

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica




TESIS

“Automatización de un sistema eléctrico de distribución de media tensión para mejorar sus indicadores de calidad de suministro”

Para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista


Elaborado por:

Gian Pier Fernando Huari Estelo

 0009-0001-5854-2713

Asesor:

Dr. Fredy Alberto Saravia Poicón

 0000-0002-8097-9524

LIMA-PERÚ

2023

Dedicatoria

A mi papá, hermano y en especial a mi mamá por ser mi familia y darme siempre un hogar al que regresar y por su apoyo incondicional.

Resumen

Las necesidades energéticas de la sociedad actual exigen una red eléctrica más eficiente y confiable, es decir que ofrezcan continuidad y buena calidad del servicio el mayor tiempo que sea posible. Esto es completamente alcanzable gracias a los avances tecnológicos de control remoto que pueden discernir los eventos de un sistema y ejecutar acciones automáticas propicias para mantener funcionando correctamente el sistema, de esta manera se puede mejorar la calidad de suministro eléctrico.

El presente trabajo analiza los criterios técnicos para automatizar un sistema de distribución eléctrico de media tensión. A partir de dicho análisis y como producto de la investigación, se plantea el siguiente desarrollo.

El capítulo I se denomina “Introducción”, donde se aborda la descripción del problema, justificación del tema a desarrollar, objetivos, hipótesis del tema a desarrollar.

El capítulo II denominado “Marco Teórico”, donde se aborda los fundamentos conceptuales que desarrolla el tema de investigación, que permitirán al lector tener una visión más clara de los conceptos que se desarrollarán y explicarán en el capítulo V.

El capítulo III denominado “Marco Conceptual”.

El capítulo IV denominado “Hipótesis y operacionalización de variables”.

El capítulo V denominado “Metodología de la investigación”.

El capítulo VI se denomina “Desarrollo del trabajo de investigación”, donde se presenta la metodología aplicada para la óptima colocación de equipos de protección, y control, se detallan también los parámetros a considerar para la coordinación de los equipos (protección y control) para su correcto funcionamiento ante la presencia de una falla en la red eléctrica. Así mismo, se describen los protocolos y tecnología de comunicación a

utilizar para establecer la comunicación entre los equipos de campo con un centro de control.

El capítulo VII se denomina “Análisis y discusión de Resultados”, se desarrolla la evaluación técnica.

Finalmente, el capítulo VIII se denomina “Conclusiones y Recomendaciones”, donde se describen las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

Abstract

The energy needs of today's society require a more efficient and reliable electricity network, that is, to offer continuity and good quality of service as long as possible. This is completely achievable thanks to the technological advances of remote control that can discern the events of a system and carry out automatic actions conducive to keep the system functioning properly, in this way the quality of electricity supply can be improved.

This present work analyzes the technical criteria to automate a medium voltage electrical distribution system. From this analysis and as a product of the investigation, we propose the following development.

Chapter I is called "Introducción", which deals with the description of the problem, justification of the topic to be developed, objectives, hypotheses of the topic to be developed.

Chapter II called "Marco Teórico", which addresses the conceptual foundations that develop the theme of our research, which will allow the reader to have a clearer view of the concepts that will be developed and explained in Chapter V.

Chapter III called "Marco Conceptual".

Chapter IV called " Hipótesis y operacionalización de variables ".

Chapter V called "Metodología de la Investigación".

Chapter VI is called "Desarrollo del trabajo de investigación", where the methodology applied for the optimal placement of protection equipment and control is presented, the parameters to be considered for the coordination of the equipment (protection and control) for its correct operation in the presence of a mains failure. Likewise, the protocols

and communication technology to be used to establish communication between the field teams with a control center will be shown.

Chapter VII is called " Análisis y discusión de Resultados "; the technical evaluation is developed.

Finally, Chapter VIII is called "Conclusiones y recomendaciones", which describes the conclusions and recommendations of this work.

Tabla de Contenido

Dedicatoria	I
Resumen	II
Abstract	IV
Capítulo I: Introducción	1
1.1. Generalidades	2
1.2. Descripción del problema de investigación	2
1.3. Justificación	7
1.3.1. Valor Teórico	7
1.3.2. Valor Social	7
1.3.3. Valor Metodológico	8
1.4. Objetivos.....	9
1.4.1. Objetivo General.....	9
1.4.2. Objetivos Específicos	9
1.5. Antecedentes Bibliográficos	9
1.5.1. Revisión de artículos técnicos e indexados.....	10
1.5.2. Revisión de tesis.....	13
Capítulo II: Marco teórico.....	15
2.1. Sistema interconectado nacional	16
2.1.1. Generación	16
2.1.2. Transmisión	17
2.1.3. Distribución	18
2.2. Sistema de distribución eléctrico.....	19
2.2.1. Sistema de Distribución Primario	19
2.2.2. Sistema de Distribución Secundario.....	19
2.3. Automatización de redes eléctricas.....	20
2.3.1. Objetivo de la automatización	21
2.3.2. Ventajas de la automatización	22
2.4. Automatización de los sistemas de distribución eléctrico	23
2.4.1. Sistema SCADA.....	23
2.4.2. Niveles de Control en subestaciones eléctricas	25
2.4.3. Protocolos de Comunicación.....	29
2.4.4. Sistemas de Comunicación.....	42
2.4.5. Automatización de Subestación Eléctrica.....	46
2.5. Fallas en la red eléctrica	62
2.5.1. Tipos de Fallas por cortocircuito	63
2.6. Indicadores de la calidad de suministro	69
2.6.1. Saifi.....	71

2.6.2. Saidi.....	72
2.6.3. Caidi	73
Capítulo III: Marco conceptual	74
3.1. Componentes de la Red de Distribución	75
Capítulo IV: Hipótesis y operacionalización de variables	77
4.1. Hipótesis.....	78
4.1.1. Hipótesis General	78
4.1.2. Hipótesis Específicas	78
4.2. Variables.....	78
4.2.1. Variables dependientes.....	78
4.2.2. Variables independientes.....	78
Capítulo V: Metodología de la investigación	79
5.1. Tipo y diseño de la investigación	80
5.1.1. Investigación Exploratoria	80
5.1.2. Investigación Bibliográfica.....	80
5.1.3. Investigación Cuantitativa	80
5.1.4. Investigación Aplicativa.....	80
5.1.5. Investigación Explicativa	80
5.2. Matriz de consistencia.....	81
Capítulo VI: Desarrollo de trabajo de investigación.....	82
6.1. Alcance de la propuesta.....	83
6.2. Filosofía de la estructura topológica.....	84
6.2.1. Estructura Topológica de un Alimentador MT de Red Subterránea.....	85
6.2.2. Estructura topológica de un alimentador MT de red mixta.....	86
6.3. Metodología de ubicación para equipos de telecontrol en la red MT	87
6.3.1. Alimentador MT con red tipo mixta.....	88
6.3.2. Alimentador MT con red tipo subterránea	89
6.4. Tipos de celdas en sed convencionales TC	103
6.5. Equipos de suplencia con TC.....	104
6.6. Retiro de poste con fusible (PF).....	105
6.7. Aplicación de metodología en alimentadores de media tensión reales.....	109
6.7.1. Rendimiento histórico de la red MT	109
6.7.2. Ocurrencia de fallas y clasificación de los alimentadores de la red MT	110
6.7.3. Implementación de la Automatización en los alimentadores críticos MT	111
Capítulo VII: Análisis de resultados y contrastación de hipótesis	129
7.1. Validación de hipótesis	132
Capítulo VIII: Conclusiones y recomendaciones	133
8.1. Conclusiones	134
8.2. Recomendaciones	134

9. Referencias bibliográficas	135
10. Anexos.....	137
10.1. Anexo 1: Topología de la red tipo cable	137
10.2. Anexo 2: Topología de la red tipo mixta	138
10.3. Anexo 3: Casos de suplencia – enlaces auxiliares.....	139
10.4. Anexo 4: Subestación eléctrica de distribución convencional telecontrolada...	148
10.5. Anexo 5: Seccionador aéreo – reconectador telecontrolado	149

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1-1: SAIFI (hrs.) periodo 2015-2016.....	5
Ilustración 1-1: SAIDI (hrs.) periodo 2015-2016.....	5
Ilustración 1-1: Metodología para la implementación de la automatización en las redes de MT.....	8
Ilustración 1-1: Reducción de ENS después de la optimización de los alimentadores de Mashhad.....	12
Ilustración 1-1: Mejoras de la continuidad del suministro eléctrico con la implementación de subestaciones inteligentes MV/LV.....	13
Ilustración 2-1: Cadena de Energía Eléctrica.....	16
Ilustración 2-2: Tipos de Generación Eléctrica.....	17
Ilustración 2-3: Subestación eléctrica de Transmisión.....	17
Ilustración 2-4: Distribución de la energía eléctrica.....	18
Ilustración 2-5: Diagrama unifilar de un sistema de potencia.....	20
Ilustración 2-6: Arquitectura de comunicación.....	28
Ilustración 2-7: Protocolos de comunicación típicos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia.....	30
Ilustración 2-8: Topologías de Red DNP3.....	34
Ilustración 2-9: Estructura del IEC.....	37
Ilustración 2-10: Estructura del mensaje bajo el IEC 60870-5-101.....	40
Ilustración 2-11: Marco de longitud fija y carácter de control único.....	40
Ilustración 2-12: Arquitectura GSM/GPRS.....	42
Ilustración 2-13: Arquitectura GSM/GPRS.....	44
Ilustración 2-14: Celda seccionador de línea.....	47
Ilustración 2-15: Celda seccionador con fusible.....	48
Ilustración 2-16: Celda de Interruptor.....	49
Ilustración 2-17: Esquema de instalación de RGDAT Interior.....	50
Ilustración 2-18: Señalización Led de RGDAT Interior.....	51
Ilustración 2-19: Diagrama de conexiones de Relé NA-11.....	52
Ilustración 2-20: Banco de baterías de 12V para energización de UP Interior y servicios auxiliares.....	53
Ilustración 2-21: Componentes de UP Interior.....	54
Ilustración 2-22: Modem ZIV, operación entre dos equipos interconectados a través de una red WAN.....	54
Ilustración 2-23: Componentes de una subestación eléctrica telecontrolada.....	55
Ilustración 2-24: Transformador de Tensión.....	56
Ilustración 2-25: Componentes del Seccionador Aéreo.....	56
Ilustración 2-26: Banco de baterías de 12 V.....	57
Ilustración 2-27: Componentes de UP Exterior.....	58
Ilustración 2-28: Modem ZIV.....	59
Ilustración 2-29: Caja electrónica de RGDAT Exterior.....	59
Ilustración 2-30: Sensores de Corriente y Tensión del RGDAT.....	60
Ilustración 2-31: Componentes de un Seccionador Aéreo Telecontrolado.....	60
Ilustración 2-32: Componentes de un Reconectador Telecontrolado.....	62
Ilustración 2-33: Falla trifásica.....	64
Ilustración 2-34: Falla bifásica, sin contacto a tierra (a), y tierra (b).....	65
Ilustración 2-35: Falla a tierra sistema aislado.....	66

Ilustración 2-36: Doble falla a tierra en dos puntos distintos simultáneos en sistema de cables.	67
Ilustración 2-37: Doble falla a tierra en dos puntos distintos simultáneos.....	67
Ilustración 2-38: Doble falla a tierra en dos puntos distintos simultáneos.....	68
Ilustración 2-39: Árbol lógico de SAIDI.....	72
Ilustración 6-1: Red eléctrica de MT del Sistema Eléctrico de Lima Norte.....	83
Ilustración 6-2: Alimentador MT de Red Aérea sin equipos TC.	88
Ilustración 6-3: Alimentador MT de red aérea con equipos TC.....	89
Ilustración 6-4: Alimentador MT de Red Mixta sin equipos TC – Caso 1.....	90
Ilustración 6-5: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 1.....	91
Ilustración 6-6: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 1.....	92
Ilustración 6-7: Alimentador MT de red mixta sin equipos de TC – Caso 2.	92
Ilustración 6-8: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 2.....	93
Ilustración 6-9: Alimentador de red mixta con equipos de TC – Caso 2.	94
Ilustración 6-10: Alimentador de red mixta sin equipos de TC – Caso 3.....	95
Ilustración 6-11: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 3.....	95
Ilustración 6-12: Alimentador de red mixta con equipos de TC – Caso 3.	97
Ilustración 6-13: Alimentador de red mixta sin equipos de TC – Caso 4.....	98
Ilustración 6-14: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 4.....	98
Ilustración 6-15: Alimentador MT de red mixta con equipos de TC – Caso 4.	100
Ilustración 6-16: Alimentador de red mixta sin equipos de TC – Caso 5.....	101
Ilustración 6-17: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 5.....	101
Ilustración 6-18: Alimentador de red mixta con equipos de TC – Caso 5.	103
Ilustración 6-19: Disposición de celdas MT en SED Convencional Telecontrolada ...	104
Ilustración 6-20: Disposición de celdas MT en SED Convencional Telecontrolada. ..	105
Ilustración 6-21: Falla presente en red MT.....	106
Ilustración 6-22: Actuación de PF ante presencia de falla en la red MT.	106
Ilustración 6-23: Retiro y cambio de PF's en red Aérea MT.	107
Ilustración 6-24: Retiro y cambio de PF's en red Aérea MT.	108
Ilustración 6-25: Retiro y cambio de PF's en red mixta MT.	108
Ilustración 6-26: Retiro de PF's en red Aérea MT.	109
Ilustración 6-27: Red eléctrica MT de sistema Eléctrico de distribución MT.	110
Ilustración 6-28: Esquema Unifilar de Alimentador MT J-05, situación antes de implementación de equipos de Telecontrol.	112
Ilustración 6-29: Representación unifilar resumida del Alimentador J-05, situación antes de la implementación de los equipos de Telecontrol.	113
Ilustración 6-30: Representación unifilar resumida del Alimentador J-05 con reformas de Redes, situación antes de instalación de Equipos de Telecontrol.	115
Ilustración 6-31. Representación unifilar resumida del Alimentador J-05 con reformas de Redes, situación con instalación de Equipos de Telecontrol.	116
Ilustración 6-32: Presencia de falla en Red MT del Alimentador J-05.	117
Ilustración 6-33: Desenergización de la Red debido a la presencia de la falla en la red MT.	118
Ilustración 6-34: Apertura remota de celdas para aislación de falla en alimentador J-05.	118
Ilustración 6-35: Cierre remoto de celdas para energización parcial de alimentador J-05.	119

Ilustración 6-36: Cierre remoto de seccionador aéreo bajo carga para energización de clientes del Alimentador J-05.	119
Ilustración 6-37: Enlace de comunicación entre equipos de telecontrol de campo con sistema SCADA.	120
Ilustración 6-38: Presencia de falla en Red MT del Alimentador J-05.	121
Ilustración 6-39: Desenergización de la red MT debido a la presencia de la falla en la red MT.	122
Ilustración 6-40: Apertura remota de seccionador bajo carga y apertura automática de celda para aislación de falla en alimentador J-05.....	123
Ilustración 6-41: Cierre remoto de celda para energización parcial de clientes del alimentador J-05.	123
Ilustración 7-1: Comparación de Total Clientes afectados del alimentador J-05 para la condición con Telecontrol y sin Telecontrol.....	131
Ilustración 7-2: Comparación de Total Clientes afectados x minutos del alimentador J-05 para la condición con Telecontrol y sin Telecontrol.....	131

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Estructura del protocolo para IEC 60870-5-104.	41
Tabla 2-2: Listado de componentes de una subestación telecontrolada.	55
Tabla 2-3: Listado de componentes del seccionador aéreo.	57
Tabla 2-4: Listado de componentes de una seccionador aéreo telecontrolado.	60
Tabla 2-5: Listado de componentes de una seccionador aéreo telecontrolado.	62
Tabla 6-1: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 1.	91
Tabla 6-2: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 2.	93
Tabla 6-3: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 3.	96
Tabla 6-4: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 4.	98
Tabla 6-5: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 5.	102
Tabla 6-6: Tipos de celdas MT en SED's convencionales TC.	104
Tabla 6-7: Ajustes de 51P en cabecera de relé de cabecera de alimentador MT.....	109
Tabla 6-8: Alimentadores Críticos.	111
Tabla 6-9: Características Alimentador MT J-05.	111
Tabla 6-10: Registro histórico anual de interrupciones imprevista en la Red MT del Alimentador J-05.....	114
Tabla 6-11: Resumen de indicadores del alimentador J-05 con la implementación de equipos de telecontrol para el caso N°1 del registro anual de interrupciones.....	120
Tabla 6-12. Resumen de indicadores del alimentador J-05 con la implementación de equipos de telecontrol para el caso N°11 del registro anual de interrupciones.....	124
Tabla 6-13: Resumen de indicadores del alimentador J-05 con la implementación de equipos de telecontrol para todos los casos del registro anual de interrupciones.	125
Tabla 6-14: Cuadro comparativo de Indicadores de calidad de suministro del alimentador J-05 para la condición con y sin telecontrol.	128
Tabla 7-1. Cuadro resumen comparativo de indicadores de calidad de suministro eléctrico del alimentador J-05 con telecontrol y sin telecontrol.....	130

Capítulo I: Introducción

1.1. Generalidades

El dominio del sistema de distribución asume la responsabilidad de entregar la electricidad desde el sistema de transmisión a los usuarios finales en el dominio del cliente. Aproximadamente el 90% de las interrupciones de los clientes se atribuyen a fallas en los componentes de distribución a nivel del alimentador, como se indica en el artículo “The study of the reliability indices of distribution networks with vit switches on the mv feeders automation” elaborado por H.Sharifian, V.Baghshani y H. Honaramoz (2013). En el entorno actual, el operador de la red de distribución se ve obligado a aumentar o a optimizar las inversiones debido al aumento de las exigencias normativas y de regulación, así como de los clientes para mantener el nivel óptimo de confiabilidad de su red y mejorar la calidad del suministro. Una de las soluciones frente a estos desafíos que enfrentan los gestores de las redes de distribución es la implementación de sistemas de automatización. Los resultados esperados de la aplicación del sistema automatizado de distribución en redes de distribución incluyen, por ejemplo, reducir la pérdida o salida de operación de línea, mantener la calidad de la energía, optimizar el uso de los equipos, extender la vida útil de los equipos, reducción del tiempo de interrupción de energía mediante el monitoreo en tiempo real de la red, uso óptimo de energía, compatibilidad del sistema y mejora de la confiabilidad.

1.2. Descripción del problema de investigación

Las redes de distribución de energía eléctrica son las partes más extensas de los sistemas de energía. Estas redes son la interfaz entre los consumidores y los productores y los sistemas de transmisión y, dado que están cerca de los consumidores finales, son especialmente sensibles. Debido a la predominancia de la estructura radial en las redes de distribución y la diversidad de los equipos utilizados, la mayor parte del sistema expuesta a la reducción de la confiabilidad en el sistema eléctrico corresponde

a las redes de distribución. La confiabilidad de los sistemas eléctricos se mide a través de indicadores, tales como SAIFI¹, SAIDI², entre otros.

El indicador SAIDI es comúnmente utilizado como un indicador de calidad para servicios de energía eléctrica. SAIDI es la duración promedio de interrupción por cliente atendido, y es calculado de la siguiente manera:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupción de Clientes}}{\text{Número total de Clientes atendidos}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T}$$

Donde N_i es el número de clientes afectados en cada interrupción, r_i es la duración de cada interrupción y N_T es el número total de clientes atendidos. Por lo que el SAIDI es medido en unidades de tiempo, a veces en minutos o horas. Este indicador es usualmente medido durante el transcurso de un año, de acuerdo con el estándar de la IEEE³.

SAIDI forma una base sólida para medir el rendimiento y proporciona una visión más clara del rendimiento, tanto a diario como durante eventos importantes.

Otro indicador importante es el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) el cual nos proporciona información acerca de la frecuencia promedio de interrupción por cliente sobre un área predefinida.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número de Clientes afectados durante la Interrupción}}{\text{Número total de Clientes atendidos}} = \frac{\sum N_i}{N_T}$$

El uso de los índices SAIDI y SAIFI para evaluar la confiabilidad del suministro de electricidad es un método generalmente aceptado, aplicado por muchas operadoras de distribución eléctrica alrededor del mundo.

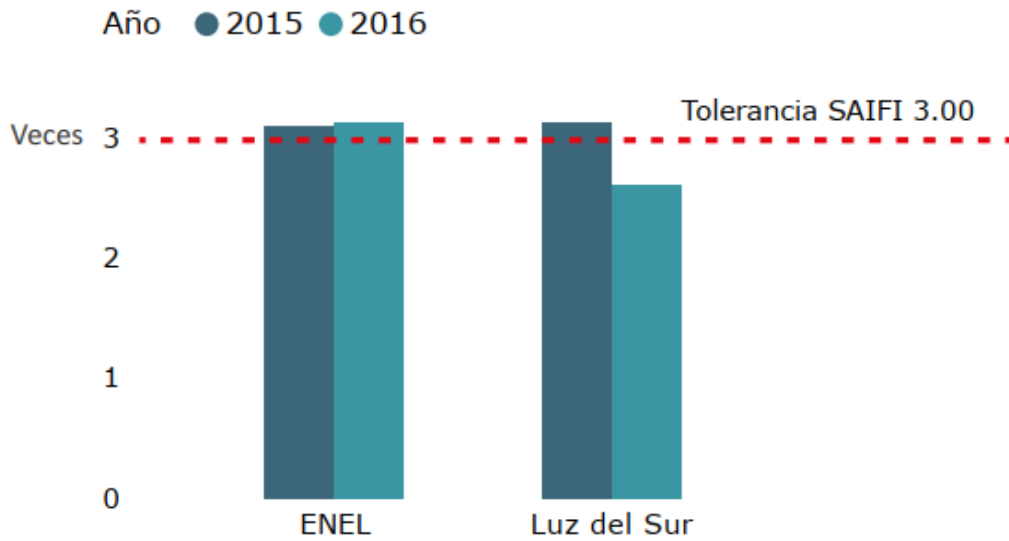
¹ De sus siglas en inglés, System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

² De sus siglas en inglés, System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

³ Por sus siglas en inglés, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

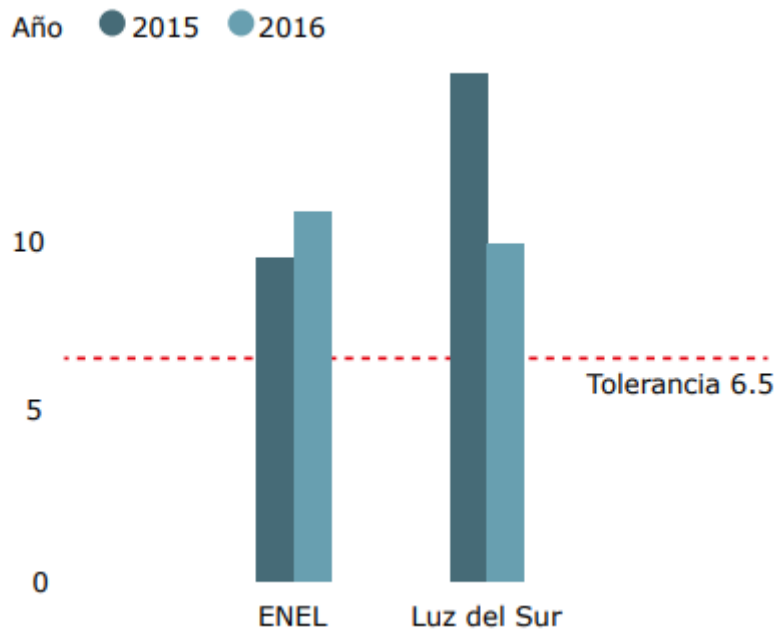
Según las estadísticas y diversos estudios, como se indica en el artículo “The study of the reliability indices of distribution networks with vit switches on the mv feeders automation” elaborado por H.Sharifian, V.Baghshani y H. Honaramoz (2013) y el artículo “Reliability Enhancement of electric distribution network using optimal placement of distributed generaion” elaborado por S.Ahmad y A.Asar (2021), la gran parte de las interrupciones de los clientes están relacionadas con los sistemas de distribución, como se puede apreciar en las ilustraciones 1-1 y 1-2. Hasta la fecha, se han realizado muchos estudios para mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución. Pero la mayoría de ellos se centran en encontrar la ubicación óptima de los equipos de protección o la ubicación óptima de los interruptores. Sin embargo, después de que ocurra una falla en un alimentador radial, y suponiendo que todos los equipos de protección estén ubicados de manera óptima, si otros equipos del sistema, como transformadores y conductores, no tienen la capacidad suficientes para suministrar las nuevas secciones agregadas durante las operaciones de restauración en áreas sin servicio eléctrico, las áreas bajo interrupciones aún tienen que permanecer fuera, y esto reduce la confiabilidad del sistema de distribución y aumenta las pérdidas asociadas con dichas interrupciones, incluidos los daños a los consumidores. En caso de una falla en un alimentador, el primer paso es identificar la ubicación de la falla. Esto, dependiendo de la distancia entre la ubicación de la falla y el grupo de reparación, puede llevar mucho tiempo.

Ilustración 1-1: SAIFI (hrs.) periodo 2015-2016.



Fuente: Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución primaria – Osinergmin.

Ilustración 1-2: SAIDI (hrs.) periodo 2015-2016.



Fuente: Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución primaria – Osinergmin.

La situación de las redes eléctricas de distribución de Lima no es ajena a este problema, esto se puede apreciar en las ilustraciones 1-1 y 1-2, que la gran parte de las interrupciones se dan en las redes de distribución, siendo estas redes eléctricas

pertenecientes a las empresas Enel Distribución Perú, y Luz del Sur, siendo estas las dos empresas de distribución eléctrica que abastecen a Lima.

Una de las medidas planteadas para hacer frente a esta problemática y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico es la automatización de las redes eléctricas de media tensión. La automatización de las redes eléctricas se define como sistemas integrados para redes MT⁴ y esto conlleva a la integración de varias tecnologías. La automatización de los alimentadores es una de las funciones de la Automatización de las redes eléctricas de MT. Esto establece el uso de equipos de maniobra controlados remotamente en tiempo real para aislar las fallas y restaurar el servicio eléctrico en las secciones restantes sin fallas del alimentador. Entre los principales beneficios, así como se demuestran en el artículo “Telecontrol and Automation on Enel Distribuzione’s Network: Strategy and Result” elaborado por A.Bargigia, A.Cerretti, G. di Lembo, S.Rogai y G. Vegli (2015), que la implementación de la automatización para los alimentadores de media tensión pueden ser los siguientes:

- Reducción de costos operativos y mantenimiento.
- Mejora de la calidad de servicio eléctrico.
- Proporciona mejor servicio al cliente final.

Se debe tener en cuenta, que, con fines de proporcionar la asimilación de este tipo de tecnología y sus aplicaciones en el Perú, se emitió el decreto legislativo N° 1221, lo cual permite a las empresas de distribución poder presentar proyectos para mejorar la calidad de servicio, los mismos que serán reconocidos a través de un cargo adicional al Valor Agregado de Distribución (VAD⁵).

⁴ De sus siglas, Media Tensión (MT)

⁵ Por sus siglas, Valor Agregado de Distribución (VAD)

Debido al detalle descrito anteriormente, el problema quedó identificado mediante la siguiente interrogante:

¿Es factible automatizar la red eléctrica de media tensión de la zona norte de Lima, que permita definir estrategias para mejorar los indicadores de calidad de suministros eléctrico?

1.3. Justificación

El presente trabajo se justifica por los siguientes valores:

1.3.1. Valor Teórico

La investigación desarrollada acerca de la automatización en los sistemas de distribución eléctrica nos mostrará sus beneficios tales como:

- Reducción de costos operativos y mantenimiento.
- Mejora de la calidad de servicio eléctrico.
- Mejora de servicio eléctrico al cliente final.

Esto permitirá conocer las limitaciones técnicas y económicas que pueden afectar el desarrollo de este tipo de proyectos, lo cual permitirá a las empresas evaluar la viabilidad de incursionar la automatización en el sector eléctrico.

1.3.2. Valor Social

La correcta implementación de este tipo de proyectos permitirá a las empresas eléctricas mayor inversión en este tipo de proyectos lo que traerá como consecuencia los siguientes beneficios:

- Reducción del tiempo de interrupción del suministro de energía
- Reducción de costos de mantenimiento correctivo de la red.

- Reducción de pago por compensaciones de interrupciones en la red eléctrica MT.
- Reducción de costos en “Call Center”

1.3.3. Valor Metodológico

El desarrollo e implementación de este trabajo estará precedido por un análisis, el cual tiene una serie de pasos a seguir para automatizar las redes eléctricas en diferentes tipos de sistemas eléctricos de distribución, en el trabajo se considera desde los registros históricos de la red MT, clasificación de los alimentadores en base a sus indicadores de calidad, identificación de los alimentadores críticos, implementación de la automatización considerando los aspectos técnicos–económicos y finalmente demostrando los beneficios de su correcta implementación.

Ilustración 1-3: Metodología para la implementación de la automatización en las redes de MT.



Fuente: Elaboración propia.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Automatizar un sistema de distribución eléctrico de Media Tensión ubicado en la zona de Lima Norte para mejorar sus indicadores de calidad de suministro eléctrico.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Establecer criterios básicos para la automatización del sistema de distribución.
- Definir los tipos de equipamientos de control y protección a utilizar, y la ubicación óptima de estos equipos en cada alimentador perteneciente al sistema de distribución,
- Identificar las zonas problemáticas del sistema de distribución en análisis y demostrar la mejora de sus indicadores de calidad mediante la implementación de la automatización.

1.5. Antecedentes Bibliográficos

Las redes de distribución eléctrica son las más extensas del sistema eléctrico. Estas redes son la interfaz entre los consumidores, productores y los sistemas de transmisión y, dado que están cerca de los consumidores, son especialmente sensibles. Una de las formas de mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía de las redes de distribución, así como hacer más eficiente al sistema eléctrico en general, por medio de la automatización de los procesos de distribución, tales como: análisis y preparación de datos, lo más cercano posible al tiempo real, optimización de la toma de decisiones y control de las operaciones de distribución, en coordinación con los sistemas de generación y transmisión.

1.5.1. Revisión de artículos técnicos e indexados

H. Sharifian, V. Baghshani y H. Honaramoz (2013), en su artículo “The study of the reliability indices of distribution networks with VIT switches on the MV⁶ Feeders Automation” donde se propone la instalación de interruptores inteligentes VIT en un alimentador de la red de distribución en North Khorasan Electric Distribution Company (Irán), los efectos de los interruptores inteligentes VIT son minimizar el tiempo de reordenamiento de los puntos remotos de los alimentadores extensos, lo que permitirá la rápida configuración de la red y mejora de la confiabilidad. Además, en esta investigación, se simula el alimentador real en el software DigSILENT Power Factory.

T.B. Mavuso, A. Wessels y J.H.C Pretorius (2015), proponen en su artículo “Reliability Based Planning Methodology for Feeder Automation” un método para que ingeniero planificador de redes se motive en el uso de Feeder Automation (FA⁷). Este método servirá como una guía para para un planificador de red interesados en utilizar FA como una solución alternativa o adicional para mejorar la confiabilidad de un alimentador. La aplicación de este método se realiza en las redes eléctricas de Eskom, empresa eléctrica de electricidad en Sudáfrica. Donde el alimentador Magaliesburg-Hekpoort de 11 kV⁸ perteneciente a la red distribución eléctrica de Eskom, fue propuesto como el sitio candidato para el sistema piloto de la automatización del alimentador, ya que es un denso alimentador rural con un rendimiento más pobre que el promedio.

La automatización del alimentador Magaliesburg-Hekpoort fue comisionado exitosamente el 9 de diciembre de 2011. El sistema funcionó como se esperó y las cinco fallas sostenidas que ocurrieron durante el periodo de análisis (9 de diciembre de 2011 – 31 de enero de 2012), fueron reportadas con los siguientes resultados:

⁶ De sus siglas en inglés, Medium Voltage (MV)

⁷ De sus siglas en inglés, Feeder Automation (FA)

⁸ De sus siglas, Kilo Voltios (kV)

Se redujo el SADI a 6.4 horas durante un periodo de aproximadamente 2 meses.

El índice de duración de interrupción promedio por cliente (CAIDI⁹) se redujo a 3.48 horas con la implementación de la automatización en el alimentador, en comparación con 4.8 horas CAIDI sin automatización.

3hrs. 39 min. fue el tiempo promedio tomado para restaurar todas las cargas. Para el periodo de estudio, se informó que la cantidad de clientes que fueron interrumpidos con la automatización fue de 228 en comparación con 429 clientes sin automatización que operan en el alimentador.

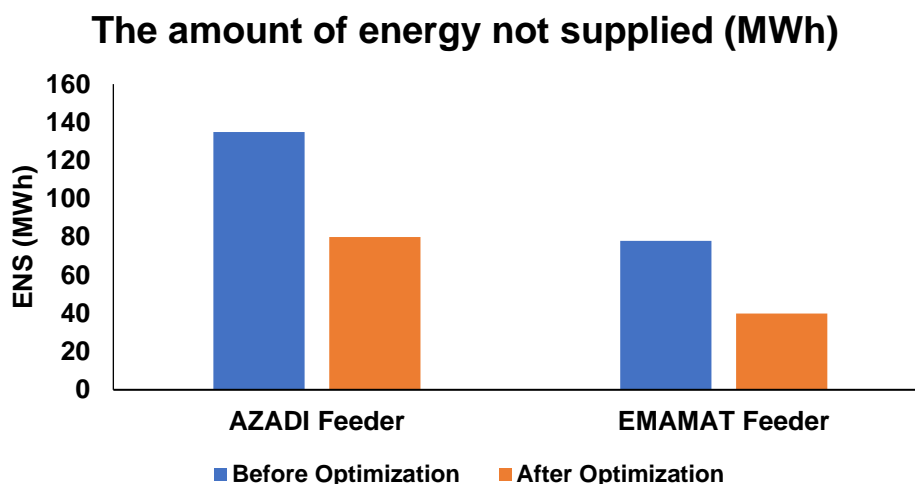
S. Koozehkanani, S. Salemi y S. Sadr (2015), proponen en su artículo “Optimal implementation of Feeder Automation in Medium Voltage Distribution Networks” la evaluación de mejorar la confiabilidad de la red distribución de algunos alimentadores de la empresa eléctrica Masshad Distribution Network, a través, de la ubicación óptima de conmutadores de línea automatizados. En la primera parte del artículo, el sistema de distribución se modela mediante la programación de gráficos dinámicos. Luego, la función objetivo se formula considerando el costo de interrupción del cliente y el costo de inversión de los conmutadores de línea automatizados. El costo de la interrupción de cada punto de carga está determinado por la composición de la carga de las diferentes clases de clientes. Dado que la función objetivo no es lineal ni diferencial, en el documento se propone el uso del algoritmo inmune (AI¹⁰) para resolver este problema de optimización. Para demostrar la efectividad del algoritmo inmune propuesto para resolver la ubicación óptima del cambio de línea, se seleccionó una parte limitada del sistema de distribución del área de servicio del proyecto Masshad para la simulación por

⁹ De sus siglas en inglés, Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)

¹⁰ De sus siglas en inglés, Immune Algorithm (IA)

computadora. Los resultados de la simulación muestran la reducción en la cantidad de energía no suministrada y aumenta la confiabilidad del sistema de distribución.

Ilustración 1-4: Reducción de ENS después de la optimización de los alimentadores de Mashhad.



Fuente: Optimal implementation of feeder automation in medium voltage distribution networks

P. Frías, J. Reneses, R. Cossent, A. Rodríguez-Calvo y C. Mateo (2014), en su artículo “Optimal investment in Smart MV/LV substations to improve continuity of supply” proponen una metodología para determinar el grado óptimo de implementación de subestaciones inteligentes MV/LV¹¹ para la mejora de la continuidad del suministro en las redes de distribución. El enfoque presentado se basa en el uso de un modelo de red de referencia para cuantificar el impacto de las subestaciones inteligentes MV/LV en los índices de confiabilidad SAIDI¹² y SAIFI¹³. Luego, realizan un análisis económico para calcular el costo mínimo para el sistema considerando el costo de las subestaciones inteligentes y el costo de las interrupciones para los usuarios de la red. Además, este

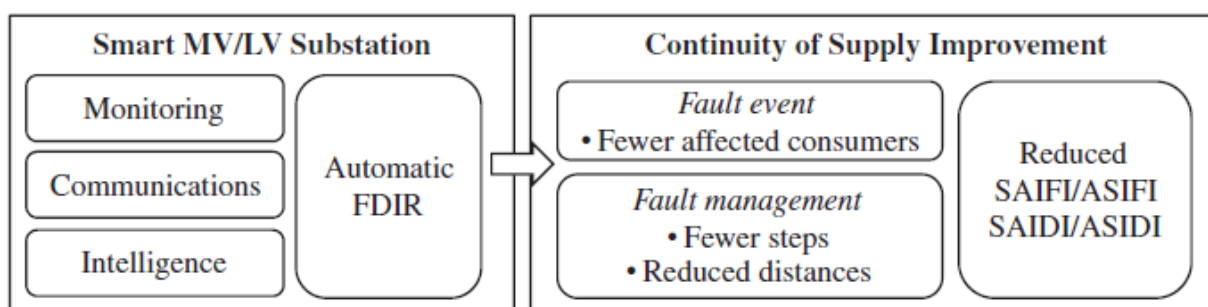
¹¹ De sus siglas en inglés, Low Voltage (LV)

¹² De sus siglas en inglés, System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

¹³ De sus siglas en inglés, System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

documento propone una evaluación de los incentivos regulatorios para mejorar la calidad de suministro con la finalidad de determinar el nivel de implementación de las subestaciones inteligentes MV/LV promovidas por la regulación. La implementación práctica de la metodología propuesta se ha ilustrado con los casos de prueba de un área urbana y un área semiurbana bajo el marco regulatorio español, obteniendo grados óptimos de automatización en torno al 20%.

Ilustración 1-5: Mejoras de la continuidad del suministro eléctrico con la implementación de subestaciones inteligentes MV/LV.



Fuente: Optimal investment in smart MV/LV substations to improve continuity of supply.

1.5.2. Revisión de tesis

C.A. Enriquez y H.A. Romero (2018), en su tesis “Propuesta de un modelo de automatización del sistema de distribución a 22kV para la óptima colocación de protecciones inteligentes en el alimentador principal” desarrollan la propuesta de un modelo para la automatización de un sistema de distribución a través de la instalación de equipos de protección inteligente en ubicaciones óptimas en el alimentador principal, esto con el objetivo de mejorar los niveles de confiabilidad de las empresas de distribución de energía eléctrica. La metodología utilizada para determinar el modelo de automatización está basada en el esquema FLISR¹⁴, el cual permite la detección de fallas, aislamiento y restauración de servicio mediante el establecimiento de protocolos que se deben llevar a cabo ante la presencia de fallas en los sistemas de distribución. Además, la ubicación óptima donde se instalarán los equipos de protección se

¹⁴ De sus siglas en inglés, Fault Location Isolation and Service Restoration (FLISR)

determinará mediante los límites establecidos por caídas de voltaje mínimas permisibles en los sistemas de distribución.

J.A. Canchihuamán (2012), en su tesis “Automatización de redes de distribución de Satipo para mejorar servicio eléctrico” detalla la automatización de la SET Satipo 60/22.9/10k y su sistema de distribución de 22.9 kV, localizada en la provincia de Satipo, departamento de Junín. En el trabajo se especifica el tipo y equipamiento del sistema de comunicación empleado. Adicionalmente, se especifica los tipos de equipos de maniobra, los componentes de las subestaciones de distribución automatizadas y las pruebas a realizar para su correcta implementación y funcionamiento.

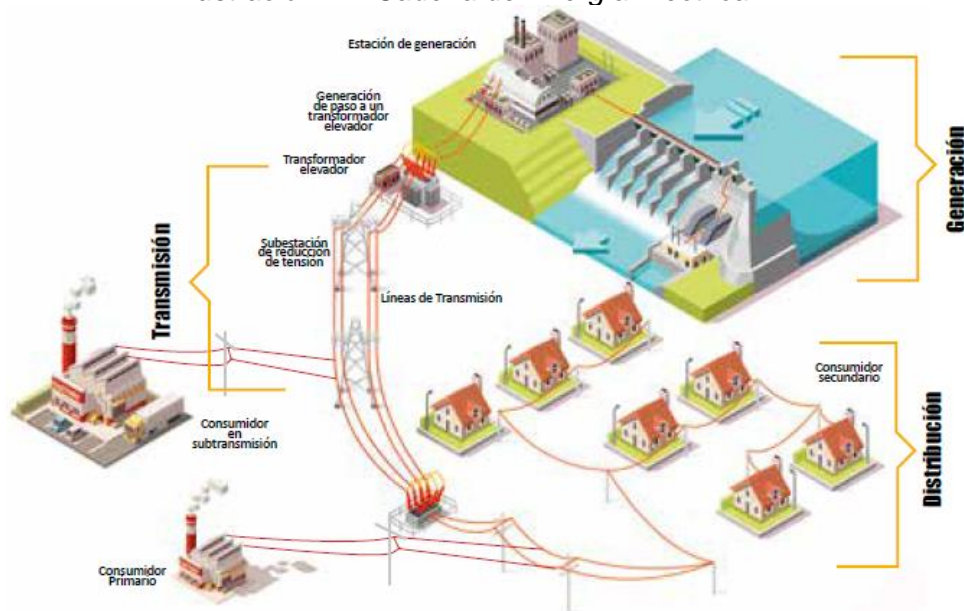
P. Reyes (2015), en su tesis “Automatización del sistema de la red de distribución primaria de la ciudad de Cienfuegos” presenta la fundamentación de la teoría acerca de la automática de redes de distribución y los diferentes tipos de restauradores existentes que cumplan con los requisitos de automatización y que estén al alcance de la empresa eléctrica de Cienfuegos. En el documento, se hace uso del software RADIAL para determinar la ubicación de los reconectores en los esquemas de los lazos conformados entre las dos subestaciones 110/13 kV existentes en la ciudad y la propuesta de una tercera subestación que pueda permitir el enlace entre ellas y se puedan dar respaldo por si falla una. Se analizaron las caídas de voltaje en los lazos en operación crítica, es decir con el lazo cerrado percibiendo que los mismos están dentro de los parámetros de operación. Adicionalmente, realiza una propuesta de automatización relacionada con la ubicación de los reconectores con el fin de llegar a un equilibrio entre las cargas, con la excepción de dos de los lazos que se encuentran en pleno desarrollo constructivo.

Capítulo II: Marco teórico

2.1. Sistema interconectado nacional

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN¹⁵) del Perú está conformado principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas, subestaciones y líneas de transmisión y distribución, el cual tiene como objetivo la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica del Perú y otorgar energía eléctrica a todos y cada uno de sus usuarios, de manera eficiente, segura y con los niveles de calidad exigidos en el marco legal del Perú.

Ilustración 2-1: Cadena de Energía Eléctrica.



Fuente: La industria de la Electricidad en el Perú – Osinergmin.

2.1.1. Generación

La generación de electricidad es la primera actividad de la cadena productiva de energía eléctrica y tiene lugar en las centrales de producción que pueden ser de diversos tipos, según la tecnología que empleen: nuclear, hidráulica, térmica, solar, eólica, etc. Estas centrales transforman tipos de energía como mecánica, térmica, eólica, etc., en electricidad para el consumo de usuarios finales del SEIN.

¹⁵ Por sus siglas, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

Ilustración 2-2: Tipos de Generación Eléctrica.

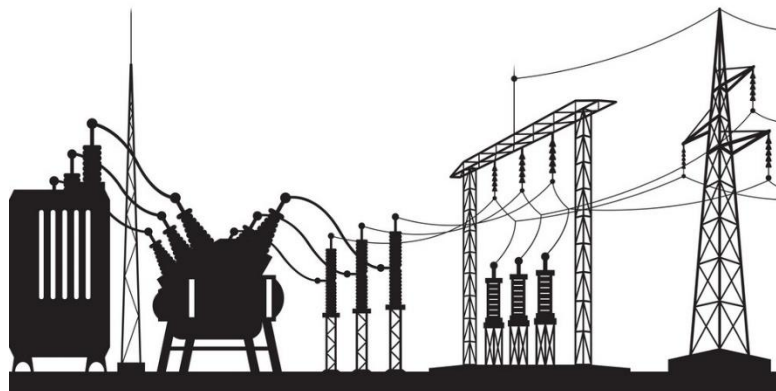


Fuente: https://es.123rf.com/photo_25041391_los-diferentes-tipos-de-poder-o-la-generaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-con-los-iconos-las-c%C3%A9lulas-fotovoltaicas-renovable.html

2.1.2. Transmisión

La transmisión de energía eléctrica es una actividad fundamental de la cadena de energía eléctrica, su importancia radica en que es el punto de encuentro de generadores y comercializadores, a través del cual se logra el intercambio físico de la energía eléctrica. Estos sistemas están compuestos por líneas de transmisión, subestaciones de transformación, torres de transmisión, entre otras instalaciones.

Ilustración 2-3: Subestación eléctrica de Transmisión.



Fuente: <https://www.vectorstock.com/royalty-free-vector/power-grid-substation-vector-20425317>

2.1.3. Distribución

En la actividad de transmisión se transporta energía eléctrica a altos niveles de tensión y a largas distancias, mientras que en la actividad de distribución se traslada electricidad hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de media y baja tensión.

Las instalaciones de un sistema de distribución comprenden líneas y redes primarias en media tensión (MT), subestaciones de distribución (SED¹⁶), redes de distribución secundaria (BT¹⁷) y el servicio particular e instalaciones de alumbrado público.



Fuente: <http://fisica1prepacl.blogspot.com/2015/05/distribucion-de-la-energia-electrica-en.html>

¹⁶ Por sus siglas, Subestación de Distribución (SED)

¹⁷ Por sus siglas, Baja Tensión (BT)

2.2. Sistema de distribución eléctrico

El sistema de distribución eléctrico es el último elemento del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores. Esta parte del sistema de potencia está compuesto de líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios.

Estos pasos de transformación dan lugar a diferentes etapas del sistema de distribución. Dentro del sistema de distribución se distinguen dos grandes niveles bien diferenciados:

- Sistema de Distribución Primaria
- Sistema de Distribución Secundaria

2.2.1. Sistema de Distribución Primario

El sistema de distribución primario comienza a la salida de las subestaciones de transmisión (SET¹⁸), de este punto los circuitos subtransmisión alimentan a los transformadores de distribución.

Las subestaciones de distribución transforman este voltaje a los denominados alimentadores primarios, el voltaje de los circuitos generalmente se encuentra entre 7.6 y 22.9kV.

Su topología está conformada principalmente por enlaces troncales y laterales, y de subestaciones de distribución convencionales, compactas y aéreas.

2.2.2. Sistema de Distribución Secundario

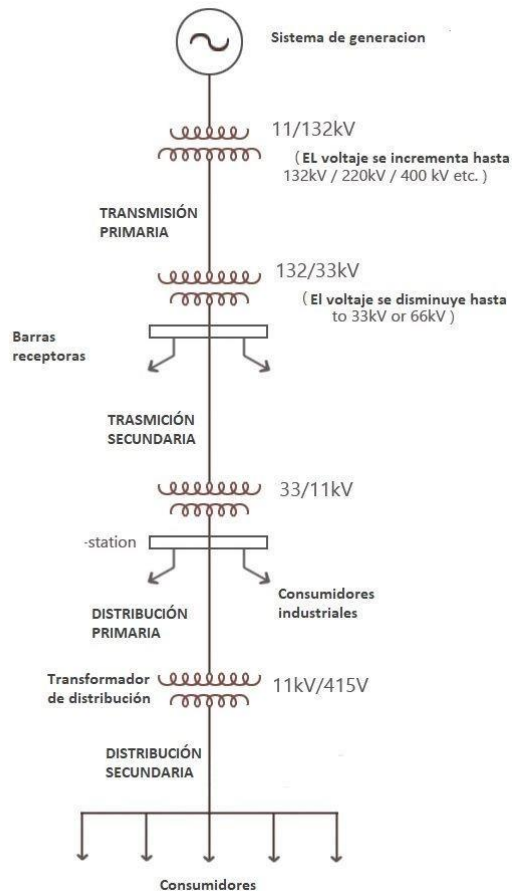
El sistema de distribución secundario se encarga través de los transformadores de distribución de reducir el voltaje primario al voltaje secundario o de utilización, la

¹⁸ Por sus siglas, Subestación Eléctrica de Transmisión (SET)

energía se distribuye, por último, a través de los circuitos secundarios de distribución hasta las acometidas individuales.

Esta parte del sistema corresponde a los menores niveles de potencia y tensión, estando más cerca del consumidor promedio.

Ilustración 2-5: Diagrama unifilar de un sistema de potencia.



Fuente: <https://www.electricaplicada.com/elementos-basicos-de-un-sistema-de-trasmision-electrica/>

2.3. Automatización de redes eléctricas

La automatización es la complementación de la acción humana por mecanismos independientes o no entre sí, movidos por una fuente de energía exterior, capaces de realizar ciclos completos de operaciones que se pueden repetir indefinidamente.

Un sistema automático requiere siempre de una fuente de energía, de unos órganos de mando, que son los que ordenan la operación a realizar, y de unos órganos

de trabajo, que son los que los ejecutan. Se define un sistema como un conjunto de componentes físicos, unidos o relacionados de tal manera que forman y/o actúan como una unidad completa.

Se entiende por proceso físico, o simplemente proceso, a un conjunto de transformaciones físicas y/o de transmisiones de materia y/o de energía. Por control se entiende el conjunto de acciones emprendidas para dar a un proceso la evolución deseada.

2.3.1. Objetivo de la automatización

Los principales objetivos de la automatización están relacionados con mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctricos. Entre los principales objetivos se mencionan los siguientes:

- Mejora en la toma de decisiones durante la operación de la red, debido a que el monitoreo y administración de la red se realiza en tiempo real.
- Minimizar los errores de operación que pueden derivar en fallas del sistema eléctrico. Esto se puede alcanzar: optimizando la operación a través del funcionamiento selectivo y coordinado de las protecciones, separando adecuadamente cualquier subsistema existente e implantando nuevos esquemas de protección.
- Minimizar el tiempo de restauración de la interconexión con el sistema externo. Para esto se debe contar con información suficiente para obtener un diagnóstico inmediato que agilice la toma de decisiones sobre ajustes o maniobras que deben realizarse secuencialmente, y automatizar las maniobras de sincronización y secuencias de conexión.

2.3.2. Ventajas de la automatización

La correcta implementación de la automatización en el campo de la distribución eléctrica puede producir los siguientes beneficios:

- Reducción de tiempos de intervención.
- Reducción de horas-hombre de asistencia.
- Reducción de tiempos de indisponibilidad.
- Reducción de energía no suministrada.
- Reducción en las multas, como consecuencia de los tiempos de indisponibilidad de energía hacia los consumidores finales.
- Aumento de la vida útil de las instalaciones y cuidado de los activos de la compañía.
- Mejora de la imagen empresarial.
- Mejora en la operatividad de la empresa.
- Mejora del análisis del comportamiento de la red eléctrica.

Las fallas en los circuitos de distribución tienen un costo elevado no solo para los clientes sino también para las empresas eléctricas y se manifiestan en aspectos tales como:

- Costo de mantenimiento (personal de mantenimiento, equipos de mantenimiento, piezas de repuesto)
- Reducción de la facturación.
- Multas.
- Costo social
- Imagen de la empresa eléctrica.

Debido a esto a la automatización de los sistemas es prácticamente indispensable y ha producido excelentes resultados en las empresas eléctricas que la implementado.

2.4. Automatización de los sistemas de distribución eléctrico

La automatización de la distribución eléctrica es la aplicación de las técnicas y recursos necesarios para que el sistema de distribución pueda ser operado y controlado remotamente, coordinando el uso de sus diferentes elementos en tiempo real.

Al disponer la información de la red en forma inmediata, las decisiones frente a las interrupciones que se originen en la red también pueden ser inmediatas.

Ante estas interrupciones el sistema debe salvar su configuración y pasar a atender aquellas, ejecutando las acciones necesarias. Al finalizar las acciones el sistema debe de volver al estado en que estaba antes de iniciar este proceso, si durante el intervalo transcurrido no se han producido otras interrupciones.

Un sistema automatizado de distribución eléctrica es una combinación de dispositivos eléctricos de protección automáticos y sistemas de comunicaciones que permite a una empresa eléctrica, planear, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema eléctrico, en tiempo real. Los principales elementos que componen un sistema automatizado de distribución son:

- Sistema SCADA¹⁹.
- Sistemas de Comunicación.
- Equipos de Maniobra.
- Sistemas de Desconexión Automática de Generación y Demanda.

2.4.1. Sistema SCADA

Un sistema SCADA – verificar definición y citar Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un sistema basado en

¹⁹ De sus siglas en inglés, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).

computadoras que permite supervisar y controlar a distancia una instalación. A diferencia de los sistemas de control distribuido, capaces de realizar las acciones de control en forma automática, el lazo de control es generalmente cerrado por el operador. Actualmente es fácil hallar un sistema SCADA realizando labores de control automático en cualquiera de sus niveles, aunque su labor principal sea de supervisión y control por parte del operador.

El flujo de la información en los sistemas SCADA es como se describe a continuación: El fenómeno físico lo constituye la variable que deseamos medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, etc. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea inteligible para el sistema SCADA.

Los tres componentes de un sistema SCADA son:

- Múltiples Unidades de Terminal Remota (RTU²⁰).
- Estación maestra y computador con HMI²¹.
- Infraestructura de comunicación.

Los beneficios de los sistemas SCADA son los siguientes:

- Centralización de la información.
- Integración de diferentes equipos inteligentes de supervisión o análisis.
- Compatibilidad con múltiples restauradores.
- Mejoramiento de la calidad de servicio.

²⁰ De sus siglas en inglés, Remote Terminal Unit (RTU).

²¹ De sus siglas en inglés, Human Machine Interface (HMI).

- Aumento de la confiabilidad de sus sistemas.
- Manejo eficiente de la energía.
- Accesibilidad de la información desde cualquier nivel de la empresa.
- Reducción de costos de supervisión, operación y mantenimiento.
- Generación de información para facturación.
- Apoyo al mantenimiento de las redes de distribución.
- Mejora la información para las decisiones de ingeniería y planificación.
- Detección de fallas y restablecimiento automático del servicio.

2.4.2. Niveles de Control en subestaciones eléctricas

Los niveles son los siguientes:

a) Nivel 0 (Patio)

En este nivel, se ubican a los transformadores, equipos de alta y media tensión y los equipos de servicios auxiliares de la subestación. Es decir, este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador de la subestación, y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Este nivel de control es seleccionado desde los selectores local/remoto que se han de hallar en los gabinetes de control de cada equipo (interruptor, seccionador y/o servicios auxiliares) y que son responsabilidad del especialista de protecciones y subestaciones que las señales lleguen a los tableros correspondientes y en forma codificada para su conexión.

Los estados de estos selectores serán:

- *Local*: Control de los equipos a través de los pulsadores ubicados en el gabinete de control de cada equipo, los cuales son independientes del sistema de control.
- *Remoto*: Operación de cualquiera de los siguientes modos:
 - ✓ Nivel 1 (Operador de campo)
 - ✓ Nivel 3 (Centro de control)

b) Nivel 1 (Celdas de control)

En este nivel se ubica a los IED²²s de protección y medición relacionados cada uno con un campo de la subestación, encargados de la adquisición de datos digitales y análogos, acciones de control, enclavamientos, secuencias y operación local a través de la interfaz de usuario de nivel 1. Es decir, serán los relés de aplicación específica los que cumplan dicha función y que se ubicarán en los tableros respectivos.

Se establece una red LAN Ethernet única a nivel de subestación, de campo y de proceso, donde se integrarán directamente los equipos de nivel 0, nivel 1 y nivel. Dicha red LAN será también elemento de comunicación de los IED's de protección de nivel 1.

El nivel 1 corresponde a la operación desde el panel frontal del controlador de campo. El controlador de campo posee dos selectores de llave ubicados en su panel frontal. Selector local/remoto y selector sin enclavamientos / con enclavamientos.

Las posiciones del selector local/remoto son:

Local: Operación desde el panel frontal del controlador de campo.

Remoto: Operación desde el nivel 3 (centro de control)

²² De sus siglas en inglés, Intelligent Electronic Device (IED)

La posición del selector sin enclavamientos / con enclavamientos solo se tiene relevancia cuando el selector local/remoto se encuentra en posición local y no afecta el funcionamiento cuando dicho selector se encuentra en posición remoto.

Las posiciones son:

Sin enclavamiento: El mando originado localmente se efectúa sin realizar verificación de enclavamientos. En esta posición no puede ser retirada la llave.

Con enclavamiento: Todos los mandos son liberados después de que han sido verificados los enclavamientos correspondientes.

c) Nivel 2 (Estación de operación)

En este nivel, se ubica la UTR y que corresponde al sistema de automatización de nivel 2, que se ubicará en la sala de control de la subestación. Si bien se considera en la arquitectura general una interface hombre-máquina, lo real es que no está considerada como equipo a implementar, por lo que la operación se hará en modo remoto desde el nivel 3. Aunque, mediante un equipo de cómputo también, si fuera el caso, puede hacerse en el mismo nivel, dado que se prevee disponer de puntos de comunicación.

La red física de comunicaciones de nivel 2, integrará los equipos de nivel 2 con los equipos de nivel 1 (medidores electrónico multifunción y relés de protección). Además, servirá como medio para la comunicación de los equipos de nivel 1 entre sí y los equipos de nivel 0 entre sí.

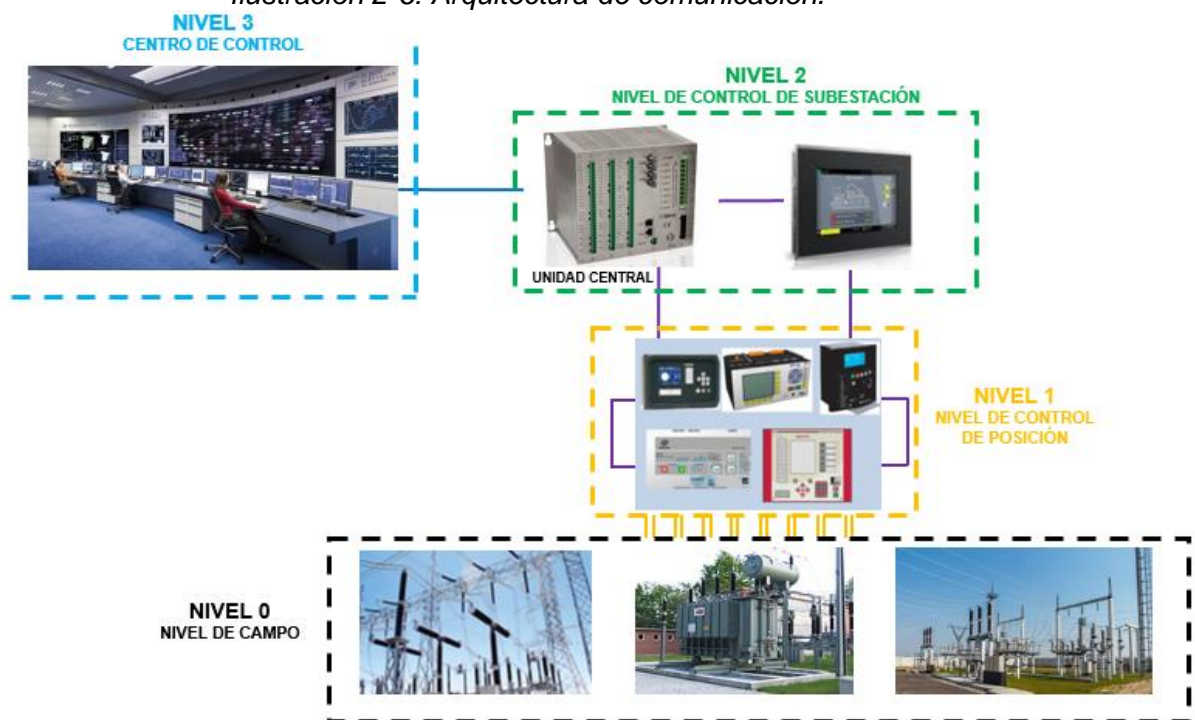
Los IED's de protección pueden integrarse entre ellos y con la UTR mediante protocolos de comunicación o mediante cableado.

d) Nivel 3 (Centro de Control)

En este nivel, se ubica al sistema remoto de información o centro de control. Para la conexión a través de red privada del sistema de nivel 3 con el nivel 2, se utiliza la red de telecomunicaciones basada en una red privada VPN brindada a través de una red operadora celular GPRS o DMR.

Este nivel es el modo seleccionado por defecto para cada subestación. Se habilitará cuando el nivel 0 se encuentra en remoto, el nivel 1 en remoto y la UTR se encuentra en remoto. Permitirá la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolos IEC²³ 60870-5-104 o DNP 3.

Ilustración 2-6: Arquitectura de comunicación.



Fuente: Elaboración Propia

²³ De sus siglas en inglés, International Electrotechnical Commission (IEC).

2.4.3. Protocolos de Comunicación

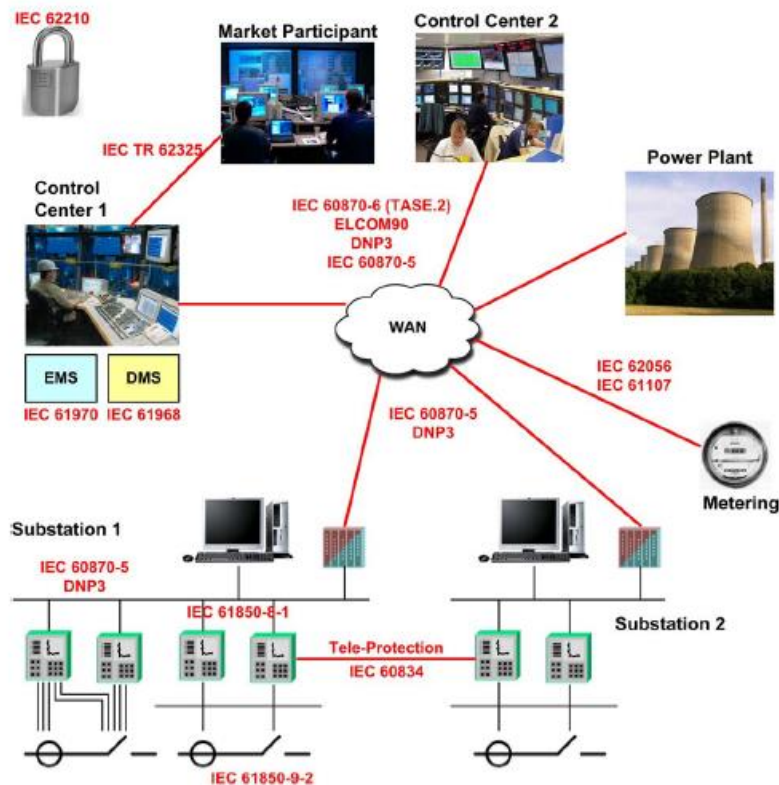
Los protocolos y estándares de comunicación fueron introducidos a la industria desde finales de 1970. Estos protocolos estándar se adaptaron rápidamente para aplicaciones de sistemas de energía y gradualmente reemplazaron a sus homólogos patentados. Diseñados principalmente para garantizar la interoperabilidad entre sistemas de múltiples proveedores, estos protocolos también simplifican la integración y la puesta en servicio de redes de comunicación de datos, reducen los costos de instalación y permiten pruebas y validaciones independientes, lo que a su vez conduce a diseños más eficientes.

Además, los sistemas de comunicación diseñados de acuerdo con estos estándares pueden actualizarse o modificarse más fácilmente en el futuro. Esto es especialmente importante, ya que los avances e innovaciones en el campo de las redes de comunicación a menudo superan la frecuencia de las modificaciones en la infraestructura del sistema de energía. Por lo tanto, la red de comunicación diseñada debe ser ajustable a los nuevos diseños de automatización de sistemas de energía con el menor esfuerzo posible.

Un sistema de energía típico es una red interconectada que conecta el sistema de distribución, el sistema de transmisión y las unidades de generación. Idealmente, todas las secciones de dicha red deben poder comunicarse entre sí y compartir todos los datos. Sin embargo, en la práctica, esto no parece práctico debido al gran volumen de datos involucrados, las limitaciones en los canales de comunicación disponibles y las preocupaciones de seguridad. Por lo tanto, los sistemas de intercambio de datos y comunicación a menudo se han diseñado para cubrir subsistemas en lugar de toda la red eléctrica. En un sistema de energía típico existen varios protocolos de comunicación estándar, cada uno de los cuales cubre ciertos dominios y un grupo específico de datos.

La ilustración 2-7 muestra un ejemplo de algunos protocolos de comunicación utilizados en un sistema de alimentación típico.

Ilustración 2-7: Protocolos de comunicación típicos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia.



Fuente: Communication Protocols and Networks for Power Systems- Current Status and Futures Trends, Salman Mohagheghi.

Las subestaciones de distribución constituyen el corazón del sistema de distribución y, dependiendo de su tamaño, contienen decenas a cientos de dispositivos de protección y control diferentes, no necesariamente del mismo fabricante. Se utilizan varios protocolos estándar como IEC 60870-5, DNP3 e IEC 61850 para hacer posible la coordinación y el intercambio de datos entre estos dispositivos. Una porción más concisa de estos datos debe enviarse al nivel superior de la jerarquía, que incluye los centros de control. Además de la comunicación con los centros de control, las subestaciones de distribución a menudo necesitan monitorear los datos de los alimentadores y los puntos de carga conectados aguas abajo, para mejorar las decisiones de protección y control.

Los centros de control, por otro lado, administran la estabilidad, la seguridad y la confiabilidad del sistema de energía en su conjunto, y para lograr esto, entre otras cosas, necesitan tener acceso a la información vital desde el lado de la distribución. Además, estos centros de control se comunican entre sí, así como con las unidades generadoras y los participantes del mercado, si corresponde. Existen varios protocolos de comunicación que pueden usarse para lograr esto.

2.4.3.1. Protocolo DNP3

El DNP3 o el Protocolo de red distribuida versión 3.3 es un estándar de telecomunicaciones que define las comunicaciones entre estaciones maestras, unidades terminales remotas (RTU) y otros dispositivos electrónicos inteligentes (IED).

DNP3 fue diseñado específicamente para aplicaciones SCADA. Estos implican la adquisición de información y el envío de comandos de control entre dispositivos informáticos físicamente separados. Está diseñado para transmitir paquetes de datos relativamente pequeños de manera confiable con los mensajes involucrados llegando en una secuencia determinista. A este respecto, es diferente de los protocolos de propósito más general, como FTP²⁴, que es parte de TCP²⁵ / IP²⁶, que puede enviar archivos bastante grandes, pero de una manera que generalmente no es tan adecuada para el control SCADA.

2.4.3.1.1. Interoperabilidad y Estándar abierto

Una característica clave del protocolo DNP3 es que es un estándar de protocolo abierto y ha sido adoptado por un número significativo de fabricantes de equipos. El beneficio de un estándar abierto es que proporciona interoperabilidad entre equipos de

²⁴ De sus siglas en inglés, File Transfer Protocol (FTP)

²⁵ De sus siglas en inglés, Transmission Control Protocol (TCP)

²⁶ De sus siglas en inglés, Internet Protocol (IP)

diferentes fabricantes. Esto significa, por ejemplo, que un usuario puede comprar equipos del sistema, como una estación maestra, de un fabricante y puede agregar equipos RTU de otro fabricante. A su vez, la RTU puede tener varios relés de control conectados que son dispositivos electrónicos inteligentes y también usan el protocolo DNP3. Todo este equipo puede provenir de diferentes fabricantes, ya sea en una instalación inicial o progresivamente a medida que el sistema se desarrolla con el tiempo.

2.4.3.1.2. Beneficios del DNP3

La siguiente lista presenta características de DNP3 que proporcionan beneficios para el usuario:

Beneficios Inmediatos

- Interoperabilidad entre dispositivos de múltiples proveedores.
- Menos protocolos para soportar en el campo
- Costes de software reducidos.
- No se necesitan traductores de protocolo
- Horarios de entrega más cortos.
- Menos pruebas, mantenimiento y capacitación.
- Documentación mejorada
- Pruebas de conformidad independientes
- Soporte de grupos de usuarios independientes y fuentes de terceros.

Beneficios a largo plazo

- Fácil expansión del sistema
- Larga vida del producto
- Más productos de valor agregado de los vendedores.
- Adopción más rápida de nuevas tecnologías.
- Grandes ahorros de operaciones

2.4.3.1.3. Características del DNP3

DNP3 ofrece características sustanciales, así como flexibilidad y seguridad. Estos se resumen en la siguiente lista:

- Admite mensajes con marca de tiempo para la grabación de secuencia de eventos (SOE²⁷).
- Rompe mensajes en múltiples cuadros para proporcionar un control de errores óptimo y secuencias de comunicación rápida.
- Permite topología de igual a igual, así como maestro-esclavo.
- Permite múltiples topologías maestras.
- Proporciona objetos definibles por el usuario.
- Proporciona informes por excepción / evento sin sondeo por maestro.
- Proporciona solo respuestas de "datos modificados".
- Mensajes de difusión.

²⁷ De sus siglas en inglés, Sequence of Events

- Configuración segura / transferencias de archivos.
- Direcccionamiento para más de 65 000 dispositivos en un solo enlace.
- Proporciona sincronización de tiempo y eventos con marca de tiempo.
- Enlace de datos y confirmación de la capa de aplicación.

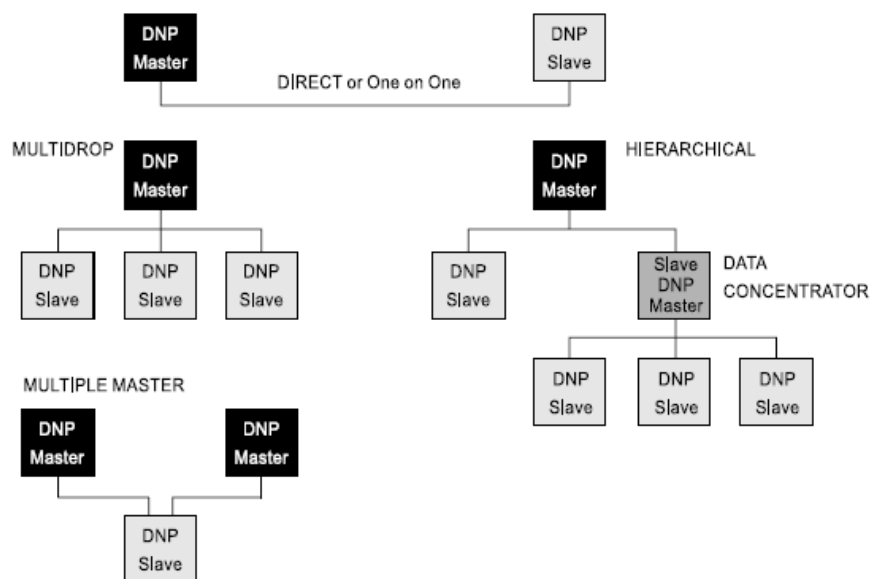
2.4.3.1.4. Topología del Sistema

Las topologías del sistema incluyen:

- Maestro-esclavo
- Multipunto de un maestro
- Jerárquico con concentradores de datos intermedios.
- Maestro múltiple

Estos se muestran en la ilustración 2-8:

Ilustración 2-8: Topologías de Red DNP3.



Fuente: Practical Modern SCADA Protocols, G. Clarke and D. Reynders.

DNP3 admite comunicaciones de esclavos múltiples, de igual a igual y de múltiples maestros. Es compatible con los modos operativos de sondeo y operación inactiva. Este último también se conoce como informe por excepción. La operación de reposo se llama así porque no se requieren encuestas para verificar los cambios. Esto se debe a que la estación maestra puede confiar en la estación externa para enviar una "respuesta no solicitada" cuando tiene un cambio que debe notificarse. Por lo tanto, en ausencia de cambios, el sistema permanece inactivo, o en un estado silencioso, sin encuestas de la estación maestra ni respuestas de las estaciones externas. Este modo de operación proporciona un mejor uso de la capacidad del sistema de comunicaciones. En un sistema inactivo, generalmente se sigue utilizando una encuesta de antecedentes periódica, quizás a intervalos de una hora, para protegerse contra fallas de comunicaciones no detectadas. Si esto no se hiciera, la estación maestra no tendría forma de detectar la falla de las comunicaciones con la estación externa si ocurriera. Simplemente supondría que nada había cambiado.

La capacidad de soportar la operación entre pares y en reposo requiere que las estaciones que no están designadas como estaciones maestras puedan iniciar comunicaciones. En ocasiones, esto se conoce como comunicaciones "balanceadas", lo que significa que cualquier estación puede actuar como estación primaria (o emisora) y secundaria (respuesta) al mismo tiempo.

A pesar de la capacidad de las estaciones no maestras para iniciar comunicaciones dentro de DNP3, solo las estaciones maestras pueden iniciar solicitudes de datos o emitir comandos a otras estaciones. Por lo tanto, aunque el término equilibrado se aplica al sistema de comunicaciones, la diferenciación entre estaciones maestras y esclavas sigue siendo necesaria. A veces, los términos maestros y estación externa se usan para reflejar de manera más apropiada las capacidades del sistema.

Las arquitecturas también pueden implicar el uso de convertidores de protocolos para interactuar con uno o más dispositivos que utilizan un protocolo de comunicaciones diferente. Se puede usar un convertidor de protocolo en el caso de una topología jerárquica, donde los dispositivos de la estación externa solo usan DNP3, y el maestro SCADA puede usar un sistema de comunicaciones diferente.

En el caso de dispositivos DNP3 con un puerto de red, DNP3 se encapsula dentro de paquetes Ethernet TCP / IP. Aunque esto agrega la sobrecarga asociada con estos paquetes, proporciona un medio eficaz de utilizar redes de área local o amplia para atender las comunicaciones SCADA. En algunos casos, esto puede permitir la extensión eficiente de un sistema SCADA haciendo uso de una red corporativa existente.

2.4.3.2. Protocolo IEC 60870-5

IEC 60870-5 se refiere a una colección de estándares producidos por la Comisión Electrotécnica Internacional, o IEC, para proporcionar un estándar abierto para la transmisión de información y control de telemetría SCADA.

El estándar proporciona una descripción funcional detallada de equipos y sistemas de telecontrol para controlar procesos geográficamente extendidos, en otras palabras, para sistemas SCADA. El estándar está destinado a la aplicación en las industrias eléctricas y tiene objetos de datos que están específicamente destinados a tales aplicaciones, sin embargo, no se limita a dichas aplicaciones, ya que tiene objetos de datos que son aplicables a las aplicaciones SCADA generales en cualquier industria.

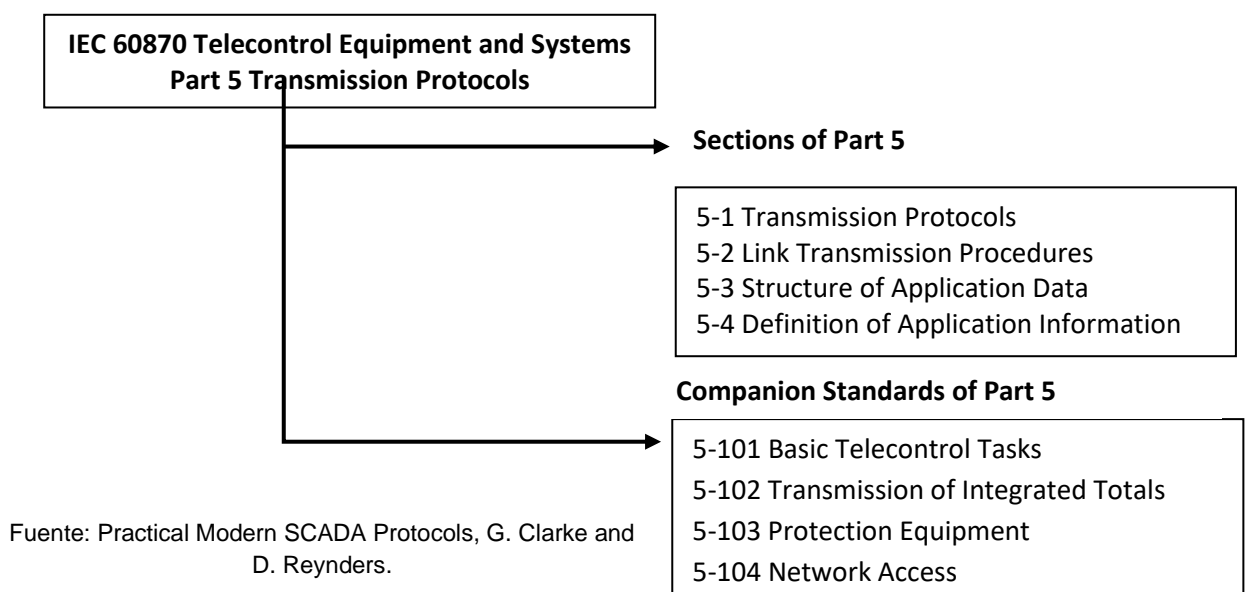
2.4.3.2.1. Estándar

El estándar IEC 60870 está estructurado de manera jerárquica, que comprende seis partes más una serie de estándares complementarios. Cada parte se compone de varias secciones, cada una de las cuales se ha publicado por separado de manera

progresiva. Además de las partes principales, hay cuatro estándares "complementarios" que proporcionan los detalles finos del estándar para un campo particular de aplicación. Los estándares complementarios amplían la definición proporcionada por las partes principales del estándar al agregar objetos de información específicos para el campo de aplicación. Los estándares complementarios amplían la definición

proporcionado por las partes principales del estándar al agregar objetos de información específicos para el campo de aplicación. La estructura del estándar IEC 60870 se muestra en la ilustración 2-9, a continuación. Esto muestra las partes principales del estándar, además de las secciones y estándares complementarios relacionados con los protocolos de transmisión.

Ilustración 2-9: Estructura del IEC



El cuarto estándar complementario, IEC 60870-5-104, también es de particular importancia para comprender el estándar tal como se usa hoy en día, porque define el transporte de mensajes de aplicación IEC 60870-5 a través de redes. Su título completo es "Network Access using Standard Transport Profiles", que se refiere al uso de TCP / IP para los protocolos de transporte y red. Este estándar complementario se publicó en diciembre de 2000, unos seis años después de la publicación de la IEC 60870-5-101. Por supuesto, proporciona un mecanismo de transporte físico y de datos muy diferente

al IEC 60870-101, pero deja la mayoría de las funciones de nivel de aplicación y objetos de datos inalterados.

2.4.3.2.2. Topología del Sistema

IEC 60870-5-101, o T101, admite enlaces de comunicación punto a punto y multipunto que transportan comunicaciones de datos en serie de bits de bajo ancho de banda. Proporciona la opción de usar comunicación balanceada o no balanceada a nivel de enlace. Con la comunicación desequilibrada, solo el maestro puede iniciar comunicaciones transmitiendo tramas primarias. Esto simplifica el diseño del sistema porque no hay necesidad de soportar la prevención de colisiones.

Todas las comunicaciones se inician mediante solicitudes de estación maestra, como solicitar datos de usuario si están disponibles. La comunicación equilibrada está disponible, pero esto se limita solo a enlaces punto a punto.

Por lo tanto, aunque T101 puede admitir mensajes no solicitados de un esclavo, no puede hacerlo para una topología multipunto y debe emplear un esquema de sondeo cíclico para interrogar a las estaciones secundarias.

Comunicación equilibrada, limitada solo a enlaces punto a punto:

- Cualquiera de los dos puede iniciar la transacción.
- Mayor eficiencia en el uso del sistema de comunicaciones.
- Problemas de colisión ya que dos estaciones pueden transmitir simultáneamente.
Se requiere evitar colisiones y recuperación
- Sin embargo, solo para enlaces punto a punto bajo T101

Comunicación no balanceada, adecuada para multipunto:

- Solo el maestro puede enviar tramas primarias

- No se requiere evitar colisiones
- La función de capa de enlace de datos esclavo es más simple

Según la norma IEC 60870-5, existe una estructura jerárquica asumida, de modo que para cualquiera de las dos estaciones que se comunican entre sí, una es la estación de control y la otra es la estación controlada. También hay una "dirección de monitor" definida y una "dirección de control".

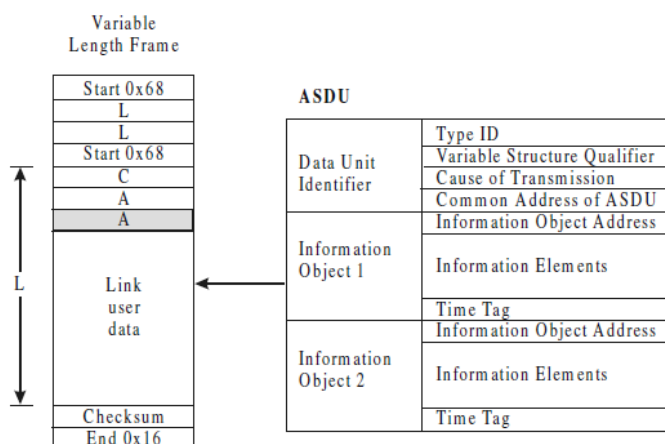
Por lo tanto, los datos monitoreados, como los valores analógicos del campo, se envían en la dirección de monitoreo y los comandos se envían en la dirección de control. Si una estación envía datos monitoreados y envía comandos, está actuando como una estación controlada y una estación de control. Esto se define como operación en modo dual. El protocolo lo acomoda, pero requiere que se utilicen las direcciones de origen en la ASDU²⁸.

2.4.3.2.3. Estructura del mensaje

La estructura del mensaje según IEC 60870-5-101 está formada por una trama de capa de enlace de datos que lleva la dirección del enlace y la información de control, una bandera para indicar si hay datos de Clase 1 disponibles y datos de aplicación opcionales. Cada trama puede transportar un máximo de una unidad de datos de servicio de aplicación, o ASDU. La ilustración 2-10 muestra la estructura de trama del enlace de datos y la estructura de la capa de aplicación ASDU que lleva.

²⁸ De sus siglas en inglés, Application Service Data Unit (ASDU).

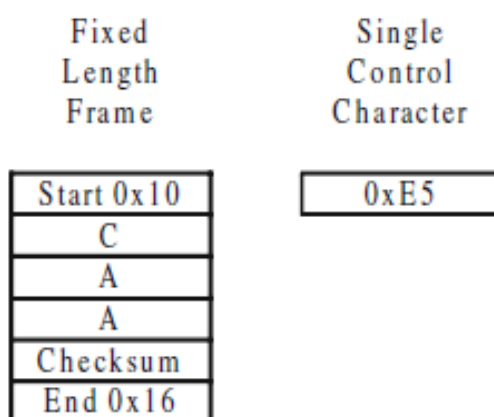
Ilustración 2- 10: Estructura del mensaje bajo el IEC 60870-5-101.



Fuente: Practical Modern SCADA Protocols, G. Clarke and D. Reynders.

En el caso de que no se requieran datos de usuario en la trama, se puede usar una trama de longitud fija o un reconocimiento de un solo carácter. Estos proporcionan un uso eficiente del ancho de banda de las comunicaciones.

Ilustración 2-11: Marco de longitud fija y carácter de control único.



Fuente: Practical Modern SCADA Protocols, G. Clarke and D. Reynders.

2.4.3.2.4. Versión en red

Bajo IEC 60870-5 hay dos métodos diferentes para transportar mensajes. Estos son, en efecto, dos protocolos diferentes, pero estrechamente relacionados. El primero es IEC 60870-5-101, o T101, que proporciona comunicaciones en serie de bits a través de canales de comunicaciones de bajo ancho de banda. Este método utiliza el marco

de enlace de datos que se muestra en la ilustración 2-9 junto con los procedimientos definidos para transportar los datos a través de la red de comunicaciones.

El segundo método se definió mucho más recientemente con el lanzamiento del perfil IEC 60870-5-104 o T104. En este protocolo, los niveles inferiores del protocolo han sido completamente reemplazados por los protocolos de transporte y red TCP e IP. Estos protocolos permiten el transporte de las unidades de datos del servicio de aplicación (ASDU) que se muestran en la ilustración 2-9 a través de redes corporativas de área local y redes de área amplia que utilizan estos protocolos estándar.

La estructura del protocolo o "pila de protocolos" se muestra en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1: Estructura del protocolo para IEC 60870-5-104.

Layer	Source	Selections
User Process	IEC 60870-5-101	Application functions
Transport	IEC 60870-5-101	ASDUs and Application Information Elements.
Network	TCP/IP Transport and Network protocol suite	
Link		
Physical		

Fuente: Practical Modern SCADA Protocols, G. Clarke and D. Reynders.

Mientras que T101 proporciona una definición completa de la pila de protocolos hasta el nivel físico, esto no se proporciona en T104 ya que se emplean operaciones físicas y de capa de enlace existentes y variadas.

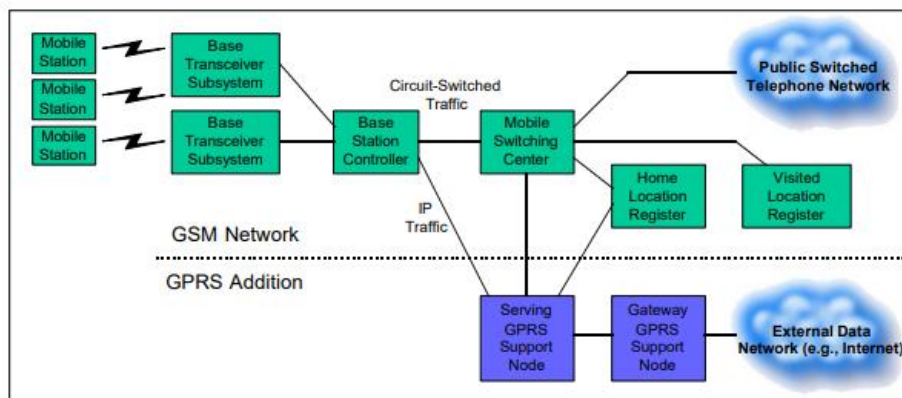
En general, aparte de la operación completamente diferente del transporte de mensajes, la operación del protocolo a nivel de aplicación y usuario no se altera. Algunas excepciones específicas se encuentran en el área de sincronización horaria y en mensajes de difusión.

2.4.4. Sistemas de Comunicación

2.4.4.1. GPRS²⁹

GPRS es el servicio de datos inalámbricos más omnipresente del mundo, disponible en más de 201 países, con servicio de 217 operadores. GPRS es una solución de conectividad IP basada en paquetes que admite una amplia gama de aplicaciones empresariales y de consumo. Las redes GPRS operan como extensiones inalámbricas a Internet y brindan a los usuarios acceso a Internet y acceso a sus organizaciones desde cualquier lugar. Con tasas de rendimiento promedio de hasta 40 utilizando cuatro dispositivos de intervalo de tiempo, los usuarios tienen la misma velocidad de acceso efectiva que un módem, pero con la comodidad de poder conectarse desde cualquier lugar. Para comprender la evolución de la capacidad de datos, examinamos brevemente cómo operan estos servicios de datos, comenzando primero con la arquitectura de GPRS, como se muestra en la ilustración 2-12.

Ilustración 2-12. Arquitectura GSM/GPRS.



Fuente: Data Capabilities for GSM Evolution to UMTS.

GPRS es esencialmente la adición de una infraestructura de paquetes de datos a GSM³⁰. Las funciones de los elementos de datos son las siguientes:

²⁹ De sus siglas en inglés, General Packet Radio Service (GPRS)

³⁰ De sus siglas en inglés, Global Systems for Mobile communications (GSM)

- 1) El controlador de la estación base dirige los datos del paquete al nodo de soporte GPRS de servicio (SGSN³¹), un elemento que autentica y rastrea la ubicación de las estaciones móviles.
- 2) El SGSN realiza los tipos de funciones para datos que el centro de conmutación móvil realiza para voz. Hay un SGSN para cada área de servicio, y a menudo se coloca con el MSC³².
- 3) El SGSN reenvía los datos del usuario al Nodo de soporte GPRS de Gateway (GGSN), que es un gateway a redes externas. Normalmente hay un GGSN por red externa (por ejemplo, Internet). El GGSN también administra direcciones IP, asignando direcciones IP dinámicamente a estaciones móviles para sus sesiones de datos.

Otro elemento importante es el registro de ubicación de inicio (HLR³³), que almacena la información de la cuenta de los usuarios para el servicio de voz y datos. Lo importante es que esta misma arquitectura de datos admite servicios de datos en redes EDGE³⁴ y UMTS³⁵, lo que simplifica las actualizaciones de la red del operador.

En el enlace de radio, GSM utiliza canales de radio de 200 KHz de ancho, divididos en ocho intervalos de tiempo que se repiten cada 4,6 milésimas de segundo. La red puede tener múltiples canales de radio (denominados transceptores) que operan en cada sector celular. La red asigna diferentes funciones a cada intervalo de tiempo, como el canal de control de difusión, funciones de conmutación de circuitos como llamadas de voz o llamadas de datos de conmutación de circuitos; el canal de control de

³¹ De sus siglas en inglés, Serving GPRS Support Node (SGSN)

³² De sus siglas en inglés, Mobile Switching Center (MSC)

³³ De sus siglas en inglés, Home Location Register (HLR)

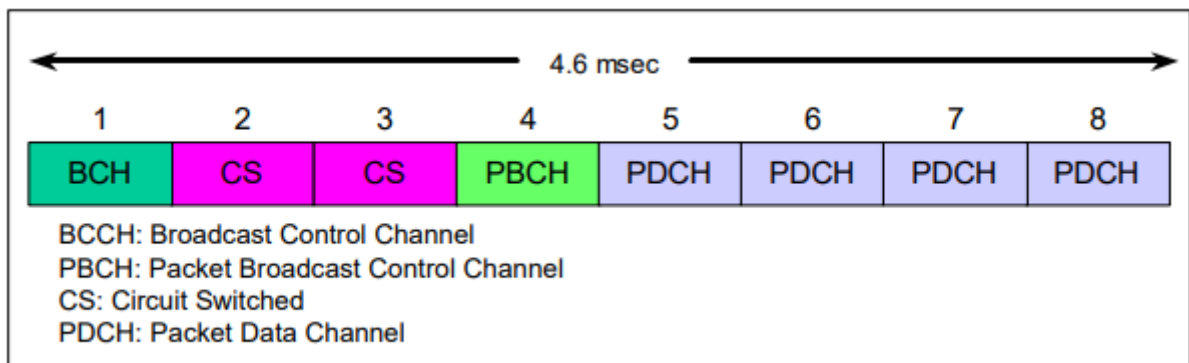
³⁴ De sus siglas en inglés, Enhanced Data for Global Evolution (EDGE)

³⁵ De sus siglas en inglés, Universal Mobile Telecommunications Service (UMTS)

transmisión de paquetes (opcional) y los canales de datos de paquetes. La red puede ajustar dinámicamente la capacidad entre las funciones de voz y datos, y también puede reservar una cantidad mínima de recursos para cada servicio. Esto permite más tráfico de datos cuando el tráfico de voz es bajo o, asimismo, más tráfico de voz cuando el tráfico de datos es bajo, y maximiza el uso general de la red.

GPRS ofrece un acoplamiento cercano entre los servicios de voz y datos. Durante una sesión de datos, los usuarios pueden aceptar una llamada de voz entrante, que suspende la sesión de datos, y luego reanuda su sesión de datos automáticamente cuando finaliza la sesión de datos. Los usuarios también pueden recibir mensajes SMS y notificaciones de datos durante una llamada de voz. Las redes y dispositivos EDGE se comportan de la misma manera.

Ilustración 2-13: Arquitectura GSM/GPRS.



Fuente: Data Capabilities for GSM Evolution to UMTS.

Con respecto al rendimiento de los datos, cada intervalo de tiempo de datos puede entregar velocidades de datos de usuario de aproximadamente 10 kbps utilizando los esquemas de codificación 1 y 2, y la red puede agregar hasta cuatro de estos en el enlace descendente con dispositivos actuales para entregar a los usuarios rendimientos de datos percibidos de hasta a 40 kbps. Si hay múltiples usuarios de datos activos en un sector celular, comparten los canales de datos disponibles. Sin embargo, a medida que aumenta la demanda de servicios de datos, los operadores pueden acomodar a los clientes asignando un número creciente de canales para el servicio de datos limitado

solo por su espectro total disponible y la planificación de radio. Con los esquemas de codificación 3 y 4, GPRS tiene una mayor flexibilidad en la forma en que el enlace de radio asigna los bits comunicados entre los datos y el control de errores, lo que resulta en un mayor rendimiento con mayor calidad de señal. El resultado son tasas de rendimiento hasta un 33% más altas y una mayor eficiencia espectral general de aproximadamente un 30%. Los esquemas de codificación 3 y 4 son una opción para los operadores. Para aumentar aún más el rendimiento y la capacidad de GPRS, los operadores están implementando la tecnología EDGE.

2.4.4.2. DMR³⁶

DMR fue diseñado específicamente para comunicaciones asequibles de importancia crítica, como las empleadas por Utilities: es decir, a un costo de solo una pequeña fracción (generalmente 1/3 o menos) de soluciones de misión crítica como TETRA³⁷. Además de la compra consolidada de volumen, interoperabilidad, soporte de múltiples proveedores, duplicar la capacidad por canal, soporte de datos de hasta 9.6 Kbps en un canal de 12.5 Khz, un conjunto de características que incluye llamadas grupales / individuales / todas, llamada en espera / priorización / prevención, corrección de errores de reenvío de última generación (códigos turbo de bloque) y puede admitir grandes cantidades de módems de solo datos ("cuadro de datos") (datos en serie e ipv4). Por lo tanto, DMR proporciona una solución altamente efectiva para las comunicaciones SCADA/ Telecontrol donde no hay otras alternativas celulares. Las radios DMR con capacidad ETSI³⁸ Tier 3 también están preparadas para el futuro con soporte para Trunking incorporado.

³⁶ De sus siglas en inglés, Digital Mobile Radio (DMR)

³⁷ De sus siglas en inglés, Terrestrial Trunked Radio (TETRA)

³⁸ De sus siglas en inglés, European Telecommunication Standard Institute (ETSI)

DMR puede funcionar con banda VHF (136-174 Mhz) (TETRA tiene algunos borradores para trabajar con bandas VHF³⁹ pero algunos fabricantes no creen en desarrollar este tipo de producto) DMR convencional para la mayoría de las aplicaciones debido a su excelente cobertura. La solución DMR es más costosa en términos de inversión (CAPEX⁴⁰) que la solución de operadores GPRS, pero cumple con los requisitos de disponibilidad, calidad y seguridad del servicio de distribución de telecontrol. La solución DMR también tiene menos costos operativos (OPEX⁴¹) que la solución de operadores GPRS.

Otra fortaleza de DMR es la sinergia con otras necesidades de telecomunicaciones porque DMR puede proporcionar servicios de voz y datos dentro de la misma infraestructura para Mobile Workforce Management (MWF⁴²) en situaciones de emergencia o donde no hay cobertura de operadores públicos.

Con el objetivo de archivar un despliegue rápido y una alta disponibilidad de servicio, se propone una solución mixta con DMR / GPRS evitando el uso de una única solución GPRS dentro de un área.

2.4.5. Automatización de Subestación Eléctrica

Es una subestación eléctrica de distribución conformada por uno o más transformadores MT/BT, celdas equipadas con equipos de maniobra que se pueden operar localmente o remotamente, equipos electrónicos, el equipamiento descrito es de tipo interior y está instalado en una caseta apropiada en la que se ha previsto pasadizos

³⁹ De sus siglas en inglés, Very High Frequency (VHF)

⁴⁰ De sus siglas en inglés, Capital Expenditures (CAPEX)

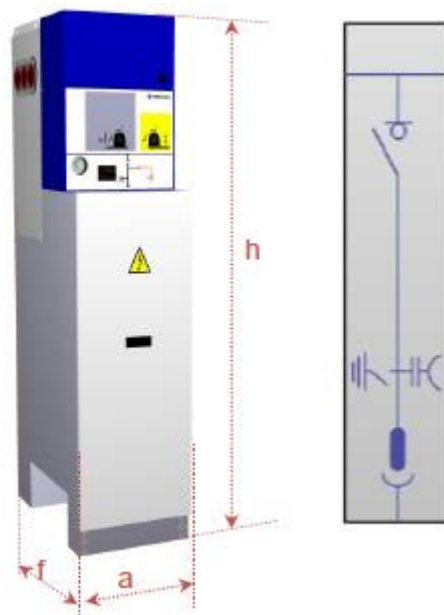
⁴¹ De sus siglas en inglés, Operational Expenditures (OPEX)

⁴² De sus siglas en inglés, Mobile Workforce Management (MWF)

y espacios de trabajo. Este tipo de subestación está conformada por los siguientes componentes:

- **Celda seccionador de línea:** Se utiliza para entrada/salida en redes troncales, circuitos y enlace circuitos auxiliares. Equipada con un seccionador bajo carga motorizado de apertura y cierre y con un seccionador de puesta a tierra.

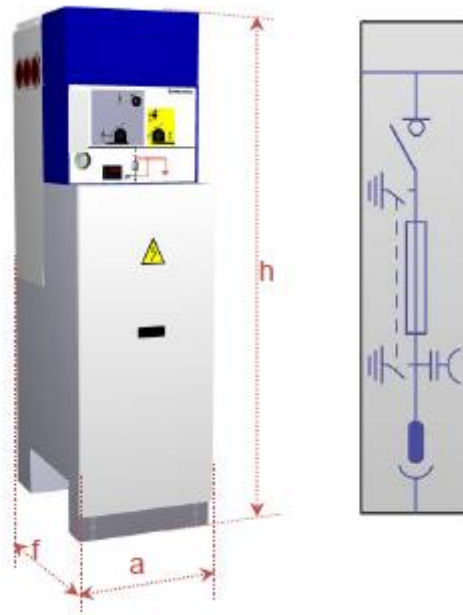
Ilustración 2-14: Celda seccionador de línea.



Fuente: Sistemas CGM Cosmos Celdas de Media Tensión Aisladas en Gas SF6 hasta 24 kV, Ormazabal Velatia.

- **Celda seccionador con fusible:** Se utiliza para la protección del transformador, equipada con seccionador bajo carga de mando manual, bobina de apertura, puesta a tierra, base portafusible y divisor capacitivo para la detección de tensión.

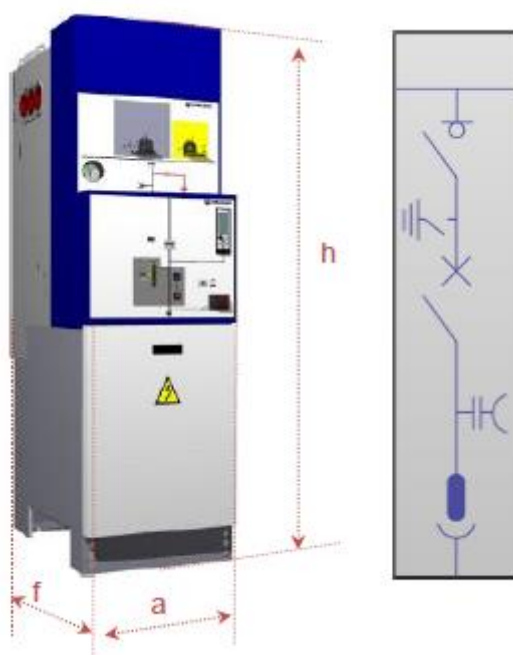
Ilustración 2-15. Celda seccionador con fusible.



Fuente: Sistemas CGM Cosmos Celdas de Media Tensión Aisladas en Gas SF6 hasta 24 kV, Ormazabal Velatia.

- **Celda de interruptor:** Se utiliza para redes troncales y en clientes MT. Equipado con un seccionador bajo carga de aislamiento de barra con puesta a tierra, interruptor automático motorizado, divisor capacitivo para la detección de tensión, 3 transformadores tipo toroide de medidas y protección. Tiene un gabinete para la instalación de un relé y un medidor multifunción.

Ilustración 2-16: Celda de Interruptor.

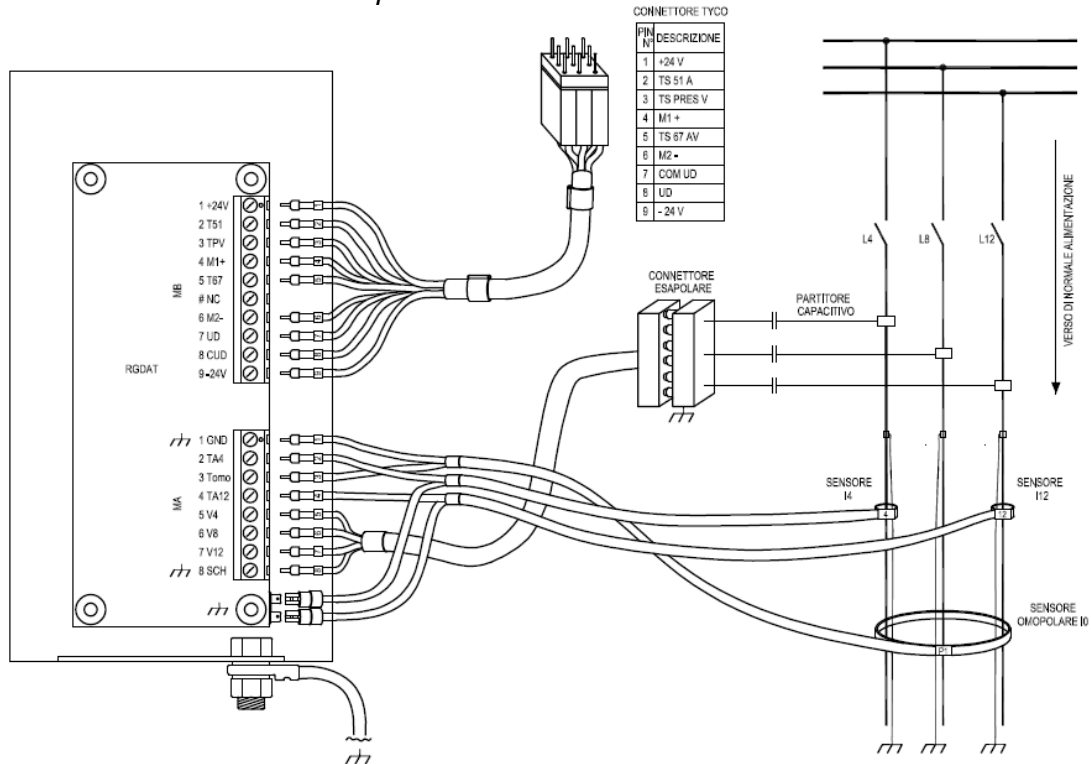


Fuente: Sistemas CGM Cosmos Celdas de Media Tensión Aisladas en Gas SF6 hasta 24 kV, Ormazabal Velatia.

- **Celda de medición:** Se utiliza para como alimentación para medidor de clientes MT, equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles.
- **RGDAT Interior⁴³:** Es un dispositivo diseñado para detectar la presencia de corrientes de falla y ausencia de tensión en redes MT. Está compuesto por los siguientes componentes:
 - **Caja electrónica:** Unidad de procesamiento del RGDAT que se encarga de recibir los valores de medida de los sensores de corriente y tensión para calcular por medio de un procesamiento numérico (transformada rápida de Fourier), las mediciones del voltaje residual y la corriente residual.
 - **Sensores de corriente y tensión:** Estos equipos se encargan de medir los valores de voltaje y corriente de la red MT.

43 De sus siglas en italiano, Rivelatore Di Guasto Dirrezionale e Assenza Tensione

Ilustración 2-17: Esquema de instalación de RGDAT Interior.



Fuente: Construction and Testing Instruction of Directional Fault Passage Indicator (RGDAT-A70) for remote controlled MV/LV substation, Enel Distribuzione.

La medición de voltaje se toma usando las señales de voltaje suministradas por los divisores capacitivos que normalmente, cuando se instalan en tableros de distribución MV protegidos, alimentan las lámparas de señalización de presencia de voltaje.

Las mediciones así obtenidas se usan tanto para la función de tierra direccional como para la función de detección de presencia / ausencia de voltaje; Los valores de tensión de fase V4, V8 y V12 se procesan para eliminar los errores de medición de los divisores capacitivos gracias a la función de autocalibración.

La medición de corriente se realiza mediante tres sensores de corriente que se pueden abrir, suministrados de serie. El dispositivo RGDAT detecta fallas entre las fases que producen una corriente mayor que un valor umbral y fallas a tierra tanto en redes neutras aisladas como en redes neutras compensadas.

Entre las funciones de protección que tiene habilitado el RGDAT podemos mencionar las siguientes:

- 51: Protección de máxima corriente de fase
- 51N: Protección de máxima corriente de tierra protezione di massima corrente di terra
- 67N: Protección direccional de tierra. protezione direzionale di terra
- 59: Función de señalización de presencia de tensión
- 27Vd: Protección de mínima tensión de secuencia directa.
- 59Vi: Protección de máxima tensión de secuencia inversa.
- 59Vo: Protección de máxima tensión homopolar.
- VSS: Función de supervisión del sensor de tensión.

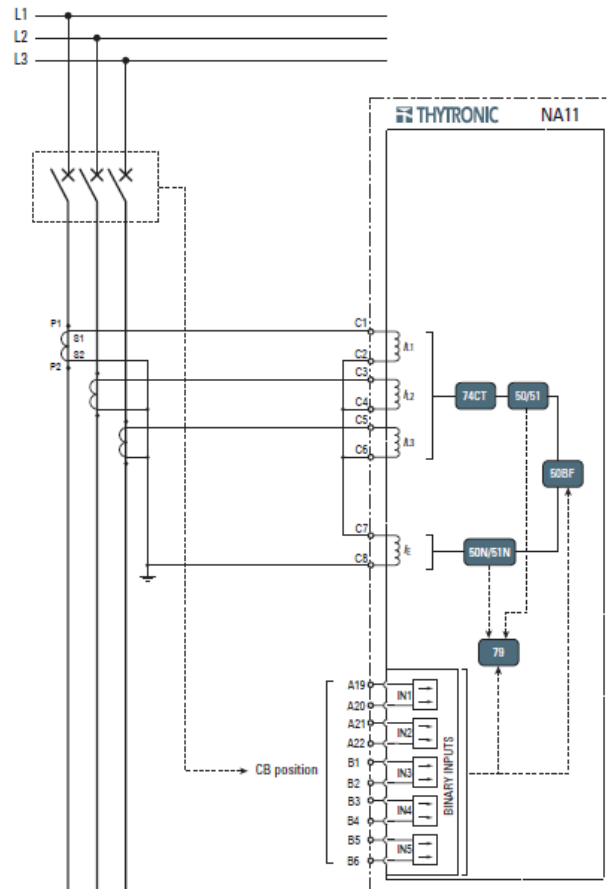
Ilustración 2-18: Señalización Led de RGDAT Interior.



Fuente: RGDAT Outdoor, Enel Distribuzione.

- **Relé:** Este equipo se utiliza principalmente para conmutar a distancia, y para la conmutación de alta tensión o de alta corriente.

Ilustración 2-19: Diagrama de conexiones de Relé NA-11.



Fuente: Manual de Instrucción NA11, Thytronic.

- **Batería:** Es un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. La cantidad de baterías que se utilizan para este tipo de instalaciones son 2 de 12 volts cada una, estas se encuentran conectadas en serie, con el fin de lograr un voltaje de 24 volts para poder energizar la UP.

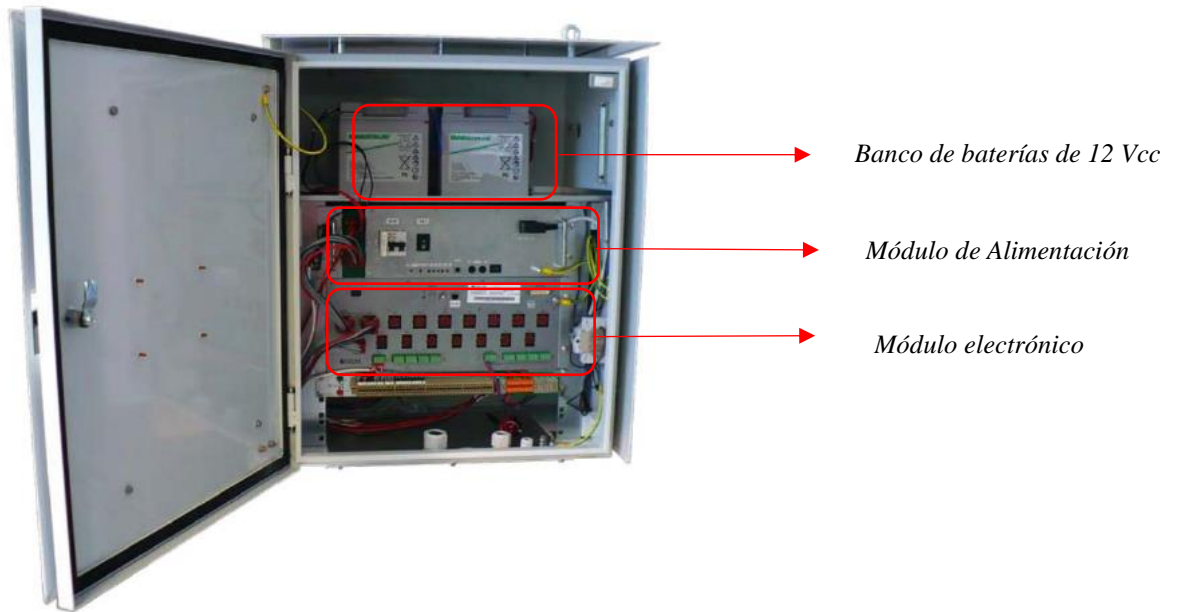
Ilustración 2-20: Banco de baterías de 12V para energización de UP Interior y servicios auxiliares.



Fuente: Elaboración Propia

- **UP Interior:** Los equipos de maniobra deben estar asociados a una unidad terminal remota (UTR), de comunicación y proceso, que concentre las señales que serán enviadas al centro de control, así como también recibir órdenes desde el centro de control. La UP considera los elementos que permiten recibir las señales de los equipos de maniobra y de los indicadores de falla asociados, como también los elementos necesarios para la comunicación al centro de control. Este equipo está compuesto por los siguientes componentes:
 - **Módulo de alimentación/rectificador:** Convierte el voltaje de entrada que recibe del transformador de tensión a 24 Vcc. Energiza la UP y todos los demás equipos de control remoto (motores, RGDAT, módem/DMR).
 - **Módulo electrónico:** En este módulo se encuentra el microprocesador capaz de adquirir de forma cíclica las entradas digitales y analógicas, de utilizar comandos digitales en salida y comunicar con una unidad central desde la que recibe los comandos y a la que envía el estado de las señales que ha adquirido.

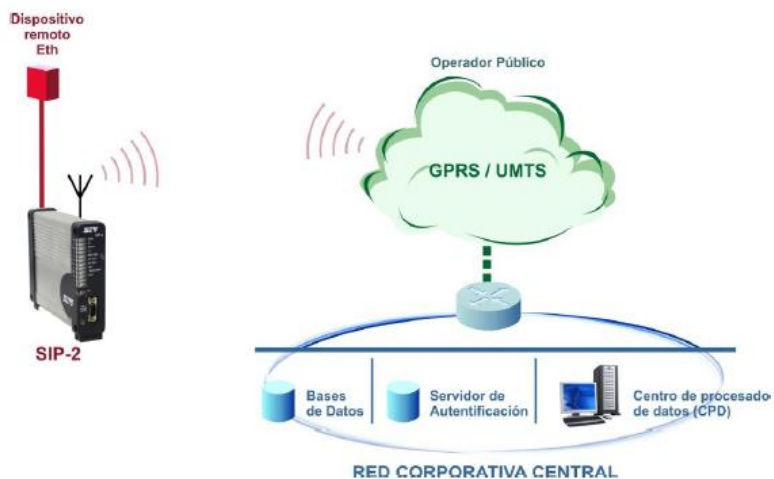
Ilustración 2-21: Componentes de UP Interior.



Fuente: Remote Terminal Unit for secondary substations (UP2015), Enel Distribuzione.

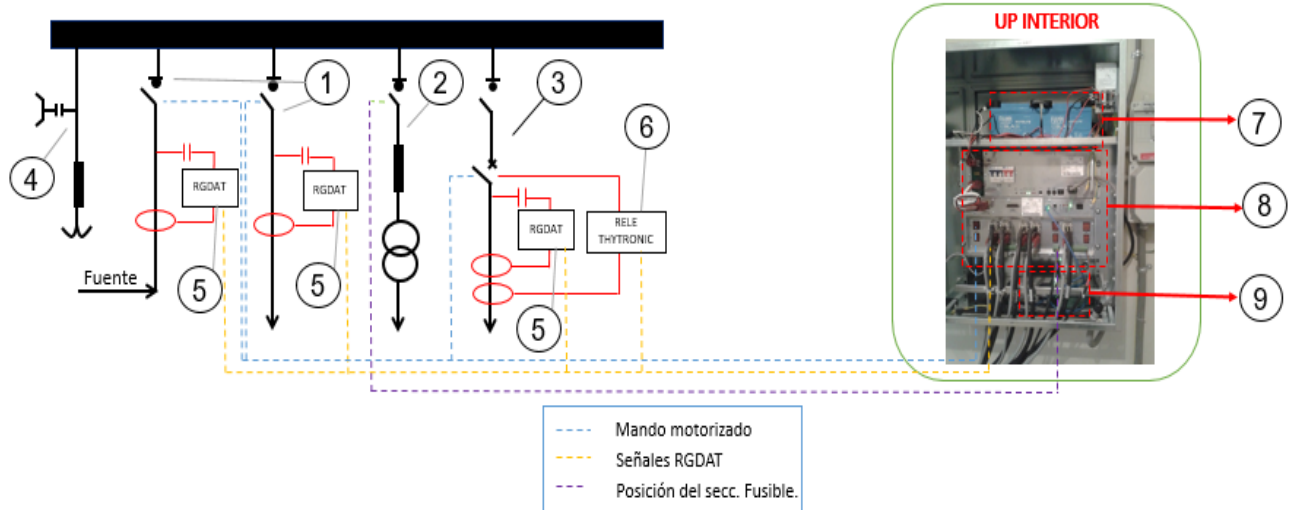
- **Módem / DMR:** Dispositivo que convierte señales digitales en analógicas, o viceversa, para poder ser transmitidas a través de líneas de teléfono, cables coaxiales, fibras ópticas y/o microondas.

Ilustración 2-22: Modem ZIV, operación entre dos equipos interconectados a través de una red WAN.



Fuente: Nodo de Comunicaciones Tipo SIP-2, ZIV.

Ilustración 2-23: Componentes de una subestación eléctrica telecontrolada.



Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-2: Listado de componentes de una subestación telecontrolada.

NRO	EQUIPO
1	Celda seccionador de línea
2	Celda seccionador con fusible
3	Celda de interruptor
4	Celda de medición
5	RGDAT Interior
6	Relé thytronic
7	Baterías
8	UP Interior (módulo de alimentación y electrónico)
9	Módem/DMR

Fuente: Elaboración Propia

2.4.6. Automatización de Seccionador Aéreo

Este equipo de maniobra telecontrolado (TC⁴⁴) se instala en la red de media tensión, cuya función es controlar localmente o remotamente la apertura y cierre en carga de una conexión eléctrica, aísla o configura los tramos de red afectado por una falla. Este equipo está conformado por los siguientes componentes:

⁴⁴ De sus siglas, Telecontrolado (TC)

- **Transformador de tensión:** Este equipo se utiliza para transformar el nivel de tensión con lo que se alimenta su devanado primario (10 kV, 20 kV o 22.9 kV) a otros valores más bajos de voltaje de salida en su devanado secundario (220 V o 110V), con el nivel de salida de su devanado secundario permite alimentar a con voltaje alterno a la UP.

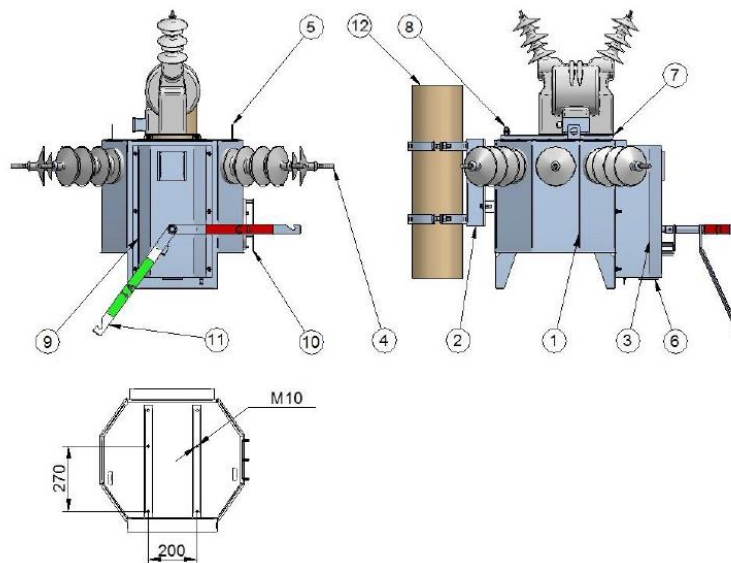
Ilustración 2-24. Transformador de Tensión.



Fuente: <https://www.esitas.com/upload/katalog-esitas-elektrik-sanayi-ve-ticaret-as-9ccc1.pdf>

- **Seccionador aéreo:** Equipo de maniobra destinado al seccionamiento de la red que opera ante una orden local o remota sus mecanismos de accionamiento.

Ilustración 2-25: Componentes del Seccionador Aéreo.



Fuente: Seccionador Para Poste Externo SF6- 24 kV 400A, Officine Elettromeccaniche Bonomi S.R.L.

Tabla 2-3: Listado de componentes del seccionador aéreo.

NRO	EQUIPO
1	Involucro
2	Soporte para poste
3	Comando
4	Aislador pasante
5	Grillete
6	Señalizador cerrado-abierto
7	Soporte TV
8	Toma de tierra
9	Válvula de carga SF6
10	Válvula de sobrepresión
11	Palanca de control directo a pértiga
12	Poste de soporte

Fuente: Elaboración Propia

- **Batería:** Es un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. La cantidad de baterías que se utilizan para este tipo de instalaciones son 2 de 12 volts cada una, estas se encuentran conectadas en serie, con el fin de lograr un voltaje de 24 volts para poder energizar la UP.

Ilustración 2-26: Banco de baterías de 12 V.



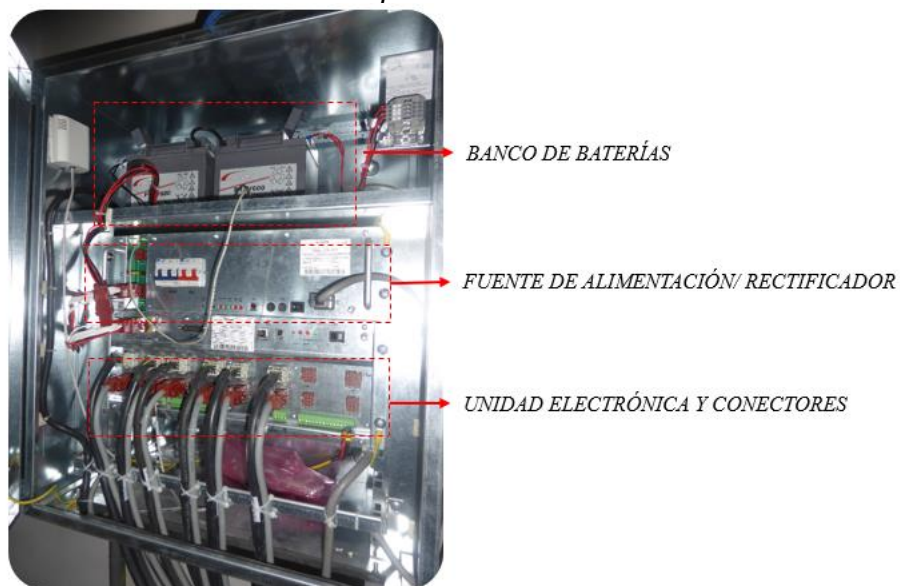
Fuente: <https://www.vlad.fr/es/s/902/baterias-fiamm>

- **UP Exterior:** Los equipos de maniobra deben estar asociados a una unidad terminal remota (UTR), de comunicación y proceso, que concentre las señales que serán enviadas al centro de control, así como también recibir órdenes desde el centro de control. La UP considera los elementos que permiten recibir las señales de los equipos de maniobra y de los indicadores de falla asociados, como también los

elementos necesarios para la comunicación al centro de control. Este equipo está compuesto por los siguientes componentes:

- **Módulo de alimentación/rectificador:** Convierte el voltaje de entrada que recibe del transformador de tensión a 24 Vcc. Energiza la UP y todos los demás equipos de control remoto (motores, RGDAT, módem/DMR).
- **Módulo electrónico:** En este módulo se encuentra el microprocesador capaz de adquirir de forma cíclica las entradas digitales y analógicas, de utilizar comandos digitales en salida y comunicar con una unidad central desde la que recibe los comandos y a la que envía el estado de las señales que ha adquirido.

Ilustración 2-27: Componentes de UP Exterior.



Fuente: Remote Terminal Unit for secondary substations (UP2015), Enel Distribuzione.

- **Módem / DMR:** Dispositivo que convierte señales digitales en analógicas, o viceversa, para poder ser transmitidas a través de líneas de teléfono, cables coaxiales, fibras ópticas y/o microondas.

Ilustración 2-28: Modem ZIV.



Fuente: Nodo de Comunicaciones Tipo SIP-2, ZIV.

- **RGDAT Exterior:** Es un dispositivo diseñado para detectar la presencia de corrientes de falla y ausencia de tensión en redes MT. Está compuesto por los siguientes componentes:

- **Caja electrónica:** Unidad de procesamiento del RGDAT que se encarga de recibir los valores de medida de los sensores de corriente y tensión para calcular por medio de un procesamiento numérico (transformada rápida de Fourier), las mediciones del voltaje residual y la corriente residual.

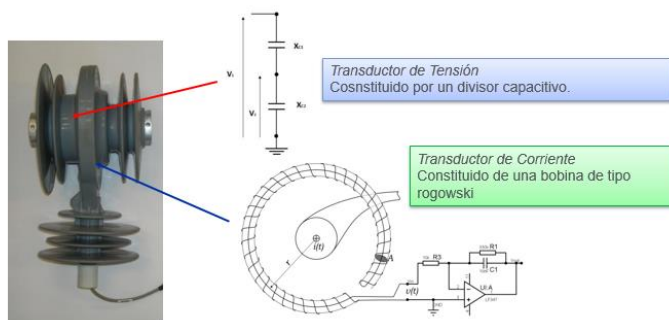
Ilustración 2-29: Caja electrónica de RGDAT Exterior.



Fuente: Global Standard RGDAT-A70, Enel Distribuzione.

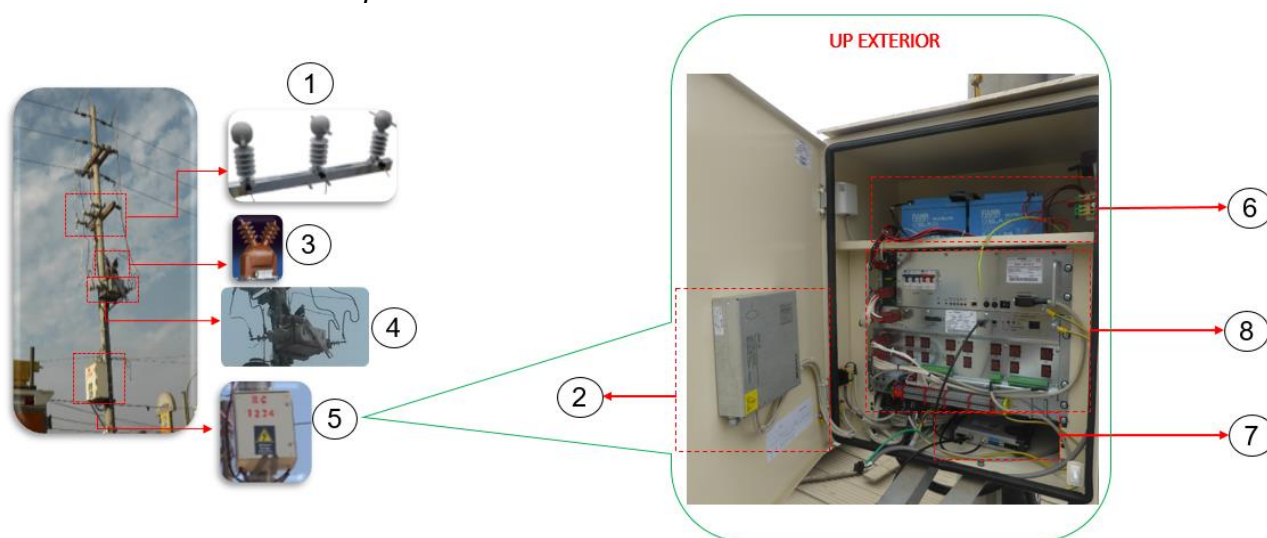
- **Sensores de corriente y tensión:** Estos equipos se encargan de medir los valores de voltaje y corriente de la red MT.

Ilustración 2-30: Sensores de Corriente y Tensión del RGDAT.



Fuente: Global Standard RGDAT-A70, Enel Distribuzione.

Ilustración 2-31: Componentes de un Seccionador Aéreo Telecontrolado.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2-4: Listado de componentes de una seccionador aéreo telecontrolado.

NRO	EQUIPO
1	Sensores de corriente y tensión (RGDAT)
2	Caja Electrónica (RGDAT)
3	Transformador de Tensión
4	Seccionador Aéreo
5	UP Exterior (caja metálica)
6	Baterías
7	Modem / DMR

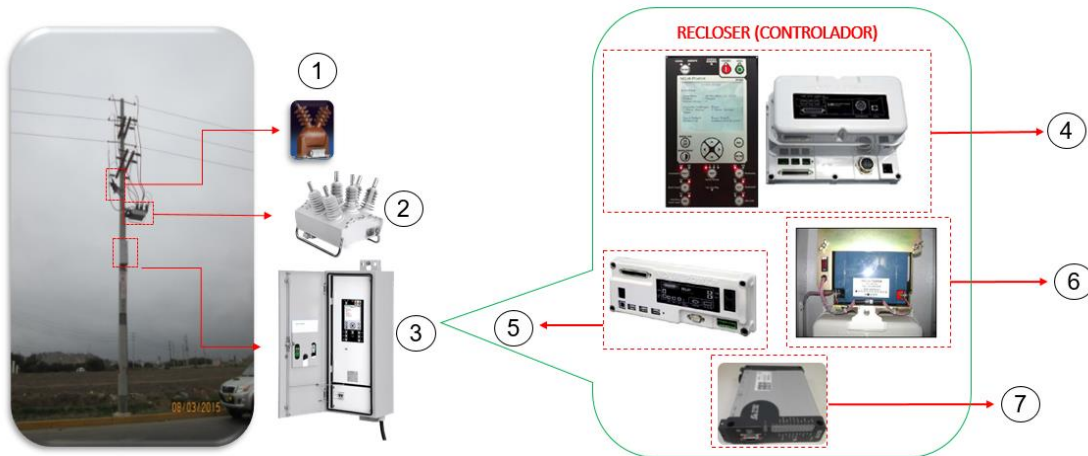
Fuente: Elaboración Propia.

2.4.7. Automatización de Reconectador

El recloser telecontrolado es un equipo de maniobra auto-controlado que tiene la capacidad de interrumpir automáticamente una corriente de falla dentro de sus límites de diseño y realizar operaciones de reconexión automática con una secuencia predeterminada de aperturas y reconexiones seguidas de una operación de bloqueo o restablecimiento del servicio. Este equipo está conformado por los siguientes componentes:

- **Transformador de tensión:** Este equipo se utiliza para transformar el nivel de tensión con lo que se alimenta su devanado primario (10 kV, 20 kV o 22.9 kV) a otros valores más bajos de voltaje de salida en su devanado secundario (220 V o 110V), con el nivel de salida de su devanado secundario permite alimentar a con voltaje alterno al controlador del recloser.
- **Recloser (Equipo de maniobra):** Es el equipo primario de maniobra que provee el medio físico de interrupción de corriente de falla.
- **Recloser (controlador):** Contiene los sistemas de control, automatización y comunicaciones necesarios para la operación efectiva del recloser.
- **Batería:** Es un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en corriente eléctrica. La cantidad de baterías que se utilizan para este tipo de instalaciones es de 1 de 12 volts, con el fin de energizar los módulos del reconectador.
- **Módem / DMR:** Dispositivo que convierte señales digitales en analógicas, o viceversa, para poder ser transmitidas a través de líneas de teléfono, cables coaxiales, fibras ópticas y/o microondas.

Ilustración 2-32: Componentes de un Reconector Telecontrolado.



Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 2-5: Listado de componentes de una seccionador aéreo telecontrolado.

NRO	EQUIPO
1	Transformador de tensión
2	Reconector (equipo de maniobra)
3	Reconector (controlador)
4	Panel de control y módulos
5	Relé
6	Batería
7	Modem/DMR

Fuente: Elaboración Propia.

2.5. Fallas en la red eléctrica

Una falla en un sistema de energía es una condición anormal que se presenta en un equipo o conjunto de equipos del sistema de energía que opera en uno de los voltajes primarios dentro del sistema. Entre las fallas más comunes podemos indicar las siguientes:

- Fallas por cortocircuito
- Fallas por fugas eléctricas
- Fallas por falsos contactos

- Fallas por errores de operación
- Fallas por falla de suministro.

Con respecto a las fallas por cortocircuito estas pueden ser: entre fases, o entre fases y tierra, o ambas. Los cortocircuitos pueden ser monofásicos a tierra, fase a fase, bifásicos a tierra, trifásicos libres de tierra y trifásicos a tierra. La falla trifásica que afecta simétricamente las tres fases de un circuito de tres fases es la única falla balanceada, mientras que todas las otras fallas no están balanceadas. Las fallas simultáneas son una combinación de dos o más fallas que ocurren al mismo tiempo. Pueden ser del mismo tipo o diferentes y pueden ocurrir en el mismo lugar o en diferentes lugares. Un conductor de línea aérea roto que cae a tierra es una falla simultánea de circuito abierto monofásico y de cortocircuito monofásico en una ubicación. Una falla de cortocircuito que ocurre al mismo tiempo en cada circuito de una línea aérea de doble circuito, donde los dos circuitos están conectados en la misma torre, es una condición de falla simultánea.

2.5.1. Tipos de Fallas por cortocircuito

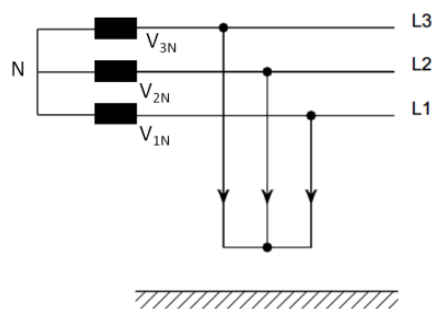
Una falla por cortocircuito de una fase a tierra en un sistema de distribución con conexión a tierra de alta impedancia puede causar un aumento de voltaje suficiente en una fase saludable en cualquier otra parte del sistema que produzca una falla de cortocircuito y cortocircuito. Esto se conoce como falla. La mayoría de las fallas no cambian de tipo durante el período de falla, pero algunas fallas cambian y evolucionan, por ejemplo, de un cortocircuito monofásico a tierra para engullir una segunda fase donde cambia a una falla de cortocircuito bifásico a tierra. Esto puede ocurrir en líneas aéreas o en subestaciones donde el arco de descarga de la fase con falla se extiende a otras fases saludables. También pueden ocurrir cortocircuitos internos a tierra y fallas de circuito abierto en los devanados de transformadores, reactores y máquinas, así como fallas entre varias vueltas de devanado de la misma fase.

2.5.1.1. Fallas Trifásicas

En general, estas fallas presentan los niveles de corriente más elevados. Por otro lado, estas fallas son pocos frecuentes indicándose en la literatura aproximadamente un 5% del total.

La situación más crítica, está dada por fallas cercanas a las barras de la Subestación, donde la impedancia de los conductores de línea es despreciable. La siguiente relación entrega el valor máximo en los bornes del Transformador, despreciando la impedancia de los conductores:

Ilustración 2-33: Falla trifásica.



$$I_{falla-trifásica} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_1}$$

U: Tensión entre líneas
Z₁: Impedancia secuencia positiva

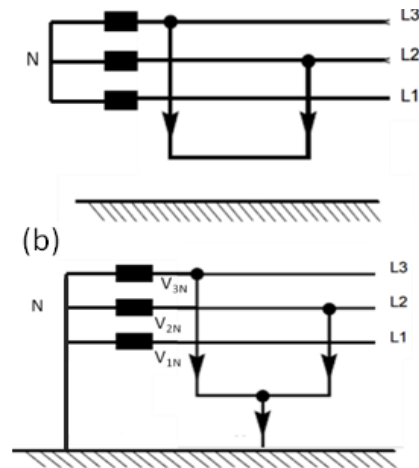
Fuente. Elaboración Propia.

2.5.1.2. Fallas bifásicas

Los niveles de corriente son menores a los trifásicos. Son un poco más frecuentes registrándose entre un 10%-15% del total. Dependiendo si hay contacto a tierra pueden existir diferencias en el valor de la corriente.

Para la corriente máxima, despreciando la impedancia de conductores, es posible determinar la siguiente relación en el caso sin contacto a tierra.

Ilustración 2-34: Falla bifásica, sin contacto a tierra (a), y tierra (b).



$$I_{falla-bifásica} = \frac{U}{2Z_1}$$

Si hay contacto con tierra y con las mismas simplificaciones, despreciando las impedancias del conductor y del terreno en un sistema rígido a tierra tenemos:

Fuente: Elaboración propia.

$$I_{falla-bifásica-tierra} = \frac{U \cdot \sqrt{3} \cdot Z_2}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_0}$$

Z_i : Impedancia secuencia Transformador (i=1, 2,0)

2.5.1.3. Fallas monofásicas a tierra

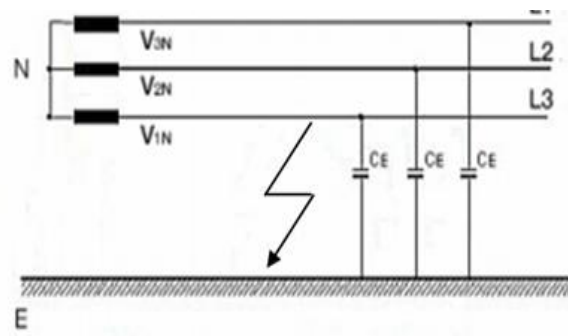
La experiencia indica que alrededor del 80% de las fallas en las redes eléctricas se deben a defectos a tierra, y en especial a una fase a tierra, por tal motivo, se realizará un énfasis y foco de análisis en este tipo de fallas que está muy asociado al sistema de neutro presente en la red MT. Para los efectos del análisis, consideraremos los sistemas de neutro más habituales en las empresas.

a. Sistema de MT con neutro aislado

En este caso las corrientes fallas a tierra, sólo podrían circular por las capacitancias equivalentes de las fases (C_E) de las líneas sin fallas conectadas a la misma barra.

En general, las corrientes de fallas son relativamente muy bajas, con valores en rangos menores o cercanos a 30 A; pero si el efecto de las capacitancias equivalentes es relevante se pueden alcanzar valores muy superiores.

Ilustración 2-35: Falla a tierra sistema aislado.



Fuente: Elaboración propia.

En este caso el valor de la corriente capacitiva de falla depende de la incidencia de efecto aportado por los cables aislados de las líneas de MT.

$$I_c = Ux(0.003xL_1 + 0.2xL_2)$$

I_c : Corriente capacitiva

U: Impedancia secuencia positiva en kV

L_1 : \sum longitudes en línea desnudas en km

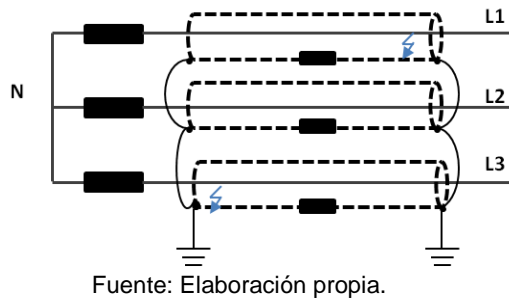
L_2 : \sum longitudes en cables en km

Sin embargo, el valor más alto de corriente de falla en algún elemento puede ser ocasionado por el cortocircuito con doble contacto a tierra (monofásico a tierra al mismo tiempo), el cual es muy poco frecuente por lo que es escasamente analizado.

Por ejemplo, en el caso de una línea de MT con cables, una doble falta en los extremos opuestos de dos cables podría dar origen a una corriente que circula por la pantalla de los cables.

Para simplificar, la corriente de falla solo estaría limitada por la impedancia de transformador. De la ilustración 2-36, se puede considerar como una falla bifásica, y que el contacto con tierra corresponde a la circulación de las corrientes por las pantallas, como tienen el mismo valor, se puede dividir por 3 la corriente de falla por las fases.

Ilustración 2-36: Doble falla a tierra en dos puntos distintos simultáneos en sistema de cables.



$$I_{falla-pantalla} = \frac{I_{falla-fase/fase}}{3} = \frac{U}{(2 \cdot Z_1) \cdot 3} = I_{falla-trifásica} \cdot \frac{\sqrt{3}}{6}$$

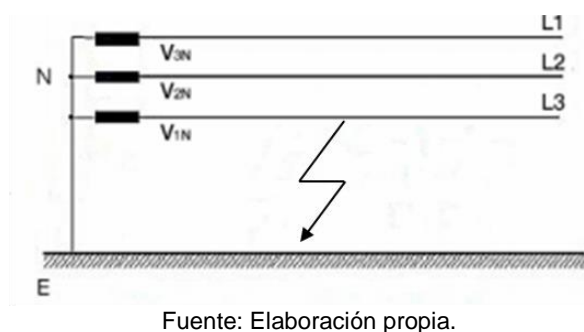
Por ejemplo, si la corriente de falla trifásica es 12.5kA, tendríamos una corriente máxima circulando por la pantalla de 3.6kA. Pero como se ha indicado anteriormente es una situación muy improbable.

b. Sistema con neutro rígido

Las corrientes fallas a tierra, circularían por el punto de falla a la tierra directamente al neutro transformador el cual está sólidamente conectado a la tierra.

Las intensidades de falla quedan limitadas principalmente por las impedancias de secuencia del transformador AT/MT.

Ilustración 2-37: Doble falla a tierra en dos puntos distintos simultáneos en sistema de cables.



Las características e impedancias del Transformador AT/MT definen los niveles de cortocircuito máximo a tierra. La siguiente relación entrega un valor de la corriente de falla, considerando las impedancias del Transformador.

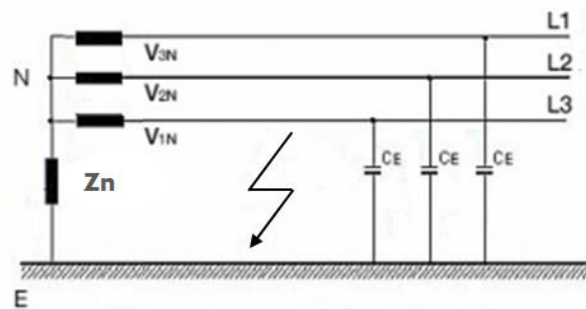
$$I_{falla-tierra} = \frac{3 \cdot \frac{U}{\sqrt{3}}}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_1}$$

En general, se puede aproximar que $Z_1 = Z_2 \approx Z_0$ en el transformador AT/MT, lo cual adicional a que se ha despreciado el efecto de la impedancia de la tierra, para este tipos de fallas se pueden alcanzar valores similares a la corriente de cortocircuito trifásica (12-16 kA). Es decir, circulan elevadas corrientes por los elementos o materiales que aterrizan a los distintos componentes a tierra.

c. Sistemas con impedancia en el neutro

Las corrientes fallas a tierra, circulan desde el punto de falla a la tierra a través impedancia de neutro (Z_n) que está conectada al Neutro del transformador.

Ilustración 2-38: Doble falla a tierra en dos puntos distintos simultáneos en sistema de cables.



Fuente: Elaboración propia.

Las intensidades de falla a tierra quedan limitadas principalmente por las impedancias de secuencia del transformador AT/MT e impedancia del neutro. Como la impedancia de neutro puede ser de diverso valor podemos escoger este valor arbitrariamente y definir la corriente de falla a tierra respectiva.

En el caso que el efecto capacitivo sea despreciable, la siguiente relación establece el valor de corriente de falla en esta situación.

$$I_{falla} = \frac{3U}{(Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n)} = \frac{U}{Z_1 + Z_n}$$

La impedancia de neutro puede ser un valor fijo tanto resistivo como inductivo, con lo cual se puede disminuir la corriente de falla a tierra. Pero también la impedancia puede ser variable y ajustarse automáticamente a un valor que, minimice la componente reactiva para intentar anular la corriente de falla capacitiva (Bobina Petersen).

En resumen, las configuraciones de las redes (aislado, impedancias, neutros rígidos, etc.) impactan en los valores de corriente de falla a tierra de manera importante; y a su vez incide en la capacidad de soportar los esfuerzos térmicos y dinámicos por parte de los equipos y materiales de la red; situación que es importante analizar en la habilitación del automatismo descrito en este documento.

En la actualidad, hay una diversidad en los valores en las empresas, donde los sistemas de neutro aislado y bajo efecto capacitivos de las líneas, presentarían valores más bajos. En el extremo sistemas rígidos a tierra presentan valores muy elevados. Los sistemas con impedancia presentan valores intermedios dependiendo del valor de la impedancia; no obstante sistemas del tipo resonante (impedancia variable) buscan acercarse a valores muy bajos, inclusive considerando efectos capacitivos importante de las líneas MT.

2.6. Indicadores de la calidad de suministro

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes dos indicadores que se calculan para periodos de control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

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

N: Número de interrupciones; (expresada en: interrupciones /semestre).

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

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

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

$$D = \sum(k_i x d_i) ; \text{ expresada en: horas.}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

k_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $k_i = 0.25$
- Interrupciones programadas por mantenimiento: $k_i = 0.5$
- Otras: $k_i = 1$

El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la autoridad y notificadas a los clientes

con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) se considera, para dicha diferencia (Δ):

- $k_i = 0$; si la duración real es menor a la programada.
- $k_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada.

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia.

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en muy alta y alta tensión: 2 interrupciones/semestre.
- Clientes en media tensión: 4 interrupciones/semestre.
- Clientes en baja tensión: 6 interrupciones/semestre.

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en muy alta y alta tensión: 4 horas/semestre.
- Clientes en media tensión: 7 horas/semestre.
- Clientes en baja tensión: 10 horas/semestre.

En concordancia con lo mencionado y establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, resulta necesario definir los indicadores de performance con relación al desempeño de los suministradores en la operación de los sistemas eléctricos. Los indicadores de performance a los que se hacen referencia en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos son:

2.6.1. Saifi

El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un

período de tiempo predefinido. Matemáticamente, se puede expresar como se muestra en la siguiente ecuación:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Total de clientes afectados por interrupción}}{\text{Número Total de Clientes Suministrados}}$$

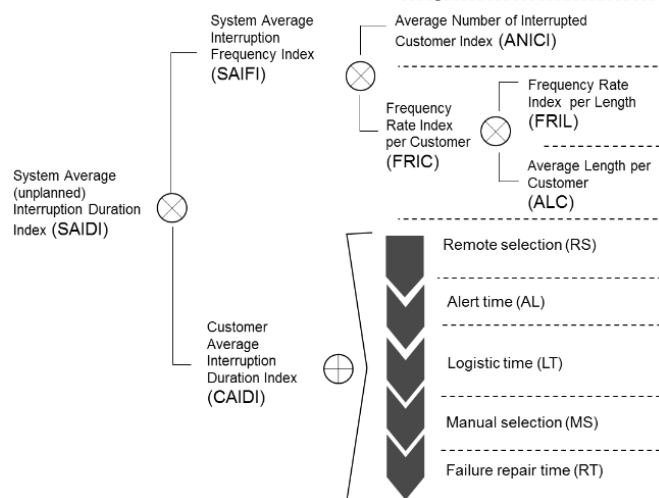
2.6.2. Saidi

El índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción. Matemáticamente, se puede expresar como se muestra en la siguiente ecuación:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción de cliente}}{\text{Número Total de Clientes Suministrados}}$$

A continuación, se muestra una desagregación estructurada ("árbol lógico") de SAIDI en sus componentes básicos, denominada "forma de SAIDI".

Ilustración 2-39: Árbol lógico de SAIDI



Fuente: Enel's Way to SAIDI, F.Amadei.

2.6.3. Caidi⁴⁵

El índice de duración promedio de interrupción del cliente (CAIDI) representa el tiempo promedio requerido para restaurar el servicio. Matemáticamente, se puede expresar como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción de cliente}}{\text{Total de clientes afectados por interrupción}} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}}$$

⁴⁵ Por sus siglas en inglés, Customer Average Interruption Duration Index (Caidi)

Capítulo III: Marco conceptual

3.1. Componentes de la Red de Distribución

3.1.1. Alimentador MT: Grupo de segmentos de líneas adyacentes que se encuentran conectados a la barra MT (interruptor de circuito MT) y son alimentados desde la barra MT de la subestación eléctrica de Transmisión. Es el conductor principal con la mayor capacidad nominal.

3.1.2. Tramo: Se refiere al conductor aéreo o subterráneo de sección uniforme.

3.1.3. Enlace: Es el conductor aéreo o subterráneo que une en forma física dos subestaciones. No tiene derivaciones.

3.1.4. Circuito: Recorrido eléctrico formado por uno o varios enlaces.

3.1.5. Subestación Eléctrica de Distribución (SED): Es el elemento de la red primaria encargado de transformar la energía de media a baja tensión. Está formado principalmente por la protección MT, el transformador de distribución y el tablero de baja tensión. Los tipos de SED's que existen son:

- **SED Convencional:** Subestación eléctrica de distribución conformada por uno o más transformadores MT/BT, celdas equipadas con equipos de maniobra, el equipamiento descrito es de tipo interior y está instalado en una caseta apropiada en la que se ha previsto pasadizos y espacios de trabajo. Por su ubicación de la subestación convencional puede ser de 2 tipos:
 - Superficie
 - Subterránea
- **SED Compacta:** Subestación eléctrica de distribución cuyo equipamiento es del tipo exterior (a la intemperie) y tiene un transformador de distribución MT/BT no convencional denominado transformador compacto, porque tiene los dispositivos

de protección y maniobra incorporados dentro de la cuba o tanque de aceite dieléctrico. Existen dos tipos de SED compacta:

- *Bóveda*, cuando el transformador MT/BT se encuentra instalado en una bóveda de concreto subterráneo bajo la vereda de la vía pública.
 - *Pedestal*, cuando el transformador está instalado sobre una base de concreto a nivel de la superficie del piso en un área libre.
- **SED Aérea:** Subestación eléctrica de distribución aérea cuyo equipamiento está conformado por un transformador MT/BT acompañado de su respectiva protección contra sobrecorriente (cortocircuito), como también de algunos accesorios indispensables para su montaje como apoyos, aisladores y herrajes. Entre los tipos de SED Aérea existen:
 - *Biposte*, cuando la subestación se encuentra soportado por una plataforma unida por 2 postes
 - *Monoposte*, cuando la subestación se encuentra soportado por una plataforma en 1 poste.

3.1.6. Circuito troncal: Es el circuito principal del alimentador de distribución, ya que transporta la mayor cantidad de potencia por metro lineal de recorrido.

3.1.7. Circuito lateral: Es el circuito que se deriva de la red troncal para alimentar una o varias SED's del tipo compacta o aérea, y clientes MT.

3.1.8. Circuito auxiliar o punto de respaldo o suplencia: Recorrido eléctrico que une dos circuitos diferentes. El auxiliar puede ser entre dos alimentadores de una misma SET o SET's diferentes.

3.1.9. Nube: Agrupamiento de un conjunto de clientes de baja tensión y/o media tensión.

Capítulo IV: Hipótesis y operacionalización de variables

4.1. Hipótesis

4.1.1. Hipótesis General

Automatizando los alimentadores de media tensión pertenecientes al sistema de distribución eléctrica de media tensión en la zona de Lima Norte se logra mejorar sus indicadores de calidad de suministro.

4.1.2. Hipótesis Específicas

- Se logra reducir la cantidad de clientes afectados ante una interrupción imprevista que se pueda presentar en los alimentadores pertenecientes al sistema eléctrico de media tensión.
- Se logra determinar con mayor exactitud la zona de la falla donde se originó la interrupción del suministro eléctrico en los alimentadores pertenecientes al sistema eléctrico de media tensión.

4.2. Variables

4.2.1. Variables dependientes

Indicador de calidad de suministro eléctrico SAIDI (hrs).

4.2.2. Variables independientes

- Cantidad de clientes-horas afectados por una interrupción en la red eléctrica MT.
- Cantidad de clientes afectados por una interrupción en la red eléctrica MT.

Capítulo V: Metodología de la investigación

5.1. Tipo y diseño de la investigación

El área de investigación donde se desarrolla el presente trabajo es en el área de Sistemas de Distribución Eléctrica y los niveles de investigación utilizados son los siguientes:

5.1.1. Investigación Exploratoria

La cual permitirá obtener una visión general del campo de estudio que abarca la automatización de las redes de distribución, los equipos de protección y control a utilizar.

5.1.2. Investigación Bibliográfica

La cual permitirá estudiar el estado del arte acerca de los dispositivos de protección y control, esto nos permitirá saber las características y su funcionamiento.

5.1.3. Investigación Cuantitativa

Permitirá hacer el análisis a través de la utilización de variables numéricas y la interpretación de gráficos y tablas.

5.1.4. Investigación Aplicativa

El trabajo se enmarca en un carácter aplicativo debido a que se utilizan conocimientos correspondientes a Ingeniería y se desarrollará e implementará en sistemas de distribución reales.

5.1.5. Investigación Explicativa

El trabajo se incluye dentro de este tipo de nivel de investigación porque se identificará, analizará y explicará los efectos que causará la implementación de la propuesta planteada en el sistema de distribución eléctrica.

5.2. Matriz de consistencia

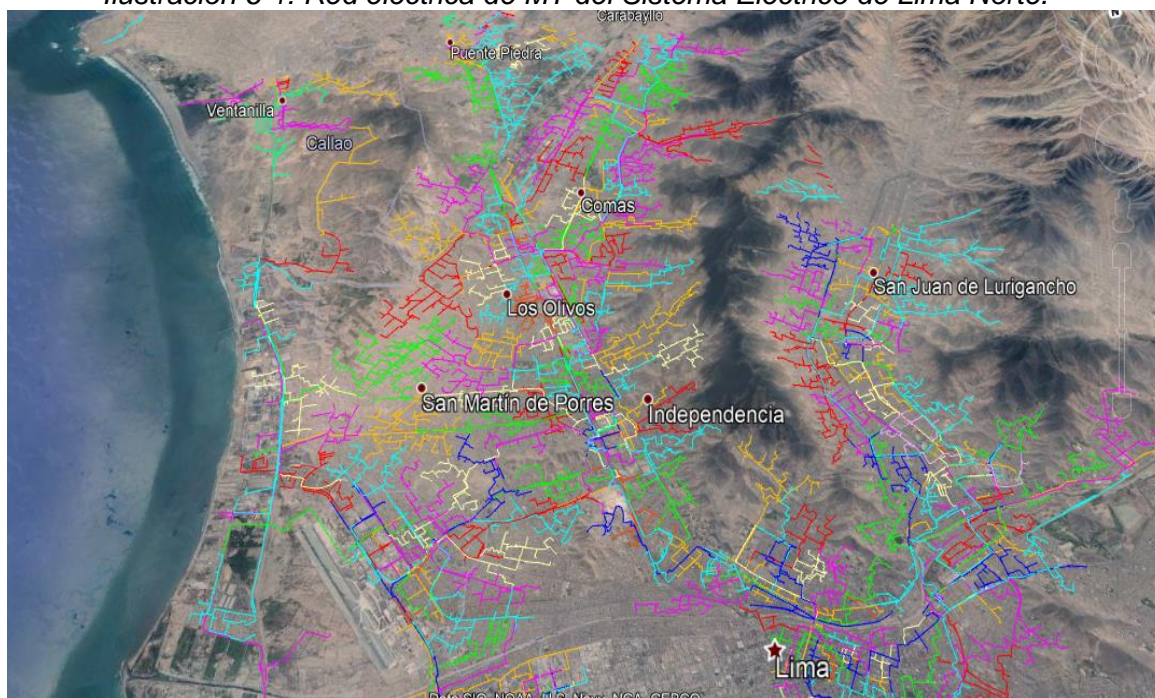
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGÍA
<p>Problema General ¿Cómo mejorar los indicadores de calidad de suministro eléctrico en los sistemas de distribución eléctrica con el uso de nuevas tecnologías?</p> <p>Problemas Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿De qué manera afectará el uso de nuevas tecnologías en los sistemas de distribución eléctrica? • ¿Causará beneficios técnicos y económicos el uso de nuevas tecnologías para mejorar los indicadores de calidad de suministro eléctrico de los sistemas de distribución eléctrica? 	<p>Objetivo General</p> <p>Automatizar un sistema de distribución eléctrico de Media Tensión ubicado en la zona de Lima Norte para mejorar sus indicadores de calidad de suministro eléctrico.</p> <p>Objetivos Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establecer criterios básicos para la automatización de sistema de distribución. • Definir los tipos de equipamientos de control y protección a utilizar, y la ubicación óptima de estos equipos en cada alimentador perteneciente al sistema de distribución, • Identificar las zonas problemáticas del sistema de distribución en análisis y demostrar la mejora de sus indicadores de calidad mediante la implementación de la automatización. 	<p>Hipótesis General</p> <p>Automatizando los alimentadores de media tensión pertenecientes al sistema de distribución eléctrica de media tensión en la zona de Lima Norte se logra mejorar sus indicadores de calidad de suministro.</p> <p>Hipótesis Específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se logra reducir la cantidad de clientes afectados ante una interrupción imprevista que se pueda presentar en los alimentadores pertenecientes al sistema eléctrico de media tensión. • Se logra determinar con mayor exactitud la zona de la falla donde se originó la interrupción del suministro eléctrico en los alimentadores pertenecientes al sistema eléctrico de media tensión. 	<p>Variables Dependientes: Indicador de calidad de suministro eléctrico SAIDI.</p> <p>Variable Independiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de clientes-horas afectados por una interrupción en la red eléctrica MT. • Cantidad de clientes afectados por una interrupción en la red eléctrica MT. 	<p>Tipo de Investigación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Exploratoria • Bibliográfica • Cuantitativa • Aplicativa • Explicativa

Capítulo VI: Desarrollo de trabajo de investigación

6.1. Alcance de la propuesta

El presente trabajo está orientado a la automatización de los alimentadores de sistema eléctrico de distribución de media tensión, ubicado en la zona de Lima Norte, para mejorar sus indicadores de calidad de suministro eléctrico. Para ello hemos considerado datos técnicos e históricos de alimentadores de MT pertenecientes a la zona de estudio.

Ilustración 6-1: Red eléctrica de MT del Sistema Eléctrico de Lima Norte.



Fuente: Google Earth Enel Distribución Perú

En el presente capítulo se explicarán los criterios de diseño que empleará la solución de automatización de redes de distribución de media tensión, realizando la ubicación óptima de equipos de telecontrol, con la finalidad de disponer de una adecuada coordinación ante fallas y reducir la duración y afectación de las interrupciones para mejorar los indicadores de calidad de suministro. En el capítulo 6.7 del documento, estos criterios serán aplicados y explicados en un alimentador MT que presenta alta tasa de fallas.

6.2. Filosofía de la estructura topológica

Se pueden distinguir dos tipos de esquemas topológicos de redes de media tensión, aérea y subterránea.

Los siguientes criterios de diseño para la implementación de la automatización de alimentadores de media tensión se emplean tanto para redes mixtas y subterráneas:

La estructura de la red a considerar debe ser del tipo mallado abierto, con tres enlaces (normalmente abiertos) hacia alimentadores MT colindantes. Estos enlaces denominados “enlaces auxiliares” se utilizan sólo para el traspaso de carga y están ubicados de la siguiente manera:

- El primero ubicado en los primeros 25% de la cantidad total de clientes del alimentador MT.
- El segundo ubicado a 50% de la cantidad total de clientes del alimentador MT.
- El tercero ubicado a 75% de la cantidad total de clientes del alimentador MT, el cual une dos circuitos troncales de la misma SET o diferentes SED's. (Ver anexo N°1 y N°2).
- La sección del circuito troncal dependerá del tipo de alimentador:
 - Alimentador MT subterráneo: 400 mm² NA2XSY
 - Alimentador MT mixto: 240 mm² AA Cableado Desnudo
- La longitud promedio del circuito troncal alimentador es de 5km.
- La sección del conductor de los ramales emergentes dependerá del tipo de alimentador MT:
 - Alimentador con red MT de subterránea: 120 mm² NA2XSY
 - Alimentador con red MT mixta: Cable AAC 70 mm² NA2XSA2Y-S
- La red operará en forma radial, no se deberá tener redes que operen en anillo (bucle) dentro de un mismo alimentador MT.
- El valor máximo de corriente de operación del alimentador será el 75% de la capacidad admisible, con la finalidad de tener una reserva para el traspaso de carga

adicional. La capacidad operativa está dada por la consideración que el alimentador debe ser capaz de tomar 25% adicional de la carga total de otro alimentador con interrupción hasta alcanzar la capacidad admisible del alimentador. (100%).

6.2.1. Estructura Topológica de un Alimentador MT de Red Subterránea

El esquema unifilar se muestra en el anexo N°1.

En el recorrido del circuito subterráneo se dispondrá de subestaciones tipo convencional, en donde se alojarán los equipos de protección y maniobra.

Las celdas de llegada, laterales y enlaces auxiliares de las subestaciones convencionales estarán equipadas con seccionadores bajo carga con su respectivo localizador de fallas (ubicados en la parte superior de la celda).

El circuito auxiliar de una subestación convencional deberá llegar a otra subestación convencional y en uno de los extremos del enlace auxiliar deberá contar con un seccionador bajo carga normalmente abierto, dependiendo si la subestación es telecontrolada. (ver anexo N°3)

Las celdas de salida de las subestaciones convencionales telecontroladas estarán equipadas con interruptor o seccionador dependiendo de la carga:

- Cuando la carga aguas abajo es un cliente MT estará equipado con un interruptor automático.
- Cuando la carga aguas abajo es distinto de un cliente MT estará equipado con seccionadores bajo carga motorizado.

La celda de protección del transformador estará equipada con seccionador bajo carga de mando manual.

Se debe tener en cuenta que para los equipos de maniobra nuevos que se instalarán a lo largo de la red y los puntos de interconexión deberán ser telecontrolados, equipados con los equipos de TC (RGDAT + UP). Para el caso de los puntos no telecontrolados se evaluará si se pueden telecontrolar.

En el caso el circuito auxiliar sea del tipo de red aérea, este deberá contar con un seccionador bajo carga normalmente abierto en uno de los extremos, dependiendo si la subestación es telecontrolada. (ver anexo N°3).

A continuación, se describen los diferentes componentes de acuerdo con su ubicación dentro de una red típica, los cuales se dividen en: Circuito Troncal, circuito Lateral y subestaciones de distribución.

a) Características del Circuito Troncal

- Demanda máxima del alimentador: 6.4 MVA (100%)
- Conductor: Cable 400 mm² NA2XSY
- Longitud media de la red troncal: 5 km
- Número de cabinas secundarias en circuito troncal: 4
- Traspaso de carga por enlace auxiliar, en Máx. Dem: 1,6 MVA

b) Circuito de enlace para transferencia de carga Cable 400mm² NA2XSY

c) Características del Circuito lateral

- Conductor: Cable 120mm² NA2XSY
- Cantidad aproximada de SED en circuito lateral: 8
- Carga distribuida por circuito lateral: 1 MVA

d) Subestaciones de distribución

- SED tipo Convencional 250, 400, 630 kVA
- SED tipo Compacta Pedestal 100, 160, 250, 400, 630 kVA
- SED tipo Compacta Bóveda 100,160,250 kVA

6.2.2. Estructura topológica de un alimentador MT de red mixta

El esquema unifilar se muestra en el anexo N°2.

Para el caso de los nuevos alimentadores MT telecontrolados se realizará la instalación de equipos de telecontrol de protección automática al 25%, 50% y 75% de

total de clientes del alimentador MT, se debe tener en cuenta que estos equipos deben estar ubicados en diferentes nodos telecontrolados.

Las derivaciones aéreas para circuitos laterales o clientes se harán en cualquier punto de la red troncal. Se instalarán seccionadores bajo carga telecontrolados.

El circuito auxiliar de una red aérea deberá contar con un seccionador bajo carga normalmente abierto en uno de los extremos, dependiendo si la subestación es automatizada. (ver anexo N°3).

a) Características del circuito troncal

- Demanda máxima del alimentador: 6,1 MVA
- Conductor: 240 mm² AA Cable Desnudo
- Longitud media de la red troncal: 5 km
- Número de subestaciones en circuito troncal: 4
- Traspaso de carga por enlace auxiliar, en Máx. Dem: 1,5 MVA

b) Circuito de enlace para transferencia de carga 240 mm² AA Cable Desnudo

c) Características del circuito lateral

- Conductor: Cable AAC 70 mm² NA2XSA2Y-S
- Carga promedio distribuida por circuito lateral: 1 MVA

d) Subestaciones de distribución

- SED tipo Monoposte 50, 100 KVA
- SED tipo Biposte 100, 160, 250, 400, 630 KVA

6.3. Metodología de ubicación para equipos de telecontrol en la red MT

Teniendo en cuenta las diferentes configuraciones que puede presentar los alimentadores de MT, se establecen los siguientes criterios de ubicación de equipos para seccionar los circuitos y operarlos remotamente a través del telecontrol.

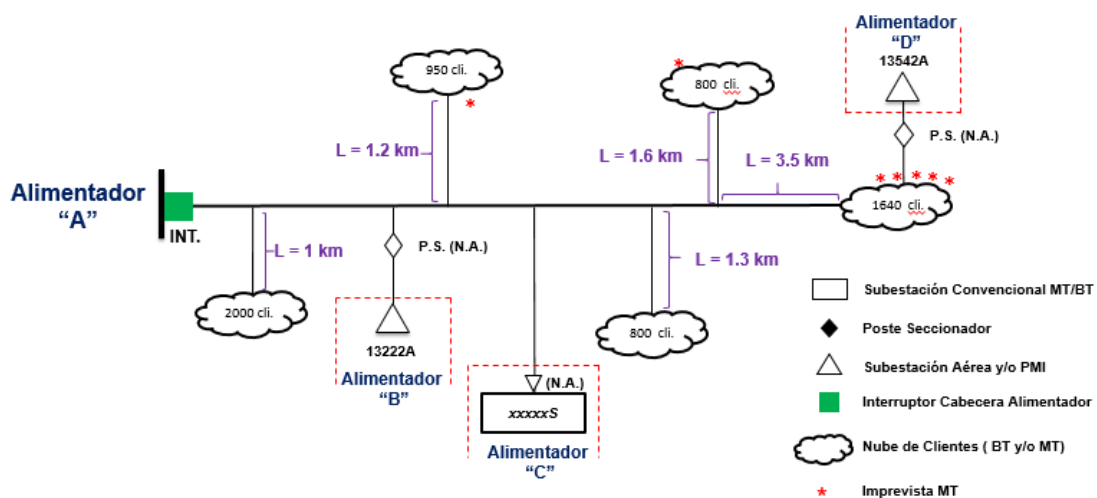
6.3.1. Alimentador MT con red tipo mixta

Para el caso de la ubicación de los equipos de Telecontrol en redes de tipo línea mixta los criterios son los siguientes:

- Cada seccionador aéreo telecontrolado ubicado en la red MT, se debe instalar para que en promedio seccione el circuito en tramos que agrupen entre 700 a 1000 clientes.
- Se ubicarán reconectores telecontrolados al 25%,50% y 75% del número de clientes del alimentador y/o cuando el tramo de red lateral donde se instalará el equipo telecontrolado sea mayor a 3 Km.
- Se ubicarán reconectores en el ramal lateral donde exista alta tasa de fallas en el alimentador.
- La distribución de equipos en la red MT debe permitir agrupar los clientes de la forma más homogénea posible.
- Se ubicarán seccionadores aéreos telecontrolados en los puntos de interconexión del alimentador con otros alimentadores.

En la ilustración 6-2 se muestra la representación de un alimentador de red aérea antes de la implementación de los equipos de TC:

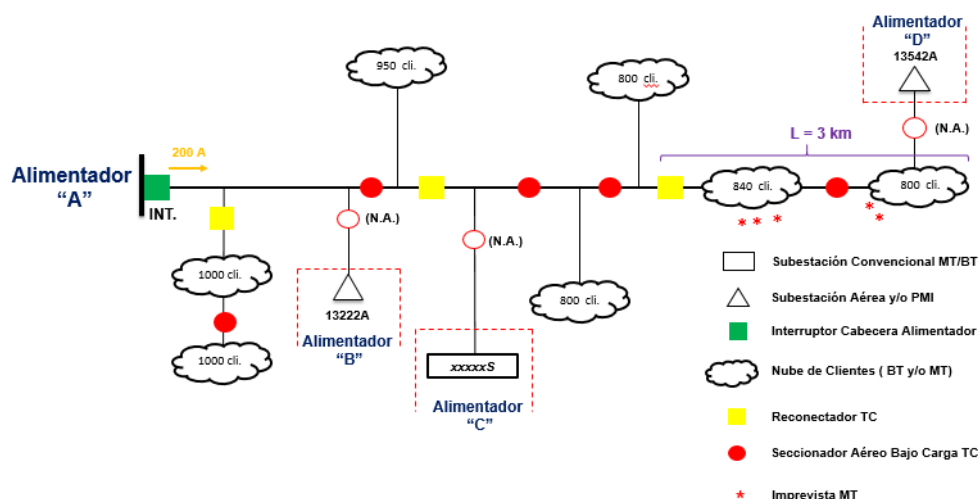
Ilustración 6-2: Alimentador MT de Red Aérea sin equipos TC.



Fuente: Elaboración propia.

En base a los criterios descritos anteriormente para la implementación de los equipos de TC en un alimentador de red aérea, la distribución de estos equipos en el alimentador será como se muestra en la ilustración 6-3:

Ilustración 6-3: Alimentador MT de red aérea con equipos TC.



Fuente: Elaboración propia.

Los seccionadores aéreos TC están compuestos por los siguientes equipos: Seccionador Aéreo, RGDAT Exterior, UP, transformador de tensión, módem, chip y antena. El detalle de estos equipos instalados en la red área MT se puede apreciar en el Anexo 5.

6.3.2. Alimentador MT con red tipo subterránea

Para el caso de la ubicación de los equipos de Telecontrol en Redes tipo Línea Cable los criterios son los siguientes:

- Para tramos de red aérea, cada seccionador aéreo telecontrolado ubicado en la red MT, se debe instalar para que en promedio seccione el circuito en tramos que agrupen entre 700 a 1000 clientes.
- Para las Subestaciones Convencionales, se deben tener equipos de TC en las celdas de entradas y salidas.

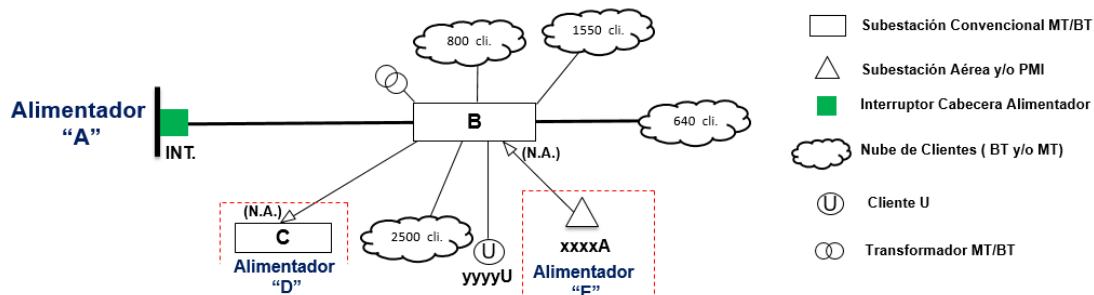
- Para las celdas entradas y salidas que no alimenten a directamente a clientes MT se instalarán Seccionadores de Línea TC (Seccionador de Línea + RGDAT Interior).
- Para celdas de salida que alimenten directamente a clientes MT se instalarán Interruptores TC (Interruptor + Relé + RGDAT Interior), adicionalmente se instalará una celda de medición. En caso una SED tenga varias celdas de salida que alimenten directamente a clientes MT solo se utilizará una celda de medición (ver Anexo 4).
- Para los alimentadores que presenten más de 4 SED's convencionales no TC, solo serán telecontrolarán 2 SED's, las cuales serán designadas teniendo los siguientes criterios:
 - Mayor cantidad de fallas imprevistas MT presentes en las nubes de clientes energizadas por las celdas laterales de la SED.
 - Difícil acceso a la SED Convencional.

A los criterios ya descritos se adicionarán otros dependiendo de la topología de la red tipo línea cable. A continuación, se muestran los diferentes casos que se pueden presentar y los criterios a considerar.

a) Caso 1

Para este caso se muestra el alimentador "A" donde no tiene instalados equipos telecontrolados, como se muestra en la ilustración 6-4:

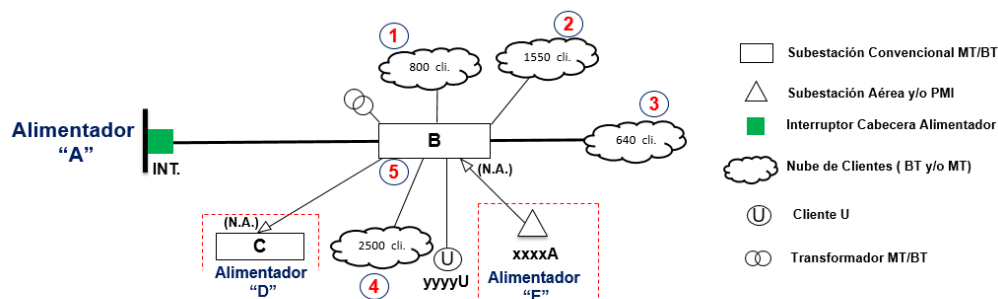
Ilustración 6-4: Alimentador MT de Red Mixta sin equipos TC – Caso 1.



Fuente: Elaboración propia.

En el alimentador “A” se designa a cada nube de clientes y SED Convencional con una numeración para su análisis, como se muestra a continuación en la ilustración 6-5 y tabla 6-1:

Ilustración 6-5: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 1.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6-1: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 1.

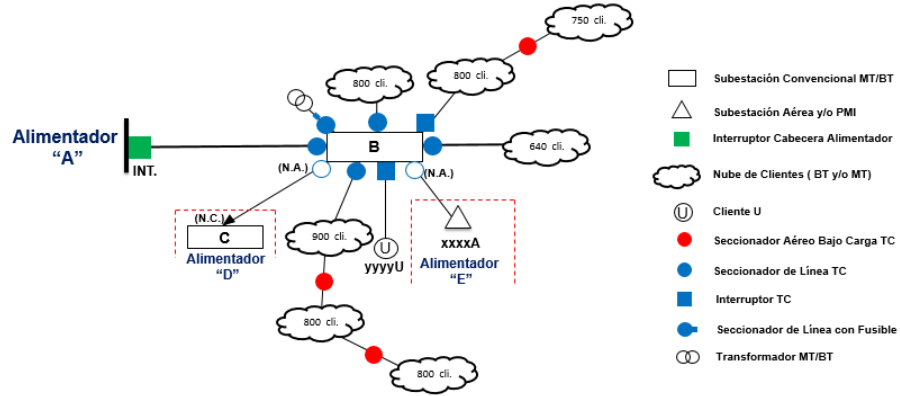
N°	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO
1	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC ⁴⁶ debido a que la nube es de 800 clientes.
2	Nube de 1550 clientes	Se requiere la instalación de SBC para seccionar el tramo en 2. La primera en 800 y la segunda en 750 clientes.
3	Nube de 640 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 640 clientes.
4	Nube de 2500 clientes	Se requiere la instalación de SBC's para seccionar el tramo en 3. La primera en 900, la segunda en 800 y la tercera en 800 clientes.
5	SED Convencional B	<p>Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimentan a cliente MT y que no alimenta aproximadamente el 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que alimenta aproximadamente el 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celdas de Salida que alimenta a cliente MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda para Transformador: Equipado con seccionador con fusible. - Celda de Medición: Equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles. <p>Toda SED convencional TC tendrá 1 Unidad Periférica (UP), las celdas que se podrán realizar maniobras remotamente son las celdas de seccionador de línea e interruptor. La celda para el transformador y medida no serán TC. De la celda para transformador solo se podrá la posición de estado de la celda (abierto o cerrado).</p>

Fuente: Elaboración propia.

⁴⁶ De sus siglas, Seccionador Bajo Carga (SBC)

De acuerdo con lo descrito en la Tabla 6-1, el alimentador MT quedará equipado con equipos de TC, como se muestra en la ilustración 6-6:

Ilustración 6-6: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 1.

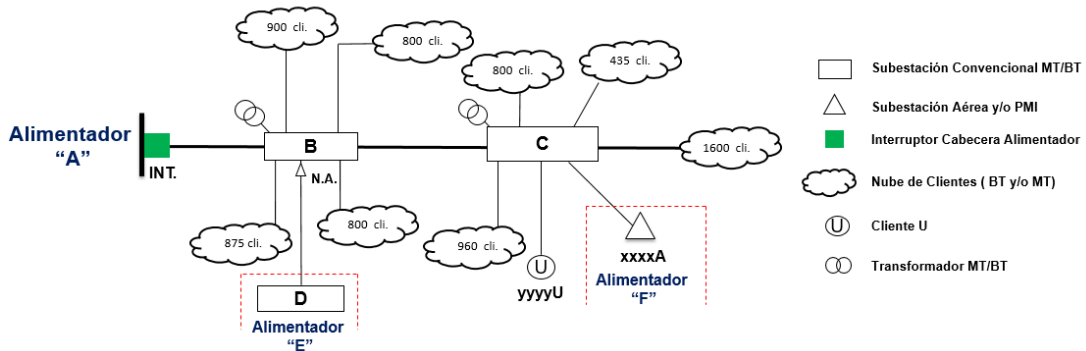


Fuente: Elaboración propia.

b) Caso 2

Para este caso se muestra el alimentador "A" donde no tiene instalados equipos telecontrolados, como se muestra en la ilustración 6-7:

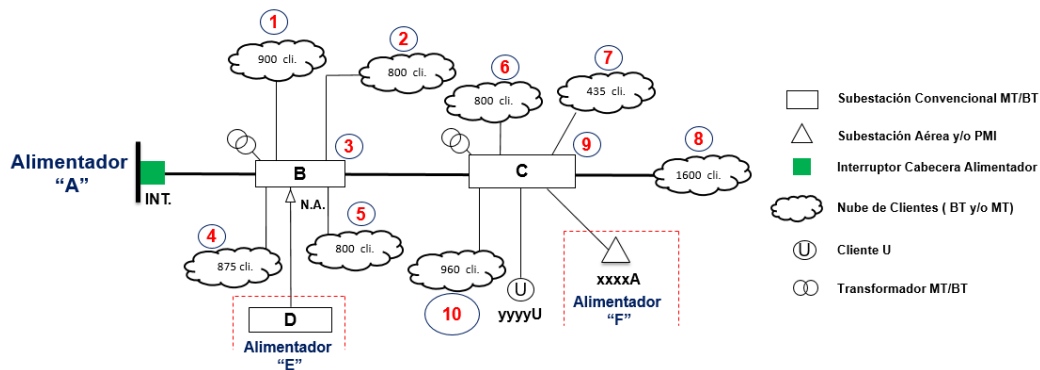
Ilustración 6-7: Alimentador MT de red mixta sin equipos de TC – Caso 2.



Fuente: Elaboración propia.

En el alimentador "A" se designa a cada nube de clientes y SED Convencional con una numeración para su análisis, como se muestra a continuación en la ilustración 6-8 y Tabla 6-2:

Ilustración 6-8: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 2.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6-2: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 2.

Nº	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO
1	Nube de 900 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 900 clientes.
2	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 800 clientes.
3	SED Convencional B	<p>Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta aproximadamente el 25% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que alimenta aproximadamente el 25% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda de Salida que alimenta a cliente MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda para Transformador: Equipado con seccionador con fusible. - Celda de Medición: Equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles. <p>Toda SED convencional TC tendrá 1 Unidad Periférica (UP), las celdas que se podrán realizar maniobras remotamente son las celdas de seccionador de línea e interruptor. La celda para el transformador y medida no serán TC. De la celda para transformador solo se podrá la posición de estado de la celda (abierto o cerrado).</p>
4	Nube de 875 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 875 clientes
5	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 800 clientes
6	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 800 clientes

Tabla 6-3: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 3.

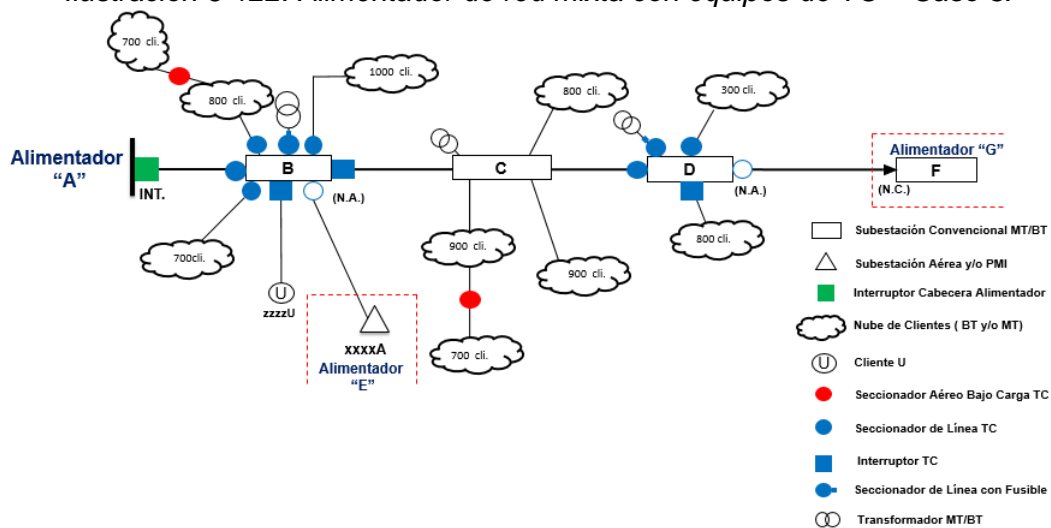
N°	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO
1	Nube de 1500 clientes	Se requiere la instalación de SBC para seccionar el tramo en 2 nubes. La primera nube de 800 y la segunda de 700 clientes.
2	Nube de 1000 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 1000 clientes.
3	SED Convencional B	<p>Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta aproximadamente el 25% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que alimenta aproximadamente el 25% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda de Salida que alimenta a cliente MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda para Transformador: Equipado con seccionador con fusible. - Celda de Medición: Equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles. <p>Toda SED convencional TC tendrá 1 Unidad Periférica (UP), las celdas que se podrán realizar maniobras remotamente son las celdas de seccionador de línea e interruptor. La celda para el transformador y medida no serán TC. De la celda para transformador solo se podrá la posición de estado de la celda (abierto o cerrado).</p>
4	Nube de 700 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 700 clientes
5	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 800 clientes
6	Nube de 1600 clientes	Se requiere la instalación de SBC para seccionar el tramo en 2 nubes. La primera nube de 700 y la segunda de 900 clientes.
7	Nube de 900 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 900 clientes.
8	SED Convencional C	Esta SED no será TC debido a que las nubes de clientes alimentados por las celdas laterales presentan menor cantidad de fallas imprevistas MT en comparación las otras nubes de clientes alimentadas por las celdas laterales de las otras SED's convencionales del Alimentador.
9	Nube de 900 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 900 clientes.
10	SED Convencional D	<p>Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celdas de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta aproximadamente el 50% ó 75% de los clientes totales del

		<p>alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celdas de Salida que alimenta a cliente MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celdas de Salida que no alimenta a cliente MT y que alimenta aproximadamente el 50% ó 75% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda para Transformador: Equipado con seccionador con fusible. - Celda de Medición: Equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles. <p>Toda SED convencional TC tendrá 1 Unidad Periférica (UP), las celdas que se podrán realizar maniobras remotamente son las celdas de seccionador de línea e interruptor. La celda para el transformador y medida no serán TC. De la celda para transformador solo se podrá la posición de estado de la celda (abierto o cerrado).</p>
11	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 800 clientes.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo descrito en la Tabla 6-3, el alimentador MT quedará equipado con equipos de TC, como se muestra en la ilustración 6-12:

Ilustración 6-122: Alimentador de red mixta con equipos de TC – Caso 3.

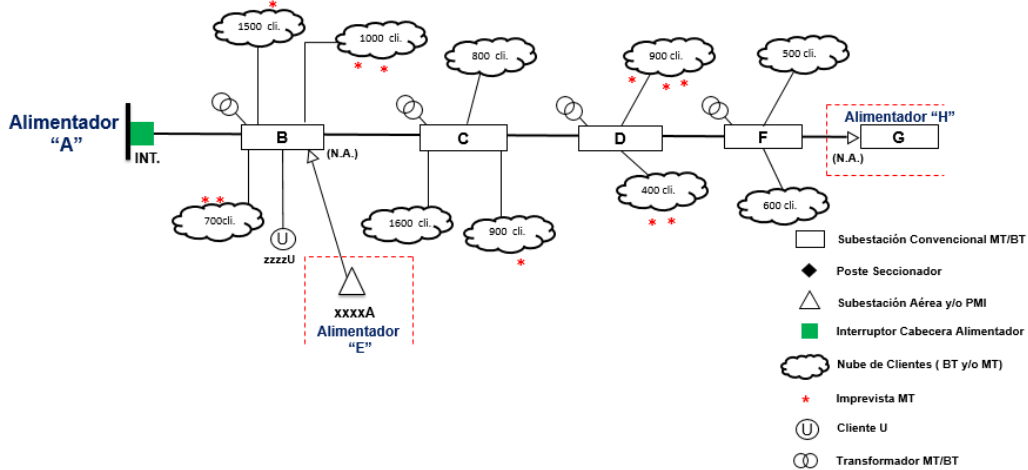


Fuente: Elaboración propia.

d) Caso 4

Para este caso se muestra el alimentador “A” donde no tiene instalados equipos telecontrolados, como se muestra en la ilustración 6-13:

Ilustración 6-133: Alimentador de red mixta sin equipos de TC – Caso 4.

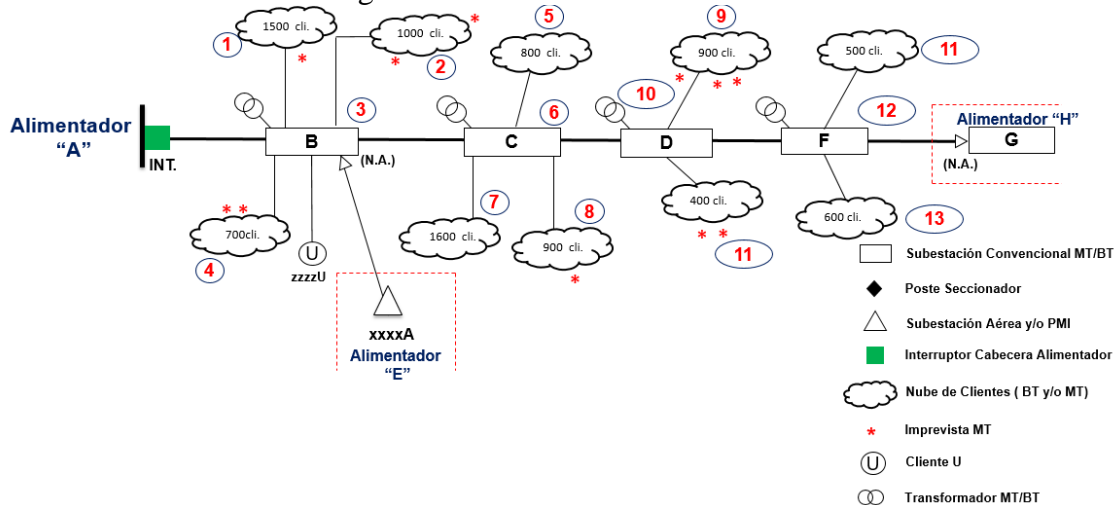


Fuente: Elaboración propia.

En el alimentador “A” se designa a cada nube de clientes y SED Convencional con una numeración para su análisis, como se muestra a continuación en la ilustración 6-14 y

Tabla 6-4:

Ilustración 6-144: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 4.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6-4: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 4.

Nº	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO
1	Nube de 1500 clientes	Se requiere la instalación de SBC para seccionar el tramo en 2 nubes. La primera nube de 800 y la segunda de 700 clientes.
2	Nube de 1000 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 1000 clientes.
		Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:

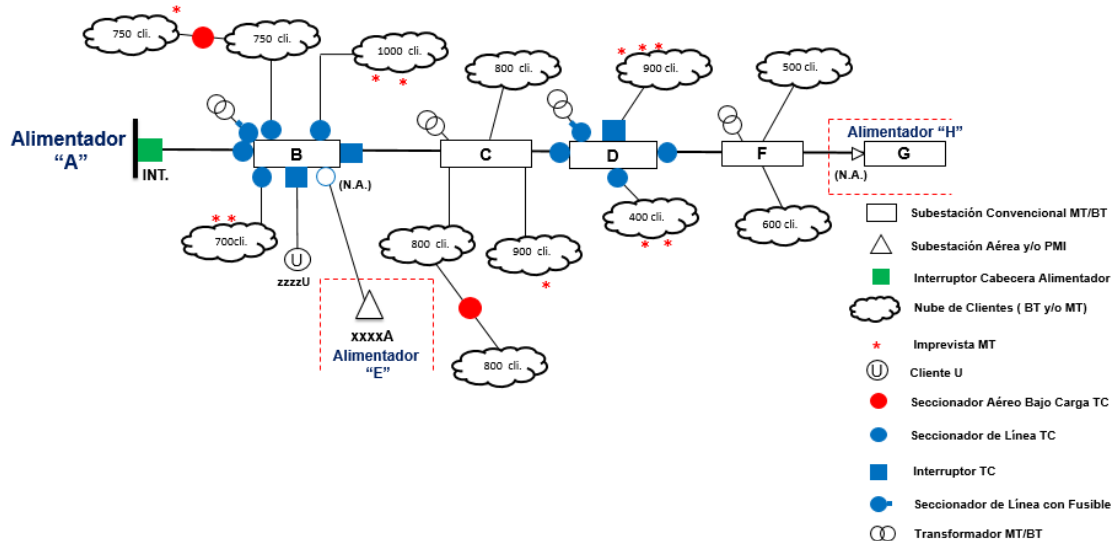
3	SED Convencional B	<ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta aproximadamente el 75% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que alimenta a cliente MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que alimenta aproximadamente el 75% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda para Transformador: Equipado con seccionador con fusible. - Celda de Medición: Equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles. <p>Toda SED convencional TC tendrá 1 Unidad Periférica (UP), las celdas que se podrán realizar maniobras remotamente son las celdas de seccionador de línea e interruptor. La celda para el transformador y medida no serán TC. De la celda para transformador solo se podrá la posición de estado de la celda (abierto o cerrado).</p>
4	Nube de 700 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 700 clientes
5	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 800 clientes
6	SED Convencional C	Esta SED no será TC debido a que las nubes de clientes alimentados por las celdas laterales presentan menor cantidad de fallas imprevistas MT en comparación las otras nubes de clientes alimentadas por las celdas laterales de las otras SED's convencionales del Alimentador.
7	Nube de 1600 clientes	Se requiere la instalación de SBC para seccionar el tramo en 2 nubes. La primera nube de 800 y la segunda de 800 clientes.
8	Nube de 900 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 900 clientes
9	Nube de 900 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 900 clientes.
10	SED Convencional D	<p>Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celdas de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta el 25% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celdas de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta el 50% ó 25% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda de Salida que alimenta a cliente MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda para Transformador: Equipado con seccionador con fusible.

		<p>- Celda de Medición: Equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles.</p> <p>Toda SED convencional TC tendrá 1 Unidad Periférica (UP), las celdas que se podrán realizar maniobras remotamente son las celdas de seccionador de línea e interruptor. La celda para el transformador y medida no serán TC. De la celda para transformador solo se podrá la posición de estado de la celda (abierto o cerrado).</p>
11	Nube de 500 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 900 clientes.
12	SED Convencional F	Esta SED no será TC debido a que las nubes de clientes alimentados por las celdas laterales presentan menor cantidad de fallas imprevistas MT en comparación las otras nubes de clientes alimentadas por las celdas laterales de las otras SED's convencionales del Alimentador.
13	Nube de 600 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 900 clientes.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo descrito en la Tabla 6-4, el alimentador MT quedará equipado con equipos de TC, como se muestra en la ilustración 6-15:

Ilustración 6-155: Alimentador MT de red mixta con equipos de TC – Caso 4.

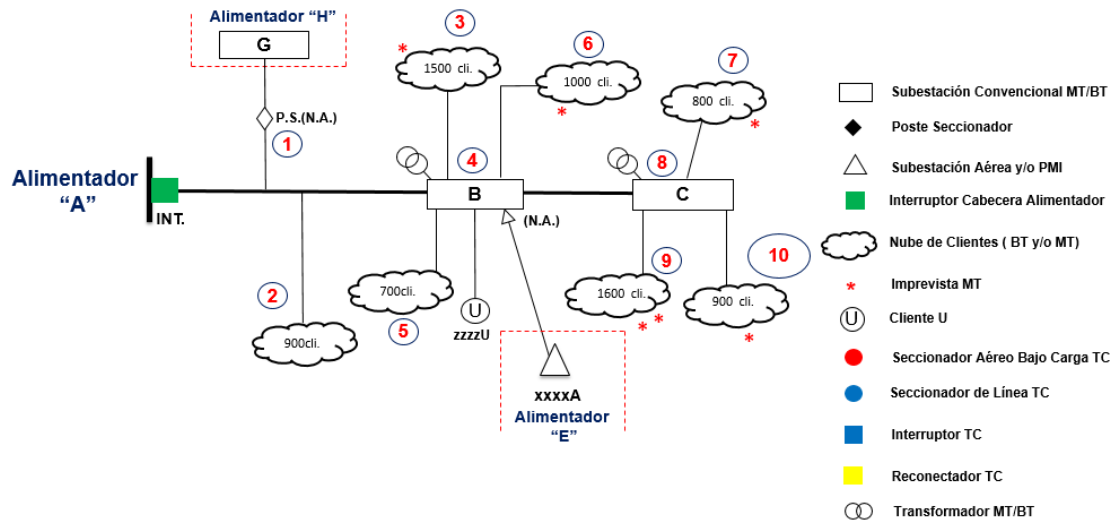


Fuente: Elaboración propia.

e) Caso 5

Para este caso se muestra el alimentador "A" donde no tiene instalados equipos telecontrolados, como se muestra en la ilustración 6-16:

Ilustración 6-166: Alimentador de red mixta sin equipos de TC – Caso 5.

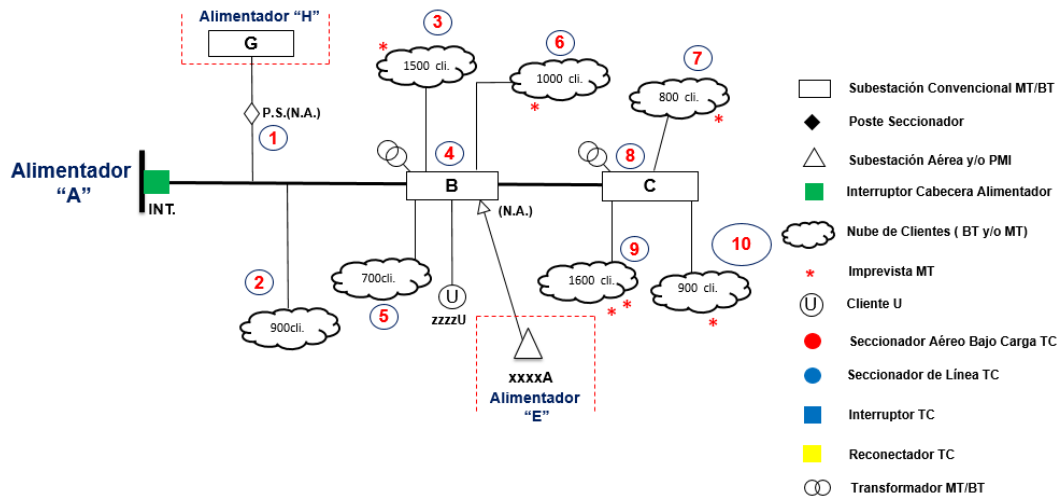


Fuente: Elaboración Propia.

En el alimentador "A" se designa a cada nube de clientes y SED Convencional con una numeración para su análisis, como se muestra a continuación en la ilustración 6-17 y

Tabla 6-5:

Ilustración 6-177: Asignación de numeración en Alimentador MT – Caso 5.



Fuente: Elaboración Propia.

Para las nubes de clientes que se encuentren alimentadas directamente de la red troncal del alimentador, se instalará un reconectador TC entre la nube de clientes y la red troncal, esto con la finalidad que ante la presencia de una falla en la red MT en la nube

de clientes ubicada aguas abajo del reconectador no se vean afectados el resto de las nubes de clientes pertenecientes al alimentador.

Tabla 6-5: Descripción de Equipamiento para TC alimentador MT – Caso 5.

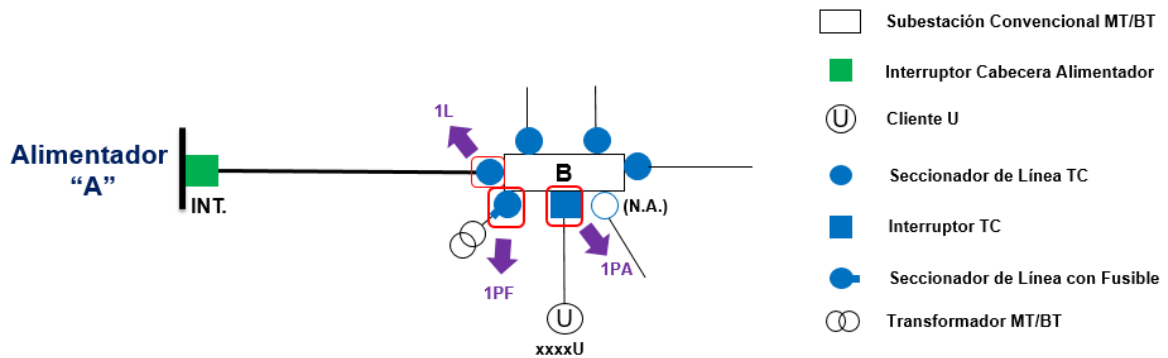
N°	DESCRIPCIÓN	COMENTARIO
1	-	Enlace auxiliar donde se instalará equipo de suplencia de acuerdo con el Anexo 3.
2	Nube de 900 clientes	Debido a que se encuentra energizado directamente de la red Troncal, se instalará un reconectador TC entre la red troncal y la nube de clientes.
3	Nube de 1500 clientes	Se requiere la instalación de SBC para seccionar el tramo en 2 nubes. La primera nube de 750 y la segunda de 750 clientes.
4	SED Convencional B	<p>Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta el 75% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celda de Salida que no alimenta a cliente MT y que alimenta el 75% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda de Salida que alimenta a cliente MT: Equipado con interruptor, relé y RGDAT. - Celda para Transformador: Equipado con seccionador con fusible. - Celda de Medición: Equipado con 3 transformadores de tensión de medida y 3 bases portafusibles. <p>Toda SED convencional TC tendrá 1 Unidad Periférica (UP), las celdas que se podrán realizar maniobras remotamente son las celdas de seccionador de línea e interruptor. La celda para el transformador y medida no serán TC. De la celda para transformador solo se podrá la posición de estado de la celda (abierto o cerrado).</p>
5	Nube de 700 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 700 clientes
6	Nube de 1000 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 1000 clientes
7	Nube de 800 clientes	No se requiere la instalación de SBC debido a que la nube es de 800 clientes
8	SED Convencional C	<p>Para el caso de SED's convencionales se equiparán con equipos de TC de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Celda de entrada: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT. - Celdas de Salida que no alimenta a cliente MT y que no alimenta el 25% ó 50% de los clientes totales del alimentador MT: Equipado con seccionador de Línea y RGDAT.

Tabla 6-6: Tipos de celdas MT en SED's convencionales TC.

TIPO DE CELDA EN SUBESTACIONES CONVENCIONALES							
Equipamiento en MT	Transf. MT/BT	Llegada	Salida	Enlace Lateral	Enlace Auxiliar	Cliente MT	Alimentación de Equipos
Celda Modular	Modular	Modular	Modular	Modular	Modular	Modular	
Protección con Interruptor Automático (PA)			SI			SI	
Protección con fusibles (PF)	SI						
Línea (L)		SI	SI	SI	SI		
Medida (M)							SI

Fuente: Elaboración Propia.

Ilustración 6-199: Disposición de celdas MT en SED Convencional Telecontrolada



Fuente: Elaboración Propia.

6.5. Equipos de suplencia con TC

Los equipos de suplencia con TC serán de acuerdo con las suplencias operativas con que cuente el alimentador MT. Las suplencias operativas se refieren a todas las suplencias existentes en los diferentes tramos del circuito que no cuentan con un equipo de TC. Cada suplencia se debe ubicar en diferentes tramos del alimentador MT, esto para garantizar la restauración del servicio en los tramos que no están en falla o para trabajos programados.

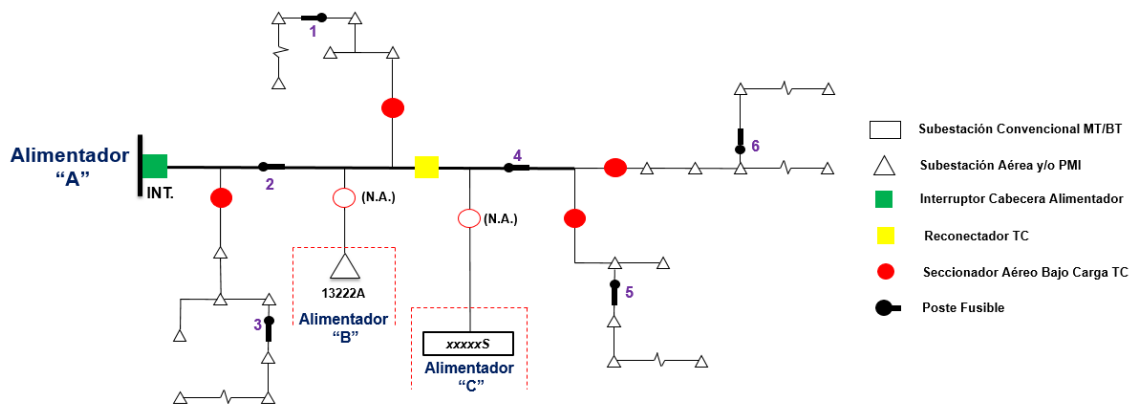
Se debe verificar la capacidad de demanda realimentable que debe tener el alimentador con el que se dará suplencia. Adicionalmente, se debe garantizar que la suplencia se pueda operar fácilmente.

Los distintos casos de suplencia que se pueden presentar en la Red y que disposición debe tener el equipo TC se muestra en el Anexo 3.

6.6. Retiro de poste con fusible (PF⁴⁷)

En las Redes MT se encuentra instalados PF's que actúan como protección ante fallas por cortocircuito en la red, como se aprecia en la ilustración 6-20:

Ilustración 6-200: Disposición de celdas MT en SED Convencional Telecontrolada.

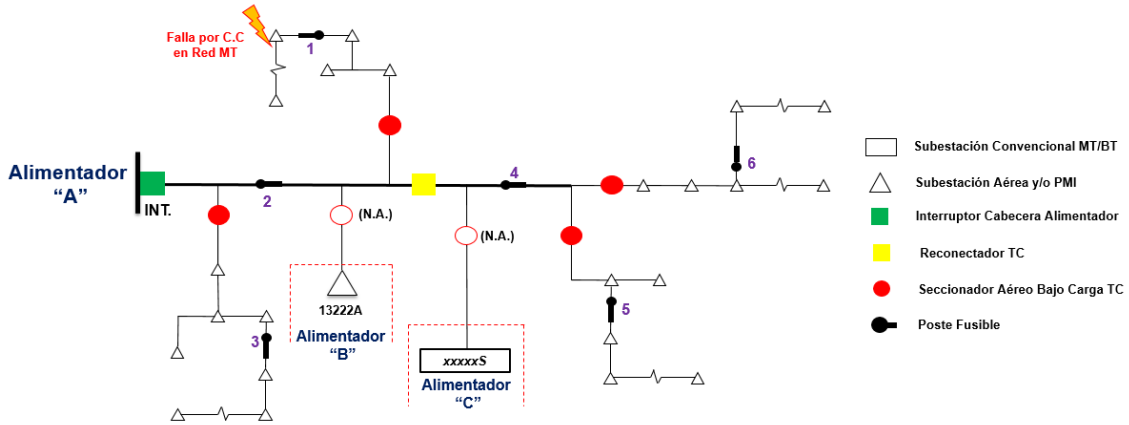


Fuente: Elaboración Propia.

En los alimentadores que están equipados con equipos de TC se tiene que eliminar el uso de los PF's porque su desconexión es una o dos fases. Los RGDAT's y UP's son equipos que supervisan la presencia y ausencia de tensión, y estos requieren que la desconexión sea en las tres fases. Esto se puede explicar de la siguiente manera, como se muestra en la ilustración 6-21:

⁴⁷ De sus siglas, Poste con Fusible (PF)

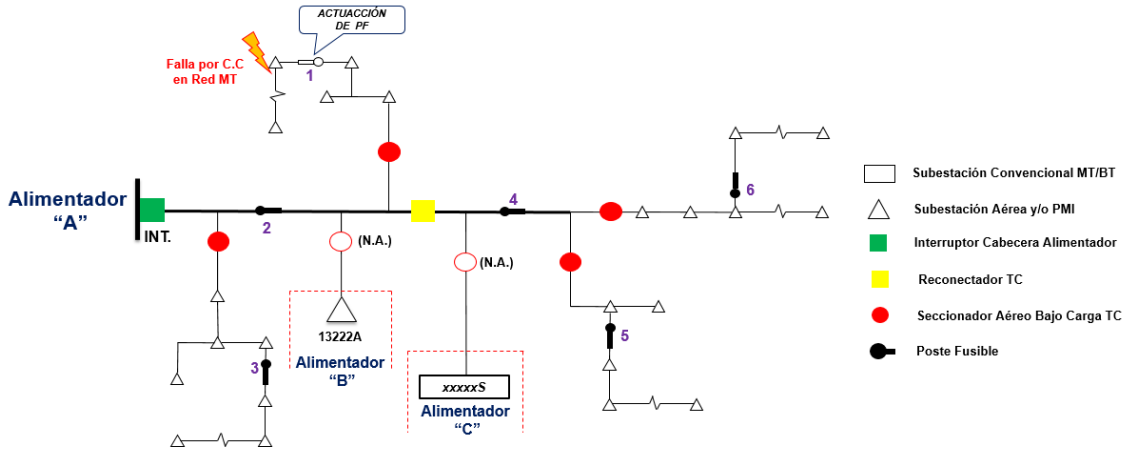
Ilustración 6-211: Falla presente en red MT.



Fuente: Elaboración Propia.

En la ilustración 6-21, se muestra la presencia de una falla por cortocircuito en la red MT, la cual es aislada por el PF más cercano como se muestra en la ilustración 6-22:

Ilustración 6-222: Actuación de PF ante presencia de falla en la red MT.



Fuente: Elaboración Propia.

En la ilustración 6-22, se observa la actuación del PF, al intervenir el PF, este aísla la zona afectada por la falla en una o dos fases, sin embargo, el RGDAT perteneciente al SBC ubicado aguas arriba del PF no registrará la falla presenciada en la red. Esto no permitirá al operador de centro de control tomar decisiones en tiempo real y el tiempo de reposición de la falla será mayor. Debido a lo descrito, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

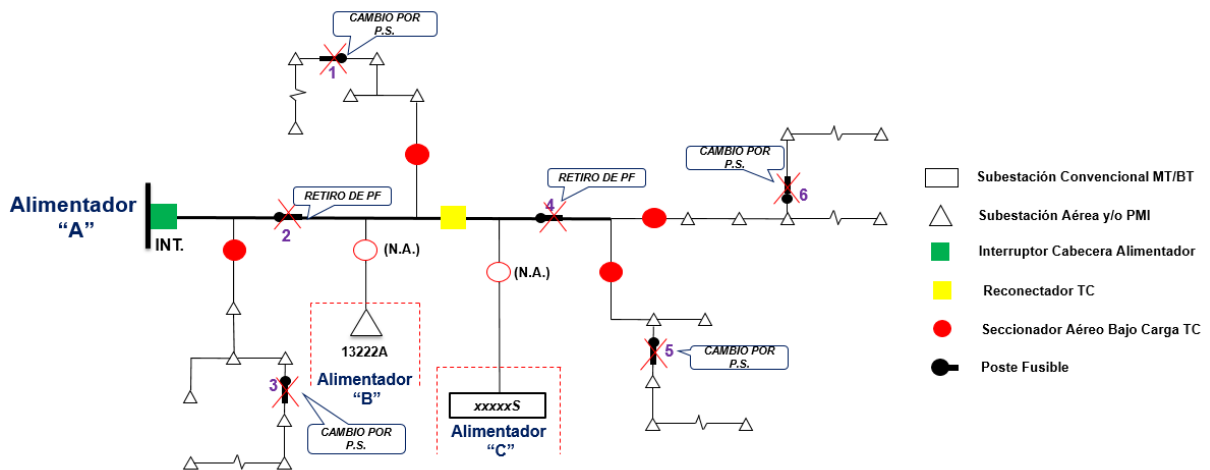
- Los PF's ubicados en el circuito troncal del alimentador serán retirados.

- Los PF's ubicados en los circuitos laterales del alimentador serán cambiados por PS⁴⁸.

Hay que tener en cuenta que para la coordinación de la protección MT, se utiliza el tipo de curva tiempo definido, porque como no hay variación de la corriente de cortocircuito, la coordinación se realiza por tiempos definidos.

Como consecuencia del retiro de los PF', se tiene que reducir los tiempos de ajuste de la función sobre corriente de fases (51P) en el alimentador, para proteger a los conductores si la corriente de cortocircuito de la red es superior a la capacidad de corriente de cortocircuito del conductor. Estos criterios descritos son aplicados como se muestra en la ilustración 6-23:

Ilustración 6-233: Retiro y cambio de PF's en red Aérea MT.

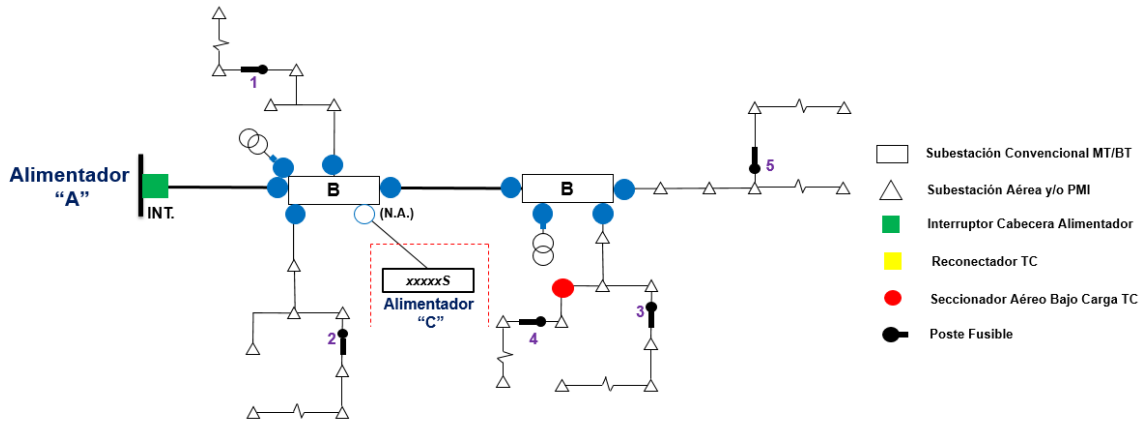


Fuente: Elaboración propia.

En las redes mixtas de MT también se tiene la presencia de PF's como se muestra en la ilustración 6-24:

⁴⁸ De sus siglas, Poste con Seccionamiento (PS)

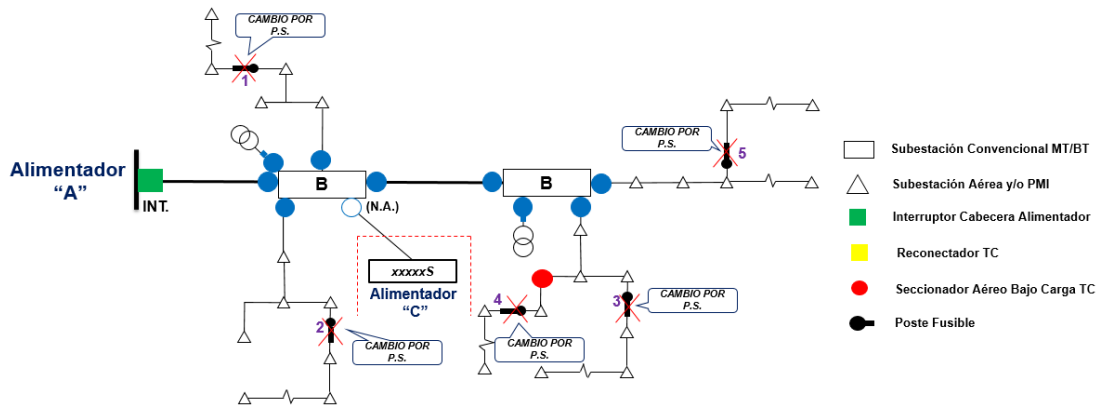
Ilustración 6-244: Retiro y cambio de PF's en red Aérea MT.



Fuente: Elaboración propia.

En la ilustración 6-25, se muestra la aplicación de los criterios para el retiro y cambio de PF's en la red MT:

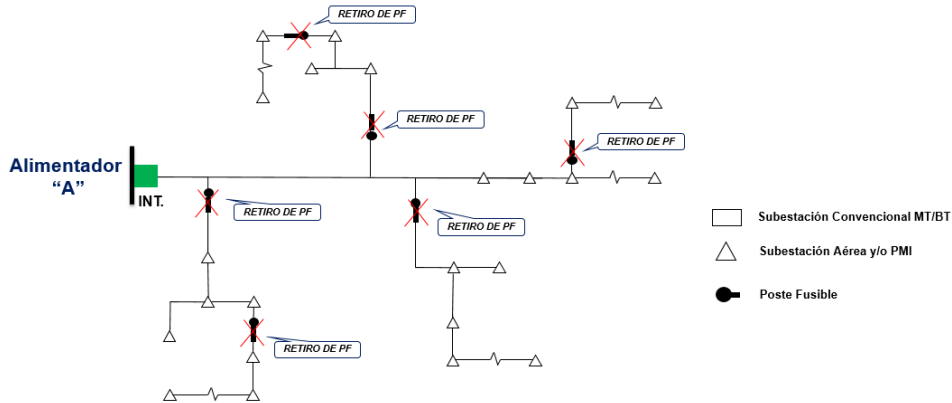
Ilustración 6-255: Retiro y cambio de PF's en red mixta MT.



Fuente: Elaboración propia.

Para los equipos que reemplazan a los PF's como se muestra en la ilustración 6-26, se tiene las siguientes consideraciones para los ajustes de protección en la cabecera del alimentador:

Ilustración 6-266: Retiro de PF's en red Aérea MT.



Fuente: Elaboración propia.

- Los ajustes de la función de sobrecorriente de fases (51P) en las cabeceras de los alimentadores telecontrolados será como se muestra en la tabla 6-7, que se muestra a continuación:

Tabla 6-7: Ajustes de 51P en cabecera de relé de cabecera de alimentador MT.

CASO	AJUSTE EN CABECERA DE ALIMENTADOR SIN PF's (seg.)
Caso 1	0.3 (Con clientes MT)
Caso 2	0.1 (Sin clientes MT)

Fuente: Elaboración propia.

- Implementar la función instantánea (50P) para la protección de los conductores, donde la potencia de cortocircuito de la red es mayor a la capacidad del conductor.

6.7. Aplicación de metodología en alimentadores de media tensión reales

A continuación, se desarrollará los pasos descritos en la metodología para realizar la automatización de algunos alimentadores MT del sistema eléctrico de distribución de Lima Norte.

6.7.1. Rendimiento histórico de la red MT

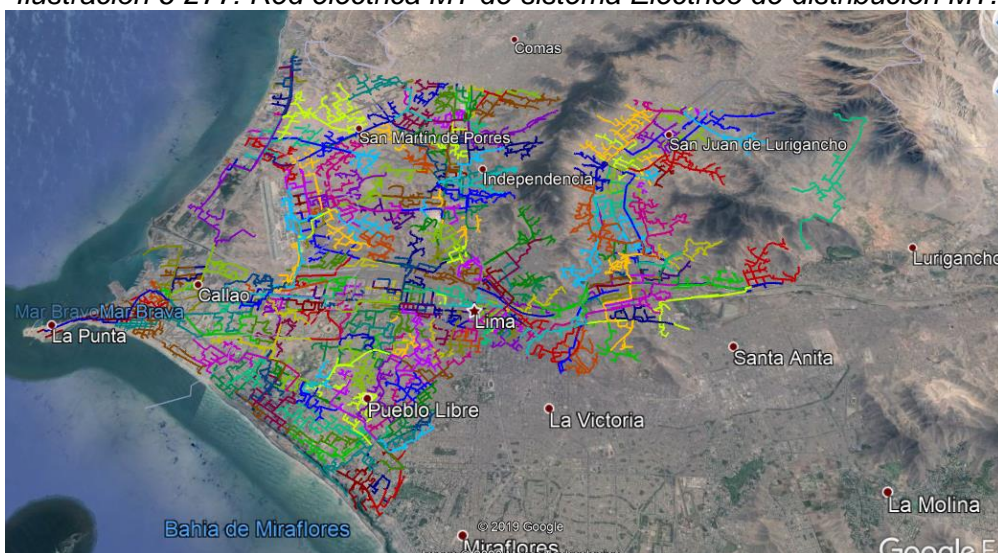
Enel Distribución Perú S.A.A. es el concesionario de la distribución de energía pública en el norte de Lima y en la Provincia Constitucional del Callao, así como en las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyon.

La compañía entrega energía a 52 distritos enteros y 5 distritos compartidos con la compañía de distribución en el sur de Lima. El área total cubierta por Enel Distribución es igual a 1.517 km².

La venta de energía y peaje en 2019 ha sido igual a 8.946,8 GWh con un aumento del 2,1% en comparación con 2018.

A finales de 2019, la cantidad total de clientes alcanzó 1.414.234. A finales de 2019, el índice de pérdidas era del 8,22%.

Ilustración 6-277: Red eléctrica MT de sistema Eléctrico de distribución MT.



Fuente: Elaboración propia.

6.7.2. Ocurrencia de fallas y clasificación de los alimentadores de la red MT

Entre los principales alimentadores críticos que presentan un bajo performance de confiabilidad, es decir, altos valores de indicadores de SAIDI y SAIFI son los que se muestran a continuación:

Tabla 6-8: Alimentadores Críticos.

SET	Nombre de SET	Alimentador	N° de Clientes	Cantidad de Fallas
W	Zapallal	W-04	7375	15
W	Zapallal	W-05	6191	14
W	Zapallal	W-07	9002	13
CG	Canto Grande	CG-13	8698	12
W	Zapallal	W-06	10673	11
W	Zapallal	W-08	16409	14
V	Ventanilla	V-02	12267	13
CV	Caudivilla	CV-08	7458	16
CV	Caudivilla	CV-16	7205	17
W	Zapallal	W-03	5266	18
W	Zapallal	W-09	1847	15
J	Jicamarca	J-05	8987	18
J	Jicamarca	J-06	9717	14

Fuente: Elaboración propia.

6.7.3. Implementación de la Automatización en los alimentadores críticos MT

De la Tabla 5-8, se desarrollará la aplicación de la metodología de ubicación de equipos de telecontrol en el alimentador MT crítico J-05.

6.7.3.1. Caso Alimentador J-05

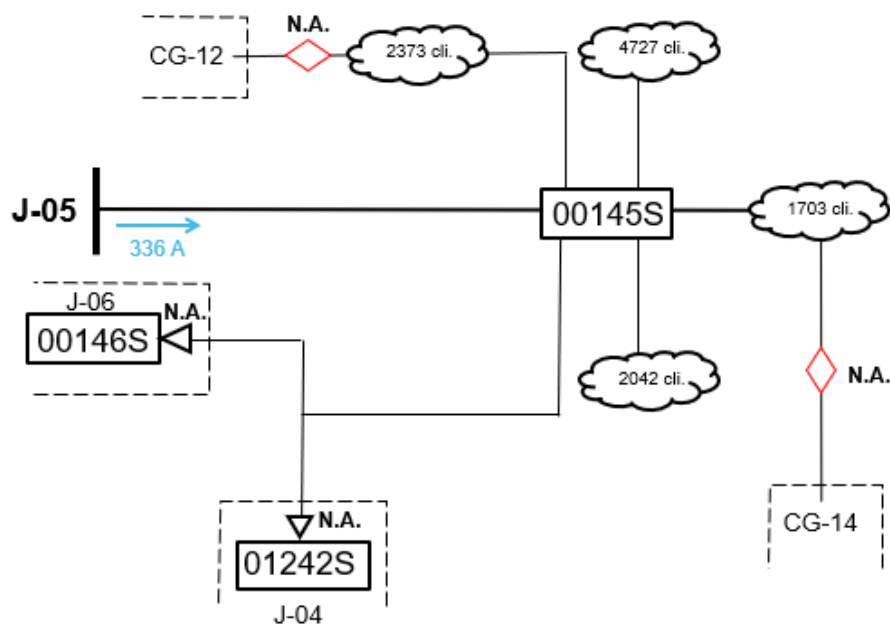
Las características antes de la implementación del telecontrol del alimentador a analizar son las siguientes:

Tabla 6-9: Características Alimentador MT J-05.

Alimentador MT	J-05
N° Clientes	8987
Km. Red Total	19.41
Factor de Utilización (F.U.)	0.96
Cantidad de Subestaciones MT/BT	66
Tipo de Alimentador de acuerdo con red	Subterránea

Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 6-299: Representación unifilar resumida del Alimentador J-05, situación antes de la implementación de los equipos de Telecontrol.



Fuente: Elaboración Propia.

En la Tabla 6-10, se muestra el registro histórico de interrupciones imprevistas que se han presentado en la red MT en el último año. Así mismo, se muestra el circuito de falla afectado, la hora inicio, hora final, la cantidad de clientes afectados, clientes – minutos. Estos datos nos permitirán poder comparar los beneficios que se podrían obtener al automatizar el alimentador, considerando el mismo registro de fallas, pero con una menor afectación de clientes y tiempo de reposición.

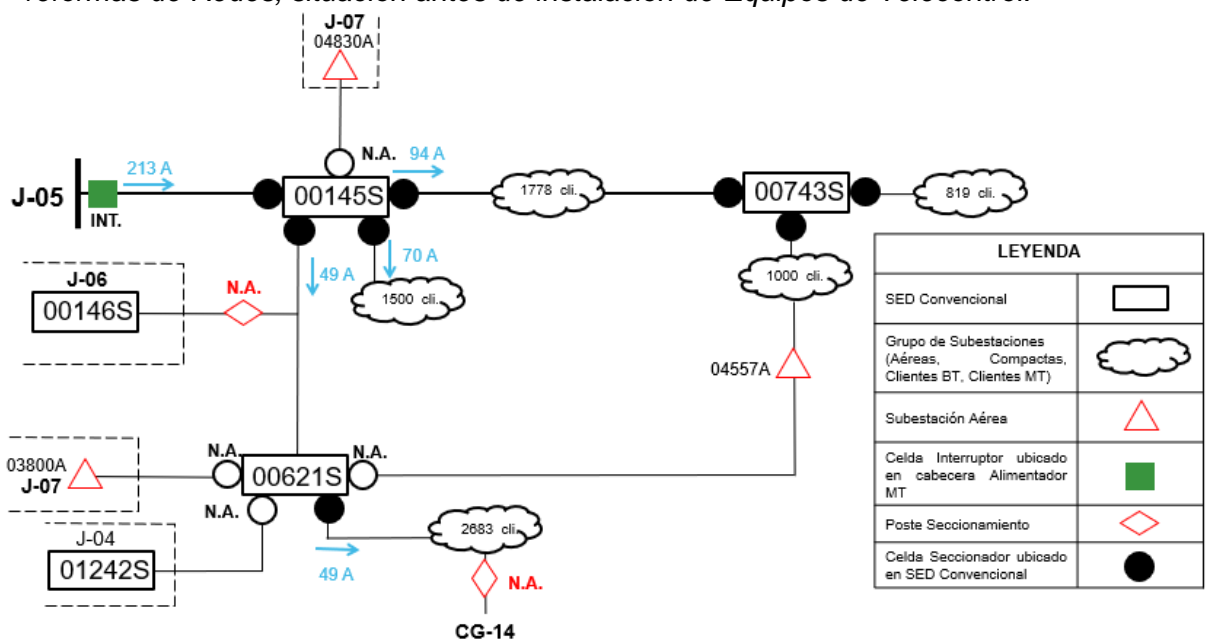
Tabla 6-10: Registro histórico anual de interrupciones imprevista en la Red MT del Alimentador J-05.

Fuente: Enel Distribución Perú.

N°	Alim.	Circuito Apertura	Localización	Circuito Falla	Hora inicio	Hora Final	Clientes Afectados	Clientes-minutos
1	J-05	J-05_00145S	LINEA EN VANO EMT 18571_18572 (FASE ROJA)	J-05_00145S_00145S	6:55:51 a. m.	10:03:00 a. m.	19039	3354903
2	J-05	04830A	04830A	00145S_04525A_PS2017	17:41:00	6:26:00 p. m.	125	6000
3	J-05	PM0722	PMI-0722	00145S_04525A_PS2017	00:00:00	01:55:00	1	115.2
4	J-05	04830A	TRANSFORMADOR EN 04830A	00145S_04525A_PS2017	10:22:00	12:40:00	346	47748
5	J-05	21992A	21992A	PS2017_04834A_14057A	18:45:00	19:25:00	180	6120
6	J-05	00145S_04525A	CRUCETA DE MADERA PASANDO 02126A	PS2017_04834A_14057A	10:06:00 p. m.	4:27:00 a. m.	5332	2031492
7	J-05	00145S_04525A_PS2017	NO LOCALIZADA	00145S_04525A_PS2017	6:51:00 a. m.	9:10:00 a. m.	6272	873062.4
8	J-05	00145S_21579A	POSTE MT N° 51175	04525A_13381A	7:51:00 a. m.	9:40:00 p. m.	6280	1415370
9	J-05	PF0508_12660A	NO SE LOCALIZA CAUSA	PS2017_04834A_14057A	9:22:00 a. m.	11:25:00 a. m.	752	92496
10	J-05	PM0722	PM 722	00145S_04525A_PS2017	3:16:00 a. m.	04:04:00 p.m.	1	768
11	J-05	00145S	RED MT	00145S_03814A_03653A	9:04:00 a. m.	11:24:00 a. m.	4376	624626.4
12	J-05	RC2174_04873A	ENLACE DE 03244A_13972A	00145S_03814A_03653A	14:54:00	20:35:00	3234	445036.2
13	J-05	00145S_04525A_PS2017	RED AEREA ENTRE POSTE 18389 A SAB 2127. AL NO PRESENTAR DAÑOS MATERIALES SE PROCEDIO A NORMALIZAR EL CIRCUITO.	PS2017_04834A_14057A	20:58:00	21:50:00	6254	325208
14	J-05	00145S_03814A_03653A	00145S_03814A_03653A	00145S_03814A_03653A	05:26:00	11:58:00	3190	1250479.8
15	J-05	14228A	14228A	00145S_03814A_03653A	13:20:00	14:35:00	239	17925
16	J-05	21803A	CONEXIONES PRIMARIAS EN EL TRANSFORMADOR 21803A	00145S_04830A_14057A	06:00:00 p.m.	8:16:00 p. m.	83	9462
17	J-05	00145S	ENLACE 150204 A 165181	00145S_04830A_14057A	9:09:00 a. m.	11:55:00 a. m.	6313	1049220.6
18	J-05	00145S_04830A_14057A	NO UBICADA	00145S_04830A_14057A	15:13:00	17:56:00	6254	1019401.8

Se debe tener en cuenta que los alimentadores MT debido a su alta cargabilidad, largas longitudes de kms de red, ausencia de enlaces auxiliares con otros alimentadores MT que pueden servir como respaldo para traslado de carga, es necesario que realicen reformas de red, creación de nuevas subestaciones convencionales, de esta manera se podrá mejorar la distribución de carga en el alimentador. Por lo descrito, en el alimentador J-05 se plantearon reformas de red donde su topología quedó de la siguiente manera:

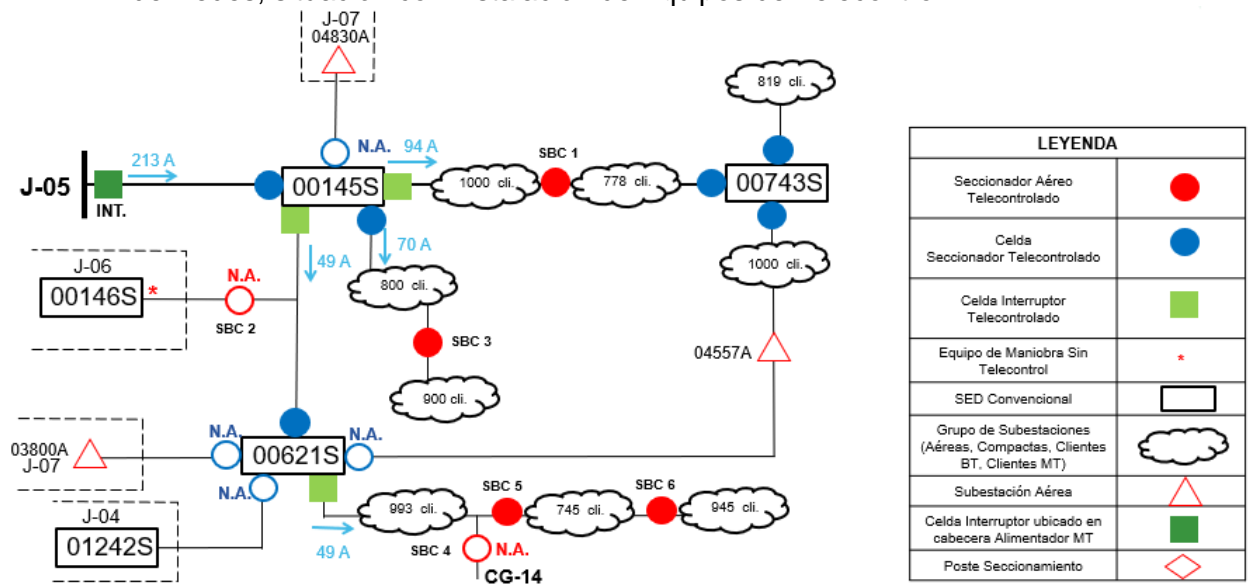
Ilustración 6-3030: Representación unifilar resumida del Alimentador J-05 con reformas de Redes, situación antes de instalación de Equipos de Telecontrol.



Fuente: Elaboración Propia.

De acuerdo con lo indicado en el Capítulo 6.3 -Caso 3 y el anexo 2 (Casos de Suplencia - enlaces auxiliares), los equipos de telecontrol se ubicarán como se indican en la ilustración 6-30.

Ilustración 6-311. Representación unifilar resumida del Alimentador J-05 con reformas de Redes, situación con instalación de Equipos de Telecontrol.



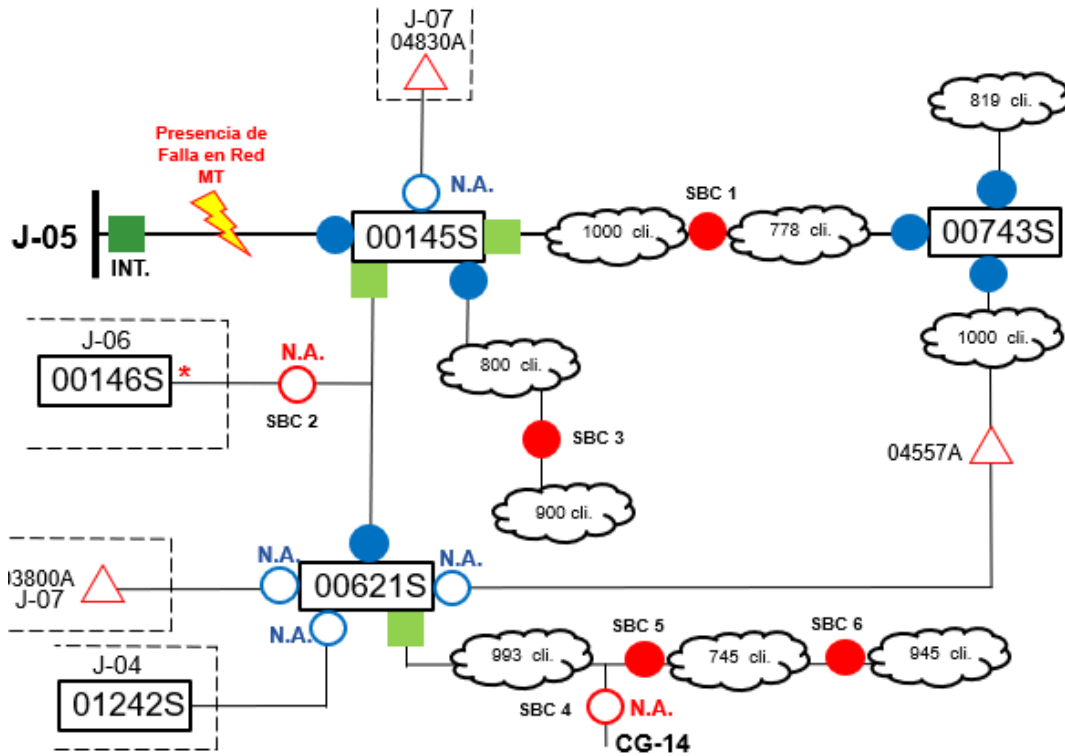
Fuente: Elaboración Propia.

Con la implementación de los equipos de Telecontrol, a continuación, se evaluará los beneficios técnicos que se pueden obtener tales como: la reducción de clientes afectados y disminución de clientes-minutos ante la presencia de una falla en la red MT, esto influirá en mejora de sus indicadores de confiabilidad de servicio eléctrico que brindará la empresa de distribución eléctrica.

Para el caso N°1 y N°11 de la tabla 6-10, se evaluarán la presencia de la falla en la red MT cuando el alimentador ya se encuentra con los equipos de Telecontrol instalados.

Caso N°1:

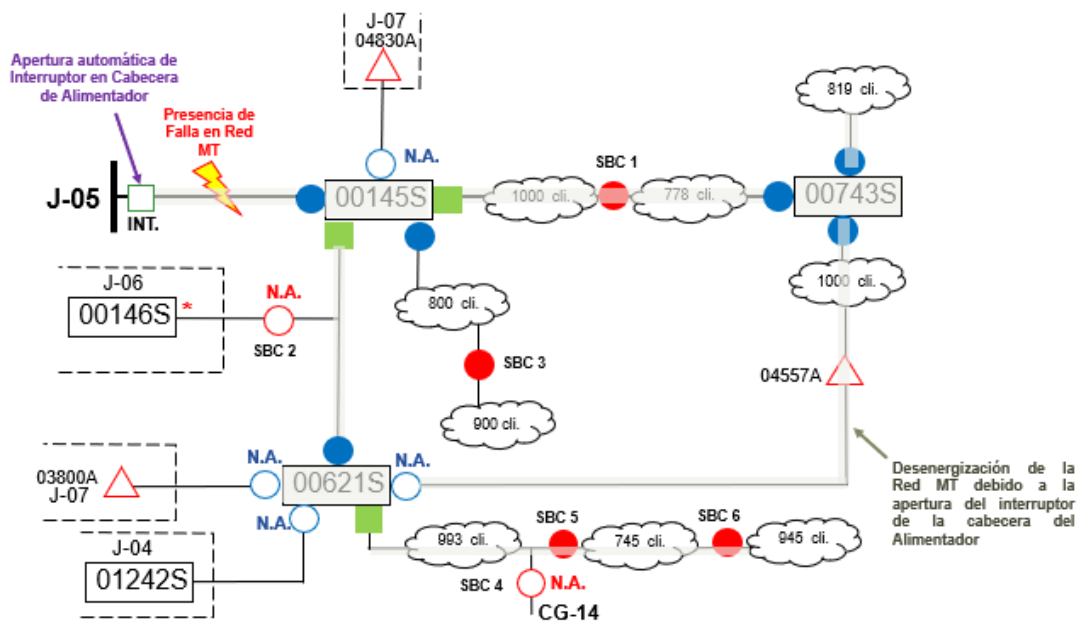
Ilustración 6-322: Presencia de falla en Red MT del Alimentador J-05.



Fuente: Elaboración Propia.

Debido a que la falla en la red MT se ubica entre la cabecera del alimentador y la primera SED Convencional, este solo será sentido por relé ubicado en la celda de interruptor de la cabecera del Alimentador. El relé al detectar la presencia de la falla enviará automáticamente el comando de apertura del interruptor para sacar fuera de servicio al alimentador, esto ocasionará la desenergización de la totalidad de clientes del alimentador J-05, lo indicado se muestra en la ilustración 6-33.

Ilustración 6-333: Desenergización de la Red debido a la presencia de la falla en la red MT.

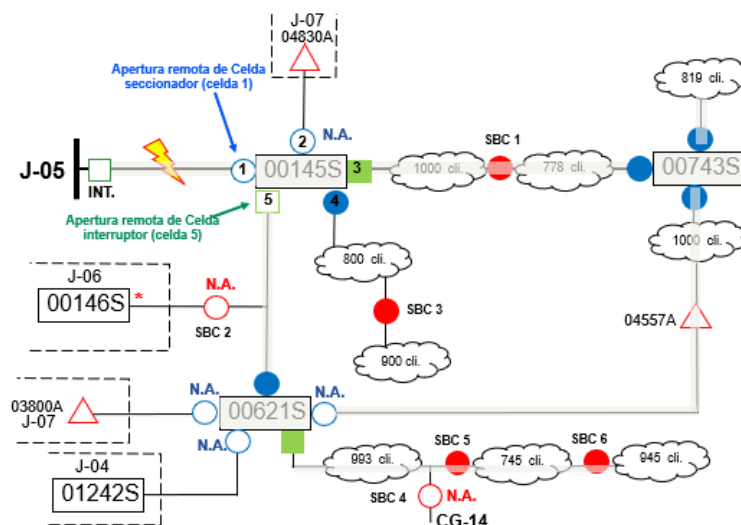


Fuente: Elaboración Propia.

Debido a la interrupción la totalidad de clientes del alimentador J-05 se encuentran desenergizados, sin embargo, con la presencia de los equipos de telecontrol y los enlaces auxiliares que presenta el alimentador J-05 se podrían recuperar el suministro eléctrico en la totalidad de clientes, siguiendo la secuencia de maniobras que indican a continuación:

- Apertura de la celda de llegada (celda 1) y la celda 5 de la SED 00145S.

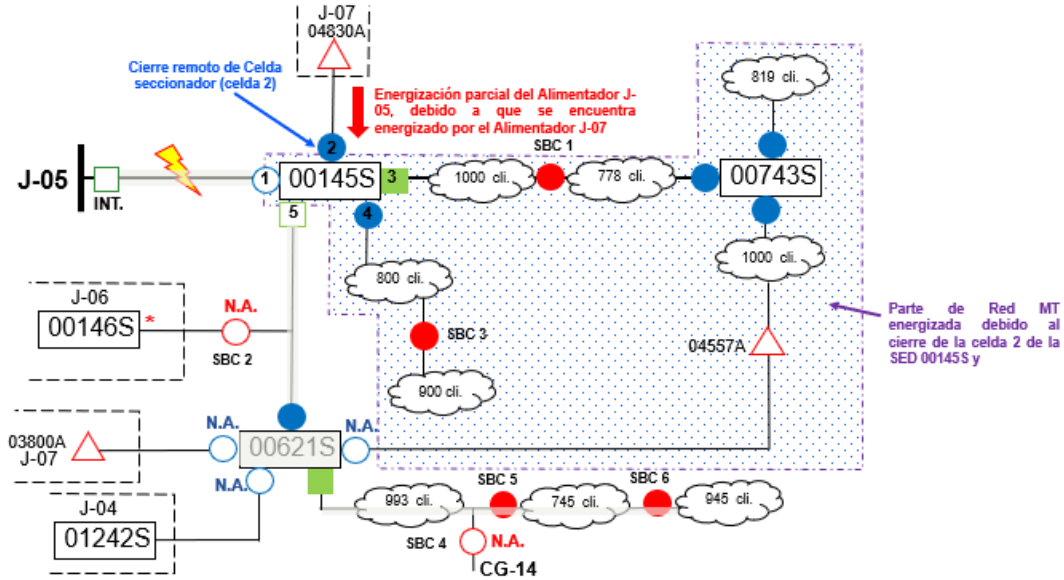
Ilustración 6-344: Apertura remota de celdas para aislación de falla en alimentador J-05.



Fuente: Elaboración propia.

- Cierre de la celda 2 de la SED 00145S.

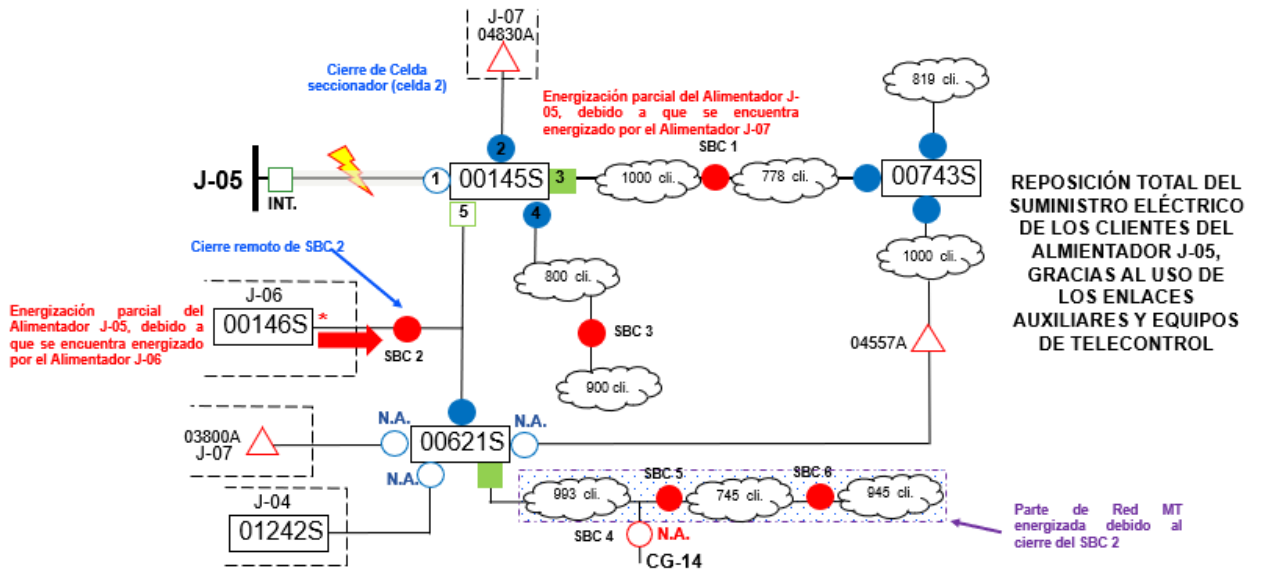
Ilustración 6-355: Cierre remoto de celdas para energización parcial de alimentador J-05.



Fuente: Elaboración propia.

- Cierre del Seccionador Bajo Carga 2 (SBC 2)

Ilustración 6-366: Cierre remoto de seccionador aéreo bajo carga para energización de clientes del Alimentador J-05.



Fuente: Elaboración propia.

Las maniobras de apertura y cierre que se muestran en las ilustraciones 6-34, 6-35 y 6-36 son realizados remotamente debido a que los equipos son telecontrolados, es decir, estos pueden ser controlados a distancia a través del enlace de comunicación que existen entre los equipos de campo y el sistema SCADA implementado en el centro de control de la compañía eléctrica, tal como se muestra en la ilustración 6-37.

Ilustración 6-377: Enlace de comunicación entre equipos de telecontrol de campo con sistema SCADA.



Fuente: Elaboración propia.

Con las maniobras de apertura y cierre efectuadas remotamente, se logra reponer el suministro eléctrico en un tiempo mucho menor en comparación a la situación si no tienen instalados equipos de telecontrol instalados en la red, para el caso 1 del registro histórico anual del alimentador J-05, en la tabla 6-11 se pueden observar las mejoras en la disminución del tiempo de reposición y total clientes x minutos.

Tabla 6-11: Resumen de indicadores del alimentador J-05 con la implementación de equipos de telecontrol para el caso N°1 del registro anual de interrupciones.

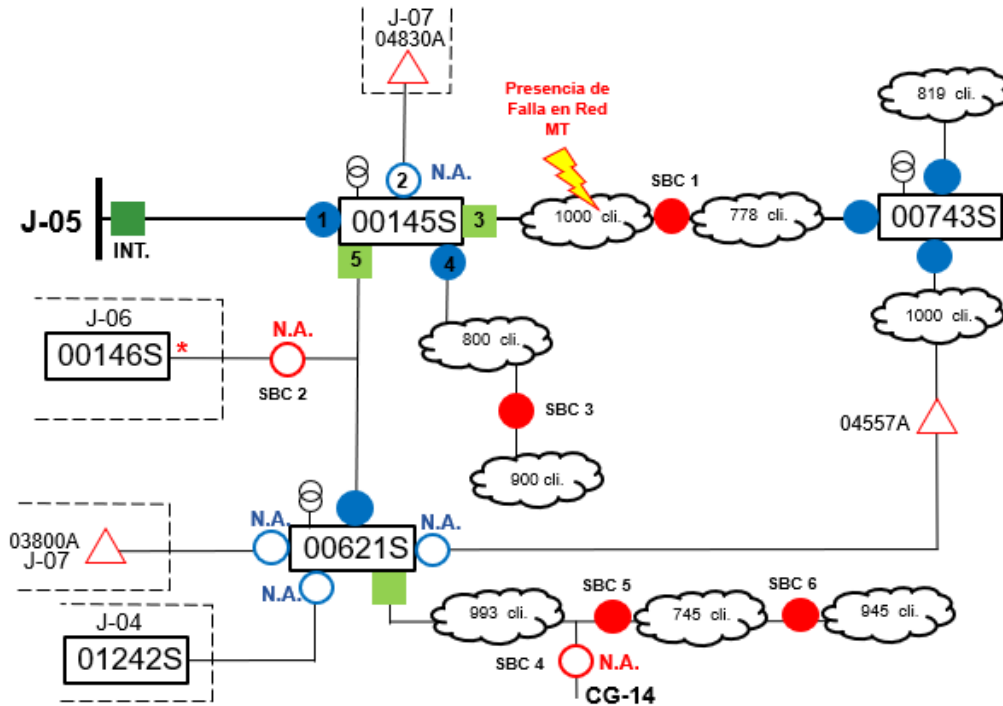
N°	Circuito Falla	Clientes Afectados	Inicio	Final	Total Minutos	Clientes x Minutos	Total Clientes afectados x Minutos
1	J-05_00145S_00145S	1000	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	5000	39900
		778	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	3890	
		819	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4095	
		1000	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	5000	
		800	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4000	
		900	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4500	

		993	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4965	
		745	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	3725	
		945	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4725	

Fuente: Elaboración propia.

Caso N°11:

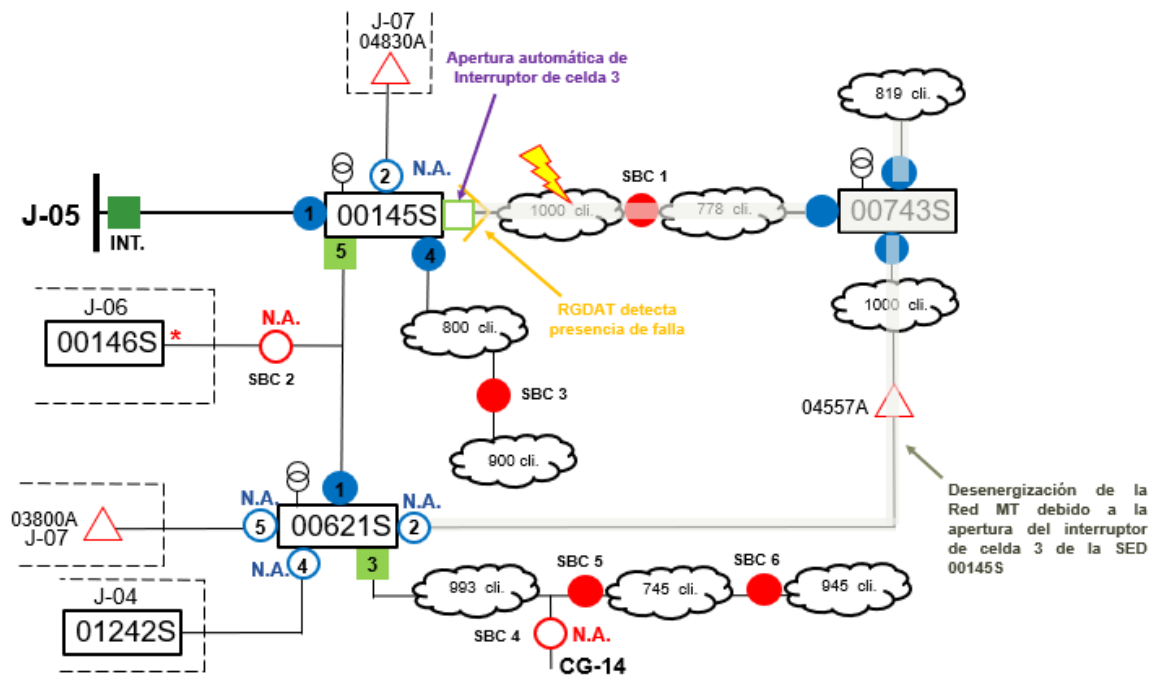
Ilustración 6-388: Presencia de falla en Red MT del Alimentador J-05.



Fuente: Elaboración Propia

Debido a que la falla en la red MT se ubica entre la celda 3 de la SED Convencional 00145S y el SBC 1, este solo será sensado por relé y RGDAT instalados en la celda de interruptor de la SED 00145S. El relé al detectar la presencia de la falla enviará automáticamente el comando de apertura del interruptor para sacar fuera de servicio al alimentador, esto ocasionará la desenergización de la parcial de los clientes del alimentador J-05, lo indicado se muestra en la ilustración 6-39.

Ilustración 6-399: Desenergización de la red MT debido a la presencia de la falla en la red MT.

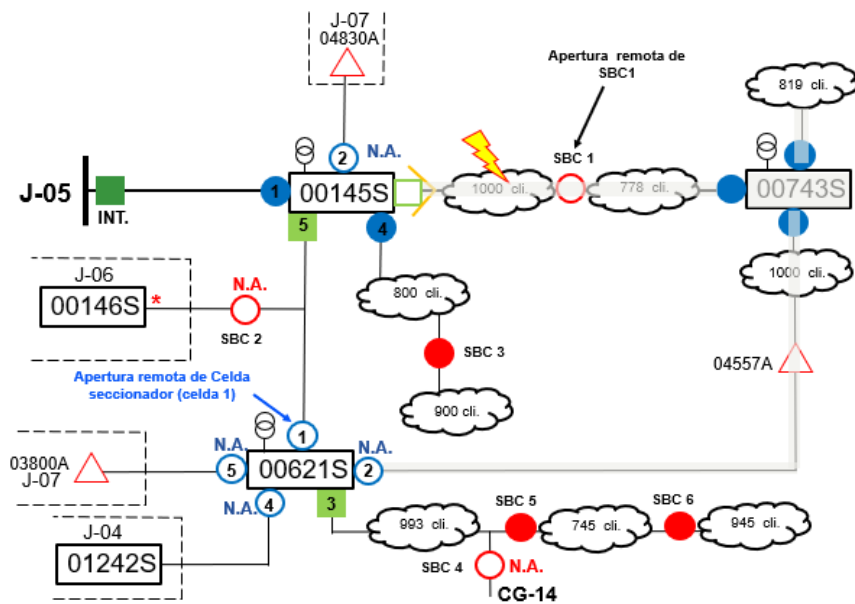


Fuente: Elaboración propia.

Debido a la interrupción, aproximadamente la mitad del total de clientes del alimentador J-05 se encuentran desenergizados, sin embargo, con la presencia de los equipos de telecontrol y los enlaces auxiliares que presenta el alimentador J-05 se podrían recuperar el suministro eléctrico en la totalidad de clientes, siguiendo la secuencia de maniobras que indican a continuación:

- Apertura remota de SBC 1 y celda 1 de SED 00621S

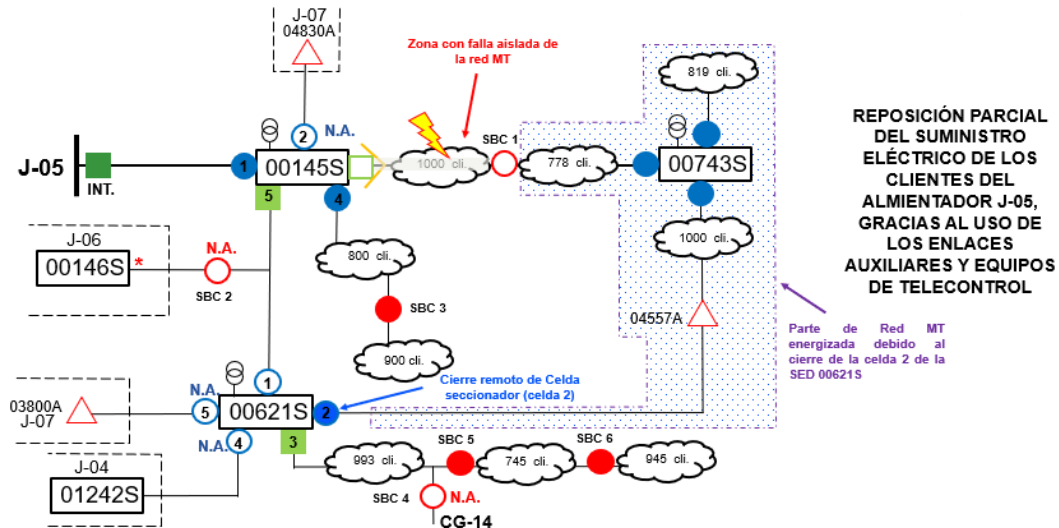
Ilustración 6-4040: Apertura remota de seccionador bajo carga y apertura automática de celda para aislación de falla en alimentador J-05.



Fuente: Elaboración propia

- Cierre remoto de celda seccionador 2 de la SED 00621S

Ilustración 6-411: Cierre remoto de celda para energización parcial de clientes del alimentador J-05.



Fuente: Elaboración Propia

Las maniobras de apertura y cierre que se muestran en las ilustraciones 6-40 y 6-41 son realizados remotamente debido a que los equipos son telecontrolados, es

decir, estos pueden ser controlados a distancia a través del enlace de comunicación que existen entre los equipos de campo y el sistema SCADA implementado en el centro de control de la compañía eléctrica.

Con las maniobras de apertura y cierre efectuadas remotamente, se logra aislar y detectar el tramo de red eléctrica con falla en un tiempo mucho menor en comparación a la situación si no tienen instalados equipos de telecontrol instalados en la red, para el caso 8 del registro histórico anual del alimentador J-05, en la tabla 5-12 se pueden observar las mejoras en la disminución del tiempo de reposición y total clientes x minutos.

Tabla 6-12. Resumen de indicadores del alimentador J-05 con la implementación de equipos de telecontrol para el caso N°11 del registro anual de interrupciones.

N°	Circuito Falla	Clientes Afectados	Inicio	Final	Total Minutos	Clientes x Minutos	Total Clientes afectado x Minuto
11	00145S_03814A_03653A	1000	9:04:00 a. m.	11:24:00 a. m.	140.00	140000	140000
		778	9:04:00 a. m.	9:07:00 a. m.	3.00	2334	2334
		819	9:04:00 a. m.	9:07:00 a. m.	3.00	2457	2457
		1000	9:04:00 a. m.	9:07:00 a. m.	3.00	3000	3000

Fuente: Elaboración propia.

Realizando el mismo análisis para todos casos que se muestran en la tabla 6-10, cuando el alimentador J-05 tiene equipos telecontrolados en la red, se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 6-13.

Tabla 6-13: Resumen de indicadores del alimentador J-05 con la implementación de equipos de telecontrol para todos los casos del registro anual de interrupciones.

N°	Circuito Falla	Clientes Afectados	Inicio	Final	Total Minutos	Clientes x Minutos	Total Clientes x Minutos	Comentario
1	J-05_00145S_00145S	1000	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	5000	39900	-
		778	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	3890		-
		819	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4095		-
		1000	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	5000		-
		800	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4000		-
		900	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4500		-
		993	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4965		-
		745	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	3725		-
		945	6:55:51 a. m.	7:00:51 a. m.	5.00	4725		-
2	00145S_04525A_PS2017	0	17:41:00	6:26:00 p. m.	45.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
3	00145S_04525A_PS2017	0	00:00:00	01:55:00	115.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
4	00145S_04525A_PS2017	0	10:22:00	12:40:00	138.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
5	PS2017_04834A_14057A	0	18:45:00	19:25:00	40.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.

N°	Circuito Falla	Clientes Afectados	Inicio	Final	Total Minutos	Clientes Afectados x Minutos	Total Clientes Afectados x Minutos	Comentario
6	PS2017_04834A_14057A	0	10:06:00 p. m.	4:27:00 a. m.	381.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
7	00145S_04525A_PS2017	0	6:51:00 a. m.	9:10:00 a. m.	139.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
8	04525A_13381A	0	7:51:00 a. m.	21:40:00	829.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
9	PS2017_04834A_14057A	0	9:22:00 a. m.	11:25:00 a. m.	123.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
10	00145S_04525A_PS2017	0	3:16:00 a. m.	18:04:00	888.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
11	00145S_03814A_03653A	1000	9:04:00 a. m.	11:24:00 a. m.	140.00	140000	147791	
		778	9:04:00 a. m.	9:07:00 a. m.	3.00	2334		
		819	9:04:00 a. m.	9:07:00 a. m.	3.00	2457		
		1000	9:04:00 a. m.	9:07:00 a. m.	3.00	3000		
12	00145S_03814A_03653A	1000	14:54:00	15:00:00	6.00	6000	341582	
		778	14:54:00	15:00:00	6.00	4668		
		819	14:54:00	15:00:00	6.00	4914		
		1000	14:54:00	20:20:00	326.00	326000		
13	PS2017_04834A_14057A	0	20:58:00	21:50:00	52.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.

N°	Circuito Falla	Clientes Afectados	Inicio	Final	Total Minutos	Clientes Afectados x Minutos	Total Clientes Afectados x Minutos	Comentario
14	00145S_03814A_03653A	1000	05:26:00	05:30:00	4.00	4000	677582	
		778	05:26:00	11:43:00	377.00	293306		
		819	05:26:00	05:30:00	4.00	3276		
		1000	05:26:00	11:43:00	377.00	377000		
15	00145S_03814A_03653A	819	13:20:00	14:35:00	75.00	61425	72537	
	00145S_03814A_03653A	1000	13:20:00	13:24:00	4.00	4000		
	00145S_03814A_03653A	1000	13:20:00	13:24:00	4.00	4000		
	00145S_03814A_03653A	778	13:20:00	13:24:00	4.00	3112		
16	00145S_04830A_14057A	0	18:00:00	20:16:00	136.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
17	00145S_04830A_14057A	0	9:09:00 a. m.	11:55:00 a. m.	166.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.
18	00145S_04830A_14057A	0	15:13:00	17:56:00	163.00	0	0	No considerado debido a que carga fue trasladado a otro Alimentador MT.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6-14: Cuadro comparativo de Indicadores de calidad de suministro del alimentador J-05 para la condición con y sin telecontrol.
Fuente: Elaboración propia.

Caso	SIN TELECONTROL				CON TELECONTROL	
	Hora inicio	Hora Final	Cientes Afectados	Cientes-minutos	Cientes Afectados	Cientes-minutos
1	6:55:51 a. m.	10:03:00 a. m.	19039	3354903	7980	39900
2	17:41:00	6:26:00 p. m.	125	6000	0	0
3	00:00:00	01:55:00	1	115.2	0	0
4	10:22:00	12:40:00	346	47748	0	0
5	18:45:00	19:25:00	180	6120	0	0
6	10:06:00 p. m.	4:27:00 a. m.	5332	2031492	0	0
7	6:51:00 a. m.	9:10:00 a. m.	6272	873062.4	0	0
8	7:51:00 a. m.	9:40:00 p. m.	6280	1415370	0	0
9	9:22:00 a. m.	11:25:00 a. m.	752	92496	0	0
10	3:16:00 a. m.	04:04:00 p.m.	1	768	0	0
11	9:04:00 a. m.	11:24:00 a. m.	4376	624626.4	3597	147791
12	14:54:00	20:35:00	3234	445036.2	3597	341582
13	20:58:00	21:50:00	6254	325208	0	0
14	05:26:00	11:58:00	3190	1250479.8	3597	677582
15	13:20:00	14:35:00	239	17925	3597	72537
16	06:00:00 p.m.	8:16:00 p. m.	83	9462	0	0
17	9:09:00 a. m.	11:55:00 a. m.	6313	1049220.6	0	0
18	15:13:00	17:56:00	6254	1019401.8	0	0
TOTAL			68271	12569434.4	22368	1279392

Capítulo VII: Análisis de resultados y contrastación de hipótesis

Tabla 7-1. Cuadro resumen comparativo de indicadores de calidad de suministro eléctrico del alimentador J-05 con telecontrol y sin telecontrol.

Alimentador	Clientes Afectados		Clientes x Minuto		SAIDI		Beneficio SAIDI
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	
J-05	68271	22368	12569434	1279392	9.67	0.98	8.68

Fuente: Elaboración Propia

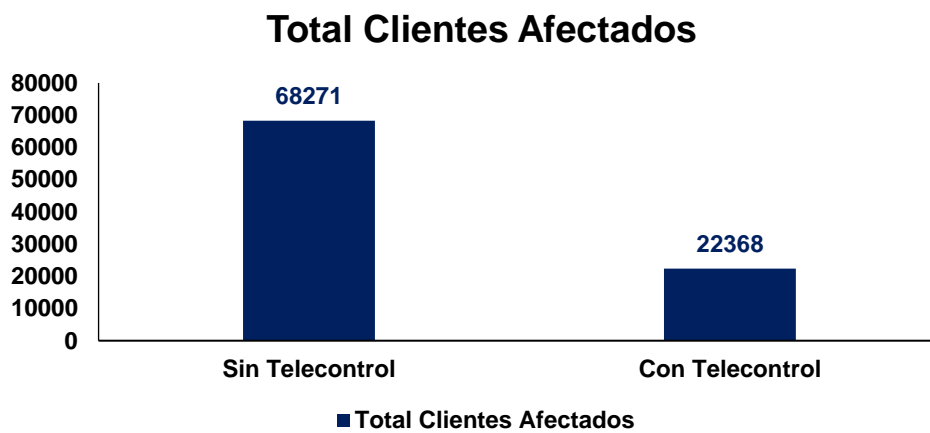
De acuerdo con los resultados obtenidos y que se muestran en Tabla 7-1 se aprecia una mejora considerable de los indicadores de clientes afectados y clientes afectados/minutos del alimentador J-05. El SAIDI mejora en 89.87%. Esto debido a la implementación de los equipos de telecontrol que ayudan a detectar y aislar las fallas eléctricas que se pueden presentar en la red MT. Adicionalmente, entre otros beneficios que se pueden obtener son los siguientes:

- Disminución en compensación y multas: Este beneficio está directamente relacionado con los indicadores de calidad de cada empresa. La compensación a los clientes que es producto de la calidad de servicio está incluida en la legislación de todos los países. Del mismo modo, la aplicación de multas de la autoridad.
- Incremento de la venta de energía: El principal efecto de agregar funcionalidades de telecontrol a la red de distribución es reducir significativamente la cantidad de clientes que finalmente permanecen sin energía, logrando así que los otros clientes que se vieron afectados por la falla puedan seguir consumiendo energía.
- Reducción de costos de localización de averías: Desde el punto de vista operativo el principal beneficio es el rápido aislamiento de la zona afectada por la falla, y por lo tanto la reducción del tiempo y costos asociados con la ubicación de la falla, ya sea mediante la reducción dedicado a la búsqueda y encontrar la causa de la procedencia de la falla o reducir la cantidad de equipos asignados a las operaciones de campo.
- Reducción de costos de call center: Esto debido a la reducción en el área afectada que permanece sin suministro de energía, reducirá significativamente el número de llamadas por parte de los clientes a los servicios de interrupciones.

- Reducción de contingencia legal: Este tipo de beneficio se asocia con una reducción en los costos con juicios que se oponen el distribuidor eléctrico por mala calidad de servicio.

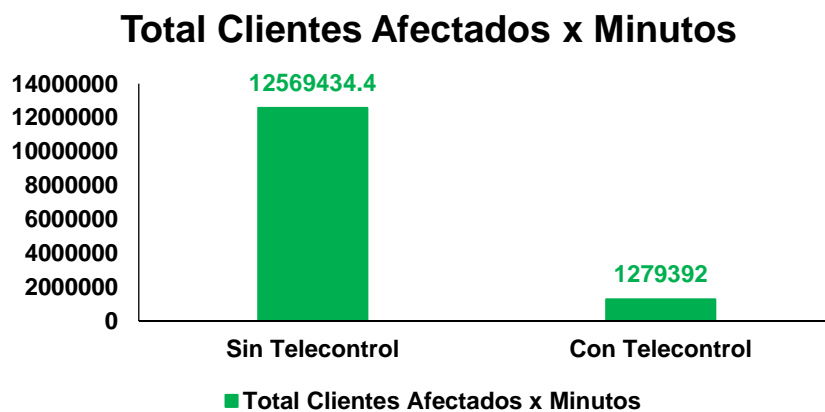
De lo descrito se comprueba la hipótesis planteada que automatizando el sistema de distribución eléctrico de media tensión se puede mejorar sus indicadores de calidad de suministro.

Ilustración 7-1: Comparación de Total Clientes afectados del alimentador J-05 para la condición con Telecontrol y sin Telecontrol.



Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 7-2: Comparación de Total Clientes afectados x minutos del alimentador J-05 para la condición con Telecontrol y sin Telecontrol.



Fuente: Elaboración propia.

7.1. Validación de hipótesis

De los resultados obtenidos y mostrados en la tabla 7.1 se demuestra que automatizando los alimentadores MT del sistema de distribución eléctrica se logran mejorar sus indicadores de calidad de suministro, como es el caso del alimentador J-05, donde se mejora la cantidad de clientes afectados, clientes afectados x minutos.

Capitulo VIII: Conclusiones y recomendaciones

8.1. Conclusiones

- Se logra una gran reducción de clientes afectados ante una interrupción en la red MT, con la implementación de la automatización del sistema eléctrico. La calidad expresada mediante el parámetro SAIDI mejora en 89.9%.
- Debido a los requerimientos de mejora de calidad de servicio eléctrico y el uso de nuevas tecnologías, una alternativa es la automatización de los sistemas de distribución eléctrica.
- Mejoramiento de eficiencia y confiabilidad en los procesos eléctricos de distribución en administración y operación de la red eléctrica, debido a la automatización de la Red MT.
- Se logra mejorar los tiempos de localización de fallas en la red eléctrica MT y optimización de la asignación de labores de las cuadrillas en campo, mediante la automatización de la red eléctrica MT.

8.2. Recomendaciones

- La automatización de las redes eléctricas MT deben realizar específicamente en los alimentadores críticos (alto índice de fallas), de esta manera, podrá mejorar los indicadores de confiabilidad y se podrá reducir el pago de compensaciones por interrupciones.
- La implementación de la automatización de la red depende de la red GPRS, por ello, se debe realizar evaluaciones de cobertura de servicios telecomunicaciones para de esta manera asegurar el correcto performance de los equipos de telecontrol con el centro de control.
- La empresa encargada de la implementación de la automatización de sus redes eléctricas debe solicitar reconocimiento tarifario (VAD) que le permita recuperar sus costos de operación, mantenimiento y que incluye el retorno de la inversión realizada.

9. Referencias bibliográficas

Hamid, S.N., Vahid, B.N. y Hosein, H.N. (2013). *The Study of the Reliability Indices of Distribution Networks with VIT switches on the MV Feeders Automation*. 22nd International Conference on Electricity Distribution.

Mavuso, T.B., Wessels, A. y Pretorius, J.H.C. (2015). *Reliability Based Planning Methodology for Feeder Automation*. IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC).

Sanaz, K., Saeid, S. y Shahab, S. (2015). *Optimal Implementation of Feeder Automation in Medium Voltage Distribution Networks*. The 20th Iranian Electrical Power Distribution Conference (EPDC2015).

Andrea, R.C., Pablo, F., Javier, R., Rafael, C. y Carlos, M. (2014). *Optimal Investment in Smart MV/LV substations to improve continuity of supply*. Electrical Power and Energy Systems.

Alberto, C., Giorgio, D., Giorgio, D., Angelo, G. y Giovanni V. (2003). *Automatic FAult Clearing on MV Networks with Neutral Point Connected to Ground Through Impedance*. 17th International Conference on Electricity Distribution.

Rafael, M.G. (2015). *Análisis del suministro eléctrico, mejoras de los índices y niveles de calidad en la distribución de energía eléctrica*. Universidad Miguel Hernández de Elche.

Jimmy, G.C. (2010). *Automatización de Redes de Distribución para mejorar Servicio Eléctrico*. Universidad Nacional del Centro del Perú.

Pedro, R.S. (2015). *Automatización del sistema de la red de distribución primaria de la ciudad de Cienfuegos*. Universidad Central Marta Abreu de las Villas.

Carlos, L.P., (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.* Universidad de Cuenca.

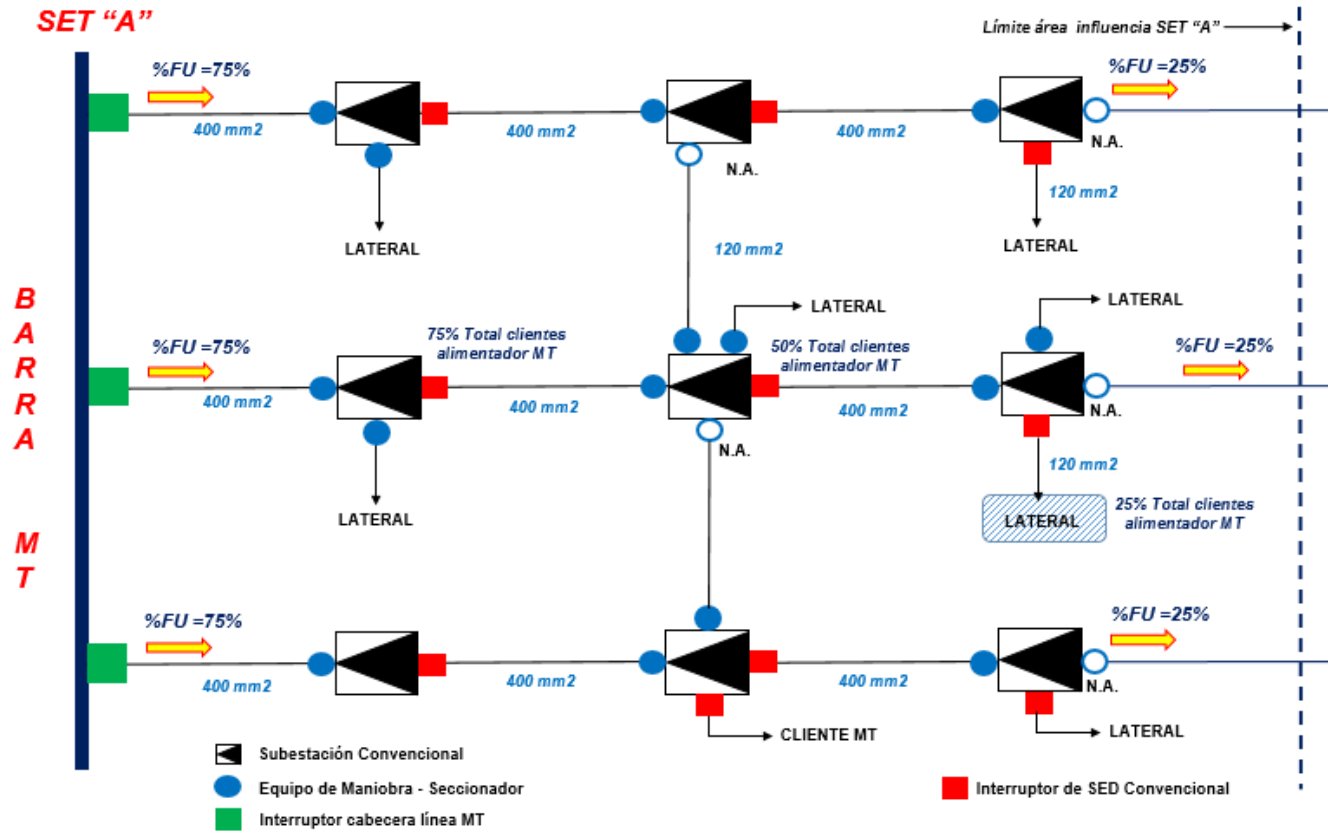
Cecilia, B.C. y Silvino, L.V. (2016). *Estudio de mejoramiento de confiabilidad del alimentador en Media Tensión Tintaya 01, en la provincia de Espinar.* Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cuzco.

Francesco, A., Enrico, V. y Christian, D. (2019). *Enel's Way to SAIDI.* 25th International Conference on Electricity Distribution.

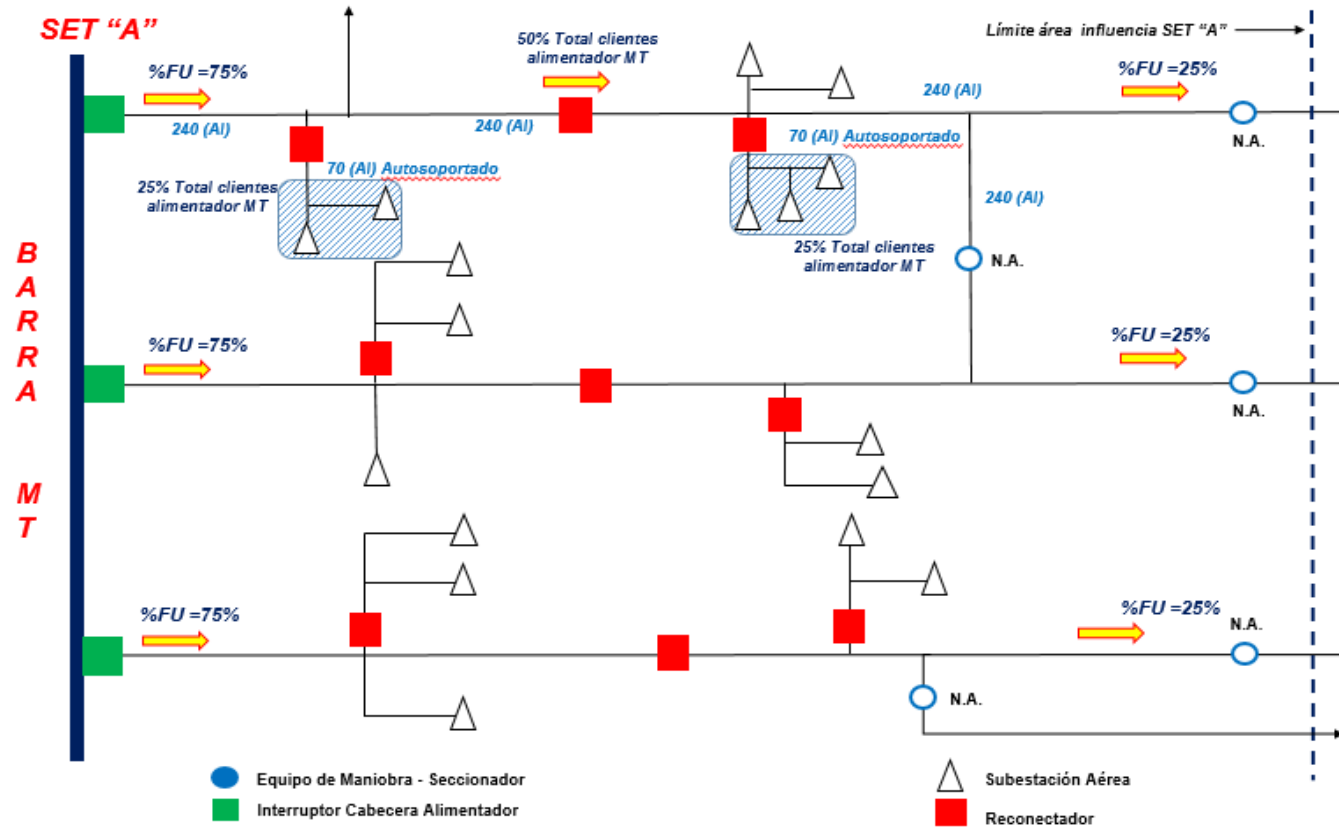
IEEE Power & Energy Society. (2012). *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices* (2012). IEEE Standards Association.

10. Anexos

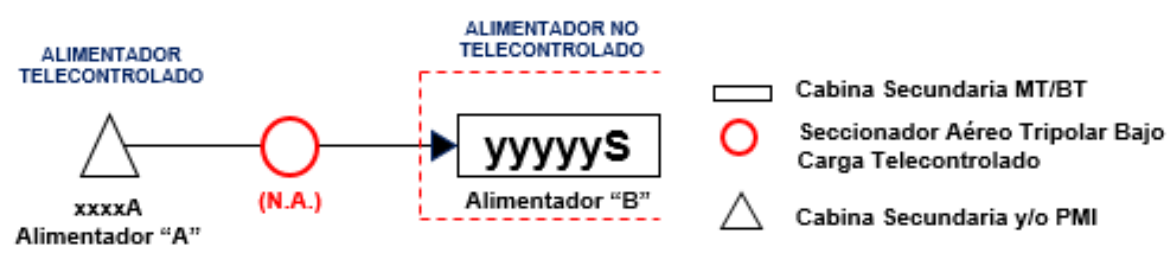
10.1. Anexo 1: Topología de la red tipo cable



10.2. Anexo 2: Topología de la red tipo mixta



10.3. Anexo 3: Casos de suplencia – enlaces auxiliares

N°	CASO	ESQUEMA
1	<p>SUBESTACIÓN AÉREA Y/O PMI (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN CONVENCIONAL (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	 <p>ALIMENTADOR TELECONTROLADO</p> <p>xxxxA Alimentador "A"</p> <p>(N.A.)</p> <p>ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO</p> <p>yyyyyS Alimentador "B"</p> <p> Cabina Secundaria MT/BT Seccionador Aéreo Tripolar Bajo Carga Telecontrolado Cabina Secundaria y/o PMI </p>

N°	CASO	ESQUEMA
2	<p>SUBESTACIÓN CONVENCIONAL (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN CONVENCIONAL (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>The diagram illustrates a conventional substation (represented by a rectangle) connected to two feeders. The top feeder, labeled 'Alimentador "A"', is telecontrolled and contains a telecontrolled switching device (represented by a blue circle) labeled '(N.A.)'. The bottom feeder, labeled 'Alimentador "B"', is non-telecontrolled and contains a non-telecontrolled switching device (represented by a black circle). A legend on the right defines the symbols: a rectangle for 'Subestación Convencional MT/BT', a blue circle for 'Equipo de Maniobra (Seccionador/Interruptor Telecontrolado)', and a black circle for 'Equipo de Maniobra (Seccionador/Interruptor No Telecontrolado)'. The telecontrolled feeder is enclosed in a red dashed box.</p>

N°	CASO	ESQUEMA
3	<p>SED CONVENCIONAL (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN AÉREA Y/O PMI (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>The diagram illustrates a power supply configuration. On the left, a triangle symbol represents a 'Subestación Aérea y/o PMI' (Aerial and/or PMI Substation), labeled 'yyyyyA Alimentador "A"'. This substation is enclosed in a red dashed box labeled 'ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO'. A line connects this substation to a circle symbol representing an 'Equipo de Maniobra (Seccionador/Interruptor Telecontrolado)' (Telecontrolled Switch/Interrupter), labeled '(N.A.)'. This switch is connected to a rectangle symbol representing a 'Subestación Convencional MT/BT' (Conventional MT/BT Substation), labeled 'xxxxxS Alimentador "B"'. The substation is labeled 'ALIMENTADOR TELECONTROLADO'.</p> <p>Legend:</p> <ul style="list-style-type: none"> Subestación Convencional MT/BT (Rectangle) Equipo de Maniobra (Seccionador/Interruptor Telecontrolado) (Circle) Subestación Aérea y/o PMI (Triangle)

N°	CASO	ESQUEMA
4	<p>DERIVACIÓN AÉREA (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN AÉREA (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>ALIMENTADOR TELECONTROLADO</p> <p>Alimentador "A"</p> <p>(N.A.)</p> <p>xxxxxA Alimentador "B"</p> <p>ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO</p> <p>Seccionador Aéreo Tripolar Bajo Carga Telecontrolado</p> <p>Subestación Aérea y/o PMI</p>

N°	CASO	ESQUEMA
5	<p>SUBESTACIÓN AÉREA Y/O PMI (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN AÉREA Y/O PMI (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>xxxxxA Alimentador "A"</p> <p>ALIMENTADOR TELECONTROLADO</p> <p>(N.A.)</p> <p>ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO</p> <p>yyyyyA Alimentador "B"</p> <p>○ Seccionador Aéreo Tripolar Bajo Carga Telecontrolado</p> <p>△ Subestación Aérea y/o PMI</p>

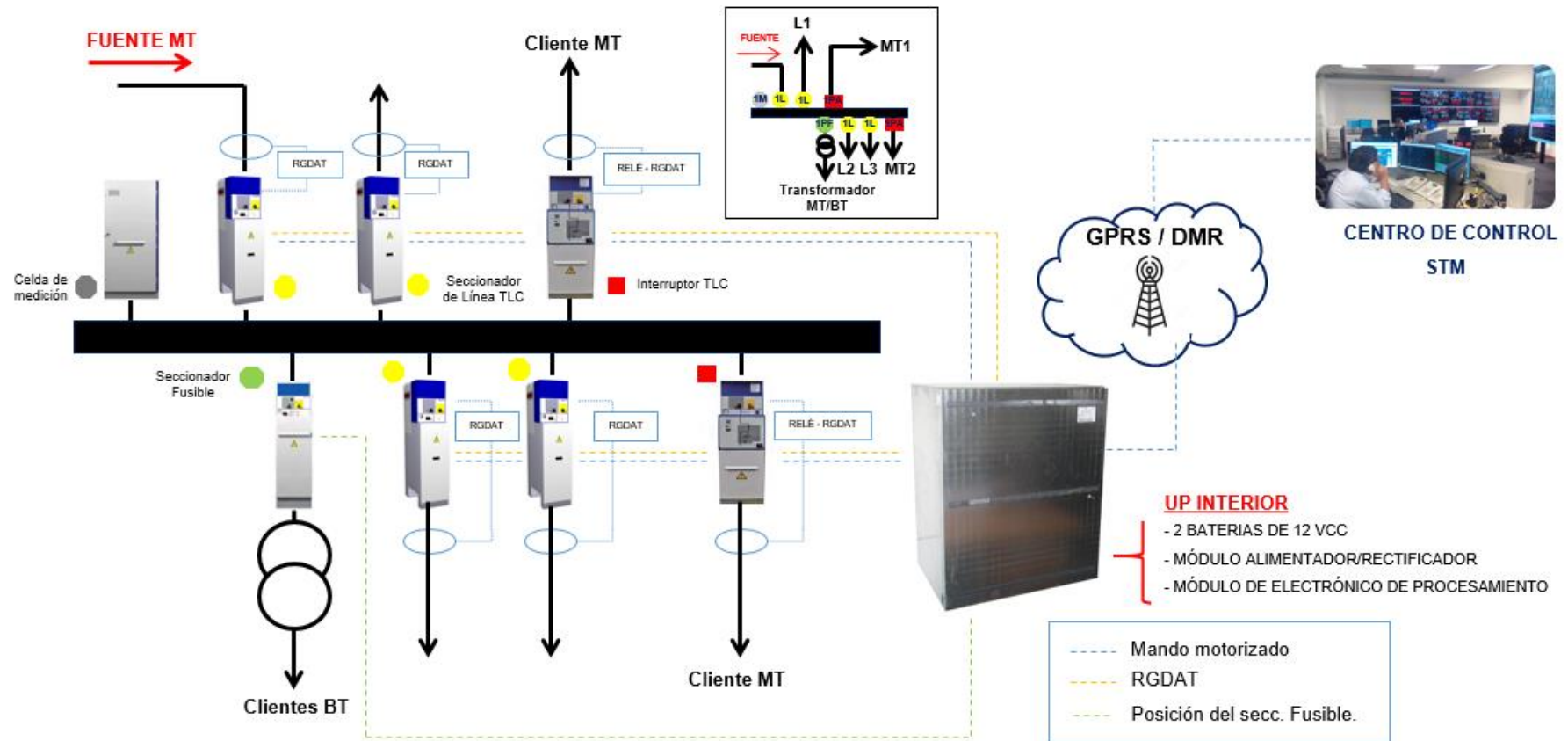
N°	CASO	ESQUEMA
6	<p>SUBESTACIÓN COMPACTA (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SED CONVENCIONAL (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>The diagram illustrates a power distribution scheme. On the left, a compact substation (represented by a rectangle with two horizontal lines) is labeled 'xxxxxC Alimentador "A"'. This is connected to a red circle representing a 'Seccionador Aéreo Tripolar Bajo Carga Telecontrolado' (N.A.). An arrow points from this breaker to a dashed red box containing a compact substation labeled 'yyyyyS Alimentador "B"'. Above the dashed box is the text 'ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO'. A legend on the right defines the symbols: a rectangle for 'Subestación Convencional MT/BT', a red circle for 'Seccionador Aéreo Tripolar Bajo Carga Telecontrolado', a triangle for 'Subestación Aérea y/o PMI', and a rectangle with two horizontal lines for 'Subestación Compacta'.</p>

N°	CASO	ESQUEMA
7	<p>DERIVACIÓN AÉREA (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN COMPACTA (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>ALIMENTADOR TELECONTROLADO</p> <p>Alimentador "A"</p> <p>(N.A.)</p> <p>xxxxxC Alimentador "B"</p> <p>ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO</p> <p>Seccionador Aéreo Tripolar Bajo Carga Telecontrolado</p> <p>Subestación Compacta</p>

N°	CASO	ESQUEMA
8	<p align="center">SUBESTACIÓN COMPACTA (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN AÉREA Y/O PMI (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>xxxxxC Alimentador "B"</p> <p>ALIMENTADOR TELECONTROLADO</p> <p>(N.A.)</p> <p>ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO</p> <p>yyyyyA Alimentador "A"</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Seccionador Aéreo Tripolar Bajo Carga Telecontrolado △ Subestación Aérea y/o PMI ▭ Subestación Compacta

N°	CASO	ESQUEMA
9	<p align="center">SUBESTACIÓN CONVENCIONAL (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR TELECONTROLADO) – SUBESTACIÓN COMPACTA (PERTENECIENTE A ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO)</p>	<p>The diagram illustrates the connection between two feeders. On the left, under the heading 'ALIMENTADOR NO TELECONTROLADO', is a symbol for 'xxxxxC Alimentador "A"', which is a rectangle with a horizontal line, enclosed in a red dashed box. A line connects this to a circle labeled '(N.A.)' under the heading 'ALIMENTADOR TELECONTROLADO'. This circle is connected to a rectangle labeled 'yyyyyS Alimentador "B"'. A legend on the right defines the symbols: a rectangle for 'Subestación Convencional MT/BT', a circle for 'Equipo de Maniobra (Seccionador/Interruptor Telecontrolado)', and a rectangle with a horizontal line for 'Subestación Compacta'.</p>

10.4. Anexo 4: Subestación eléctrica de distribución convencional telecontrolada



10.5. Anexo 5: Seccionador aéreo – reconectador telecontrolado

