kV.

Referencias

- [1] Landázuri, C., Diseño e Implementación de un sistema piloto para la Automatización de alimentadores de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., [Tesis de maestría en Telemática], Universidad de Cuenca, Ecuador, (2016).
<http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/23690/1/TESIS.pdf>
- [2] Nivethan, J., Modelling and Simulation of an Electric Power Substation Automation. [Degree of Master of Science in the Discipline of Computer Science], University of Tulsa, United States, 2013.
https://www.researchgate.net/publication/263846782_Modeling_and_Simulation_of_an_Electric_Power_Substation_Automation.
- [3] Freire, D., Sistema de Automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las Subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar. [Tesis en Ingeniería Electrónica y Comunicaciones], Universidad Técnica de Ambato, Ecuador, 2012.
http://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/2383/1/Tesis_t733ec.pdf
- [4] Chuncho, J., Modernización y Automatización de la subestación Gonzanamá perteneciente al sistema eléctrico de potencia para la empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (Loja). [Tesis en Ingeniería Eléctrica], Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca – Ecuador, 2013.
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4791/1/UPS-CT002643.pdf>

- [5] Ferdie, G., Development of an IEC 61850 standard based automation system for a distribution power network. [Thesis of Master degree]. Cape Peninsula University of Technology, Sudáfrica, (s.f.). <https://core.ac.uk/download/pdf/148365088.pdf>
- [6] Torres, T., Dos Santos, L., Farinon, F., Becon, F.A., Netto, R., Leite, A., “Applying a centralized self-healing architecture to a distribution network - a real case”, pp 1-5, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/754>
- [7] Arun, T.V., Lathesh, L., & Suhas, A.R., Substation Automation System. International Journal of Scientific & Engineering Research, Vol 7, pp 215-218, 2016. [En línea] Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/319503832_Substation_Automation_system
- [8]. [10]. Estefan, C., Pais, G., & Portas, G., Automatización en redes de distribución, pp1-2, 2013. [En línea] Disponible en: <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2013/EPP13/Autodis.pdf>
- [9] Osinergmin, La industria de la electricidad en el Perú, pp-57, 2016. [En línea] Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/483410-la-industria-de-la-electricidad-en-el-peru-25-anos-de-aportes-al-crecimiento-economico-del-pais>
- [10] CEER. Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, pp-12, 2018. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>
- [11] Osinergmin, Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-mes-2020, 2020. [En línea] Disponible en: <https://es.scribd.com/document/508810241/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-julio-2020>

- [12] Fritz Pinnekamp, El interruptor Desarrollo modelo de un producto industrial, Revista ABB, pp-76-78, 2007 Disponible en:
https://library.e.abb.com/public/047b0b97ebd23dbcc125728f004cf83e/75-78%201M720_SPA72dpi.pdf
- [13] Isodel. Interruptores automáticos de pequeño volumen de aceite, 2010. Disponible en: <https://isodel.com/wp-content/uploads/HIP-300-W-carro.pdf>
- [14] Hans-Erik O, Evolución de las Sub Estaciones-Revista ABB, pp-35-36, 2008. Disponible en:
https://library.e.abb.com/public/6f1ed45246e3767fc12574270040b5db/34-38%201M813_SPA72dpi.pdf
- [15] BID, Impacto de la regulación en la calidad del servicio de distribución de la energía eléctrica en América Latina y el Caribe, pp-7, 2021. Disponible en:
<https://publications.iadb.org/es/impacto-de-la-regulacion-en-la-calidad-del-servicio-de-distribucion-de-la-energia-electrica-en>
- [16] Osinergmin, Estadísticas para la calidad, 2016. Disponible en:
https://issuu.com/osinergmin/docs/estadistica_de_la_calidad_del_sumin_2a9bfbdceb629e
- [17] Guaman J. Evolución de los relés de protección. Pp-1 (s.f.) Disponible en:
<https://es.scribd.com/document/507714971/Evolucion-de-Los-Reles-de-Proteccion>
- [18] Molina, E. & Flórez, O., Aplicación del Estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones eléctricas para subestaciones de Alta Tensión, pp-2, 2009. [En línea] Disponible en:
https://www.researchgate.net/publication/326943356_Aplicacion_del_Estandar_IEC_61850_en_los_Sistemas_de_Protecciones_Electricas_para_Subestaciones_de_Alta_Tension

- [19] SEL 487B, Busbar and Breaker Failure Protection, Automation, and Control System, pp-2, 2022. Disponible en: <https://selinc.com/api/download/2842/>
- [20] Salter, C. & Shrivastava, Future Trends to Smart Grid Automation Architecture by IEC 61850, pp-4, 2018. [En línea] Disponible en:
https://www.researchgate.net/publication/325069210_FUTURE_TRENDS_TO_SMART_GRID_AUTOMATION_ARCHITECTURE_BY_IEC_61850/figures?lo=1
- [21] Dolezilek, D. (s. f). Power System Automation, pp-15, 1999. [En línea] Disponible en:
<https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6091.pdf?v=20151125-191608>
- [22] Project Management Institute [PMI]. Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos PMBOK, Sexta edición, 2017. [En línea] Disponible en:
<https://www.pmi.org/pmbok-guide-standards/foundational/pmbok>
- [23]. Joseph, R., & Mvungi, N., Concept of Automation in Management of Electric Power Systems. International Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol 8 N° 12, pp-1, 2014. [En línea] Disponible en: <https://publications.waset.org/9999896/pdf>
- [24]. Osinergmin, Informe Técnico N° DSE-33-2019, Monitoreo de sistemas eléctricos de transmisión en alerta (SETA), pp 1-5, 2019. [En línea] Disponible en:
<https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/informes/criticos/sistemas/2019.pdf>
- [25] Osinergmin, Anuario estadístico de electricidad 2022, 2022. [En línea] Disponible en:
[file:///C:/Users/user/Downloads/Anuario%20Estad%3%ADstico%20de%20Electricidad%202021%20\(Consolidado\).pdf.pdf](file:///C:/Users/user/Downloads/Anuario%20Estad%3%ADstico%20de%20Electricidad%202021%20(Consolidado).pdf.pdf)

- [26] SEL, Controlador de automatización RTAC, 2022 [En línea] Disponible en: <https://selinc.com/products/3530/>
- [27] Sujas AR, Sub Station Automation System, pp-215, 2016 Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/319503832_Substation_Automation_system/link/59afb7e1aca272037078ef3f/download
- [28] Calogero S. La evolución inteligente el eVD4-revista ABB, pp 18-19, 2011. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/749e612021ef46ccc125798f005a7a6c/18-23%201m107_SPA_72dpi.pdf
- [29] Efacec, Seccionadores horizontales, 2022. Disponible en: <https://www.efacec.pt/produtos/shcr-shd/?portfolioCats=55>
- [30] Perú 21. Luz del sur tras apagón en distritos de Lima, 2017. Disponible en: <https://peru21.pe/lima/luz-del-sur-tras-apagon-en-distritos-de-lima-hubo-una-falla-en-un-transformador-no-hay-ningun-corte-programado-noticia/>
- [31] ABC Economía, REE pone en marcha un tercer centro de control para garantizar el sistema eléctrico, 2020. Disponible en: https://www.abc.es/economia/abci-pone-marcha-tercer-centro-control-para-garantizar-sistema-electrico-202003111340_noticia.html
- [32] Arnau J. (2021) Que es la fibra óptica. Disponible en: <https://anduriell.es/tecnologia/que-es-la-fibra-optica/>
- [33] CEER. Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, pp-12, 2018. Disponible en: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

ANEXOS

Anexo 1:	Matriz de consistencia	1
Anexo 2	Plan de Gestión del Alcance	2
Anexo 3:	Plan de gestión de Riesgos	12
Anexo 4:	Plan de gestión de los Interesados	26

Anexo 1: Matriz de consistencia

Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variables	Metodología
¿En qué medida la automatización de interruptores en subestaciones eléctricas de 60/10 kV podrá mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima?	Automatizar los interruptores de las Subestaciones eléctricas de 60/10kV para mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima metropolitana.	La automatización de los interruptores de las Sub-Estaciones Eléctricas 60/10kV mejora la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en la ciudad de Lima”.	Independiente: X: Automatización de interruptores.	Tipo de investigación: Aplicada Nivel de investigación: Explicativo o causal Enfoque: Cuantitativo Diseño de la Investigación: Cuasi experimental
Problema Específico	Objetivo Específico	Hipótesis Específica	Dependiente:	Técnicas e instrumentos de recolección de datos:
<p>1.- ¿En qué medida la automatización de interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10 kV permitirá el cierre para la reposición del servicio de energía eléctrica en casos de interrupciones?.</p> <p>2.- ¿En qué medida la automatización de interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10 kV permitirá reducir el tiempo de cierre para la reposición del servicio?</p>	<p>1.- Realizar el cierre automático de interruptores de las subestaciones eléctricas de 60/10kV en casos de interrupciones para mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima metropolitana.</p> <p>2.- Reducir el tiempo de reposición del servicio de energía eléctrica en caso de interrupciones para mejorar la calidad de dicho servicio en Lima metropolitana.</p>	<p>1.- La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10kV permite el cierre del interruptor para reposición inmediata del servicio de energía eléctrica en casos de interrupciones.</p> <p>2.- La automatización de los interruptores de las subestaciones eléctrica de 60/10kV permite reducir el tiempo de reposición del servicio eléctrico en caso de interrupciones.</p>	Y: Calidad del servicio de energía eléctrica	<p>Técnicas e instrumentos de recolección de datos: Fuentes Abiertas</p> <p>Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos: Software de Simulación de Automatización.</p>

Anexo 2

Plan de Gestión del Alcance

Historial de versiones

Fecha	Versión	Autor	Organización	Descripción
20/12/2023	V1	M. Santana

Información del proyecto

Empresa / Organización	Empresa Distribuidora de Lima
Proyecto	Automatización de interruptores de Sub-Estaciones Eléctricas de 60kV/10kV para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima
Fecha de preparación	18/12/2023

1. Objetivo

Realizar el Plan de Gestión del alcance del Proyecto “Automatización de interruptores de Sub-Estaciones Eléctricas de 60kV/10kV para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima”, con el objetivo de identificar todo el trabajo requerido para ejecutar el proyecto con éxito. Se define lo incluye el proyecto y lo que no se incluye.

2. Alcance del plan

En el presente documento se desarrollará el Plan de Gestión del alcance, el cual incluye los procesos de planificar la gestión del alcance, recopilar requisitos, definir el alcance, crear la EDT, validar y controlar el alcance. La estructura está basada, en el PMBOK sexta edición.

También se asignan los roles y responsabilidades al personal del proyecto relacionado al alcance del proyecto.

Se realiza la descripción general de los procesos relacionados con la gestión del alcance del proyecto:

2.1 Planificación de la gestión del alcance:

Entradas	Técnicas y Herramientas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Plan para la dirección del proyecto. • Acta de Constitución del proyecto. • Factores Ambientales • Activos de los procesos de la organización. 	<ul style="list-style-type: none"> • Juicio de expertos. • Reuniones y/o conferencias entre los integrantes del equipo del proyecto. • Consultas a proveedores 	<ul style="list-style-type: none"> • Plan para la gestión del alcance. • Plan de gestión de requisitos.

2.2 Recopilar requisitos:

Entradas	Técnicas y Herramientas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Plan para la Gestión del Alcance. • Acta de Constitución del Proyecto. • Factores ambientales de la empresa distribuidora. • Documentos del proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Entrevistas internas a los ingenieros, supervisores, operadores y técnicos del proceso. • Entrevista con la Gerencia. • Entrevistas con el proveedor. • Lluvia de ideas del equipo de proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Documentación de los requisitos. • Matriz de trazabilidad de requisitos.

2.3 Definir el alcance:

Entradas	Técnicas y Herramientas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> • Acta de constitución del proyecto. • Plan para la Gestión del Alcance. • Documentación de requisitos. • Activos del proceso de la subestación 60KV/10KV. 	<ul style="list-style-type: none"> • Juicio de experto: Áreas de ingeniería, mantenimiento, operación, obras y centro de control. • Análisis de datos de proyectos anteriores. • Lecciones aprendidas de proyectos anteriores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Enunciado del alcance del proyecto.

2.4 Crear la EDT:

Entradas	Técnicas y Herramientas	Salidas
<ul style="list-style-type: none">• Activos del proceso de la subestación 60KV/10KV.• Plan para la Gestión del Alcance.• Enunciado del alcance del proyecto.• Documentación de requisitos.• Factores ambientales.	<ul style="list-style-type: none">• Descomposición de tareas y entregables principales.• Juicio de expertos y del equipo del proyecto.• Plantillas.	<ul style="list-style-type: none">• Línea de base del alcance del proyecto.

2.5 Validar el alcance:

Entradas	Técnicas y Herramientas	Salidas
<ul style="list-style-type: none">• Documentación de Requisitos.• Plan de Dirección del Proyecto.• Datos de indicadores del avance del alcance.• Entregables.	<ul style="list-style-type: none">• Inspección.• Supervisión.• Protocolo de pruebas.• Check list.• Reuniones y toma de decisión del equipo del proyecto.	<ul style="list-style-type: none">• Entregables aceptados.• Reportes de desempeño.• Solicitudes de cambio.• Replanteos.

2.6 Controlar el alcance:

Entradas	Técnicas y Herramientas	Salidas
<ul style="list-style-type: none">• Documentación de Requisitos.• Plan de gestión del alcance.• Plan de Dirección del Proyecto.• Activos del proceso de la subestación 60KV/10KV.• Datos de desempeño del trabajo.	<ul style="list-style-type: none">• Análisis de desviaciones.	<ul style="list-style-type: none">• Informes de desviaciones del alcance.• Solicitudes de cambio.• Plan de dirección del proyecto actualizado.• Documentos del proyecto actualizado.

3. Descripciones generales de la gestión del alcance

3.1 Administración del alcance del Proyecto

El Gerente de Proyecto y el equipo gestionaran los requisitos de los entregables y desarrollaran una matriz de trazabilidad, en base a ello se plantea y define el enunciado del alcance. El enunciado debe ser aprobado por el Gerente de Técnico y por el Gerente

de Finanzas, luego se procede a elaborar la EDT del alcance del proyecto por parte de los especialistas.

3.2 Control del alcance de proyecto.

Se implementarán reportes diarios, semanales y mensuales, con sus respectivos indicadores de avance para controlar si existen desviaciones de la línea base del alcance. Los reportes diarios serán revisados y validados por los supervisores, quienes a su vez informarán al gestor del proyecto. Los reportes semanales serán revisados por el gestor del proyecto quien reporta a la gerencia. Y los reportes mensuales serán ejecutivos para la revisión de la gerencia Técnica quien reporta al directorio sólo en caso de alguna de una desviación relevante.

Las reuniones del equipo del proyecto serán semanales y en caso de haber desviaciones se realiza:

a) Solicitud de cambios: El solicitante presentará el documento al residente de obra, quien a su vez realizará una primera validación previa y lo expondrá al gerente de proyecto con los sustentos respectivos.

b) Evaluación de cambios: Esta validación es realizada por el gerente del proyecto, quien dimensionará si hay un impacto menor identificando el tipo de cambio en el proyecto antes de aprobarlo, en caso de haber un impacto mayor deberá elevarse el nivel de aprobación.

c) Aprobación de cambios: El Gerente de proyecto aprueba los cambios menores que no tienen impacto en las líneas base principales, de haber impacto en las líneas base los cambios deben ser aprobados por la gerencia Técnica o de finanzas.

d) Implementación de los cambios: Se realiza mediante un documento formal y se difunde en las reuniones definidas.

e) Integración de los cambios: Se actualizan las líneas base, se realizan reuniones para comunicar estos cambios al personal ejecutor, luego se hace seguimiento.

4. Alineamiento del proyecto.

4.1 Objetivos estratégicos de la organización.

- Mejorar el indicador de calidad del tiempo de las interrupciones en 5%.
- Mejorar la seguridad de los trabajadores.
- Optimizar los costos de operación en 5%.

4.2 Propósito del proyecto.

- Mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima, mediante la implementación de cierres automáticos de interruptores y la reducción de los tiempos de interrupción en las subestaciones eléctricas de 60kV a 10kV.
- Reducir las maniobras de operación manuales.
- Reducir los costos de maniobra de una subestación 60kV a 10kV.

4.3 Objetivos del proyecto.

- Automatizar los interruptores de una Subestación eléctrica de 60/10kV para mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima metropolitana, cumpliendo las líneas base del proyecto en costo y alcance.
- Realizar el cierre automático de interruptores de las Subestación eléctrica de 60/10kV en casos de interrupciones para mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima metropolitana.
- Reducir el tiempo de reposición del servicio de energía eléctrica en caso de interrupciones para mejorar la calidad de dicho servicio en Lima metropolitana.

4.4 Criterios de Éxito del proyecto.

- Reducción de los tiempos de las perturbaciones a menos de 3 minutos.
- Implementación del cierre automático de 13 interruptores de 10kV.

- Mejorar de la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en una Subestación eléctrica de 60/10kV.
- Cumplir la línea base del costo, tiempo y alcance del proyecto.

5. Enunciado del alcance.

Automatizar los cierres de 13 interruptores de 10kV de una Sub-Estación Eléctrica de 60kV/10kV 25MVA existente en la ciudad de Lima.

6. Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en automatizar los interruptores de 10 kV de una Sub-Estación Eléctrica de 60kV/10kV 25MVA, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica, se automatizará el cierre de 13 interruptores y se reducirá el tiempo de las interrupciones a menos de 3 segundos en dicha instalación.

Las unidades de trabajo son:

- El Transformador de potencia de 60 kV a 10 kV
- La barra de 10 kV
- Los interruptores de potencia de 60 kV y 10 kV
- El circuito de acople de barras de 10 kV
- Los circuitos de salida de alimentadores de 10 kV
- El sistema de control local

Estos componentes que son parte del alcance se visualizan en la Figura 1

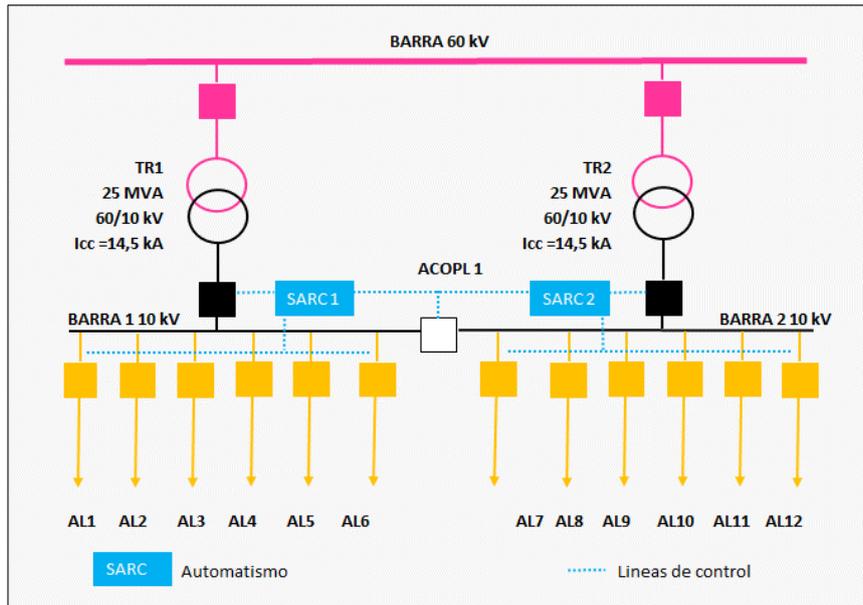


Diagrama unifilar de subestación eléctrica 60/10kV

7. Matriz de trazabilidad de requisitos

Los requisitos del proyecto se trazan versus los objetivos del negocio y los objetivos del proyecto, se especifican los entregables, los criterios de aceptación y las métricas de validación. Los requisitos se enuncian en forma priorizada. Figura 2.

Información del requisito		Trazabilidad					
Descripción del requisito	Prioridad	Objetivo del negocio	Objetivo del proyecto	Entregable de la EDT	Criterio de aceptación	Métrica	Validación
La calidad del servicio del suministro de energía eléctrica debe mejorar, reduciendo el impacto a los usuarios.	1	Mejorar el indicador de calidad del tiempo de las interrupciones en 5%.	Mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en Lima, mediante la implementación de automatización de interruptores en una subestación eléctrica de 60kV a 10kV.	Acta de puesta en servicio	Observaciones detectadas	Cantidad	Cero observaciones
El cierre de interruptores debe ocurrir de forma automática cuando ocurre una interrupción, para recuperar los suministros afectados.	2	Mejorar la seguridad de los trabajadores.	Reducir las maniobras de operación manuales.	Protocolo de Pruebas del automatismo en sitio SAT	Secuencia de cierres	Exitosa	Con éxito
El tiempo de reposición de una interrupción debe ser menor a 3 minutos, incluyendo los tiempos de cierre de los propios equipos y un espaciamiento de 5 segundos como mínimo entre cada uno.	3	Optimizar los costos de operación en 5%.	Reducir los costos de maniobra de una subestación 60kV a 10kV.	Protocolo de Pruebas del automatismo en sitio SAT	Tiempo de reposición	Segundos	< 3 minutos
Cumplir con el costo de la línea base del proyecto	4	Optimizar los costos de operación en 5%.	Reducir los costos de maniobra de una subestación 60kV a 10kV.	Costo total del proyecto	Variación mínima del costo base	Soles	< + 5%

Matriz de trazabilidad de requisitos.

8. Contexto del Proyecto.

7.1 Límites del proyecto.

- No incluye compra de terreno para el proyecto.
- No incluye permisos municipales.
- No incluye gestión de conflictos sociales.
- No incluye cierre de interruptores de 60 kV

7.2 Restricciones del proyecto.

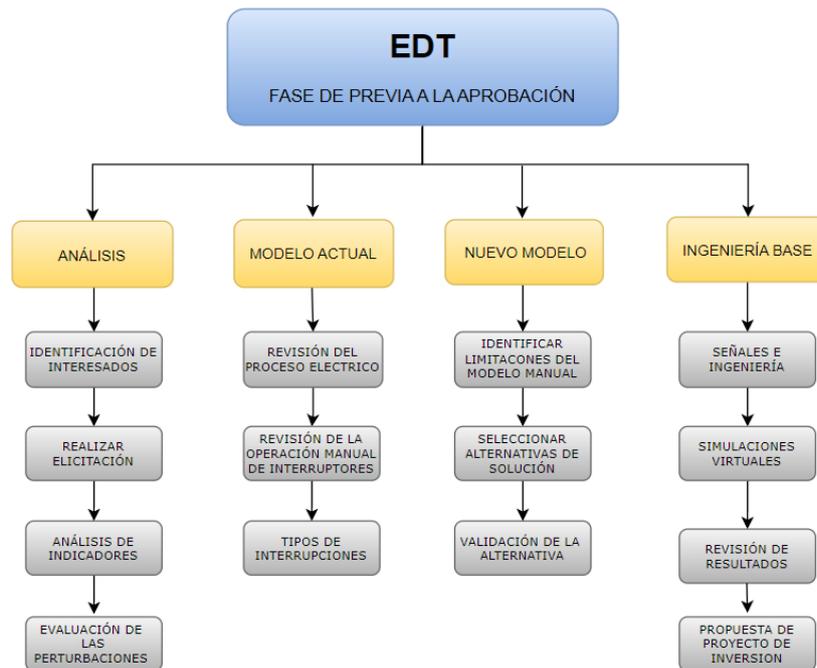
- Los cortes de energía para los trabajos deberán realizarse en horarios de menor demanda, fines de semana o amanecidas.
- La ingeniería se concursará con empresas locales o empresas extranjeras que tengan representante y base local.
- El personal electricista para cableaos deberá ser local en su totalidad.

7.3 Supuestos del proyecto.

- Se asume una posible variación del dólar de +- 5% el cual debe estar considerado en la reserva de contingencia.
- Se asume que los materiales y equipos estarán a disposición sin retraso y en buen estado.
- Se asume que los planos de cableados tendrán un replanteo en campo con cambios no mayor al 5%.

9. Estructura de descomposición del trabajo (EDT).

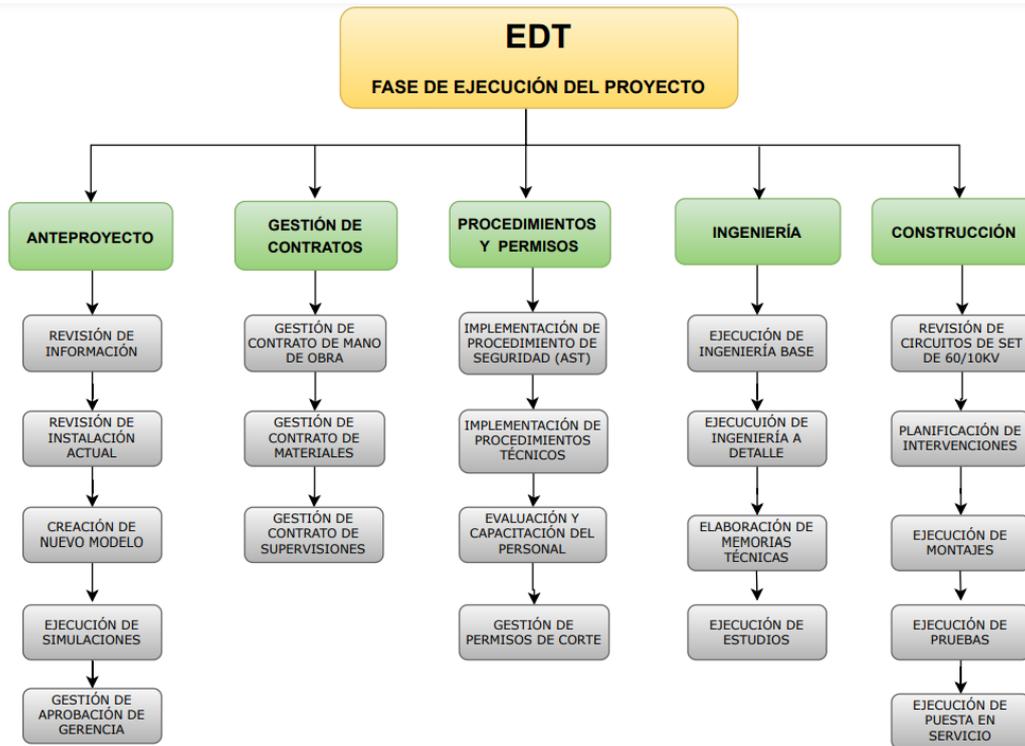
La descomposición del trabajo se emplea para dividir el alcance en partes más pequeñas a nivel de entregables que sean posible controlar y costear. Para el trabajo desarrollado se ha plasmado dos EDT, la primera EDT incluye todas las actividades previas de la fase de anteproyecto o estudio del caso, las cuales se realizaron antes de llegar a una propuesta. Figura 3.



Estructura de descomposición del trabajo de la fase de estudio del caso.

La segunda EDT incluye todas las actividades para la ejecución del proyecto y se inicia con la validación del anteproyecto, se gestionan los contratos necesarios de mano de obra, materiales y supervisión, también se elaboran los procedimientos y se gestionan los permisos, y se capacita al personal.

Se desarrolla la fase de ingeniería base y de detalle, así como las memorias técnicas y estudios. Finalmente se realiza la fase de construcción, la cual contempla 5 etapas hasta la realización de la puesta en servicio del proyecto. Figura 4.



Estructura de descomposición del trabajo del proyecto

10. Conclusiones

En el desarrollo del Plan de Gestión del alcance, se han identificado las etapas que incluye el proyecto y las actividades a nivel de entregable en la EDT. También se indica como se gestionarán los cambios y cuales son los límites, restricciones y supuestos.

11. Recomendaciones

Aprobación del Plan de gestión del alcance por parte del gestor del proyecto y asignar los recursos necesarios para la implementación.

Anexo 3: Plan de gestión de Riesgos

1. Objetivo

Realizar el Plan de Gestión de Riesgos para la identificación, evaluación y control de estos en el proyecto de “Automatización de interruptores de Sub-Estaciones Eléctrica de 60kV/10kV para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima, y además, definir las acciones de respuesta adecuadas y oportunas que permitan los resultados esperados del proyecto.

2. Alcance

En el presente documento se desarrollará la Gestión de Riesgos a través de la identificación y registro de las probables fuentes de riesgo y oportunidad, se realizará en análisis, valoración y categorización de cada riesgo, y finalmente se definirán las acciones de respuesta a riesgos mediante estrategias definidas. De esta forma, se brindará un entregable que servirá para reducir el impacto y la probabilidad de ocurrencia de riesgos.

3. Datos del Proyecto

El proyecto tiene como finalidad mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica mediante la mejora de tiempo de interrupciones, realizando cierres automáticos con la implementación de la automatización de estos.

El proyecto consiste en automatizar los interruptores de la subestación 60 kV/ 10 kV con el objetivo de mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica mediante la automatización del cierre de interruptores y la reducción del tiempo de las interrupciones.

Las unidades de trabajo son:

a.- La subestación eléctrica de 60kV a 10 kV

* El Transformador de potencia de 60 kV a 10 kV

- * La barra de 10 kV
- * Los interruptores de potencia de 60 kV y 10 kV
- * El circuito de acople de barras de 10 kV
- * Los circuitos de salida de alimentadores de 10 kV
- * El sistema de control local

4. Cronograma de elaboración del plan

En la Figura, se muestra el cronograma de desarrollo del plan de gestión de riesgos.

Descripción	DIAS									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Automatización de interruptores de Sub Estaciones Eléctrica de 60kV/10kV para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima.										
Planificación de la gestión de riesgos										
Identificación de Riesgos										
Estructura de Desglose de Riesgos (RBS)										
Detalle de RBS: Internos y Externos										
Definición de la matriz de riesgos										
Escalas de Probabilidad e Impacto										
Criterios										
Registro de Fuentes de Riesgos										
Riesgos Positivos										
Riesgos negativos										
Análisis de Riesgos										
Valorización y Categorización										
Roles y Responsabilidades										
Respuesta a Riesgos										
Estrategias de Respuesta										
Acciones y responsables										
Presentación y Aprobación del plan										
Aprobación										

Cronograma elaboración del Plan de Gestión de Riesgos

5. Herramientas de la gestión de riesgos

En orden de proceder con la realización del Plan de Gestión de Riesgos es relevante definir al inicio las herramientas que se han de emplear en cada una de las etapas comprendidas en el alcance.

Identificación de Riesgos

Se empleó, en primera instancia, la metodología brainstorming o también conocida como tormenta de ideas, de este modo, se obtuvo un panorama global de los posibles riesgos. Posterior a ello, se realizó el análisis de la Estructura de Desglose de Riesgos (RBS) que permitió agrupar las categorías y subcategorías de éstos.

Análisis de Riesgos

La primera acción consiste en definir una matriz de probabilidad e impacto con criterios definidos para cada variable y en escalas de 5 niveles para ambos casos, dicha matriz fue empleada en el análisis de cada uno de los riesgos identificados de forma independiente. Una vez evaluados y en base a su clasificación numérica es posible indicar en qué zona de riesgo se encuentra o cual es el nivel de este para finalmente categorizarlos y priorizar posteriores acciones.

Determinación de Respuesta a los Riesgos

Se emplearon estrategias de respuesta de la guía PMBOK para los riesgos de tipo positivo y negativo según corresponda: evitar, transferir, mitigar, escalar, aceptar (pasivo y activo), mejorar, compartir y explotar. En esta fase también se definen las alertas tempranas y acciones para cada riesgo, así como los responsables de realizar dichas acciones. También se definen las acciones alternativas en caso de no obtener los resultados esperados de la primera acción y en el caso de estrategias aceptar activo se indican también las acciones de contingencia.

6. Estructura de desglose de riesgos

La primera fase del Plan de Gestión comprende la identificación de riesgos, por consecuente, se empleó la Estructura de Desglose de Riesgos, en adelante RBS por sus siglas en inglés. En ella, como primera instancia, se procedió a la agrupación donde se clasificó en aquellos riesgos de fuente externa e interna.

En la Figura Estructura de Desglose de Riesgos (RBS), se indica que se han identificado 6 categorías en los riesgos internos donde su origen se debe al propio manejo de la empresa y del proceso, 5 categorías en los riesgos externos donde sus causales están fuera del control de la empresa o del proyecto. Ambas categorías han sido consideradas en el Plan de Gestión de Riesgos presente con la finalidad de ser evaluados.

RBS del Proyecto	Riesgos Externos	Riesgos Climáticos
		Riesgos Económicos
		Riesgos Legales
		Riesgos Salud
		Riesgos Financieros
	Riesgos Internos	Riesgos de Gestión
		Riesgos Financieros
		Riesgos Económicos
		Riesgos Laborales
		Riesgos Logísticos
		Riesgos Técnicos

Estructura de Desglose de Riesgos (RBS)

En base a la clasificación anterior, se procede a elaborar las subcategorías correspondientes a cada fuente de riesgo.

En esta etapa, se identificó en el RBS los riesgos internos, en las categorías relacionadas a temas financieros, laborales, logísticos, económicos, gestión y técnicos.

En la figura Detalle RBS Riesgos Internos, se muestra la clasificación de subcategorías en cada ítem, de esta forma, con la estructura de desglose de riesgos RBS es posible evaluar cada uno de ellos.

Riesgos Internos	Riesgos de Gestión	Alcance	Actividades no consideradas
		Monitoreo y Control	Falta o Control deficiente
		Cronograma	Retrasos
		Recursos	Recursos no considerados
	Riesgos Financieros	Financiamiento	Falta de activo corriente para pago a proveedores
	Riesgos Económicos	Presupuesto	Menor al real
	Riesgos Laborales	Seguridad y Salud Ocupacional	Accidentes laborales del contratista
	Riesgos Logísticos	Proveedores	Entrega fuera de plazo o incompleta
		Materiales	Defectuosos
	Riesgos Técnicos	Diseño	Falta de inspección previa
Mano de Obra		Pocos especialistas	

Detalle RBS Riesgos Internos

La figura de Detalle RBS Externo se muestra las subcategorías del RBS en su componente externo. Se aprecia que los riesgos están relacionados a factores climáticos, económicos, legales, salud y financieros, estos riesgos tienen el detalle asociado que se ha considerado y serán analizados posteriormente.

Riesgos Externos	Riesgos Climáticos	Metereológico	Lluvias, vientos
	Riesgos Económicos	Tipo de cambio	Economía global
	Riesgos Legales	Incumplimiento de contrato	Ejecución de cartas fianzas
	Riesgos Salud	Enfermedades	Epidemias, Pandemias
	Riesgos Financieros	Tasa de interés	Prestamos bancarios
	Riesgos de Imagen	Mejora de la imagen empresarial	Mejor percepción de usuarios sobre la calidad del servicio.

Fig. 4 Detalle RBS Externo

7. Matriz de Probabilidad – Impacto y Criterios

Antes de realizar el análisis de riesgos, se requiere detallar la herramienta y criterios de calificación acorde a la Matriz Probabilidad-Impacto. En ella, es necesario mostrar las clasificaciones en dos ítems: Probabilidad e Impacto. En su primer ítem, Ver Tabla 1, se muestra el puntaje asignado según el nivel de probabilidad de que el riesgo pueda ocurrir. Los puntajes presentan un rango desde 0.1 hasta 0.9 siendo muy baja probabilidad y muy alta probabilidad, respectivamente.

Tabla 1.

Criterios de Probabilidad de Ocurrencia

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA		
Probabilidad	Puntaje	Descripción
Muy alta	0.90	Altamente probable que ocurra dado las circunstancias
Alta	0.75	Muy probable que ocurra, basado en las circunstancias del proyecto
Moderada	0.50	Existe una probabilidad de que ocurra
Baja	0.25	La probabilidad de que ocurra es baja.
Muy Baja	0.10	Altamente improbable que ocurra, sin embargo, todavía necesita ser monitoreado dado ciertas circunstancias podrían resultar más probable.

Asimismo, en la tabla Criterios de Impacto del Riesgo, se asigna una escala de valores entre 0.1 y 0.9 para el Impacto a cada riesgo a evaluar en función a criterios definidos. En este caso, se definió en base a un porcentaje de desviación en el alcance, fecha final del cronograma o presupuesto del proyecto. Donde una desviación mayor a 25% indica impacto trascendental y donde el porcentaje sea mínimo su impacto es insignificante.

Criterios de Impacto del Riesgo

IMPACTO DEL RIESGO		
Impacto	Puntaje	Descripción©
Trascendental	0.90	Impacto mayor sobre el proyecto, es decir, mayor a 25% de desviación en el alcance, fecha final del cronograma o presupuesto del proyecto
Mayor	0.75	Impacto significativo sobre el proyecto, es decir, entre 10% y 25% de desviación del alcance, fecha final del cronograma o presupuesto del proyecto
Moderado	0.50	Impacto medible sobre el proyecto, es decir, entre 5% y 10% de desviación en el alcance, fecha final del cronograma o presupuesto del proyecto
Menor	0.25	Impacto menor sobre el proyecto, es decir, < 5% desviación en el alcance, fecha final del cronograma o presupuesto del proyecto
Insignificante	0.10	Impacto insignificante sobre el proyecto. No es posible medirlo, es mínimo

En base a ambas tablas, es posible construir la Matriz Probabilidad - Impacto (Tabla Matriz Probabilidad – Impacto) y establecer zona de riesgo para cada ítem por evaluar. Su cálculo se ve definido por la multiplicación de los puntajes respectivo acorde a su impacto y probabilidad.

Matriz Probabilidad – Impacto

RIESGO		Impacto										ZONAS DE RIESGO	
		Amenaza					Oportunidad						
		0.10	0.25	0.50	0.75	0.90	0.90	0.75	0.50	0.25	0.10		
Probabilidad	0.90	0.09	0.23	0.45	0.68	0.81	0.81	0.68	0.45	0.23	0.09	0.57 - 0.81	Extremo
	0.75	0.08	0.19	0.38	0.56	0.68	0.68	0.56	0.38	0.19	0.08	0.39 - 0.56	Alto
	0.50	0.05	0.13	0.25	0.38	0.45	0.45	0.38	0.25	0.13	0.05	0.14 - 0.38	Medio
	0.25	0.03	0.06	0.13	0.19	0.23	0.23	0.19	0.13	0.06	0.03	0.04 - 0.13	Bajo
	0.10	0.01	0.03	0.05	0.08	0.09	0.09	0.08	0.05	0.03	0.01	0.01 - 0.03	Muy bajo

El color rojo indica riesgo extremo y el verde oscuro indica riesgo muy bajo con puntajes entre 0.57-0.81 y 0.01-0.03, respectivamente.

8. Registro de fuentes de riesgo

En lo que concierne al registro de las fuentes de riesgo, se incluye el tipo de fuente, categoría, subcategoría, descripción del riesgo, su respectiva causa y consecuencia, indicadores de alerta y, el objetivo y entregable que se ven afectados. Los riesgos pueden presentar dos componentes: Positivo y Negativo. Su clasificación se relaciona al efecto que puede incurrir su consecuencia al proyecto a la empresa.

En la figura Formato de Registro de Fuentes de Riesgos, se aprecia el formato y el trabajo realizado para los riesgos externos e internos que presentan tanto impacto positivo como negativo. Se ha de especificar su código de clasificación para una rápida identificación, así como el tipo de fuente obtenido del RBS. Es relevante definir de forma detallada y correcta las causales de cada uno de los riesgos, así como también, sus

consecuencias. De esta forma, es posible definir un indicador de alerta adecuado que ha de dar una señal de aviso antes de llegar a la condición de riesgo.

CÓDIGO	TIPO DE FUENTE	CATEGORÍA	SUB CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	CAUSA	CONSECUENCIA	ALERTA	OBJETIVO IMPACTADO
FRI-1	Interna	Gestión	Alcance	Actividades no consideradas	Iniciar ejecución sin alcance bien definido.	Incremento del presupuesto entre el 5 y 10 % por trabajos adicionales no considerados.	Variación en la línea base del alcance. Variación de los costos.	Alcance Presupuesto
FRI-2	Interna	Gestión	Monitoreo y Control	Control deficiente	Posible falta de recursos para la	Incumplimiento de los objetivos del proyecto	Resultados de los indicadores de SPI y	Presupuesto Cronograma
FRI-3	Interna	Gestión	Cronograma	Retrasos en ejecución de actividades.	Estimación optimista en la llegada de	No llegar a la fecha de la puesta en servicio	Resultado del SPI	Cronograma Presupuesto
FRI-4	Interna	Gestión	Recursos	Recursos no considerados	Falta de levantamiento de necesidades	Afectación al Cronograma y Costos	Retraso de 1 semana en Cronograma ó 2% en costos	Cronograma / Costos
FRI-5	Interna	Económico	Presupuesto	Presupuesto menor al real del alcance.	Partidas no consideradas	Pagos adicionales	Sinceramiento de metrados	Presupuesto Calidad
FRI-6	Interna	Financiero	Pago de proveedores	Falta de flujo de caja	Demora en sistema de pagos	Retraso de cronograma	avances de gastos	Presupuesto
FRI-7	Interna	Laboral	Seguridad	Ocurrencia de un accidente laboral	Falta de procedimientos	Paralización de Obra	Número de incidentes	Cronograma Presupuesto
FRI-8	Interna	Logísticos	Materiales	Defectuosos	Proveedores no son de marcas de garantía.	Afectación de la calidad	Recepción de Materiales	Presupuesto Cronograma Calidad
FRI-9	Interna	Técnicos	Diseño	Ingeniería incorrecta	Falta de inspección previa	Rediseño	Informes de ingeniería	Presupuesto Cronograma
FRI-10	Interna	Técnicos	Mano de obra	Personal de la localidad con poca experiencia	Falta de certificaciones	Afectación de calidad	Evaluaciones de desempeño	Calidad
FRI-11	Interna	Logísticos	Proveedores	Materiales fuera de plazo	Especificaciones técnicas o contratos deficientes.	Afectación del cronograma	Informes de cronograma	Cronograma
FRE-1	Externa	Climático	Meteorológico	No contar con plan de contingencias por el	Carencia de evaluación histórica	Afectación de los objetivos del proyecto	Pronóstico de Shenami	Cronograma Presupuesto
FRE-2	Externa	Económico	Tipo de cambio	Incremento del precio del dólar	Economía global	Incremento en los costos de suministros	Informes de riesgo País	Presupuesto
FRE-3	Externa	Legal	Contrato	Incumplimiento de contrato	Falta de capacidad operativa	Afectación del cronograma y alcance	Reuniones contractuales	Cronograma Alcance
FRE-4	Externa	Salud	Enfermedades	Epidemias, Pandemias	Protocolos de salud ineficientes con tendencias políticas	Paralización de Obra	Noticias de la OMS	Alcance Presupuesto Cronograma
FRE-5	Externa	Financiero	Tasa de interés	Es la tasa de interés alto	Prestamos bancarios	Paralización de Obra	Evaluación de riesgos financieros del contratista	Cronograma
FRE2	Externa	Gestión	Imagen	Mejora de la imagen empresarial	Menor tiempo de interrupciones, mejor calidad del servicio.	Mejor percepción de usuarios sobre la calidad del servicio.	Resultados de encuestas	Calidad

Formato de Registro de Fuentes de Riesgos

Estas alertas son particulares dependiendo de la causal de la presencia del riesgo. Por lo tanto, es importante dejar en claro cuál es la más adecuada para cada ítem, caso contrario, su incorrecta definición ha de perjudicar el desempeño global del Plan de Gestión de Riesgos.

9. Evaluación de Riesgos

9.1 Roles y Responsabilidades

Gerente de Proyecto. Aprobará el Plan de Gestión de Riesgos del Proyecto, y garantizará la Implementación y el cumplimiento de este, es el responsable general del proyecto.

- **Dueño del riesgo.** Es aquel puesto que, por la naturaleza de sus funciones, recae en él la responsabilidad del riesgo y su gestión. El dueño del riesgo podrá asumir la ejecución de las acciones del plan de respuesta o podrá encargar a la dependencia correspondiente sin deslindarse de su responsabilidad.
- **Responsable de acciones de respuesta al riesgo.** Es aquel puesto del equipo que ha sido designado para hacerse cargo del seguimiento y la implementación de una fase del Plan de Respuesta a un Riesgo concretado en acciones, algunos de estos son:
 - Jefe de Recursos Humanos
 - Jefe de Ingeniería
 - Jefe de Compras
 - Jefe de Finanzas y Contabilidad
 - Jefe de Contratos
 - Jefe de Recursos Humanos
 - Jefe de Seguridad, Salud y Medioambiente

Cabe mencionar que se considera en el equipo la participación de un Analista de Riesgos, quien será el encargado de coordinar con todos los dueños de riesgo, responsables de acciones y reportar al gerente del proyecto.

9.2 Valorización y Categorización

Como se muestra en la figura Formato de Valorización y Categorización de Riesgos, la magnitud del riesgo viene denotada de la siguiente manera: Puntaje del Riesgo = Impacto por Probabilidad, mediante dicho cálculo es posible definir el tipo de Riesgo. Este se muestra mediante la clasificación de indicadores de la Matriz Probabilidad – Impacto. Cabe resaltar que, si el riesgo presenta varios objetivos impactados, su puntaje resulta ser la suma de todos los ítems involucrados.

CÓDIGO	TIPO DE FUENTE	CATEGORÍA	SUB CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	PROBABILIDAD	IMPACTO	P * I (por objetivo)	P * I (por riesgo) Suma	TIPO DE RIESGO	Dueño de riesgo
FRI-1	Interna	Gestión	Alcance	Actividades no consideradas	0,1	0,50	0,05	0,10	Bajo	Gerente de Proyecto
					0,1	0,50	0,05			
FRI-2	Interna	Gestión	Monitoreo y Control	Control deficiente	0,1	0,5	0,05	0,10	Bajo	Gerente de Proyecto
					0,1	0,5	0,05			
FRI-3	Interna	Gestión	Cronograma	Retrasos en ejecución de actividades.	0,1	0,9	0,09	0,18	Medio	Jefe de compras
					0,1	0,9	0,09			
FRI-4	Interna	Gestión	Recursos	Recursos no considerados	0,25	0,9	0,23	0,23	Medio	Jefe de ingeniería
FRI-5	Interna	Económico	Presupuesto	Presupuesto menor al real del alcance.	0,1	0,5	0,05	0,08	Bajo	Gerente de Proyecto
					0,1	0,25	0,03			
FRI-6	Interna	Financiero	Pago de proveedores	Falta de flujo de caja	0,1	0,25	0,03	0,03	Bajo	Gerente de Proyecto
FRI-7	Interna	Laboral	Seguridad	Ocurrencia de un accidente laboral	0,1	0,25	0,03	0,08	Bajo	Jefe de seguridad
					0,1	0,5	0,05			
FRI-8	Interna	Logísticos	Materiales	Defectuosos	0,25	0,25	0,06	0,31	Medio	Jefe de compras
					0,25	0,25	0,06			
					0,25	0,75	0,19			
FRI-9	Interna	Técnicos	Diseño	Ingeniería incorrecta	0,25	0,5	0,13	0,25	Medio	Jefe de ingeniería
					0,25	0,5	0,13			
FRI-10	Interna	Técnicos	Mano de obra	Personal de la localidad con poca experiencia	0,25	0,75	0,19	0,19	Medio	Jefe de RRHH
FRI-11	Interna	Logísticos	Proveedores	Materiales fuera de plazo	0,5	0,9	0,45	0,45	Alto Negativo	Jefe de compras
FRE-1	Externa	Climático	Meteorológico	No contar con plan de contingencias por el	0,1	0,5	0,05	0,13	Bajo	Jefe de Medio Ambiente
					0,1	0,75	0,08			
FRE-2	Externa	Económico	Tipo de cambio	Incremento del precio del dólar	0,25	0,25	0,06	0,06	Bajo	Jefe de Finanzas
FRE-3	Externa	Legal	Contrato	Incumplimiento de contrato	0,25	0,5	0,13	0,25	Medio	Jefe de contratos
					0,25	0,5	0,13			
FRE-4	Externa	Salud	Enfermedades	Epidemias, Pandemias	0,1	0,5	0,05	0,23	Medio	Jefe de seguridad y salud
					0,1	0,9	0,09			
					0,1	0,9	0,09			
FRE-5	Externa	Financiero	Tasa de interés	Es la tasa de interés alto	0,1	0,25	0,03	0,03	Muy bajo	Jefe de finanzas
FRE-6	Externa	Gestión	Imagen	Mejora de la imagen empresarial	0,6	0,7	0,42	0,42	Alto Positivo	Jefe de Marketing e imagen

Formato de Valorización y Categorización de Riesgos

De este modo, es posible seleccionar la prioridad en el Plan de Gestión de Riesgos del Proyecto en base al nivel de este. La columna tipo de riesgo (Extremo, Alto, Medio,

Bajo, Muy Bajo), se jerarquiza acorde al resultado de la magnitud de éste, cada riesgo debe mantener su código inicial ya que estos fueron definidos antes de la evaluación y permiten la trazabilidad.

En el análisis, se evidenció que existe un riesgo alto positivo y uno alto negativo, se trata de la mejora de la imagen de la empresa y la demora de llegada de materiales respectivamente.

En total, se identificaron 17 posibles riesgos, entre positivos y negativos (internos y externos), de los cuales se definen acciones para los riesgos de tipo alto.

9.3 Estrategias de Respuesta

En base a la categorización de los riesgos se procede a definir la estrategia de respuesta. Según el PMBOK 6ta Edición del PMI, se emplean las siguientes estrategias para amenazas:

- (i) Mitigar:** Implica tomar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrir o el impacto. La ejecución de acciones de mitigación de riesgos con antelación resulta ser más efectivas.
- (ii) Evitar:** Su implementación va dirigido a aquellos riesgos que presentan alta probabilidad de ocurrencia y alto impacto. Debido a que su incidencia amenaza el desempeño de todo el proyecto.
- (iii) Aceptar Activo:** Consiste en la aceptación del riesgo y se emplea medidas de contingencia ya sea en tiempo, recursos o dinero
- (iv) Aceptar Pasivo:** Consiste en la aceptación del riesgo sin la toma de medidas proactivas.
- (v) Transferir:** Comprende dar la responsabilidad o titularidad del riesgo a una empresa tercera, de tal forma, que ella maneje y soporte el impacto del riesgo si llega a suceder.

Según el PMBOK 6ta Edición del PMI, se emplean las siguientes estrategias para oportunidades:

- (i) **Escalar:** Esta estrategia de respuesta a los riesgos es apropiada cuando el equipo de trabajo define que una oportunidad o riesgo positivo está fuera del alcance del proyecto o que el Plan de Respuesta excede la autoridad del Gerente del Proyecto.
- (ii) **Mejorar:** En contraste a la estrategia de evitar, ésta se implementa cuando se desea incrementar la probabilidad de ocurrencia o impacto de una oportunidad o riesgo positivo.
- (iii) **Aceptar:** Adecuada para oportunidades de baja prioridad. No se toman decisiones proactivas.
- (iv) **Compartir:** Dar la propiedad de una oportunidad a un tercero para que éste comparta algunos de los beneficios.
- (v) **Explotar:** Adecuada para oportunidades de alta prioridad y que se desea incrementar la probabilidad de ocurrencia.

9.4 Plan de respuesta a Riesgos

En esta sección, se analiza la estrategia de respuesta más pertinente según el tipo de riesgo y causas que lo originan, se definen también las alertas tempranas y las acciones de respuesta necesarias. Se debe también precisar la urgencia del riesgo para ser tratado de forma temprana en su implementación de respuesta mediante un ordenamiento de prioridad. A esto se suma, el hecho de si resulta ser urgente o no lo cual está indicado en el siguiente formato de la figura de Formato de Respuesta a Riesgos.

SUB CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	TIPO DE RIESGO	Dueño de riesgo	Prioridad	Riesgo Urgente SI / NO	Respuesta a Riesgos Negativos	Repuesta a Riesgos Positivos	Acción de respuesta al riesgo (Estrategia)	Alerta Temprana	Responsable de la acción de respuesta al riesgo	Acción de Contingencia	Acciones Alternativas
Proveedores	Materiales fuera de plazo	Alto Negativo	Jefe de compras	1	SI	Contrato con marca de reconocida garantía	...	Mitigar	Revisión semanal de avance de la compra.	Jefe de compras	Considerar una reserva de contingencia.	Convenio de préstamo de empresa distribuidora.
Imagen	Mejora de la imagen empresarial	Alto Positivo	Jefe de Marketing e imagen	2	SI	...	Coordinar con el área de Prensa para difundir los beneficios del trabajo	Escalar	Mediciones de nivel de imagen	Jefe de Marketing e imagen
Materiales	Defectuosos	Medio	Jefe de compras	3	NO	Seguimiento y revisión de los protocolos de prueba de fábrica y calidad	...	Aceptar activo	Resultados de pruebas de calidad no cumplen variables evaluadas	Jefe de compras	Garantías y Penalidades bien detalladas en el contrato.	Lista de proveedores del mismo recurso.
Diseño	Ingeniería incorrecta	Medio	Jefe de ingeniería	4	NO	Realizar inspección previa antes del diseño e implementar revisión.	...	Aceptar activo	Número de observaciones críticas > 2	Jefe de ingeniería	Asignar Diseño a otros especialistas	Correcciones en fase de inicio de Obra
Contrato	Incumplimiento de contrato	Medio	Jefe de contratos	5	NO	Revisar cálculos de capacidad operativa, verificación quincenal.	...	Aceptar activo	Retraso de avance de cronograma	Jefe de contratos	Contratista de respaldo	Incremento de turnos de personal
Recursos	Recursos no considerados	Medio	Jefe de ingeniería	6	NO	Realizar inspección previa antes del diseño e implementar revisión.	...	Aceptar activo	Número de observaciones críticas > 2	Jefe de ingeniería	Asignar Diseño a otros especialistas	Correcciones en fase de inicio de Obra.
Enfermedades	Epidemias, Pandemias	Medio	Jefe de seguridad y salud	7	NO	Contratación de seguros de Salud con Plan de vacunación contra enfermedades frecuentes.	...	Transferir	Informes de OPS/OMS	Jefe de seguridad y salud	Control médico periódico, trabajos remotos, reforzar prevención	Personal de respaldo
Mano de obra	Personal de la localidad con poca experiencia	Medio	Jefe de RRHH	8	NO	Implementar el plan de capacitaciones y certificaciones a un tercero especialista.	...	Transferir	Evaluaciones de desempeño < 70%	Jefe de RRHH	Empresa de capacitación externa	Formación de nuevos talentos
Cronograma	Retrasos en ejecución de actividades.	Medio	Jefe de compras	9	NO	Implementar reuniones de seguimiento semanal para revisar el avance.	..	Aceptar activo	Resultado del SPI <0.95	Jefe de compras	Préstamo de materiales de otro proyecto	Compra directa de materiales para inicio de Obra
Meteorológico	No contar con plan de contingencias por el	Bajo	Jefe de Medio Ambiente	10	NO	Aceptar pasivo	...	Jefe de Medio Ambiente
Alcance	Actividades no consideradas	Bajo	Gerente de Proyecto	11	NO	Aceptar pasivo	...	Gerente de Proyecto
Monitoreo y Control	Control deficiente	Bajo	Gerente de Proyecto	12	NO	Aceptar pasivo	...	Gerente de Proyecto
Presupuesto	Presupuesto menor al real del alcance.	Bajo	Gerente de Proyecto	13	NO	Aceptar pasivo	...	Gerente de Proyecto
Seguridad	Ocurrencia de un accidente laboral	Bajo	Jefe de seguridad	14	NO	Aceptar pasivo	...	Jefe de seguridad
Tipo de cambio	Incremento del precio del dólar	Bajo	Jefe de Finanzas	15	NO	Aceptar pasivo	...	Jefe de Finanzas
Pago de proveedores	Falta de flujo de caja	Bajo	Gerente de Proyecto	16	NO	Aceptar pasivo	...	Gerente de Proyecto
Tasa de interés	Es la tasa de interés alto	Muy bajo	Jefe de finanzas	17	NO	Aceptar pasivo	...	Jefe de finanzas

Formato de Respuesta a Riesgos

Existen dos riesgos altos que a la vez son urgentes y para ellos se ha considerado acciones de mitigación en el caso del riesgo negativo y acciones de escalamiento para el caso del riesgo positivo. Todos los demás riesgos son de tipo medio a bajo y muy bajo, para ellos se ha considerado acciones de aceptar activo y pasivo y de mitigar y transferir en algunos casos.

El responsable de la ejecución de la acción de respuesta es el mismo dueño del riesgo.

10. Conclusiones

En el desarrollo del Plan de Gestión de Riesgos donde se lograron identificar 17 riesgos de fuente externa e interna.

Se determinó 1 riesgo positivo de nivel alto, y un riesgo negativo de nivel alto que es mitigable, ambos deben ser tratados como urgentes e implementarse los planes de respuesta desde antes del inicio del proyecto.

Se puede afirmar que el nivel de riesgo global del proyecto es MEDIO, y que implementando las acciones urgentes puede pasar a nivel BAJO, por lo tanto, es factible su ejecución desde el punto de vista del riesgo.

11. Recomendaciones

Aprobación del plan de gestión de riesgos por parte del gestor del proyecto y gerente del proceso y asignar los recursos necesarios para la implementación.

Realizar la evaluación del comportamiento de los riesgos durante la ejecución para corregir las desviaciones y al cierre del proyecto para comparar respecto a lo planificado y elevar el documento dentro de las lecciones aprendidas.

Anexo 4: Plan de gestión de los Interesados

Historial de versiones

Fecha	Versión	Autor	Organización	Descripción
21/12/2023	V1	M. Santana

Información del proyecto

Empresa / Organización	Empresa Distribuidora de Lima
Proyecto	Automatización de interruptores de Sub-Estaciones Eléctrica de 60kV/10kV para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima
Fecha de preparación	18/12/2023
Cliente	Usuarios de Electricidad

1. Objetivo

Realizar el Plan de Gestión de los interesados del Proyecto “Automatización de interruptores de Sub-Estaciones Eléctrica de 60kV/10kV para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima”, el objetivo del Plan es identificar a las personas, grupos u organizaciones que pueden afectar el proyecto o pueden resultar afectados por el mismo. También analizar las expectativas de los interesados y desarrollar estrategias de gestión para evitar algún impacto en el proyecto.

2. Alcance

En el presente documento se desarrollará el Plan de Gestión de los interesados el cual incluye la identificación de estos, analizar y planificar el grado de interés o involucramiento con el proyecto.

Realizar la Matriz de evaluación del involucramiento de los interesados para gestionar su participación en las fases del proyecto mediante estrategias y enfoques. Finalmente monitorear el involucramiento de los interesados y de ser necesario adaptar las estrategias.

3. Datos de las unidades de trabajo del Proyecto

El proyecto consiste en automatizar los interruptores de las subestaciones 60 kV/ 10 kV con el objetivo de mejorar la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica mediante la automatización del cierre de interruptores y la reducción del tiempo de las interrupciones.

Las unidades de trabajo son la subestación eléctrica de 60kV a 10 kV en la zona de Lima y sus componentes:

- El Transformador de potencia de 60 kV a 10 kV
- La barra de 10 kV
- Los interruptores de potencia de 60 kV y 10 kV
- El circuito de acople de barras de 10 kV
- Los circuitos de salida de alimentadores de 10 kV
- El sistema de control local

4. Enfoque de gestión de los interesados del proyecto

En esta sección se documenta el enfoque que tendrá la gestión de los interesados del proyecto, incluye:

- Identificar los grupos de interés y personas afectados por el proyecto.
- Analizar expectativas de los interesados.
- Planificar la gestión de los interesados mediante estrategias para lograr su participación.
- Comunicación continua con para gestionar los cambios de expectativas.
- Seguimiento a la gestión de interesados para ajustar las estrategias.

5. Cronograma de elaboración del plan

En la siguiente Figura, se muestra el cronograma de elaboración del plan de gestión de interesados.

Descripción	DIAS						
	1	2	3	4	5	6	7
Automatización de interruptores de Sub Estaciones Eléctrica de 60kV/10kV para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Lima.							
Planificación de la gestión de interesados							
Identificación y Registro de Interesados							
Identificación	■	■					
Registro	■	■					
Evaluación y clasificación							
Evaluación			■				
Clasificación			■				
Planificación y gestión del involucramiento							
Impacto				■			
Nivel de participación(C/D)				■	■		
Estrategias				■	■		
Requerimientos de comunicación a los interesados							
Requerimientos						■	
Plazos						■	■

Cronograma elaboración del Plan de Gestión de interesados

6. Registro de los interesados del proyecto

Se identifican y registrar a los principales interesados en este tipo de proyecto y se les clasifica en base a sus expectativas, su grado de influencia e interés y a su posible tipo de aceptación sobre el proyecto. Ver figura Registro de interesados de proyecto.

El mayor interés viene de parte de las empresas distribuidoras y sectores productivos, también de los organismos del estado. Al mismo tiempo el mayor grado de influencia es de parte de los organismos del estado.

Tipo	Información de identificación					Evaluación y clasificación				
	Interesado	Puesto	Ubicación	Rol en el proyecto	Teléfono	Expectativas	Fase de mayor interés	Partidario / Neutral / Reticente	Grado de influencia	Grado de interés
Externo	Usuarios de energía eléctrica	Usuario	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	Tener un servicio con interrupciones de corta duración.	Planificación y Ejecución	Neutral	Bajo	Medio
Interno	Empresas distribuidoras	Gerente	Lima	Financiamiento	...	Lograr las metas de indicadores de la calidad del servicio de energía eléctrica	Planificación Ejecución Monitoreo Control Cierre	Partidario	Medio	Alto
Interno	Especialistas	Ingeniero Técnico	Lima	Implementación de la Automatización	...	Aprendizaje de nuevas tecnologías	Planificación y Ejecución	Partidario	Bajo	Medio
Interno	Trabajadores operativos	Operador	Lima	Maniobras de operación	...	Sistema fácil de operar	Planificación y Ejecución	Neutral	Bajo	Bajo
Externo	Sectores productivos e institucionales (Fábricas, Comercios, Banca, Servicio)	Gerente	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	Tener un servicio ininterrumpido .	Planificación y Ejecución	Neutral	Medio	Alto
Externo	Organismos del estado (Minem, Osinegmin)	Director	Lima	Promotor y supervisor de la inversión	...	Mejora de la calidad de servicio a un costo adecuado.	Planificación	Reticente	Alto	Alto
Externo	Organismos del estado (Indecopi)	Director	Lima	Defensa del consumidor.	...	Pago acorde al servicio brindado.	Planificación	Reticente	Alto	Alto

Registro de interesados del proyecto

7. Impacto del proyecto sobre los interesados

En la figura se muestra el impacto o cambio que el proyecto significa para los interesados, se toma de referencia la base de registro de interesados ya realizada en el punto 5. Todos los impactos son de tipo positivo porque el proyecto beneficia a los interesados, solo en el caso del personal operador, el impacto podría ser percibido de diferente forma ya que la automatización reemplaza algunas de las tareas que realizan. Ver Figura Impacto sobre los interesados.

Tipo	Información de identificación					Descripción del impacto que significa el proyecto
	Interesado	Puesto	Ubicación	Rol en el proyecto	Teléfono	
Externo	Usuarios de energía eléctrica	Usuario	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	Tendrán menor tiempo de interrupciones de la energía eléctrica.
Interno	Empresas distribuidoras	Gerente	Lima	Financiamiento	...	Mejora de indicadores y evitar penalizaciones.
Interno	Especialistas	Ingeniero Técnico	Lima	Implementación de la Automatización	...	Ganancia de conocimiento y experiencia
Interno	Trabajadores operativos	Operador	Lima	Maniobras de operación	...	Menor cantidad de maniobras manuales
Externo	Sectores productivos e institucionales (Fábricas, Comercios, Banca, Servicio)	Gerente	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	Tendrán menor tiempo de interrupciones de la energía eléctrica y mayor productividad.
Externo	Organismos del estado (Minem, Osinegmin)	Director	Lima	Promotor y supervisor de la inversión	...	Evidenciar necesidades de normar la automatización e incrementar su promoción.
Externo	Organismos del estado (Indecopi)	Director	Lima	Defensa del consumidor.	...	Menor cantidad de reclamos por mala calidad del servicio.

Impacto sobre los interesados

8. Nivel de participación actual y deseado de los interesados

Se ha clasificado a los interesados según su nivel de participación actual (C), y consignando el nivel de participación esperado.

Los niveles de participación se pueden clasificar en: Desconocedor, reticente, neutral, partidario y líder. Se documentan en la matriz de evaluación de participación de los interesados.

Para señalar el nivel de participación actual se coloca una C, para reflejar el nivel de participación deseado se coloca una D. Figura Nivel de participación de los interesados.

Tipo	Información de identificación					Desconocedor	Reticente	Neutral	Partidario	Líder
	Interesado	Puesto	Ubicación	Rol en el proyecto	Teléfono					
Externo	Usuarios de energía eléctrica	Usuario	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	C			D	
Interno	Empresas distribuidoras	Gerente	Lima	Financiamiento	...				C	D
Interno	Especialistas	Ingeniero Técnico	Lima	Implementación de la Automatización	...				C D	
Interno	Trabajadores operativos	Operador	Lima	Maniobras de operación	...			C	D	
Externo	Sectores productivos e institucionales (Fábricas, Comercios, Banca, Servicio)	Gerente	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	C			D	
Externo	Organismos del estado (Minem, Osinegmin)	Director	Lima	Promotor y supervisor de la inversión	...		D		D	
Externo	Organismos del estado (Indecopi)	Director	Lima	Defensa del consumidor.	...	D		D		

Nivel de participación de los interesados

9. Estrategias para la gestión de los interesados del proyecto

La gestión de la participación de los interesados se basa en sus necesidades, intereses e impactos potenciales en el proyecto.

En base al grado de influencia e interés que tenga en interesado, las estrategias de gestión a aplicar son:

- Gestionar atentamente.
- Mantener satisfecho.
- Mantener informado.

- Monitorear.

Cada estrategia, va acompañada de acciones específicas que deben considerarse en el plan para que el proyecto sea exitoso. Ver figura Estrategias para la gestión de los interesados.

Tipo	Información de identificación				Estrategia	Acciones específicas
	Interesado	Puesto	Ubicación	Rol en el proyecto		
Externo	Usuarios de energía eléctrica	Usuario	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	Mantener Informado	Publicaciones mensuales en la web de la empresa informando avances y beneficios del proyecto y cortes de energía planificados para la puesta en servicio.
Interno	Empresas distribuidoras	Gerente	Lima	Financiamiento	Mantener Satisfecho	Reportes semanales de los avances de costos, cronograma y alcance.
Interno	Especialistas	Ingeniero Técnico	Lima	Implementación de la Automatización	Monitorear	Reuniones mensuales de feedback sobre lecciones aprendidas.
Interno	Trabajadores operativos	Operador	Lima	Maniobras de operación	Monitorear	Reuniones mensuales de feedback sobre detalles de operación del nuevo proyecto.
Externo	Sectores productivos e institucionales (Fábricas, Comercios, Banca, Servicio)	Gerente	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	Mantener Informado	Comunicaciones mensuales sobre el avance y beneficios del proyecto y programación anticipada de cortes para puesta en servicio.
Externo	Organismos del estado (Minem, Osinegmin)	Director	Lima	Promotor y supervisor de la inversión	Gestionar atentamente	Comunicaciones mensuales sobre el avance y beneficios del proyecto. Visita al proyecto en las etapas de mayor importancia. Capacitación sobre la nueva tecnología.
Externo	Organismos del estado (Indecopi)	Director	Lima	Defensa del consumidor.	Mantener Informado	Comunicaciones mensuales sobre el avance y beneficios del proyecto.

Estrategias para la gestión de los interesados

10. Requerimientos de comunicación con los interesados

En la Figura Requerimientos de comunicación a los interesados, se indica la información a remitir a los interesados, el motivo y la frecuencia, también el impacto que se espera lograr.

Tipo	Información de identificación					Nivel de detalle	Lenguaje	Motivo de distribución	Impacto esperado en el nivel de participación	Plazo / Frecuencia de distribución
	Interesado	Puesto	Ubicación	Rol en el proyecto	Teléfono					
Externo	Usuarios de energía eléctrica	Usuario	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	Básico	Convencional /Sencillo	Informativo	El conocimiento general del proyecto y apoyo al mismo.	Mensual
Interno	Empresas distribuidoras	Gerente	Lima	Financiamiento	...	Medio	Convencional	Respaldo del proyecto	Involucramiento directo en el proyecto y liderazgo del mismo a nivel gerencial.	Semanal
Interno	Especialistas	Ingeniero Técnico	Lima	Implementación de la Automatización	...	Alto	Técnico	Gestión optima del proyecto	Mantener su interes y apoyo . Desarrollo profesional	Mensual
Interno	Trabajadores operativos	Operador	Lima	Maniobras de operación	...	Alto	Técnico	Capacitación	Conosca más de cerca el detalle técnico, incrementar el nivel de confianza en la nueva tecnología.	Mensual
Externo	Sectores productivos e institucionales (Fábricas, Comercios, Banca, Servicio)	Gerente	Lima	Beneficiario de la mejora de la calidad	...	Basico	Convencional /Sencillo	Informativo	Aceptación y apoyo al proyecto .Brindar facilidades para cortes de puesta en servicio.	Mensual
Externo	Organismos del estado (Minem, Osinegmin)	Director	Lima	Promotor y supervisor de la inversión	...	Medio	Convencional /Sencillo	Validación	Mayor conocimiento del proyecto y sus beneficios.Mayor visión de ls nuevas tecnologías	Mensual
Externo	Organismos del estado (Indecopi)	Director	Lima	Defensa del consumidor.	...	Básico	Convencional /Sencillo	Informativo	Visión clara de los beneficios del proyecto.	Mensual

Requerimientos de comunicación a los interesados

11. Procedimiento para actualizar el plan de gestión de los interesados

El plan de gestión de los interesados se actualiza durante el desarrollo del proyecto en caso de que se presenten incidentes, lecciones aprendidas relevantes o en caso de que aparezcan nuevos interesados.

Es conveniente una revisión quincenal al plan de gestión y en caso de modificación debe ser aprobado por el gerente del proyecto y comunicar la actualización a la organización para que puedan actualizarse otros planes subsidiarios.

12. Conclusiones

En el desarrollo del Plan de Gestión de Interesados, se identificó un interesado que requiere de una gestión con tipo de estrategia “Gestionar Atentamente” para el éxito de este tipo de proyecto, se trata del organismo de Supervisión del estado Osinergmin.

13. Recomendaciones

Aprobación del Plan de gestión de interesados por parte del gestor del proyecto y asignar los recursos necesarios para la implementación.