



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos

Naturales No Renovables

Maestría en Conversión de la Energía y Sostenibilidad

**Estudio de reducción de pérdidas de energía en los alimentadores
primarios, de la subestación eléctrica Pindal, de la EERSSA**

**Trabajo de titulación, previo a la obtención
del título de Magísteres en Conversión de
Energía y Sostenibilidad.**

AUTORES:

Ing. Diego Armando Blacio Loaiza

Ing. Edwin Roberto Calva Riofrío

DIRECTOR:

Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc

Loja – Ecuador

2024

Educamos para Transformar

Certificación

Loja, 14 de octubre de 2024

Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Estudio de reducción de pérdidas de energía en los alimentadores primarios, de la subestación eléctrica Pindal, de la EERSSA**, previo a la obtención de título de **Magísteres en Conversión de Energía y Sostenibilidad**, de autoría de los estudiantes **Diego Armando Blacio Loaiza** con cédula de identidad **Nro. 0704936137** y **Edwin Roberto Calva Riofrío**, con cédula de identidad **Nro. 1900520527**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.

Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Nosotros, **Diego Armando Blacio Loaiza** y **Edwin Roberto Calva Riofrío**, declaramos ser los autores del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos, de posibles reclamos y acciones legales por el contenido del mismo. Adicionalmente, acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación de mi Trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional – Biblioteca Virtual.

Firma:

Cédula de identidad: 0704936137

Fecha: 14 de octubre de 2024

Correo electrónico: diego.blacio@unl.edu.ec

Teléfono: 0995671503

Firma:

Cédula de identidad: 1900520527

Fecha: 14 de octubre de 2024

Correo electrónico: edwin.r.calva@unl.edu.ec

Teléfono: 0993117680

Carta de autorización por parte de los autores, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.

Nosotros, **Diego Armando Blacio Loaiza** y **Edwin Roberto Calva Riofrío**, declaramos ser autores del Trabajo de Titulación denominado: **Estudio de reducción de pérdidas de energía en los alimentadores primarios, de la subestación eléctrica Pindal, de la EERSSA**, como requisito para optar por el título de **Magísteres en Conversión de Energía y Sostenibilidad**, autorizamos al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la Universidad. La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Integración Curricular o de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, suscribimos, en la ciudad de Loja, a los catorce días del mes de octubre de dos mil veinticuatro.

Firma:

Autor: Diego Armando Blacio Loaiza

Cédula de identidad: 0704936137

Dirección: Barrio Amable María, cantón Loja

Correo electrónico: diego.blacio@unl.edu.ec

Teléfono: 0995671503

Firma:

Autor: Edwin Roberto Calva Riofrío

Cédula de identidad: 1900520527

Dirección: Barrio Shushuhuayco, cantón Loja

Correo electrónico: edwin.r.calva@unl.edu.ec

Teléfono: 0993117680

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc

Dedicatoria

La presente investigación está dedicado a mi esposa Erika Jiménez, por su apoyo incondicional y cariño brindado durante el desarrollo del estudio; a mis hijos Thiago y Aitana, por su comprensión y amor manifestado en esta etapa de mi vida.

Dedico además a mis padres Víctor Blacio y María Loaiza, ya que siempre han estado a mi lado en todo momento apoyándome en las decisiones que he tomado durante mis etapas de vida.

Diego Armando Blacio Loaiza

Las metas siempre estarán lejos cuando no se camina hacia ella o no se tiene un plan, el apoyo es fundamental en la consecución de los objetivos de crecimiento personal, si quieres llegar rápido ve solo, pero si quieres llegar lejos, ve acompañado. Es por eso que agradezco con el corazón y con el alma a quienes me han apoyado desde siempre: Dios, mi padre Juanito Calva (+), mi madrecita Elsa Riofrío, mis amados hermanos y principalmente a las más sacrificadas, mi esposa Angélica, mis hijas Angie e Isabella, sin el apoyo de ustedes nada de esto fuera posible.

Edwin Roberto Calva Riofrío

Agradecimientos

Queremos agradecer a Dios y a las personas que han contribuido en el desarrollo del presente trabajo, a los docentes y autoridades de la Universidad Nacional de Loja que participaron en el desarrollo de la Maestría en Conversión de la Energía y Sostenibilidad.

De manera especial, al Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc, director de nuestro trabajo de titulación, por su asesoramiento y apoyo brindado en el desarrollo del presente estudio.

No podemos olvidarnos de nombrar a la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. por la información proporcionada para la ejecución del presente trabajo.

Diego Armando Blacio Loaiza

Edwin Roberto Calva Riofrío

Tabla de contenidos

Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización	iv
Dedicatoria.....	v
Agradecimientos.....	vi
Tabla de contenidos	vii
Índice de tablas:	xi
Índice de figuras:.....	xiii
Índice de anexos:	xv
Abreviaturas:.....	xvi
1. Título.....	1
2. Resumen	2
Abstract	3
3. Introducción.....	4
4. Marco teórico.....	6
4.1 Capítulo I: Sistema eléctrico de distribución.....	6
4.1.1 Líneas de subtransmisión.....	6
4.1.2 Subestaciones de distribución o transformación.....	6
4.1.3 Redes primarias	7
4.1.3.1 Redes primarias radiales.....	7
4.1.3.2 Redes primarias en anillo.....	8
4.1.3.3 Redes primarias malladas.....	9
4.1.3.4 Conductores de aluminio para las redes primarias.....	9
4.1.3.5 Reguladores de voltaje para redes primarias.....	10
4.1.3.6 Centros de transformación.....	12
4.1.3.7 Redes secundarias.....	12
4.1.3.8 Acometidas.....	13
4.2 Capítulo II: Variables Eléctricas	13
4.2.1 Carga, voltaje, corriente y potencia	13
4.2.1.1 Carga.....	13
4.2.1.2 Voltaje.....	13
4.2.1.3 Corriente.....	13
4.2.1.4 Potencia.....	14
4.2.2 Resistencia y ley de ohm	14
4.2.3 Potencia en una resistencia en términos de voltaje y de corriente:.....	15
4.3 Capítulo III: Pérdidas de energía y potencia en el sistema de distribución.....	16
4.3.1 Conceptos de carga y demanda para determinación de las pérdidas	16
4.3.1.1 Densidad de carga.....	16
4.3.1.2 Carga instalada (CI).....	16

4.3.1.3	Capacidad instalada (PI).....	16
4.3.1.4	Demanda máxima (DM).	16
4.3.1.5	Demanda $D(t)$	16
4.3.1.6	Demanda promedio (DP).	16
4.3.1.7	Curvas de carga diaria.	16
4.3.1.8	Tasa de crecimiento de la demanda.	17
4.3.1.9	Factor de demanda (FD).	18
4.3.1.10	$\cos\Phi$	18
4.3.1.11	Factor de carga (FC).....	18
4.3.2	Formulación de las pérdidas de energía y potencia.....	18
4.3.2.1	Factor de pérdidas (f_{per}).	18
4.3.2.2	Porcentaje de pérdidas.	19
4.3.2.3	Pérdidas de energía.	19
4.3.2.4	Pérdidas de potencia.	19
4.3.2.5	Pérdidas de potencia en sistema primario.....	19
4.3.2.6	Pérdidas de potencia y energía en transformadores de distribución.....	19
4.4	Capítulo IV: Marco legal y regulatorio	20
4.4.1	Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica.....	20
4.4.2	Regulación de la calidad del producto.....	20
4.4.2.1	Índice de la variación de voltaje.	20
4.4.2.2	Límites de voltaje.	20
4.4.2.3	Niveles de voltaje.	21
5.	Metodología.....	22
5.1	Área de trabajo	22
5.2	Equipos y recursos.....	26
5.2.1	Equipos	26
5.2.2	Recursos tecnológicos	26
5.2.3	Recursos humanos:	26
5.3	Procedimiento	26
5.3.1	Diagnóstico de pérdidas de energía, potencia y niveles de voltaje en los alimentadores primarios de la subestación Pindal	26
5.3.1.1	Obtención de estadísticas de las demandas de potencia (2019 – 2024).....	26
5.3.1.2	Obtención de las demandas máximas de potencia mensuales históricas.....	27
5.3.1.3	Determinación de la potencia aparente.....	27
5.3.1.4	Determinación del factor de carga.....	28
5.3.1.5	Determinación de la energía disponible en cabecera de los alimentadores.....	28
5.3.1.6	Determinación del factor de pérdidas.	28
5.3.1.7	Determinación de las pérdidas técnicas de potencia y energía.	28
5.3.1.8	Niveles de voltaje	29
5.3.1.9	Cargabilidad de los conductores	29

5.3.1.10	Modelación de redes con el software Cymdist de CYME.....	30
5.3.2	Comportamiento del sistema de distribución con el crecimiento de la demanda.....	32
5.3.2.1	Proyección de las demandas de potencia mensuales en el corto plazo año 2027 (etapa inicial). 33	
5.3.2.2	Modelación de redes con Cymdist en el corto plazo año 2027 (etapa inicial)	33
5.3.3	Estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución, cumpliendo con los niveles de voltaje máximos permitidos	34
5.3.3.1	Criterios para la determinación de estrategias.	34
5.3.3.2	Proyección de las demandas de potencia y modelación de redes con Cymdist en el corto plazo año 2027 (etapa final).	34
5.3.3.3	Proyección de las demandas de potencia y modelación de redes con Cymdist en el mediano plazo año 2030.	35
5.3.3.4	Proyección de las demandas de potencia y modelación de redes con Cymdist en el largo plazo año 2034.....	35
5.4	Procesamiento y análisis de datos	35
5.4.1	Diagnóstico de pérdidas de energía, potencia y niveles de voltaje en los alimentadores primarios de la subestación Pindal	35
5.4.1.1	Obtención de las demandas máximas no coincidentes de potencia.....	35
5.4.1.2	Simulaciones de flujos de carga de las redes con Cymdist de CYME (diagnóstico del sistema a mayo 2024).	38
5.4.2	Comportamiento del sistema de distribución con el crecimiento de la demanda.....	38
5.4.2.1	Proyección de la demanda de potencia en el corto plazo año 2027 (etapa inicial). ..	38
5.4.2.2	Simulaciones de flujos de carga con Cymdist de CYME en el corto plazo año 2027 (etapa inicial).	40
5.4.3	Aplicación de estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución, cumpliendo con los niveles de voltaje máximos permitidos	40
5.4.3.1	Obtención de las nuevas demandas de potencia y simulaciones de flujos de carga en el corto plazo año 2027 (etapa final).	40
5.4.3.2	Obtención de las demandas de potencia y simulaciones de flujos de carga en el mediano plazo año 2030 (etapas inicial y final).	42
5.4.3.3	Obtención de las demandas de potencia y simulaciones de flujos de carga en el largo plazo año 2034 (etapas inicial y final).	44
6.	Resultados	46
6.1	Diagnóstico del sistema de distribución de los alimentadores primarios de la subestación Pindal.....	46
6.1.1	Descripción de carga de transformadores conectados en los alimentadores	46
6.1.2	Descripción de tramos de redes de los alimentadores	46
6.1.3	Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.....	46
6.1.4	Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores.....	47
6.1.5	Perfiles de voltaje de los alimentadores.....	47

6.1.6	Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores	50
6.1.7	Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores	50
6.2	Comportamiento del sistema de distribución con el crecimiento de la demanda eléctrica y aplicación de estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas de energía.....	51
6.2.1	Corto plazo año 2027.....	51
6.2.1.1	Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa inicial).....	51
6.2.1.2	Estrategias (ejecución de proyectos).	52
6.2.1.3	Descripción de tramos de redes de los alimentadores.	53
6.2.1.4	Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.....	53
6.2.1.5	Perfiles de voltaje de los alimentadores (etapa inicial y final).	54
6.2.1.6	Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa final).	57
6.2.1.7	Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores.	57
6.2.1.8	Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores.	58
6.2.2	Mediano plazo año 2030.....	58
6.2.2.1	Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa inicial).....	58
6.2.2.2	Estrategia (ejecución de proyecto).....	59
6.2.2.3	Descripción de tramos de redes de los alimentadores.	60
6.2.2.4	Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.....	60
6.2.2.5	Perfiles de voltaje de los alimentadores (etapa inicial y final).	60
6.2.2.6	Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa final).	63
6.2.2.7	Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores.	64
6.2.2.8	Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores.	64
6.2.3	Largo plazo año 2034	65
6.2.3.1	Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa inicial).....	65
6.2.3.2	Estrategias (ejecución de proyectos).	65
6.2.3.3	Descripción de tramos de redes de los alimentadores.	66
6.2.3.4	Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.....	66
6.2.3.5	Perfiles de voltaje de los alimentadores (etapas inicial y final).....	67
6.2.3.6	Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa final).	70
6.2.3.7	Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores.	70
6.2.3.8	Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores.	71
7.	Discusión.....	73
8.	Conclusiones.....	75
9.	Recomendaciones.....	77
10.	Bibliografía.....	78
11.	Anexos.....	79

Índice de tablas:

Tabla 1. Especificaciones técnicas generales de los conductores tipo ACSR.....	10
Tabla 2. Límites para el índice del nivel de voltaje.....	20
Tabla 3. Muestra de datos históricos de los alimentadores.....	27
Tabla 4. Histórico de las demandas anual A/P Pózul.....	35
Tabla 5. Histórico de las demandas anual A/P Pindal.....	36
Tabla 6. Histórico de las demandas anual A/P Zapotillo.....	36
Tabla 7. Histórico de las demandas anual A/P Alamor.....	37
Tabla 8. Histórico de las demandas anual A/P Sabanilla.....	37
Tabla 9. Factores de carga y demandas a mayo 2024.....	37
Tabla 10. Demandas proyectadas anual A/P Pózul.....	38
Tabla 11. Demandas proyectadas anual A/P Pindal.....	38
Tabla 12. Demandas proyectadas anual A/P Zapotillo.....	39
Tabla 13. Demandas proyectadas anual A/P Alamor.....	39
Tabla 14. Demandas proyectadas anual A/P Sabanilla.....	39
Tabla 15. Demandas proyectadas para el corto plazo (etapa inicial).....	39
Tabla 16. Demandas en el corto plazo (etapa final).....	42
Tabla 17. Demandas proyectadas para el mediano plazo de la S/E Pindal.....	43
Tabla 18. Demandas proyectadas para el mediano plazo de la S/E Zapotillo.....	43
Tabla 19. Demandas proyectadas para el largo plazo de la S/E Pindal.....	44
Tabla 20. Demandas proyectadas para el largo plazo de la S/E Zapotillo.....	44
Tabla 21. Descripción de carga de transformadores conectados al sistema.....	46
Tabla 22. Descripción de tramos de los alimentadores en el diagnóstico.....	46
Tabla 23. Demandas de potencia distribuidas en el diagnóstico.....	46
Tabla 24. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el diagnóstico.....	50
Tabla 25. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el diagnóstico.....	50
Tabla 26. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el diagnóstico.....	51
Tabla 27. Descripción de tramos de los alimentadores en el corto plazo.....	53
Tabla 28. Demandas de potencia distribuidas en el corto plazo.....	53
Tabla 29. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el corto plazo.....	57
Tabla 30. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el corto plazo.....	58
Tabla 31. Descripción de tramos de los alimentadores en el mediano plazo.....	60
Tabla 32. Demandas de potencia distribuidas en el mediano plazo.....	60
Tabla 33. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el mediano plazo.....	64
Tabla 34. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el mediano plazo.....	64
Tabla 35. Descripción de tramos de los alimentadores en el largo plazo.....	66
Tabla 36. Demandas de potencia distribuidas en el largo plazo.....	66

Tabla 37. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el largo plazo.....	70
Tabla 38. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el largo plazo.	71

Índice de figuras:

Figura 1. Anillo de subtransmisión de la provincia de Loja.	7
Figura 2. Red eléctrica radial.	8
Figura 3. Red eléctrica en anillo.	8
Figura 4. Red eléctrica mallada.	9
Figura 5. Diagrama de un regulador de voltaje	10
Figura 6. Regulador monofásico de paso monofásico.	12
Figura 7. Convención de signos al paso de una corriente.	15
Figura 8. Curva de carga diaria del alimentador Alamor.	17
Figura 9. Suministro a 69 kV de la subestación Celica y Pindal.	22
Figura 10. Alimentadores de la subestación Pindal.	23
Figura 11. Configuración del A/P Pózul.	23
Figura 12. Configuración del A/P Pindal.	24
Figura 13. Configuración del A/P Zapotillo.	24
Figura 14. Configuración del A/P Alamor.	25
Figura 15. Configuración del A/P Sabanilla.	25
Figura 16. Acceso al programa CYME.	30
Figura 17. Método de ingreso de la demanda en cabecera.	31
Figura 18. Método de Distribución de la carga.	31
Figura 19. Método de cálculo para los flujos de carga.	32
Figura 20. Niveles de voltaje de los A/Ps en el diagnóstico.	47
Figura 21. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el diagnóstico.	48
Figura 22. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el diagnóstico.	48
Figura 23. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el diagnóstico.	49
Figura 24. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el diagnóstico.	49
Figura 25. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el diagnóstico.	50
Figura 26. Niveles de voltaje de los A/Ps en el corto plazo (etapa inicial).	52
Figura 27. Proyectos ejecutados en el corto plazo.	53
Figura 28. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el corto plazo.	54
Figura 29. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el corto plazo.	54
Figura 30. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el corto plazo.	55
Figura 31. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el corto plazo.	55
Figura 32. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el corto plazo.	56
Figura 33. Perfil de voltaje del A/P Lalamor en el corto plazo.	56
Figura 34. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo 2 en el corto plazo.	56
Figura 35. Niveles de voltaje de los A/Ps en el corto plazo (etapa final)	57
Figura 36. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el corto plazo.	58

Figura 37. Niveles de voltaje de los A/Ps en el mediano plazo (etapa inicial).	59
Figura 38. Proyecto ejecutado en el mediano plazo.	59
Figura 39. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el mediano plazo.	60
Figura 40. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el mediano plazo.	61
Figura 41. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el mediano plazo.	61
Figura 42. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el mediano plazo.	62
Figura 43. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el mediano plazo.	62
Figura 44. Perfil de voltaje del A/P Lalamor en el mediano plazo.	62
Figura 45. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo 2 en el mediano plazo.	63
Figura 46. Niveles de voltaje de los A/Ps en el mediano plazo (etapa final).	63
Figura 47. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el mediano plazo.	64
Figura 48. Niveles de voltaje de los A/Ps en el largo plazo (etapa inicial).	65
Figura 49. Proyectos ejecutados en el largo plazo.	66
Figura 50. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el largo plazo.	67
Figura 51. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el largo plazo.	67
Figura 52. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el largo plazo.	68
Figura 53. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el largo plazo.	68
Figura 54. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el largo plazo.	69
Figura 55. Perfil de voltaje del A/P Lalamor en el largo plazo.	69
Figura 56. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo 2 en el largo plazo.	69
Figura 57. Niveles de voltaje de los A/Ps en el largo plazo (etapa final).	70
Figura 58. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el largo plazo.	71
Figura 59. Alimentadores primarios de las subestaciones Pindal y Zapotillo.	72

Índice de anexos:

Anexo 1: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Pózul	79
Anexo 2: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Pindal	80
Anexo 3: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Zapotillo	81
Anexo 4: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Alamor	82
Anexo 5: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Sabanilla	83
Anexo 6: Cargabilidad de los A/Ps en el diagnóstico	84
Anexo 7: Cargabilidad de los A/Ps en el corto plazo (etapa inicial).	84
Anexo 8: Cargabilidad de los A/Ps en el corto plazo (etapa final).	85
Anexo 9: Cargabilidad de los A/Ps en el mediano plazo (etapa inicial).	85
Anexo 10: Cargabilidad de los A/Ps en el mediano plazo (etapa final).	86
Anexo 11: Cargabilidad de los A/Ps en el largo plazo (etapa inicial).	86
Anexo 12: Cargabilidad de los A/Ps en el largo plazo (etapa final).	87
Anexo 13: Certificado de traducción del resumen	88

Abreviaturas:

A/P = Alimentador primario

A/P_s = Alimentadores primarios

S/E = Subestación eléctrica

CI = Carga instalada en [kW o kVA]

PI = Capacidad instalada en [MVA]

D_M = Demanda máxima de potencia en [kW, kVA o kVAR]

D_p = Demanda promedio de potencia en [kW, kVA o kVAR]

F_c = Factor de carga en [%]

f_{per_redes} = Factor de pérdidas en redes eléctricas en [%]

f_{per_trafos} = Factor de pérdidas en transformadores en [%]

D_o = Demanda actual en [kW o kVA]

D_n = Demanda para el período de proyección en [kW o kVA]

n = Período de proyección en [mes o año]

r = Tasa de crecimiento mensual o anual de la demanda en [%]

$\cos \Phi$ = relación entre las potencias activa y aparente en [p.u.]

$V_{p.u.}$ = Voltaje de operación en p.u.

$V_{operación}$ = Voltaje de operación en kV resultado de los flujos de carga

V_{base} = Voltaje nominal de sistema en 13,8 kV

$E_{disponible}$ = Energía disponible en cabecera del alimentador [MWh]

$PE_{conductores}$ = Pérdidas de energía en conductores en [MWh]

$PP_{conductores}$ = Pérdidas de potencia en conductores en [kW]

$PE_{trafos_vacío}$ = Pérdidas de energía en vacío en transformadores en [MWh]

$PP_{trafos_vacío}$ = Pérdidas de potencia en vacío en transformadores en [kW]

$PE_{trafos_conducción}$ = Pérdidas de energía por conducción en transformadores [MWh]

$PP_{trafos_conducción}$ = Pérdidas de potencia por conducción en transformadores en [kW]

T = Período de tiempo en [h]

$Tramos$ = Longitud en configuración de conductores de medio voltaje en [km]

$I_{operación}$ = Corriente de operación del conductor en [A]

$I_{nominal}$ = Corriente nominal del conductor en [A]

1. Título

Estudio de reducción de pérdidas de energía en los alimentadores primarios, de la subestación eléctrica Pindal, de la EERSSA

2. Resumen

El presente trabajo de titulación permite analizar las pérdidas técnicas de potencia y energía en los alimentadores primarios Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla de la subestación Pindal de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., para mejorar la eficiencia energética en la etapa de distribución primaria, por lo cual, se desarrolla un estudio para identificar las estrategias que contribuyan a la reducción de pérdidas cumpliendo con los niveles de voltaje establecidos en la regulación Nro. ARCERNNR 002/20 (Codificada), con el análisis de crecimiento de la demanda máxima no coincidente de potencia de cada alimentador en los escenarios corto, mediano y largo plazo. La metodología se basa en el análisis de los datos históricos de demandas máximas desde enero 2019 hasta mayo 2024, proyectando hasta el año 2034; posteriormente, mediante la modelación de flujos de carga con el software Cymdist, se obtiene las variables de niveles de voltaje, pérdidas técnicas de potencia y mediante la aplicación de ecuaciones se determina las pérdidas técnicas de energía, en los escenarios propuestos; mediante la aplicación y evaluación de criterios técnicos se establece las mejores estrategias que permiten reducir las pérdidas técnicas y cumplir los niveles de voltaje.

La repotenciación con el cambio de calibre de los conductores en los alimentadores, contribuyó a disminuir las pérdidas técnicas por conducción, debido a la reducción de la resistencia eléctrica en los mismos. La mayor reducción de pérdidas técnicas de energía y potencia en los alimentadores primarios se logró en el corto plazo, con la ejecución de estrategias como la repotenciación e interconexión de los alimentadores Pindal – Alamor, construcción de la S/E Zapotillo y reconfiguración del A/P Zapotillo, reduciendo 868,71 MWh/año que representa el 2,96 % en pérdidas de energía y 171,95 kW que representa el 3,29 % en pérdidas de potencia.

Palabras claves: eficiencia, estrategias, potencia, reconfiguración, regulación Nro. ARCERNNR 002/20, repotenciación.

Abstract

This thesis allows to analyze the technical losses of power and energy in the primary feeders Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor and Sabanilla of Pindal substation of the factory Electric Regional del Sur S.A., to improve energy efficiency in the primary distribution stage, for which a study is developed to identify the strategies that contribute to the reduction of losses complying with the voltage levels established in regulation No. ARCERNNR 002/20 (Codified), with the analysis of the growth of the maximum non-coincident power demand of each feeder in the short, medium and long term scenarios. The methodology is based on the analysis of historical data of maximum demands from January 2019 to May 2024, projecting until the year 2034; Subsequently, through load flow modeling with Cymdist software, the variables of voltage levels and technical power losses are obtained and through the application of equations, the technical energy losses are determined in the proposed scenarios; through the application and evaluation of technical criteria, the best strategies are established to reduce technical losses and meet voltage levels.

The repowering with the change of caliber of the conductors in the feeders contributed to reducing technical losses due to conduction, due to the reduction of electrical resistance in them. The greatest reduction of technical energy and power losses in the primary feeders was achieved in the short term, with the execution of strategies such as the repowering and interconnection of the Pindal – Alamor feeders, construction of the Zapotillo S/E and reconfiguration of the Zapotillo A/P, reducing 868,71 MWh/year, which represents 2,96 % in energy losses and 171,95 kW, which represents 3,29 % in power losses.

Keywords: efficiency, strategies, power, reconfiguration, regulation No. ARCERNNR 002/20, repowering.

3. Introducción

Las pérdidas de energía en los alimentadores primarios del sistema de distribución se refieren a la cantidad de energía eléctrica que se pierde en el transporte de energía desde la subestación eléctrica hacia los consumidores finales. Estas pérdidas pueden ser técnicas y no técnicas, el presente estudio analiza y plantea propuestas para la reducción de las pérdidas técnicas en la etapa de distribución de medio voltaje. En la actualidad no existe un estudio que permita identificar las causas y estrategias que conlleven a reducir las pérdidas técnicas de energía y potencia en los alimentadores primarios Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla de la subestación Pindal, de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), que brindan el servicio público de energía eléctrica en los cantones Zapotillo, Puyango, Celica y Pindal, basados en una planificación a corto, mediano y largo plazo, razón de la importancia de implementar el desarrollo del presente trabajo. Con los resultados obtenidos la EERSSA tendrá elementos de juicio para extender los análisis a los demás alimentadores primarios del área de servicio, en busca de mejorar el suministro eléctrico. Los 15 896 consumidores regulados en los alimentadores de la subestación Pindal se beneficiarán de un mejor servicio en términos de continuidad, así como un acceso al servicio de energía con niveles de voltaje dentro de los límites permitidos.

En la Escuela Politécnica Nacional (EPN), se desarrolló un proyecto de investigación relacionado con el cálculo de pérdidas técnicas aplicado a un alimentador primario de la Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ), donde se establece alternativas que conlleven a reducción de pérdidas técnicas de potencia y energía, como la reconfiguración de la topología del alimentador primario, cambio calibre de los conductores primarios y balance de fases (Aillón Sánchez, 2010).

En la Universidad Técnica del Norte, se realizaron estudios de investigación sobre el cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador San Agustín No.4 y Ajaví No.2 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., donde se desarrolla un análisis comparativo de tres métodos de cálculo de pérdidas técnicas de energía (Pérez Erazo, 2024) y (Lema Chasi, 2024), respectivamente.

Entonces, ¿cómo ayudaría contar con un estudio para identificar las mejores estrategias que contribuyan a la reducción de pérdidas técnicas de energía en los alimentadores primarios de la subestación Pindal?

Las pérdidas técnicas de energía es un indicador estratégico que las Empresas Distribuidoras deben gestionar su reducción para lograr una eficiencia energética, que contribuya a la disminución de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) regula y controla entre otros parámetros, el cumplimiento de los niveles de voltaje en alto, medio y bajo voltaje.

El objetivo general del presente trabajo es desarrollar un estudio que permita identificar las estrategias que contribuyan a la reducción de pérdidas de potencia y energía en los alimentadores primarios de la subestación Pindal de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

Los objetivos específicos son:

Realizar un diagnóstico de pérdidas de energía, potencia y niveles de voltaje en los alimentadores Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla de la subestación Pindal.

Estudiar el comportamiento del sistema eléctrico de distribución asociado a los alimentadores primarios de la subestación Pindal, con el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto, mediano y largo plazo.

Analizar los resultados obtenidos y determinar las mejores estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas de energía, cumpliendo con los niveles de voltaje regulados por la Agencia.

4. Marco teórico

4.1 Capítulo I: Sistema eléctrico de distribución

El sistema eléctrico de distribución es una etapa del sistema eléctrico de potencia, que se encarga de transportar la electricidad desde las subestaciones de distribución o transformación hasta los consumidores finales, como hogares, empresas, industrias, etc (Ramírez Castaño, 2004).

Los elementos que componen el sistema de distribución son: líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, redes primarias, transformadores de distribución, red secundaria y acometidas.

4.1.1 Líneas de subtransmisión

Son aquellas líneas que permiten transportar la energía eléctrica e interconectar las subestaciones de transmisión con las subestaciones de distribución o para realizar la interconexión entre las subestaciones de distribución.

Las líneas de subtransmisión comprenden voltajes en el rango mayor a 40 kV y menor o igual a 138 kV.

Líneas de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., operan y están aisladas a 69 kV, con conductor ASCR desde calibres de 4/0 hasta los 266 MCM, con proyecciones de nuevas líneas a 500 MCM. Para el caso de la subestación Pindal, su conexión al SNI es desde el punto de entrega, en la subestación Loja, del cual se alimenta al anillo de la provincia de Loja.

4.1.2 Subestaciones de distribución o transformación

Corresponde a una instalación eléctrica para transformar el nivel de voltaje e interconectar las líneas de subtransmisión, a fin de reducir al máximo las pérdidas en el transporte - distribución de la energía eléctrica y aumentar la confiabilidad del servicio eléctrico (Conejo Navarro, y otros, 2007).

Una subestación está compuesta principalmente por: transformador de potencia, transformador de potencial, barras colectoras, transformadores de corriente y de potencial, capacitores, pararrayos, interruptores y seccionadores o cuchillas,

La subestación según su funcionalidad, se las puede clasificar en subestaciones elevadoras, reductoras y de interconexión o seccionamiento.

También se las puede clasificar en subestaciones de intemperie, interior y blindada.

En función de la configuración de las barras colectoras, las subestaciones más comunes son: barra simple, barra partida, barra principal y barra de transferencia, barra doble, barra

doble y doble interruptor, con barra en anillo y de interruptor y medio (Conejo Navarro, y otros, 2007).

Las subestaciones en la provincia de Loja tienen sus transformadores de potencia de 69 kV a 13.8 kV, en la subestación Pindal, el transformador de potencia es de 5 MVA, que energiza a los alimentadores Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla, para los cantones: Puyango, Celica, Zapotillo y Pindal, como se muestra en la **Figura 1**.

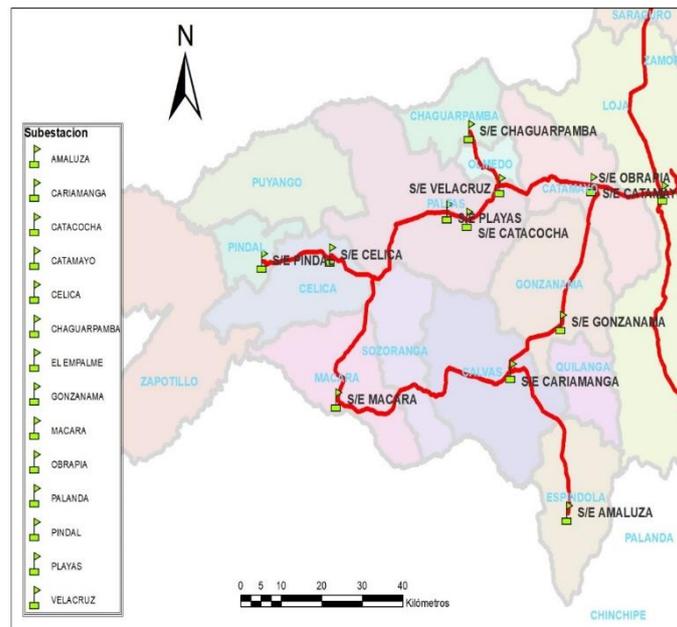


Figura 1. Anillo de subtransmisión de la provincia de Loja.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

4.1.3 Redes primarias

Las redes primarias del sistema de distribución, permiten suministrar la energía eléctrica a los consumidores a través de centros de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (Conejo Navarro, y otros, 2007).

En la EERSSA se transporta la energía eléctrica en las redes primarias a niveles de voltaje trifásicos de 13,8 kV y 22 kV. Para el caso de estudio, que corresponde a los alimentadores primarios de la subestación eléctrica Pindal, el nivel de voltaje es de 13,8 kV.

4.1.3.1 Redes primarias radiales.

Las líneas parten de las subestaciones eléctricas y se ramifican extendiéndose por el área de servicio, su particularidad es que sólo dispone de un camino para llegar a los consumidores partiendo desde una sola subestación, como se puede ver en la **Figura 2** (Conejo Navarro, y otros, 2007).

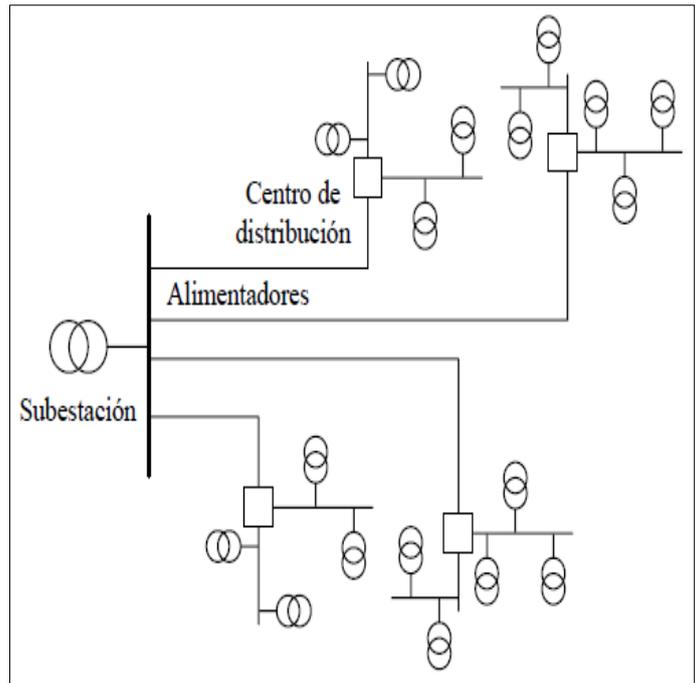


Figura 2. Red eléctrica radial.

Fuente: (Conejo Navarro, y otros, 2007)

4.1.3.2 Redes primarias en anillo.

Están formadas por una línea cerrada donde se instalan los centros de transformación, mismos que pueden alimentarse por una o más subestaciones conectadas en diversos puntos del anillo, como se puede ver en la **Figura 3** (Conejo Navarro, y otros, 2007).

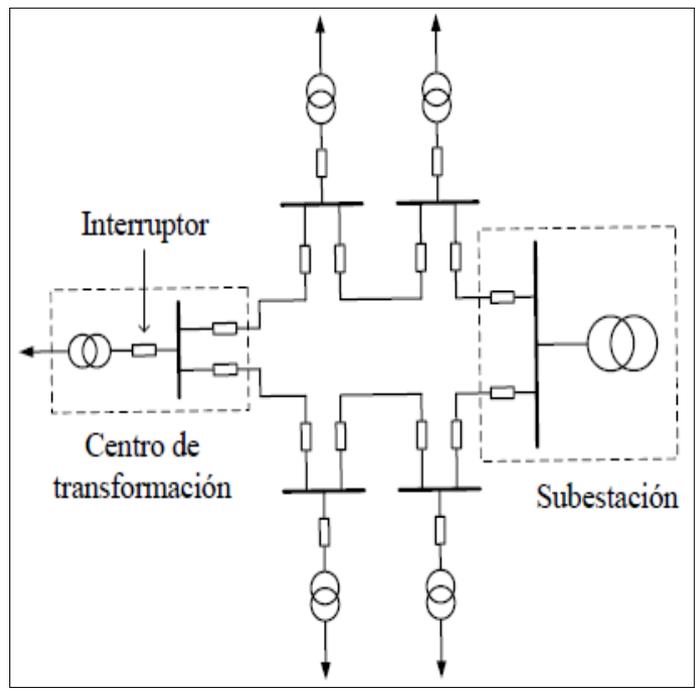


Figura 3. Red eléctrica en anillo.

Fuente: (Conejo Navarro, y otros, 2007)

4.1.3.3 Redes primarias malladas.

Las redes malladas se obtienen al enlazar varios anillos en los lugares donde se concentran la demanda eléctrica. Los centros de transformación que brindan la energía a los consumidores pueden alimentarse por dos o más subestaciones, como se puede ver en la **Figura 4** (Conejo Navarro, y otros, 2007).

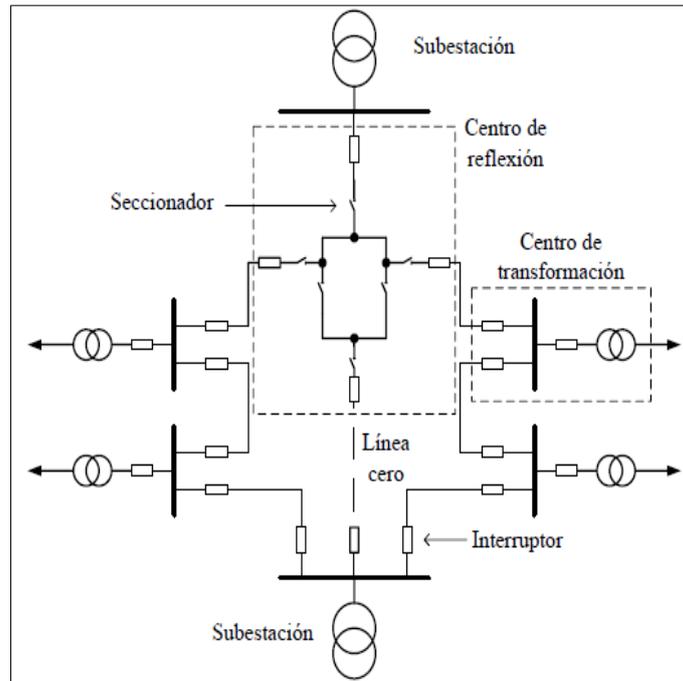


Figura 4. Red eléctrica mallada.

Fuente: (Conejo Navarro, y otros, 2007)

4.1.3.4 Conductores de aluminio para las redes primarias.

Los conductores de aluminio desnudo tipo ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), ASC (Aluminum Strand Conductor), AAC (All Aluminum Conductor), AAAC (All Aluminum Alloy Conductor) y ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced) son los más utilizados para las redes de distribución de forma aérea.

A continuación, se expone las características del conductor de aluminio tipo ACSR, ya que presenta mejores características mecánica (mayor carga de rotura) y eléctrica (menor caídas de voltaje, pérdidas técnicas de potencia y energía por conducción) (ELECTROCABLES, 1982).

Los conductores de aluminio desnudo reforzados con acero tipo ACSR son utilizados para líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Estos conductores ofrecen una resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico óptimo para el diseño de estas líneas. El alma de acero de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseado, sin sacrificar la capacidad de corriente del conductor.

En la **Tabla 1** se presenta las características principales de los conductores tipo ACSR implementadas en las líneas de distribución monofásicas o trifásicas a 13,8 kV de la EERSSA.

Tabla 1. Especificaciones técnicas generales de los conductores tipo ACSR

Calibre (AWG)	Carga de rotura (kgf)	Resistencia a C.C. a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de corriente (A)
4	843	1,3232	140
2	1292	0,8316	184
1/0	1986	0,5227	242
2/0	2404	0,4151	276
3/0	3002	0,3292	315
4/0	3786	0,2610	357

Fuente: (ELECTROCABLES, 1982)

4.1.3.5 Reguladores de voltaje para redes primarias.

Un regulador de estación o de línea es un transformador de voltaje variable que se inserta en el sistema primario para controlar los niveles de voltaje. Los reguladores son autotransformadores con cambiadores de tomas bajo carga en un rango de $\pm 10\%$ (Ramirez Castaño, 2004).

Un control de regulador de voltaje detecta el voltaje del sistema y ordena al cambiador de tomas que funcione cuando se necesitan cambios de voltaje. La operación del cambiador de tomas cambia la configuración de la bobina del autotransformador, lo que produce un cambio en el voltaje.

En la **Figura 5** se muestra el diagrama unifilar simplificado de un regulador de voltaje, donde toma potencia del lado que llega desde la subestación y la transmite a la carga a un nivel fijo de voltaje mediante la variación de las tomas.

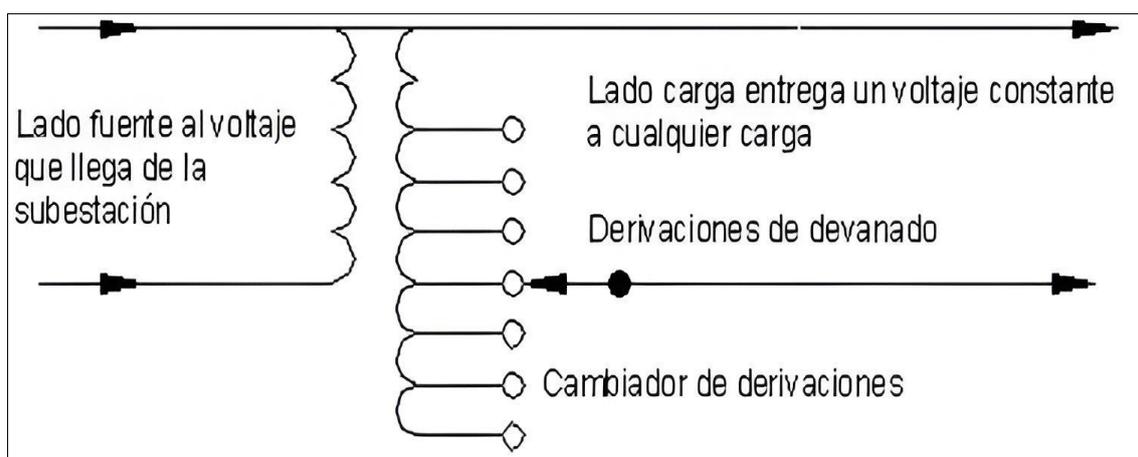


Figura 5. Diagrama de un regulador de voltaje

Fuente: (EATON, 2024)

Los voltajes regulados garantizan que los productos y los equipos eléctricos funcionen de manera óptima.

La última tecnología de regulador de voltaje ofrece ventajas importantes sobre los diseños tradicionales (EATON, 2024):

- Controles electrónicos con características avanzadas que admiten tecnología de red inteligente y comunicaciones SCADA
- Control multifásico que opera dos o tres reguladores con un solo controlador
- Los cambiadores de derivación Quik-Drive proporcionan funcionamiento a través de 32 pasos en menos de 10 segundos, lo que mejora la calidad de la energía al proporcionar una recuperación más rápida de grandes oscilaciones de voltaje.
- Cambiadores de derivación con tecnología de vacío, mayores capacidades nominales de carga y menos requisitos de mantenimiento

Los reguladores de voltaje de paso monofásicos pueden aplicarse en sistemas conectados en estrella y delta (EATON, 2024).

- En los sistemas conectados en delta, están disponibles las configuraciones delta abiertas y cerradas.
- En una configuración delta abierta, se conectan dos reguladores para regular las tres fases.
- En la configuración delta cerrada, se utilizan tres reguladores para regular entre las fases.

Los reguladores de voltaje se construyen a partir de tres partes básicas:

- Autotransformador: transformador con parte de un devanado común a los devanados primario y secundario
- Cambiador de tomas de carga: el interruptor está diseñado para trabajar bajo carga de modo de cambiar la configuración de la bobina de un transformador, lo que proporciona mayor versatilidad del regulador
- Control del regulador de voltaje: el control detecta el sistema y automáticamente ordena al cambiador de tomas

Reguladores de voltaje monofásicos de 32 pasos.

Los reguladores de voltaje monofásicos son autotransformadores de cambio de tomas que regulan los voltajes de línea de distribución desde +/-10 % en 32 pasos. El control del regulador de voltaje detecta el voltaje del sistema y puede operar el cambiador de tomas para corregir el voltaje dentro del rango especificado.

Las capacidades de voltaje para los reguladores monofásicos están disponibles desde 2 400 V a 34 500 V para sistemas de 60 Hz y 50 Hz. Los tamaños de kVA más pequeños pueden suministrarse con lengüetas de soporte para montaje en poste, conforme se muestra en la **Figura 6** y con opciones de amarre de subestación o plataforma (EATON, 2024).



Figura 6. Regulador monofásico de paso monofásico

Fuente: (EATON, 2024)

4.1.3.6 Centros de transformación.

Según Navarro, y otros (2007):

Es la instalación provista de uno o varios transformadores reductores de medio a bajo voltaje. (pág. 116)

Por lo tanto, son la interfaz entre la red primaria y secundaria.

En las redes primarias de la subestación Pindal, se tiene instalado transformadores trifásicos y monofásicos a niveles de voltaje 13,8 kV a 220 V y 7,97 kV A 240 V, respectivamente.

4.1.3.7 Redes secundarias.

También conocidas como redes de bajo voltaje con niveles menor o igual a 0,6 kV, son aquellas redes que conectan desde los centros de transformación para suministrar la energía a los consumidores en un área específica, ya que el área se ve limitado por las caídas máximas permitidas de voltaje y por la capacidad de demanda eléctrica de los transformadores (Conejo Navarro, y otros, 2007).

En la EERSSA se dispone de redes de bajo voltaje a niveles de 220/127 V para sistemas trifásicos y 240/120 V para sistemas monofásicos.

4.1.3.8 Acometidas.

Se define como la red que se conecta desde la red de bajo voltaje hasta los contadores de energía, es el último elemento para transportar la energía desde el sistema eléctrico de potencia al consumidor final.

Para los consumidores en el sector urbano, la acometida no podrá ser superior a los 30 m, mientras que, para el sector rural, se establece máximo 60 m. El conductor debe ser tipo SEU (Concéntrico) o tipo SER (Sucre) de aluminio (MEM, 2019).

4.2 Capítulo II: Variables Eléctricas

Las variables eléctricas básicas se encuentran bien definidas en Nilson & Riedel (2011) y son de fácil comprensión, mismas que se describe a continuación:

4.2.1 Carga, voltaje, corriente y potencia

4.2.1.1 Carga.

El concepto de carga, es la descripción básica del fenómeno eléctrico. Las siguientes son las principales características de la carga:

- Es bipolar, se describe en términos de cargas negativas y positivas.
- Existe en cantidades discretas, múltiplos de la carga electrón $1.6022 \times 10^{-19}C$.
- Los efectos eléctricos se atribuyen a la separación de ambas cargas y las cargas en movimiento.

Dentro de la teoría de circuitos, la separación de estas cargas crea una fuerza eléctrica (voltaje), y el movimiento de estas crea un fluido eléctrico (corriente).

4.2.1.2 Voltaje.

El concepto de voltaje y corriente es usado siempre en ingeniería desde el punto de vista cuantitativa y se expresa como:

$$v = \frac{dw}{dq} \quad (1)$$

Donde;

$v = \text{voltaje en voltios [V]}$

$w = \text{energía en joules [J]}$

$q = \text{carga en coulombs [C]}$

4.2.1.3 Corriente.

El efecto causado por el tránsito o movimiento de las cargas por unidad de tiempo, es conocido como la corriente eléctrica y se define como (Nilson & Riedel, 2011):

$$i = \frac{dq}{dt} \quad (2)$$

Donde;

$i =$ corriente en amperios [A]

$q =$ carga en coulombd [C]

$t =$ timepo en segundos[s]

4.2.1.4 Potencia.

El cálculo de potencia y energía es clave para el análisis de circuitos, y es que para dimensionar o analizar los sistemas eléctricos, no es suficiente con voltaje y corriente. La potencia se expresa como:

$$p = \frac{dw}{dt} \quad (3)$$

Donde;

$p =$ potencia en Watt [W]

$w =$ energía en Joules [J]

$t =$ tiempo en segundos[s]

Recordemos que 1 W es igual a 1 J/s

$$p = \frac{dw}{dt} = \left(\frac{dw}{dq}\right) \cdot \left(\frac{dq}{dt}\right) = v \cdot i \quad (4)$$

El concepto de energía, por tanto, es la potencia en un determinado periodo, y su unidad es el Watt por hora W/h (Nilson & Riedel, 2011).

4.2.2 Resistencia y ley de ohm

La resistencia es la capacidad de un material a oponerse a la circulación de una corriente, los materiales con alta resistencia, por su naturaleza son considerados aisladores, mientras que los materiales de baja resistencia al flujo de corriente, típicamente metales, son utilizados como conductores, éstos últimos son objeto de estudio.

La Resistencia se relaciona con el voltaje y la corriente por medio de la ley de ohm que indica que:

$$v = i \cdot R \quad (5)$$

Donde;

$v =$ voltaje en Volts[V]

$i =$ corriente en amperios [A]

$R =$ Resistencia[Ω]

Las dos son opciones mostradas en la **Figura 7**, son válidas para la determinación del signo en función de lo que se convenga, pero el concepto debe mantenerlo para todo el análisis

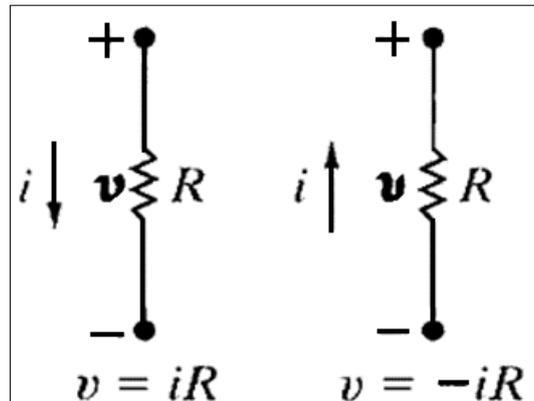


Figura 7. Convención de signos al paso de una corriente.

Fuente: (Nilson & Riedel, 2011)

4.2.3 Potencia en una resistencia en términos de voltaje y de corriente:

Después de definir las variables básicas para el análisis de un circuito eléctrico, ahora se relaciona la potencia en una resistencia en términos de voltaje y corriente, es decir, sabemos de la ley de ohm que;

$$v = i \cdot R \quad (6)$$

Por lo tanto, de (6);

$$i = \frac{v}{R} \quad (7)$$

Se acepta también que $p = v \cdot i$, por lo tanto, reemplazando las ecuaciones se tiene que:

$$p = (i \cdot R) \cdot i = i^2 \cdot R \quad (8)$$

De igual manera se tiene que;

$$p = v \cdot \left(\frac{v}{R}\right) = \frac{v^2}{R} \quad (9)$$

De las dos expresiones se puede determinar dos tipos de pérdidas, de conducción por la presencia de la corriente al cuadrado por la resistencia (serie a la carga), y la otra que es conocida como de vacío, que depende el voltaje aplicado al cuadrado sobre la resistencia (paralelo a la carga).

Las pérdidas de conducción por la resistencia en serie a la carga la podemos disminuir, mejorando el material del conductor (muy costoso) o en su defecto, aumentando la sección del conductor (mayor calibre o aumentar conductores por fase), ya que el valor de la resistencia de un conductor es inversamente proporcional al área transversal del conductor, y depende directamente de longitud, material y frecuencia:

Las pérdidas en vacío por las resistencias en paralelo a la carga las podemos gestionar en las líneas mejorando el aislamiento de las estructuras y de los conductores.

Estos criterios son importantes tenerlos en cuenta para el análisis que se realizará en los siguientes capítulos.

4.3 Capítulo III: Pérdidas de energía y potencia en el sistema de distribución

4.3.1 Conceptos de carga y demanda para determinación de las pérdidas

4.3.1.1 Densidad de carga.

Es la relación entre la carga instalada y el área de la zona de influencia del proyecto (Ramírez Castaño, 2004).

$$Densidad\ de\ carga = \frac{Carga\ instalada\ kVA}{Area\ de\ la\ zona\ km^2} \quad \text{ó} \quad \frac{kW}{km^2} \quad (10)$$

4.3.1.2 Carga instalada (CI).

Sumatoria de las potencias nominales conectados a un sistema, se expresa en kVA, MVA, kW o MW (Ramírez Castaño, 2004).

$$CI = \sum Potencias\ nominales\ de\ las\ cargas \quad (11)$$

4.3.1.3 Capacidad instalada (PI).

Sumatoria de las potencias nominales de los transformadores instalados en las redes eléctricas que suministran la potencia eléctrica a los consumidores (Ramírez Castaño, 2004).

4.3.1.4 Demanda máxima (D_M).

Corresponde a la mayor carga que se presenta en un sistema en un período de tiempo, expresado en kW ó kVA (Ramírez Castaño, 2004)

4.3.1.5 Demanda D(t).

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en período de tiempo (Ramírez Castaño, 2004).

Para el proyecto de investigación se utilizará curvas de demanda de potencia (kW ó kVA) en intervalos de 15 minutos.

4.3.1.6 Demanda promedio (D_P).

Es la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo, se expresa en kW ó kVA (Ramírez Castaño, 2004).

$$D_P = \frac{Energía\ consumida\ en\ el\ tiempo\ T}{T} \quad (12)$$

4.3.1.7 Curvas de carga diaria.

Las curvas de carga diaria, hacen referencia a las demandas en el día pico de cada año, del periodo establecido (Ramírez Castaño, 2004).

Para el caso de la EERSSA, las demandas de potencia se obtienen del promedio de la potencia en el periodo de 15 minutos., como ejemplo en la **Figura 8** se presenta la curva de carga diaria del alimentador Alamor.

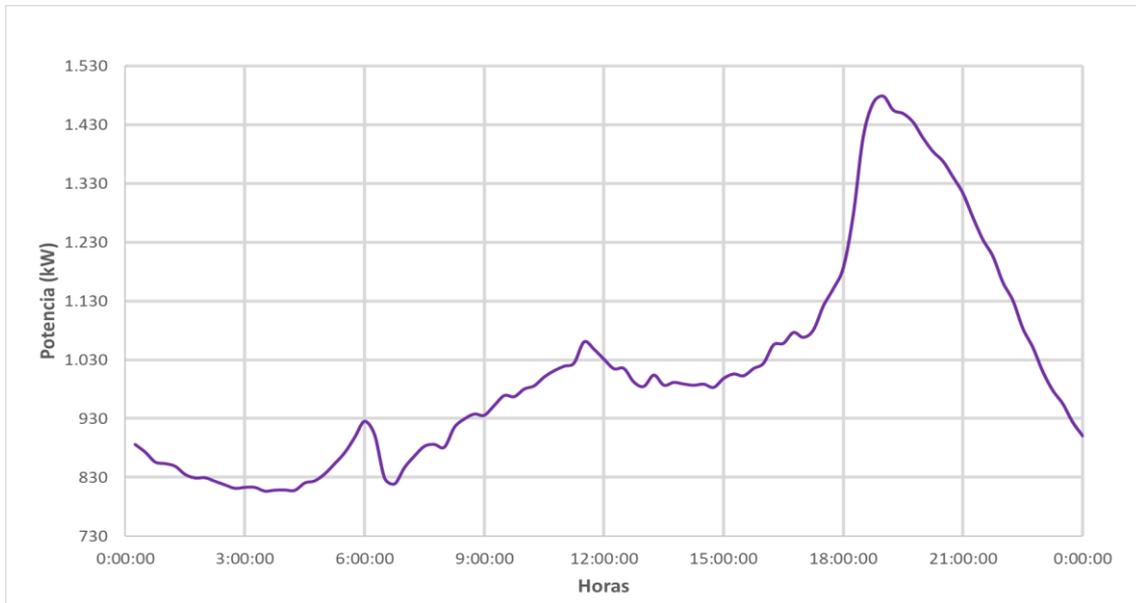


Figura 8. Curva de carga diaria del alimentador Alamor.

4.3.1.8 Tasa de crecimiento de la demanda.

Según Ramirez (2004):

La tasa de crecimiento de la demanda está dada por:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_o}} - 1 \quad (13)$$

Donde:

D_o = Demanda actual

D_n = Demanda para el período de proyección

n = Período de proyección. (p. 25)

A partir de esta ecuación, se establece:

$$D_n = D_o(1 + r)^n \quad (14)$$

Para la simulación de los flujos de carga, se considera las demandas de potencia de los alimentadores primarios, cuyas demandas se proyectan en el corto, mediano y largo plazo.

Para el crecimiento de la demanda se aplica la ecuación 4.

La tasa de crecimiento de la demanda se puede obtener mediante análisis estadístico de datos históricos materializados en las curvas de carga anual cuando se grafican como mínimo para los últimos 4 años (Ramirez Castaño, 2004).

4.3.1.9 Factor de demanda (F_D).

Es la relación entre la demanda máxima y la carga total instalada, en un intervalo de tiempo (Ramirez Castaño, 2004).

$$F_D = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad (15)$$

4.3.1.10 $\cos \Phi$.

Es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA) (Ramirez Castaño, 2004).

$$\cos \Phi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} \quad (16)$$

4.3.1.11 Factor de carga (F_C).

Es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, en un intervalo de tiempo (Ramirez Castaño, 2004).

$$F_C = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{D_P}{D_M} \quad (17)$$

4.3.2 Formulación de las pérdidas de energía y potencia

Las pérdidas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas, mismas que están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas.

4.3.2.1 Factor de pérdidas (f_{per}).

Según Ramirez (2004):

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado. (p. 45)

- Cuadrados de demanda promedio y pico

$$f_{per}(\%) = \frac{(\text{Demanda promedio})^2}{(\text{Demanda pico})^2} \times 100 = \frac{D_P^2}{D_M^2} \times 100 \quad (18)$$

- Cuadrados de todas las demandas reales y pico

$$f_{per}(\%) = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2 \times T} \times 100 = \frac{\sum D_i^2 \cdot h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (19)$$

Donde:

D_i = Demanda en cada intervalo de tiempo

D_M = Demanda máxima en el período de tiempo

T = Número de horas del período de tiempo considerado. (p. 45)

También al factor de pérdidas lo podemos expresar en función al factor de cargas:

$$f_{per} = 0.3F_c + 0.7F_c^2 \text{ práctica Europea} \quad (20)$$

$$f_{per} = 0.4F_c + 0.6F_c^2 \text{ práctica Americana} \quad (21)$$

4.3.2.2 Porcentaje de pérdidas.

Según Ramirez (2004):

El porcentaje de pérdidas está dado por

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía suministrada a un sistema}} \times 100 \quad (22)$$

4.3.2.3 Pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía están dadas por (Ramirez Castaño, 2004):

$$\text{Pérdidas de energía} = \% \text{ Pérdidas} \times \sum D_i \cdot h \quad (23)$$

4.3.2.4 Pérdidas de potencia.

Las pérdidas de potencia están dadas por las siguientes ecuaciones (Ramirez Castaño, 2004):

$$\text{Pérdidas de potencia a la hora pico} = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2 \cdot h} \times \text{Pérdidas de energía} \quad (24)$$

$$\text{Pérdidas de potencia en } \Delta t = \frac{(\text{Demanda en } \Delta t)^2}{\sum D_i^2 \cdot h} \times \text{Pérdidas de energía} \quad (25)$$

$$\text{Pérdidas de potencia promedio} = \frac{\text{Energía total perdida}}{T} \quad (26)$$

4.3.2.5 Pérdidas de potencia en sistema primario.

La potencia del sistema está dada por: (Ramirez Castaño, 2004)

$$\text{Potencia (W)} = \text{Voltaje (V)} \times \text{Corriente (A)} \times \cos \emptyset \quad (27)$$

Y las pérdidas de potencia en un sistema simplificado se calculan con la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas de potencia} = I^2 \times R \text{ (W)} \quad (28)$$

4.3.2.6 Pérdidas de potencia y energía en transformadores de distribución.

La demanda total del transformador consiste en las pérdidas en el núcleo y las demandas asociadas con las cargas (Ramirez Castaño, 2004):

$$\text{Pérdidas de potencia} = I^2 \times R \quad (29)$$

$$\text{Pérdidas de energía} = I^2 \times R \times t \quad (30)$$

Pérdidas de vida útil si la carga excede la capacidad en un período grande de tiempo

Las pérdidas en el núcleo y la resistencia de los transformadores se pueden obtener del fabricante y placa de características.

La relación entre el factor de carga y factor de pérdidas en transformadores de distribución es:

$$f_{per} = 0.15F_c + 0.85F_c^2 \quad (31)$$

4.4 Capítulo IV: Marco legal y regulatorio

4.4.1 Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica

El artículo 2 de la Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica (LOSPEE) en su numeral 2 se establece el objetivo de “Proveer a los consumidores o usuarios finales un servicio público de energía eléctrica de alta calidad, confiabilidad y seguridad; así como el servicio de alumbrado público general que lo requieran según la regulación específica” (Asamblea Nacional, 2015).

4.4.2 Regulación de la calidad del producto

La calidad del nivel de voltaje en el sistema de distribución que se aplicará en el presente proyecto de investigación se establece en la regulación Nro. ARCERNNR 002/20 (Codificada).

4.4.2.1 Índice de la variación de voltaje.

La calidad de nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución se determinará con el siguiente índice (ARCERNNR, 2023):

$$\nabla V_k = \frac{V_k - V_N}{V_n} \times 100 \quad [\%] \quad (32)$$

Donde

∇V_k = Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k .

V_k = voltaje de suministro en el punto k , determinando como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_N = Voltaje Nominal en el punto k .

4.4.2.2 Límites de voltaje.

Los rangos de voltaje admitidas se muestran en la **Tabla 2** (ARCERNNR, 2023).

Tabla 2. Límites para el índice del nivel de voltaje.

Nivel de voltajes	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5,0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6,0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8,0 \%$

Fuente: (ARCERNNR, 2023)

4.4.2.3 Niveles de voltaje

Se definen los siguientes valores de niveles de voltaje (ARCERNNR, 2023).

Bajo voltaje: menor igual a 0,6 kV;

Medio voltaje: mayor a 0,6 kV y menor igual a 40 kV;

Alto voltaje Grupo 1: mayor a 40 kV y menor igual a 138 kV; y,

Alto voltaje Grupo 2: mayor a 138 kV.

5. Metodología

5.1 Área de trabajo

El área de servicio de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. cubre una superficie de 22 787,55 km² y está compuesta por dieciséis (16) cantones en la provincia de Loja, nueve (9) cantones en la provincia de Zamora Chinchipe y un (1) cantón en la provincia de Morona Santiago.

En la provincia de Loja los cantones Celica, Puyango, Pindal y Zapotillo se abastecen de energía desde las subestaciones Celica y Pindal, se alimentan desde el anillo de subtransmisión de la EERSSA a 69 kV de manera radial desde la subestación de derivación El Empalme, debido a la distancia desde las fuentes de energía es inevitable pensar en las condiciones de niveles de voltaje a los consumidores de los extremos de los alimentadores, así como las pérdidas de potencia y energía en los alimentadores primarios, conforme se muestra en la **Figura 9**.

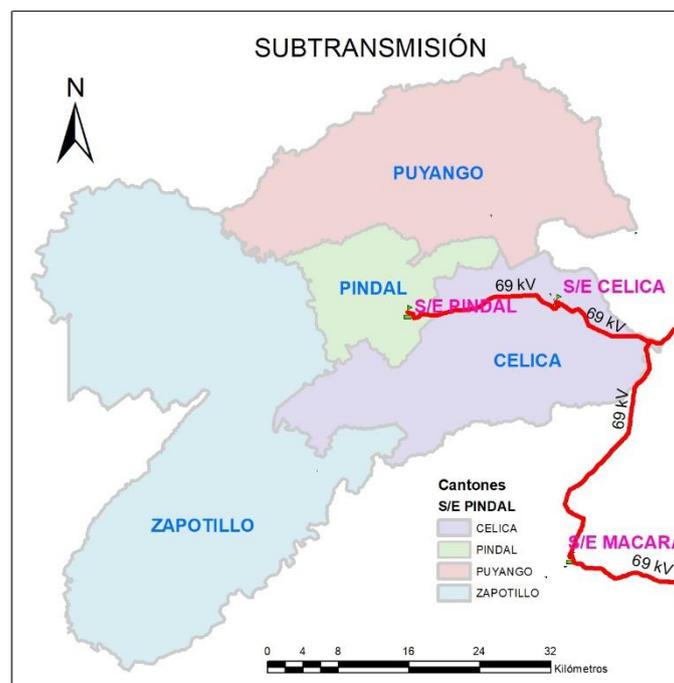


Figura 9. Suministro a 69 kV de la subestación Celica y Pindal.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Los alimentadores de la subestación Pindal (con coordenadas E: 599365 y N: 9544823): Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla, son por lo general radiales, lo que impide la transferencia de carga ante contingencias. En la **Figura 10** se puede apreciar la extensión de estos alimentadores.

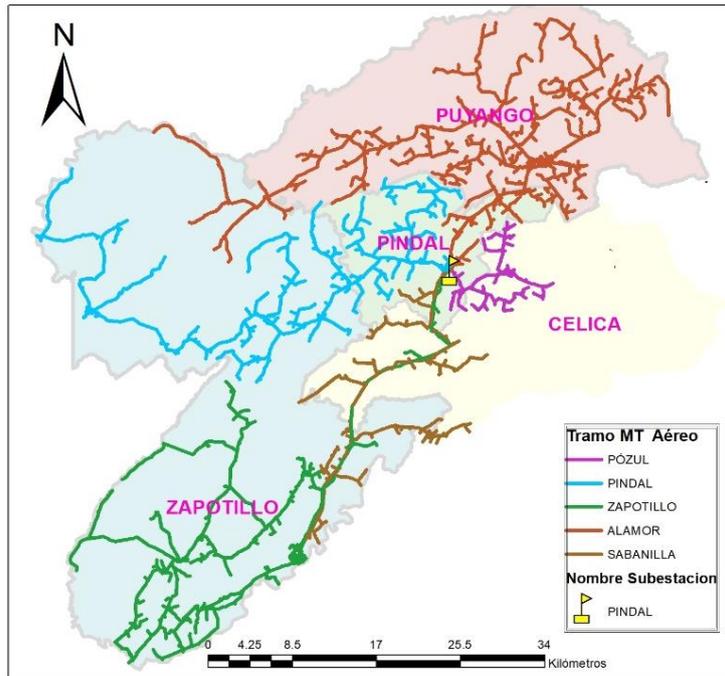


Figura 10. Alimentadores de la subestación Pindal.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En la **Figura 11** se muestra la configuración del alimentador Pózul que sirve a parroquias rurales de los cantones Pindal y Celica. También, permite mallarse con el alimentador Mercadillo de la subestación Celica ante contingencias.

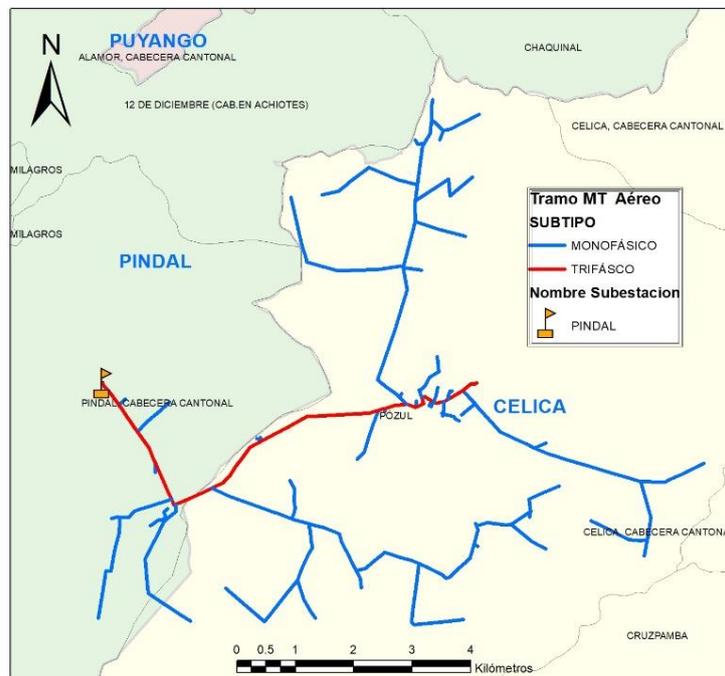


Figura 11. Configuración del A/P Pózul.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En la **Figura 12** se muestra al alimentador Pindal que sirve a los cantones Pindal y Zapotillo.

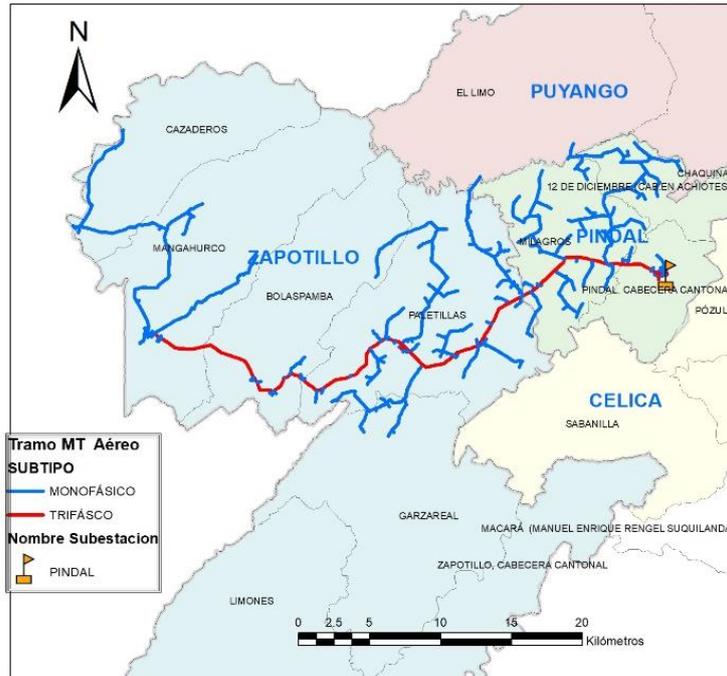


Figura 12. Configuración del A/P Pindal.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

El alimentador Zapotillo es el más extenso entre los alimentadores de la subestación Pindal, el cual cuenta con un banco de reguladores de voltaje en el sector La Ceiba, del cantón Zapotillo y permite suministrar el servicio eléctrico al referido cantón. Tiene la particularidad que presenta un lazo entre sí mismo, conforme se muestra en la **Figura 13**.

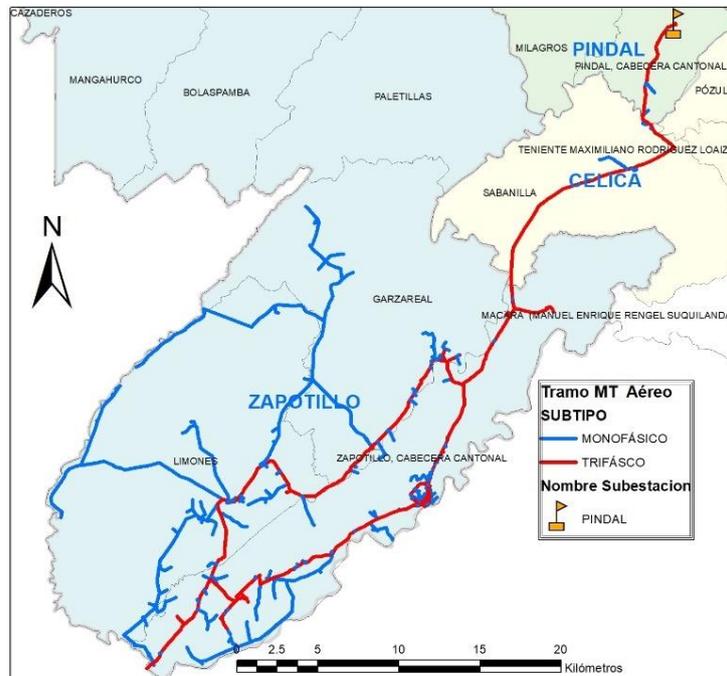


Figura 13. Configuración del A/P Zapotillo.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

El alimentador Alamor tiene la mayor extensión en redes, sirve a los cantones Pindal, Puyango y Zapotillo, su emplazamiento y configuración se puede apreciar en la **Figura 14**.

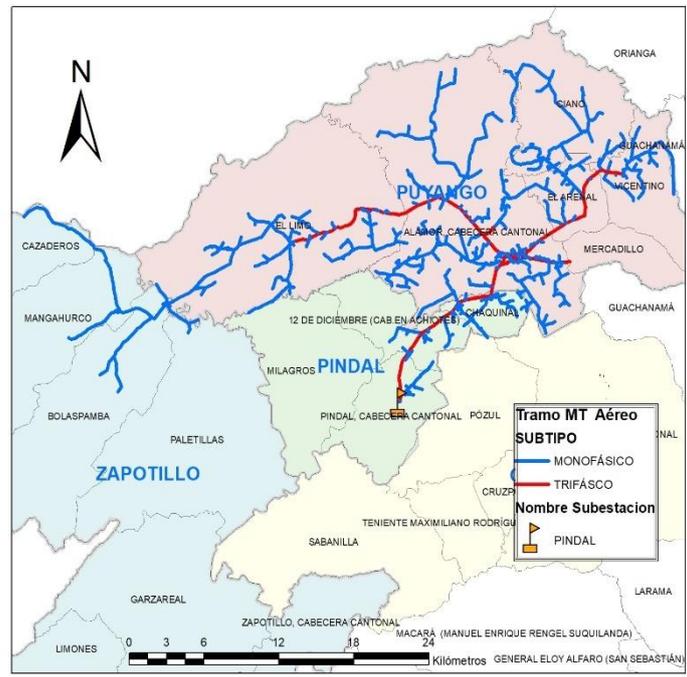


Figura 14. Configuración del A/P Alamor.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

El alimentador Sabanilla sirve y se extiende por el cantón Pindal, Celica y Macará, se puede mallar con el alimentador Zapotillo y con el alimentador Cruzpamba de la subestación Celica, como se puede apreciar en la **Figura 15**.

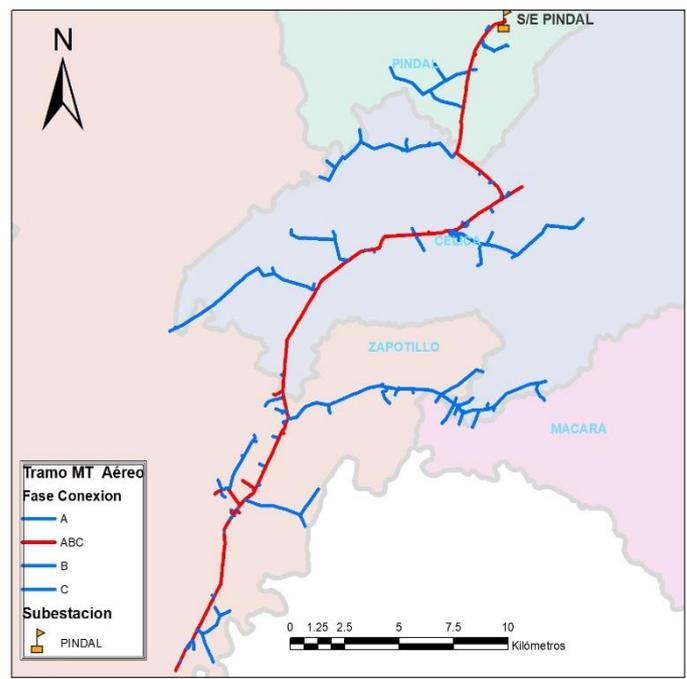


Figura 15. Configuración del A/P Sabanilla.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

5.2 Equipos y recursos

Se describen los equipos y recurso tecnológico y humano que intervino para el desarrollo del trabajo de investigación.

5.2.1 Equipos

Las variables medidas, son registradas en los reconectores de la cabecera de cada alimentador y almacenados en el servidor de la EERSSA, mediante convenio suscrito entre los Maestranes y la Empresa Eléctrica, se dispuso de la base de datos para ser procesada y analizada, en esta etapa se requirió el uso de los siguientes equipos:

- Reconectores marca ABB modelos DPU 2000R y PCD 2000
- Computadores personal ASUS F15 y HP
- Servidor de la EERSSA.

5.2.2 Recursos tecnológicos

Las herramientas tecnológicas que se utilizaron en el procesamiento de los datos fueron:

- Excel
- ArcMap
- Cymdist
- Word

5.2.3 Recursos humanos:

El recurso humano que participó activamente en el desarrollo del presente trabajo fue:

- Director de tesis
- Maestranes
- Asesor Jurídico de la EERSSA
- Administrador de la licencia Cymdist
- Personal de Superintendencia de Subestaciones de la EERSSA

5.3 Procedimiento

5.3.1 Diagnóstico de pérdidas de energía, potencia y niveles de voltaje en los alimentadores primarios de la subestación Pindal

Para cumplir el primer objetivo “Realizar un diagnóstico de pérdidas de energía, potencia y niveles de voltaje en los alimentadores Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla de la subestación Pindal”, se realizó las siguientes actividades:

5.3.1.1 Obtención de estadísticas de las demandas de potencia (2019 – 2024).

Los datos estadísticos que se consideró en el presente trabajo de investigación corresponden a un período mayor a 5 años, esto es: enero 2019 a mayo de 2024.

Para acceder a la información estadística que reposa en la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., se realizó la suscripción de un convenio de confidencialidad, a fin de utilizar la información de manera oportuna, enfocada únicamente al desarrollo del presente trabajo.

Los datos de las variables de demanda de potencia activa, reactiva y $\cos \Phi$, de los alimentadores primarios Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla de la subestación Pindal, se obtuvo en formato Excel que corresponde a los datos en intervalos cada 15 minutos registrados por el SCADA y almacenados en el servidor de la Institución.

En la **Tabla 3** se presenta una muestra de los registros de datos históricos de las variables de análisis de los alimentadores.

Tabla 3. Muestra de datos históricos de los alimentadores.

Fecha/hora	Potencia activa (kW)	$\cos \Phi$ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)
1/1/2019 19:00	168.03	0.93	33.33
21/7/2019 19:15	159.48	0.89	41.64
19/4/2020 18:45	168.65	0.91	39.94
6/9/2020 19:45	172.12	0.90	41.77
23/10/2020 19:30	178.49	0.91	37.80
3/3/2021 19:00	176.48	0.92	43.84
7/10/2021 18:45	205.00	0.92	69.00
7/12/2021 19:30	199.00	0.92	49.00
19/3/2022 19:45	174.21	0.91	43.40
20/9/2022 18:45	178.00	0.91	47.84
12/2/2023 19:15	171.00	0.97	44.30
17/3/2023 19:15	182.81	0.92	51.15
16/1/2024 19:00	180.02	0.94	49.73
19/5/2024 19:15	188.00	0.95	49.00

Fuente: SCADA EERSSA 2024-05-31

5.3.1.2 Obtención de las demandas máximas de potencia mensuales históricas.

Mediante la función “MAX” en Excel, se obtiene el valor máximo de cada mes del período enero 2019 a mayo 2024 de la columna “Potencia activa” del rango de datos registrados cada 15 minutos de cada alimentador primario de la subestación Pindal, discriminando las transferencias momentáneas.

Este proceso se realizó para obtener las estadísticas mensuales de las variables: potencia activa, reactiva y $\cos \Phi$, necesarias para realizar las simulaciones de flujos de carga a través del software Cymdist de CYME y las proyecciones de las demandas hasta el año 2034.

5.3.1.3 Determinación de la potencia aparente.

La demanda de potencia aparente para cada registro de la demanda de potencia activa se determinó mediante la aplicación de la ecuación 16, donde:

$$Potencia\ aparente = \frac{Potencia\ activa}{\cos \Phi} \quad (\text{kVA})$$

5.3.1.4 Determinación del factor de carga.

Para establecer el factor de carga de cada uno de los alimentadores primarios se aplicó la ecuación 17. Para obtener los valores de las variables D_P y D_M de los alimentadores primarios, se estableció el rango de datos de la columna “Potencia activa” de enero 2024 a mayo 2024, correspondiente a 14 591 registros cada 15 minutos. Este rango fue seleccionado debido a la estabilidad que presentaba los datos, es decir, menos transferencias de carga, con un comportamiento típico. En el año 2021 se realizó una reconfiguración de los alimentadores primarios Zapotillo y Sabanilla, así también en el año 2023 se realizó una transferencia de carga temporal entre el alimentador Pózul y alimentador Mercadillo (correspondiente a la subestación Celica).

Una vez establecido el rango de análisis, la demanda promedio D_P se determinó con la función “PROMEDIO” en Excel.

La demanda máxima D_M se obtuvo aplicando la función “MAX” en Excel, sobre el mismo rango de datos.

Conocido los valores de las variables D_P y D_M , se determinó el factor de carga de los alimentadores, variable requerida para las simulaciones de los flujos de carga.

5.3.1.5 Determinación de la energía disponible en cabecera de los alimentadores

La energía disponible en cabecera de los alimentadores, se determinó a partir de la ecuación (12), donde:

$$E_{disponible} = D_P \cdot T$$

Donde,

$E_{disponible}$ = energía disponible en cabecera del alimentador en kWh

D_p = Demanda promedio en kW

T = período de tiempo que corresponde a 8 760 horas del año

5.3.1.6 Determinación del factor de pérdidas.

El factor de pérdidas a nivel de redes eléctricas y transformadores, se determinó mediante las ecuaciones (20) y (31) respectivamente.

5.3.1.7 Determinación de las pérdidas técnicas de potencia y energía.

Mediante las simulaciones de flujos de carga a través del software de Cymdist, se obtienen las pérdidas técnicas de potencia en cada alimentador, mientras que las pérdidas técnicas de energía, se determinó aplicando las siguientes expresiones (MEM, 2016):

$$PE_{conductores} = f_{per_redes} \cdot PP_{conductores} \cdot T$$

$$PE_{trafos_vacío} = PP_{trafos_vacío} \cdot T$$

$$PE_{trafos_conducción} = f_{per_trafos} \cdot PP_{trafos_conducción} \cdot T$$

Donde,

$PE_{conductores}$ = Pérdidas de energía en conductores

$PP_{conductores}$ = Pérdidas de potencia en conductores

$PE_{trafos_vacío}$ = Pérdidas de energía en vacío en transformadores

$PP_{trafos_vacío}$ = Pérdidas de potencia en vacío en transformadores

$PE_{trafos_conducción}$ = Pérdidas de energía por conducción en transformadores

$PP_{trafos_conducción}$ = Pérdidas de potencia por conducción en transformadores

T = período de tiempo que corresponde 8 760 horas de un año

Esta metodología de cálculo de pérdidas técnicas de potencia y energía se aplicó en todos los escenarios de estudio.

Para determinar los porcentajes de pérdidas de potencia y energía, se aplicó las siguientes expresiones:

$$\% \text{ Pérdidas potencia} = \frac{\text{Pérdidas de potencia}}{\text{Demanda}_{m\acute{a}xima}} \times 100$$

$$\% \text{ Pérdidas energía} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía}_{disponible}} \times 100$$

5.3.1.8 Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje de cada alimentador, se determinó aplicando la siguiente expresión:

$$V_{p.u.} = \frac{V_{operación}}{V_{base}}$$

Donde,

$V_{p.u.}$ = Voltaje de operación en p.u.

$V_{operación}$ = Voltaje de operación en kV resultado de los flujos de carga

V_{base} = Voltaje nominal de sistema en 13,8 kV

Según la regulación Nro. ARCERNR 002/20 (Codificada), el rango admisible del nivel de voltaje es de $\pm 6\%$ para redes de medio voltaje, por lo cual, en sistema por unidad, el nivel de voltaje mínimo permitido es de 0,94 p.u.

5.3.1.9 Cargabilidad de los conductores

Para establecer la cargabilidad de los conductores de cada alimentador, se aplicó la siguiente expresión:

$$\% \text{ Cargabilidad}_{conductor} = \frac{I_{operación}}{I_{nominal}} \times 100$$

Donde,

$I_{operación}$ = Corriente en Amperios, resultado de la modelación de flujos de carga

$I_{nominal}$ = Corriente nominal del conductor en Amperios

5.3.1.10 Modelación de redes con el software Cymdist de CYME.

El software especializado para el análisis de sistemas de distribución Cymdist, que se aprecia en la **Figura 16**, de propiedad de EATON Powering Business Worldwide, ofrece diferentes alternativas de análisis de las redes de distribución, desde módulos básicos hasta los más complejos, programa que la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., utiliza para realizar simulaciones de modelos de red de su sistema de subtransmisión y distribución primaria (EATON, 2024).



Figura 16. Acceso al programa CYME.

Fuente: (EATON, 2024)

Los módulos que ofrece son diversos, pero para el caso del estudio se utilizó el módulo principal de flujos de carga. Para el efecto se obtuvo la autorización mediante convenio con la EERSSA, para dotar de una licencia separable, sin afectar su normal uso por parte de los funcionarios de la distribuidora.

La EERSSA actualiza mensualmente sus bases de datos georreferenciados de su sistema de distribución, en dos bases de datos que contienen información de equipos y la otra de la topología de su red. Se eligió la base de datos correspondiente al mes de mayo de 2024, con la finalidad de contar con la infraestructura eléctrica actualizada, conforme se mostró en la **Figura 10**.

En la **Figura 17** se muestra la forma de ingresar las demandas máximas no coincidentes en cabecera de los alimentadores a mayo de 2024 (diagnóstico).

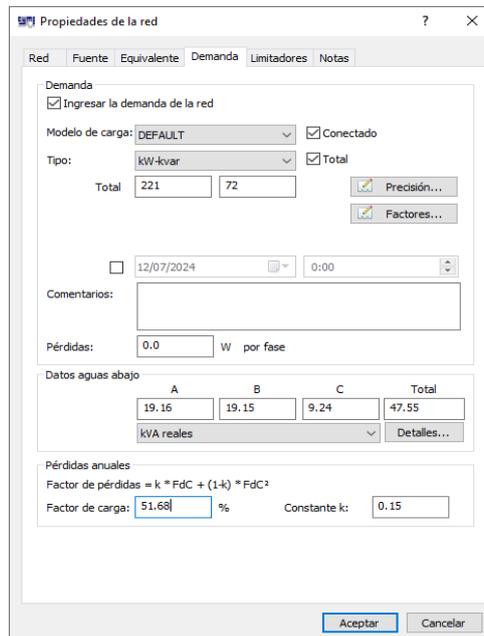


Figura 17. Método de ingreso de la demanda en cabecera.

Fuente: (EATON, 2024)

Se distribuyó la carga mediante el método “consumo (kWh)”, cuya proporción de demanda se distribuyó en cada carga concentrada en los transformadores de distribución, en función de la energía consumida por sus consumidores regulados asociados al mismo, tal como se puede apreciar en la **Figura 18**.

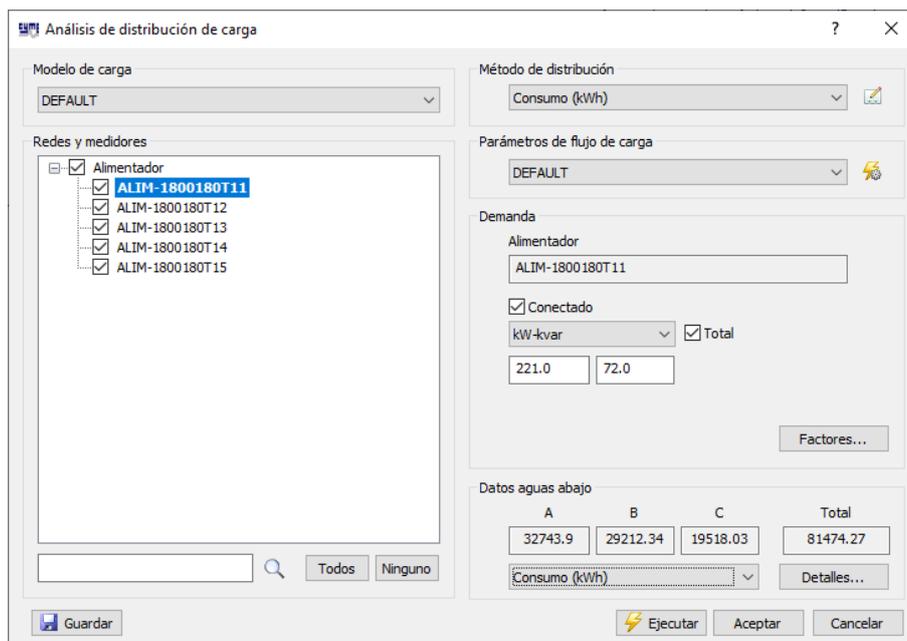


Figura 18. Método de Distribución de la carga.

Fuente: (EATON, 2024)

El método de cálculo aplicado para flujos de carga fue “caída de tensión - equilibrada”, como se puede apreciar en la **Figura 19**.

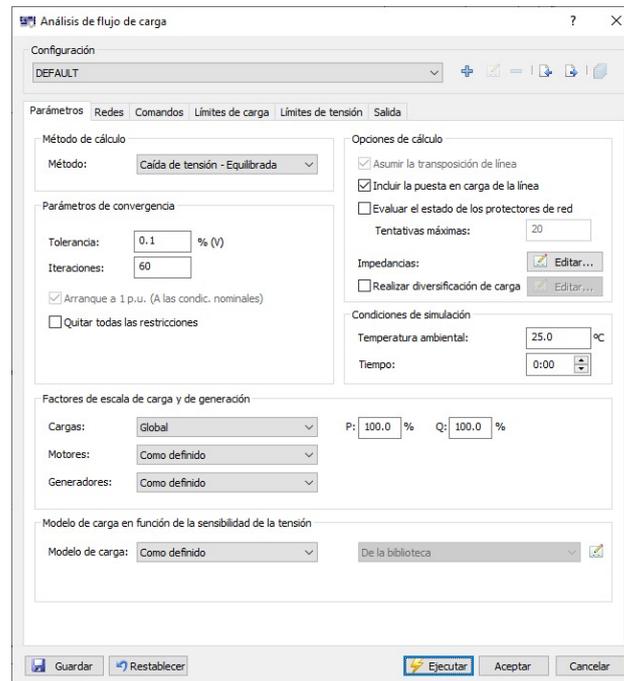


Figura 19. Método de cálculo para los flujos de carga.

Fuente: (EATON, 2024)

Los reportes fueron personalizados y generados con el fin de obtener perfiles de voltaje en los nodos y cargabilidad de conductores; también se generó el reporte sumario por red para la obtención de las demandas distribuidas y pérdidas técnicas de potencia.

5.3.2 *Comportamiento del sistema de distribución con el crecimiento de la demanda*

Para dar cumplimiento al segundo objetivo “Estudiar el comportamiento del sistema eléctrico de distribución asociado a los alimentadores primarios de la subestación Pindal, con el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto, mediano y largo plazo”, se estableció los escenarios de estudio, quedando de la siguiente manera:

- Corto plazo, corresponde al período 2025 – 2027.
- Mediano plazo, corresponde al período 2028 – 2030.
- Largo plazo corresponde al período 2031 – 2034.

Establecido el período de crecimiento de la demanda correspondiente de 10 años (2025 - 2034), se realizaron las siguientes actividades para cumplir con el segundo objetivo de estudio:

5.3.2.1 Proyección de las demandas de potencia mensuales en el corto plazo año 2027 (etapa inicial).

La proyección de las demandas máximas no coincidentes de potencia se realizó tomando como base las estadísticas mensuales período enero 2019 a mayo 2024, de los alimentadores primarios de la subestación Pindal, con el siguiente procedimiento:

Demanda máxima activa del alimentador Pózul

Debido a la inestabilidad de las curvas de demanda en el alimentador Pózul, se utilizó la tasa de crecimiento, la proyección de la demanda máxima activa se obtuvo mediante la ecuación 14, considerando r la tasa de crecimiento mensual de 0,13 % (valor correspondiente a la tasa de crecimiento promedio histórica mensual);

Demanda máxima activa de los alimentadores Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla -

Mediante la función “TENDENCIA” en Excel, aplicado al período enero 2019 a mayo 2024 de la columna “Potencia activa” del rango de datos correspondiente a los máximos mensuales de cada alimentador, se obtiene los valores mensuales proyectados.

cos Φ de la demanda de potencia de los alimentadores

Mediante la función “PROMEDIO” en Excel, aplicado al período enero a mayo 2024 de la columna “cos Φ ” del rango de datos correspondiente a los máximos mensuales de demanda de potencia de cada alimentador, se obtiene el valor para cos Φ .

Demanda de potencia reactiva de los alimentadores

La demanda de potencia reactiva mensual proyectada se determinó aplicando el triángulo de potencia, de donde:

$$Potencia\ reactiva = Potencia\ activa \cdot \tan \Phi \quad (\text{kVAR})$$

5.3.2.2 Modelación de redes con Cymdist en el corto plazo año 2027 (etapa inicial)

Para el escenario de corto plazo (etapa inicial) que corresponde el período 2025 – 2027, la modelación de las redes en el software de Cymdist, se consideró las bases de datos de equipos y topología de red georreferenciados del diagnóstico del sistema de distribución, que corresponde a los cinco alimentadores primarios Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla, de la subestación Pindal.

5.3.3 Estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución, cumpliendo con los niveles de voltaje máximos permitidos

Para cumplir con el tercer objetivo “Analizar los resultados obtenidos y determinar las mejores estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas de energía, cumpliendo con los niveles de voltaje regulados por la Agencia”, se realizó las siguientes actividades:

5.3.3.1 Criterios para la determinación de estrategias.

La determinación de estrategias fue orientada a la reducción de pérdidas técnicas de energía, cumpliendo con los niveles de voltaje de los alimentadores primarios en los escenarios de estudios (corto, mediano y largo plazo), que conforme se establece en la regulación Nro. ARCERNR 002/20 (Codificada), para redes de medio voltaje el límite del índice de nivel de voltaje corresponde al $\pm 6\%$ (ARCERNR, 2023).

Las estrategias hacen referencia a establecer proyectos eléctricos que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas de energía, para lo cual, por intermedio del software Cymdist, se realizaron flujos de carga del sistema de distribución en medio voltaje, por cada proyecto que fue incorporándose al sistema.

Los proyectos fueron determinados bajo los siguientes criterios técnicos:

- Niveles de voltaje.
- Extensión de los alimentadores.
- Calibre de conductor de las troncales principales.
- Cargabilidad de los conductores.
- Configuración de redes monofásicas y trifásicas.
- Topología de las redes: radiales, en anillo y malladas.
- Carga instalada en las redes.

5.3.3.2 Proyección de las demandas de potencia y modelación de redes con Cymdist en el corto plazo año 2027 (etapa final).

Las demandas de potencia que se utilizaron en el corto plazo período 2025 – 2027 (etapa final) ingresadas en cabecera de los alimentadores primarios, fueron las mismas que se utilizaron en la etapa inicial.

Para la modelación de las redes en Cymdist, se consideró las bases de datos de equipos y redes obtenidas en el corto plazo (etapa inicial), mismas que se fueron actualizando conforme se incorporaban las estrategias (ejecución de proyectos) en este período.

5.3.3.3 Proyección de las demandas de potencia y modelación de redes con Cymdist en el mediano plazo año 2030.

Para el mediano plazo que comprende el período 2028 – 2030, se realizó una nueva proyección de la demanda, tomando como base las demandas en cabecera obtenidas con los flujos de carga en el corto plazo (etapa final). La tasa de crecimiento anual considerada para la proyección corresponde a la obtenida con las estadísticas de las demandas máximas mensuales.

Para la modelación de las redes en Cymdist, se consideró las bases de datos de equipos y redes obtenidas en el corto plazo (etapa final), mismas que se fueron actualizando conforme se incorporaban las estrategias (ejecución de proyectos) en este período.

5.3.3.4 Proyección de las demandas de potencia y modelación de redes con Cymdist en el largo plazo año 2034.

Para el largo plazo que comprende el período 2031 – 2034, se realizó la proyección de la demanda, con una tasa de crecimiento anual correspondiente a la obtenida con las estadísticas de las demandas máximas mensuales.

Para la modelación de las redes en Cymdist, se consideró las bases de datos de equipos y redes obtenidas en el mediano plazo (etapa final), mismas que se fueron actualizando conforme se incorporaban las estrategias (ejecución de proyectos) en este período.

5.4 Procesamiento y análisis de datos

5.4.1 Diagnóstico de pérdidas de energía, potencia y niveles de voltaje en los alimentadores primarios de la subestación Pindal

5.4.1.1 Obtención de las demandas máximas no coincidentes de potencia.

A partir de los datos históricos cada 15 minutos de las demandas de potencia y aplicando el procedimiento explicado en los incisos previos, se obtuvo los valores de las demandas máximas no coincidentes de potencia mensual (19:00 – 21:00) para el período enero 2019 a mayo 2024.

En la **Tabla 4** se presenta el histórico de las demandas anuales del alimentador Pózul.

Tabla 4. Histórico de las demandas anual A/P Pózul.

Año	A/P Pózul			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2019	213,61	0,94	37,36	227,09
2020	248,41	0,92	43,20	269,01
2021	240,00	0,95	51,00	253,44
2022	236,73	0,93	52,45	255,07
2023	211,88	0,92	56,50	230,77
A mayo 2024	221,00	0,94	72,00	235,59

Fuente: SCADA EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 1** consta el histórico de las demandas máximas no coincidentes de potencia mensuales del alimentador Pózul, con la fecha – hora que se registró dichos valores.

En la **Tabla 5** se presenta el histórico de las demandas anuales del alimentador Pindal.

Tabla 5. Histórico de las demandas anual A/P Pindal.

Año	A/P Pindal			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2019	846,08	0,95	216,01	894,99
2020	858,31	0,94	229,27	911,60
2021	891,17	0,95	240,98	942,36
2022	918,24	0,94	236,94	975,27
2023	921,95	0,95	238,34	974,47
A mayo 2024	910,51	0,95	256,45	954,68

Fuente: SCADA EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 2** consta el histórico de las demandas máximas no coincidentes de potencia mensuales del alimentador Pindal, con la fecha – hora que se registró dichos valores.

En la **Tabla 6** se presenta el histórico de las demandas anuales del alimentador Zapotillo.

Tabla 6. Histórico de las demandas anual A/P Zapotillo.

Año	A/P Zapotillo			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2019	800,47	0,92	296,22	867,50
2020	887,96	0,92	311,21	965,23
2021	1363,47	0,92	595,32	1481,96
2022	1364,43	0,92	563,95	1481,64
2023	1456,01	0,91	617,52	1595,03
A mayo 2024	1497,86	0,92	594,36	1620,72

Fuente: SCADA EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 3** consta el histórico de las demandas máximas no coincidentes de potencia mensuales del alimentador Zapotillo, con la fecha – hora que se registró dichos valores.

En la **Tabla 7** se presenta el histórico de las demandas anuales del alimentador Alamor.

Tabla 7. Histórico de las demandas anual A/P Alamor.

Año	A/P Alamor			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2019	1414,61	0,93	393,95	1517,15
2020	1407,75	0,94	445,52	1499,21
2021	1523,96	0,93	475,44	1635,68
2022	1522,94	0,94	463,83	1620,46
2023	1593,16	0,94	489,08	1698,60
A mayo 2024	1599,86	0,95	502,02	1687,29

Fuente: SCADA EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 4** consta el histórico de las demandas máximas no coincidentes de potencia mensuales del alimentador Alamor, con la fecha – hora que se registró dichos valores.

En la **Tabla 8** se presenta el histórico de las demandas anuales del alimentador Sabanilla.

Tabla 8. Histórico de las demandas anual A/P Sabanilla.

Año	A/P Sabanilla			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2019	607,91	0,98	166,31	618,83
2020	699,17	0,95	200,23	737,05
2021	603,06	0,94	180,07	644,14
2022	447,70	0,92	183,57	487,94
2023	484,71	0,92	151,15	526,76
A mayo 2024	477,95	0,95	154,93	504,79

Fuente: SCADA EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 5** consta el histórico de las demandas máximas no coincidentes de potencia mensuales del alimentador Sabanilla, con la fecha – hora que se registró dichos valores.

En la **Tabla 9** se presenta las demandas y factores de carga de los alimentadores, que se consideró para realizar los flujos de carga y obtener el diagnóstico actual a mayo de 2024 de pérdidas técnicas de potencia, energía y caídas de voltaje en el sistema de distribución de la subestación eléctrica Pindal, mediante el Cymdist.

Tabla 9. Factores de carga y demandas a mayo 2024.

Variables	Unidad	Alimentadores primarios				
		Pózul	Pindal	Zapotillo	Alamor	Sabanilla
Potencia activa	(kW)	221,00	910,51	1497,86	1599,86	477,95
Potencia reactiva	(kVAR)	72,00	256,45	594,36	502,02	154,93
Factor de carga	(%)	51,68%	66,35%	67,90%	62,90%	57,09%

Fuente: SCADA EERSSA 2024-05-31

5.4.1.2 Simulaciones de flujos de carga de las redes con Cymdist de CYME (diagnóstico del sistema a mayo 2024).

Mediante Cymdist de CYME se realizaron los flujos de carga del sistema de distribución de la subestación Pindal, ingresando los datos de la **Tabla 9** en cabecera de los alimentadores de la referida subestación, obteniendo el diagnóstico del sistema referente a pérdidas técnicas de potencia y perfiles de voltaje a mayo de 2024, que se presentan en el capítulo de resultados.

5.4.2 Comportamiento del sistema de distribución con el crecimiento de la demanda

5.4.2.1 Proyección de la demanda de potencia en el corto plazo año 2027 (etapa inicial).

A partir de los datos históricos de las demandas máximas no coincidentes de potencia mensuales y aplicando el procedimiento descrito en los incisos previos, se obtuvo los valores de las demandas máximas no coincidentes proyectadas mensual para el período 2024 - 2027. En vista que el crecimiento de las demandas es lineal, a continuación, se presenta el resumen de las demandas anuales.

En la **Tabla 10** se presenta las demandas proyectadas anuales del alimentador Pózul, con una tasa de crecimiento promedio anual de 1,59 %.

Tabla 10. Demandas proyectadas anual A/P Pózul.

Año	A/P Pózul			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2024	223,05	0,95	76,38	235,76
2025	226,60	0,95	77,60	239,52
2026	230,21	0,95	78,84	243,33
2027	233,87	0,95	80,09	247,21

En la **Tabla 11** se presenta las demandas proyectadas anuales del alimentador Pindal, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2,51%.

Tabla 11. Demandas proyectadas anual A/P Pindal.

Año	A/P Pindal			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2024	929,79	0,95	304,16	978,28
2025	955,97	0,95	312,72	1005,82
2026	982,14	0,95	321,28	1033,35
2027	1008,31	0,95	329,84	1060,89

En la **Tabla 12** se presenta las demandas proyectadas anuales del alimentador Zapotillo, con una tasa de crecimiento promedio anual de 3,85%

Tabla 12. Demandas proyectadas anual A/P Zapotillo.

Año	A/P Zapotillo			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2024	1497,86	0,92	594,36	1620,72
2025	1526,02	0,92	654,76	1660,56
2026	1599,16	0,92	686,14	1740,14
2027	1672,30	0,92	717,53	1819,73

En la **Tabla 13** se presenta las demandas proyectadas anuales del alimentador Alamor, con una tasa de crecimiento promedio anual de 3,23%

Tabla 13. Demandas proyectadas anual A/P Alamor.

Año	A/P Alamor			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2024	1605,83	0,95	542,62	1695,03
2025	1665,84	0,95	562,90	1758,38
2026	1725,86	0,95	583,18	1821,73
2027	1785,87	0,95	603,46	1885,07

En la **Tabla 14** se presenta las demandas proyectadas anuales del alimentador Sabanilla, con una tasa de crecimiento promedio anual de 3,62%

Tabla 14. Demandas proyectadas anual A/P Sabanilla.

Año	A/P Sabanilla			
	Potencia activa (kW)	cos Φ (p.u)	Potencia reactiva (kVAR)	Potencia aparente (kVA)
2024	477,95	0,95	154,93	504,79
2025	493,35	0,94	176,15	523,86
2026	514,31	0,94	183,63	546,10
2027	535,26	0,94	191,11	568,35

En la **Tabla 15** se presenta el resumen de las demandas de los alimentadores de la subestación Pindal, que se consideró para realizar los flujos de carga en el Cymdist, en el corto plazo 2027 sin implementación de estrategias (etapa inicial).

Tabla 15. Demandas proyectadas para el corto plazo (etapa inicial).

Alimentadores primarios	Corto plazo - 2027		
	Demandas de potencia (kW)	Demandas de potencia (kVAR)	Factor de carga (%)
Pózul	233,87	80,09	51,68
Pindal	1008,31	329,84	66,35
Zapotillo	1672,30	717,53	67,90
Alamor	1785,87	603,46	62,90
Sabanilla	535,26	191,11	57,09

5.4.2.2 Simulaciones de flujos de carga con Cymdist de CYME en el corto plazo año 2027 (etapa inicial).

Mediante Cymdist de CYME se realizaron los flujos de carga del sistema de distribución de la subestación Pindal, ingresando los datos de la **Tabla 15** en cabecera de los alimentadores de la referida subestación, obteniendo datos del sistema referente a pérdidas técnicas de potencia y perfiles de voltaje, en el corto plazo año 2027 (etapa inicial), que se presentan en el capítulo de resultados.

Considerando que los datos obtenidos de perfil de voltaje a mayo de 2024 (diagnóstico del sistema) y corto plazo año 2027 (etapa inicial), de los alimentadores primarios de la subestación están fuera de los rangos permitidos, es decir supera el 6% de caída de voltaje según la regulación Nro. ARCERNR 002/20 (Codificada), se consideró aplicar las estrategias que contribuyan a la reducción de pérdidas técnicas de energía en los alimentadores primarios.

5.4.3 Aplicación de estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas de energía en el sistema de distribución, cumpliendo con los niveles de voltaje máximos permitidos

Para dar cumplimiento al tercer objetivo “Analizar los resultados obtenidos y determinar las mejores estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas de energía, cumpliendo con los niveles de voltaje regulados por la Agencia”, se realizó las siguientes actividades:

5.4.3.1 Obtención de las nuevas demandas de potencia y simulaciones de flujos de carga en el corto plazo año 2027 (etapa final).

Debido al incumplimiento en el nivel de voltaje de los alimentadores primarios Pindal, Zapotillo y Alamor, establecido en el corto plazo (etapa inicial), se consideró como estrategia ejecutar los siguientes proyectos en el período (2025 – 2027):

Repotenciación e interconexión de los alimentadores Alamor y Pindal.

Estado actual:

- a) El alimentador Pindal comprendido entre la subestación Pindal hasta la estructura #118140 (con coordenadas E: 580678 y N: 9539857), en configuración trifásica en su mayoría con conductores ACSR calibres 2 AWG para las fases y 4 AWG para el neutro, tiene una longitud aproximada de 23 km y una capacidad instalada de 3,25 MVA.
- b) El alimentador Alamor comprendido entre las estructuras #169269 (E: 607763 y N: 9556068) y #170204 (E: 590543 y N: 9556717), en configuración trifásica, con conductores ACSR calibres 2/0 - 2 AWG para las fases y 2 - 4 AWG para el neutro, con una longitud aproximada de 20 km y una capacidad instalada de 1,87 MVA.

Año de ejecución: 2025

Estado propuesto:

- a) Repotenciación de los alimentadores Alamor y Pindal correspondiente a los tramos descrito en el estado actual, en configuración trifásica con conductores ACSR calibres 4/0 AWG para las fases y neutro, con una longitud aproximada de 43 km.
- b) Interconexión de los alimentadores Alamor y Pindal, en configuración trifásica con conductores ACSR calibres 4/0 AWG para las fases y neutro, con una longitud aproximada de 27 km. Este tramo pasa por las siguientes estructuras como referencia: #118140 (E: 580677 y N: 9539857) – #118222 (E: 583199 y N: 9548059) – #170375 (E: 580848 y N: 9552292) – #170204 (E: 590543 y N: 9556713).
- c) En resumen, el proyecto comprendió la construcción de 70 km de red eléctrica en configuración trifásica con conductores ACSR calibres 4/0 AWG para las fases y neutro.

Construcción de la subestación eléctrica Zapotillo y reconfiguración del alimentador Zapotillo.

Estado actual: La subestación Pindal de 69/13,8 kV de 5MVA, cuenta con los alimentadores Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla, de los cuales Zapotillo y Sabanilla tienen una longitud de configuración trifásica aproximadamente de 110,68 km y de 42,62 km, respectivamente.

Año de ejecución: 2026

Estado propuesto:

- a) Construcción de la subestación Zapotillo de 69/13,8 kV de 5MVA, en el sector vía antigua a Lalamor con coordenadas E: 582077 y N: 9514749, con los alimentadores Lalamor y Zapotillo 2, mismos que tienen un punto de mallado en la estructura #119736 (E: 578905 y N: 9516558), para lo cual, se reconfiguró el A/P Zapotillo, quedando hasta la estructura #235029 (E: 586321 y N: 9522493), pasando el sector La Ceiba.
- b) Transferencia de carga permanente del A/P Sabanilla al A/P Zapotillo de 0,27 MVA de capacidad instalada, correspondiente a un ramal monofásico desde la estructura #118384 (E: 589393 y N: 9527497), sector Saucillo.

La EERSSA debe realizar la construcción de la línea de Subtransmisión Macará – Zapotillo a 69 kV, de manera simultánea a la construcción de la subestación Zapotillo.

Reubicación del banco de reguladores de voltaje trifásico existente al alimentador

Alamor.

Voltaje nominal: 13,8 kV

Estado actual: Banco de reguladores de voltaje trifásico existente instalado en el sector La Ceiba, estructura # 205522 (E: 588201 y N: 9525096), correspondiente al alimentador Zapotillo.

Año de ejecución: 2027

Estado propuesto: Instalación del banco de reguladores de voltaje trifásico existente en el sector Gramales, estructura #120436 (E: 603888 y N: 9552047), correspondiente al alimentador Alamor.

Una vez incorporado las estrategias en el corto plazo hasta 2027 (etapa final), con el uso del software Cymdist de CYME, se obtuvieron los datos de pérdidas técnicas de potencia, con niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos, conforme se presenta en el capítulo de resultados.

Las demandas distribuidas en cabecera de los alimentadores primarios de las subestaciones Pindal y Zapotillo, con la ejecución de las estrategias en el corto plazo hasta 2027 (etapa final), se presentan en **Tabla 16**.

Tabla 16. Demandas en el corto plazo (etapa final).

Subestación eléctrica	Alimentadores primarios	Corto plazo - 2027		
		Demandas de potencia (kW)	Demandas de potencia (kVAR)	Factor de carga (%)
Pindal	Pózul	233,52	79,99	51,68
	Pindal	965,00	314,37	66,35
	Zapotillo	239,61	59,34	67,90
	Alamor	1808,27	576,87	62,90
	Sabanilla	478,68	168,71	57,09
Zapotillo	Lalamor	383,36	107,57	67,90
	Zapotillo 2	978,38	320,98	67,90

5.4.3.2 Obtención de las demandas de potencia y simulaciones de flujos de carga en el mediano plazo año 2030 (etapas inicial y final).

Para el mediano plazo período 2028 – 2030, se realizó una nueva proyección de las demandas máximas no coincidentes de potencia, tomando como base las demandas en cabecera de los alimentadores de las subestaciones Pindal y Zapotillo, según la **Tabla 16**.

En la **Tabla 17** se presenta las demandas proyectadas de potencia anuales de los alimentadores primarios de la subestación Pindal.

Tabla 17. Demandas proyectadas para el mediano plazo de la S/E Pindal.

Subestación eléctrica	Alimentadores primarios	Mediano plazo - 2030			
		Tasa crecimiento anual (%)	Demandas de potencia (kW) (kVAR)		Factor de carga (%)
Pindal	Pózul	1,59	244,86	83,85	51,68
	Pindal	2,53	1040,15	340,26	66,35
	Zapotillo	4,20	271,05	116,30	67,90
	Alamor	3,25	1990,57	672,63	62,90
	Sabanilla	3,77	534,89	190,98	57,09

En la **Tabla 18** se presenta las demandas proyectadas de potencia anuales de los alimentadores primarios de la subestación Zapotillo.

Tabla 18. Demandas proyectadas para el mediano plazo de la S/E Zapotillo.

Subestación eléctrica	Alimentadores primarios	Mediano plazo - 2030			
		Tasa crecimiento anual (%)	Demandas de potencia (kW) (kVAR)		Factor de carga (%)
Zapotillo	Lamor	4,20	433,66	186,07	67,90
	Zapotillo 2	4,20	1106,76	474,87	67,90

Las demandas de potencia que se presentan en las **Tablas 17** y **18** se consideró para ingresar en cabecera de los alimentadores primarios de las subestaciones Pindal y Zapotillo a través del software Cymdist de CYME, obteniendo los resultados de pérdidas técnicas de potencia y perfiles de voltaje en el mediano plazo 2030 (etapa inicial).

Debido al incumplimiento en el nivel de voltaje del alimentador primario Alamor, se consideró como estrategia ejecutar el siguiente proyecto en el período (2028 – 2030):

Repotenciación del ramal monofásico a trifásico correspondiente al A/P Alamor.

Estado actual: El ramal correspondiente al alimentador Alamor, comprendido entre las estructuras #124484 (E: 614076 y N: 9560484) y #124768 (E: 614461 y N: 9565504), en configuración monofásica en su mayoría con conductores ACSR calibres 2 AWG para la fase y neutro, tiene una longitud aproximada de 8,4 km y una capacidad instalada de 0,79 MVA.

Año de ejecución: 2028

Estado propuesto: Configuración trifásica con conductores ACSR calibres 4/0 AWG para las fases y neutro, desde la estructura #124484 hasta la estructura #124768, con una longitud aproximada de 8,38 km.

Una vez incorporado las estrategias en el mediano plazo hasta 2030 (etapa final), con el uso del software Cymdist de CYME, se obtuvieron los datos de pérdidas técnicas de potencia, con niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos, conforme se presenta en el capítulo de resultados.

5.4.3.3 Obtención de las demandas de potencia y simulaciones de flujos de carga en el largo plazo año 2034 (etapas inicial y final).

Para el largo plazo período 2031 – 2034, se realizó la proyección de las demandas máximas no coincidentes de potencia, para los alimentadores de las subestaciones Pindal y Zapotillo, conforme se presenta en las **Tabla 19** y **20**, respectivamente.

Tabla 19. Demandas proyectadas para el largo plazo de la S/E Pindal.

Subestación eléctrica	Alimentadores primarios	Largo plazo - 2034			
		Tasa crecimiento anual	Demandas de potencia		Factor de carga
		(%)	(kW)	(kVAR)	(%)
	Pózul	1,59	260,83	89,33	51,68
	Pindal	2,33	1140,34	373,03	66,35
Pindal	Zapotillo	3,66	312,97	134,28	67,90
	Alamor	2,92	2233,64	754,77	62,90
	Sabanilla	3,33	609,83	217,74	57,09

Tabla 20. Demandas proyectadas para el largo plazo de la S/E Zapotillo.

Subestación eléctrica	Alimentadores primarios	Largo plazo - 2034			
		Tasa crecimiento anual	Demandas de potencia		Factor de carga
		(%)	(kW)	(kVAR)	(%)
	Lalamor	3,66	500,73	500,73	67,90
Zapotillo	Zapotillo 2	3,66	1277,93	548,31	67,90

Las demandas de potencia que se presentan en las **Tablas 19** y **20** se consideró para ingresar en cabecera de los alimentadores primarios de las subestaciones Pindal y Zapotillo a través del software Cymdist de CYME, obteniendo los resultados de pérdidas técnicas de potencia y perfiles de voltaje en el mediano plazo 2034 (etapa inicial).

Debido al incumplimiento en el nivel de voltaje de los alimentadores primarios Pindal y Alamor, se consideró como estrategia ejecutar los siguientes proyectos en el período (2031 – 2034):

Instalación de un regulador de voltaje monofásico en un ramal correspondiente al Alimentador Pindal.

Estado actual: El tramo intervenido corresponde a un ramal del alimentador Pindal, comprendido entre las estructuras #120065 (E: 562801 y N: 9541117) y #63990 (E: 561004 y N: 9555115), en configuración monofásica con conductores ACSR calibre 2 AWG para las fases y 4 AWG para el neutro, con una longitud aproximada de 23 km y una capacidad instalada de 0,24 MVA.

Año de ejecución: 2032

Estado propuesto: Instalación de un regulador de voltaje monofásico de 13,8 kV, en la estructura #120065 del ramal monofásico correspondiente al alimentador Pindal.

Repotenciación del alimentador trifásico Alamor desde la S/E Pindal.

Estado actual: El alimentador primario Alamor comprendido entre la subestación Pindal hasta la estructura #169269 (E: 607763 y N: 9556066), en configuración trifásica en su mayoría con conductores ACSR calibres 2/0 AWG para las fases y 2 AWG para el neutro, tiene una longitud aproximada de 16 km y una capacidad instalada de 1,89 MVA.

Año de ejecución: 2034

Estado propuesto: Configuración trifásica con conductores ACSR calibres 4/0 AWG para las fases y neutro, desde la subestación Pindal hasta la estructura #169269, con una longitud aproximada de 16 km.

Una vez incorporado las estrategias en el largo plazo hasta 2034 (etapa final), con el uso del software Cymdist de CYME, se obtuvieron los datos de pérdidas técnicas de potencia, con niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos, conforme se presenta en el capítulo de resultados.

6. Resultados

6.1 Diagnóstico del sistema de distribución de los alimentadores primarios de la subestación Pindal

El diagnóstico corresponde a la configuración, topología y demanda eléctrica a mayo de 2024, a nivel de redes de medio voltaje de los alimentadores primarios de la subestación eléctrica Pindal.

A continuación, se presenta los resultados obtenidos en el diagnóstico del sistema de distribución de la subestación Pindal.

6.1.1 Descripción de carga de transformadores conectados en los alimentadores

Para poder servir a los diferentes tipos de consumidores residencial, comercial, industrial y otros, se reduce el nivel de voltaje por medio de transformadores de distribución monofásicos y trifásicos. En la **Tabla 21** se presenta las estadísticas de la capacidad instalada de los transformadores por alimentador correspondiente a la subestación Pindal.

Tabla 21. Descripción de carga de transformadores conectados al sistema.

Alimentador	Transformadores					
	Monofásicos (#)	Trifásicos (#)	Total (#)	Monofásicos (MVA)	Trifásicos (MVA)	Total (MVA)
Pózul	97	0	97	0,94	0	0,94
Pindal	395	1	396	4,57	0,03	4,60
Zapotillo	388	21	409	5,34	1,2	6,54
Alamor	703	6	709	7,44	0,37	7,80
Sabanilla	179	10	189	1,73	0,88	2,60

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

6.1.2 Descripción de tramos de redes de los alimentadores

En la **Tabla 22** se presenta la cuantificación de los tramos de redes según su configuración eléctrica correspondiente a los alimentadores de la subestación Pindal, con la finalidad de comprender de mejor manera el estado actual de la topología de las redes.

Tabla 22. Descripción de tramos de los alimentadores en el diagnóstico.

Alimentador	Tramos (km)			
	Trifásicos	Monofásicos	Total	Tramo más alejado de la S/E
Pózul	8,44	47,60	56,04	13,74
Pindal	46,74	214,34	261,08	70,43
Zapotillo	100,68	160,10	260,78	83,17
Alamor	57,45	351,13	408,58	66,31
Sabanilla	42,62	83,68	126,30	39,13

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

6.1.3 Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.

En la **Tabla 23** se presenta las demandas distribuidas de los A/Ps en el diagnóstico.

Tabla 23. Demandas de potencia distribuidas en el diagnóstico.

Alimentador	Demanda de potencia		
	(kW)	(kVAR)	(kVA)
Pózul	220,38	71,54	231,70
Pindal	904,44	250,10	938,38
Zapotillo	1525,02	593,56	1636,46
Alamor	1591,83	490,84	1665,79
Sabanilla	476,83	153,62	500,96

6.1.4 Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores

En la **Figura 20** se presenta los niveles de voltaje en condiciones operativas de diagnóstico, donde se puede observar el incumplimiento en los alimentadores Pindal, Alamor y Zapotillo de la S/E Pindal.

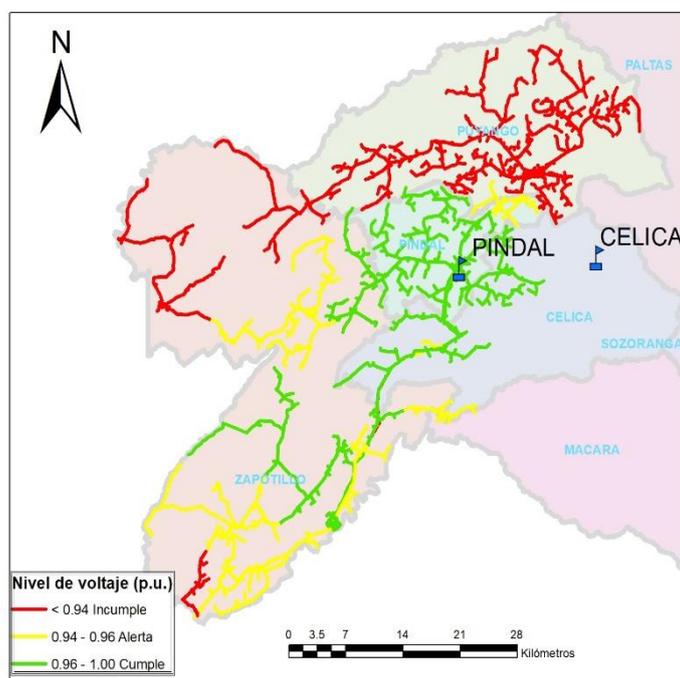


Figura 20. Niveles de voltaje de los A/Ps en el diagnóstico.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 6** se presenta la cargabilidad de los A/Ps en el diagnóstico, donde el tramo de red más crítico alcanza el 26,31 % correspondiente al A/P Alamor.

6.1.5 Perfiles de voltaje de los alimentadores

En las siguientes gráficas se muestra los perfiles de voltaje a nivel de nodos de los alimentadores, así como el límite de caídas de voltajes permitidos por la regulación Nro. ARCERNR 002/20 (Codificada).

En la **Figura 21** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Pózul, donde la condición más crítica alcanza un voltaje de 0,992 p.u. que representa un 0,78

% de caída de voltaje. La troncal principal es conductor ACSR calibre 2 AWG, con una demanda eléctrica alrededor de 220 kW y una extensión total de red de 56,04 km.

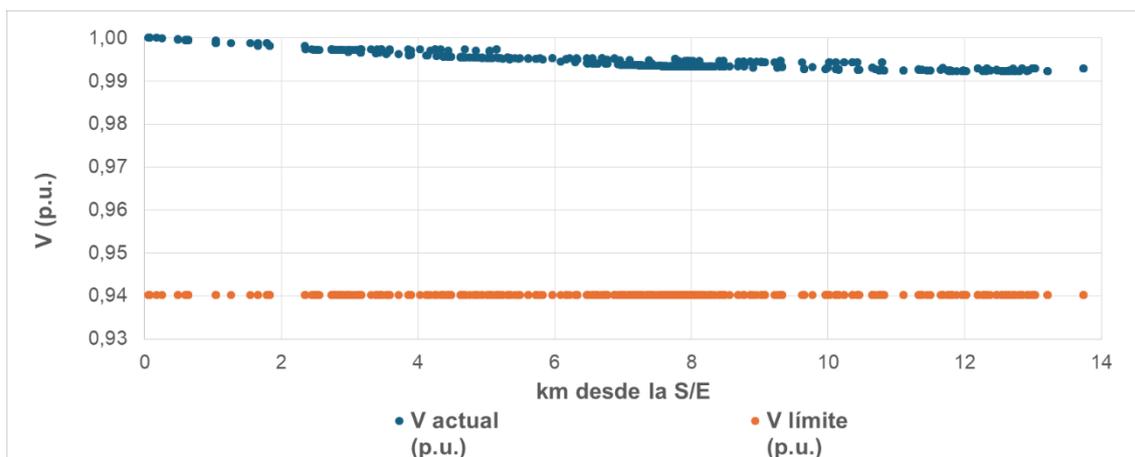


Figura 21. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el diagnóstico.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 22** se observa el incumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Pindal, donde la condición más crítica alcanza un voltaje de 0,920 p.u., que representa un 7,99 % de caída de voltaje, debido a que la troncal principal es conductor ACSR calibre 2 AWG y la demanda eléctrica está alrededor de 904 kW, con una extensión total de red de 261,08 km.

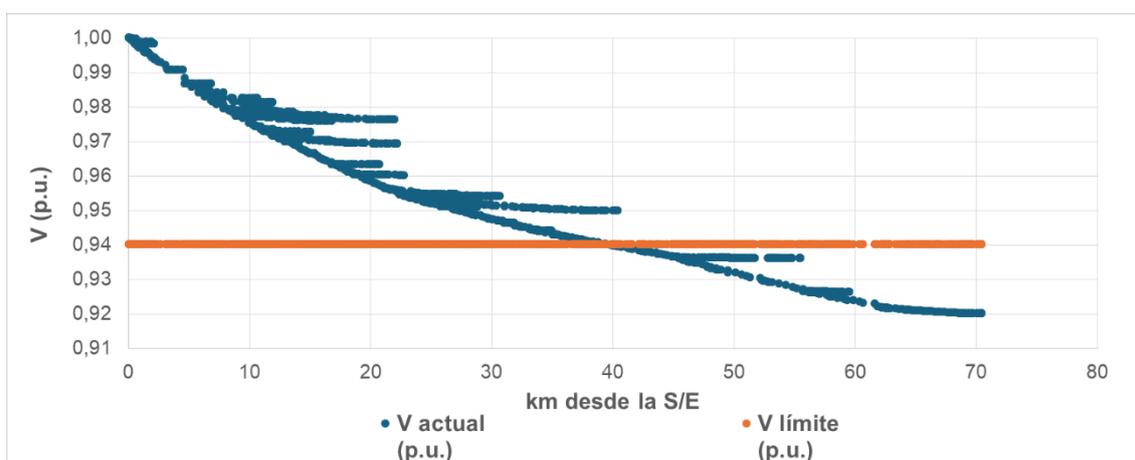


Figura 22. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el diagnóstico.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 23** se observa el incumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Zapotillo, donde la condición más crítica alcanza un voltaje de 0,901 p.u., que representa un 9,86% de caída de voltaje.

A pesar que la troncal principal es conductor ACSR calibre 4/0 AWG y está en operación un banco de reguladores de voltaje trifásico ubicado en el sector La Ceiba, se produce el incumplimiento de niveles de voltaje, porque gran parte de la demanda eléctrica situada en

1 525 kW, está concentrada en la parte final del referido alimentador, mismo que tiene una extensión total de red de 260,78 km.

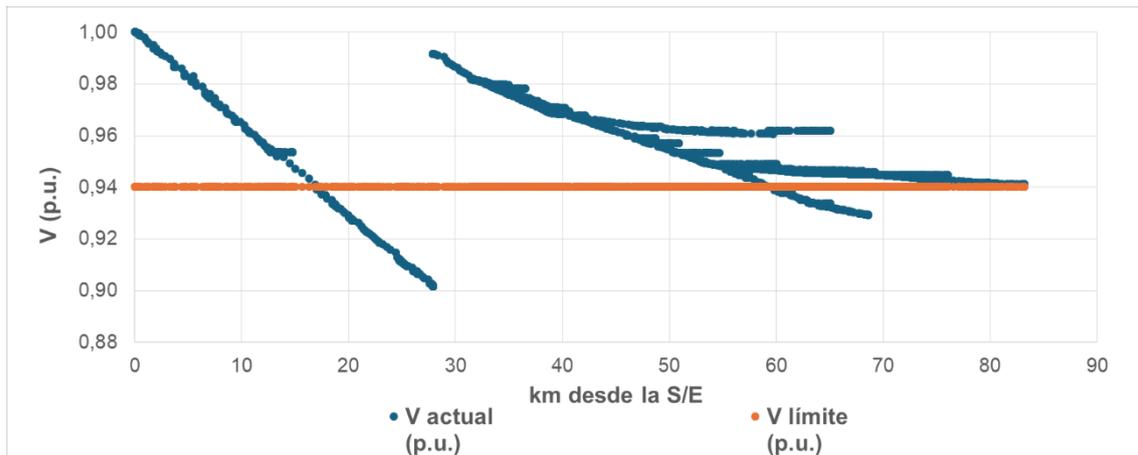


Figura 23. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el diagnóstico.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 24** se observa el incumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Alamor, donde la condición más crítica alcanza un voltaje de 0,891 p.u. que representa un 10,89 % de caída de voltaje, debido a que la troncal principal es conductor ACSR calibre 2/0 AWG y la demanda está alrededor de 1 592 kW, con una extensión total de red de 408,58 km.

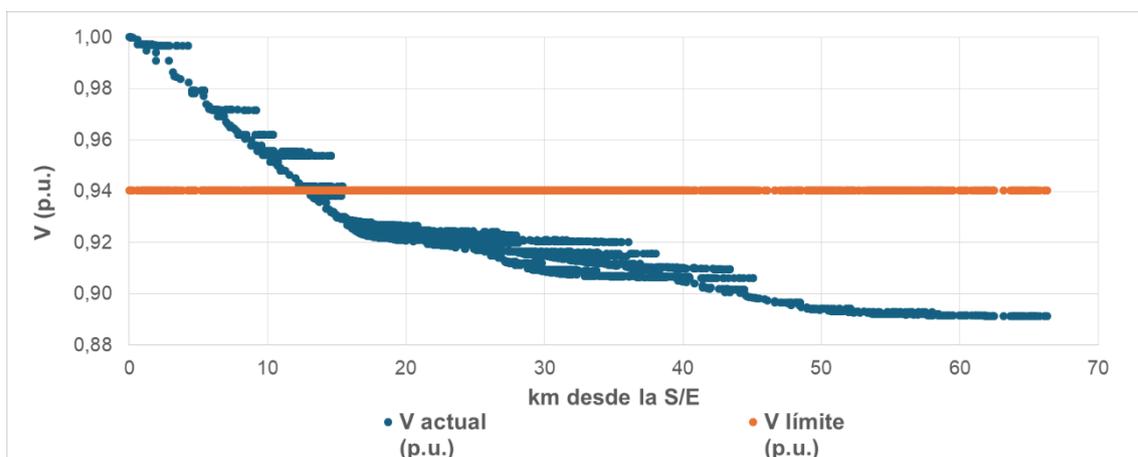


Figura 24. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el diagnóstico.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 25** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Sabanilla, donde la condición más crítica alcanza un voltaje de 0,956 p.u. que representa un 4,44 % de caída de voltaje. La troncal principal es conductor ACSR calibre 4/0 AWG, con una demanda eléctrica alrededor de 477 kW y una extensión total de red de 126,30 km.

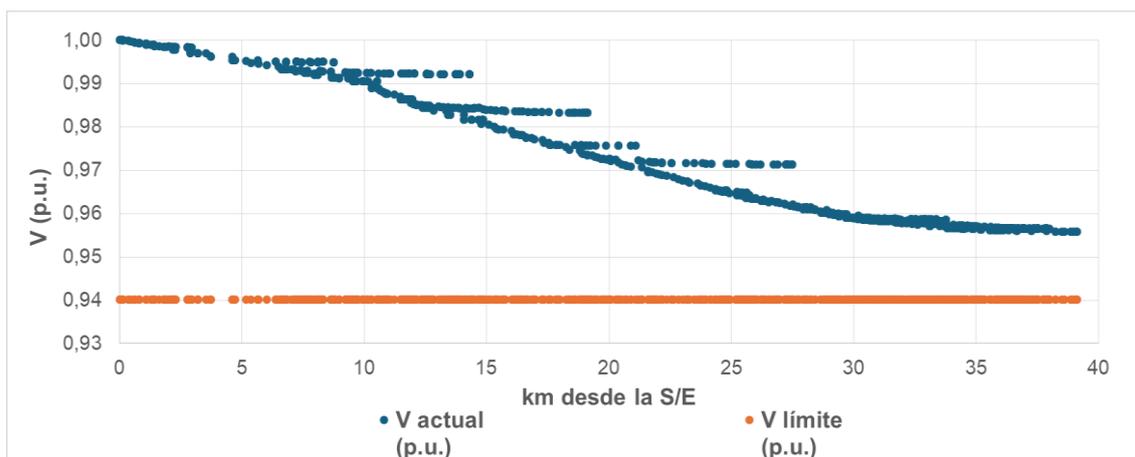


Figura 25. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el diagnóstico.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

6.1.6 Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores

Las pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el diagnóstico, se aprecian en la **Tabla 24**, donde los A/Ps Zapotillo y Alamor, tienen mayores pérdidas técnicas de potencia de 168,50 kW (11,05 %) y 140,39 kW (8,82 %), respectivamente.

Tabla 24. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el diagnóstico.

Alimentador	Pérdidas de potencia (kW)				
	Conductores	Trafo vacío	Trafo conducción	Total	(%)
Pózul	1,12	4,62	1,32	7,05	3,20
Pindal	21,57	19,81	5,08	46,46	5,14
Zapotillo	134,49	22,80	11,21	168,50	11,05
Alamor	99,62	31,35	9,43	140,39	8,82
Sabanilla	12,09	10,29	2,89	25,27	5,30
			Total	387,68	8,22

6.1.7 Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores

Las pérdidas técnicas de energía están relacionadas directamente con la longitud de los alimentadores, la carga instalada y la demanda. En la **Tabla 25** se presenta las pérdidas técnicas de energía por etapa en el diagnóstico.

Tabla 25. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el diagnóstico.

Alimentador	Pérdidas de energía (MWh/año)			
	Conductores	Trafo vacío	Trafo conducción	Total
Pózul	3,36	40,43	3,51	47,30
Pindal	95,85	173,54	21,09	290,48
Zapotillo	620,18	199,73	48,49	868,40
Alamor	406,35	274,59	35,56	716,51
Sabanilla	42,28	90,18	9,18	141,63
			Total MWh/año	2064,31

En la **Tabla 26** se presenta el porcentaje de las pérdidas técnicas de energía respecto a la energía disponible en cabecera de los alimentadores en el diagnóstico, donde los A/Ps Zapotillo y Alamor, tienen mayores pérdidas técnicas de energía de 868,40 MWh/año (9,75 %) y 716,51 MWh/año (8,13 %), respectivamente.

Tabla 26. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el diagnóstico.

Alimentador	Pérdidas de energía		
	Disponible (MWh/año)	Pérdidas (MWh/año)	Pérdidas (%)
Pózul	1000,55	47,30	4,73
Pindal	5292,02	290,48	5,49
Zapotillo	8909,40	868,40	9,75
Alamor	8815,46	716,51	8,13
Sabanilla	2390,23	141,63	5,93
Total	26407,65	2064,31	7,82

Para el año 2024 tenemos pérdidas técnicas de energía y potencia de 2 064,31 MWh, (7,82 %) y 387,68 kW (8,22 %), respectivamente.

6.2 Comportamiento del sistema de distribución con el crecimiento de la demanda eléctrica y aplicación de estrategias que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas de energía

6.2.1 Corto plazo año 2027

6.2.1.1 Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa inicial).

En la **Figura 26** se presenta los niveles de voltaje en condiciones operativas en el corto plazo (etapa inicial) del sistema de distribución, donde se observa el incumplimiento en los alimentadores Pindal, Zapotillo y Alamor de la subestación Pindal.

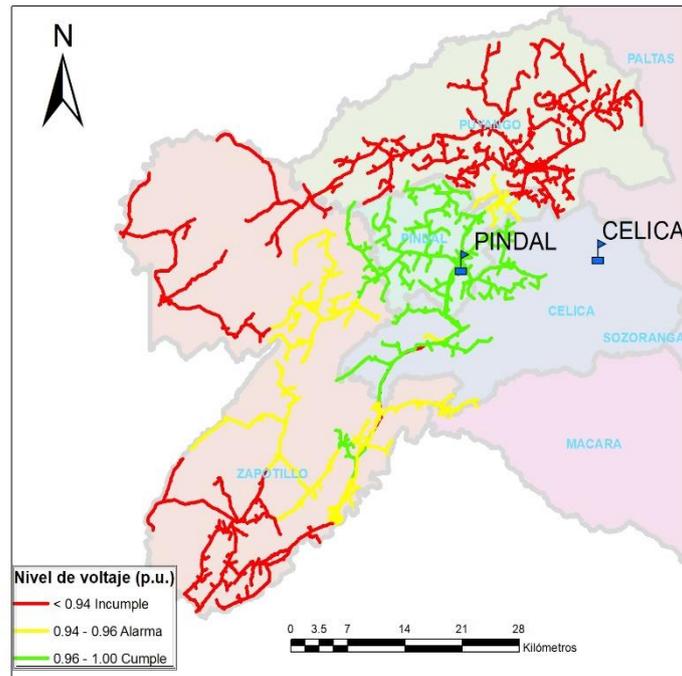


Figura 26. Niveles de voltaje de los A/Ps en el corto plazo (etapa inicial).

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 7** se presenta la cargabilidad de los A/Ps en el corto plazo (etapa inicial), donde el tramo de red más crítico alcanza el 29,84 %, correspondiente al A/P Alamor.

6.2.1.2 Estrategias (ejecución de proyectos).

A continuación, se detalla las estrategias que se ejecutaron en el corto plazo período (2025 – 2027), conforme se muestra en la **Figura 27**:

- Repotenciación e interconexión de los alimentadores primarios Alamor y Pindal de aproximadamente 70 km (2025).
- Construcción de la subestación eléctrica Zapotillo y reconfiguración del alimentador Zapotillo (2026).
- Reubicación del banco de reguladores de voltaje trifásico existente al alimentador Alamor (2027).

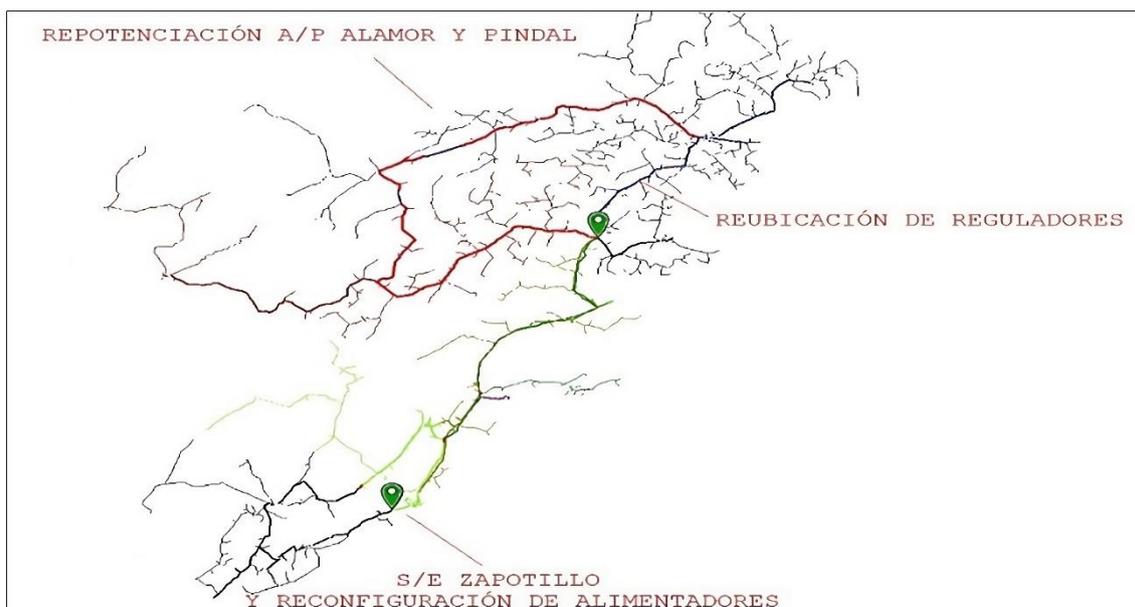


Figura 27. Proyectos ejecutados en el corto plazo.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

6.2.1.3 Descripción de tramos de redes de los alimentadores.

En la **Tabla 27** se presenta la cuantificación de los tramos de redes según su configuración eléctrica correspondiente a los A/Ps de las subestaciones Pindal y Zapotillo.

Tabla 27. Descripción de tramos de los alimentadores en el corto plazo.

Alimentador	Etapa inicial (km)		Etapa final (km)	
	Trifásicos	Monofásicos	Trifásicos	Monofásicos
Pózul	8,44	47,6	8,44	47,58
Pindal	46,74	214,34	46,74	191,49
Zapotillo	100,68	160,1	31,45	27,42
Alamor	57,45	350,79	83,96	351,39
Sabanilla	42,62	83,68	42,62	60,71
Lalamor	-	-	40,66	95,98
Zapotillo 2	-	-	28,56	59,45

6.2.1.4 Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.

En la **Tabla 28** se presenta las demandas distribuidas de los A/Ps en el corto plazo

Tabla 28. Demandas de potencia distribuidas en el corto plazo.

Alimentador	Etapa inicial			Etapa final		
	(kW)	(kVAR)	(kVA)	(kW)	(kVAR)	(kVA)
Pózul	233,5	80,0	246,8	233,5	80,0	246,8
Pindal	1007,7	330,0	1060,4	965,0	314,4	1014,9
Zapotillo	1671,4	720,2	1819,9	239,6	59,3	246,8
Alamor	1785,1	604,7	1884,8	1808,3	576,9	1898,1
Sabanilla	535,0	191,3	568,1	478,7	168,7	507,5
Lalamor	-	-	-	383,4	107,6	398,2
Zapotillo 2	-	-	-	978,4	321,0	1029,7

6.2.1.5 Perfiles de voltaje de los alimentadores (etapa inicial y final).

En la **Figura 28** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje del A/P Pózul.

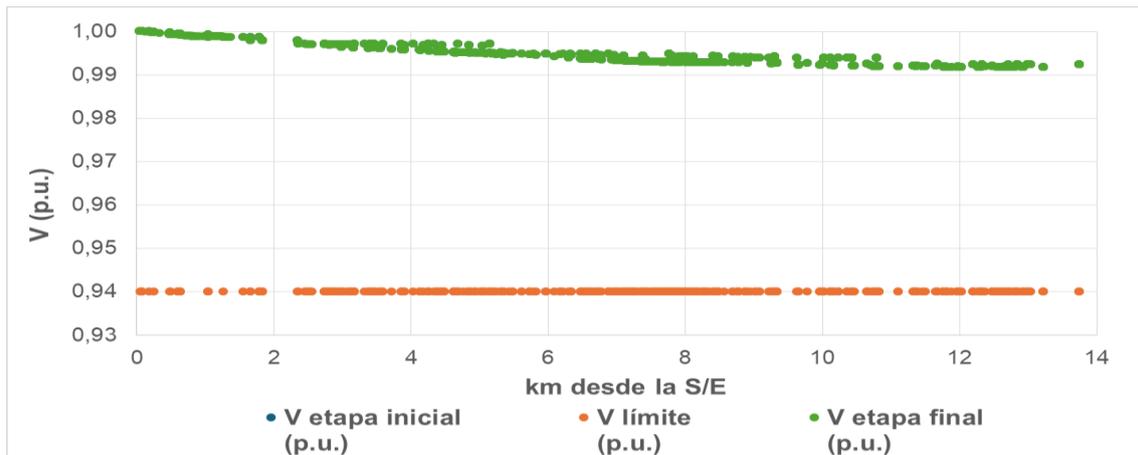


Figura 28. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el corto plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 29** se observa la mejora y cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Pindal, donde la condición más crítica se encontraba en 0,909 p.u. (9,14 % caída de voltaje) y luego de la repotenciación del alimentador desde la S/E Pindal, el indicador mejoró hasta alcanzar el 0,944 p.u., es decir un 5,58 % de caída de voltaje.

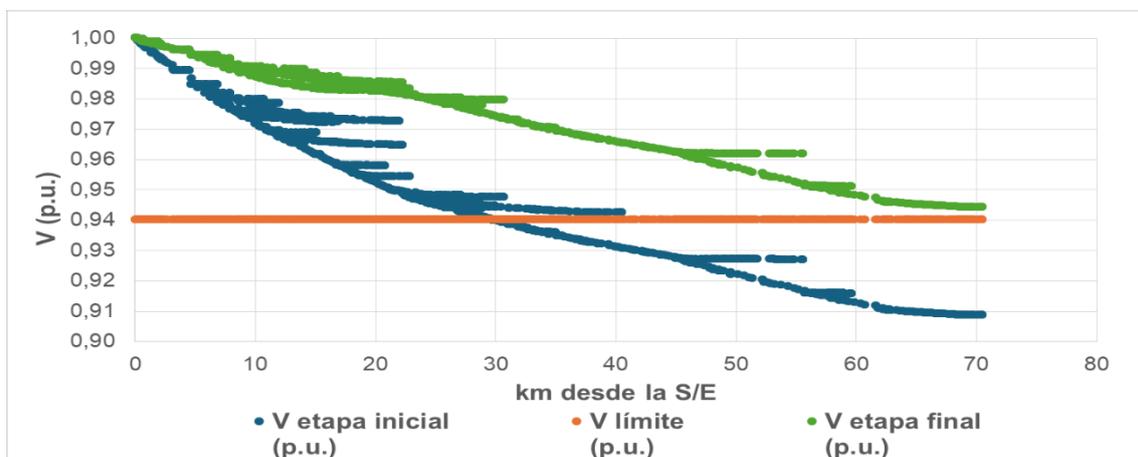


Figura 29. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el corto plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 30** se observa la mejora y cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Zapotillo, donde la condición más crítica se encontraba en 0,887 p.u. (11,27 % caída de voltaje) y luego de la reconfiguración del alimentador, el indicador mejoró hasta alcanzar el 0,979 p.u., es decir un 2,07 % de caída de voltaje.

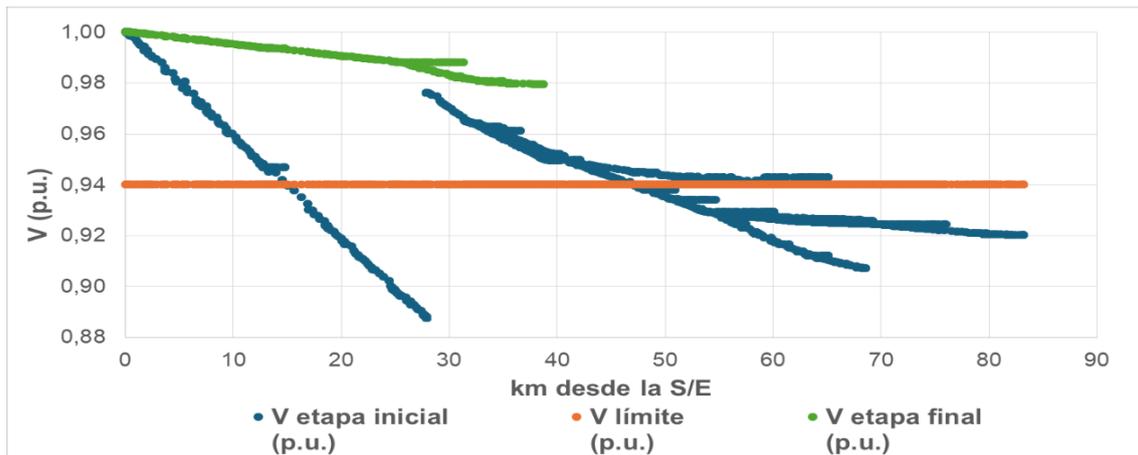


Figura 30. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el corto plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 31** se observa la mejora y cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Alamor, donde la condición más crítica se encontraba en 0,875 p.u. (12,53 % caída de voltaje) y luego de la repotenciación del alimentador e instalación de un banco de reguladores de voltaje trifásico, el indicador mejoró hasta alcanzar el 0,943 p.u., es decir un 5,72 % de caída de voltaje.

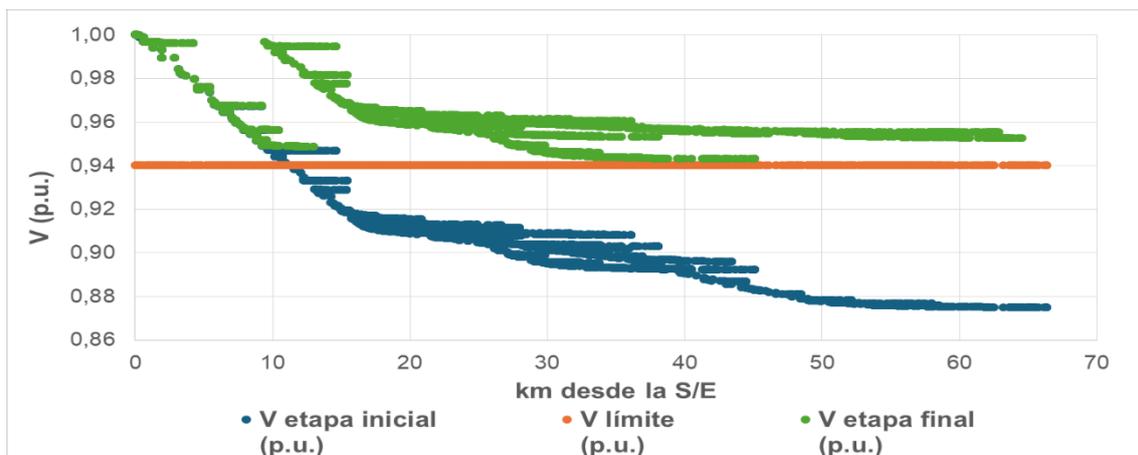


Figura 31. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el corto plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 32** se observa la mejora de los niveles de voltaje del alimentador Sabanilla, donde la condición más crítica se encontraba en 0,949 p.u. (5,11 % caída de voltaje) y luego de la transferencia de carga al alimentador Zapotillo de 0,27 MVA de capacidad instalada, el indicador mejoró hasta alcanzar el 0,956 p.u., es decir un 4,38 % de caída de voltaje.

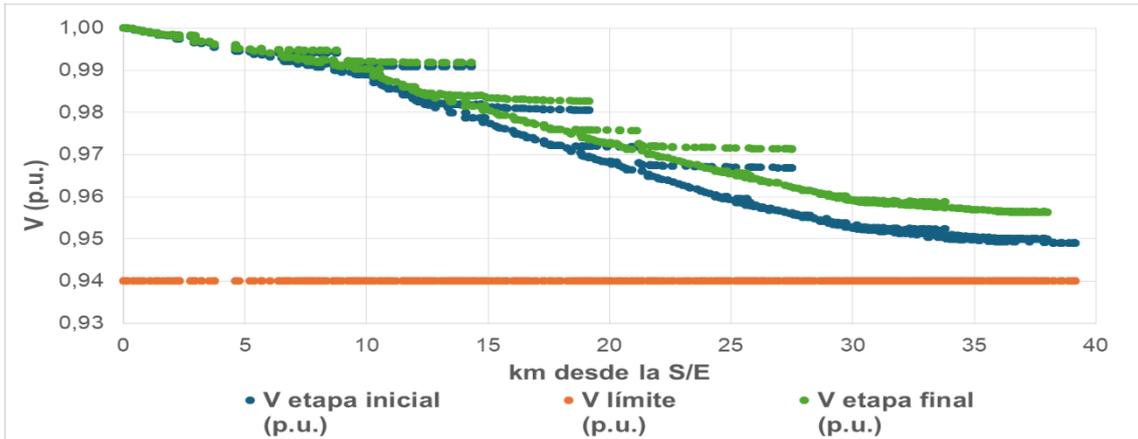


Figura 32. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el corto plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En las **Figura 33** y **Figura 34** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje de los alimentadores Lalamor y Zapotillo 2, respectivamente, resultado de la construcción de la S/E Zapotillo y reconfiguración del alimentador Zapotillo.

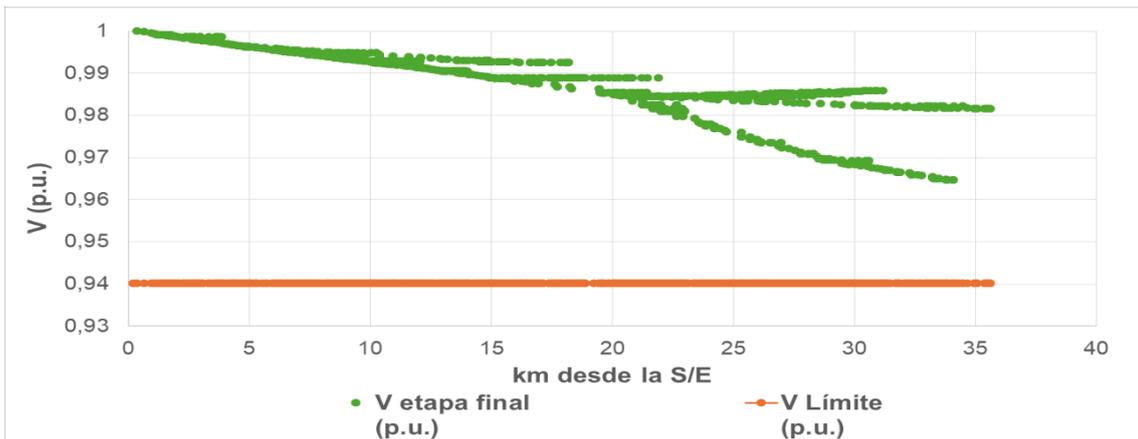


Figura 33. Perfil de voltaje del A/P Lalamor en el corto plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

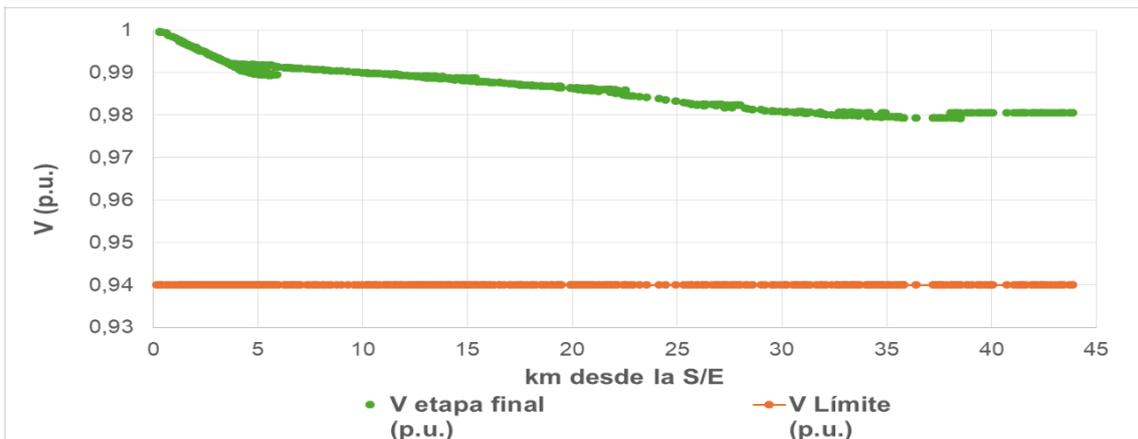


Figura 34. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo 2 en el corto plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

6.2.1.6 Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa final).

En la **Figura 35** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje en los alimentadores de las subestaciones Pindal y Zapotillo, en condiciones operativas en el corto plazo, con la aplicación de las estrategias (ejecución de proyectos).

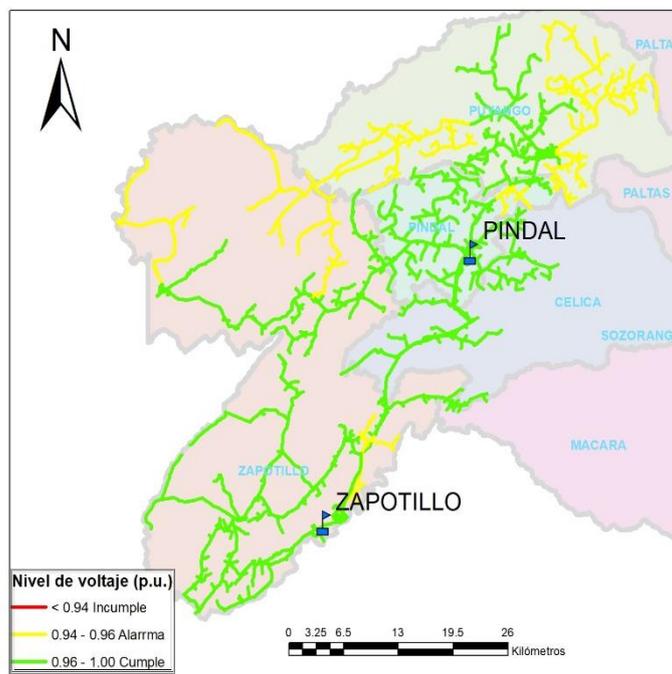


Figura 35. Niveles de voltaje de los A/Ps en el corto plazo (etapa final)

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 8** se presenta la cargabilidad de los A/Ps en el corto plazo (etapa final), donde el tramo de red más crítico alcanza el 29,41 % correspondiente al A/P Alamor.

6.2.1.7 Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores.

Las pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el corto plazo se aprecian en la **Tabla 29**, donde en el año 2027 tenemos pérdidas por 288,72 kW (5,68 %), obteniendo una reducción de 171,95 kW que representa 3,29 %.

Tabla 29. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el corto plazo.

Alimentador	Etapa inicial (kW)					Etapa final (kW)				
	Conduct.	Transformador		Total	%	Conduct.	Transformador		Total	%
		Vacío	Conduc.				Vacío	Conduc.		
Pózul	1,27	4,61	1,49	7,38	3,16	1,27	4,61	1,49	7,38	3,16
Pindal	27,34	19,61	6,60	53,55	5,31	10,48	19,51	6,38	36,37	3,77
Zapotillo	165,59	21,92	12,34	199,85	11,96	2,25	2,12	0,64	5,01	2,09
Alamor	127,57	30,57	12,16	170,30	9,54	121,26	34,79	10,98	167,03	9,24
Sabanilla	15,66	10,20	3,72	29,58	5,53	11,48	9,08	3,33	23,89	4,99
Lalamor	0,00	0,00	0,00	0,00	-	5,01	8,97	6,44	20,42	5,33
Zapotillo 2	0,00	0,00	0,00	0,00	-	7,78	14,33	6,49	28,60	2,92
Total	337,44	86,92	36,31	460,66	8,80	159,54	93,42	35,76	288,72	5,68

6.2.1.8 Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores.

Las pérdidas técnicas de energía por etapa en corto plazo se observan en la **Figura 36**.



Figura 36. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el corto plazo.

En la **Tabla 30** se presenta el porcentaje de las pérdidas de energía en el corto plazo.

Tabla 30. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el corto plazo.

Alimentador	Etapa inicial			Etapa final		
	Disponible (MWh/año)	Pérdidas (MWh/año)	Pérdidas (%)	Disponible (MWh/año)	Pérdidas (MWh/año)	Pérdidas (%)
Pózul	1057,19	48,19	4,56	1057,19	48,19	4,56
Pindal	5857,02	320,67	5,48	5608,84	243,95	4,35
Zapotillo	9941,30	1009,00	10,15	1425,20	31,74	2,23
Alamor	9836,24	834,06	8,48	9963,63	840,84	8,44
Sabanilla	2674,56	155,94	5,83	2393,06	130,25	5,44
Lalamor	-	-	-	2280,22	78,62	3,45
Zapotillo 2	-	-	-	5819,45	125,57	2,16
Total	29366,30	2367,87	8,06	28547,59	1499,16	5,25

Para el año 2027 tenemos pérdidas técnicas de energía por 1 499,16 MWh/año (5,25 %), logrando una reducción de 868,71 MWh/año que representa el 2,96%.

6.2.2 Mediano plazo año 2030

6.2.2.1 Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa inicial).

En la **Figura 37** se presenta los niveles de voltaje en condiciones operativas en el mediano plazo (etapa inicial) del sistema de distribución, donde se observa el incumplimiento del alimentador Alamor de la subestación Pindal.

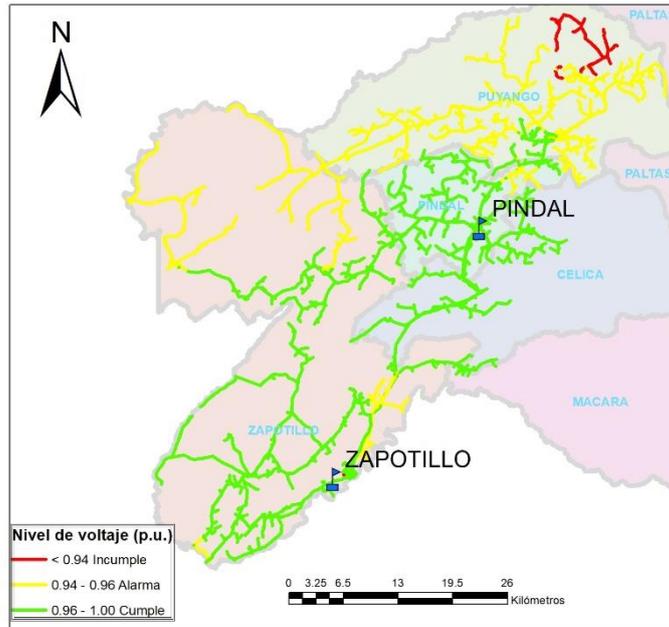


Figura 37. Niveles de voltaje de los A/Ps en el mediano plazo (etapa inicial).

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 9** se presenta la cargabilidad de los A/Ps en el mediano plazo (etapa inicial), el tramo de red más crítico alcanza el 32,55 %, del A/P Alamor.

6.2.2.2 Estrategia (ejecución de proyecto).

A continuación, se detalla la estrategia que se ejecutó en el mediano plazo período (2028 – 2030), conforme se muestra en la **Figura 38**:

- Repotenciación de monofásico a trifásico correspondiente al alimentador Alamor de aproximadamente 8,38 km (2028).

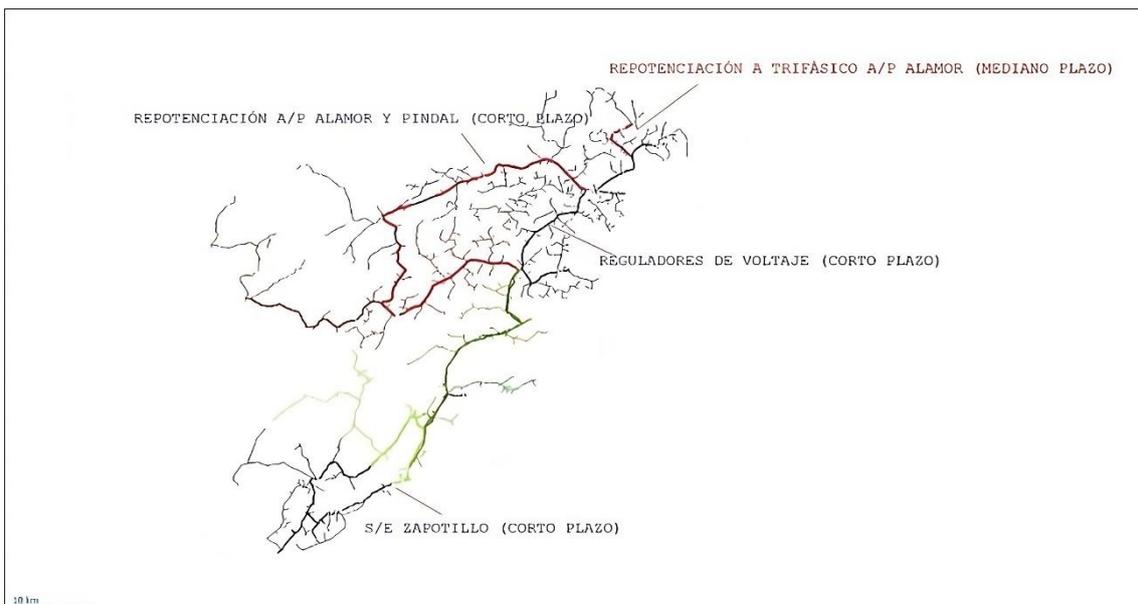


Figura 38. Proyecto ejecutado en el mediano plazo.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

6.2.2.3 Descripción de tramos de redes de los alimentadores.

En la **Tabla 31** se presenta la cuantificación de los tramos de redes según su configuración eléctrica correspondiente a los alimentadores de la subestación Pindal y Zapotillo.

Tabla 31. Descripción de tramos de los alimentadores en el mediano plazo.

Alimentador	Etapa inicial (km)		Etapa final (km)	
	Trifásicos	Monofásicos	Trifásicos	Monofásicos
Pózul	8,44	47,60	8,44	47,58
Pindal	46,74	191,49	46,74	191,49
Zapotillo	31,45	27,42	31,45	27,42
Alamor	83,96	351,39	92,34	343,01
Sabanilla	42,62	83,68	42,62	60,71
Lalamor	40,66	95,98	40,66	95,98
Zapotillo 2	28,56	59,45	28,56	59,45

6.2.2.4 Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.

En la **Tabla 32** se presenta las demandas distribuidas de los A/Ps en el mediano plazo.

Tabla 32. Demandas de potencia distribuidas en el mediano plazo.

Alimentador	Etapa inicial			Etapa final		
	(kW)	(kVAR)	(kVA)	(kW)	(kVAR)	(kVA)
Pózul	244,49	83,78	258,45	244,49	83,78	258,45
Pindal	1038,78	340,81	1093,26	1038,78	340,81	1093,26
Zapotillo	270,54	115,97	294,34	270,54	115,97	294,34
Alamor	1989,75	673,60	2100,68	1988,36	667,61	2097,45
Sabanilla	534,56	191,32	567,77	534,56	191,32	567,77
Lalamor	432,30	186,43	470,79	432,30	186,43	470,79
Zapotillo 2	1108,31	475,06	1205,83	1108,31	475,06	1205,83

6.2.2.5 Perfiles de voltaje de los alimentadores (etapa inicial y final).

En las **Figura 39**, **Figura 40** y **Figura 41** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje de los alimentadores Pózul, Pindal y Zapotillo, respectivamente.

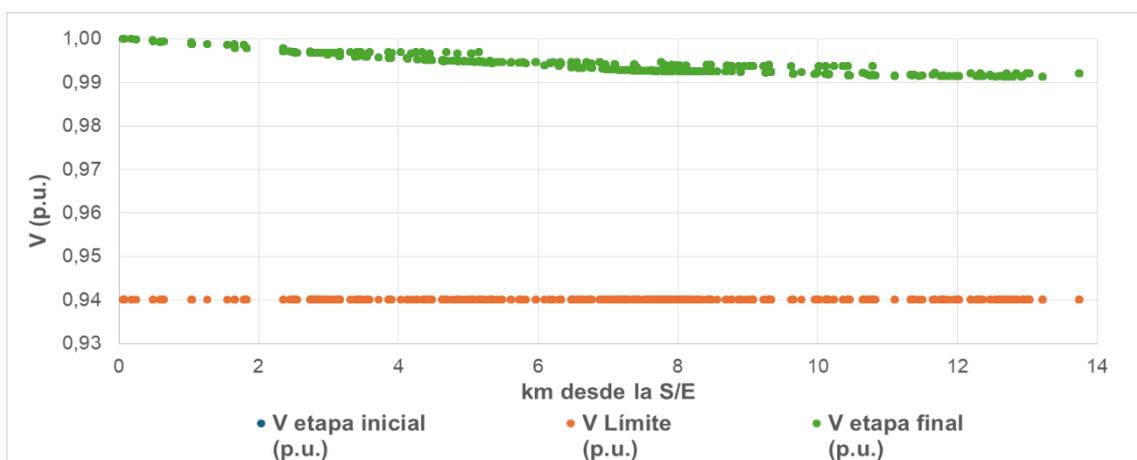


Figura 39. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el mediano plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

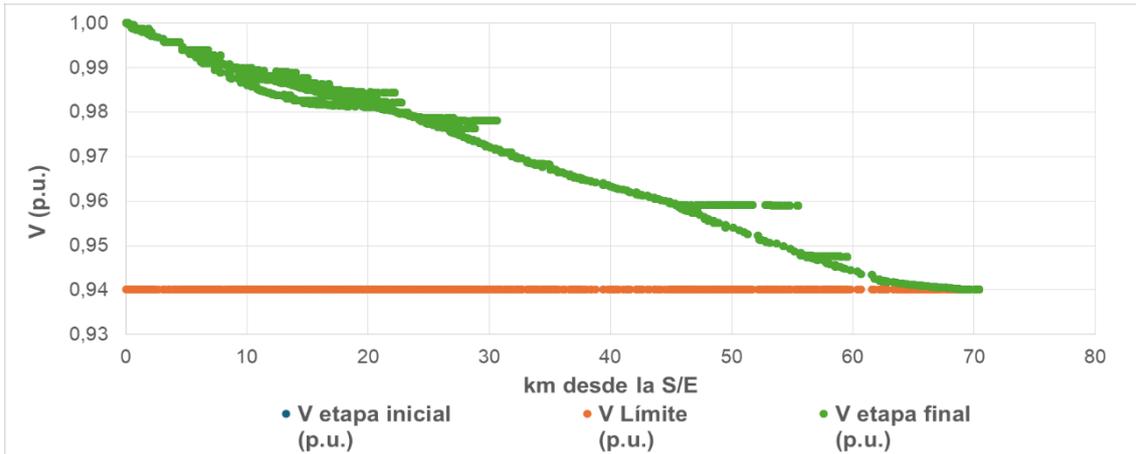


Figura 40. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el mediano plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

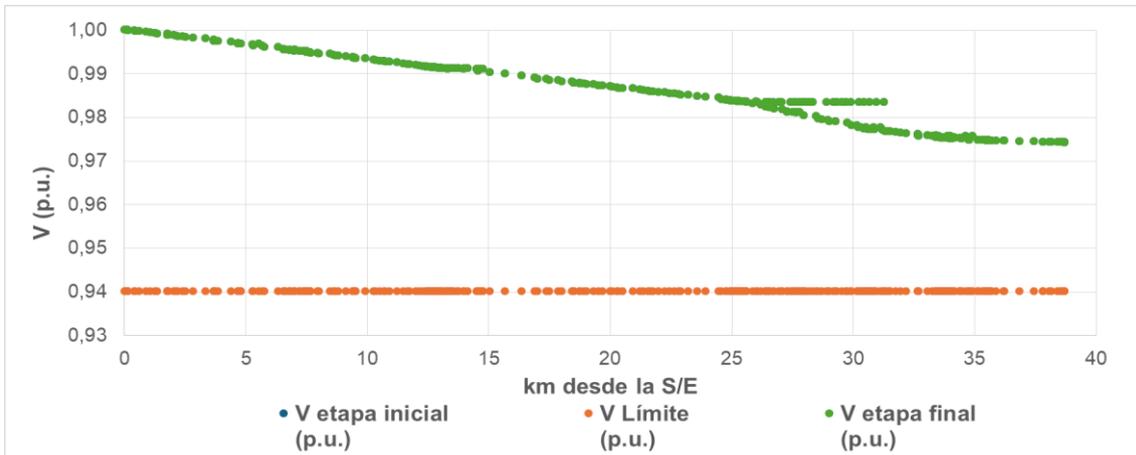


Figura 41. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el mediano plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 42** se observa la mejora y cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Alamor, donde la condición más crítica se encontraba en 0,937 p.u. (6,34 % caída de voltaje) y luego de la repotenciación de un ramal monofásico del alimentador, el indicador mejoró hasta alcanzar el 0,943 p.u., es decir un 5,74 % de caída de voltaje.

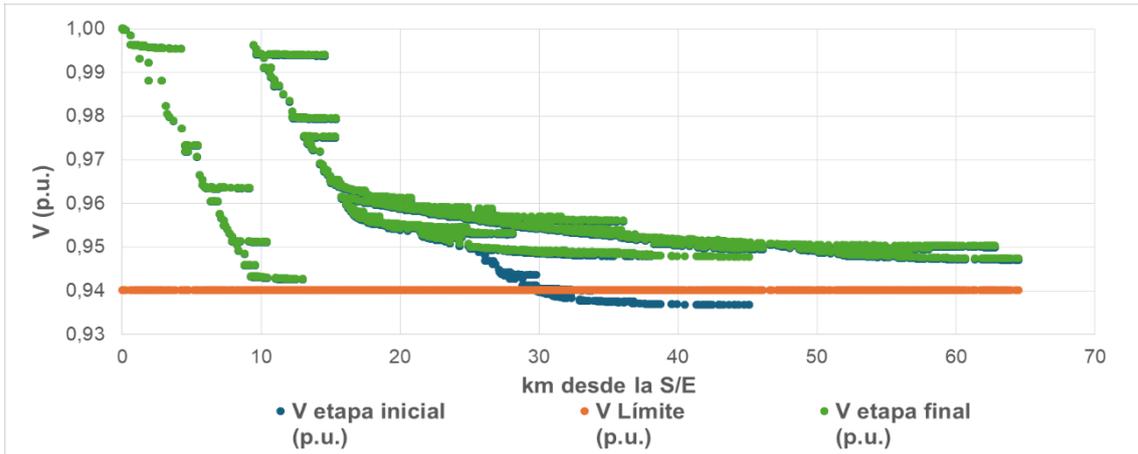


Figura 42. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el mediano plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En las **Figura 43**, **Figura 44** y **Figura 45** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje de los alimentadores Sabanilla, Lalamor y Zapotillo 2, respectivamente.

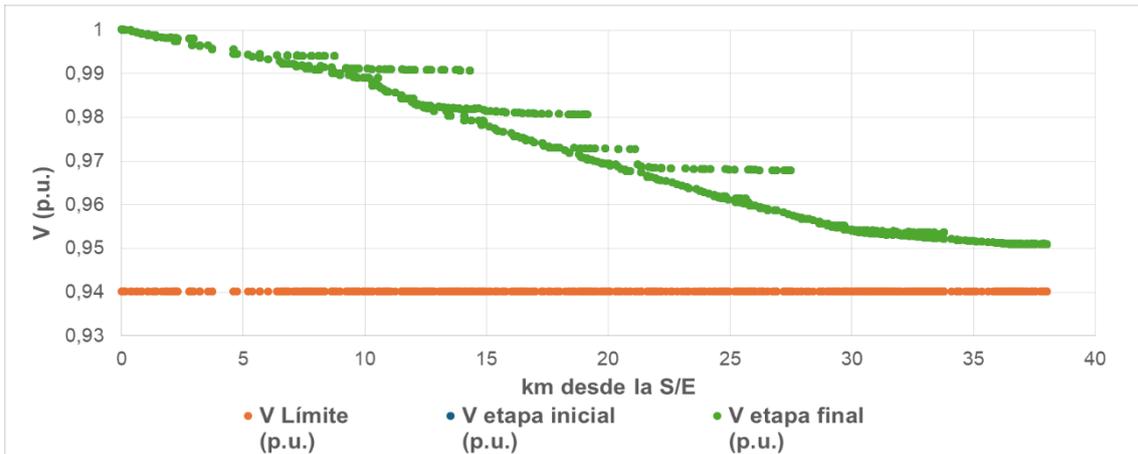


Figura 43. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el mediano plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

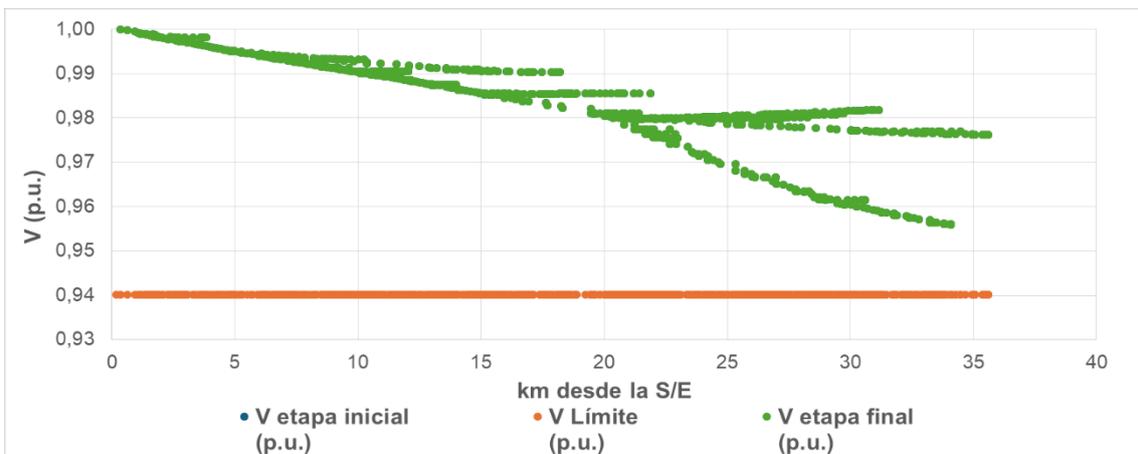


Figura 44. Perfil de voltaje del A/P Lalamor en el mediano plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

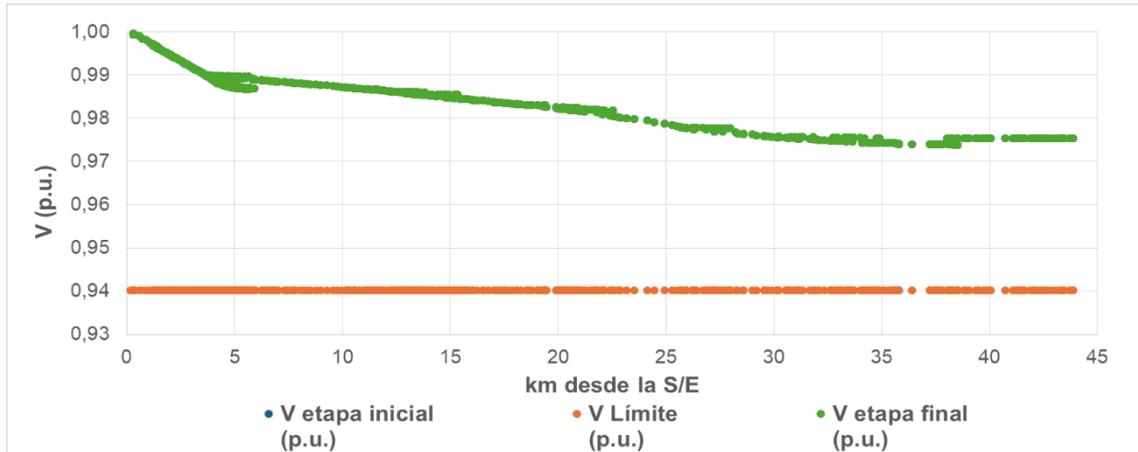


Figura 45. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo 2 en el mediano plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

6.2.2.6 Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa final).

En la **Figura 46** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje en los alimentadores de las subestaciones Pindal y Zapotillo, en condiciones operativas en el mediano plazo, con la aplicación de las estrategias (ejecución de proyectos).

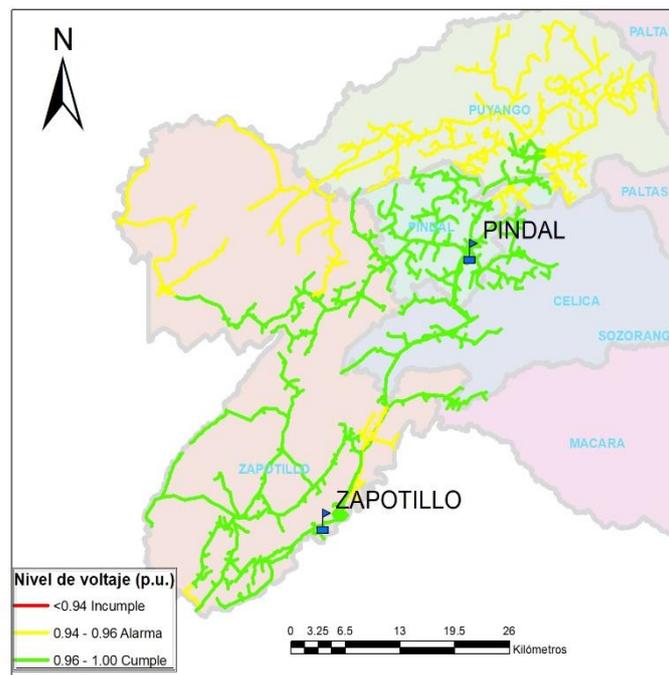


Figura 46. Niveles de voltaje de los A/Ps en el mediano plazo (etapa final).

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 10** se presenta la cargabilidad de los A/Ps en el mediano plazo (etapa final), donde el tramo de red más crítico alcanza el 32,50 %, correspondiente al A/P Alamor.

6.2.2.7 Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores.

Las pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el mediano plazo, se aprecian en la **Tabla 33**, donde en el año 2030 tenemos pérdidas por 334,38 kW (5,95 %), obteniendo una reducción de 138, 95 kW que representa 0,02 %.

Tabla 33. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el mediano plazo.

Alimentador	Etapa inicial (kW)					Etapa final (kW)				
	Conduct.	Transformador Vacío	Conduc.	Total	(%)	Conduct.	Transformador Vacío	Conduc.	Total	(%)
Pózul	1,40	4,61	1,63	7,64	3,12	1,40	4,61	1,63	7,64	3,12
Pindal	12,09	19,45	7,45	39,00	3,75	12,09	19,45	7,45	39,00	3,75
Zapotillo	3,12	2,10	0,77	5,99	2,22	3,12	2,10	0,77	5,99	2,22
Alamor	147,86	34,47	13,36	195,69	9,83	146,41	34,55	13,34	194,30	9,77
Sabanilla	14,45	9,02	4,16	27,63	5,17	14,45	9,02	4,16	27,63	5,17
Lalamor	6,96	8,90	10,00	25,86	5,98	6,96	8,90	10,00	25,86	5,98
Zapotillo 2	10,70	14,25	9,01	33,97	3,06	10,70	14,25	9,01	33,97	3,06
Total	196,57	92,80	46,39	335,77	5,98	195,13	92,88	46,37	334,38	5,95

6.2.2.8 Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores.

Las pérdidas técnicas de energía por etapa en mediano plazo se observan en **Figura 47**.

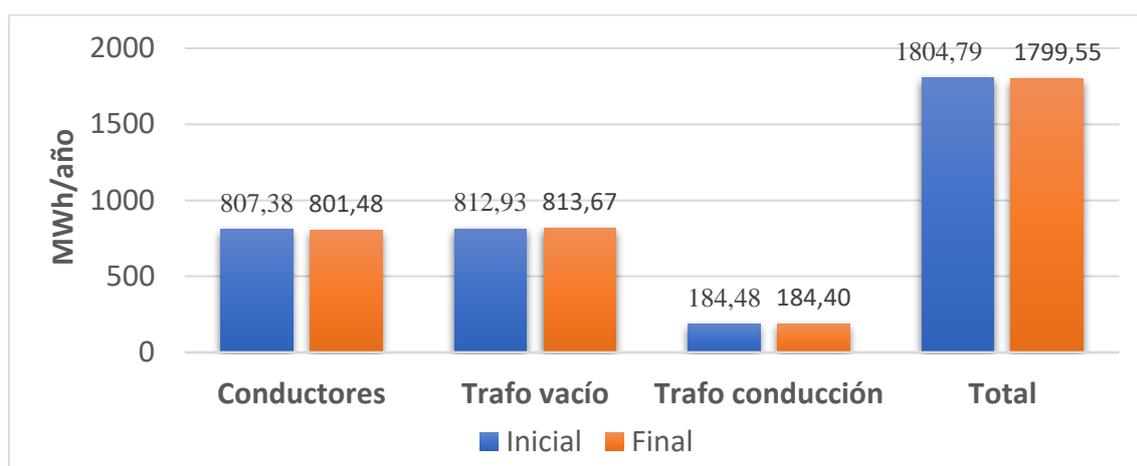


Figura 47. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el mediano plazo.

En la **Tabla 34** se presenta el porcentaje de las pérdidas de energía en el mediano plazo.

Tabla 34. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el mediano plazo.

Alimentador	Etapa inicial			Etapa final		
	Disponible (MWh/año)	Pérdidas (MWh/año)	Pérdidas (%)	Disponible (MWh/año)	Pérdidas (MWh/año)	Pérdidas (%)
Pózul	1106,85	48,91	4,42	1106,85	48,91	4,42
Pindal	6037,69	255,05	4,22	6037,69	255,05	4,22
Zapotillo	1609,15	36,15	2,25	1609,15	36,15	2,25
Alamor	10963,60	955,45	8,71	10955,97	950,21	8,67
Sabanilla	2672,45	142,73	5,34	2672,45	142,73	5,34
Lalamor	2571,34	153,32	5,96	2571,34	153,32	5,96
Zapotillo 2	6592,26	213,18	3,23	6592,26	213,18	3,23
Total	31553,34	1804,79	5,72	31545,71	1799,55	5,70

Para el año 2030 tenemos pérdidas técnicas de energía por 1 799,55 MWh/año (5,70 %), logrando una reducción de 5,24 MWh/año que representa el 0,02%.

6.2.3 Largo plazo año 2034

6.2.3.1 Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa inicial).

En la **Figura 48** se presenta los niveles de voltaje en condiciones operativas en el largo plazo (etapa inicial) del sistema de distribución, donde se observa el incumplimiento en los alimentadores Pindal y Alamor de la S/E Pindal.

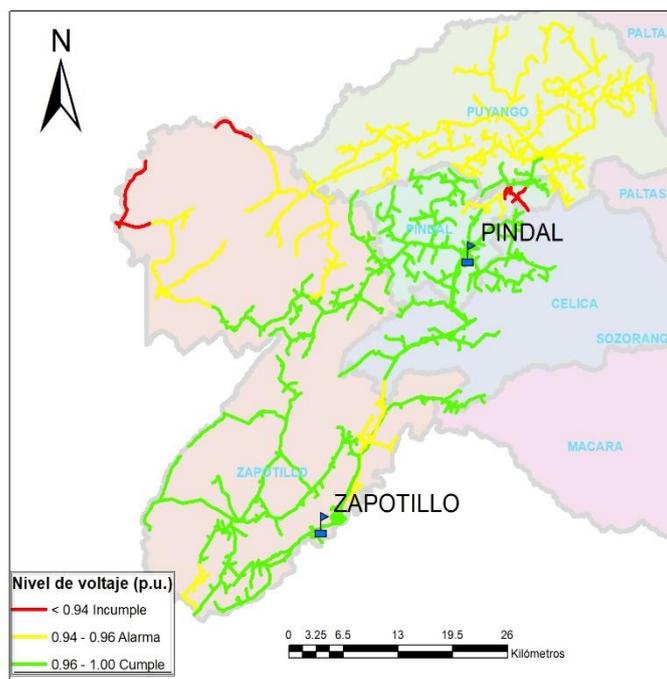


Figura 48. Niveles de voltaje de los A/Ps en el largo plazo (etapa inicial).

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 11** se presenta la cargabilidad de los A/Ps en el largo plazo (etapa inicial), donde el tramo de red más crítico alcanza el 36,53 %, correspondiente al A/P Alamor.

6.2.3.2 Estrategias (ejecución de proyectos).

A continuación, se detalla las estrategias que se ejecutaron en el corto plazo período (2025 – 2027), conforme se muestra en la **Figura 49**:

- Instalación de un regulador de voltaje monofásico en un ramal correspondiente al Alimentador Pindal (2032).
- Repotenciación del alimentador trifásico Alamor desde la S/E Pindal de aproximadamente 16 km (2034).

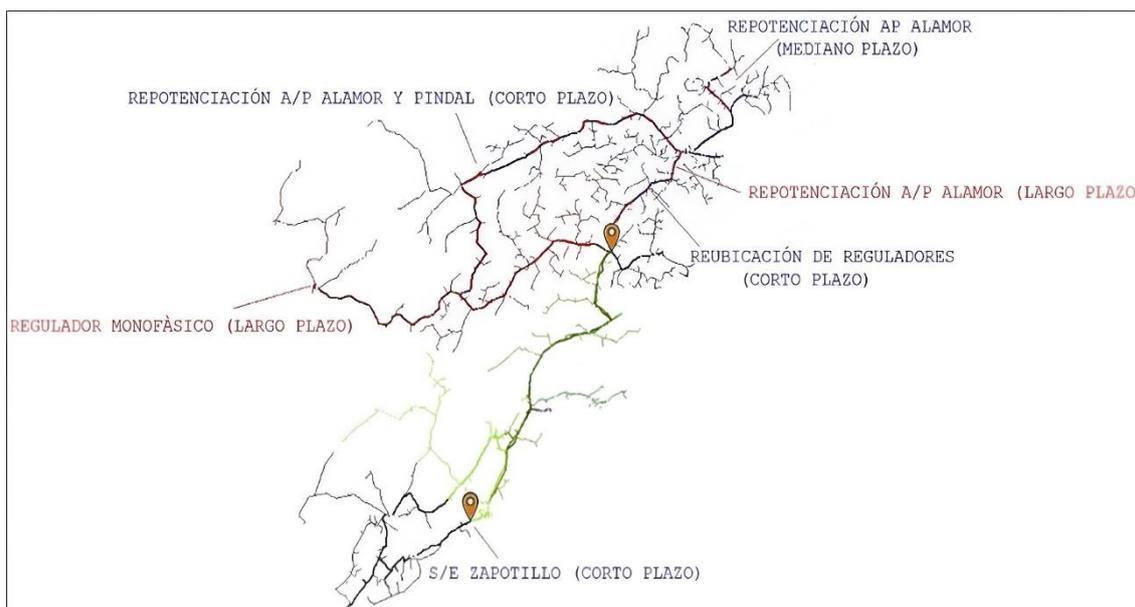


Figura 49. Proyectos ejecutados en el largo plazo.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

6.2.3.3 Descripción de tramos de redes de los alimentadores.

En la **Tabla 35** se presenta la cuantificación de los tramos de redes según su configuración eléctrica correspondiente a los alimentadores de la subestación Pindal y Zapotillo.

Tabla 35. Descripción de tramos de los alimentadores en el largo plazo.

Alimentador	Etapa inicial (km)		Etapa final (km)	
	Trifásicos	Monofásicos	Trifásicos	Monofásicos
Pózul	8,44	47,60	8,44	47,58
Pindal	46,74	191,49	46,74	191,49
Zapotillo	31,45	27,42	31,45	27,42
Alamor	92,34	343,01	92,34	343,01
Sabanilla	42,62	60,71	42,62	60,71
Lalamor	40,66	95,98	40,66	95,98
Zapotillo 2	28,56	59,45	28,56	59,45

6.2.3.4 Demandas de potencia distribuidas en cabecera de los alimentadores.

En la **Tabla 36** se presenta las demandas distribuidas de los A/Ps en el largo plazo.

Tabla 36. Demandas de potencia distribuidas en el largo plazo.

Alimentador	Etapa inicial			Etapa final		
	(kW)	(kVAR)	(kVA)	(kW)	(kVAR)	(kVA)
Pózul	260,43	89,30	275,32	260,43	89,30	275,32
Pindal	1138,86	374,02	1198,71	1138,88	373,35	1198,51
Zapotillo	312,45	134,08	340,00	312,45	134,08	340,00
Alamor	2232,53	756,10	2357,09	2162,72	725,22	2281,07
Sabanilla	609,47	218,33	647,39	609,47	218,33	647,39
Lalamor	499,23	215,64	543,82	499,23	215,64	543,81
Zapotillo 2	1279,54	548,07	1391,98	1279,54	548,07	1391,98

6.2.3.5 Perfiles de voltaje de los alimentadores (etapas inicial y final).

En la **Figura 50** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Pózul.

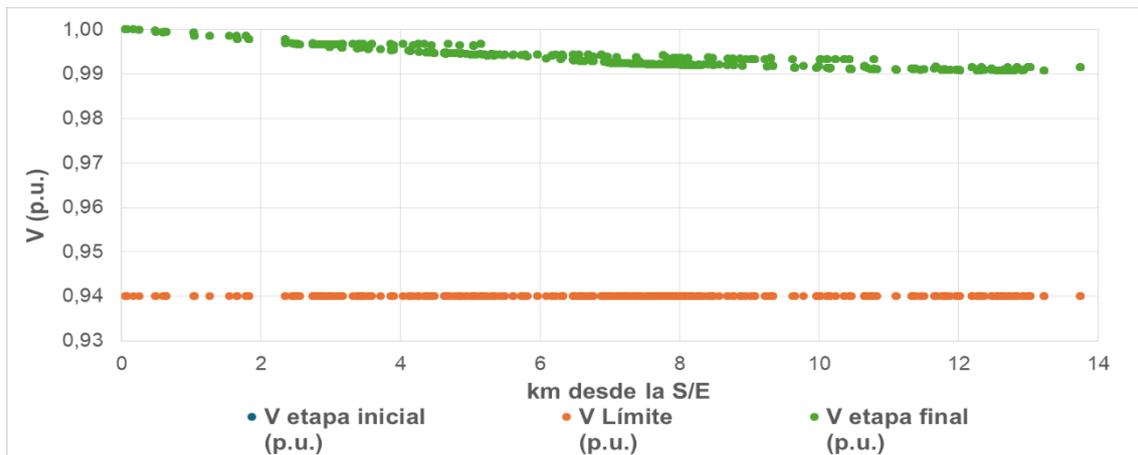


Figura 50. Perfil de voltaje del A/P Pózul en el largo plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 51** se observa la mejora y cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Pindal, donde la condición más crítica se encontraba en 0,934 p.u. (6,56 % caída de voltaje) y luego de la instalación de un regulador de voltaje monofásico en un ramal monofásico del alimentador, el indicador mejoró hasta alcanzar el 0,954 p.u., es decir un 4,63 % de caída de voltaje.

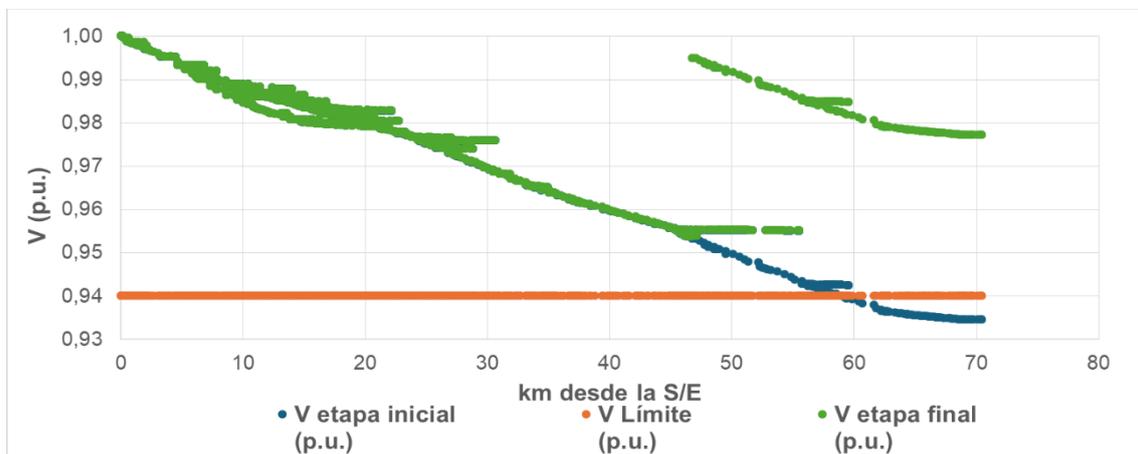


Figura 51. Perfil de voltaje del A/P Pindal en el largo plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 52** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Zapotillo.

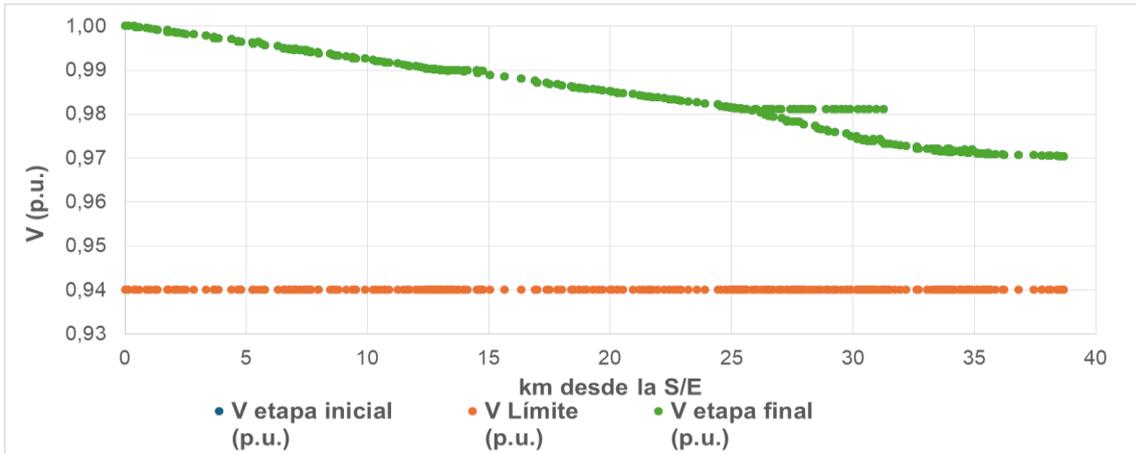


Figura 52. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo en el largo plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En la **Figura 53** se observa la mejora y cumplimiento de los niveles de voltaje del alimentador Alamor, donde la condición más crítica se encontraba en 0,936 p.u. (6,45 % caída de voltaje) y luego de la repotenciación del alimentador desde la S/E Pindal, el indicador mejoró hasta alcanzar el 0,955 p.u., es decir un 4,45 % de caída de voltaje.

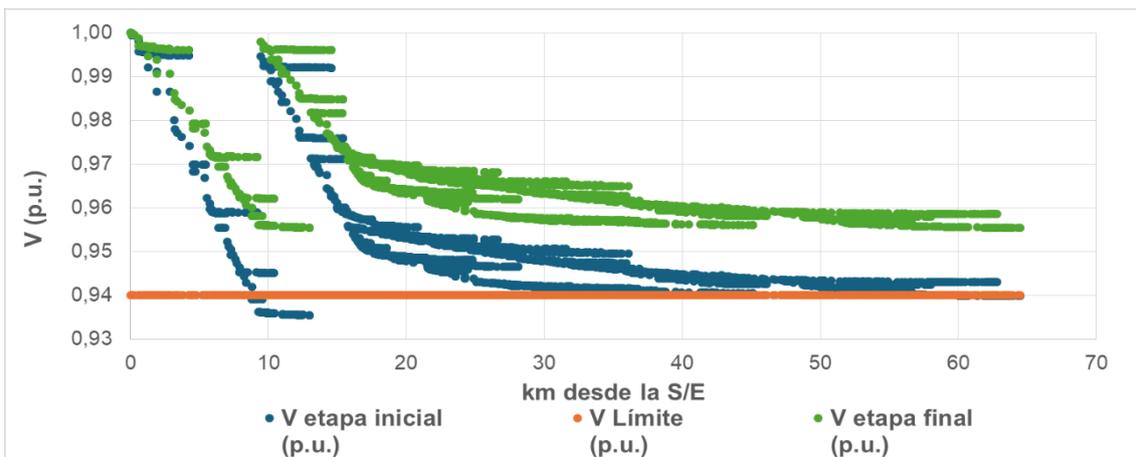


Figura 53. Perfil de voltaje del A/P Alamor en el largo plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

En las **Figura 54**, **Figura 55** y **Figura 56** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje de los alimentadores Sabanilla, Lalamor y Zapotillo 2, respectivamente.

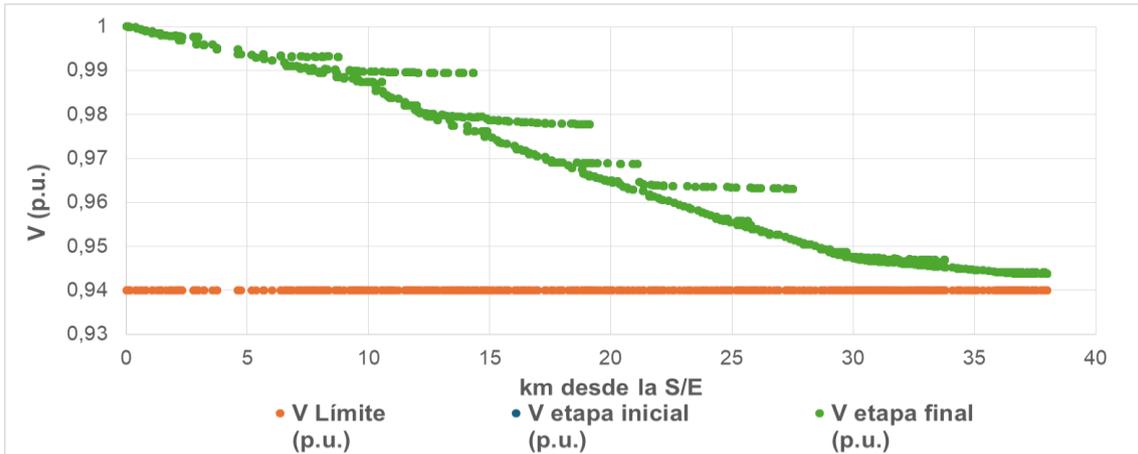


Figura 54. Perfil de voltaje del A/P Sabanilla en el largo plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

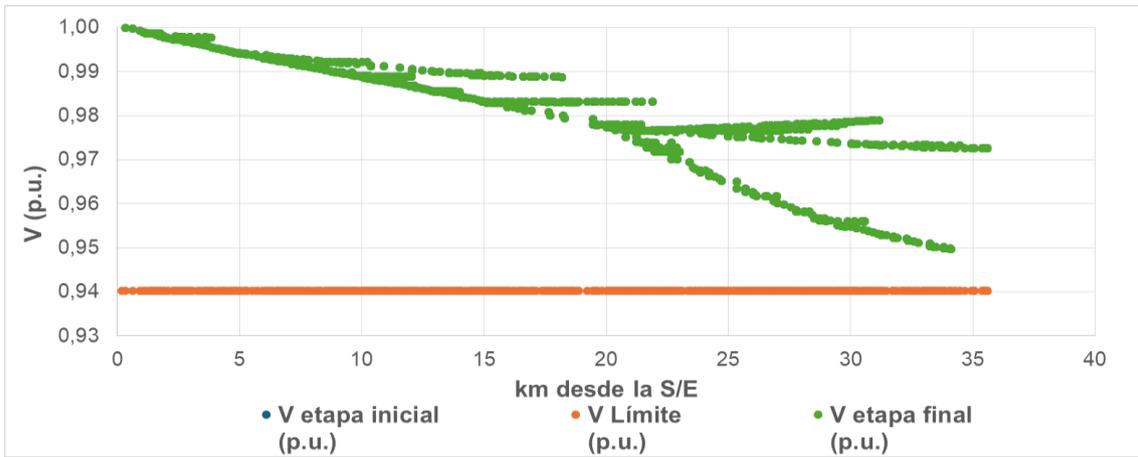


Figura 55. Perfil de voltaje del A/P Lalamor en el largo plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

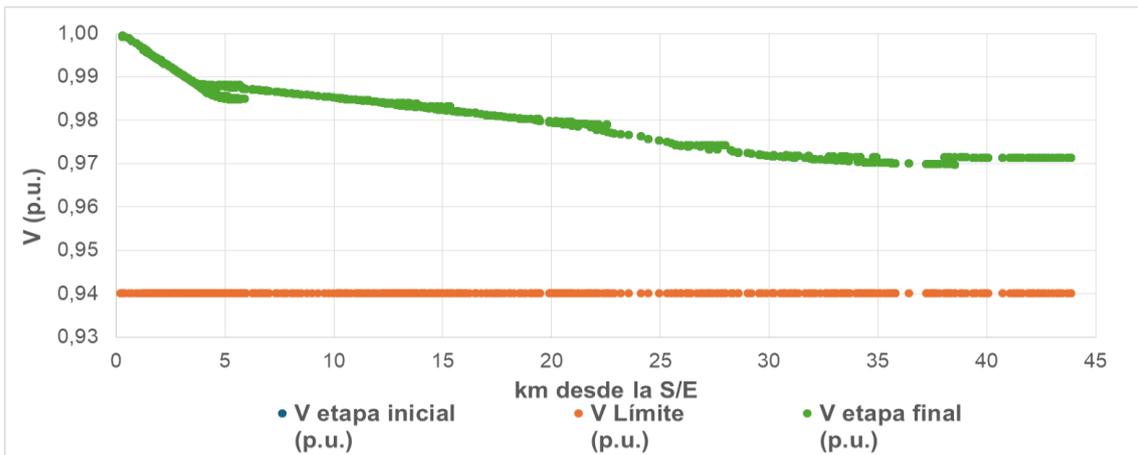


Figura 56. Perfil de voltaje del A/P Zapotillo 2 en el largo plazo.

Fuente: Bases CYMDIST 2024-05-31

6.2.3.6 Niveles de voltaje y cargabilidad de los alimentadores (etapa final).

En la **Figura 57** se observa el cumplimiento de los niveles de voltaje en los alimentadores de las subestaciones Pindal y Zapotillo, en condiciones operativas en el largo plazo, con la aplicación de las estrategias (ejecución de proyectos).

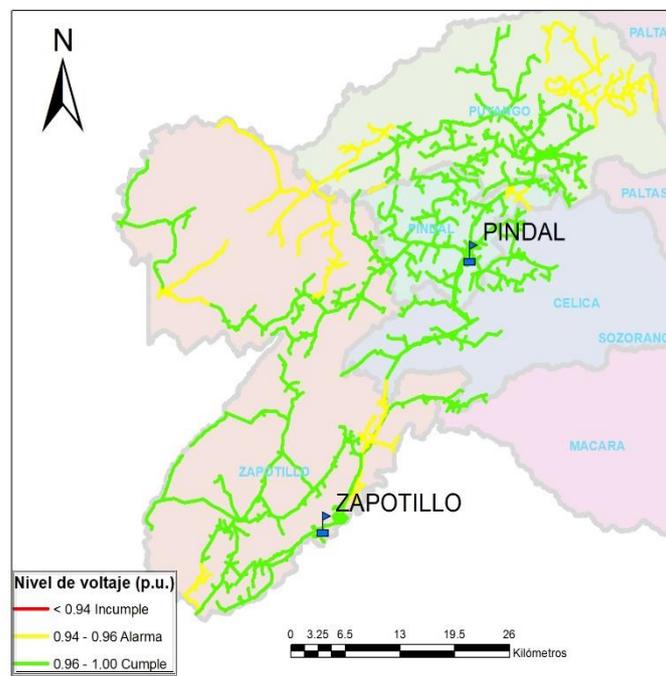


Figura 57. Niveles de voltaje de los A/Ps en el largo plazo (etapa final).

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

En el **Anexo 12** se presenta la cargabilidad de los A/Ps en el largo plazo (etapa final), donde el tramo de red más crítico alcanza el 34,17 %, correspondiente al A/P Alamor.

6.2.3.7 Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores.

Las pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el mediano plazo, se aprecian en la **Tabla 37**, donde en el año 2034 tenemos pérdidas por 329,12 kW (5,26 %), obteniendo una reducción de 69, 65 kW que representa 1,10 %.

Tabla 37. Pérdidas técnicas de potencia en los alimentadores en el largo plazo.

Alimentador	Etapa inicial (kW)					Etapa final (kW)				
	Conduct.	Transformador		Total	(%)	Conduct.	Transformador		Total	(%)
		Vacío	Conduc.				Vacío	Conduc.		
Pózul	1,58	4,60	1,85	8,03	3,09	1,58	4,60	1,85	8,03	3,09
Pindal	14,45	19,38	9,02	42,85	3,76	14,37	19,48	8,97	42,81	3,76
Zapotillo	4,17	2,09	0,98	7,23	2,32	4,17	2,09	0,98	7,23	2,32
Alamor	184,12	34,11	16,72	234,94	10,52	113,98	35,17	16,17	165,33	7,64
Sabanilla	18,90	8,94	5,41	33,25	5,45	18,90	8,94	5,41	33,25	5,45
Lalamor	9,19	8,85	13,82	31,86	6,38	9,19	8,85	13,82	31,86	6,38
Zapotillo 2	14,27	14,19	12,14	40,61	3,17	14,27	14,19	12,14	40,61	3,17
Total	246,68	92,16	59,93	398,77	6,30	176,47	93,32	59,33	329,12	5,26

6.2.3.8 Pérdidas técnicas de energía en los alimentadores.

Las pérdidas técnicas de energía por etapa en largo plazo se observan en la **Figura 58**.



Figura 58. Pérdidas técnicas de energía por etapa en los A/Ps en el largo plazo.

En la **Tabla 38** se presenta el porcentaje de las pérdidas de energía en el largo plazo.

Tabla 38. Energía disponible y porcentaje de pérdidas en el largo plazo.

Alimentador	Etapa inicial			Etapa final		
	Disponible (MWh/año)	Pérdidas (MWh/año)	Pérdidas (%)	Disponible (MWh/año)	Pérdidas (MWh/año)	Pérdidas (%)
Pózul	1179,03	50,01	4,24	1179,03	50,01	4,24
Pindal	6619,37	271,40	4,10	6619,44	271,66	4,10
Zapotillo	1858,48	41,76	2,25	1858,48	41,76	2,25
Alamor	12301,32	1112,89	9,05	11916,68	834,09	7,00
Sabanilla	3046,93	161,55	5,30	3046,93	161,55	5,30
Lalamor	2969,46	179,69	6,05	2969,46	179,69	6,05
Zapotillo 2	7610,78	242,66	3,19	7610,78	242,66	3,19
Total	35585,37	2059,94	5,79	35200,79	1781,40	5,06

Para el año 2034 tenemos pérdidas técnicas de energía por 1 781,40 MWh/año (5,06 %), logrando una reducción de 278,54 MWh/año que representa el 0,78%.

En resumen, la topología y configuración final de los alimentadores Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla de la subestación Pindal y los alimentadores Lalamor y Zapotillo 2 de la subestación Zapotillo, se muestran en la **Figura 59**.

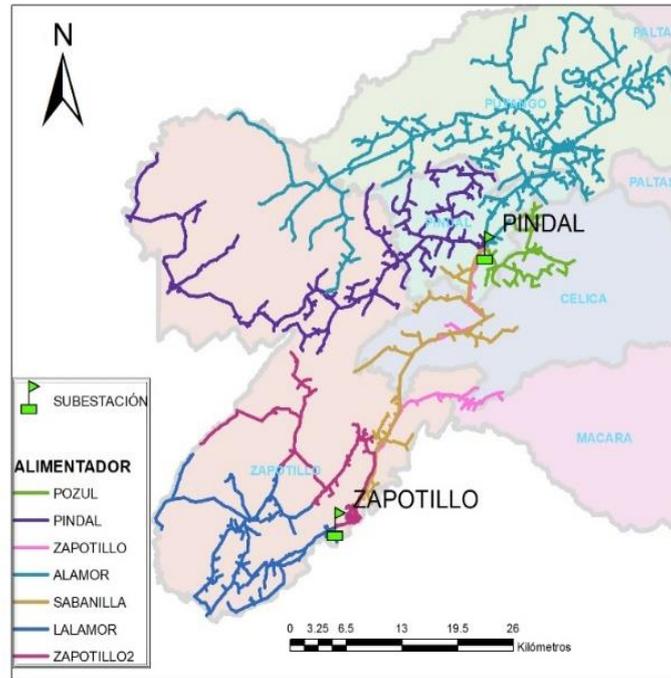


Figura 59. Alimentadores primarios de las subestaciones Pindal y Zapotillo.

Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

7. Discusión

En condiciones actuales de operación, los alimentadores Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor y Sabanilla de la S/E Pindal presentan caídas de voltaje de 0,78 %, 7,99 %, 9,86 %, 10,89 % y 4,44, pérdidas técnicas de potencia por 3,20 % 5,14 %, 11,05 %, 8,82 % y 5,30 % y pérdidas técnicas de energía anuales de 4,73 %, 5,49 %, 9,75 % 8,13 % y 5,93 % respectivamente, resultados disímil a los reportados en el estudio realizado por Aillón Sánchez, (2010) referente al desarrollo de metodología EEQ S.A., para el cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, aplicado al alimentador 04D de la subestación Chimbacalle que alcanzan 4,44 % de pérdidas de potencia y 4,06 % de pérdidas de energía, en las etapas medio voltaje, redes secundarias, acometidas y medidores. La comparación entre casos de estudio, difiere en los resultados debido a que cada sistema de distribución tiene distintas características físicas y topológicas de red.

Se simuló en demanda máxima no coincidente, lo que establece un escenario más crítico de operación, decisión considerada correcta ya que, de otra manera, los resultados obtenidos resultarían menos severos, relajando las acciones correctivas, situación que empeoraría los índices de nivel de voltaje y pérdidas de potencia y energía.

El cálculo de pérdidas de energía se lo realizó con el factor de pérdidas a partir de factor de carga, como lo indica Pérez Erazo (2024) y Lema Chasi (2024), el método brinda resultados confiables de entre los diferentes métodos que los autores analizaron para comparar y obtener las pérdidas de energía, cuya variación máxima en los resultados obtenidos de los diferentes métodos, es menor a 1.5%, resultados considerados aceptables debido a la convergencia de los métodos.

El sistema de distribución de medio voltaje de la S/E Pindal presentó un comportamiento crítico con el crecimiento de la demanda eléctrica, para lo cual, se implementaron estrategias (proyectos), que conllevaron al control de los niveles de voltaje y reducción de pérdidas técnicas de energía, situándose la reducción en el corto, mediano y largo plazo en 2,96 %, 0,02 % y 0,78 %, respectivamente. Estos resultados difieren a los obtenidos por Aillón Sánchez, (2010), en el que en el diagnóstico del alimentador 04D de la subestación Chimbacalle, ejecutaron los proyectos de repotenciación y configuración del mismo, logrando una reducción de 14 % pérdidas técnicas de energía en las etapas de medio voltaje, redes secundarias, acometidas y medidores, debido a que cada sistema de distribución tiene características físicas y de operación distintas, sin embargo, todos los estudios de investigación son abordados desde el punto de vista de eficiencia, mediante la reducción de pérdidas técnicas.

¿Cómo ayudaría contar con un estudio para identificar las mejores estrategias que contribuyan a la reducción de pérdidas técnicas de energía en los alimentadores primarios de la subestación Pindal?, en el presente estudio desarrollado, se aplicaron estrategias desde el punto de vista técnico, que coadyuven a cumplir los niveles de voltaje y reducir las pérdidas de energía en los alimentadores de las subestaciones Pindal y Zapotillo, en el corto, mediano y largo plazo, contribuyendo a la eficiencia energética y reducción de gases de efecto invernadero.

8. Conclusiones

- En el diagnóstico se determinó las pérdidas de potencia por conducción en conductores de los alimentadores de la subestación Pindal, presentando las mayores pérdidas en los A/Ps Pindal, Zapotillo y Alamor, con 46,43 %, 79,81 % y 70,96 % respectivamente, por lo que fueron idóneos para su repotenciación, reconfiguración o seccionamiento, mediante nuevos alimentadores o transferencia permanente de carga.
- Los alimentadores de la S/E Pindal que presentan mayores pérdidas de potencia en vacío de los transformadores en el diagnóstico, corresponde a los A/Ps Pózul, Pindal y Sabanilla con 65,44 %, 42,64 % y 40,73 % respectivamente, debido al sobredimensionados o factor de demanda muy bajo, por lo tanto, se debe considerar la reubicación de los mismos, donde exista mayor demanda y puedan operar de manera más eficiente.
- Con el crecimiento de la demanda eléctrica, los niveles de voltaje a lo largo de los alimentadores se reducen, según sea su extensión y configuración, incluso en algunos tramos ya se incumple los niveles establecidos en la regulación vigente, alcanzando el 10,89 % como es el caso del alimentador Alamor, por tanto, en el corto plazo se ejecutaron estrategias para mejorar este indicador.
- La mayor reducción de pérdidas técnicas de energía en los A/Ps de las subestaciones Pindal y Zapotillo se logró en el corto plazo, con la ejecución de estrategias como la repotenciación e interconexión de los alimentadores Pindal – Alamor de aproximadamente 70 km, construcción de la S/E Zapotillo y reconfiguración del A/P Zapotillo, logrando reducir en 868,71 MWh/año, que representa el 2,96 % de pérdidas de energía, contribuyendo a la eficiencia energética y reducción de gases de efecto invernadero.
- Con la implementación de la S/E Zapotillo, se reconfiguró el A/P Zapotillo en tres secciones: A/P Zapotillo de la subestación Pindal y los A/Ps Lalamor y Zapotillo correspondientes a la subestación Zapotillo; reduciendo la cargabilidad del transformador de potencia de la S/E Pindal de 91,03 % a 63,85 %.
- Con la interconexión entre los alimentadores Pindal y Alamor de la subestación Pindal, se obtiene un punto de mallado para respaldo en caso de contingencias, brindando mayor confiabilidad del servicio técnico en la continuidad del servicio eléctrico hacia los consumidores.

- Para el mediano plazo se logró una reducción de pérdidas técnicas de energía en los A/Ps de las subestaciones Pindal y Zapotillo de 5,24 MWh/año, que representa el 0,02 % de pérdidas de energía. El impacto en este escenario fue menor al obtenido en el corto plazo, debido a la ejecución de la única estrategia correspondiente a la repotenciación de un ramal monofásico a trifásico de aproximadamente 8,38 km en uno de los extremos del A/P Alamor, logrando cumplir con los niveles de voltaje.
- En el largo plazo se logró una reducción de pérdidas técnicas de energía en los A/Ps de las subestaciones Pindal y Zapotillo de 278,54 MWh/año, que representa el 0,78 % de pérdidas de energía. El impacto fue mayor al obtenido en el mediano plazo, debido a que en esta etapa se ejecutó la estrategia de repotenciación de aproximadamente 16 km del A/P Alamor desde la S/E Pindal.
- La mayor reducción de pérdidas técnicas de potencia en los A/Ps de las subestaciones Pindal y Zapotillo con la aplicación de las estrategias se logró en el corto plazo, reduciendo en 171,95 kW que representa 3,29 % en pérdidas de potencia.
- En los alimentadores que no cumplieron con los niveles de voltaje a pesar de haber sido repotenciados y reconfigurados, se aplicaron como estrategia adicional de mejora, la instalación de reguladores de voltaje monofásicos por fase, sean estos en bancos o individual, por ejemplo, en el corto plazo el A/P Alamor redujo su caída de voltaje de 12,53 % a 5,72 %, logrando cumplir los niveles de voltaje.

9. Recomendaciones

- Realizar el balance de carga en todos los alimentadores de la subestación Pindal antes de implementar cualquier estrategia de mejora, ya que existe alrededor de 857 km de red monofásica con una capacidad instalada de 20 MVA en transformadores monofásicos.
- Ampliar el análisis del presente estudio a todo el sistema de distribución primaria de la EERSSA, a fin de obtener un portafolio de proyectos, que contribuya a la reducción de pérdidas técnicas de energía, cumpliendo con los niveles de voltaje establecidos en la regulación Nro. ARCERNNR 002/20 (Codificada).
- Para el año 2026, la EERSSA debe realizar la construcción de la línea de Subtransmisión a 69 kV Macará – Zapotillo, de forma simultánea con la construcción de la subestación Zapotillo.
- La ubicación de los bancos de reguladores de voltaje no se debe considerar como una solución definitiva, ya que periódicamente se debe actualizar y proyectar la demanda eléctrica para poder intervenir oportunamente en las redes de distribución, con niveles de voltaje óptimos.
- Integrar a la base de datos de Cymdist el modelo de red de bajo voltaje a fin de que pueda modelar todo el sistema de distribución de la EERSSA.
- Gestionar oportunamente el financiamiento de los proyectos contemplados en el presente estudio, a fin de cumplir los límites de voltaje para evitar sanciones por parte del Ente Regulador.
- La EERSSA debe adaptar su plan de expansión a los proyectos desarrollados o en ejecución de generación y transmisión por CELEC EP TRANSELECTRIC, a fin de obtener nuevos puntos de entrega que permita minimizar la inversión y obtener mejores resultados de operación de las redes de subtransmisión y distribución de energía eléctrica en toda el área de servicio.

10. Bibliografía

- Aillón Sánchez, C. P. (2010). *Desarrollo de la metodología EEQ S.A., para el cálculo de pérdidas técnicas en alimentadores primarios, y aplicación al primario 04D de la subestación Chimbacalle*. Quito.
- ARCERNNR. (2023). *Regulación Nro. ARCERNNR 002/20 (Codificada) "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica"*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Quito: .
- Asamblea Nacional. (2015). *Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica*. Ley, Quito.
- Conejo Navarro, J. A., Arroyo Sánchez, J. M., Milano, F., Alguacil Conde, N., Polo Sanz, J. L., García Bertrand, R., . . . López García, L. (2007). *Instalaciones eléctricas* (Primera ed.). (C. Sánchez González, Ed.) Madrid: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, S. A. U.
- EATON. (28 de 06 de 2024). *EATON Powering Businnes Worldwide*. Obtenido de <https://www.eaton.com/ar/es-mx.html>
- ELECTROCABLES. (1982). *ELECTROCABLES*. Obtenido de <http://www.electrocable.com/>
- Lema Chasi, S. T. (2024). *Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador San Agustín No. 4 de la Empresa Regional Norte S.A. para la determinación de porcentajes por etapa funcional*. Ibarra.
- MEM. (2016). *Procedimiento para el cálculo de pérdidas y análisis de la red de medio voltaje*. Quito.
- MEM. (2019). *Guía para la instalación de acometidas y medidores en redes aéreas de distribución eléctrica*. Quito.
- Nilson, J. W., & Riedel, S. A. (2011). *Electric Circuits*. New Jersey: Library of Congress Caialoging-in-Publication Data on File.
- Pérez Erazo, M. A. (2024). *Cálculo integral de pérdidas de energía en el alimentador Ajaví No.2 de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. para la determinación de porcentajes por etapa funcional*. Ibarra.
- Ramirez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía* (Tercera Edición ed.). Manizales: Universidad Nacional de Colombia.

11. Anexos

Anexo 1: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Pózul

Mes - año	Fecha - hora	A/P Pózul			
		Potencia activa kW	cos Φ p.u	Potencia reactiva kVAR	Potencia aparente kVA
ene-19	21/1/2019 19:30	186,56	0,91	29,17	204,97
feb-19	22/2/2019 19:45	177,70	0,90	34,52	197,85
mar-19	25/3/2019 19:30	177,65	0,92	30,87	193,50
abr-19	13/4/2019 19:45	182,28	0,92	33,38	197,83
may-19	21/5/2019 19:00	183,48	0,93	35,13	197,78
jun-19	15/6/2019 19:15	189,95	0,91	37,28	209,67
jul-19	13/7/2019 19:00	188,03	0,90	37,01	207,78
ago-19	13/8/2019 19:00	184,08	0,90	34,22	203,81
sep-19	30/9/2019 19:00	198,87	0,92	50,02	217,32
oct-19	10/10/2019 18:45	199,05	0,92	39,73	217,35
nov-19	28/11/2019 19:00	202,22	0,94	44,42	215,95
dic-19	31/12/2019 20:30	213,61	0,94	37,36	227,09
ene-20	3/1/2020 19:15	191,99	0,91	37,03	212,00
feb-20	27/2/2020 19:30	184,71	0,91	42,24	202,16
mar-20	22/3/2020 19:15	183,25	0,90	43,99	202,58
abr-20	16/4/2020 19:45	174,77	0,90	40,14	193,71
may-20	27/5/2020 19:00	178,92	0,90	35,57	198,44
jun-20	12/6/2020 19:15	180,73	0,91	36,38	199,68
jul-20	23/7/2020 19:45	187,84	0,91	36,32	206,16
ago-20	7/8/2020 19:00	192,94	0,92	47,62	209,26
sep-20	14/9/2020 19:00	201,50	0,92	43,17	218,34
oct-20	17/10/2020 19:00	198,65	0,93	49,05	214,73
nov-20	19/11/2020 19:00	248,41	0,92	43,20	269,01
dic-20	31/12/2020 19:45	215,76	0,81	52,49	266,18
ene-21	19/1/2021 19:15	193,31	0,90	45,29	213,79
feb-21	16/2/2021 19:15	195,53	0,92	49,89	211,55
mar-21	18/3/2021 19:00	191,54	0,90	46,54	213,26
abr-21	22/4/2021 19:00	190,94	0,92	43,68	206,98
may-21	24/5/2021 19:30	195,14	0,91	46,73	214,75
jun-21	23/6/2021 19:00	201,81	0,91	54,09	220,91
jul-21	21/7/2021 18:45	214,00	0,90	55,00	237,82
ago-21	11/8/2021 19:30	216,00	0,92	52,00	235,26
sep-21	17/9/2021 18:45	224,00	0,93	74,00	241,35
oct-21	21/10/2021 18:45	223,00	0,93	52,00	239,23
nov-21	30/11/2021 19:30	214,00	0,91	54,00	235,65
dic-21	31/12/2021 19:45	240,00	0,95	51,00	253,44
ene-22	5/1/2022 19:00	220,00	0,93	51,00	237,04
feb-22	25/2/2022 19:15	207,00	0,91	49,00	227,94
mar-22	12/3/2022 19:15	209,85	0,80	52,44	263,03
abr-22	9/4/2022 19:00	197,24	0,90	49,27	219,61
may-22	24/5/2022 19:00	201,45	0,94	45,56	214,74
jun-22	18/6/2022 20:00	205,00	0,92	43,73	223,28
jul-22	11/7/2022 20:15	201,90	0,93	51,35	217,54
ago-22	20/8/2022 20:15	218,80	0,93	55,78	235,76
sep-22	18/9/2022 19:00	209,19	0,91	52,10	230,35
oct-22	8/10/2022 19:00	221,49	0,93	55,58	238,65
nov-22	4/11/2022 19:15	221,24	0,94	50,92	235,84
dic-22	31/12/2022 19:45	236,73	0,93	52,45	255,07
ene-23	2/1/2023 19:30	209,88	0,92	56,50	228,59
feb-23	18/2/2023 19:30	204,42	0,97	51,50	210,81
mar-23	17/3/2023 19:30	197,95	0,93	48,68	213,79
abr-23	9/4/2023 19:00	186,76	0,92	50,05	203,41
may-23	1/5/2023 19:15	189,10	0,92	54,91	205,96
jun-23	16/6/2023 19:30	181,76	0,95	55,87	191,72
jul-23	30/7/2023 18:45	199,81	0,94	53,80	213,00
ago-23	7/8/2023 19:30	184,84	0,94	45,25	197,04
sep-23	21/9/2023 19:30	209,88	0,92	56,50	228,59
oct-23	3/10/2023 19:30	211,88	0,92	56,50	230,77
nov-23	4/11/2023 18:30	190,23	0,91	42,65	208,47
dic-23	21/12/2023 19:00	199,81	0,94	53,80	213,00
ene-24	21/1/2024 19:00	199,81	0,94	53,80	213,00
feb-24	18/2/2024 19:00	200,81	0,94	55,80	214,06
mar-24	2/3/2024 19:15	204,00	0,96	51,00	212,94
abr-24	15/4/2024 18:30	221,00	0,94	72,00	235,59
may-24	19/5/2024 19:00	200,00	0,96	52,00	208,76

Anexo 2: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Pindal

Mes - año	Fecha - hora	A/P Pindal			
		Potencia activa	cos Φ	Potencia reactiva	Potencia aparente
		kW	p.u	KVAR	kVA
ene-19	4/1/2019 19:30	783,22	0,94	206,79	837,11
feb-19	13/2/2019 19:15	754,34	0,94	202,06	800,89
mar-19	28/3/2019 19:00	725,66	0,95	199,16	766,85
abr-19	26/4/2019 19:00	741,56	0,92	200,88	805,02
may-19	14/5/2019 18:45	770,89	0,96	229,89	803,25
jun-19	4/6/2019 19:15	755,40	0,93	188,11	808,02
jul-19	10/7/2019 19:30	796,42	0,95	183,60	834,71
ago-19	29/8/2019 19:30	797,99	0,92	227,15	864,37
sep-19	5/9/2019 19:45	817,18	0,93	208,95	878,38
oct-19	2/10/2019 19:00	806,13	0,95	222,11	848,68
nov-19	12/11/2019 19:15	846,08	0,95	216,01	894,99
dic-19	31/12/2019 19:30	838,61	0,95	225,68	885,27
ene-20	6/1/2020 19:15	840,76	0,94	231,90	895,24
feb-20	27/2/2020 19:45	822,28	0,94	244,50	879,03
mar-20	2/3/2020 19:15	809,27	0,93	227,46	874,09
abr-20	23/4/2020 18:45	753,70	0,94	218,66	799,93
may-20	27/5/2020 19:00	770,46	0,94	194,48	817,64
jun-20	30/6/2020 19:00	773,14	0,94	202,53	818,34
jul-20	15/7/2020 19:00	813,55	0,95	211,51	852,91
ago-20	11/8/2020 19:00	839,97	0,94	215,00	897,08
sep-20	24/9/2020 19:00	842,57	0,95	238,41	887,36
oct-20	22/10/2020 19:00	858,31	0,94	229,27	911,60
nov-20	2/11/2020 19:00	836,80	0,94	229,85	891,55
dic-20	1/12/2020 19:00	824,04	0,93	220,92	886,52
ene-21	28/1/2021 19:15	791,77	0,95	211,01	832,30
feb-21	17/2/2021 19:30	834,21	0,95	224,25	881,11
mar-21	16/3/2021 19:00	804,63	0,93	233,32	867,23
abr-21	6/4/2021 19:00	785,55	0,92	206,54	855,10
may-21	25/5/2021 19:00	778,94	0,93	210,69	838,86
jun-21	11/6/2021 19:00	812,05	0,95	204,19	855,39
jul-21	19/7/2021 19:15	845,73	0,93	236,20	905,43
ago-21	24/8/2021 19:15	876,19	0,95	226,48	921,28
sep-21	23/9/2021 19:00	888,76	0,92	259,83	961,78
oct-21	27/10/2021 18:45	890,69	0,94	248,72	947,36
nov-21	11/11/2021 18:45	870,87	0,93	248,72	931,54
dic-21	31/12/2021 19:15	891,17	0,95	240,98	942,36
ene-22	11/1/2022 19:15	861,20	0,95	231,80	910,26
feb-22	25/2/2022 19:45	863,13	0,95	220,19	913,19
mar-22	14/3/2022 19:00	876,26	0,95	246,58	926,98
abr-22	6/4/2022 19:00	834,90	0,95	221,07	879,00
may-22	19/5/2022 19:00	841,83	0,94	232,78	900,12
jun-22	1/6/2022 19:00	837,39	0,95	227,84	885,15
jul-22	14/7/2022 19:15	888,51	0,94	244,37	941,82
ago-22	12/8/2022 19:45	883,44	0,95	223,08	926,89
sep-22	8/9/2022 19:00	913,81	0,94	240,64	974,16
oct-22	26/10/2022 19:00	896,01	0,95	241,95	944,49
nov-22	22/11/2022 19:00	913,56	0,94	244,44	970,42
dic-22	20/12/2022 19:00	918,24	0,94	236,94	975,27
ene-23	23/1/2023 19:15	896,01	0,94	249,39	951,28
feb-23	13/2/2023 19:15	917,51	0,94	239,58	972,79
mar-23	22/3/2023 19:00	889,72	0,95	248,90	933,18
abr-23	1/4/2023 19:00	829,60	0,97	239,82	857,87
may-23	11/5/2023 18:45	844,06	0,94	226,07	893,29
jun-23	19/6/2023 18:45	842,24	0,94	230,23	893,10
jul-23	12/7/2023 19:00	872,32	0,96	223,60	912,42
ago-23	29/8/2023 19:00	889,29	0,93	246,43	954,45
sep-23	6/9/2023 19:00	921,95	0,95	238,34	974,47
oct-23	11/10/2023 18:45	919,21	0,96	255,48	960,42
nov-23	23/11/2023 18:45	896,97	0,94	269,02	955,53
dic-23	21/12/2023 19:00	894,56	0,96	250,53	930,03
ene-24	26/1/2024 19:15	893,68	0,94	260,19	952,09
feb-24	16/2/2024 19:15	888,27	0,95	238,88	930,29
mar-24	27/3/2024 19:00	884,89	0,95	269,99	930,31
abr-24	29/4/2024 20:00	910,51	0,95	256,45	954,68
may-24	6/5/2024 19:00	899,87	0,95	264,19	943,47

Anexo 3: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Zapotillo

Mes - año	Fecha - hora	A/P Zapotillo			
		Potencia activa	cos Φ	Potencia reactiva	Potencia aparente
		kW	p.u	KVAR	KVA
ene-19	23/1/2019 19:15	800,47	0,92	296,22	867,50
feb-19	13/2/2019 19:15	746,35	0,92	289,26	811,40
mar-19	11/3/2019 19:30	725,92	0,92	273,64	789,74
abr-19	7/4/2019 19:45	789,76	0,92	318,36	859,42
may-19	14/5/2019 19:15	743,70	0,90	282,20	829,51
jun-19	7/6/2019 19:00	722,42	0,92	282,05	787,65
jul-19	23/7/2019 19:30	723,03	0,91	267,42	795,08
ago-19	26/8/2019 19:00	769,41	0,94	271,08	820,45
sep-19	30/9/2019 19:00	726,54	0,94	249,70	769,74
oct-19	14/10/2019 19:00	735,77	0,91	257,08	809,75
nov-19	28/11/2019 19:15	765,21	0,91	266,75	844,64
dic-19	19/12/2019 19:30	778,98	0,93	278,02	835,15
ene-20	20/1/2020 19:15	870,42	0,90	324,81	972,35
feb-20	4/2/2020 20:00	816,24	0,92	290,98	889,24
mar-20	12/3/2020 19:00	819,32	0,91	294,57	896,31
abr-20	9/4/2020 19:00	767,74	0,92	268,37	833,98
may-20	12/5/2020 18:45	763,09	0,91	278,99	836,68
jun-20	29/6/2020 18:45	740,17	0,93	270,21	792,28
jul-20	8/7/2020 19:00	728,14	0,94	249,41	776,02
ago-20	26/8/2020 19:00	731,26	0,93	242,92	783,59
sep-20	23/9/2020 18:00	846,07	0,90	324,73	936,06
oct-20	26/10/2020 19:00	855,71	0,91	298,96	940,67
nov-20	18/11/2020 19:00	854,22	0,93	292,32	914,29
dic-20	1/12/2020 19:00	887,96	0,92	311,21	965,23
ene-21	26/1/2021 19:30	915,91	0,90	328,26	1019,83
feb-21	18/2/2021 19:45	979,99	0,91	354,35	1073,94
mar-21	9/3/2021 18:15	1038,18	0,92	425,68	1133,56
abr-21	1/4/2021 19:15	878,98	0,94	316,98	937,39
may-21	13/5/2021 19:00	810,38	0,92	280,01	877,75
jun-21	18/6/2021 18:45	901,03	0,89	433,38	1010,03
jul-21	27/7/2021 19:15	924,53	0,92	351,68	1006,37
ago-21	26/8/2021 20:00	1153,18	0,92	455,13	1252,65
sep-21	28/9/2021 18:45	1187,50	0,90	488,97	1323,00
oct-21	22/10/2021 19:15	1175,90	0,91	477,37	1285,34
nov-21	29/11/2021 20:00	1211,19	0,90	499,61	1342,55
dic-21	8/12/2021 18:45	1363,47	0,92	595,32	1481,96
ene-22	4/1/2022 19:00	1261,47	0,89	513,63	1410,39
feb-22	24/2/2022 20:15	1268,72	0,91	547,95	1398,84
mar-22	10/3/2022 19:15	1244,25	0,92	505,14	1355,68
abr-22	7/4/2022 20:00	1232,46	0,92	508,31	1344,48
may-22	12/5/2022 20:15	1156,57	0,92	470,60	1260,42
jun-22	10/6/2022 19:00	1103,39	0,91	442,37	1216,14
jul-22	10/7/2022 19:30	1247,23	0,92	503,97	1357,69
ago-22	26/8/2022 19:15	1260,98	0,90	502,02	1398,78
sep-22	30/9/2022 19:00	1251,66	0,91	512,30	1376,60
oct-22	12/10/2022 18:30	1266,39	0,91	548,92	1390,75
nov-22	22/11/2022 19:00	1280,80	0,92	512,34	1397,30
dic-22	28/12/2022 19:15	1364,43	0,92	563,95	1481,64
ene-23	3/1/2023 19:00	1456,01	0,91	617,52	1595,03
feb-23	9/2/2023 19:15	1443,15	0,91	582,75	1578,93
mar-23	3/3/2023 19:30	1374,06	0,91	567,69	1503,54
abr-23	4/4/2023 19:15	1276,43	0,89	504,30	1427,12
may-23	6/5/2023 18:45	1280,99	0,91	520,78	1412,08
jun-23	15/6/2023 19:00	1212,16	0,90	480,75	1342,17
jul-23	14/7/2023 19:00	1261,47	0,92	483,72	1365,03
ago-23	25/8/2023 20:15	1291,92	0,92	508,31	1408,68
sep-23	22/9/2023 20:15	1325,76	0,92	534,41	1442,70
oct-23	17/10/2023 19:00	1318,99	0,91	506,86	1442,62
nov-23	23/11/2023 20:15	1345,44	0,93	527,96	1447,20
dic-23	19/12/2023 19:30	1399,14	0,91	555,71	1536,95
ene-24	14/1/2024 19:30	1375,55	0,91	534,53	1513,37
feb-24	16/2/2024 19:15	1373,17	0,91	551,39	1508,42
mar-24	27/3/2024 19:00	1461,12	0,92	599,19	1581,90
abr-24	25/4/2024 20:30	1497,86	0,92	594,36	1620,72
may-24	1/5/2024 20:15	1451,45	0,93	569,70	1564,41

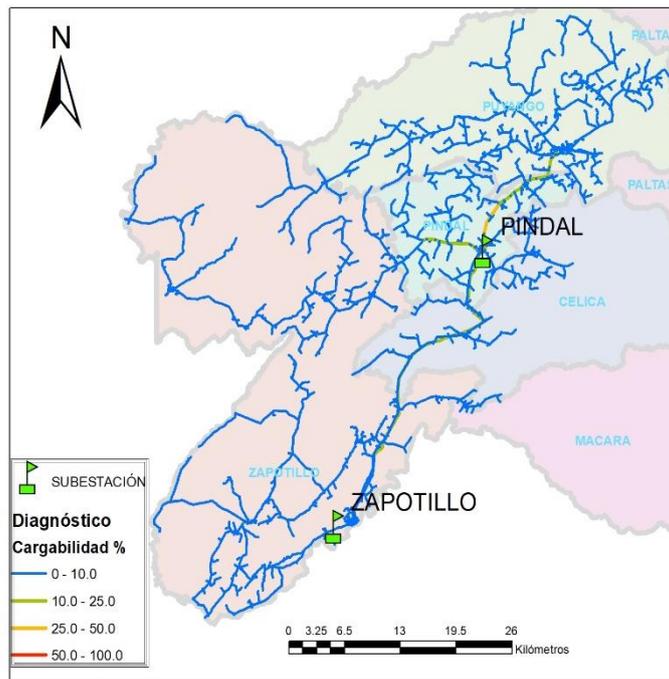
Anexo 4: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Alamor

Mes - año	Fecha - hora	A/P Alamor			
		Potencia activa	cos Φ	Potencia reactiva	Potencia aparente
		kW	p.u	KVAR	kVA
ene-19	2/1/2019 19:15	1290,56	0,96	365,07	1349,37
feb-19	19/2/2019 19:15	1248,79	0,94	338,86	1330,81
mar-19	11/3/2019 19:00	1226,30	0,96	346,53	1283,71
abr-19	23/4/2019 19:00	1414,61	0,93	393,95	1517,15
may-19	14/5/2019 19:00	1281,32	0,93	369,80	1372,53
jun-19	4/6/2019 18:45	1265,98	0,94	365,04	1341,55
jul-19	30/7/2019 19:00	1278,33	0,94	371,95	1362,64
ago-19	21/8/2019 19:15	1341,38	0,93	402,78	1439,30
sep-19	3/9/2019 19:00	1321,06	0,93	408,45	1425,08
oct-19	14/10/2019 19:00	1321,91	0,94	379,22	1406,56
nov-19	29/11/2019 19:00	1287,27	0,93	381,06	1376,95
dic-19	31/12/2019 19:15	1282,95	0,92	384,98	1392,46
ene-20	22/1/2020 19:15	1308,33	0,92	395,92	1423,08
feb-20	19/2/2020 19:15	1271,67	0,93	394,31	1363,49
mar-20	2/3/2020 19:15	1269,10	0,91	387,56	1392,99
abr-20	16/4/2020 19:00	1245,89	0,93	383,23	1336,41
may-20	8/5/2020 19:15	1229,27	0,92	379,86	1337,53
jun-20	22/6/2020 19:00	1287,98	0,94	391,18	1372,32
jul-20	8/7/2020 19:00	1328,82	0,93	402,37	1430,92
ago-20	27/8/2020 19:00	1362,76	0,93	411,27	1469,07
sep-20	24/9/2020 18:45	1392,11	0,92	440,45	1515,86
oct-20	12/10/2020 19:00	1407,75	0,94	445,52	1499,21
nov-20	18/11/2020 19:15	1387,16	0,92	411,52	1507,12
dic-20	29/12/2020 19:15	1396,52	0,94	419,63	1483,84
ene-21	6/1/2021 19:15	1340,20	0,93	443,60	1444,08
feb-21	24/2/2021 19:15	1335,92	0,93	402,72	1431,20
mar-21	22/3/2021 19:00	1335,50	0,94	430,34	1427,57
abr-21	21/4/2021 19:00	1329,67	0,94	398,14	1412,64
may-21	11/5/2021 18:45	1373,73	0,94	433,30	1466,24
jun-21	18/6/2021 19:00	1390,54	0,93	478,62	1495,12
jul-21	4/7/2021 19:45	1459,67	0,91	510,24	1604,11
ago-21	16/8/2021 19:00	1523,96	0,93	475,44	1635,68
sep-21	28/9/2021 18:45	1471,27	0,93	457,07	1581,40
oct-21	12/10/2021 18:45	1434,53	0,94	457,55	1531,86
nov-21	18/11/2021 18:45	1437,91	0,94	470,60	1531,08
dic-21	31/12/2021 19:30	1448,55	0,93	454,65	1561,79
ene-22	4/1/2022 19:30	1442,75	0,93	439,18	1544,56
feb-22	14/2/2022 19:00	1409,39	0,95	426,13	1491,02
mar-22	14/3/2022 19:15	1402,98	0,93	461,95	1511,38
abr-22	27/4/2022 19:00	1349,75	0,95	429,82	1425,81
may-22	19/5/2022 19:00	1409,87	0,94	454,17	1503,38
jun-22	1/6/2022 19:00	1425,83	0,96	421,55	1491,08
jul-22	14/7/2022 19:00	1400,89	0,93	474,47	1498,48
ago-22	11/8/2022 19:00	1493,18	0,95	456,40	1565,51
sep-22	15/9/2022 18:45	1468,17	0,94	456,25	1561,18
oct-22	10/10/2022 19:00	1500,91	0,94	460,45	1590,00
nov-22	22/11/2022 19:00	1522,94	0,94	463,83	1620,46
dic-22	27/12/2022 19:15	1485,07	0,94	458,30	1586,45
ene-23	3/1/2023 19:15	1482,87	0,95	454,88	1566,03
feb-23	28/2/2023 19:15	1470,66	0,94	450,26	1559,87
mar-23	1/3/2023 19:30	1442,26	0,93	442,14	1558,92
abr-23	18/4/2023 19:15	1452,07	0,93	434,32	1566,73
may-23	16/5/2023 18:45	1480,80	0,95	450,34	1556,72
jun-23	28/6/2023 19:00	1505,85	0,94	451,50	1595,44
jul-23	12/7/2023 19:15	1518,61	0,94	460,64	1614,92
ago-23	29/8/2023 19:00	1560,04	0,92	495,91	1687,44
sep-23	7/9/2023 18:45	1593,16	0,94	489,08	1698,60
oct-23	19/10/2023 18:45	1572,97	0,94	487,32	1676,41
nov-23	9/11/2023 19:00	1550,55	0,92	481,19	1676,96
dic-23	8/12/2023 19:15	1576,87	0,95	479,35	1667,66
ene-24	21/1/2024 19:00	1556,82	0,96	493,81	1623,61
feb-24	5/2/2024 19:30	1557,80	0,95	473,02	1647,50
mar-24	27/3/2024 19:30	1549,58	0,94	499,61	1645,50
abr-24	16/4/2024 19:15	1589,22	0,94	512,66	1686,06
may-24	8/5/2024 18:30	1599,86	0,95	502,02	1687,29

Anexo 5: Histórico demandas máximas no coincidentes mensuales A/P Sabanilla

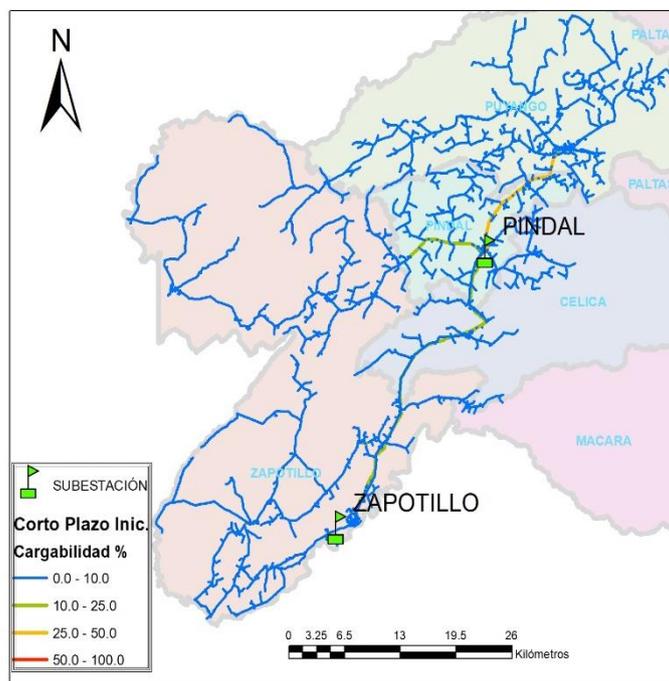
Mes - año	A/P Sabanilla				
	Fecha - hora	Potencia activa	cos Φ	Potencia reactiva	Potencia aparente
		kW	p.u	KVAR	kVA
ene-19	11/1/2019 19:45	607,91	0,98	166,31	618,83
feb-19	3/2/2019 19:15	510,52	0,96	130,00	533,48
mar-19	29/3/2019 20:15	530,12	0,94	167,74	564,24
abr-19	7/4/2019 20:00	565,64	0,96	187,25	589,97
may-19	16/5/2019 18:45	562,86	0,95	165,67	589,98
jun-19	21/6/2019 19:00	552,46	0,94	167,18	586,67
jul-19	22/7/2019 18:45	551,85	0,95	152,22	579,11
ago-19	13/8/2019 19:15	548,55	0,96	151,89	572,71
sep-19	2/9/2019 19:45	541,23	0,95	170,12	569,27
oct-19	31/10/2019 19:00	547,14	0,94	141,68	583,22
nov-19	29/11/2019 19:30	594,61	0,96	176,27	619,85
dic-19	21/12/2019 19:30	579,17	0,94	160,23	613,15
ene-20	10/1/2020 19:30	618,07	0,95	180,92	652,22
feb-20	4/2/2020 19:30	567,22	0,95	142,34	596,84
mar-20	6/3/2020 19:15	551,56	0,95	149,43	579,11
abr-20	27/4/2020 18:45	542,37	0,96	139,52	566,78
may-20	27/5/2020 19:00	569,40	0,94	139,05	602,62
jun-20	13/6/2020 18:30	605,48	0,96	153,33	629,37
jul-20	14/7/2020 19:30	598,78	0,95	181,85	627,91
ago-20	19/8/2020 18:45	699,17	0,95	200,23	737,05
sep-20	18/9/2020 19:45	618,93	0,93	182,15	663,69
oct-20	22/10/2020 19:00	555,91	0,95	158,02	583,76
nov-20	27/11/2020 18:30	613,50	0,97	167,80	635,35
dic-20	10/12/2020 18:45	594,42	0,94	142,47	631,46
ene-21	16/1/2021 19:30	586,46	0,94	159,10	620,70
feb-21	26/2/2021 19:30	596,75	0,94	180,48	633,46
mar-21	9/3/2021 18:45	588,70	0,97	123,51	609,42
abr-21	12/4/2021 19:00	546,03	0,93	167,09	588,49
may-21	12/5/2021 19:15	576,10	0,92	179,70	623,97
jun-21	22/6/2021 18:45	582,09	0,95	162,61	609,70
jul-21	30/7/2021 19:30	594,84	0,93	183,46	640,67
ago-21	10/8/2021 19:30	603,06	0,94	180,07	644,14
sep-21	28/9/2021 19:15	553,75	0,96	142,85	579,61
oct-21	19/10/2021 18:30	558,10	0,94	215,84	596,01
nov-21	23/11/2021 19:00	496,22	0,90	221,16	550,60
dic-21	22/12/2021 20:45	451,75	0,96	157,80	472,15
ene-22	6/1/2022 19:00	446,47	0,92	190,22	487,17
feb-22	5/2/2022 19:15	433,96	0,92	179,10	472,27
mar-22	10/3/2022 19:30	353,47	0,91	128,19	389,54
abr-22	7/4/2022 19:00	341,64	0,92	126,68	372,93
may-22	24/5/2022 19:30	354,72	0,91	160,79	390,05
jun-22	18/6/2022 19:00	378,42	0,94	142,10	400,96
jul-22	12/7/2022 20:00	397,38	0,90	149,01	443,19
ago-22	23/8/2022 19:15	362,21	0,93	118,27	389,45
sep-22	10/9/2022 19:15	382,62	0,92	128,58	415,08
oct-22	29/10/2022 19:30	385,72	0,93	119,86	412,70
nov-22	11/11/2022 19:00	364,27	0,95	111,01	385,22
dic-22	20/12/2022 19:15	447,70	0,92	183,57	487,94
ene-23	29/1/2023 19:15	442,50	0,94	140,91	472,43
feb-23	3/2/2023 20:00	440,87	0,93	167,49	474,90
mar-23	18/3/2023 19:45	395,52	0,93	86,54	427,09
abr-23	24/4/2023 20:15	484,71	0,92	151,15	526,76
may-23	30/5/2023 19:30	422,92	0,95	97,82	444,26
jun-23	16/6/2023 19:30	456,45	0,98	82,68	466,27
jul-23	14/7/2023 19:45	448,39	0,95	149,37	473,56
ago-23	7/8/2023 19:00	398,61	0,95	110,46	421,07
sep-23	7/9/2023 9:45	444,50	0,89	185,39	500,25
oct-23	11/10/2023 22:15	435,99	0,96	158,23	456,20
nov-23	14/11/2023 18:45	471,68	0,96	99,28	491,64
dic-23	5/12/2023 19:00	463,95	0,94	151,49	492,22
ene-24	2/1/2024 20:00	459,66	0,95	143,78	486,41
feb-24	3/2/2024 19:45	466,95	0,94	153,49	495,40
mar-24	8/3/2024 20:30	401,47	0,94	117,23	425,39
abr-24	23/4/2024 18:45	473,50	0,93	158,32	508,78
may-24	11/5/2024 19:00	477,95	0,95	154,93	504,79

Anexo 6: Cargabilidad de los A/Ps en el diagnóstico



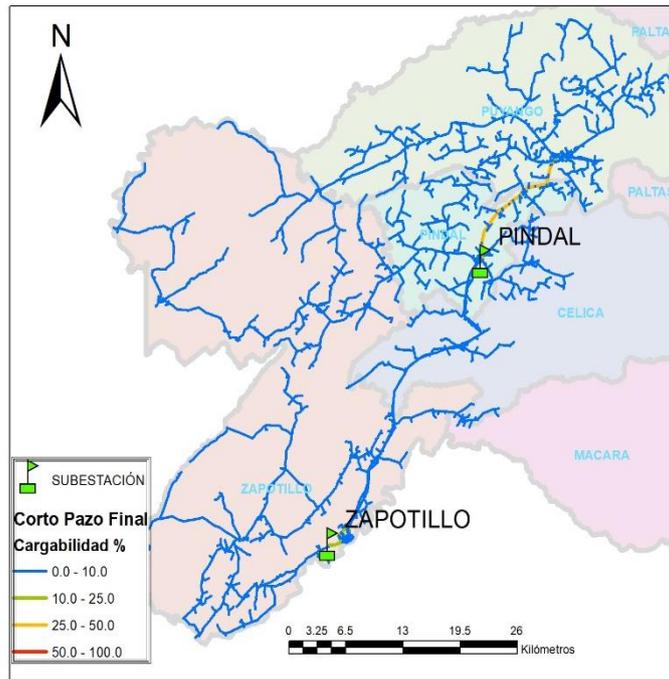
Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Anexo 7: Cargabilidad de los A/Ps en el corto plazo (etapa inicial).



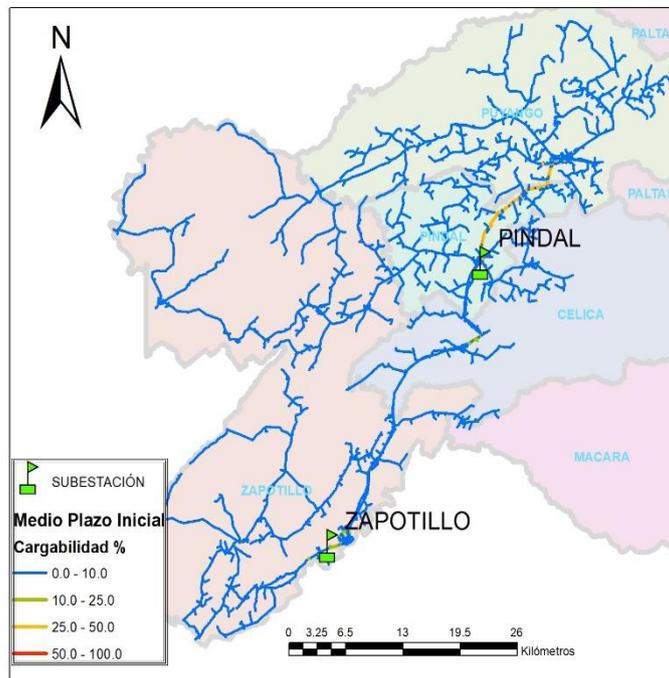
Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Anexo 8: Cargabilidad de los A/Ps en el corto plazo (etapa final).



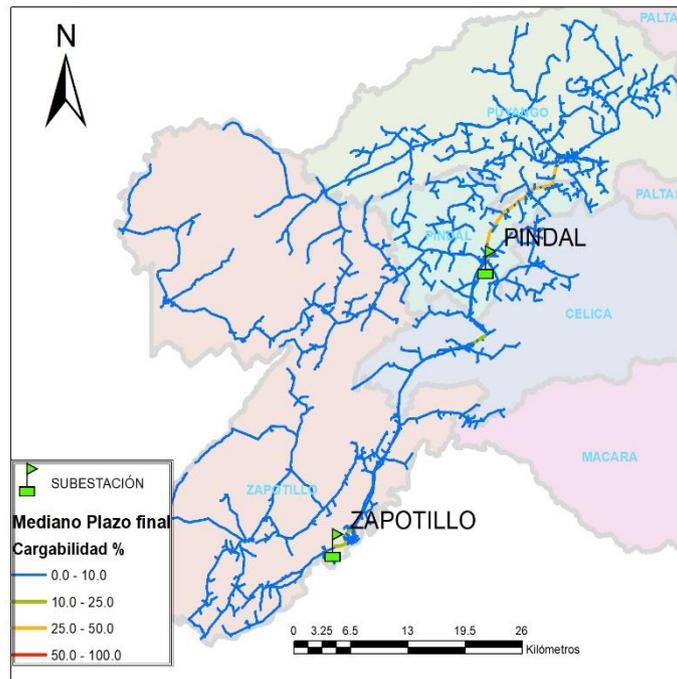
Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Anexo 9: Cargabilidad de los A/Ps en el mediano plazo (etapa inicial).



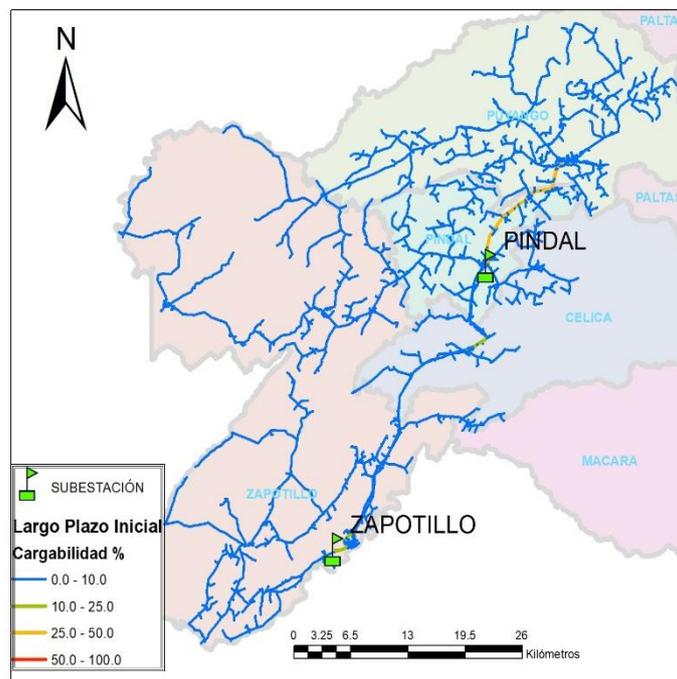
Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Anexo 10: Cargabilidad de los A/Ps en el mediano plazo (etapa final).



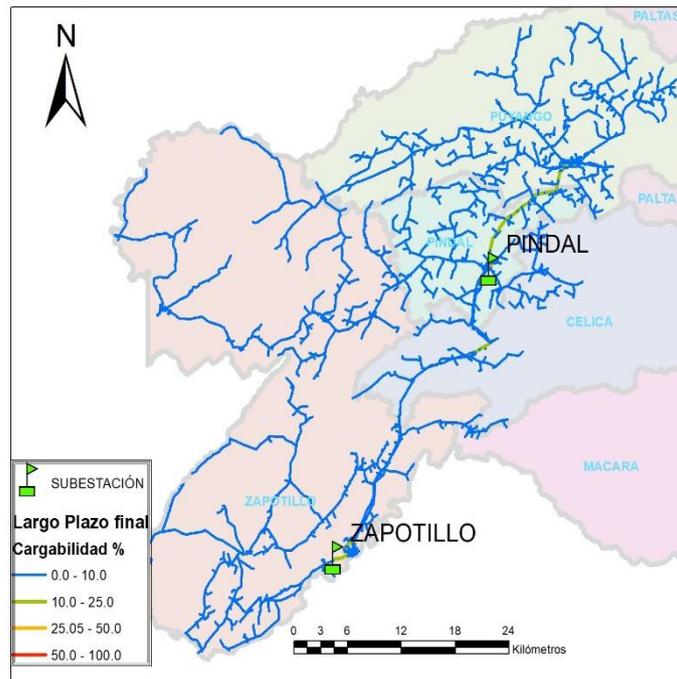
Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Anexo 11: Cargabilidad de los A/Ps en el largo plazo (etapa inicial).



Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Anexo 12: Cargabilidad de los A/Ps en el largo plazo (etapa final).



Fuente: Geodatabase EERSSA 2024-05-31

Anexo 13: Certificado de traducción del resumen



**The English[®]
Culture House**

"Master english, master the world"

Certificado No. **TECH-14-10-2024-0358-F**
Loja - Ecuador

A quien interese

Por medio del presente **The English Culture House - TECH**

CERTIFICA:

Que, el resumen para el proyecto de titulación de **DIEGO ARMANDO BLACIO LOAIZA**, con cédula N° **0704936137** y **EDWIN ROBERTO CALVA RIOFRIO**, con cédula N° **1900520527**, ha sido realizado por la **Lic. Ana Abelina Pineda Jaramillo**, **Academic Manager**, profesional que tiene conocimiento del nivel **C1** con **Certificado Internacional de Cambridge**, de acuerdo al **Marco Común Europeo de referencia MCER**.

ESPAÑOL

Tema: Estudio de reducción de pérdidas de energía en los alimentadores primarios, de la subestación eléctrica Pindal, de la EERSSA.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación permite analizar las pérdidas técnicas de potencia y energía en los alimentadores primarios Pózul, Pindal, Zapofillo, Alamor y Sabanilla de la subestación Pindal de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., para mejorar la eficiencia energética en la etapa de distribución primaria, por lo cual, se desarrolla un estudio para identificar las estrategias que contribuyan a la reducción de pérdidas cumpliendo con los niveles de voltaje establecidos en la regulación Nro. ARCERNR 002/20 (Codificada), con el análisis de crecimiento de la demanda máxima no coincidente de potencia de cada alimentador en los escenarios corto, mediano y largo plazo. La metodología se basa en el análisis de los datos históricos de demandas máximas desde enero 2019 hasta mayo 2024, proyectando hasta el año 2034; posteriormente, mediante la modelación de flujos de carga con el software Cymdist, se obtiene las variables de niveles de voltaje, pérdidas técnicas de potencia y mediante la aplicación de ecuaciones se determina las pérdidas técnicas de energía, en los escenarios propuestos; mediante la aplicación y evaluación de criterios técnicos se establece las mejores estrategias que permiten reducir las pérdidas técnicas y cumplir los niveles de voltaje.

La repotenciación con el cambio de calibre de los conductores en los alimentadores, contribuyó a disminuir las pérdidas técnicas por conducción, debido a la reducción de la resistencia eléctrica en los mismos. La mayor reducción de pérdidas técnicas de energía y potencia en los alimentadores primarios se logró en el corto plazo, con la ejecución de estrategias como la repotenciación e interconexión de los alimentadores Pindal – Alamor;

Dirección: Loja – Av. 8 de Diciembre 17-76 y Guayaquil (Zona Militar)
Email: theenglishculturehouse.info@gmail.com

Contacto: +593 967 567 666



**The English[®]
Culture House**

"Master english, master the world"

construcción de la S/E Zapotillo y reconfiguración del A/P Zapotillo, reduciendo 868,71 MWh/año que representa el 2,96 % en pérdidas de energía y 171,95 kW que representa el 3,29 % en pérdidas de potencia.

Palabras claves: eficiencia, estrategias, potencia, reconfiguración, regulación Nro. ARCERNNR 002/20, repotenciación.

ENGLISH

Topic: Study of energy loss reduction in primary feeders of Pindal electrical substation of EERSSA

SUMMARY

This thesis allows to analyze the technical losses of power and energy in the primary feeders Pózul, Pindal, Zapotillo, Alamor and Sabanilla of Pindal substation of the factory Electric Regional del Sur S.A., to improve energy efficiency in the primary distribution stage, for which a study is developed to identify the strategies that contribute to the reduction of losses complying with the voltage levels established in regulation No. ARCERNNR 002/20 (Codified), with the analysis of the growth of the maximum non-coincident power demand of each feeder in the short, medium and long term scenarios. The methodology is based on the analysis of historical data of maximum demands from January 2019 to May 2024, projecting until the year 2034; Subsequently, through load flow modeling with Cymdist software, the variables of voltage levels and technical power losses are obtained and through the application of equations, the technical energy losses are determined in the proposed scenarios; through the application and evaluation of technical criteria, the best strategies are established to reduce technical losses and meet voltage levels.

The repowering with the change of caliber of the conductors in the feeders contributed to reducing technical losses due to conduction, due to the reduction of electrical resistance in them. The greatest reduction of technical energy and power losses in the primary feeders was achieved in the short term, with the execution of strategies such as the repowering and interconnection of the Pindal – Alamor feeders, construction of the Zapotillo S/E and reconfiguration of the Zapotillo A/P, reducing 868.71 MWh/year, which represents 2.96% in energy losses and 171.95 kW, which represents 3.29% in power losses.

Keywords: efficiency, strategies, power, reconfiguration, regulation No. ARCERNNR 002/20, repowering.

Atentamente,



Lic. Ana Abellina Pineda Jaramillo
ACADEMIC MANAGER



Dirección: Loja – Av. 8 de Diciembre 17-76 y Guayaquil (Zona Militar)
Email: theenglishculturehouse.info@gmail.com

Contacto: +593 967 567 666