



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

Diagnóstico y Perspectivas de Integración de Centrales Fotovoltaicas en los Alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

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

AUTORES:

Ing. Freddy Daniel Zambrano Cuenca

Ing. Jorge Luis Zaruma Villamarín

DIRECTOR:

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, Mg. Sc.

Loja – Ecuador

2024

Certificación

Loja, 16 de octubre de 2024.

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, Mg. Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo el proceso de elaboración del Trabajo de Titulación denominado **Diagnóstico y Perspectivas de Integración de Centrales Fotovoltaicas en los Alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.**, previo a la obtención de título de **Magísteres en Conversión de Energía y Sostenibilidad**, de autoría de los estudiantes **Freddy Daniel Zambrano Cuenca** con cédula de identidad **1105136087** y **Jorge Luis Zaruma Villamarín** con cédula de identidad **1104492929**, 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. Iván Alberto Coronel Villavicencio, Mg. Sc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Nosotros, **Freddy Daniel Zambrano Cuenca** y **Jorge Luis Zaruma Villamarín**, declaramos ser autores del presente Trabajo de Titulación y eximimos expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos, de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente aceptamos y autorizamos a la Universidad Nacional de Loja la publicación de nuestro Trabajo de Titulación, en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.

Firma:

Cédula de identidad: 1105136087

Fecha: 16 de octubre de 2024.

Correo electrónico: freddy.zambrano@unl.edu.ec

Teléfono: 099 286 2372

Firma:

Cédula de identidad: 1104492929

Fecha: 16 de octubre de 2024.

Correo electrónico: jorge.l.zaruma@unl.edu.ec

Teléfono: 096 809 6705

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, **Freddy Daniel Zambrano Cuenca y Jorge Luis Zaruma Villamarín**, declaramos ser autores del Trabajo de Titulación denominado: **Diagnóstico y Perspectivas de Integración de Centrales Fotovoltaicas en los Alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.** , como requisito para optar por el título de **Magíster en Conversión de la Energía y Sostenibilidad**, autorizo 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 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 Titulación que realice un tercero.

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

Firma:

Autor: Freddy Daniel Zambrano Cuenca

Cédula de identidad: 1105136087

Dirección: García Lorca y Nicolás Guillén

Correo electrónico: freddy.zambrano@unl.edu.ec

Teléfono: 099 286 2372

Firma:

Autor: Jorge Luis Zaruma Villamarín

Cédula de identidad: 1104492929

Dirección: Segundo Cueva Celi y Segundo Puertas Moreno

Correo electrónico: jorge.l.zaruma@unl.edu.ec

Teléfono: 096 809 6705

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, MSc

Dedicatoria

Quiero dedicar esta investigación a mi familia quien siempre me ha apoyado en todos los aspectos de mi vida, por su amor incondicional y estar en cada paso de este camino. A mis padres que siempre me han enseñado el valor del esfuerzo y la perseverancia, les dedico este logro.

Freddy Daniel Zambrano Cuenca

Quiero dedicar esta investigación, con todo mi amor y gratitud, a mi familia, quienes han sido mi fuente de apoyo incondicional y motivación en cada paso de este camino. A mi madre, Marlene, por su infinita paciencia, sabiduría y amor inquebrantable. Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo y por creer en mí incluso en los momentos más difíciles. A mi padre, a mis hermanos, y a mis sobrinos, Mathias y Sarita, por su apoyo y consideración en cada etapa de este proceso. A todos ustedes, les debo no solo este trabajo, sino cada paso que he dado para alcanzar esta meta.

Jorge Luis Zaruma Villamarín

Agradecimientos

Quiero agradecer a Dios por ser mi guía, por darme la fuerza y sabiduría para alcanzar esta meta. A mi familia por creer en mí, por su paciencia, por sus consejos y acompañarme en este camino. Finalmente quiero agradecer a mi compañero de trabajo Jorge Zaruma quien con su dedicación, compromiso y colaboración ha sido fundamental para culminar esta investigación.

Freddy Daniel Zambrano Cuenca

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a Dios, por ser mi luz en los momentos de oscuridad, por darme la fortaleza y el discernimiento necesarios para superar cada obstáculo y alcanzar esta meta tan anhelada. A mi familia, por su confianza inquebrantable en mí, por su paciencia infinita, sus valiosos consejos y por acompañarme en cada paso de este camino; su apoyo ha sido el pilar fundamental para superar los desafíos y continuar adelante. A nuestro director, Ing. Iván Coronel, le agradezco su inestimable apoyo y orientación, que han sido importantes para la realización de este proyecto. Finalmente, quiero extender un especial agradecimiento a mi compañero de investigación Ing. Freddy Zambrano, cuya dedicación, compromiso y colaboración han sido esenciales en la culminación de este trabajo. Este logro es compartido, y su esfuerzo ha hecho de este proyecto una realidad.

Jorge Luis Zaruma Villamarín

Tabla de contenidos

Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización	iv
Dedicatoria.....	v
Agradecimientos.....	vi
Tabla de contenidos	vii
Índice de tablas.....	x
Índice de figuras	xi
Índice de anexos	xiii
1. Título	1
2. Resumen.....	2
Abstract.....	3
3. Introducción	4
4. Marco teórico.....	6
4.1 Capítulo I: Energía Solar Fotovoltaica	6
4.2 Capítulo II: Generación Distribuida.....	6
4.3 Capítulo III: Centrales fotovoltaicas para la generación distribuida	7
4.3.1 Principales problemas de la generación distribuida fotovoltaica	8
4.3.1.1 Flujo de potencia inversa.....	8
4.3.1.2 Aumento de voltaje y fluctuaciones.	8
4.3.1.3 Fluctuaciones de potencia reactiva.	9
4.3.1.4 Modificación de la sección de carga del alimentador.....	9
4.3.1.5 Incremento de las pérdidas.	9
4.4 Capítulo IV: Descripción de los alimentadores primarios.....	9
4.5 Capítulo V: Indicadores de voltaje.....	10
4.6 Capítulo VI: Pérdidas de potencia y energía en sistemas de distribución.....	11
4.6.1 Conceptos generales.....	11
4.6.1.1 Pérdidas técnicas.	11

4.6.1.2	Pérdidas no técnicas.....	11
4.6.2	Cálculo de pérdidas técnicas.....	11
4.6.2.1	Factor de carga.....	11
4.6.2.2	Factor de pérdidas.....	12
4.6.2.3	Cálculo de pérdidas mediante simulaciones.....	13
5.	Metodología.....	15
5.1	Área de trabajo.....	15
5.1.1	Alimentadores primarios.....	15
5.1.1.1	Malca – San Pedro.....	15
5.1.1.2	Malacatos.....	16
5.1.1.3	El Tambo.....	16
5.1.1.4	Sozoranga.....	17
5.1.1.5	Changaimina.....	18
5.1.1.6	Santa Teresita.....	18
5.1.2	Centrales Fotovoltaicas.....	19
5.1.2.1	Surenergy.....	19
5.1.2.2	Renovaloja.....	20
5.1.2.3	Lojaenergy.....	21
5.1.2.4	Gonzaenergy.....	21
5.1.2.5	San Pedro.....	22
5.1.2.6	Sabiango.....	23
5.2	Equipos y materiales.....	23
5.2.1	Equipos.....	23
5.2.2	Recursos tecnológicos.....	23
5.2.3	Recursos humanos.....	24
5.3	Procedimiento.....	24
5.3.1	Primer objetivo: Análisis del factor de potencia de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.....	24
5.3.1.1	Datos de generación fotovoltaica (2014 – 2023).....	25
5.3.1.2	Datos de SCADA.....	27
5.3.2	Segundo objetivo: Análisis de las pérdidas técnicas de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.....	30
5.3.2.1	Configuración de base CYMDIST.....	30
5.3.3	Tercer objetivo: Análisis de la caída de voltaje de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.....	32

5.4	Procesamiento y análisis de datos.....	35
5.4.1	Primero objetivo: Análisis del factor de potencia de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.....	35
5.4.1.1	Factor de potencia.....	35
5.4.1.2	Potencia activa.....	36
5.4.1.3	Relación de datos de SCADA y generación.....	37
5.4.2	Segundo objetivo: Análisis de las pérdidas técnicas de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.....	40
5.4.3	Tercer objetivo: Análisis de la caída de voltaje de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.....	44
6	Resultados.....	47
6.1	Análisis de las Potencias.....	47
6.1.1	Potencia activa en alimentadores.....	47
6.1.2	Potencia activa en centrales fotovoltaicas.....	52
6.2	Análisis del Factor de potencia.....	53
6.2.1	Factor de potencia en los alimentadores.....	53
6.2.2	Factor de potencia de centrales fotovoltaicas.....	55
6.3	Análisis de Pérdidas.....	57
6.4	Análisis de la Caída de Voltaje.....	58
7	Discusión.....	59
8	Conclusiones.....	61
9	Recomendaciones.....	62
10	Bibliografía.....	63
11	Anexos.....	64

Índice de tablas:

Tabla 1. Límites para el índice del nivel de voltaje.....	10
Tabla 2. Curvas de demanda de potencia activa de los alimentadores.....	47
Tabla 3. Curvas de potencia de generación de las centrales	53
Tabla 4. Factor de Potencia Promedio de los alimentadores primarios	54
Tabla 5. Curvas de factor de potencia de los alimentadores	54
Tabla 6. Factor de Potencia Promedio de las centrales fotovoltaicas	55
Tabla 7. Pérdidas de potencia activa de los alimentadores	57
Tabla 8. Caída de voltaje antes de la implementación de las centrales Año 2014.....	58
Tabla 9. Caída de voltaje después de la implementación de las centrales Año 2023	59

Índice de figuras:

Figura 1. Topología de conexión de un sistema eléctrico de potencia donde se encuentra conectada la generación distribuida (GD).....	7
Figura 2. Arreglo de planta solar conectada a la red.....	8
Figura 3. Alimentador primario a 13,8 kV Malca – San Pedro.....	15
Figura 4. Alimentador primario a 13,8 kV Malacatos.....	16
Figura 5. Alimentador primario a 13,8 kV El Tambo.....	17
Figura 6. Alimentador primario a 13,8 kV Sozoranga.....	17
Figura 7. Alimentador primario a 13,8 kV Changaimina.....	18
Figura 8. Alimentador primario a 13,8 kV Santa Teresita.....	19
Figura 9. Ubicación de la central fotovoltaica Surenergy.....	20
Figura 10. Ubicación de la central fotovoltaica Renovaloja.....	20
Figura 11. Ubicación de la central fotovoltaica Lojaenergy.....	21
Figura 12. Ubicación de la central fotovoltaica Gonzaenergy.....	22
Figura 13. Ubicación de la central fotovoltaica San Pedro.....	22
Figura 14. Ubicación de la central fotovoltaica Sabiango.....	23
Figura 15. Datos de generación activa bruta del 16-12-2017.....	25
Figura 16. Procesamiento generación neta activa de la central en RStudio.....	26
Figura 17. Datos procesados de generación neta activa de las centrales de generación fotovoltaica.....	26
Figura 18. Datos procesados de generación de la central Surenergy (2014 – 2023).....	27
Figura 19. Ejemplo de datos a procesar en la subestación Catamayo.....	28
Figura 20. Procesamiento de datos SCADA de la subestación Catamayo de 2017 en RStudio.....	29
Figura 21. Datos procesados de SCADA del alimentador El Tambo (2013 – 2018).....	29
Figura 22. Configuración de parámetros del sistema.....	30
Figura 23. Alimentador Malacatos en CYMDIST.....	31
Figura 24. Configuración del equivalente de fuente en la cabecera del alimentador Malacatos.....	31
Figura 25. Configuración de parámetros de demanda del alimentador Malacatos en CYMDIST.....	32
Figura 26. Configuración de parámetros de módulo de análisis de distribución de carga en CYMDIST para el alimentador Malacatos en máxima generación.....	33

Figura 27. Configuración de parámetros de módulo de análisis de flujo de carga en CYMDIST para el alimentador Malacatos en máxima generación	34
Figura 28. Potencia Activa obtenida por código en RStudio del alimentador primario Malacatos.	36
Figura 29. Potencia Activa Real del alimentador primario Malacatos	36
Figura 30. Procesamiento de datos del alimentador Malacatos para intervalos de una hora en RStudio.....	38
Figura 31. Cálculo de factores de carga y pérdidas del alimentador Malacatos en Excel	39
Figura 32. Curvas de demanda y generación del alimentador Malacatos para el día de mayor demanda en noviembre 2023.....	39
Figura 33. Datos para simulación en CYMDIST para el día de mayor demanda.....	40
Figura 34. Curvas de demanda y generación del alimentador Changaimina para el día de mayor demanda en noviembre 2023.....	41
Figura 35. Configuración de la cabecera del alimentador Changaimina durante la máxima radiación en CYMDIST	42
Figura 36. Configuración de la central fotovoltaica durante la máxima generación en CYMDIST	43
Figura 37. Análisis de pérdidas del alimentador Malca – San Pedro para las simulaciones en CYMDIST	45
Figura 38. Análisis de caída de voltaje del alimentador Malca – San Pedro para las simulaciones en CYMDIST	45
Figura 39. Comparación de caída de voltaje en máxima generación del alimentador Malca – San Pedro.....	46
Figura 40. Curva de demanda real del A/P Malacatos.....	48
Figura 41. Curva de demanda real del A/P El Tambo	48
Figura 42. Curva de demanda real del A/P Malca – San Pedro	49
Figura 43. Curva de demanda real del A/P Changaimina	49
Figura 44. Curva de demanda real del A/P Santa Teresita	50
Figura 45. Curva de demanda real del A/P Sozoranga	50
Figura 46. Curva de demanda de potencia activa semanal de la S/E Gonzanamá.....	51
Figura 47. Curva de demanda de potencia reactiva semanal de la S/E Gonzanamá.....	52
Figura 48. Gráfica del Factor de potencia promedio de las centrales fotovoltaicas	56

Índice de anexos:

Anexo 1. Códigos R para procesamiento de datos SCADA 2013 – 2018.....	64
Anexo 2. Códigos R para procesamiento de datos SCADA_Energía	66
Anexo 3. Códigos R para procesamiento de datos Generación hasta noviembre 2014 ...	68
Anexo 4. Códigos R para procesamiento de datos Generación desde diciembre 2014 hasta 2023	71
Anexo 5. Procesamiento del factor de potencia	74
Anexo 6. Detalle de las pérdidas en cada alimentador.....	80
Anexo 7. Certificación de traducción del resumen.....	83

1. Título

**Diagnóstico y Perspectivas de Integración de Centrales Fotovoltaicas en los
Alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.**

2. Resumen

La integración de tecnologías renovables para generación de energía es determinante para reducir la dependencia de combustibles fósiles. En Ecuador la energía renovable es predominante, sin embargo, la contribución solar es mínima, representando solo el 0,13% de la generación eléctrica. Es importante analizar las consecuencias de la instalación de centrales fotovoltaicas en la red de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA). El objetivo del estudio fue analizar el impacto de estas centrales en los alimentadores de la EERSSA. El análisis inicia con el procesamiento de datos SCADA de 2013 a 2023 mediante Big Data y las simulaciones en CYMDIST del comportamiento antes y después de la entrada de las centrales fotovoltaicas. Se evalúan parámetros como flujos de potencia, factor de potencia, caída de voltaje y pérdidas técnicas en los alimentadores primarios de Malacatos, El Tambo, Malca – San Pedro, Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga. El estudio encontró que la integración de las centrales fotovoltaicas causó flujos inversos de potencia, especialmente en alimentadores de baja carga como Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga. La generación fotovoltaica también afectó el factor de potencia, siendo más notable en alimentadores con mayor densidad de carga. Además, se observó que la generación fotovoltaica mejoró la caída de voltaje en alimentadores permitiendo estar dentro de los límites establecidos en la regulación. La integración de las centrales fotovoltaicas en los alimentadores de la EERSSA provoca cambios significativos en la red de distribución como la mejora de la calidad del voltaje, aunque incrementa las pérdidas en alimentadores de baja carga. Es crucial considerar estos efectos al planificar futuras instalaciones, garantizando que la red pueda absorber y gestionar eficientemente la generación distribuida fotovoltaica.

Abstract

The integration of renewable technologies for energy generation is crucial to reduce dependence on fossil fuels. In Ecuador, renewable energy is predominant, however, the solar contribution is minimal, representing only 0.13% of electricity generation. It is important to analyze the consequences of the installation of photovoltaic plants in the network of the Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA). The objective of the study was to analyze the impact of these plants on the EERSSA feeders. The analysis begins with the processing of SCADA data from 2013 to 2023 using Big Data and simulations in CYMDIST of the behavior before and after the entry of the photovoltaic plants. Parameters such as power flows, power factor, voltage drop and technical losses are evaluated in the primary feeders of Malacatos, El Tambo, Malca – San Pedro, Changaimina, Santa Teresita and Sozoranga. The study found that the integration of PV plants caused reverse power flows, especially in low-load feeders such as Changaimina, Santa Teresita and Sozoranga. PV generation also affected the power factor, being more noticeable in feeders with higher load density. In addition, it was observed that PV generation improved the voltage drop in feeders allowing to be within the limits established in the regulation. The integration of PV plants in EERSSA feeders causes significant changes in the distribution network such as improved voltage quality, although it increases losses in low-load feeders. It is crucial to consider these effects when planning future installations, ensuring that the network can efficiently absorb and manage PV distributed generation.

3. Introducción

El presente proyecto de investigación se centra en el **diagnóstico y las perspectivas de integración de centrales fotovoltaicas en los alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA)**. La investigación aborda cómo la implementación de estas centrales impacta en los parámetros eléctricos de la red, tales como el voltaje, la corriente y la potencia.

La introducción de tecnologías para la generación de electricidad a partir de fuentes renovables ha sido una respuesta clave para abordar el desafío del cambio climático, reduciendo así la dependencia de los combustibles fósiles y sus emisiones de gases de efecto invernadero. En Ecuador, según el Plan Maestro de Electricidad (2018), una proporción significativa, el 27.32%, de la producción de electricidad aún depende de recursos no renovables, mientras que el 72.32% proviene de fuentes renovables, principalmente la generación hidroeléctrica. Sin embargo, la contribución de la energía solar es mínima, representando solo el 0.13% de la generación eléctrica.

En la provincia de Loja, por ejemplo, se han instalado centrales fotovoltaicas que se conectan a la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA). Estas centrales se integran en la categoría de generación distribuida y se conectan a múltiples alimentadores primarios, lo que implica un cambio en los parámetros eléctricos, como el voltaje, la corriente y la potencia, a lo largo de la red.

En la Regulación Nro. ARCERNNR 002/20 (2020), se establece límites para la calidad del servicio eléctrico, que constantemente son monitoreados por la Agencia de Regulación ARCERNNR, por lo que las distribuidoras deben realizar acciones orientadas a lograr el cumplimiento de estos límites.

La provincia de Loja se caracteriza por un gran potencial de generación solar, donde se han instalado proyectos fotovoltaicos para aprovechar este potencial. Conocer el aporte de estos proyectos fotovoltaicos al cumplimiento de los límites de Regulación Nro. ARCERNNR 002/20 (2020), permite estimar un posible aporte en las redes de la EERSSA con la implementación de proyectos similares futuros.

En Álvarez et al. (2017) se analiza que el impacto del ingreso de una central fotovoltaica en una red de distribución de medio voltaje, plantea algunos desafíos importantes, como el hecho de que es fundamental que las redes de distribución tengan la capacidad de absorber y gestionar eficientemente la energía generada por estas centrales. Además, se requiere una coordinación adecuada de las protecciones de los equipos conectados a la red, como los

reconectores, para garantizar la seguridad y la estabilidad del sistema, dado que la entrada de energía puede alterar los valores de corriente de cortocircuito.

En Katiraei & Agüero (2011) se determina que, en estado estacionario, los impactos más comunes esperados de la generación distribuida fotovoltaica son flujo de potencia inversa, sobrevoltaje y fluctuaciones de voltaje, flujo de potencia reactiva, incremento en las pérdidas de potencia.

A pesar de estos desafíos, la generación distribuida también ofrece ventajas, como la mejora de los niveles de voltaje en áreas cercanas a las centrales (Musse et al., 2017). Sin embargo, para aprovechar al máximo estos beneficios, es crucial tener un conocimiento detallado de la ubicación óptima para la instalación de las centrales, lo que resalta la importancia de realizar estudios de viabilidad y planificación adecuados. En este contexto, surge la necesidad de investigar y comprender el impacto completo de la integración de la generación distribuida fotovoltaica en las redes de distribución eléctrica.

El presente proyecto pretende analizar el impacto antes y después de la integración de las Centrales fotovoltaicas en los alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. para lo cual se describe las condiciones actuales de las centrales solares y su conexión a 13,8 kV a los alimentadores primarios Malacatos, El Tambo, Malca – San Pedro, Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga. Además, realizar un análisis de la calidad del voltaje de los seis alimentadores antes de la implementación de las centrales fotovoltaicas, utilizando datos históricos de SCADA y mediciones a través de procesos Big Data y simulación en CYMDIST. Finalmente se elabora un análisis de la calidad del voltaje de los alimentadores en las condiciones actuales, luego de la implementación de las centrales fotovoltaicas utilizando datos históricos de SCADA y mediciones a través de procesos Big Data y simulación en CYMDIST.

Este trabajo tiene como alcance evaluar el impacto de las centrales fotovoltaicas ya instaladas en los alimentadores de la EERSSA con respecto a calidad de voltaje, utilizando datos históricos y simulaciones. Una limitación significativa es la disponibilidad de datos precisos y actualizados.

4. Marco teórico

4.1 Capítulo I: Energía Solar Fotovoltaica

Según Padiyar & Kulkarni (2019) la energía solar puede convertirse en electricidad de dos formas diferentes:

- A través del calentamiento de un material el cual sirve para producir vapor. Este vapor se utiliza para mover una turbina acoplada a un generador y producir electricidad.
- La segunda forma es a través de células fotovoltaicas la cuales producen un voltaje por el choque de fotones la unión P-N de un semiconductor.

El presente estudio se dedica a estudiar la generación eléctrica con paneles fotovoltaicos.

4.2 Capítulo II: Generación Distribuida

Según el estándar IEEE Std 1547-2003, la generación distribuida son fuentes de energía eléctrica que no están conectadas directamente a un sistema de transmisión. Estas fuentes pueden ser generadores o tecnologías de almacenamiento de energía conectadas en un sistema eléctrico de potencia como se observa en la **Figura 1**.

En el estándar IEEE Std 1547-2003, se establece que los requisitos que debe cumplir la generación distribuida son:

- Regulación de Voltaje: La generación distribuida no regula activamente el voltaje del sistema eléctrico de potencia (SEP) en el punto de acoplamiento común (PCC) para evitar que los voltajes en otros SEP locales excedan los límites de regulación establecida en la normativa ANSI C84.1-1995, Rango A.
- Integración con la puesta a tierra del área del SEP: el esquema de puesta a tierra de la generación distribuida no debe causar sobrevoltajes que excedan los límites de los equipos conectados al SEP y además no debe interrumpir la coordinación de protecciones contra fallas a tierra del SEP.
- Sincronización: la generación distribuida debe conectarse en paralelo sin causar fluctuaciones de voltaje en el PCC mayor al del nivel de voltaje prevaleciente del área del SEP.
- Energización Inadvertida: la generación distribuida no debe energizar el área del SEP cuando se encuentre desenergizada.
- Provisiones de monitoreo: cada unidad de generación distribuida de 250 kVA o más conectada a un PCC debe contar con un monitoreo de su estado de conexión, es decir, la potencia activa y reactiva de salida, y el voltaje en el punto de conexión de la generación distribuida.

- Dispositivo de aislamiento: cuando el área del SEP lo requiera, se debe contar con un sistema de aislamiento entre la generación distribuida y el SEP.
- Integridad de interconexión: requiere que la generación distribuida cuente con protección electromagnética, capacidad de soportar sobrevoltajes y que el dispositivo de interconexión con el SEP tenga la capacidad de soportar el 220% de la tensión nominal del sistema de interconexión.

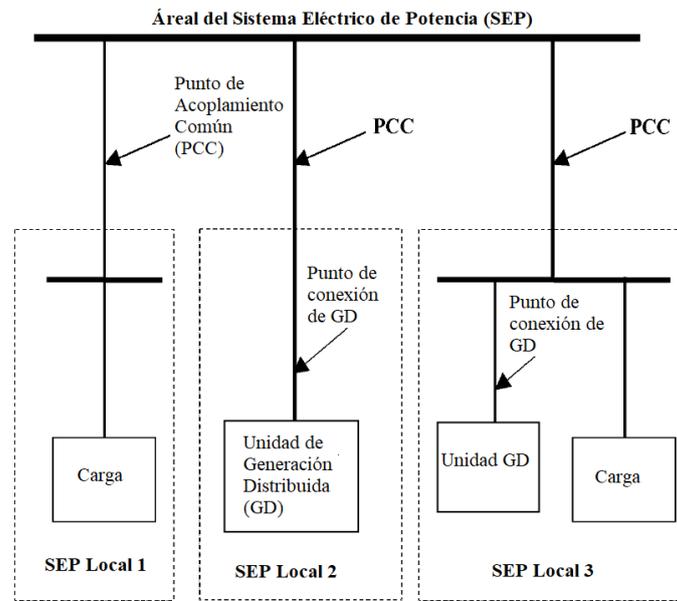


Figura 1. Topología de conexión de un sistema eléctrico de potencia donde se encuentra conectada la generación distribuida (GD).

Fuente: (IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2000)

4.3 Capítulo III: Centrales fotovoltaicas para la generación distribuida

Una planta solar puede ser utilizada para alimentar una sola carga, un sistema de almacenamiento como baterías, una red externa o una combinación de todas (Padiyar & Kulkarni, 2019), puede ser configurado como un sistema aislado o conectado a la red.

Según Padiyar & Kulkarni (2019) en sistemas de generación solar fotovoltaica conectados a la red eléctrica, es indispensable el uso de convertidores electrónicos de potencia. Estos equipos permiten regular el voltaje de salida y la frecuencia para sincronizarse adecuadamente con la red (ver **Figura 2**). Cuando la red a la cual se interconecta la planta solar tiene una gran capacidad y robustez, la naturaleza intermitente de la generación fotovoltaica no afecta de manera significativa la estabilidad del voltaje y la frecuencia del sistema eléctrico. Sin embargo, en redes más pequeñas o débiles, las fluctuaciones de potencia provenientes de los paneles solares pueden causar problemas de estabilidad que deben ser adecuadamente gestionados mediante el control de los convertidores y otras medidas de mitigación.

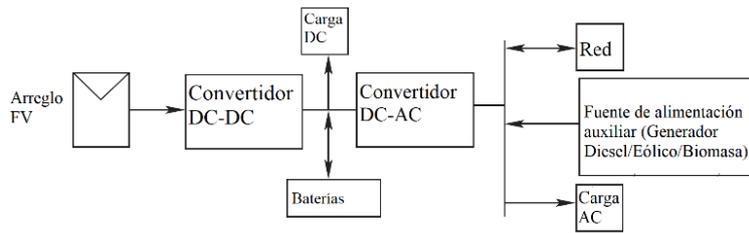


Figura 2. Arreglo de planta solar conectada a la red.

Fuente: (Padiyar & Kulkarni, 2019)

4.3.1 Principales problemas de la generación distribuida fotovoltaica

En Tran et al. (2018) se aborda los problemas de la integración de generación fotovoltaica en la red como: variabilidad en los niveles de voltaje, variación de la potencia generada, desbalance de voltaje entre fases, ingreso de armónicos a la red, problemas de protecciones y estabilidad debido a un gran número de inversores conectados a la red.

4.3.1.1 **Flujo de potencia inversa.** Para el caso de las centrales fotovoltaicas conectadas a los alimentadores primarios de la EERSSA se detectaron variaciones en la potencia generada que produce oscilaciones en las mediciones de los equipos instalados en las subestaciones. Uno de los problemas es un flujo inverso que atraviesa el interruptor de la cabecera del alimentador. En Katiraei & Agüero (2011) indica que un flujo inverso afecta la coordinación de protecciones y la operación adecuada de reguladores de voltaje.

4.3.1.2 **Aumento de voltaje y fluctuaciones.** La generación distribuida fotovoltaica causa problemas como el aumento y variaciones de voltaje debido a la intermitencia de su entrada y salida, especialmente cuando se conectan al final de alimentadores largos y ligeramente cargados (Katiraei & Agüero, 2011).

En la EERSSA, la mayor parte de centrales fotovoltaicas se encuentran conectadas al final de los alimentadores, algunos de estos tienen una carga ligera mientras que otros alimentadores se encuentran con una mayor concentración de carga. Para mitigar estos impactos, se pueden modificar los ajustes de los bancos de capacitores, evitar el uso de capacitores fijos y ajustar la referencia de voltaje en los reguladores.

La solución más efectiva es operar las plantas solares con factores de potencia adelantados. El aumento y las fluctuaciones de voltaje afectan los perfiles de voltaje de los alimentadores, lo que puede provocar operaciones frecuentes de transformadores con control de carga (LTCs), reguladores de voltaje de línea (VRs) y bancos de capacitores controlados por voltaje. Esto lleva a cambios de voltaje adicionales y variaciones en intervalos de minutos, debido a retrasos en el control de estos dispositivos. La operación más frecuente reduce la vida útil de los dispositivos y aumenta el mantenimiento.

4.3.1.3 Fluctuaciones de potencia reactiva. En Katiraei & Agüero (2011) indica que el encendido y apagado frecuente de bancos de capacitores controlados por voltaje y la operación frecuente de LTCs y reguladores de voltaje de línea llevan a fluctuaciones en el flujo de potencia reactiva. Este fenómeno ocurre debido a la variación del flujo de potencia causada por la generación distribuida. La desconexión de bancos de capacitores implica que esta potencia reactiva debe ser suministrada por el sistema de transmisión. Esto puede tener importantes impactos económicos dado que transmitir potencia reactiva es más costoso que suministrarla localmente. También tiene varias implicaciones para subestaciones de distribución y líneas de transmisión, como el aumento de pérdidas y la carga en subestaciones/líneas de transmisión.

4.3.1.4 Modificación de la sección de carga del alimentador. La ubicación de las plantas fotovoltaicas de generación distribuida puede afectar significativamente la carga de las secciones de los alimentadores. Por lo tanto, antes de instalar plantas solares a escala de servicios públicos, es necesario verificar que las secciones de los alimentadores situadas entre las centrales y la subestación tengan suficiente capacidad disponible para distribuir el excedente de energía de las centrales luego de abastecer la carga. De igual manera, es necesario verificar que las características de los interruptores de distribución y el equipo no se excedan.

4.3.1.5 Incremento de las pérdidas. En Katiraei & Agüero (2011) se indica que el impacto de la generación distribuida fotovoltaica en las pérdidas es similar a su efecto en la carga de la sección. Es decir, para niveles de penetración bajos a moderados, las pérdidas en las líneas tienden a disminuir hasta alcanzar un mínimo. Para niveles altos de penetración fotovoltaica, las pérdidas en las líneas tienden a aumentar por varias razones. Por ejemplo, la carga de las líneas de distribución bajo alta penetración de energía fotovoltaica puede ser mayor que las condiciones normales de carga del alimentador. Otra razón puede ser la falta de suministro local de potencia reactiva a través de bancos de capacitores. Además, el aumento del voltaje nodal causado por la alta penetración de las centrales solares incrementa las pérdidas sin carga de los transformadores de distribución.

4.4 Capítulo IV: Descripción de los alimentadores primarios

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A, con corte a junio de 2024, cuenta con 24 subestaciones y 80 alimentadores primarios de distribución en las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza de la provincia de Morona Santiago. Los niveles de voltaje para media tensión son 13,8 y 22 kV. El presente estudio se enmarca en seis alimentadores de 13,8 kV, de cinco subestaciones de la provincia de Loja:

- Alimentador Malacatos de la subestación Vilcabamba.

- Alimentador El Tambo de la subestación Catamayo.
- Alimentador Malca – San Pedro de la subestación Catamayo.
- Alimentador Changaimina de la subestación Gonzanamá.
- Alimentador Santa Teresita de la subestación Cariamanga.
- Alimentador Sozoranga de la subestación Macará.

Cada uno de estos alimentadores tiene conectada una central fotovoltaica:

- Surenergy en el alimentador Malacatos.
- Renovaloja en el alimentador El Tambo.
- Lojaenergy en el alimentador Malca – San Pedro.
- San Pedro en el alimentador Changaimina.
- Gonzaenergy en el alimentador Santa Teresita.
- Sabiango en el alimentador Sozoranga.

En el capítulo 5.1 se realiza una descripción más detallada de los alimentadores y de las centrales fotovoltaicas.

4.5 Capítulo V: Indicadores de voltaje

La calidad de nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución, según la Regulación Nro. ARCERNR 002/20 (2020) se determina según:

$$\nabla V_k = \frac{V_k - V_N}{V_n} \times 100 \quad [\%] \quad (1)$$

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 en un intervalo de 10 minutos.

V_N = Voltaje Nominal en el punto k .

En la Tabla 1 se muestra el rango de variación de voltaje permitido en el Ecuador según el nivel de voltaje.

Tabla 1: Límites para el índice del nivel de voltaje

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

Fuente: Regulación Nro. ARCERNR 002/20 (2020).

En Ramírez (2004), se señala que mayor caída de voltaje en la red de distribución se presenta en la demanda máxima.

4.6 Capítulo VI: Pérdidas de potencia y energía en sistemas de distribución

4.6.1 Conceptos generales

En Pascual et al. (2008) y Ramírez (2004) se establece que las pérdidas de energía en las redes de distribución eléctricas son de dos tipos: pérdidas técnicas o físicas y pérdidas no técnicas o negras.

Según Ramírez (2004), las pérdidas en sistemas eléctricos son tanto de potencia como de energía, y ambos tipos de pérdidas conllevan un costo económico para las distribuidoras; siendo el costo de las pérdidas de potencia el costo marginal de inversión de capital que se requiere para transmitir esa potencia adicional en las redes de distribución y el costo de las pérdidas de energía el costo marginal de producir y transportar la energía desde las centrales de generación hasta un punto.

En Ramírez (2004), se señala que las mayores pérdidas de potencia y de energía se producen en la demanda máxima.

4.6.1.1 Pérdidas técnicas. Las pérdidas técnicas, según Pascual et al. (2008), son aquellas que se producen como consecuencia de la circulación de la corriente y la presencia de voltaje en las redes de distribución y se producen principalmente por efecto Joule. Este tipo de pérdidas, también llamadas físicas, según Ramírez (2004), se producen en los conductores, tanto aéreos como subterráneos de los alimentadores primarios y en los devanados y núcleos de los transformadores de distribución.

4.6.1.2 Pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas, según Pascual et al. (2008), son aquellas que corresponden a la energía suministrada, pero no medida. Este tipo de pérdidas, también llamadas negras, según Ramírez (2004), corresponden a energía no facturada por fraude, descalibración de medidores de energía, errores de facturación, entre otros.

4.6.2 Cálculo de pérdidas técnicas

4.6.2.1 Factor de carga. En Ramírez (2004), se establece que una forma de calcular el factor de carga para un intervalo de tiempo consiste en relacionar la demanda promedio y la demanda máxima durante ese intervalo:

$$F_C = \frac{D_P}{D_M} \quad (2)$$

donde

D_P = Demanda promedio

D_M = Demanda máxima

Considerando que el intervalo de tiempo puede ser anual, mensual, semanal o diario, se establecen algunas relaciones entre el factor de carga, dependiendo si el intervalo de tiempo analizado corresponde a un día, una semana, un mes o un año:

$$F_C \text{ anual} < F_C \text{ mensual} < F_C \text{ semanal} < F_C \text{ diario} \quad (3)$$

4.6.2.2 Factor de pérdidas. En Ramírez (2004), se define este parámetro como el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico (máxima demanda) para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales de la red de distribución en un periodo de tiempo especificado.

Se establecen algunas formas de cálculo de este factor:

- En base a la demanda promedio y la demanda máxima:

$$F_{per}(\%) = \frac{D_P^2}{D_M^2} \times 100 \quad (4)$$

- En base a las demandas reales y la demanda máxima:

$$F_{per}(\%) = \frac{\sum D_i^2 \times h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (5)$$

donde

D_i = Demanda en cada intervalo de tiempo

D_M = Demanda en cada intervalo de tiempo

T = Número de horas del periodo de tiempo considerado

- En función del factor de carga (fórmula de Buller y Woodrow):

$$F_{per} = C \times F_C + (1 - C) \times F_C^2 \quad (6)$$

donde C es un coeficiente variable que depende de estadísticas.

A partir de esta ecuación, en Ramírez (2004) se establece que existen dos formas ampliamente utilizadas en la práctica para calcular el factor de pérdidas, una europea y otra americana:

$$F_{per} = 0,3F_C + 0,7F_C^2 \quad \text{práctica europea} \quad (7)$$

$$F_{per} = 0,4F_C + 0,6F_C^2 \quad \text{práctica americana} \quad (8)$$

Otra metodología para el cálculo del factor de pérdidas fue establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), a través del documento MEER (2016). El cálculo del factor de pérdidas se establece según:

$$F_{per} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{D_{Pi} \cdot \cos \varphi_{max}}{D_{Pmax} \cdot \cos \varphi_i} \right)}{n} \quad (9)$$

donde

D_{Pi} = Demanda en cada intervalo de tiempo

D_{Pmax} = Demanda máxima coincidente de todo el intervalo de análisis

$\cos \varphi_{max}$ = Factor de potencia en demanda máxima

$\cos \varphi_i$ = Factor de potencia en el intervalo de demanda i

4.6.2.3 Cálculo de pérdidas mediante simulaciones. En MEER (2016), se establecen lineamientos para obtener las pérdidas técnicas de potencia y energía mediante simulaciones en CYMDIST. El procedimiento utilizado para determinar las pérdidas de potencia mediante simulaciones, junto con la configuración del CYMDIST se explicará en detalle más adelante, en la Metodología.

En MEER (2016), se establece que, una vez ejecutadas las simulaciones, se puede obtener las pérdidas de energía a través de las pérdidas de potencia resultado de las simulaciones, mediante las siguientes ecuaciones:

- Pérdidas en la red de medio voltaje (líneas aéreas y subterráneas):

$$\text{Pérdidas de energía} = 24 \times F_{per} \times \text{número de días} \times D_{RL-m\acute{a}x} \quad (10)$$

donde

$D_{RL-m\acute{a}x}$ = Pérdidas de potencia en demanda máxima resultado de la simulación.

F_{per} = Factor de pérdidas

- Pérdidas en los transformadores (núcleo):

$$\text{Pérdidas de energía núcleo} = 24 \times \text{número de días} \times D_{NT-m\acute{a}x} \quad (11)$$

donde

$D_{NT-m\acute{a}x}$ = Pérdidas de potencia en el núcleo de los transformadores en demanda máxima resultado de la simulación.

Estas pérdidas corresponden a las pérdidas en vacío o también llamadas pérdidas en el hierro de los transformadores.

- Pérdidas en los transformadores (bobinas):

$$\text{Pérdidas de energía bobinas} = 24 \times F_{per} \times \text{número de días} \times D_{BT-m\acute{a}x} \quad (12)$$

donde

$D_{BT-m\acute{a}x}$ = Pérdidas de potencia en las bobinas de los transformadores a demanda máxima resultado de la simulación.

F_{per} = Factor de pérdidas

Estas pérdidas corresponden a las pérdidas con carga o también llamadas pérdidas en el cobre de los transformadores.

Según el procedimiento del MEER, se debe tener algunas consideraciones antes de realizar las simulaciones:

- Las simulaciones deben realizarse en condiciones normales de funcionamiento, es decir, sin tomar en cuenta transferencias de carga ni condiciones atípicas, por fallas en las redes de distribución. Esto se hace con el fin de que los factores de carga y pérdida no se distorsionen por valores de demanda máxima elevados registrados durante las transferencias de carga y fallas por cortocircuitos.
- Si una transferencia de carga tiene una duración mayor a 7 días, se deberá considerar como la nueva topología de red, caso contrario las demandas de ese periodo que dura la transferencia deben ser sustituidas por registros de la semana anterior.
- Cuando una medición no sea válida, por daño del medidor, errores en la recolección de datos, pérdida de comunicación, se debe tomar la última medición válida.
- Se recomienda que el intervalo de medición sea de 15 minutos, pero se aceptarán intervalos de medición de una hora.
- El análisis de transferencias y condiciones atípicas será necesario para la gestión y planificación propia de las distribuidoras.

5. Metodología

5.1 Área de trabajo

5.1.1 Alimentadores primarios

En la provincia de Loja, existen seis centrales fotovoltaicas, que se interconectan a seis alimentadores primarios de la EERSSA, a 13,8 kV.

5.1.1.1 Malca – San Pedro. El alimentador Malca – San Pedro se lo puede observar en la Figura 3, el cual parte de la subestación Catamayo de 69 kV/13,8 kV, con coordenadas X: 680 670 Y: 9 560 138 y suministra servicio eléctrico a la parroquia San Pedro de la Bendita del cantón Catamayo y a las parroquias El Cisne y Gualiel del cantón Loja. El alimentador tiene una extensión de 136,74 km y una carga instalada de 10,66 MVA, con puntos de interconexión con los alimentadores Chuquiribamba y Catamayo.

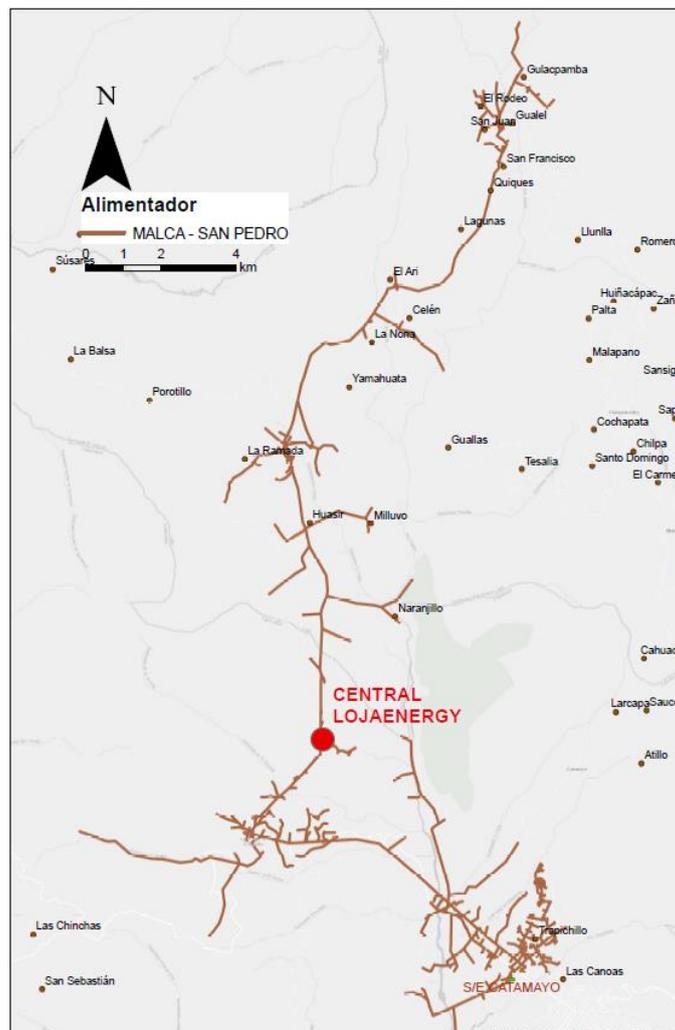


Figura 3. Alimentador primario a 13,8 kV Malca – San Pedro.

Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.1.2 Malacatos. El alimentador Malacatos, que se observa en la Figura 4, parte de la subestación Vilcabamba de 69 kV/13,8 kV, con coordenadas X: 695 410 Y: 9 532 199 y suministra servicio eléctrico a la parroquia Malacatos del cantón Loja y parte de las parroquias Purunumá del cantón Gonzanamá y El Tambo del cantón Catamayo. El alimentador tiene una extensión de 115,79 km y una carga instalada de 7,44 MVA, con puntos de interconexión con los alimentadores Vilcabamba, Rumishitana y El Tambo.

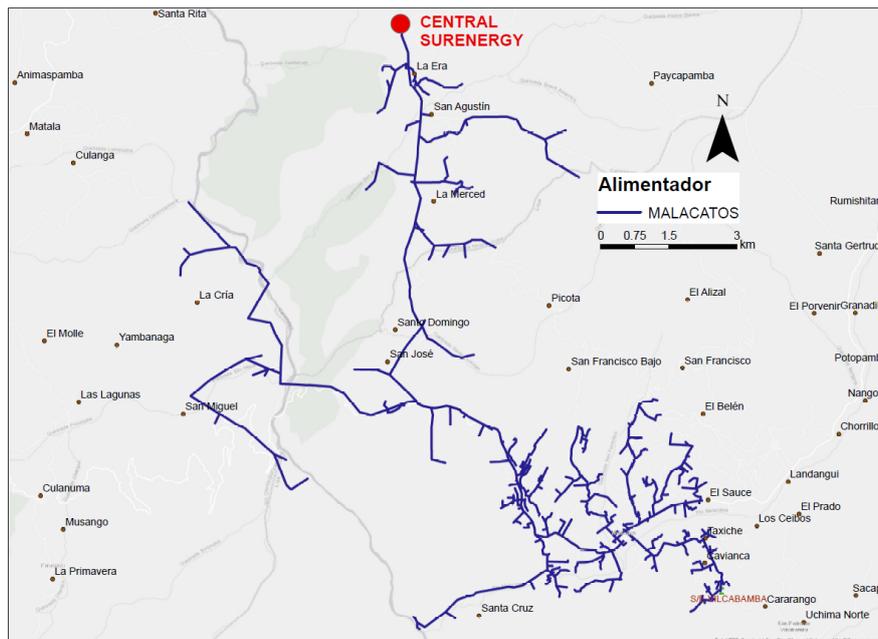


Figura 4. Alimentador primario a 13,8 kV Malacatos.
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.1.3 El Tambo. El alimentador El Tambo de la Figura 5, parte de la subestación Catamayo de 69 kV/13,8 kV, con coordenadas X: 680 670 Y: 9 560 138 y suministra servicio eléctrico a parte de las parroquias El Tambo, Catamayo y San Pedro del cantón Catamayo y parte de la parroquia Nambacola del cantón Gonzanamá. El alimentador tiene una extensión de 183,2 km y una carga instalada de 12,42 MVA, con puntos de interconexión con los alimentadores Catamayo y Malacatos.

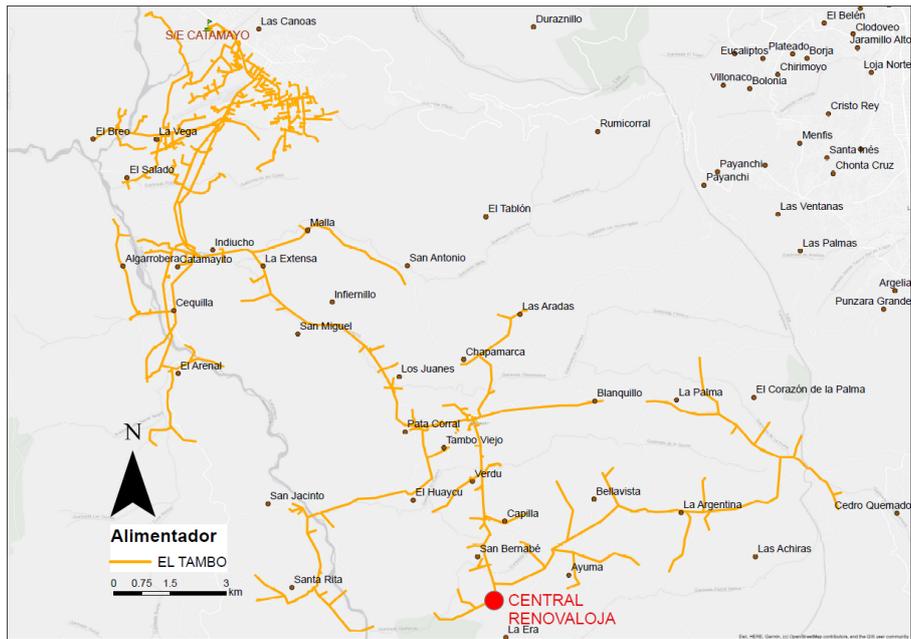


Figura 5. Alimentador primario a 13,8 kV El Tambo.
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.1.4 Sozoranga. El alimentador Sozoranga, de la Figura 6, parte de la subestación Macará de 69 kV/13,8 kV, con coordenadas X: 617 710 Y: 9 516 929 y suministra servicio eléctrico a todo el cantón Sozoranga y a las parroquias Sabiango y La Victoria del cantón Macará. El alimentador tiene una extensión de 281,37 km y una carga instalada de 4,67 MVA, con puntos de interconexión con los alimentadores Changaimina y Cariamanga 1.

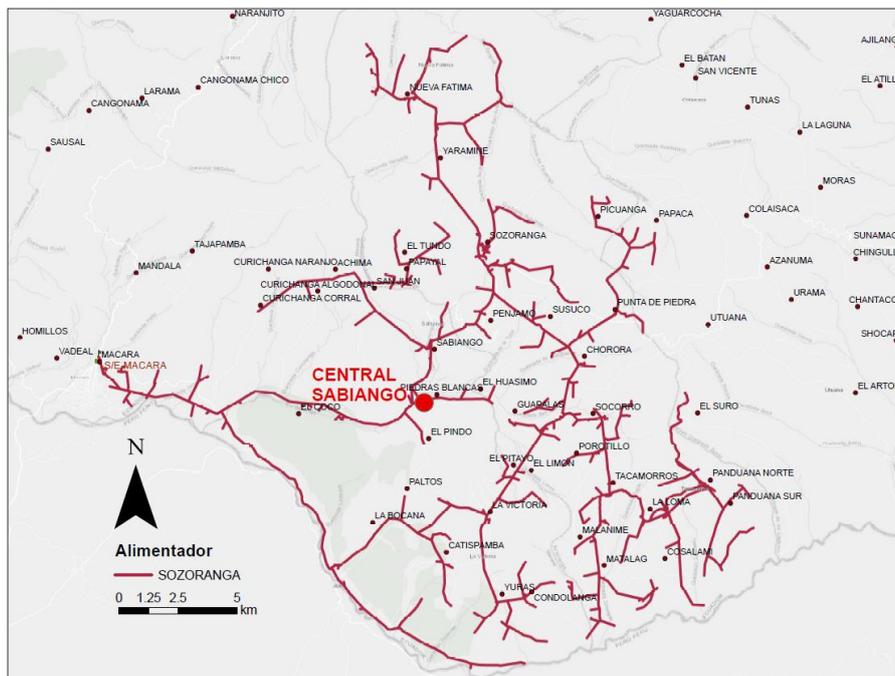


Figura 6. Alimentador primario a 13,8 kV Sozoranga
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.1.5 Changaimina. El alimentador Changaimina, de la **Figura 7**, parte de la subestación Gonzanamá de 69 kV/13,8 kV, con coordenadas X: 673 152 Y: 9 532 472 y suministra servicio eléctrico a la zona occidental de las parroquias urbanas del cantón Gonzanamá y del cantón Quilanga. El alimentador tiene una extensión de 36,25 km y una carga instalada de 0,75 MVA, con puntos de interconexión con los alimentadores Santa Teresita y Quilanga.



Figura 7. Alimentador primario a 13,8 kV Changaimina
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.1.6 Santa Teresita. En la **Figura 8**, se observa el alimentador Santa Teresita el cual parte de la subestación Cariamanga de 69 kV/13,8 kV, con coordenadas X: 660 717 Y: 9 522 642 y suministra servicio eléctrico a las parroquias Sacapalca y Changaimina del cantón Gonzanamá y a la parroquia Chile del cantón Cariamanga. El alimentador tiene una extensión de 287,59 km y una carga instalada de 5,4 MVA, con puntos de interconexión con los alimentadores Changaimina y Cariamanga 1.

En el punto de interconexión de los alimentadores Santa Teresita y Changaimina hay un reconector denominado Lanzaca y junto a este reconector se ubican las plantas fotovoltaicas Gonzaenergy y San Pedro.

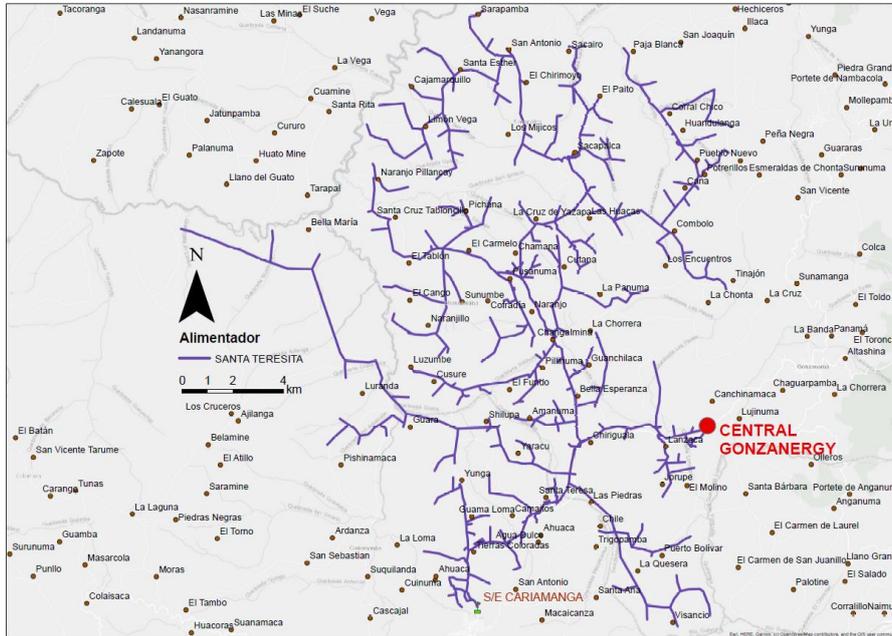


Figura 8. Alimentador primario a 13,8 kV Santa Teresita
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.2 Centrales Fotovoltaicas

En la provincia de Loja, existen seis centrales fotovoltaicas, que se interconectan a alimentadores primarios de la EERSSA, a 13,8 kV.

5.1.2.1 Surenergy. La central fotovoltaica Surenergy está ubicada en la vía El Tambo Malacatos, en la parroquia El Tambo del cantón Camayo de la provincia de Loja, en las coordenadas UTM 17 Sur: X = 688 438, Y = 9 544 672, según se muestra en la **Figura 9**. La potencia instalada de la central es de 999 kW y está conectada al alimentador Malacatos de la EERSSA. Entró en operación comercial el 11 de noviembre de 2014.



Figura 9. Ubicación de la central fotovoltaica Surenergy
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.2.2 Renovaloja. La central fotovoltaica Renovaloja está ubicada en la vía El Tambo Malacatos, en la parroquia El Tambo del cantón Camayo de la provincia de Loja, en las coordenadas UTM 17 Sur: X = 688 461,39, Y = 9 544 764,86, según se muestra en la **Figura 10**. La potencia instalada de la central es de 700 kW y está conectada al alimentador El Tambo de la EERSSA. Entró en operación comercial el 11 de noviembre de 2014.

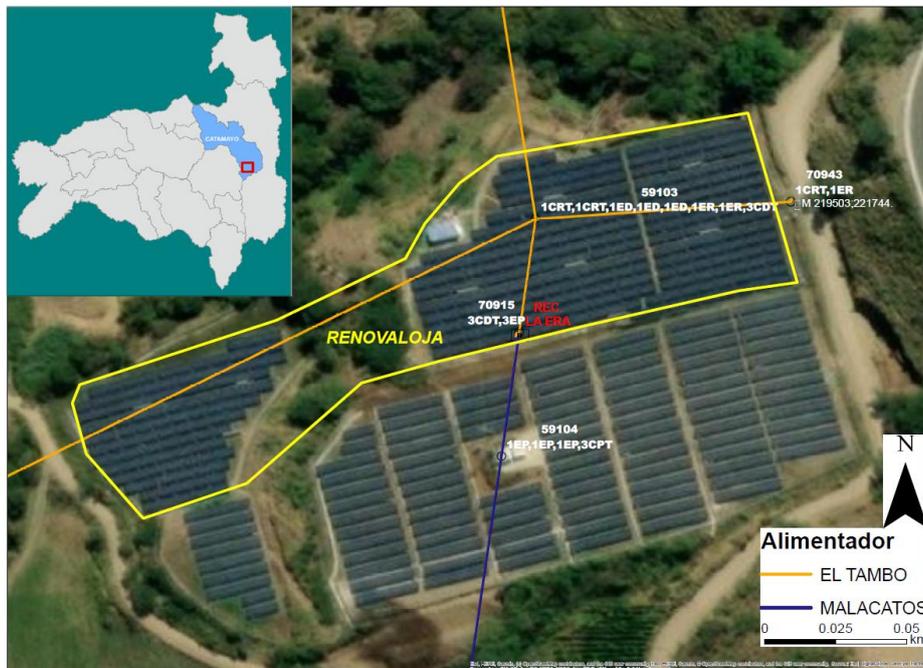


Figura 10. Ubicación de la central fotovoltaica Renovaloja
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.2.3 Lojaenergy. La central fotovoltaica Lojaenergy está ubicada en San Pedro de la Bendita, en la parroquia San Pedro de la Bendita del cantón Camayo de la provincia de Loja, en las coordenadas UTM 17 Sur: X = 675 654,55, Y = 9 566 509,19, según se muestra en la **Figura 11**. La potencia instalada de la central es de 700 kW y está conectada al alimentador El Tambo de la EERSSA. Entró en operación comercial el 11 de noviembre de 2014.

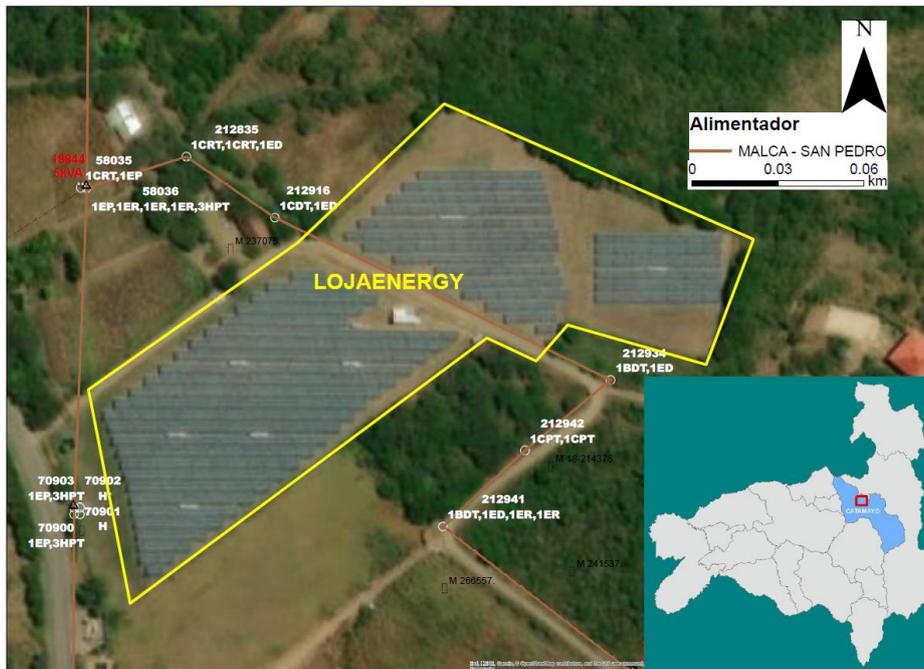


Figura 11. Ubicación de la central fotovoltaica Lojaenergy
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.2.4 Gonzaenergy. La central fotovoltaica Gonzaenergy está ubicada en Canchinamaca, en la parroquia Gonzanamá del cantón Gonzanamá de la provincia de Loja, en las coordenadas UTM 17 Sur: X = 669 848, Y = 9 529 912, según se muestra en la **Figura 12**. La potencia instalada de la central es de 999 kW y está conectada al alimentador Santa Teresita de la EERSSA. Entró en operación comercial el 01 de noviembre de 2014.



Figura 12. Ubicación de la central fotovoltaica Gonzanergy
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.2.5 San Pedro. La central fotovoltaica San Pedro está ubicada en Canchinamarca, en la parroquia Gonzanamá del cantón Gonzanamá de la provincia de Loja, en las coordenadas UTM 17 Sur: X = 669 890, Y = 9 529 912, según se muestra en la **Figura 13**. La potencia instalada de la central es de 999 kW y está conectada al alimentador Changaimina de la EERSSA. Entró en operación comercial el 01 de noviembre de 2014.



Figura 13. Ubicación de la central fotovoltaica San Pedro
Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.1.2.6 Sabiango. La central fotovoltaica Sabiango está ubicada en el sector de Piedras Blancas, en la parroquia Sabiango del cantón Macará de la provincia de Loja, en las coordenadas UTM 17 Sur: X = 631 490, Y = 9 515 053, según se muestra en la **Figura 14**. La potencia instalada de la central es de 725 kW y está conectada al alimentador Sozoranga de la EERSSA. Entró en operación comercial el 12 de noviembre de 2014.

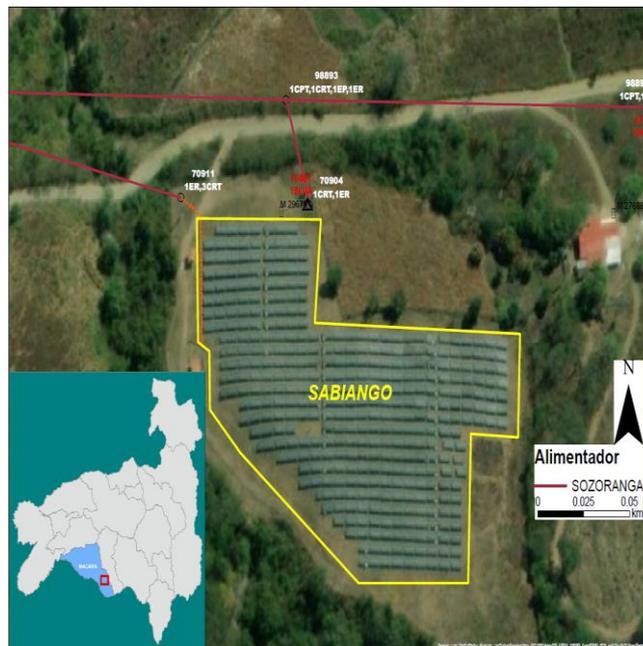


Figura 14. Ubicación de la central fotovoltaica Sabiango

Fuente: (ArcGis EERSSA, 2024)

5.2 Equipos y materiales

5.2.1 Equipos

- Computador

5.2.2 Recursos tecnológicos

Software

- RStudio 4.4.0
- CYME 9.0 rev 04
- ArcMap 10.3
- Excel 365
- Word 365

Herramientas digitales

- Geoportal EERSSA

<https://portalserver.eerssa.gob.ec/arcgis/apps/webappviewer/index.html?id=8da9c17e889347eca322c322b995bc82>

5.2.3 Recursos humanos

- Director de tesis
- Estudiantes
- Asesores externos

5.3 Procedimiento

El método de estudio que se aplica al presente proyecto de investigación es analítico, ya que permite comparar la calidad del voltaje que se tiene en las condiciones actuales respecto a lo que se tenía en los alimentadores antes de la instalación de las plantas fotovoltaicas.

El enfoque de la investigación es cuantitativo, utilizando datos de SCADA y generación fotovoltaica para el análisis del voltaje.

El tipo de investigación es descriptiva, con el fin de describir características sin manipular variables como voltaje, corriente, potencia activa y reactiva o factor de potencia.

El diseño de la investigación corresponde a un estudio longitudinal, utilizando datos históricos de SCADA de 2013 a 2023 y datos de energía de las centrales fotovoltaicas, con el fin de analizar cómo han variado estos parámetros con la instalación de las plantas fotovoltaicas. El análisis se va a centrar en el factor de potencia, las caídas de voltajes y las pérdidas técnicas.

Para el desarrollo del proyecto de investigación la selección de la muestra considera los datos estadísticos de potencia activa en kW, corriente por fase en A, factor de potencia, potencia reactiva en kVAR, voltajes entre fases en kV de los seis alimentadores de la EERSSA que tienen centrales fotovoltaicas conectadas a sus redes: Malacatos, El Tambo, Malca – San Pedro, Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga.

Los datos estadísticos de los alimentadores primarios corresponden al sistema SCADA (Supervisión Control y Adquisición de Datos) de la EERSSA, las bases de datos de CYMDIST y ARCGIS fueron proporcionadas por la EERSSA y la información de energía de las centrales fotovoltaicas corresponde al CENACE.

El procesamiento de la información SCADA se realiza mediante RStudio y Microsoft Excel y los resultados de las simulaciones de flujos de potencia ejecutadas en el programa de análisis de redes de distribución CYMDIST, se los analiza a través de Microsoft Excel y RStudio.

5.3.1 Primer objetivo: Análisis del factor de potencia de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas

Para el cumplimiento de este objetivo y los dos objetivos siguientes, se requiere procesar los datos históricos de generación, SCADA y posteriormente simular en Cymdist por lo que,

en este punto, se va a detallar el procedimiento que se realizó para la obtención de los datos de generación de las centrales fotovoltaicas y de SCADA.

5.3.1.1 Datos de generación fotovoltaica (2014 – 2023). Los datos de generación corresponden a datos de medidores instalados en las centrales fotovoltaicas, en formato xls. Esta información es de CENACE y la EERSSA puede acceder a esta información a través de un aplicativo web.

Los datos de generación corresponden a datos de medidores instalados en las centrales fotovoltaicas, en formato xls. Esta información es de CENACE y la EERSSA puede acceder a esta información a través de un aplicativo web.

Los datos abarcan el periodo comprendido entre noviembre 2014, mes en que entraron en operación las seis centrales, y diciembre 2023.

La información contenida en los archivos corresponde a datos de energía activa y energía reactiva en intervalos de una hora, desde las 00h00 hasta las 23h00, con un total de 12 mediciones por día de cada parámetro.

Para cada día, se cuenta con un único archivo en formato xls, con varias hojas en las que consta la información de cada central ubicada por filas. En la **Figura 15** se muestra el formato de los datos de generación activa bruta almacenado en un archivo típico, correspondiente al 16-12-2017.

Fecha	Tipo Medida	Idigo de ejecución	hora de publicación												
2017-12-16	Generación Activa	102431467	2018-01-04 16:12:45												
Agente	Unidad	Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12	Hora 13	Hora
ALFVG	ALFRFVU01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.97	51.67	223.20	476.34	517.88	642.93	298.10	46.
BRFVG	BRFRFVU01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.35	41.00	69.54	144.44	149.86	229.16	539.35	50.
CCCSG	CCSHPAU01	650186.67	650107.92	633285.41	561113.31	499902.22	453306.35	407658.75	449012.32	610609.36	694580.02	700815.51	700605.01	700499.95	700.
CCCSG	CCSHPAU02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CCCSG	CCSHPAU03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CCCSG	CCSHPAU04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CCCSG	CCSHPAU05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CCCSG	CCSHPAU06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CCCSG	CCSHPAU07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CCCSG	CCSHPAU08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CCCSG	MANDHPAU01	20202.23	19713.43	19736.47	19735.27	19734.14	19742.79	19708.09	19741.84	19724.31	19733.83	19728.40	19740.17	19723.85	19.
CCCSG	MANDHPAU02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CHAGG	AGDYHPAU01	59085.33	49207.45	67382.27	78192.71	78447.22	78103.45	78042.59	78059.31	78266.72	78402.37	78299.18	78240.50	78345.61	10.
CHAGG	AGDYHPAU02	59142.82	31118.88	10758.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CHAGG	PUCHEM01	32857.42	34914.51	34820.70	34838.62	34825.93	34793.45	16630.61	10093.71	22326.83	25008.16	32161.08	34597.97	34749.45	26.
CHAGG	PUCHEM02	32508.27	34776.94	34761.98	34853.07	34968.31	34931.33	16860.22	10562.62	21859.11	25159.52	32230.01	34453.25	34478.29	26.
CHAGG	SFRHHPAU01	75017.40	74433.41	108845.75	108934.25	108933.17	108812.44	108974.46	109025.86	109088.54	108998.82	108994.23	108841.99	109052.75	13.
CHAGG	SFRHHPAU02	76153.80	34431.16	3.02	3.02	3.02	3.02	3.03	3.02	3.01	3.01	3.03	3.03	3.03	3.7
CHPAG	MAZHEM01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CHPAG	MAZHEM02	84670.78	84692.11	84724.33	84733.17	84721.52	84705.69	75765.74	65440.25	77973.94	84629.77	84618.39	84628.39	84646.61	84.
CHPAG	PAUTHEM01	50258.98	55731.15	50228.09	43483.77	30014.40	43067.25	58339.72	58439.35	40504.78	61835.82	80885.76	101326.88	101475.97	10.
CHPAG	PAUTHEM02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
CHPAG	PAUTHEM03	49634.48	4031.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0

Figura 15. Datos de generación activa bruta del 16-12-2017
Fuente: (CENACE, 2017)

Del análisis de la información, se pudo determinar que los archivos del 01 al 10 de noviembre de 2014 contienen información de las centrales fotovoltaicas Gonzaenergy y San Pedro, el archivo del 11 de noviembre de 2014 contiene información de todas las centrales fotovoltaicas excepto Sabiango y a partir del 12 de noviembre de 2014 cada uno de los archivos

contiene información de todas las centrales fotovoltaicas conectadas a las redes de la EERSSA: Surenergy, Renovaloja, Lojaenergy, Gonzaenergy, San Pedro y Sabiango.

Para el procesamiento de la información, se utilizó RStudio, a través del cual se obtuvo cuatro archivos, para consumo de auxiliares en kWh, generación bruta activa en kWh, generación neta activa en kWh y generación neta reactiva en kWh, en un formato similar al obtenido para el SCADA. En la **Figura 16** se muestra el procesamiento de la información en RStudio y en la **Figura 17** se muestra el archivo obtenido en formato csv.

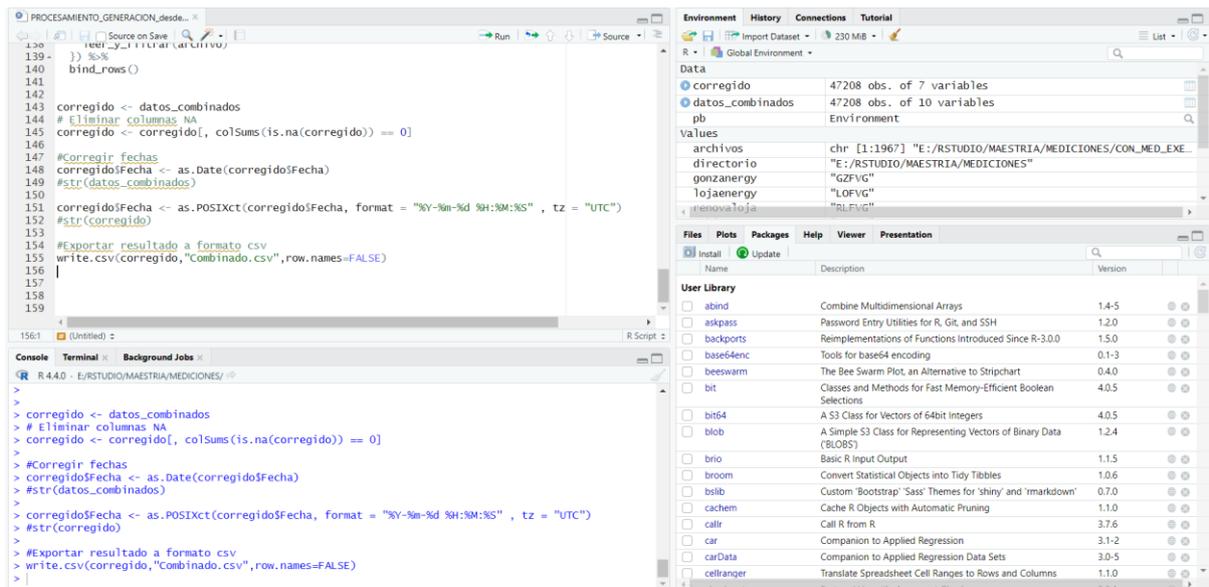


Figura 16. Procesamiento generación neta activa de la central en RStudio

Fuente: Elaboración propia

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Fecha	GONZANERGY	LOJAENERGY	RENOVALOJA	SABIANGO	SANPEDRO	SURENERGY									
2	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
3	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
4	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
5	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
6	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
7	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
8	01/01/2017	2.03	7.664	8.088	0	2.948	8.26									
9	01/01/2017	72.159	44.818	46.986	23.403	73.523	44.149									
10	01/01/2017	173.084	225.459	113.558	254.076	180.263	106.702									
11	01/01/2017	390.616	347.433	307.824	342.148	424.365	297.523									
12	01/01/2017	433.357	532.518	537.738	480.047	468.562	557.65									
13	01/01/2017	430.499	664.657	454.441	551.157	437.19	450.163									
14	01/01/2017	393.252	627.596	524.379	409.281	400.057	512.9									
15	01/01/2017	535.248	354.623	359.916	408.998	529.414	349.559									
16	01/01/2017	326.113	176.222	143.643	254.637	319.36	141.226									
17	01/01/2017	157.68	316.224	267.381	81.802	159.679	261.547									
18	01/01/2017	126.888	170.598	216.196	36.26	129.13	211.427									
19	01/01/2017	67.417	33.327	46.789	21.988	65.958	45.234									
20	01/01/2017	1.15	1.135	0	0	1.129	0.387									
21	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
22	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
23	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
24	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
25	01/01/2017	0	0	0	0	0	0									
26	02/01/2017	0	0	0	0	0	0									
27	02/01/2017	0	0	0	0	0	0									
28	02/01/2017	0	0	0	0	0	0									

Figura 17. Datos procesados de generación neta activa de las centrales de generación fotovoltaica

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidos los cuatro archivos mencionados, se procede a unirlos mediante otro script de RStudio en seis archivos en formato CSV, uno por cada central fotovoltaica. En la **Figura 18** se muestra el archivo completo obtenido para la central Surenergy.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1 FECHA	CONSUMO_AUXILIARES_KWh	GENERACION_BRUTA_ACTIVA_KWh	GENERACION_NETA_ACTIVA_KWh	GENERACION_NETA_REACTIVA_KWh	DIA	CANTIDAD	INICIO	FIN		
2 01/11/2014 00:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	1	00:00:00	01:00:00		
3 01/11/2014 01:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	2	01:00:00	02:00:00		
4 01/11/2014 02:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	3	02:00:00	03:00:00		
5 01/11/2014 03:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	4	03:00:00	04:00:00		
6 01/11/2014 04:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	5	04:00:00	05:00:00		
7 01/11/2014 05:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	6	05:00:00	06:00:00		
8 01/11/2014 06:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	7	06:00:00	07:00:00		
9 01/11/2014 07:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	8	07:00:00	08:00:00		
10 01/11/2014 08:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	9	08:00:00	09:00:00		
11 01/11/2014 09:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	10	09:00:00	10:00:00		
12 01/11/2014 10:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	11	10:00:00	11:00:00		
13 01/11/2014 11:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	12	11:00:00	12:00:00		
14 01/11/2014 12:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	13	12:00:00	13:00:00		
15 01/11/2014 13:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	14	13:00:00	14:00:00		
16 01/11/2014 14:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	15	14:00:00	15:00:00		
17 01/11/2014 15:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	16	15:00:00	16:00:00		
18 01/11/2014 16:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	17	16:00:00	17:00:00		
19 01/11/2014 17:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	18	17:00:00	18:00:00		
20 01/11/2014 18:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	19	18:00:00	19:00:00		
21 01/11/2014 19:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	20	19:00:00	20:00:00		
22 01/11/2014 20:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	21	20:00:00	21:00:00		
23 01/11/2014 21:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	22	21:00:00	22:00:00		
24 01/11/2014 22:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	23	22:00:00	23:00:00		
25 01/11/2014 23:00:00	0	0	0	0	0 01/11/2014	24	23:00:00	00:00:00		
26 02/11/2014 00:00:00	0	0	0	0	0 02/11/2014	1	00:00:00	01:00:00		
27 02/11/2014 01:00:00	0	0	0	0	0 02/11/2014	2	01:00:00	02:00:00		
28 02/11/2014 02:00:00	0	0	0	0	0 02/11/2014	3	02:00:00	03:00:00		

Figura 18. Datos procesados de generación de la central Surenergy (2014 – 2023)

Fuente: Elaboración propia

5.3.1.2 Datos de SCADA.

5.3.1.2.1 Datos de SCADA (2013 – 2018). Los datos de SCADA de 2013 a 2018 están almacenados en archivos en formato CSV, obtenidos a través de un sistema SCADA denominado Power Link Advantage (PLA) de propiedad de la EERSSA que contenían mediciones en periodos de aproximadamente dos semanas, con información cada 15 minutos; si bien la información era secuencial, mucha de la información se superponía al juntar los archivos, es decir, gran parte de la información de los archivos se repetía, por ejemplo, un archivo podía contener información del 01 al 14 de enero, otro archivo podía contener información del 10 al 24 de enero, por lo al superponer ambos, habría valores repetidos para el periodo del 10 al 14 de enero.

La información disponible del SCADA estaba dividida por subestaciones, con más de 70 archivos para cada subestación por año. El procedimiento para procesar los datos se puede resumir de la siguiente manera:

1. Leer la información contenida en cada archivo CSV y almacenarla en una matriz, la cual contenía sólo las columnas referentes a los seis alimentadores objeto de este estudio con información utilizable: potencia activa en kW, corriente de cada fase en A, factor de potencia, potencia reactiva en kVAR y voltajes entre fases en kV.
2. Cambiar el formato de fecha a un mismo formato para todos los archivos y eliminar las filas con fechas repetidas. A manera de ejemplo, algunos archivos tenían fechas en formato similar a “2-JAN-2017 10:29:56” y otros archivos en formato “18/07/2017 09:30:00”. En la **Figura 19**, se muestra un ejemplo de los datos que debían procesarse en la subestación Catamayo.

timestamp	MSEC	CATAMCA0G ENEVCA_VAL	CATAMCA0G ENEVCC_VAL	CATAMCA1C ATAFP_VAL0	CATAMCA1C ATAIR_VAL0	CATAMCA1C ATAIS_VAL0	CATAMCA1C ATAIT_VAL0	CATAMCA1C ATAPP_VAL0	CATAMCA1C ATAPO_VAL0	CATAMCA1C ECAFP_VAL0	CATAMCA1C ECAFR_VAL0	CATAMCA1C ECAIR_VAL0	CATAMCA1C ECAIS_VAL0	CATAMCA1C ECAIT_VAL0	CATAMCA1C ECAPP_VAL0	CATAMCA1C ECAPQ_VAL0
2-JAN-2017 10:29:56.983	984	5.824238630	134.1156005	0.849999999	58	58	31	962	558	-0.97	60	65	72	64	1534	347
2-JAN-2017 10:30:00.017	15	5.824238630	134.1156005	0.849999999	58	58	31	962	558	-0.97	60	65	72	64	1534	347
2-JAN-2017 10:44:58.017	15	5.824238630	134.1156005	0.849999999	61	55	28	963	557	-0.97	59.960000000	65	72	64	1526	369
2-JAN-2017 10:45:00.017	15	5.824238630	134.1156005	0.849999999	61	55	28	963	557	-0.97	59.960000000	65	72	64	1526	369
2-JAN-2017 10:59:58.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	58	55	29	956	536	-0.97	60.030000000	62	71	63	1494	308
2-JAN-2017 11:00:00.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	58	55	29	956	536	-0.97	60.030000000	62	71	63	1494	308
2-JAN-2017 11:14:57.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	60	56	29	987	567	-0.99	59.980000000	60	67	60	1464	186
2-JAN-2017 11:15:00.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	60	56	29	987	567	-0.99	59.980000000	60	67	60	1464	186
2-JAN-2017 11:29:57.983	984	5.824238630	134.1156005	0.859999999	63	57	33	1025	582	-0.99	60.030000000	59	67	60	1443	192
2-JAN-2017 11:30:00.017	15	5.824238630	134.1156005	0.859999999	63	57	33	1025	582	-0.99	60.030000000	59	67	60	1443	192
2-JAN-2017 11:44:57.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	62	58	31	1034	587	-0.99	59.990000000	61	68	60	1466	196
2-JAN-2017 11:45:00.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	62	58	31	1034	587	-0.99	59.990000000	61	68	60	1466	196
2-JAN-2017 11:59:57.983	984	5.824238630	134.1156005	0.859999999	64	59	30	1046	590	-0.98	59.990000000	62	70	62	1509	220
2-JAN-2017 12:00:00.017	15	5.824238630	134.1156005	0.859999999	64	59	30	1046	590	-0.98	59.990000000	62	70	62	1509	220
2-JAN-2017 12:14:56.967	968	5.824238630	134.1156005	0.859999999	65	61	33	1074	603	-0.98	59.950000000	65	73	65	1565	315
2-JAN-2017 12:15:00.017	15	5.824238630	134.1156005	0.859999999	65	61	33	1074	603	-0.98	59.950000000	65	73	65	1565	315
2-JAN-2017 12:29:58.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	63	58	33	1041	588	-0.98	60.009999999	66	73	66	1591	264
2-JAN-2017 12:30:00.000	0	5.824238630	134.1156005	0.859999999	63	58	33	1041	588	-0.98	60.009999999	66	73	66	1591	264
2-JAN-2017 12:44:56.983	984	5.824238630	134.1156005	0.859999999	66	59	32	1076	603	-0.98	59.980000000	65	72	65	1562	258
2-JAN-2017 12:45:00.017	15	5.824238630	134.1156005	0.859999999	66	59	32	1076	603	-0.98	59.980000000	65	72	65	1562	258
2-JAN-2017 12:59:58.017	15	5.824238630	134.1156005	0.859999999	63	59	30	1034	585	-0.98	60.020000000	64	71	64	1545	266
2-JAN-2017 13:00:00.017	15	5.824238630	134.1156005	0.859999999	63	59	30	1034	585	-0.98	60.020000000	64	71	64	1545	266
2-JAN-2017 13:14:56.000	0	5.824238630	134.1156005	0.849999999	62	59	31	1034	609	-0.97	60.030000000	64	71	62	1519	329
2-JAN-2017 13:15:00.000	0	5.824238630	134.1156005	0.849999999	62	59	31	1034	609	-0.97	60.030000000	64	71	62	1519	329
2-JAN-2017 13:29:57.983	984	5.824238630	134.1156005	0.849999999	65	58	33	1051	629	-0.98	59.980000000	66	73	65	1572	306

Figura 19. Ejemplo de datos a procesar en la subestación Catamayo

Fuente: (SCADA EERSSA, 2017)

- Redondear la fecha al minuto más cercano, es decir, si por ejemplo la hora estaba representada como “18/07/2017 09:59:59”, se cambie a “18/07/2017 10:00:00”. Se procedió de esta manera para que todos los intervalos de medición consideren 15 minutos exactos de diferencia entre ellos y poder utilizar esa información posteriormente al analizarla junto con los datos de generación, ya que en algunos casos los intervalos de medición eran un poco mayores o menores que 15 minutos.
- Filtrar datos de un año específico. La información se obtuvo para cada año, obteniéndose en total seis archivos de cada subestación, correspondientes a 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018.

Para llevar a cabo el procedimiento indicado, se utilizó el lenguaje de programación R, a través de RStudio 1.4.4. En la Figura 20, se muestra un extracto del programa utilizado en RStudio para procesar los datos del año 2017 de la subestación Catamayo.

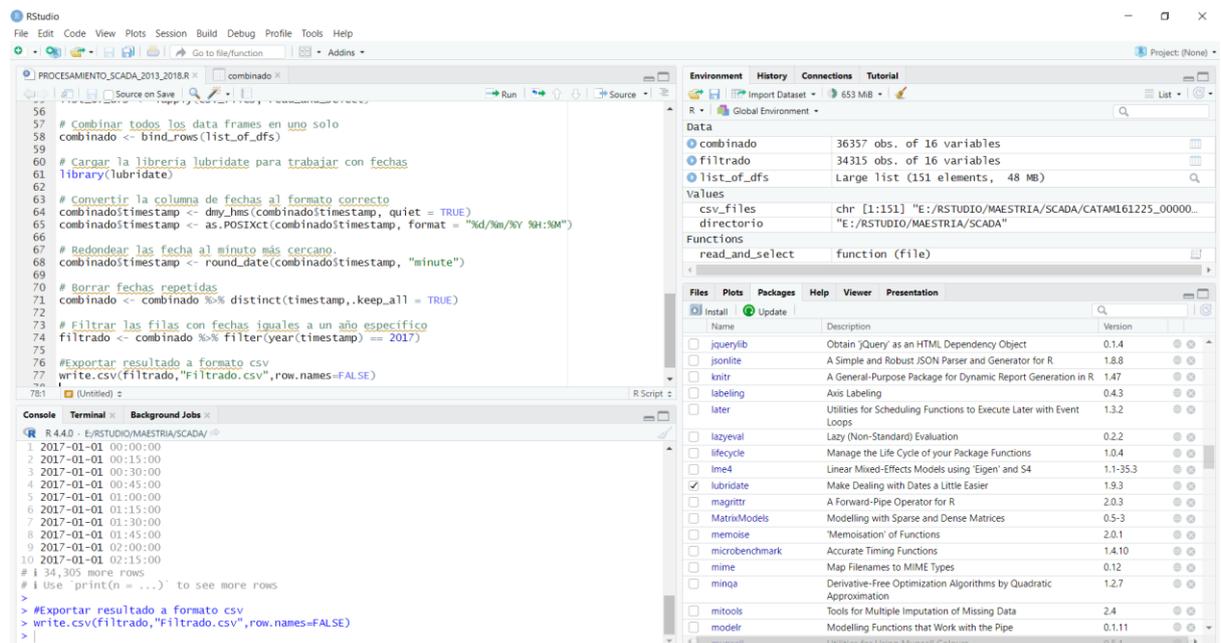


Figura 20. Procesamiento de datos SCADA de la subestación Catamayo de 2017 en RStudio
Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidos los seis archivos de cada subestación, uno por cada año, se procedió a unirlos en un solo archivo en formato CSV, mediante otro script de RStudio. En la **Figura 21** se muestra el archivo completo obtenido para el alimentador El Tambo.

timestamp	CATAMCA1E TAMPQ_VALO	CATAMCA1E TAMIR_VALO	CATAMCA1E TAMIS_VALO	CATAMCA1E TAMIT_VALO	CATAMCA1E TAMPQ_VALO	CATAMCA1E TAMFP_VALO	CATAMCA1T RL_UV_VALO	CATAMCA1T RL_VW_VALO	CATAMCA1T RL_WU_VALO
01/01/2013 00:00	913	39	39	50	227	0.96	12.984	13.019	12.89
01/01/2013 00:15	913	38	38	50	227	0.96	12.984	13.019	12.89
01/01/2013 00:30	913	38	38	50	201	0.96	12.984	13.019	12.89
01/01/2013 00:45	908	38	39	49	221	0.96	12.984	13.019	12.89
01/01/2013 01:00	908	38	39	49	221	0.96	12.984	13.019	12.89
01/01/2013 01:15	883	36	39	49	221	0.96	13.056	13.081	12.964
01/01/2013 01:30	883	36	38	48	222	0.96	13.056	13.081	12.964
01/01/2013 01:45	883	36	38	45	222	0.96	13.056	13.081	12.964
01/01/2013 02:00	883	35	38	45	222	0.96	13.056	13.081	12.964
01/01/2013 02:15	827	35	35	45	222	0.96	13.056	13.081	12.964
01/01/2013 02:30	840	35	35	46	242	0.95	13.143	13.183	13.044
01/01/2013 02:45	840	35	35	46	242	0.95	13.143	13.183	13.044
01/01/2013 03:00	840	35	35	46	242	0.95	13.143	13.183	13.044
01/01/2013 03:15	840	35	35	46	242	0.95	13.143	13.183	13.044
01/01/2013 03:30	785	33	33	42	247	0.94	13.252	13.277	13.146
01/01/2013 03:45	785	33	33	42	247	0.94	13.252	13.277	13.146
01/01/2013 04:00	1045	46	46	56	316	0.96	13.252	13.277	13.146
01/01/2013 04:15	1045	46	46	56	316	0.96	13.252	13.277	13.146
01/01/2013 04:30	1045	46	46	56	316	0.96	13.252	13.277	13.146
01/01/2013 04:45	1066	46	46	53	305	0.96	13.302	13.322	13.193
01/01/2013 05:00	1066	46	46	53	305	0.95	13.302	13.322	13.193
01/01/2013 05:15	1045	45	46	54	305	0.95	13.302	13.322	13.193
01/01/2013 05:30	1045	45	46	54	305	0.95	13.302	13.322	13.193
01/01/2013 05:45	1045	45	46	54	305	0.95	13.302	13.322	13.193
01/01/2013 06:00	1023	44	42	51	291	0.96	13.183	13.22	13.076

Figura 21. Datos procesados de SCADA del alimentador El Tambo (2013 – 2018)
Fuente: Elaboración propia

5.3.1.2.2 Datos de SCADA (2019 – 2023). Como se mencionó en el punto anterior, los datos a partir de 2019 fueron obtenidos completamente de los sistemas ADMS y OASYS de la EERSSA. Estos sistemas fueron implementados a nivel nacional, con el fin de homologar el sistema SCADA para todas las distribuidoras; si bien la implementación comenzó a partir de 2015, la EERSSA continuó con la operación del PLA hasta 2018, en que se descartó por completo para operar exclusivamente con el sistema ADMS y OASYS.

A diferencia de los datos del sistema anterior PLA, para cada fecha sólo existe un dato, sin embargo, la posición que ocupa cada señal en las columnas es diferente y si bien el formato original que maneja el SCADA también es csv, la información disponible proporcionada por la EERSSA está en formato xlsx, por lo que el tratamiento de esta información es de forma diferente a los datos de 2013 – 2018, a través de RStudio.

La información disponible del SCADA estaba dividida por subestaciones, con un archivo por cada mes del año. El procedimiento para establecer los datos se puede resumir de la siguiente manera:

1. Cada archivo xlsx tenía un formato diferente de su información, para lo cual se agruparon los archivos por su formato y a través de un script de RStudio se exportó la información a un archivo CSV.
2. Los archivos CSV resultantes no contaban con el mismo orden y número de columnas, por lo que en otro script de RStudio se realizó un filtro para eliminar las

columnas no deseadas y mantener únicamente los datos de corrientes, potencias y voltajes de los alimentadores primarios involucrados en el presente estudio.

Finalmente, en un script de RStudio se realizó la compilación de todos los archivos CSV desde el 2019 al 2023 en un solo archivo para posteriormente unir los con los datos del 2013 al 2018 con el fin de realizar el análisis con los datos de generación.

5.3.2 Segundo objetivo: Análisis de las pérdidas técnicas de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.

Para el cumplimiento de este objetivo, se requiere procesar los datos históricos de generación y SCADA, que se explicó en los puntos 0 y 5.3.1.2, respectivamente.

Con los datos procesados, se configura la base datos de CYMDIST y se procede a realizar las simulaciones. En este punto se explicará la configuración realizada para las simulaciones.

5.3.2.1 Configuración de base CYMDIST. Una vez revisada la información disponible del SCADA, se observa que los datos correspondientes a diciembre 2023 de todas las subestaciones no tienen información fiable, puesto que, en ese mes, hubo un problema con el sistema ADMS, por lo que gran parte de los datos de ese mes se habían perdido o la información no proporcionaba ninguna tendencia, sino que los datos se mantenían constantes. Un análisis más detallado de los datos se muestra más adelante.

Para solventar el problema, se decide utilizar la base de CYMDIST de noviembre 2023 y la base de datos disponible de 2014. La configuración de estas bases se realiza conforme al procedimiento indicado en MEER (2016). En la **Figura 22**, se muestra la configuración de los parámetros del sistema utilizada en CYMDIST.

Parámetros del sistema	
Frecuencia del sistema:	60.0 Hz
Potencia de base:	CA: 100.0 MVA
	CC: 500.0 kW
Tensión de base:	120.0 V

Parámetros de cálculo de la línea	
Temp. de funcionamiento del conductor:	25.0 °C
Resistividad promedio de tierra:	100.0 Ω-m
Modelo de retorno por tierra:	Infinito y uniforme
Modelo de cable y de línea equilibrada:	PI nominal
Para tramos más largos que:	250.0 km

Costo de las pérdidas	
Costo de la energía:	0.1 \$/kWh

Figura 22. Configuración de parámetros del sistema
Fuente: (CYMDIST)

Una vez que se han cargado las bases de datos en CYMDIST, se procede a configurar los alimentadores. En la **Figura 23**, se muestra el alimentador Malacatos cargado en la base de CYMDIST de noviembre 2023.

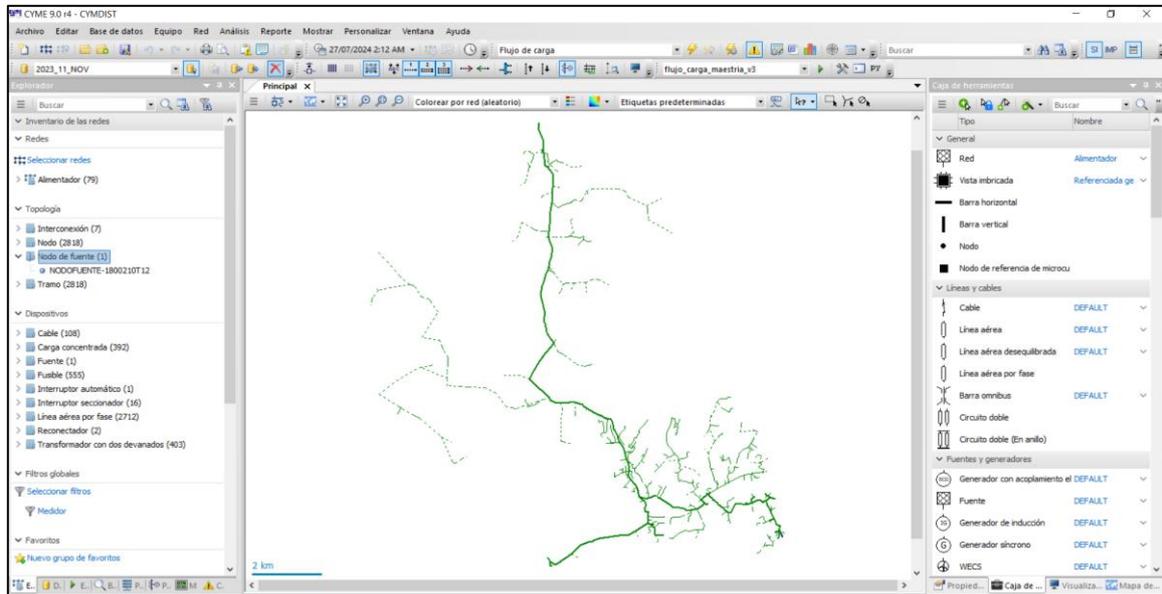


Figura 23. Alimentador Malacatos en CYMDIST
Fuente: (CYMDIST)

A continuación, se procede a ingresar los equivalentes de fuente en las cabeceras de los alimentadores. En la **Figura 24**, se muestra la configuración de la fuente correspondiente a la subestación Vilcabamba de 13,8 kV para el alimentador Malacatos.

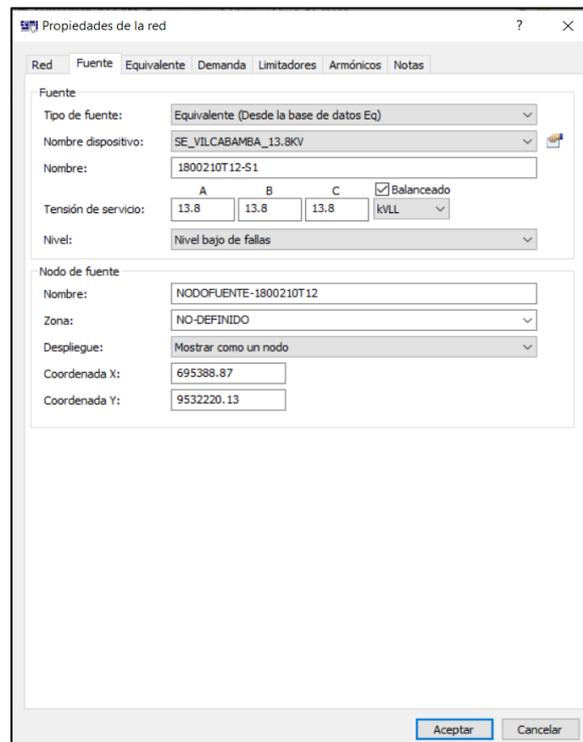


Figura 24. Configuración del equivalente de fuente en la cabecera del alimentador Malacatos
Fuente: (CYMDIST)

A continuación, se procede a ingresar los parámetros del alimentador considerando la hora pico en el día de mayor demanda, en condiciones normales, sin tener en consideración transferencias de carga o fallas. Para el caso particular del alimentador Malacatos, el día de mayor demanda corresponde al 03 de noviembre de 2023 y la hora pico, a las 19h00. En la **Figura 25**, se muestran los datos correspondientes a la hora pico del día de mayor demanda del alimentador Malacatos.

Propiedades de la red

Red Fuente Equivalente Demanda Limitadores Armónicos Notas

Demanda

Ingresar la demanda de la red

Modelo de carga: DEFAULT Conectado

Tipo: AMP-FP Total

A	22.69	86.26	Precisión...
B	91.15	86.26	Factores...
C	66.81	86.26	

27/07/2024 12:00 a. m.

Comentarios:

Pérdidas: 0.0 W por fase

A	B	C	Total
28.39	91.46	76.92	196.76

kVA reales Detalles...

Pérdidas anuales

Factor de pérdidas = $k * FdC + (1-k) * FdC^2$

Factor de carga: 45.70 % Constante k: 0.30

Aceptar Cancelar

Figura 25. Configuración de parámetros de demanda del alimentador Malacatos en CYMDIST
Fuente: (CYMDIST)

Se procede a configurar de esta manera todos los alimentadores tanto en la base de 2023 como en la base de 2014.

El procedimiento de cálculo de los factores de carga y la constante k utilizados para cada simulación se explica en detalle en los capítulos 5.4.1 y 5.4.2.

5.3.3 Tercer objetivo: Análisis de la caída de voltaje de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.

Para el cumplimiento de este objetivo, se requiere procesar los datos históricos de generación y SCADA, que se explicó en los puntos 0 y 5.3.1.2, respectivamente.

Con los datos procesados, se configura la base de datos de CYMDIST y se procede a realizar las simulaciones. La configuración es la misma que se explicó en el punto 5.3.2.1, por lo que no se requiere ninguna configuración adicional.

En este punto se va a explicar los módulos de CYMDIST utilizados para la simulación y los reportes obtenidos.

Para la simulación en CYMDIST, se utilizó los siguientes módulos de CYMDIST:

- Análisis de distribución de carga.
- Análisis de flujo de carga

Los módulos utilizados se muestran en la **Figura 26** y **Figura 27**.

The screenshot shows the 'Análisis de distribución de carga' (Load Distribution Analysis) window in CYMDIST. The interface is divided into several sections:

- Modelo de carga:** A dropdown menu set to 'DEFAULT'.
- Redes y medidores:** A tree view showing a selected feeder 'ALIM-1800210T12' under the 'Alimentador' category.
- Método de distribución:** A dropdown menu set to 'Capacidad conectada (kVA)'.
- Parámetros de flujo de carga:** A dropdown menu set to 'DEFAULT'.
- Demanda:** A section for configuring the load demand for the selected feeder. It includes:
 - Feeder name: 'ALIM-1800210T12'
 - Checked option: 'Conectado'
 - Unit: 'kW-FP' (selected from a dropdown)
 - Checked option: 'Total'
 - Input fields for values: '137.67' and '20.07'
 - 'Factores...' button
- Datos aguas abajo:** A table showing load data for three phases (A, B, C) and a total. The values are: A: 857.23, B: 3317.06, C: 2428.41, Total: 6602.71. Below the table is a dropdown for 'Capacidad conectada (kVA)' and a 'Detalles...' button.

At the bottom of the window, there are buttons for 'Guardar' (Save), 'Ejecutar' (Execute), 'Aceptar' (Accept), and 'Cancelar' (Cancel).

Figura 26. Configuración de parámetros de módulo de análisis de distribución de carga en CYMDIST para el alimentador Malacatos en máxima generación

Fuente: (CYMDIST)

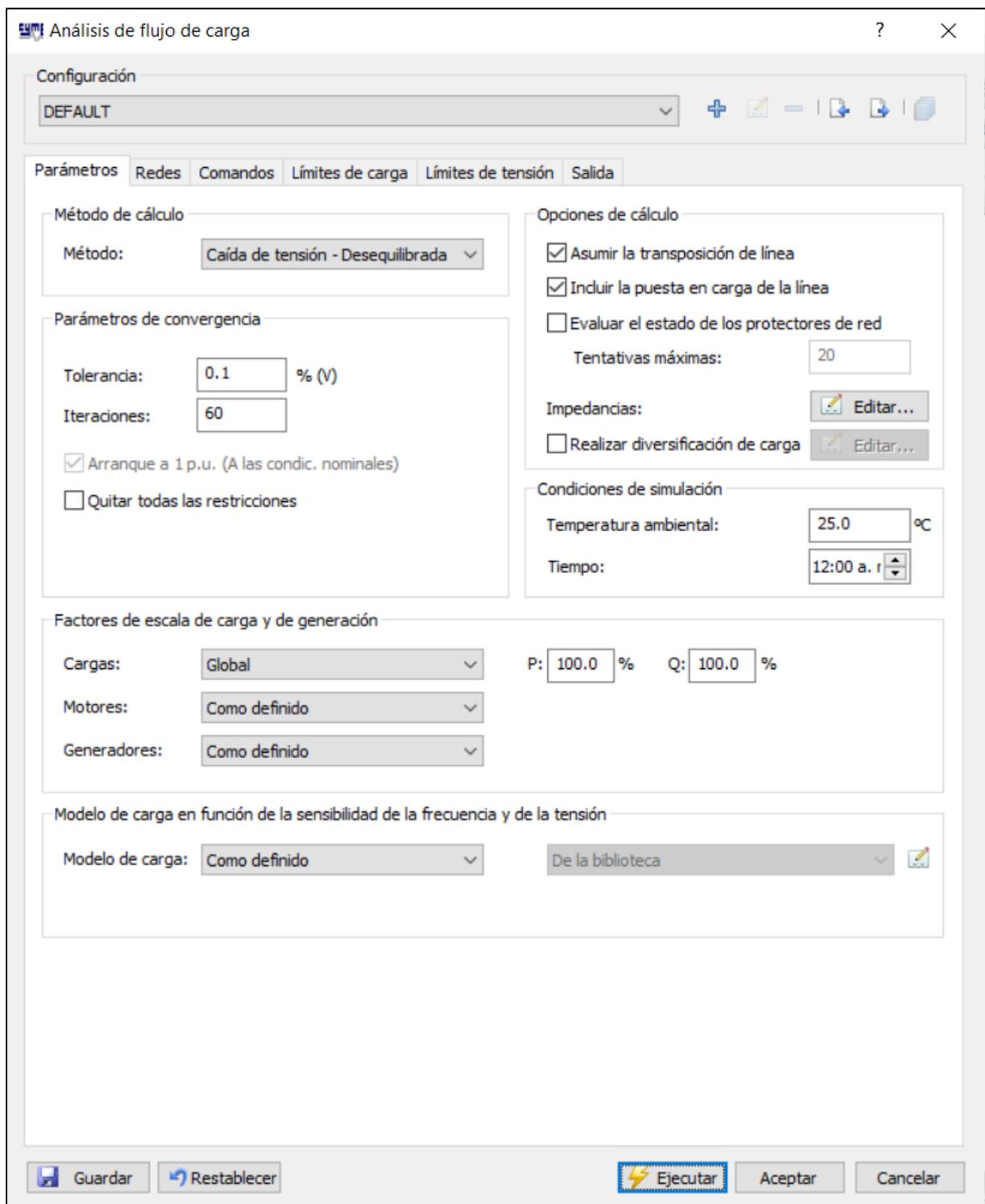


Figura 27. Configuración de parámetros de módulo de análisis de flujo de carga en CYMDIST para el alimentador Malacatos en máxima generación

Fuente: (CYMDIST)

Los reportes utilizados para la simulación del análisis de flujo de carga son:

- Flujo de carga – reporte sumario
- Topología

5.4 Procesamiento y análisis de datos

5.4.1 *Primero objetivo: Análisis del factor de potencia de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.*

5.4.1.1 **Factor de potencia.** Con los datos del SCADA depurados desde el 2013 al 2023, se procede a realizar un análisis del factor de potencia de los alimentadores primarios. Para esto se utiliza un código desarrollado en RStudio con la finalidad de obtener un promedio al día de cada uno de los meses del año. Es importante indicar que al desarrollar el código se observa que, en horas de máxima generación de las centrales fotovoltaicas, existe un flujo de potencia inverso que circulaba por los interruptores de los alimentadores primarios, esto provocaba que los valores de potencia activa fueran negativos.

Con los datos del SCADA depurados desde el 2013 al 2023, se procede a realizar un análisis del factor de potencia de los alimentadores primarios. Para esto se utiliza un código desarrollado en RStudio con la finalidad de obtener un promedio al día de cada uno de los meses del año. Es importante indicar que al desarrollar el código se observa que, en horas de máxima generación de las centrales fotovoltaicas, existe un flujo de potencia inverso que circulaba por los interruptores de los alimentadores primarios, esto provocaba que los valores de potencia activa fueran negativos.

Los datos de factor de potencia obtenidos del SCADA corresponden a valores calculados entre la potencia activa y reactiva medidos con equipos instalados en las subestaciones. Al tener valores negativos de potencia activa, el factor de potencia obtenido era igualmente negativo. Es importante indicar que no existe potencia activa negativa, simplemente el signo indica la dirección del flujo, por lo tanto, los factores de potencia negativos tampoco eran correctos. Por tal motivo, a través de código de RStudio se procede a reemplazar el factor de potencia dado por el SCADA por uno calculado desde los valores de potencias activas y reactivas de los alimentadores con la ecuación:

$$fp = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) \right) \quad (13)$$

Donde:

fp : factor de potencia

Q : Potencia Reactiva

P : Potencia Activa

Para conocer la cantidad de reactivos que produce las centrales de generación se realiza el cálculo del factor de potencia con un código de RStudio en donde se obtuvo el factor de potencia promedio por hora de cada central.

5.4.1.2 Potencia activa. Para analizar el comportamiento de la potencia activa de los alimentadores primarios que se obtuvo se realiza un código para obtener un promedio de potencia activa de cada central, sin embargo, los datos proporcionados por el SCADA corresponden a intervalos de 15 minutos, lo que no refleja un comportamiento real.

En la **Figura 28** se muestra la curva de potencia medida por los equipos de la subestación para el A/P Malacatos, sin embargo, en la **Figura 29** se muestra una curva real de un día del A/P Malacatos. Los datos históricos obtenidos del SCADA no permiten visualizar un comportamiento real de las corrientes y potencias que circulan por los alimentadores, el presente trabajo se ajusta a los valores que pueden ser analizados.

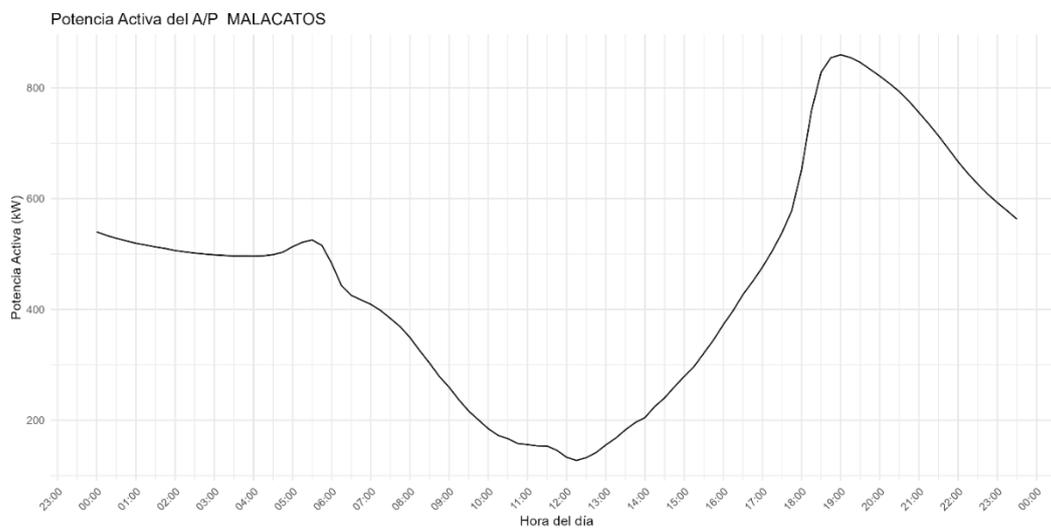


Figura 28. Potencia Activa obtenida por código en RStudio del alimentador primario Malacatos.
Fuente: Elaboración propia

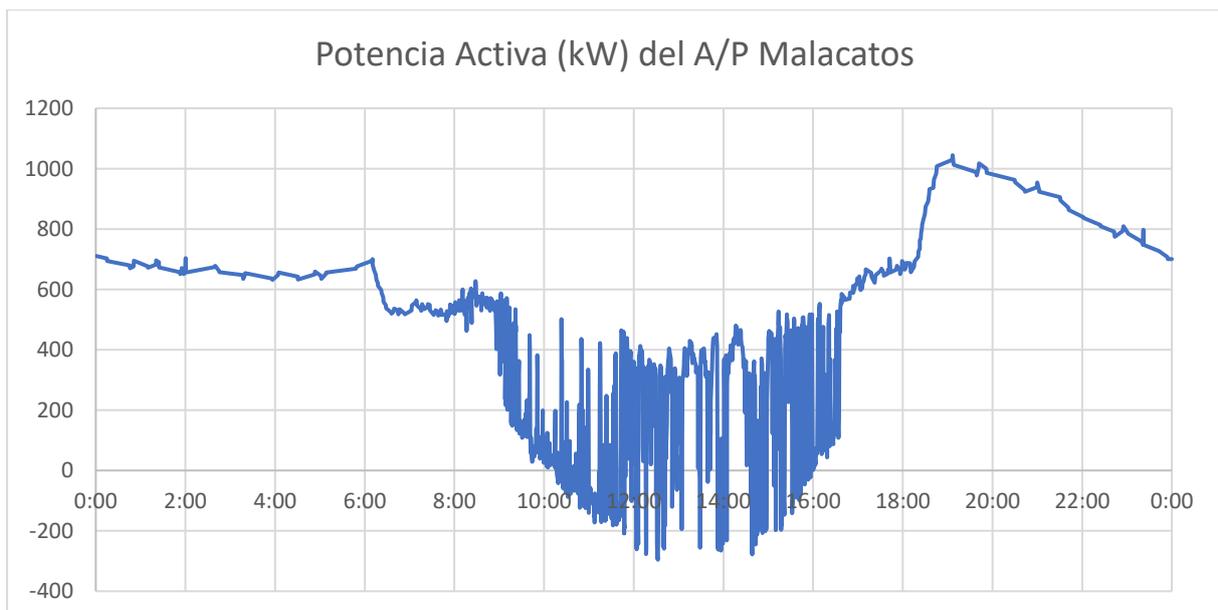


Figura 29. Potencia Activa Real del alimentador primario Malacatos
Fuente: Elaboración propia

5.4.1.3 Relación de datos de SCADA y generación. Para la energía obtenida del procesamiento de los datos de generación, al considerar que los intervalos de medición son de una hora y que no se tiene mayor detalle sobre la curva de energía en ese intervalo de tiempo que la que ha registrado el medidor, se puede estimar la potencia para un intervalo de una hora como:

$$P_{gen} = \frac{E_{gen}}{t} = \frac{E_{gen}}{1} = E_{gen} \quad (14)$$

A partir de la ecuación (14), para intervalos de una hora de duración, se considera que la energía y la potencia son iguales para los datos de generación.

Con respecto a los datos de SCADA, estos contienen registros cada 15 minutos, por lo que la energía durante el intervalo de una hora se estima como:

$$E_{SCADA} = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + P_4 t_4 \quad (15)$$

$$E_{SCADA} = P_1 \frac{15}{60} + P_2 \frac{15}{60} + P_3 \frac{15}{60} + P_4 \frac{15}{60} = \frac{15}{60} (P_1 + P_2 + P_3 + P_4) \quad (16)$$

$$E_{SCADA} = \frac{1}{4} (P_1 + P_2 + P_3 + P_4) \quad (17)$$

La ecuación (17) permite estimar la energía como el promedio de la potencia registrada durante el intervalo de una hora, para los datos del SCADA. Considerando que la ecuación (14) también es válida para los datos de SCADA, se establece que al obtener la demanda promedio de las mediciones registradas por el SCADA cada hora (4 mediciones consecutivas), el valor obtenido se considera también igual a la energía.

Todas las consideraciones anteriores se realizan asumiendo que no se tiene mayor información sobre la forma real de la curva, tal como se muestra en la **Figura 29**, por lo que se está asumiendo la curva de potencia como una recta durante el intervalo en el que fue registrado, que para el caso de la generación es de una hora y para los datos de SCADA, es de 15 minutos.

Lo anterior se realiza con el fin de poder relacionar las curvas de SCADA con las curvas de generación, para intervalos de una hora, es decir, que, para cada registro de generación, se tenga un registro de potencia, corrientes y voltajes que sean un promedio de las cuatro mediciones registradas por el SCADA durante esa hora. Para el factor de potencia, el valor estimado se obtiene a partir de los valores de potencia activa y reactiva.

El procesamiento de los datos de SCADA se ha realizado a través de RStudio. En la **Figura 30**, se muestra el procesamiento de los datos del alimentador Malacatos en RStudio.

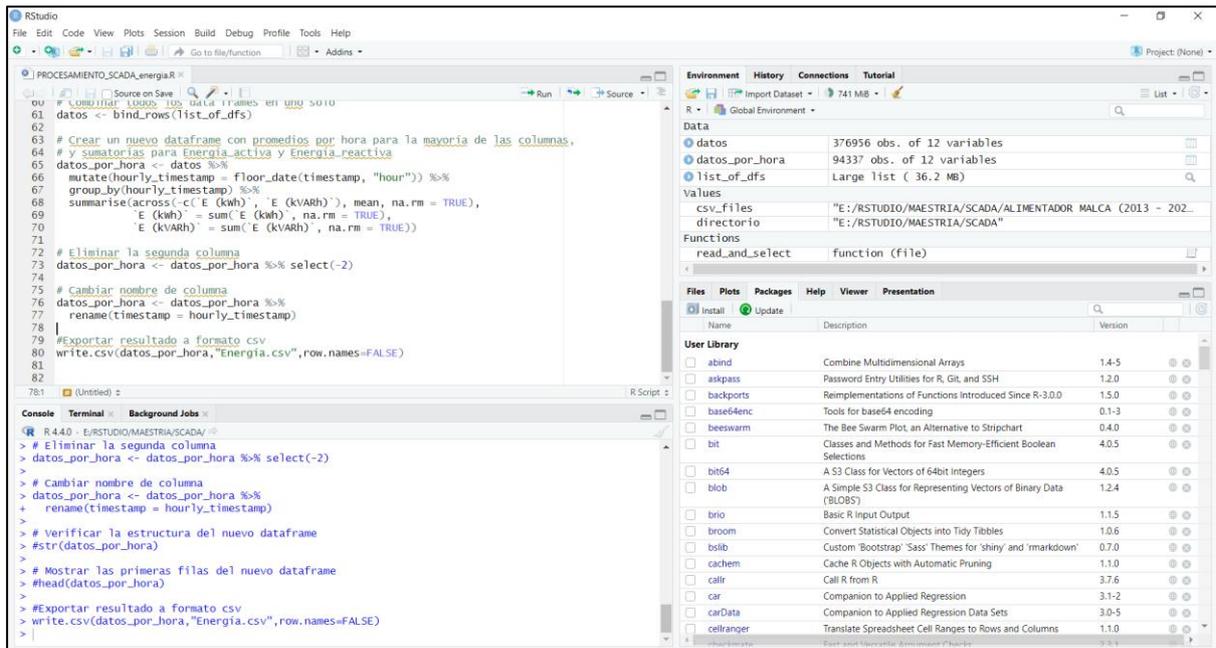


Figura 30. Procesamiento de datos del alimentador Malacatos para intervalos de una hora en RStudio
Fuente: Elaboración propia

Una vez ejecutado el procesamiento de datos en RStudio, se procede a elaborar archivos en Microsoft Excel para relacionar los datos de SCADA y generación en el mismo intervalo de tiempo, con el fin de obtener curvas de demanda con generación y sin generación y calcular los factores de carga y pérdidas que se utilizarán para las simulaciones.

La **Figura 31**, presenta el cálculo de los factores de carga, pérdidas y el parámetro k del alimentador Malacatos en Excel. El factor de pérdidas se calcula con las ecuaciones (7) y (9), respectivamente. Considerando que los datos del factor de pérdidas obtenido con el procedimiento del MEER presenta distorsiones (valores mayores a 1), se ha optado por utilizar los factores obtenidos con la ecuación (7).

En la **Figura 32**, se muestra la curva de demanda del alimentador Malacatos, junto con la curva de potencia activa de la central Surenergy y de color azul, una curva obtenida de la sumatoria de ambas, que se puede estimar como la demanda del alimentador Malacatos si no tuviera generación.

La **Figura 33**, muestra los parámetros utilizados para la simulación en CYMDIST.

AÑO	FECHA	P (kW)	IA (A)	IB (A)	IC (A)	Q (kVAR)	FP	PG (kW)	QG (kVAR)	FPC	P+PG (kW)	Q+QG (kVAR)	FP	CÁLCULO DE FACTORES	Fecha
2023	03/11/2023 00:00	701.72	12.58	48.72	38.38	338.84	0.82	0.00	0.00	0.00	701.72	338.84	0.90	Demanda máxima (kW)	1332.39
	03/11/2023 01:00	672.18	11.60	46.84	37.28	336.04	0.81	0.00	0.00	0.00	672.18	336.04	0.89	FP en Demanda máxima	0.86
	03/11/2023 02:00	654.71	11.60	46.08	35.89	341.22	0.81	0.00	0.00	0.00	654.71	341.22	0.89	Demanda promedio (kW)	608.89
	03/11/2023 03:00	643.14	11.60	45.27	35.27	334.77	0.81	0.00	0.00	0.00	643.14	334.77	0.89	Sumatoria:	8.84
	03/11/2023 04:00	635.36	11.60	45.23	33.99	323.42	0.80	0.00	0.00	0.00	635.36	323.42	0.89	Nro. datos:	24
	03/11/2023 05:00	616.57	10.93	44.46	32.79	314.23	0.80	0.00	0.00	1.00	616.58	314.23	0.89	IA (A) en Dmáx	22.69
	03/11/2023 06:00	511.81	8.05	38.59	27.09	294.05	0.77	24.57	-5.85	0.97	536.38	288.20	0.88	IB (A) en Dmáx	91.15
	03/11/2023 07:00	488.07	5.81	41.64	24.87	300.77	0.73	113.90	-5.50	1.00	601.96	295.27	0.90	IC (A) en Dmáx	66.81
	03/11/2023 08:00	319.78	-7.86	40.62	22.41	359.07	0.50	386.80	-11.51	1.00	706.59	347.56	0.90	Q en Dmáx	386.97
	03/11/2023 09:00	241.76	-12.23	40.33	23.38	406.63	0.36	531.04	-18.25	1.00	772.79	388.37	0.89	Factor de carga:	0.46
	03/11/2023 10:00	117.35	-17.98	37.66	21.51	434.54	0.18	697.45	-28.31	1.00	814.80	406.23	0.89	MEER	0.46
	03/11/2023 11:00	117.70	-18.65	38.85	22.26	456.43	0.18	745.70	-31.71	1.00	863.40	424.72	0.90	Factor de pérdidas:	0.37
	03/11/2023 12:00	137.67	-19.40	41.01	23.69	470.47	0.20	750.84	-32.12	1.00	888.51	438.35	0.90	Factor k:	0.28
	03/11/2023 13:00	133.83	-18.84	38.29	25.47	477.96	0.20	735.22	-30.91	1.00	869.05	448.45	0.89	Factor k:	0.30
	03/11/2023 14:00	211.94	-16.35	43.35	26.08	485.27	0.30	699.31	-28.25	1.00	911.25	457.02	0.89	Demanda máxima (kW)	1332.39
	03/11/2023 15:00	324.72	-13.80	49.23	28.81	485.02	0.41	604.50	-21.91	1.00	929.22	463.10	0.90	FP en Demanda máxima	0.96
	03/11/2023 16:00	479.09	-9.81	51.52	34.88	468.80	0.56	472.64	-14.34	1.00	951.73	454.45	0.90	Demanda promedio (kW)	856.23
	03/11/2023 17:00	754.12	9.20	59.63	43.05	431.16	0.75	173.72	-5.40	1.00	927.84	425.76	0.91	Sumatoria:	11.51
	03/11/2023 18:00	1228.75	21.73	84.29	62.90	423.46	0.85	0.56	0.00	1.00	1229.30	423.46	0.95	Nro. datos:	24
	03/11/2023 19:00	1332.39	22.69	91.15	66.81	388.97	0.86	0.00	0.00	0.00	1332.39	388.97	0.96	Q en Dmáx	0.96
	03/11/2023 20:00	1236.54	20.40	85.47	61.24	368.74	0.86	0.00	0.00	0.00	1236.54	368.74	0.96	Máx. generación:	750.84
	03/11/2023 21:00	1148.70	19.00	78.22	57.77	361.13	0.86	0.00	0.00	0.00	1148.70	361.13	0.95	FP máx generación	1.00
	03/11/2023 22:00	1018.47	17.09	69.58	51.59	354.32	0.86	0.00	0.00	0.00	1018.47	354.32	0.94	Factor de carga:	0.64
	03/11/2023 23:00	886.92	15.83	60.35	45.53	346.45	0.85	0.00	0.00	0.00	886.92	346.45	0.93	MEER	0.642624611
														Factor de pérdidas:	25.00
														Factor k:	107.07

Figura 31. Cálculo de factores de carga y pérdidas del alimentador Malacatos en Excel
Fuente: Elaboración propia

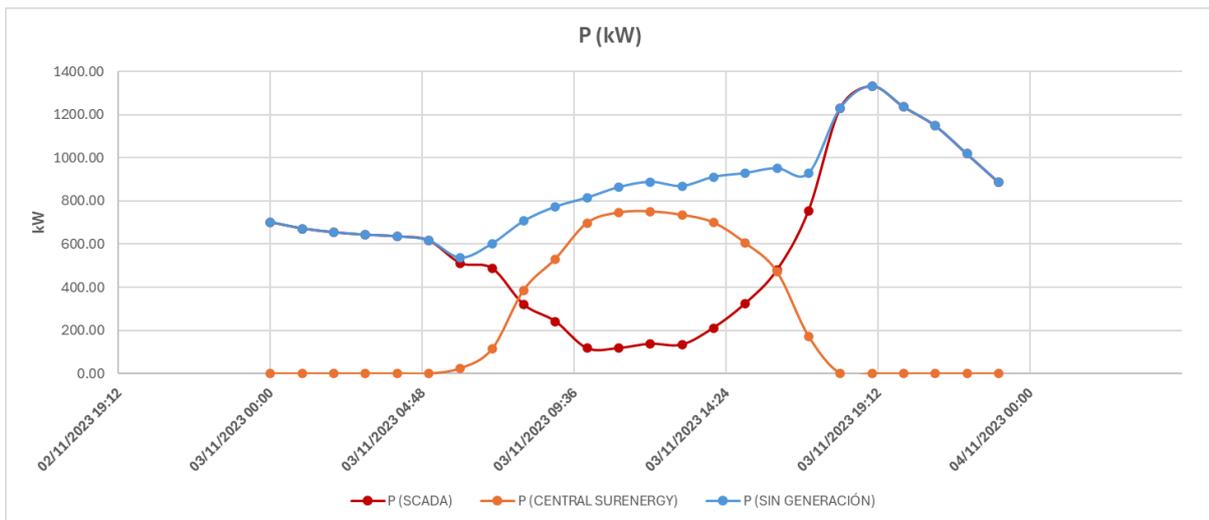


Figura 32. Curvas de demanda y generación del alimentador Malacatos para el día de mayor demanda en noviembre 2023
Fuente: Elaboración propia

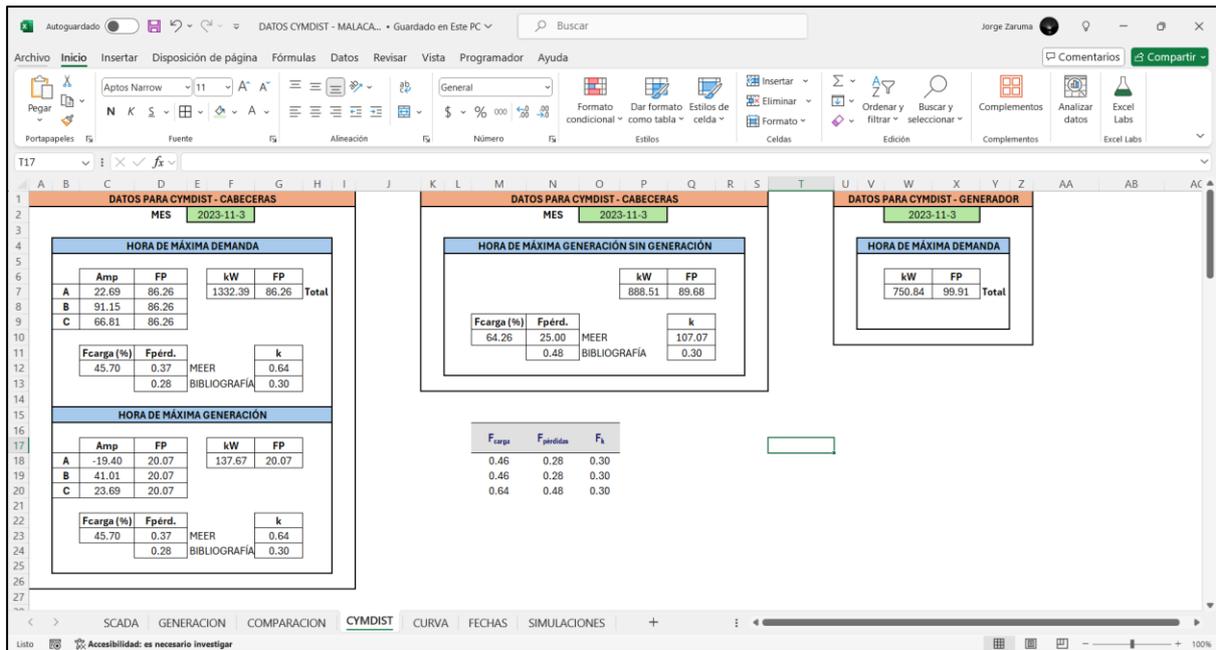


Figura 33. Datos para simulación en CYMDIST para el día de mayor demanda

Fuente: Elaboración propia

5.4.2 Segundo objetivo: Análisis de las pérdidas técnicas de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.

Como se indicó anteriormente, se va a utilizar los datos de noviembre 2023 y la base de noviembre 2023 para las simulaciones porque los datos de diciembre 2023 no eran fiables.

Para las simulaciones después de la implementación de las centrales fotovoltaicas, se utilizó los archivos en Excel con los datos de generación y SCADA en intervalos de una hora, con los que se calculó los factores de carga y pérdidas para el día de mayor demanda de noviembre 2023, sin tomar en consideración valores pico por transferencias de carga o por fallas.

Antes de explicar el proceso de simulación, se requiere indicar una consideración adicional realizada para los alimentadores Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga, en los que, en periodos de máxima generación, la generación supera a la demanda, por lo que la curva de demanda toma valores negativos (flujo inverso).

Tomando como ejemplo el alimentador Changaimina, una vez procesada la información, se tiene las curvas de demanda que se muestran en la **Figura 34**. Si se compara esta curva con la curva de la **Figura 32** del alimentador Malacatos, se puede observar que la curva del alimentador Malacatos siempre tiene valores positivos, por lo que se utilizó el procedimiento detallado con anterioridad para el cálculo de los factores de carga y pérdidas; esto es aplicable también para los alimentadores Malca – San Pedro y El Tambo en los que la demanda siempre es mayor a la generación.

En la **Figura 34**, se puede apreciar que cuando la central fotovoltaica entra en operación, la curva adquiere valores negativos, porque la generación supera a la demanda. Este hecho es particularmente notorio en el alimentador Changaimina, pero también se observa en menor medida en los alimentadores Santa Teresita y Sozoranga.

Según la ecuación (2), el factor de carga depende de la demanda promedio y de la demanda máxima, por lo que, si se considera toda la curva para la obtención de la demanda promedio, se tiene una demanda promedio negativa y en consecuencia un factor de carga negativo. Para solventar esta situación, se considera para el cálculo de la demanda promedio únicamente los valores de demanda positivos y con ese promedio se determina el factor de carga. El resto del procedimiento indicado para el cálculo de pérdidas se aplica igual que los alimentadores Malacatos, Malca – San Pedro y El Tambo.

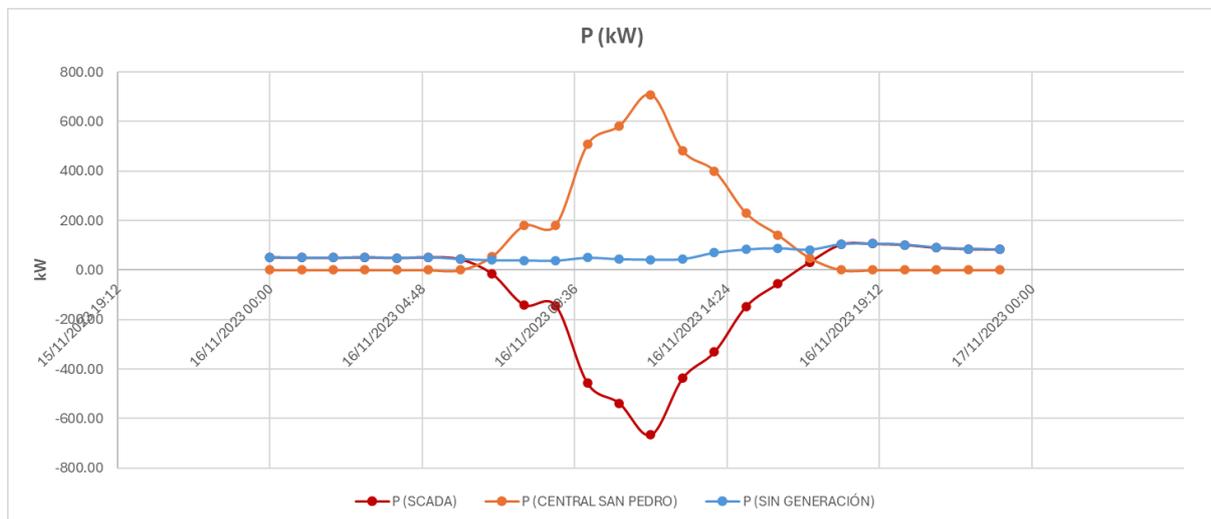


Figura 34. Curvas de demanda y generación del alimentador Changaimina para el día de mayor demanda en noviembre 2023

Fuente: Elaboración propia

Una vez establecidos los factores, se procede a configurar las bases para realizar cuatro simulaciones, una por cada alimentador, considerando tres escenarios. Todas las simulaciones requieren que se realice una distribución de carga en CYMDIST antes de ejecutar el flujo de carga, el cual se realiza con carga desequilibrada. Los escenarios analizados son:

- **Máxima demanda:** La primera simulación se realiza con máxima demanda, en la hora pico, la cual normalmente se establece entre las 19h00 a 21h00. Para este intervalo de tiempo la generación es cero y se puede aplicar directamente la configuración indicada en la **Figura 25**. Para la simulación se utilizan datos de corrientes y factor de potencia por fase.

- **Máxima radiación:** La segunda simulación se realiza con máxima radiación, la cual normalmente ocurre entre las 11h00 y 13h00. El factor de carga y el factor de pérdidas utilizado son los mismos que los empleados para la simulación en máxima demanda.

Para esta simulación se requiere configurar los datos de SCADA en la cabecera del alimentador y posteriormente ingresar un generador con potencia fija en el tramo del alimentador donde está ubicada la central fotovoltaica y se configura la potencia activa y el factor de potencia con los datos de máxima generación registrados; con esto se simula el flujo inverso de la central.

Si se simula únicamente con los datos de SCADA en la cabecera, al simular directamente estos datos en CYMDIST para los alimentadores Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga se obtiene un error, debido a que las corrientes en máxima generación son negativas, por lo que, para simular el flujo inverso, es necesario ingresar un generador con una potencia fija en el tramo. En la **Figura 35** y la **Figura 36**, se muestra configuración utilizada para simular el alimentador Changaimina en máxima generación.

The screenshot shows the 'Propiedades de la red' dialog box with the 'Demanda' tab selected. The configuration is as follows:

- Demanda:**
 - Ingresar la demanda de la red
 - Modelo de carga: DEFAULT
 - Tipo: kW-FP
 - Total: -666.33, -99.1
 - Conectado
 - Total
 - Buttons: Precisión..., Factores...
 - Date: 27/07/2024, Time: 12:00 a. m.
 - Comentarios: (empty text box)
 - Pérdidas: 0.0 W por fase
- Datos aguas abajo:**

A	B	C	Total
126.84	29.14	37.79	193.77
kVA reales			
- Pérdidas anuales:**
 - Factor de pérdidas = $k * FdC + (1-k) * FdC^2$
 - Factor de carga: 37.36 %
 - Constante k: 0.3

Buttons: Aceptar, Cancelar

Figura 35. Configuración de la cabecera del alimentador Changaimina durante la máxima radiación en CYMDIST

Fuente: (CYMDIST)

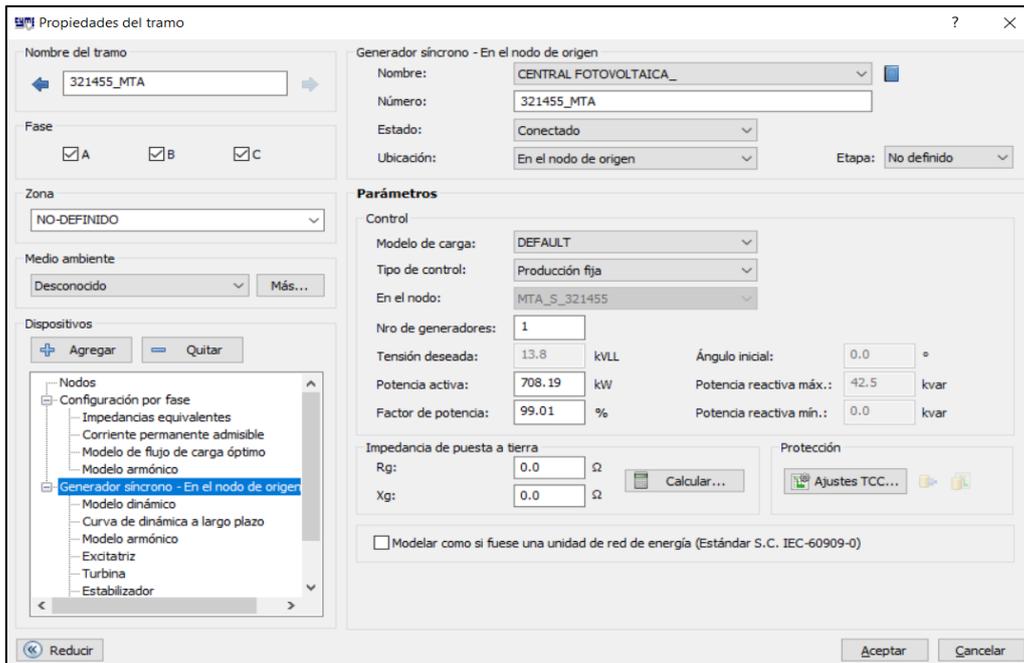


Figura 36. Configuración de la central fotovoltaica durante la máxima generación en CYMDIST
Fuente: (CYMDIST)

- Máxima radiación (sin generación):** La tercera simulación se realiza considerando el periodo de máxima radiación, que normalmente se registra entre las 11h00 a 13h00. Para esta simulación, se utiliza la curva de demanda que resulta de la sumatoria de los datos de SCADA y generación, es decir, se utiliza la curva que se estima que tendría el alimentador si la central fotovoltaica no estuviera conectada a las redes del alimentador.

Para esta curva estimada, se determinan los factores de pérdidas y de carga, los cuales son diferentes al primer escenario (demanda máxima). El procedimiento de simulación es similar al primer escenario, excepto que, al no contar con datos de corrientes en las centrales fotovoltaicas, para la simulación se requiere la potencia activa total y el factor de potencia.
- Máxima demanda (sin generación):** La cuarta simulación se realiza considerando el periodo de máxima demanda, que normalmente se registra entre las 19h00 a 21h00. Para esta simulación, se utiliza la curva de demanda que resulta de la sumatoria de los datos de SCADA y generación, es decir, se utiliza la curva que se estima que tendría el alimentador si la central fotovoltaica no estuviera conectada a las redes del alimentador.

Los factores de pérdida y de carga son los mismos que los utilizados para la condición de máxima radiación (sin generación).

El procedimiento empleado para el análisis antes de la implementación de las centrales es similar al que se utiliza para el análisis después de la implementación de las centrales. La diferencia es que se utiliza la base de CYMDIST de 2014 y se analizan sólo dos escenarios:

- **Máxima demanda:** La primera simulación se realiza con máxima demanda, en la hora pico, la cual normalmente se establece entre las 19h00 a 21h00. Para este intervalo de tiempo la generación es cero y se puede aplicar directamente la configuración indicada en la **Figura 25**. Para la simulación se utilizan datos de corrientes y factor de potencia por fase.
- **Máxima radiación:** La simulación se realiza a la hora en la que se estima que habría la máxima radiación. Se puede aplicar directamente la configuración indicada en la **Figura 25**. Para la simulación se utilizan datos de corrientes y factor de potencia por fase y los mismos factores de carga y pérdidas que el escenario 1.

5.4.3 Tercer objetivo: Análisis de la caída de voltaje de los alimentadores antes y después de la implementación de las centrales fotovoltaicas.

El procedimiento utilizado para el análisis de la caída de voltaje de los alimentadores de la EERSSA es el mismo que se describe en el punto 5.4.2.

Las simulaciones en CYMDIST se configuraron para obtener dos reportes:

- **Flujo de carga – Reporte sumario por red:** Contiene las pérdidas de potencia y energía en líneas aéreas y subterráneas y en transformadores. Este reporte se utiliza para el análisis de las pérdidas de potencia y energía.
- **Topología:** Contiene información sobre la caída de voltaje en cada tramo del alimentador. Se utiliza para determinar la mayor caída de voltaje en el alimentador. Este reporte se utiliza para el análisis de la caída de voltaje.

Con los reportes obtenidos, se procede a elaborar archivos en Microsoft Excel para cada alimentador con el fin de comparar los resultados de las simulaciones, mediante tablas y gráficas. En la **Figura 37**, **Figura 38** y **Figura 39** se muestra parte del análisis que se realiza para los resultados de pérdidas y caídas de voltaje.

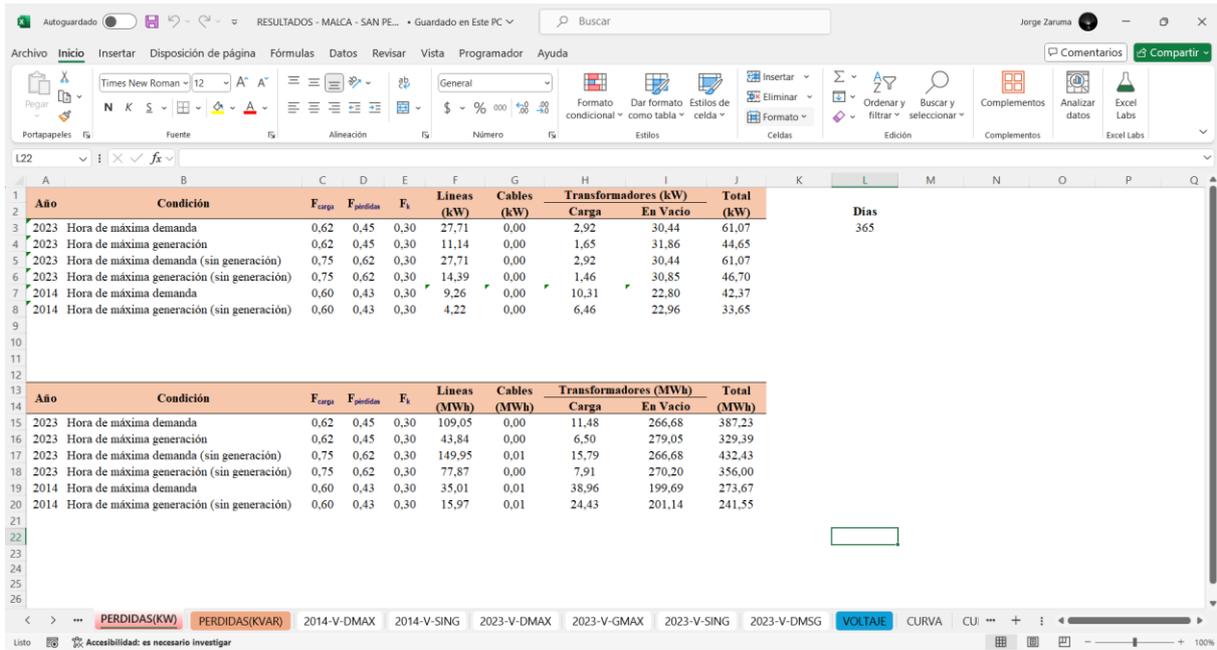


Figura 37. Análisis de pérdidas del alimentador Malca – San Pedro para las simulaciones en CYMDIST
Fuente: Elaboración propia

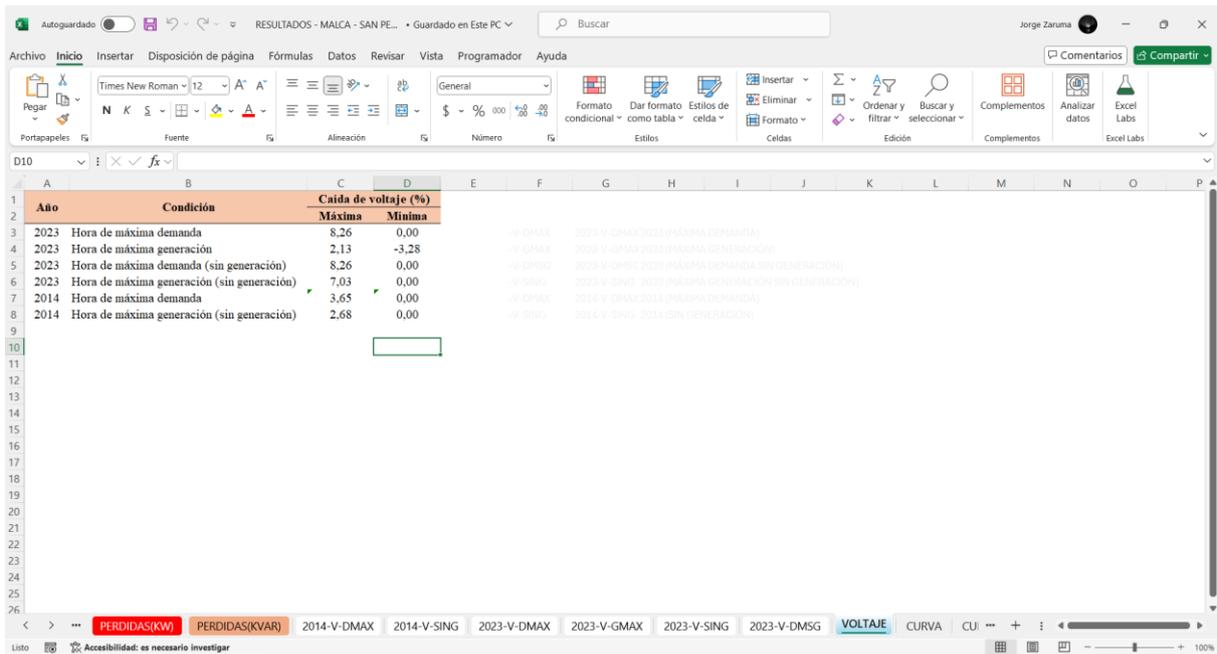


Figura 38. Análisis de caída de voltaje del alimentador Malca – San Pedro para las simulaciones en CYMDIST
Fuente: Elaboración propia

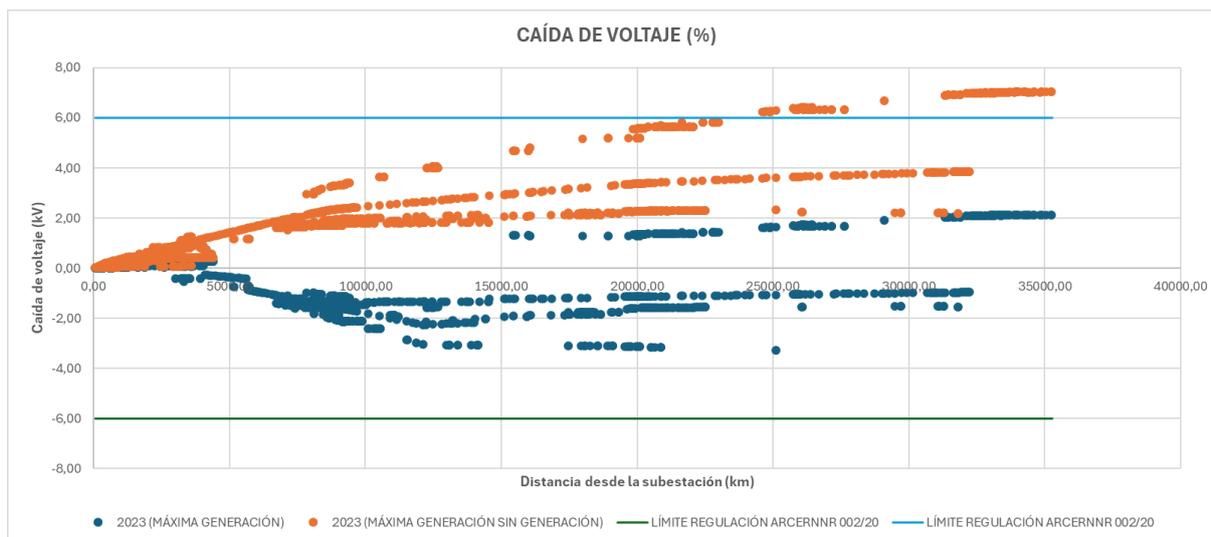


Figura 39. Comparación de caída de voltaje en máxima generación del alimentador Malca – San Pedro

Fuente: Elaboración propia

Para las simulaciones después de la implementación de las centrales fotovoltaicas, se utilizó los archivos en Excel con los datos de generación y SCADA en intervalos de una hora, con los que se calculó los factores de carga y pérdidas para el día de mayor demanda de noviembre 2023, sin tomar en consideración valores pico por transferencias de carga o por fallas.

6 Resultados

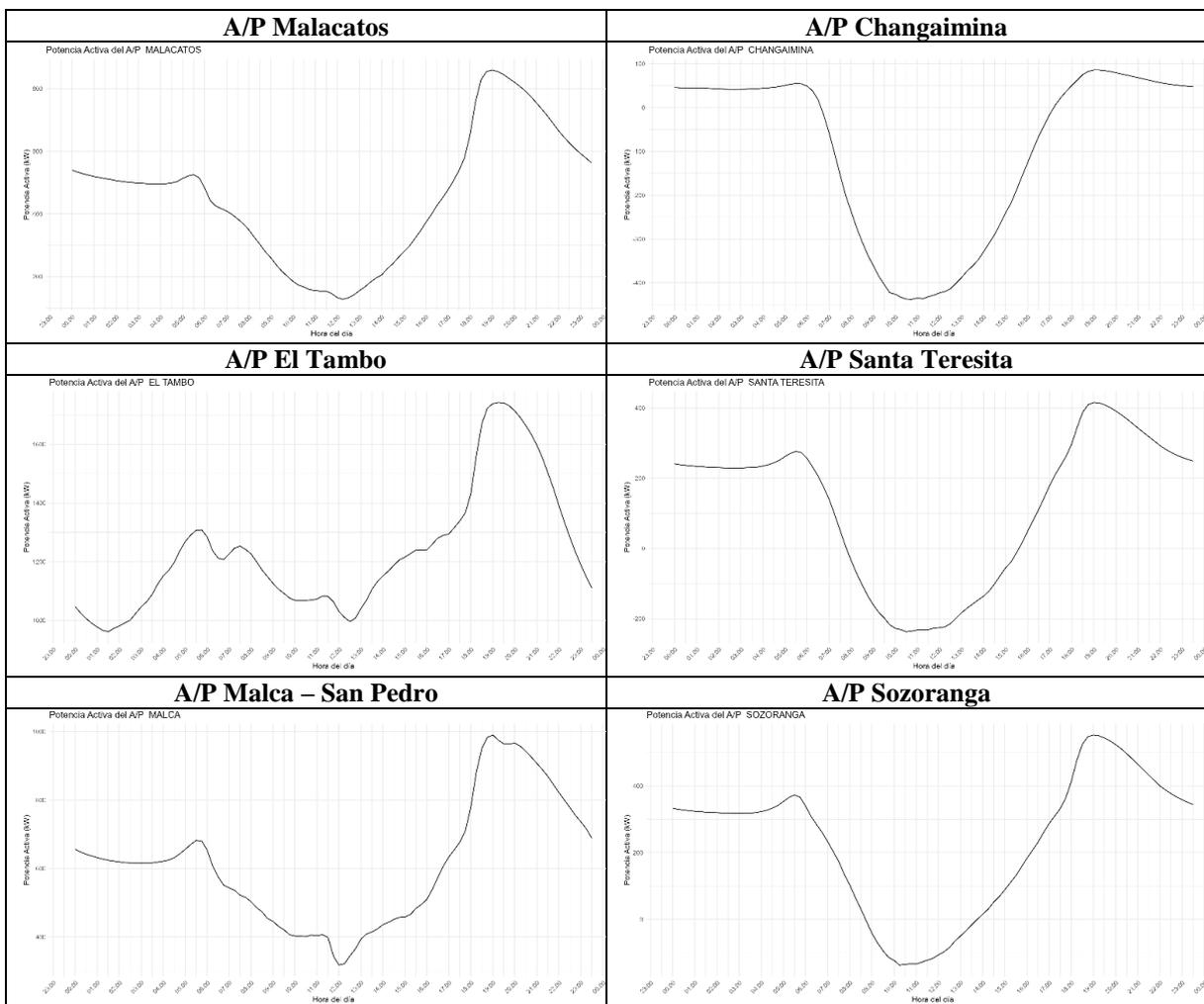
6.1 Análisis de las Potencias

En primer lugar, se analizará el comportamiento de la carga través de las curvas de demanda promedio de cada alimentador y también se analizará el comportamiento de la producción de cada una de las centrales.

6.1.1 Potencia activa en alimentadores

En la **Tabla 2** se muestran las curvas de demanda de cada alimentador en donde se observa que durante el día existe una caída en el valor de la demanda. Esto se debe a la entrada de la generación como se observa en las curvas de potencia de las centrales de la **Tabla 3**.

Tabla 2. Curvas de demanda de potencia activa de los alimentadores



Fuente: Elaboración propia

Para graficar las curvas de demanda se realizó un promedio de los datos del SCADA de todos los años, sin embargo, al tener valores en intervalos de 15 minutos no es posible apreciar la curva real de demanda que se lectura en los equipos de medición de las subestaciones. Por

tal razón, se presentan a continuación, como ejemplo, las curvas de demanda real de un día normal para cada uno de los alimentadores:

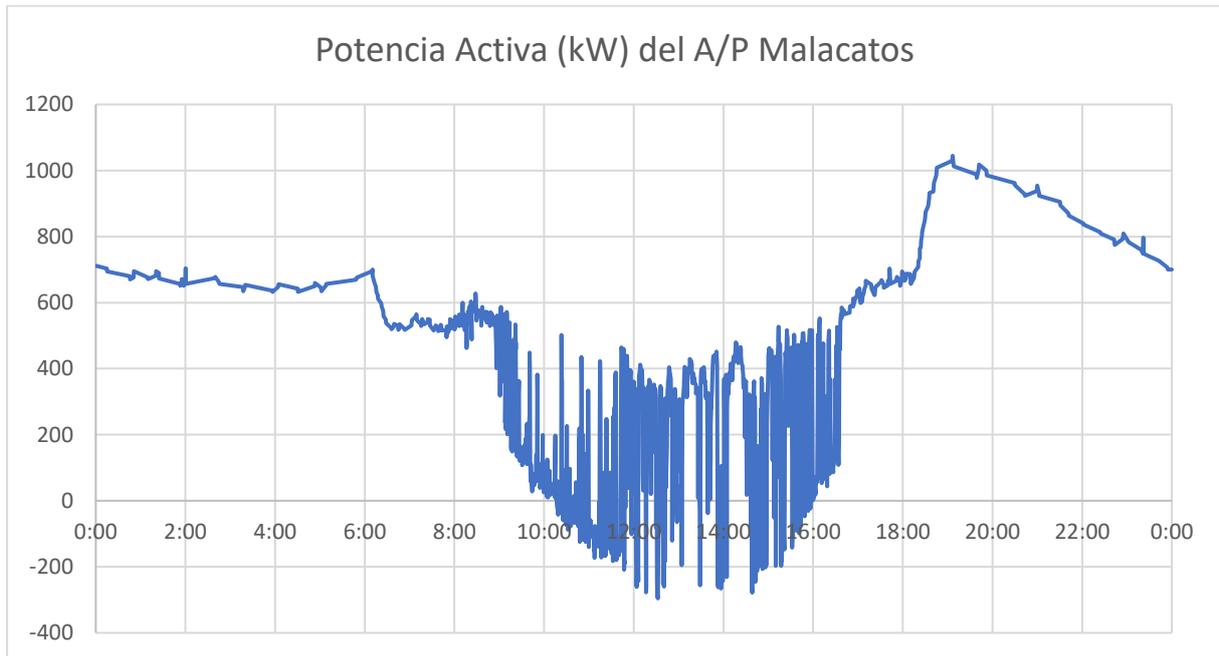


Figura 40. Curva de demanda real del A/P Malacatos

Fuente: Elaboración propia

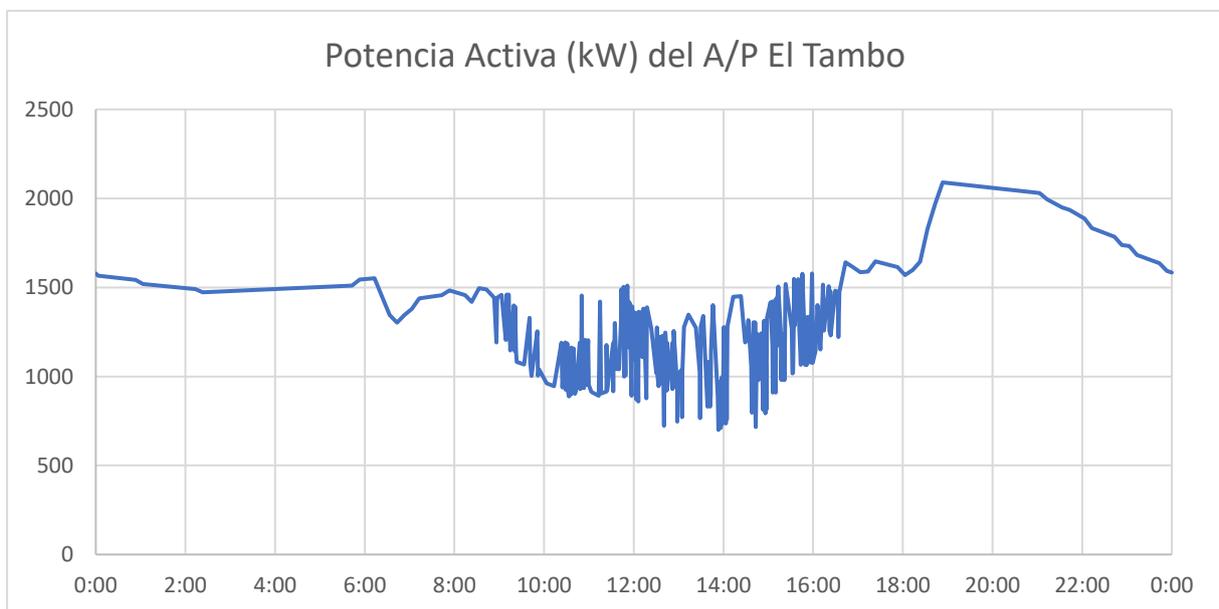


Figura 41. Curva de demanda real del A/P El Tambo

Fuente: Elaboración propia

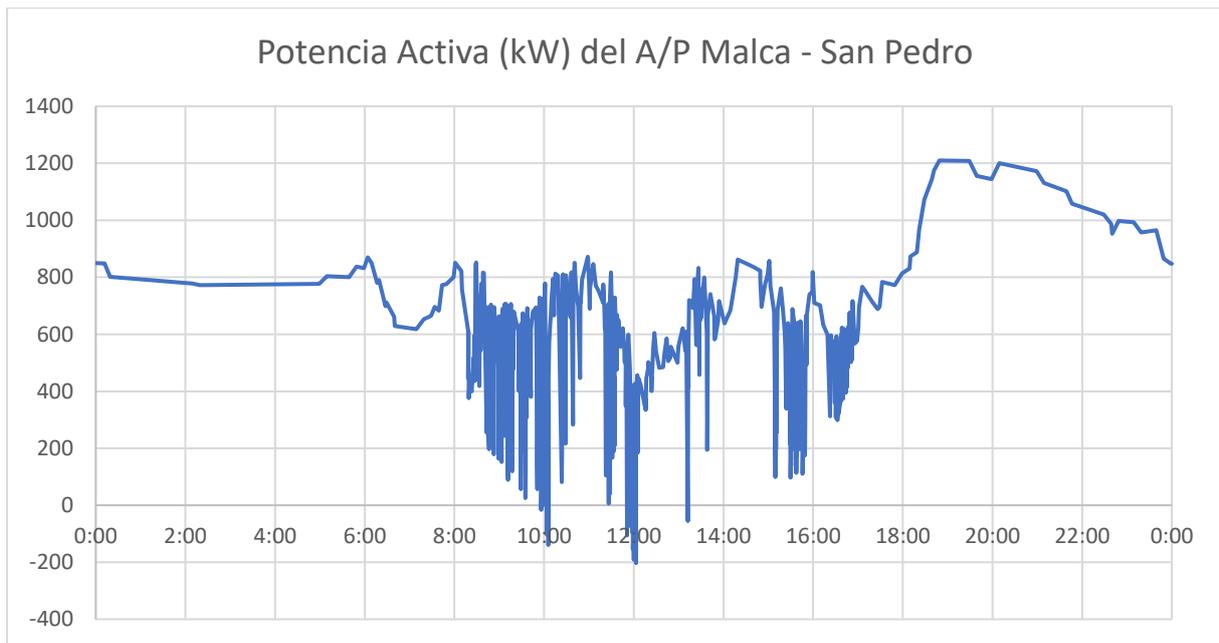


Figura 42. Curva de demanda real del A/P Malca – San Pedro

Fuente: Elaboración propia

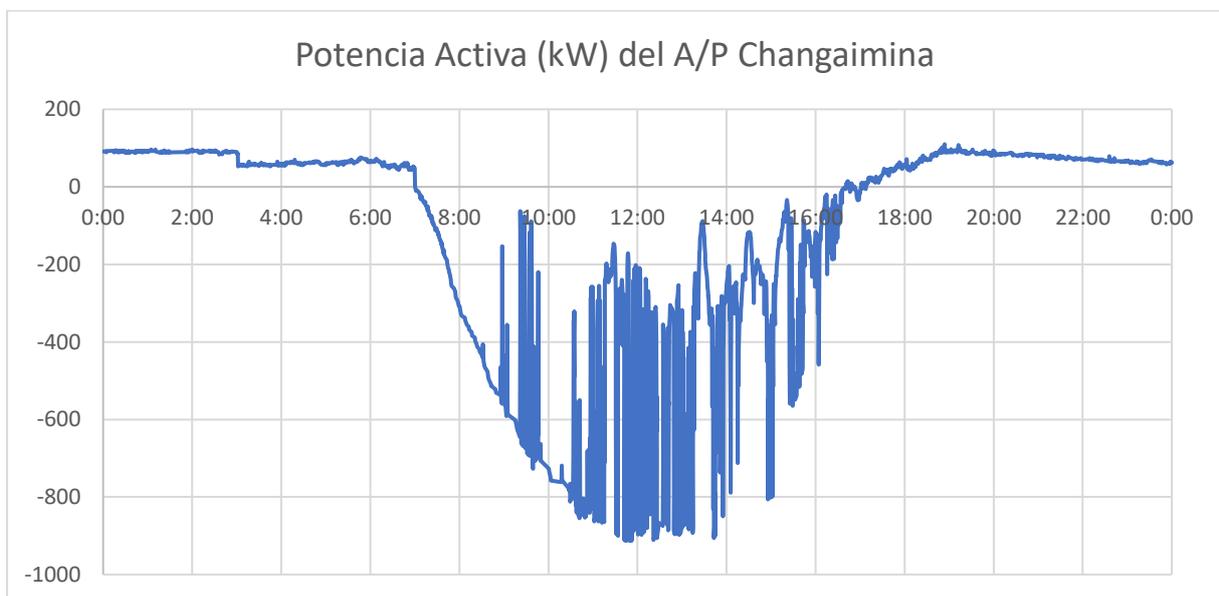


Figura 43. Curva de demanda real del A/P Changaimina

Fuente: Elaboración propia

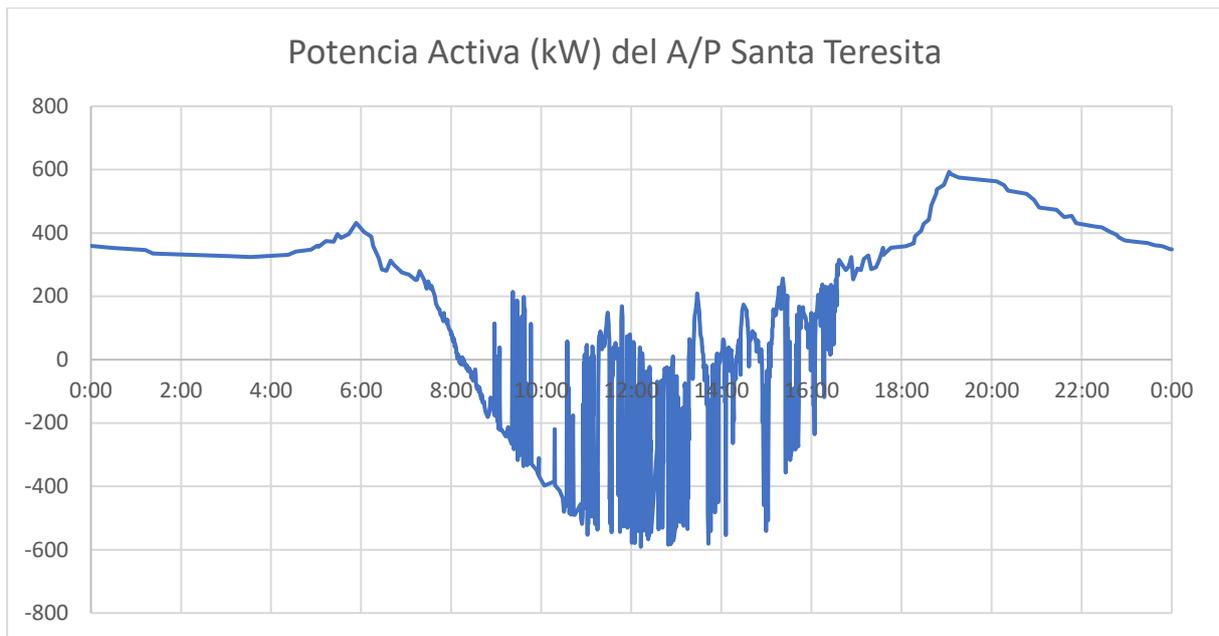


Figura 44. Curva de demanda real del A/P Santa Teresita

Fuente: Elaboración propia

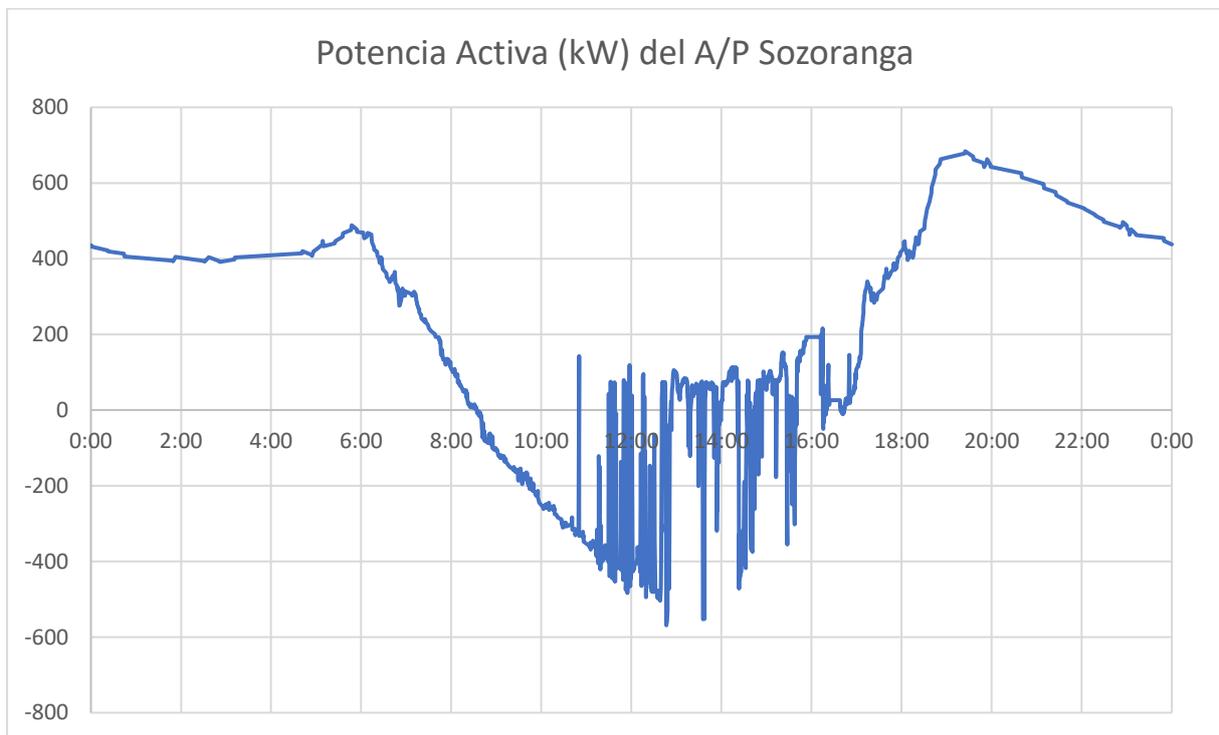


Figura 45. Curva de demanda real del A/P Sozoranga

Fuente: Elaboración propia

El análisis de los gráficos se evidencia flujos de potencia inverso en los alimentadores de la EERSSA. Este fenómeno se manifiesta con mayor intensidad en alimentadores de baja carga como Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga como se puede ver en la **Figura 43**, **Figura 44** y **Figura 45**. En estos casos, los valores de potencia inversa oscilan entre 500 y 900 kW durante el pico de generación del medio día.

El caso del A/P Changaimina es particularmente notable. Debido a su baja carga, la mayor parte de la producción de la central se dirige hacia la subestación, cubriendo la demanda de los alimentadores adyacentes. Es importante señalar que la carga del A/P Changaimina se abastece desde la S/E Gonzanamá.

La **Figura 46** ilustra la curva de demanda de potencia activa semanal del transformador de potencia de la S/E Gonzanamá. En ella se observa claramente un flujo inverso de potencia al mediodía, coincidiendo con el momento de máxima producción de la central fotovoltaica. Este fenómeno indica que la carga total de la subestación es tan reducida que no solo es cubierta íntegramente por la central, sino que además genera un excedente que se inyecta al sistema de subtransmisión de la EERSSA.

Por otro lado, en la **Figura 47** se muestra la demanda de potencia reactiva en el transformador de potencia de la S/E Gonzanamá. En este caso la dirección del flujo es hacia la carga, esto se debe a que las centrales fotovoltaicas generan mayormente potencia activa. Esto ocurre a nivel de todos los alimentadores, se puede comprobar mediante el indicador del factor de potencia que se explicará más adelante.

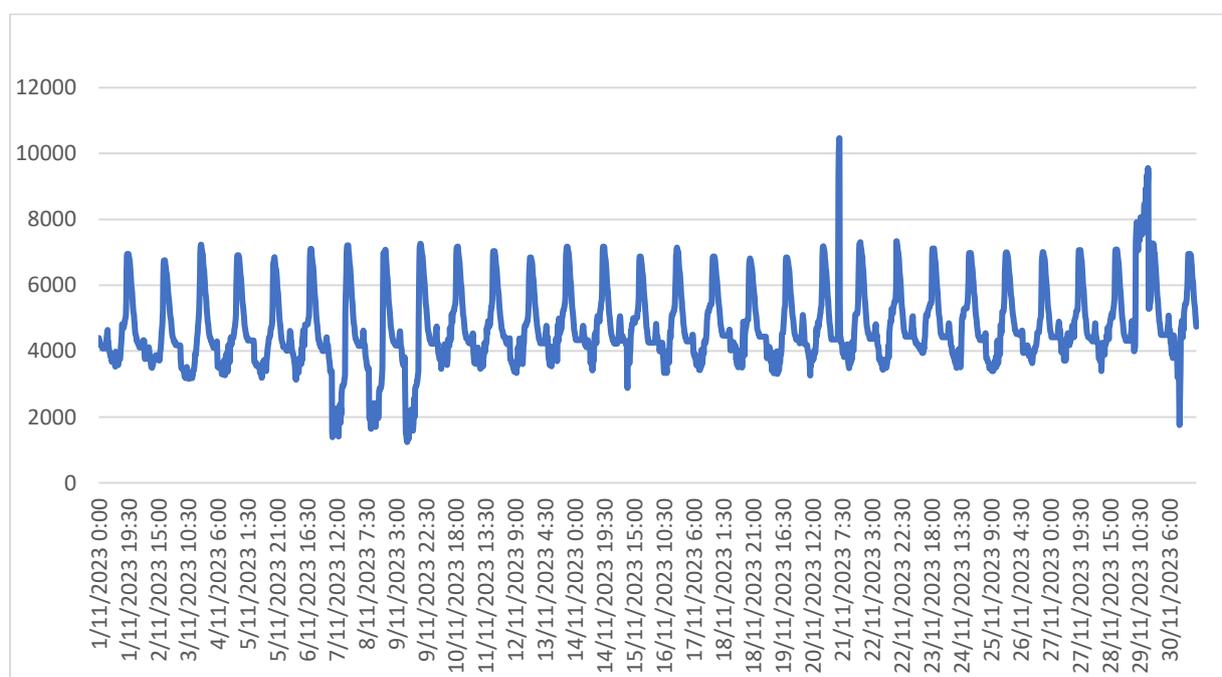


Figura 46. Curva de demanda de potencia activa semanal de la S/E Gonzanamá.
Fuente: Elaboración propia

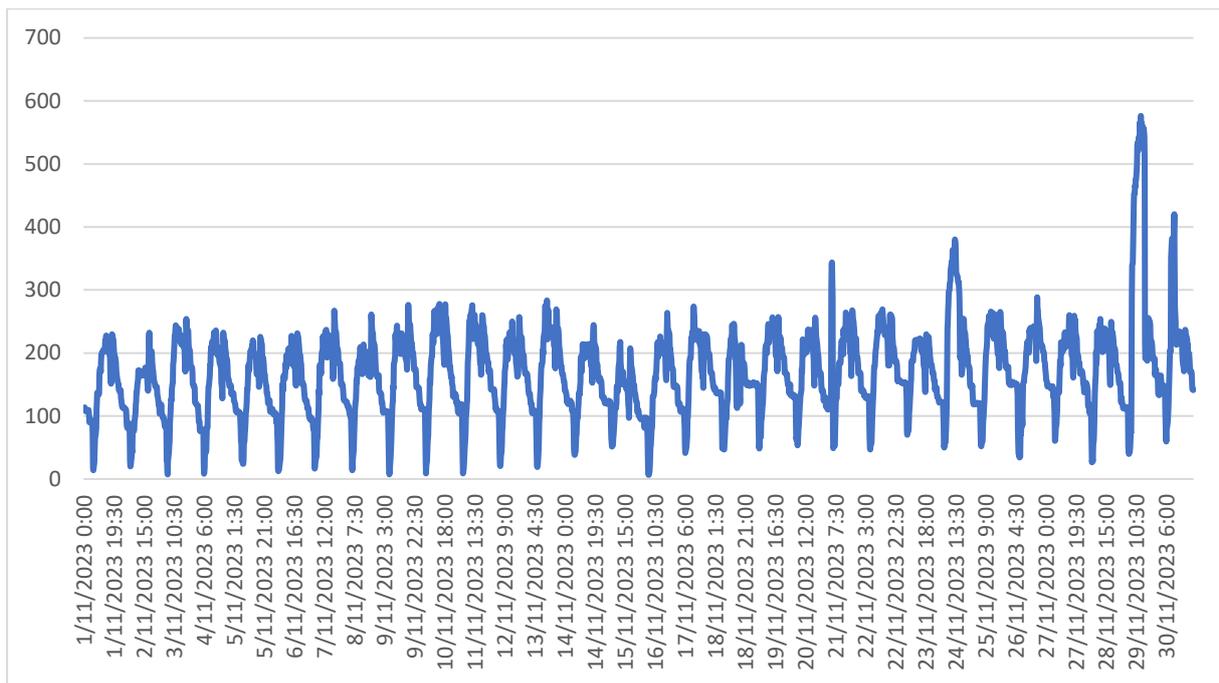


Figura 47. Curva de demanda de potencia reactiva semanal de la S/E Gonzanamá.

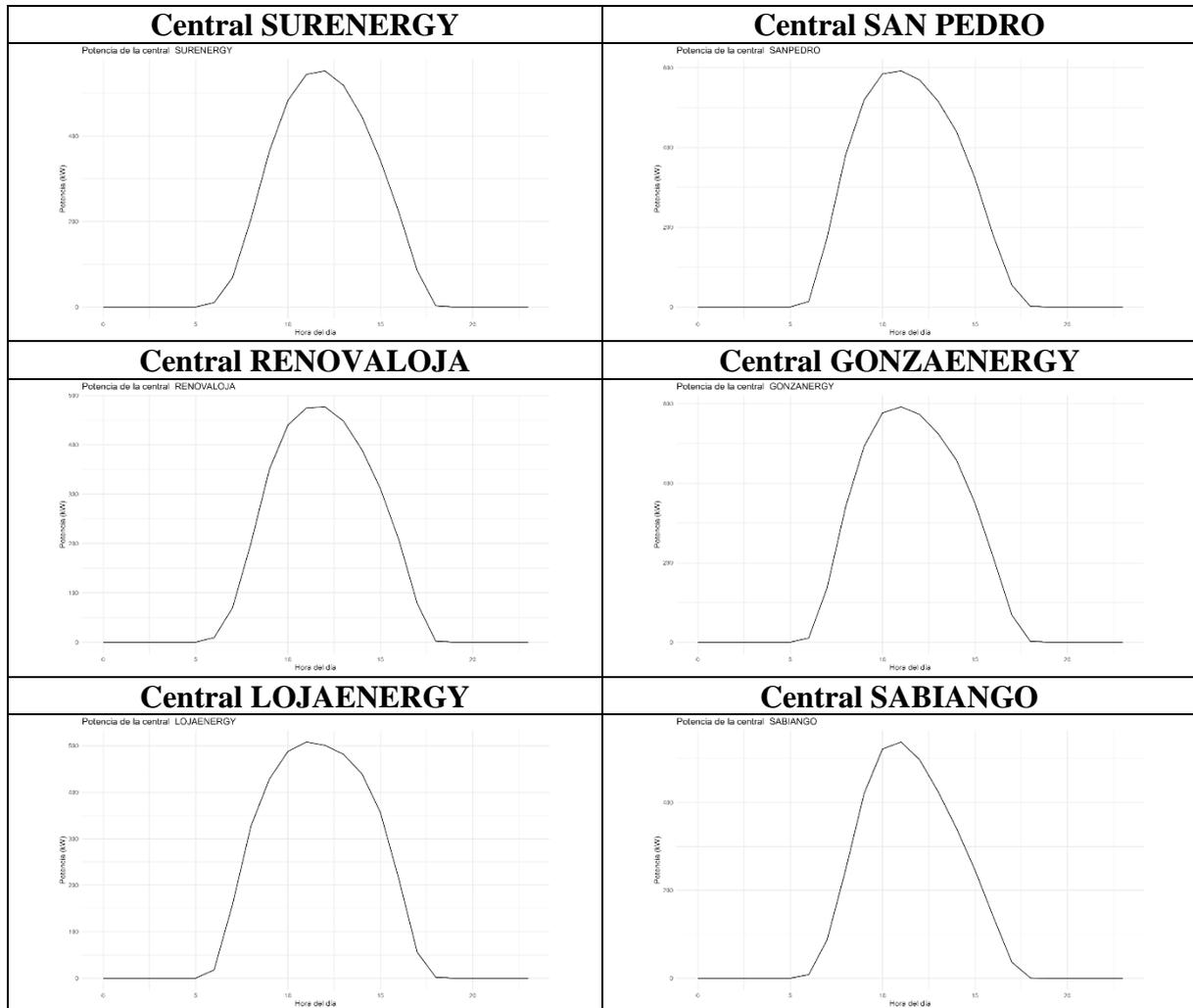
Fuente: Elaboración propia

Para alimentadores con mayor carga se tiene en poca o nula medida flujos inversos de potencia como ocurre en los alimentadores Malacatos, El Tambo y Malca – San Pedro. En estos casos la potencia inversa oscila entre 0 a 200 kW durante el medio día como se muestran en las figuras del A/P Malacatos y Malca – San Pedro (Ver **Figura 40** y **Figura 42**). En las demás horas del día la demanda es cubierta desde la subestación y desde las centrales fotovoltaicas, esto representa bajos valores de potencia activa y altos valores de potencia reactiva. Para el caso del A/P El Tambo (Ver **Figura 41**), la producción de la central no abastece la demanda del alimentador y por lo tanto los valores de potencia activa en el interruptor son bastante elevados en comparación al resto de alimentadores.

6.1.2 Potencia activa en centrales fotovoltaicas

Como se mencionó anteriormente, las centrales fotovoltaicas entregan valores de potencia activa que abastecen una parte de la demanda de los alimentadores a los cuales se encuentran conectados. Esto modifica la curva de demanda de cada alimentador lo que provoca cambios en sus indicadores como es el factor de potencia que se analizará en la siguiente sección.

Tabla 3. Curvas de potencia de generación de las centrales



Fuente: Elaboración propia

6.2 Análisis del Factor de potencia

A continuación, se presentan las gráficas de factor de potencia de los alimentadores y de las centrales fotovoltaicas con la finalidad de analizar su comportamiento.

6.2.1 Factor de potencia en los alimentadores

Para los alimentadores primarios se ha obtenido el valor promedio de cada uno de los alimentadores como se muestra en la **Tabla 4**. En las gráficas de la **Fuente:** Elaboración propia

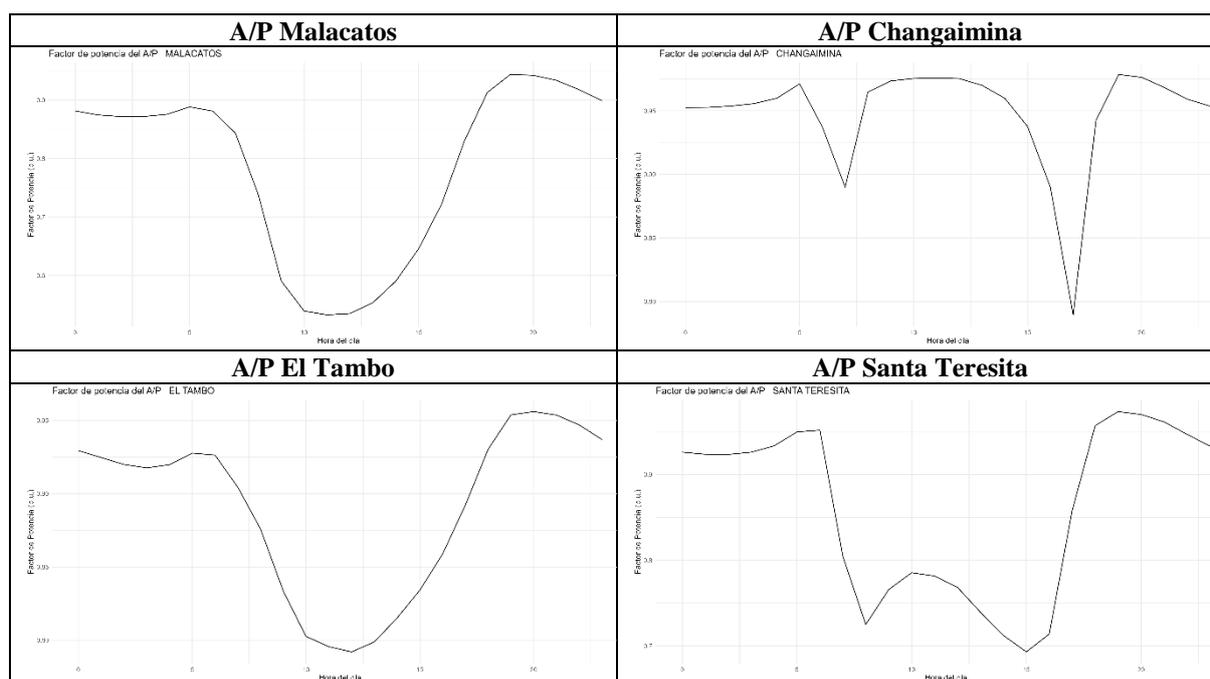
Tabla 5 se puede observar que la forma que tiene cada curva de factor de potencia varía de acuerdo con su alimentador, es decir, entre la carga conectada y la generación producida modifica el valor del factor de potencia de formas diferentes en cada alimentador.

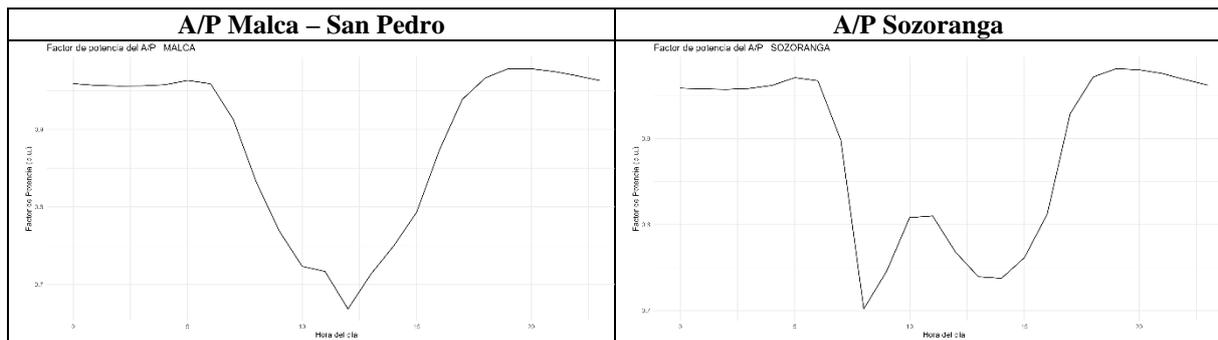
Tabla 4. Factor de Potencia Promedio de los alimentadores primarios

HORA	A/P Malacatos	A/P El Tambo	A/P Malca - San Pedro	A/P Changaimina	A/P Santa Teresita	A/P Sozoranga
00h00	0,88	0,93	0,96	0,95	0,93	0,96
01h00	0,87	0,92	0,96	0,95	0,92	0,96
02h00	0,87	0,92	0,96	0,95	0,92	0,96
03h00	0,87	0,92	0,96	0,96	0,93	0,96
04h00	0,88	0,92	0,96	0,96	0,93	0,96
05h00	0,89	0,93	0,96	0,97	0,95	0,97
06h00	0,88	0,93	0,96	0,94	0,95	0,97
07h00	0,84	0,90	0,91	0,89	0,80	0,90
08h00	0,74	0,88	0,83	0,96	0,73	0,70
09h00	0,59	0,83	0,77	0,97	0,77	0,75
10h00	0,54	0,80	0,72	0,98	0,79	0,81
11h00	0,53	0,80	0,72	0,98	0,78	0,81
12h00	0,54	0,79	0,67	0,98	0,77	0,77
13h00	0,55	0,80	0,71	0,97	0,74	0,74
14h00	0,59	0,82	0,75	0,96	0,71	0,74
15h00	0,65	0,83	0,79	0,94	0,69	0,76
16h00	0,72	0,86	0,87	0,89	0,71	0,81
17h00	0,83	0,89	0,94	0,79	0,86	0,93
18h00	0,91	0,93	0,97	0,94	0,96	0,97
19h00	0,94	0,95	0,98	0,98	0,97	0,98
20h00	0,94	0,96	0,98	0,98	0,97	0,98
21h00	0,93	0,95	0,97	0,97	0,96	0,98
22h00	0,92	0,95	0,97	0,96	0,95	0,97
23h00	0,90	0,94	0,96	0,95	0,93	0,96

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. Curvas de factor de potencia de los alimentadores





Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede visualizar dos tipos de comportamientos: en los alimentadores Malacatos, El Tambo y Malca – San Pedro las curvas del factor de potencia promedio son parábolas invertidas en donde alcanzan su valor mínimo al medio día, mientras que en los alimentadores Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga, las curvas del factor de potencia tienen forma de M invertida en donde al medio día el valor de factor de potencia empieza a incrementarse.

El factor de potencia es un indicador entre la potencia activa y la potencia reactiva que circula por los alimentadores. En los casos de los alimentadores Malacatos, El Tambo y Malca – San Pedro la profundidad de la curva se ve afectada por la cantidad de carga conectada al alimentador, en donde a mayor carga conectada, menor es la profundidad de la curva del factor de potencia. Como por ejemplo en el A/P El Tambo, su valor mínimo promedio llega a los 0,79 p.u. al medio día mientras que en el A/P Malacatos el factor de potencia llega a 0,53 p.u. Esto se debe a que el A/P El Tambo cuenta con una mayor carga conectada que el A/P Malacatos. Por otro lado, se puede observar que el A/P Changaimina tiene un comportamiento diferente en donde al inicio de la producción de las centrales, el factor de potencia disminuye, pero al llegar al medio día se tiene valores 0,98 p.u. Esto se debe a que la producción de potencia activa de la central es tan elevada que supera la demanda del alimentador por lo que la potencia activa restante ingresa a la subestación y provoca el aumento del factor de potencia.

6.2.2 Factor de potencia de centrales fotovoltaicas

Para las centrales se ha obtenido un valor promedio del factor de potencia de cada central como se muestra en la **Tabla 6**. Se obtuvo que durante las horas de producción el factor de potencia de las centrales está en valores cercanos a la unidad. Esto demuestra que mayormente se inyecta potencia activa a las redes de distribución. En la **Figura 48** se muestra la gráfica de los factores de potencia de cada central.

Tabla 6. Factor de Potencia Promedio de las centrales fotovoltaicas

HORA	SUR ENERGY	RENOVA LOJA	LOJA ENERGY	SAN PEDRO	GONZA NERGY	SABIANGO
00h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05h00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
06h00	0,76	0,81	0,85	0,68	0,63	0,50
07h00	0,98	0,96	0,97	0,98	0,99	0,91
08h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,95
09h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,95
10h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,95
11h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,95
12h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,95
13h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,95
14h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,95
15h00	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99	0,94
16h00	0,98	0,96	0,97	0,98	0,98	0,92
17h00	0,96	0,94	0,95	0,95	0,95	0,78
18h00	0,45	0,39	0,41	0,44	0,51	0,22
19h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23h00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración propia

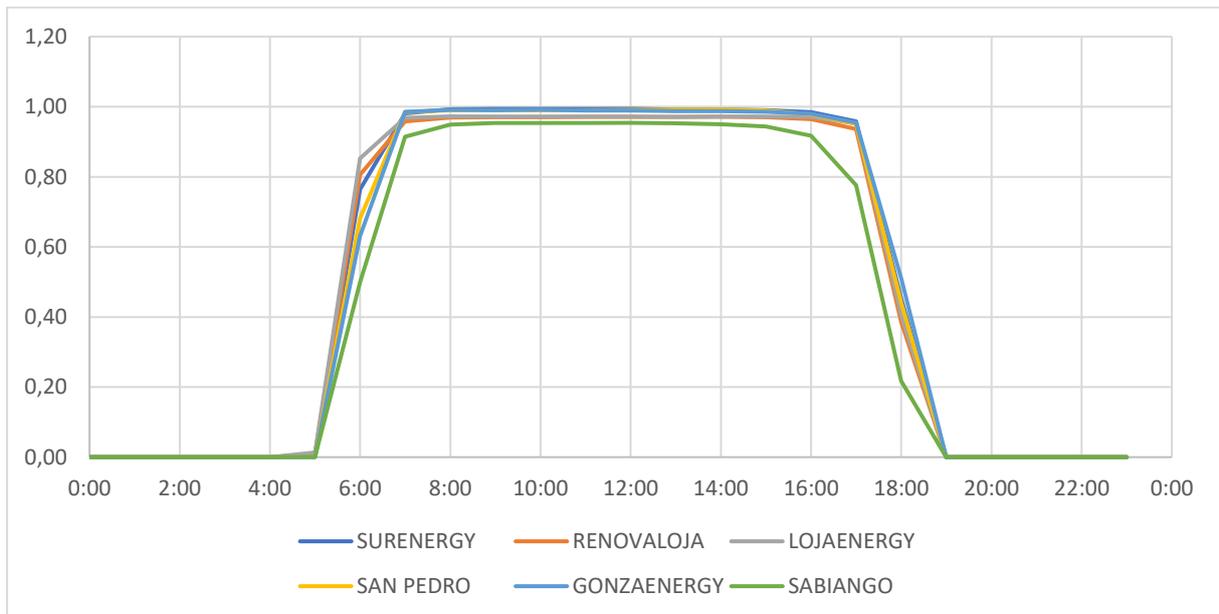


Figura 48. Gráfica del Factor de potencia promedio de las centrales fotovoltaicas

Fuente: Elaboración propia

6.3 Análisis de Pérdidas

El producto de las simulaciones en CYMDIST dieron como resultado las pérdidas de potencia activa de cada uno de los alimentadores y de la pérdida de energía anual como se muestra en la **Tabla 7**. Se realizaron simulaciones de demanda media a la hora que existe máxima radiación y en demanda máxima para los años 2014 en donde aún no existía generación instalada en los alimentadores y para el año 2023 en donde se realizó una simulación adicional para analizar las pérdidas para el caso cuando está generando la central y para un caso en donde se encuentra apagada.

Tabla 7. Pérdidas de potencia activa de los alimentadores

Año	Condición	A/P Malacatos		A/P El Tambo		A/P Malca - San Pedro	
		Pérdidas de Potencia (kW)	Pérdida Anual de Energía (MWh)	Pérdidas de Potencia (kW)	Pérdida Anual de Energía (MWh)	Pérdidas de Potencia (kW)	Pérdida Anual de Energía (MWh)
2014	Hora de máxima demanda	27,54	196,46	80,76	522,61	61,07	330,48
2014	Hora de máxima radiación sin generación	22,71	175,23	60,06	433,00	42,37	160,15
2023	Hora de máxima demanda	53,23	317,30	72,69	552,46	61,07	240,35
2023	Hora de máxima radiación con generación	53,69	323,27	64,14	499,65	44,65	175,71
2023	Hora de máxima radiación sin generación	41,31	310,21	73,08	570,08	46,70	252,70

Año	Condición	A/P Changaimina		A/P Santa Teresita		A/P Sozoranga	
		Pérdidas de Potencia (kW)	Pérdida Anual de Energía (MWh)	Pérdidas de Potencia (kW)	Pérdida Anual de Energía (MWh)	Pérdidas de Potencia (kW)	Pérdida Anual de Energía (MWh)
2014	Hora de máxima demanda	9,67	54,55	3,56	24,49	29,30	171,49
2014	Hora de máxima radiación sin generación	5,53	41,06	2,60	21,13	17,82	131,19
2023	Hora de máxima demanda	4,15	31,64	33,81	226,91	38,10	220,91
2023	Hora de máxima radiación con generación	10,37	43,17	50,46	268,68	30,08	208,36
2023	Hora de máxima radiación sin generación	3,61	30,90	30,71	241,08	27,27	212,16

Fuente: Elaboración propia

En el año 2014 antes de la entrada de la generación, se observa que en todos los alimentadores las pérdidas al medio día son menores que en la hora de demanda máxima. Para el año 2023 con la entrada de la generación, se observa que las pérdidas al medio día son mayores que las pérdidas en hora de demanda máxima en los alimentadores Malacatos, Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga. Esto se debe a que la generación fotovoltaica es mucho mayor que la demanda del alimentador, es decir existe altos niveles de penetración

fotovoltaica y las corrientes que circulan por las redes de distribución aumentan. Por otro lado, en los alimentadores El Tambo y Malca – San Pedro donde existe una baja penetración fotovoltaica en comparación con la demanda, las pérdidas al medio día tienden a disminuir.

Además, en la sección 4.3.1.5 se indica que el aumento del voltaje nodal causado por la alta penetración de las centrales solares incrementará las pérdidas sin carga de los transformadores de distribución, los detalles de las pérdidas en transformadores se pueden visualizar en el **Anexo 6**.

6.4 Análisis de la Caída de Voltaje

Los resultados de las simulaciones con respecto a las caídas de voltaje se realizaron en periodos de máxima radiación (alrededor del mediodía) y máxima demanda (alrededor de las 19h00). En año 2014, antes de la entrada de las centrales fotovoltaicas, las caídas de voltaje mayores al límite del 6% indicado en la **Tabla 1**, ocurrían solamente en horario de demanda máxima, mientras que el resto del día estaban por debajo del límite permitido como se puede observar en la **Tabla 8**.

Tabla 8. Caída de voltaje antes de la implementación de las centrales Año 2014

Año	Condición	A/P Malacatos	A/P El Tambo	A/P Malca - San Pedro
2014	Hora de máxima demanda	2,50 %	6,08 %	8,26 %
2014	Hora de máxima radiación - sin generación	1,55 %	4,27 %	3,65 %
Año	Condición	A/P Changaimina	A/P Santa Teresita	A/P Sozoranga
2014	Hora de máxima demanda	2,94 %	0,35 %	6,10 %
2014	Hora de máxima radiación - sin generación	1,41 %	0,17 %	3,22 %

Fuente: Elaboración propia

Para el año 2023 (Ver

Tabla 9) por el crecimiento de la demanda se observa que en los alimentadores como El Tambo y Malca – San Pedro tienen caídas de voltaje mayores al 6% al medio día en el escenario que no existe generación fotovoltaica. Los resultados indican que la entrada de generación ayuda a reducir la caída de voltaje en los alimentadores.

Además, se observa que existe una mejora en el nivel de voltaje es en los alimentadores con mayor carga como El Tambo y Malca – San Pedro, para el resto de los alimentadores como Malacatos, Santa Teresita y Sozoranga se tiene una reducción de aproximadamente un 1% en la caída de voltaje. Por otro lado, en el A/P Changaimina se tiene un aumento en la caída de voltaje, sin embargo, se mantiene dentro de los límites permitidos por la regulación.

Tabla 9. Caída de voltaje después de la implementación de las centrales Año 2023

Año	Condición	A/P Malacatos	A/P El Tambo	A/P Malca - San Pedro
2023	Hora de máxima demanda	5,43 %	5,91 %	8,26 %
2023	Hora de máxima radiación con generación	3,01 %	3,49 %	2,13 %
2023	Hora de máxima radiación sin generación	3,70 %	6,09 %	7,03 %

Año	Condición	A/P Changaimina	A/P Santa Teresita	A/P Sozoranga
2023	Hora de máxima demanda	0,27 %	5,15 %	9,02 %
2023	Hora de máxima radiación con generación	1,41 %	3,94 %	3,12 %
2023	Hora de máxima radiación sin generación	0,45 %	5,37 %	4,25 %

Fuente: Elaboración propia

7 Discusión

En la provincia de Loja existen 6 centrales fotovoltaicas conectadas a los alimentadores primarios a un nivel de voltaje de 13,8 kV. Los principales parámetros eléctricos se explican a continuación:

En cuestión del comportamiento de los flujos de potencia, se encontró que casi todos los alimentadores que tienen generación fotovoltaica, excepto en el A/P El Tambo, existen flujos inversos de potencia que atraviesan sus interruptores e ingresa a la subestación. Este comportamiento es más acentuado en alimentadores de baja carga como Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga, pero para alimentadores con una carga más pesada como Malacatos, El Tambo y Malca – San Pedro la cantidad de potencia inversa es baja.

El comportamiento de la potencia activa que es suministrada por la central fotovoltaica influye en los valores del factor de potencia que se miden en la subestación. Se observó que, a mayor densidad de carga menor es el factor de potencia.

En Katiraei & Agüero (2011) indica que una alta penetración de generación fotovoltaica puede producir un flujo inverso a nivel de alimentadores primarios o subestaciones, esto ocurre cuando la producción de la central compensa la carga del alimentador. Además, se señala que los alimentadores al estar diseñados para un flujo unidireccional, esta situación puede afectar la coordinación de protecciones y la operación adecuada de reguladores de voltaje.

Este comportamiento subraya la importancia de considerar los flujos de potencia inversos en el diseño y operación de redes de distribución con alta penetración de generación distribuida, particularmente en áreas con demanda variable o relativamente baja.

Con respecto a las pérdidas se observó que dependen de la relación entre la carga del alimentador y la generación fotovoltaica. La generación que producen las centrales oscila entre

los 500 y 800 kW, estos valores al ser comparados con la demanda de alimentadores como Malacatos, Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga pueden ser considerados como un nivel alto de penetración fotovoltaica, por otro lado, para los alimentadores El Tambo y AP Malca – San Pedro la generación es baja en comparación a la demanda. Esto provoca que en alimentadores con baja carga las pérdidas aumenten mientras que en alimentadores con alta carga las pérdidas tiendan a disminuir.

Los resultados guardan relación con investigaciones de Katiraei & Agüero (2011) mismas que señalan que para niveles de penetración bajos a moderados, las pérdidas en las líneas tienden a disminuir hasta alcanzar un mínimo y para niveles altos de penetración fotovoltaica, las pérdidas en las líneas tienden a aumentar.

Los resultados de las simulaciones con respecto a las caídas de voltaje demuestran que, la entrada de generación fotovoltaica mejoraba los niveles de caída de voltaje en el alimentador, permitiendo estar por debajo del límite indicado por la regulación. Se tiene un mayor impacto en alimentadores con mayor carga como El Tambo y Malca – San Pedro.

De acuerdo con la bibliografía consultada, en Katiraei & Agüero (2011) indica que la entrada de generación distribuida fotovoltaica causa problemas como el aumento y variaciones de voltaje especialmente cuando se conectan al final de alimentadores largos y ligeramente cargados. Para el caso de los alimentadores de la EERSSA el aumento de voltaje mejora la calidad de servicio que reciben los consumidores finales.

La entrada de la generación fotovoltaica aumenta el nivel de voltaje permitiendo a los alimentadores estar dentro de los límites de caída de voltaje establecidos en la regulación.

8 Conclusiones

- Las centrales fotovoltaicas inyectan principalmente potencia activa y en menor medida potencia reactiva en flujo inverso. Esto causa una reducción notable de potencia activa y una leve de potencia reactiva en la cabecera de los alimentadores El Tambo, Malacatos, Malca – San Pedro, Santa Teresita y Sozoranga, lo que implica una reducción del factor de potencia. En el A/P Changaimina se observa un caso particular, en donde la potencia activa inversa es tan alta que provoca que el factor de potencia se mantenga en valores mayores de 0,9 p.u.
- En los alimentadores con poca carga como Changaimina, Sozoranga y Santa Teresita, la inyección de energía de las centrales fotovoltaicas provoca durante todo el periodo de funcionamiento de las centrales, lecturas negativas de potencia y corriente en el sistema SCADA.
- Las centrales fotovoltaicas generan corriente en sentido contrario a la carga. En alimentadores de alta densidad provoca una reducción de la corriente que circula por las redes de distribución, con la consecuente reducción de pérdidas técnicas. Mientras que, para alimentadores de baja densidad de carga ocurre lo opuesto, es decir, aumenta la corriente que fluye por la red de distribución lo que ocasiona un incremento en las pérdidas.
- Durante la operación de las centrales fotovoltaicas se observa que existe un aumento de voltaje en la red de distribución lo que permite mantener la caída de voltaje dentro de los límites permitidos por la regulación.

9 Recomendaciones

- Debido a los bajos valores de factor de potencia en los alimentadores a causa de la entrada de las centrales fotovoltaicas, se recomienda utilizar sistemas de compensación reactiva para estabilizar el factor de potencia.
- Con la finalidad de minimizar las pérdidas en los alimentadores de baja carga se recomienda en estudios posteriores analizar la posibilidad de instalar sistemas de almacenamiento de energía con la finalidad de equilibrar la demanda con la generación.
- Con el aumento de la generación distribuida en el mundo, es recomendable que los profesionales tengan los conocimientos técnicos en el manejo y optimización de alimentadores con generación distribuida no convencional.

10 Bibliografía

- Álvarez, L., Neves, L., López, J., & Zambrano, S. (2017). *Impacto de la generación distribuida en la red de distribución*.
- ArcGis EERSSA. (2024). *Geoportal Técnico de la Empresa Eléctrica Regional del Sur*. <https://portalserver.eerssa.gob.ec/arcgis/home/>
- IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std 1547-2003 1 (2003). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2003.94285>
- Katiraei, F., & Agüero, J. R. (2011). Solar PV Integration Challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, 9(3), 62–71. <https://doi.org/10.1109/MPE.2011.940579>
- MEER. (2016). *Procedimiento para el cálculo de pérdidas y análisis de la red de medio voltaje*.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2018). *Plan maestro de electricidad*.
- Musse, B. F., Barbosa, M. W., Carvalho, J. S., da Silva, D. C., de Oliveira, L. W., & de Oliveira, J. G. (2017). Real Time simulation of PV System integration to the distribution grid using dynamic load model. *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PEDG.2017.7972519>
- Padiyar, K. R., & Kulkarni, A. M. (2019). Solar Power Generation and Energy Storage. In *Dynamics and Control of Electric Transmission and Microgrids* (pp. 391–414). <https://doi.org/10.1002/9781119173410.ch11>
- Pascual, H., Sansogni, F., & Albanese, A. (2008). Metodología de cálculo de pérdidas técnicas de energía en redes eléctricas. *Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica, Clade*, 1–5.
- Ramírez, S. (2004). Redes de Distribución de Energía. In U. N. de Colombia (Ed.), *Universidad Nacional de Colombia* (Tercera Ed).
- Regulación Nro. ARCERNNR 002/20. (2020). Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. In *ARCERNNR 002/20*.
- Tran, Q.-T., Cong Pham, M., Parent, L., & Sousa, K. (2018). Integration of PV Systems into Grid: From Impact Analysis to Solutions. *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8494400>

11 Anexos

Anexo 1. Códigos R para procesamiento de datos SCADA 2013 – 2018

```
# Borrar datos y configurar directorio
rm(list=ls(all=TRUE))
getwd()
directorio<-"E:/RSTUDIO/MAESTRIA/SCADA"
setwd(directorio)

# Cargar librerías necesarias
#install.packages("readr")
#install.packages("dplyr")
#install.packages("lubridate")

##### PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SCADA

# Cargar las librerías necesarias
library(dplyr)
library(readr)

# Listar todos los archivos CSV en el directorio
csv_files <- list.files(path = directorio, pattern = "\\*.csv$", full.names = TRUE)

# Función para leer y seleccionar las columnas especificadas de cada archivo CSV
# SE Catamayo: columnas 1, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29,30, 31,32, 33, 34, 35
# SE Vilcabamba: columnas 1, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 30, 31, 32, 33, 34, 35
# SE Cariamanga: columnas 1, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 88, 89, 90
# SE Gonzanamá: columnas 1, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25
# SE Macará: columnas 1, 108, 109, 110, 111, 115, 119, 123, 134, 135, 136

read_and_select <- function(file) {
  df <- read_csv(file, col_types = cols())
  #df <- read_csv(file, col_types = cols(timestamp = col_datetime())) %>%

  # Convertir la columna 'timestamp' a POSIXct
  #df_selected <- df
  df_selected <- df %>% select(1, 108, 109, 110, 111, 115, 119, 123, 134, 135, 136)
}
# Leer todos los archivos CSV y aplicar la función read_and_select
list_of_dfs <- lapply(csv_files, read_and_select)

# Combinar todos los data frames en uno solo
combinado <- bind_rows(list_of_dfs)
combinado[1]
print(head(combinado$timestamp))
combinado[1]

# Cargar la librería lubridate para trabajar con fechas
library(lubridate)
```

```
# Convertir la columna de fechas al formato correcto
combinado$timestamp <- dmy_hms(combinado$timestamp, quiet = TRUE)
combinado$timestamp <- as.POSIXct(combinado$timestamp, format = "%Y-%m-%d
%H:%M:%S")
str(combinado)
combinado[1]

# Redondear las fecha al minuto más cercano.
combinado$timestamp <- round_date(combinado$timestamp, "minute")
#print(head(combinado$timestamp))

# Borrar fechas repetidas
combinado <- combinado %>% distinct(timestamp,.keep_all = TRUE)

# Filtrar las filas con fechas iguales a un año específico
filtrado <- combinado %>% filter(year(timestamp) == 2018)

#Exportar resultado a formato csv
write.csv(filtrado,"Filtrado.csv",row.names=FALSE)
```

Anexo 2. Códigos R para procesamiento de datos SCADA_Energía

```
# Borrar datos y configurar directorio
rm(list=ls(all=TRUE))
getwd()
directorio<-"E:/RSTUDIO/MAESTRIA/SCADA"
setwd(directorio)

#### PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SCADA

# Cargar las librerías necesarias
library(dplyr)
library(readr)
library(lubridate)
library(progress)
library(purrr)

# Leer archivo csv en el directorio
csv_files <- list.files(path = directorio, pattern = "\\*.csv$", full.names = TRUE)

read_and_select <- function(file) {
  df <- read_csv(file, col_types = cols(
    timestamp = col_datetime(format = "%d/%m/%Y %H:%M")
  ))
  # Añadir columnas Energía_activa y Energía_reactiva
  df <- df %>%
    mutate(`E (kWh)` = 0.25 * `P (kW)`,
           `E (kVARh)` = 0.25 * `Q (kVAR)`)
  df_selected <- df
}

# Leer todos los archivos csv y aplicar la función read_and_select
list_of_dfs <- lapply(csv_files, read_and_select)

# Combinar todos los data frames en uno solo
datos <- bind_rows(list_of_dfs)

# Crear un nuevo dataframe con promedios por hora para la mayoría de las columnas,
# y sumatorias para Energía_activa y Energía_reactiva
datos_por_hora <- datos %>%
  mutate(hourly_timestamp = floor_date(timestamp, "hour")) %>%
  group_by(hourly_timestamp) %>%
  summarise(across(-c(`E (kWh)`, `E (kVARh)`), mean, na.rm = TRUE),
            `E (kWh)` = sum(`E (kWh)`, na.rm = TRUE),
            `E (kVARh)` = sum(`E (kVARh)`, na.rm = TRUE))

# Verificar la estructura del data frame resultante
#str(datos_por_hora)

# Eliminar la segunda columna
```

```
datos_por_hora <- datos_por_hora %>% select(-2)

# Cambiar nombre de columna
datos_por_hora <- datos_por_hora %>%
  rename(timestamp = hourly_timestamp)

# Verificar la estructura del nuevo dataframe
#str(datos_por_hora)

# Mostrar las primeras filas del nuevo dataframe
#head(datos_por_hora)

#Exportar resultado a formato csv
write.csv(datos_por_hora,"Energía.csv",row.names=FALSE)
```

Anexo 3. Códigos R para procesamiento de datos Generación hasta noviembre 2014

```
# Borrar datos y configurar directorio
rm(list=ls(all=TRUE))
getwd()
directorio<-"E:/RSTUDIO/MAESTRIA/MEDICIONES"
setwd(directorio)

#### PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SCADA

# Cargar las librerías necesarias
library(readxl)
library(dplyr)
library(lubridate)
library(progress)

# Obtener una lista de todos los archivos xls en el directorio
archivos <- list.files(path = directorio, pattern = "\\\\.xlsx$", full.names = TRUE)

# Código de centrales fotovoltaica
Gonzaenergy <- "GZFVG"
lojaenergy <- "LOFVG"
renovaloja <- "RLFVG"
sabiango <- "SBFVG"
sanpedro <- "SPFVG"
surenergy <- "SRFVG"

# Función para leer y filtrar los datos según el criterio especificado
leer_y_filtrar <- function(archivo) {
  # Leer la hoja Eng del archivo
  datos <- suppressMessages(read_excel(archivo, sheet = "Eng"))

  # Filtrar las filas donde la primera columna no es NA
  datos_filtrados <- datos[!is.na(datos[[1]]), ]

  # Inicializar una lista para almacenar las filas seleccionadas
  filas_seleccionadas <- list()

  # Recorrer las filas del dataframe
  for (i in 1:nrow(datos_filtrados)) {
    # Verificar si la primera columna es igual a las centrales fotovoltaicas

    if (datos_filtrados[i, 1] == Gonzaenergy) {
      filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
    }

    if (datos_filtrados[i, 1] == lojaenergy) {
      filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
    }
  }
}
```

```

if (datos_filtrados[i, 1] == renovaloja) {
  filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
}

if (datos_filtrados[i, 1] == sabiango) {
  filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
}

if (datos_filtrados[i, 1] == sanpedro) {
  filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
}

if (datos_filtrados[i, 1] == surenergy) {
  filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
}

# Verificar si la primera columna es igual a "Fecha" y agregar la siguiente fila
if (datos_filtrados[i, 1] == "Fecha" && i < nrow(datos_filtrados)) {
  filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i + 1, ]))
}
}

# Eliminar la segunda columna usando indexación
datos_filtrados <- datos_filtrados[, -2]

# Combinar las filas seleccionadas en un dataframe
seleccion<-do.call(rbind, filas_seleccionadas)
#seleccion <- as.data.frame(seleccion)
transpuesta <- as.data.frame(t(seleccion))

# Asegurar que todos los datos de la primera columna sean iguales a la primera celda de esa
columna
transpuesta$V1 <- transpuesta[1, 1]

# Renombrar las columnas para tener nombres válidos en R
colnames(transpuesta) <- make.names(colnames(transpuesta))
colnames(transpuesta) <-
c("Fecha", "GONZAENERGY", "LOJAENERGY", "RENOVALOJA", "SABIANGO", "SANP
EDRO", "SURENERGY")

#Eliminar header lateral
transpuesta <- transpuesta[-1, ]

#Eliminar filas que no tienen valores numéricos (fila 1) y total(última fila)
transpuesta <- transpuesta[-c(1, nrow(transpuesta)), ]

#Cambiar a formato número las mediciones
transpuesta$GONZAENERGY<- as.double(transpuesta$GONZAENERGY)
transpuesta$LOJAENERGY<- as.double(transpuesta$LOJAENERGY)
transpuesta$RENOVALOJA<- as.double(transpuesta$RENOVALOJA)

```

```

transpuesta$$SABIANGO<- as.double(transpuesta$$SABIANGO)
transpuesta$$SANPEDRO<- as.double(transpuesta$$SANPEDRO)
transpuesta$$SURENERGY<- as.double(transpuesta$$SURENERGY)
return(transpuesta)
}

# Crear una barra de progreso
pb <- progress_bar$new(
  format = " Procesando [:bar] :percent en :elapsed",
  total = length(archivos),
  width = 60
)

# Leer, filtrar y combinar los datos de la hoja "Eng" de cada archivo con barra de progreso
datos_combinados <- archivos %>%
  lapply(function(archivo) {
    pb$tick()
    leer_y_filtrar(archivo)
  }) %>%
  bind_rows()

corregido <- datos_combinados
# Eliminar columnas NA
corregido <- corregido[, colSums(is.na(corregido)) == 0]

#Corregir fechas
corregido$Fecha <- as.Date(corregido$Fecha)
#str(datos_combinados)

corregido$Fecha <- as.POSIXct(corregido$Fecha, format = "%Y-%m-%d %H:%M:%S" , tz
= "UTC")
#str(corregido)

#Exportar resultado a formato csv
write.csv(corregido,"Combinado.csv",row.names=FALSE)

```

Anexo 4. Códigos R para procesamiento de datos Generación desde diciembre 2014 hasta 2023

```
# Borrar datos y configurar directorio
rm(list=ls(all=TRUE))
getwd()
directorio<-"E:/RSTUDIO/MAESTRIA/MEDICIONES"
setwd(directorio)

# Cargar librerías necesarias
#install.packages("readxl")
#install.packages("dplyr")
#install.packages("lubridate")
#install.packages("progress")

#### PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SCADA

# Cargar las librerías necesarias
library(readxl)
library(dplyr)
library(lubridate)
library(progress)

# Obtener una lista de todos los archivos xls en el directorio
archivos <- list.files(path = directorio, pattern = "\\\\.xlsx$", full.names = TRUE)

# Código de centrales fotovoltaica
Gonzaenergy <- "GZFBVG"
lojaenergy <- "LOFBVG"
renovaloja <- "RLFBVG"
sabiango <- "SBFBVG"
sanpedro <- "SPFBVG"
surenergy <- "SRFBVG"

# Función para leer y filtrar los datos según el criterio especificado
leer_y_filtrar <- function(archivo) {
  # Leer la hoja Eng del archivo
  datos <- suppressMessages(read_excel(archivo, sheet = "Eng"))

  # Filtrar las filas donde la primera columna no es NA
  datos_filtrados <- datos[!is.na(datos[[1]]), ]

  # Inicializar una lista para almacenar las filas seleccionadas
  filas_seleccionadas <- list()

  # Recorrer las filas del dataframe
  for (i in 1:nrow(datos_filtrados)) {
    # Verificar si la primera columna es igual a las centrales fotovoltaicas

    if (datos_filtrados[i, 1] == Gonzaenergy) {
```

```

    filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
  }

  if (datos_filtrados[i, 1] == lojaenergy) {
    filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
  }

  if (datos_filtrados[i, 1] == renovaloja) {
    filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
  }

  if (datos_filtrados[i, 1] == sabiangos) {
    filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
  }

  if (datos_filtrados[i, 1] == sanpedro) {
    filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
  }

  if (datos_filtrados[i, 1] == surenergy) {
    filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i, ]))
  }

  # Verificar si la primera columna es igual a "Fecha" y agregar la siguiente fila
  if (datos_filtrados[i, 1] == "Fecha" && i < nrow(datos_filtrados)) {
    filas_seleccionadas <- append(filas_seleccionadas, list(datos_filtrados[i + 1, ]))
  }
}

# Eliminar la segunda columna usando indexación
datos_filtrados <- datos_filtrados[, -2]

# Combinar las filas seleccionadas en un dataframe
seleccion <- do.call(rbind, filas_seleccionadas)
#seleccion <- as.data.frame(seleccion)
transpuesta <- as.data.frame(t(seleccion))

# Asegurar que todos los datos de la primera columna sean iguales a la primera celda de esa
columna
transpuesta$V1 <- transpuesta[1, 1]

# Renombrar las columnas para tener nombres válidos en R
colnames(transpuesta) <- make.names(colnames(transpuesta))
colnames(transpuesta) <-
c("Fecha", "GONZAENERGY", "LOJAENERGY", "RENOVALOJA", "SABIANGOS", "SANP
EDRO", "SURENERGY")

# Eliminar header lateral
transpuesta <- transpuesta[-1, ]

```

```

#Eliminar filas que no tienen valores numéricos (fila 1) y total(última fila)
transpuesta <- transpuesta[-c(1, nrow(transpuesta)), ]

#Cambiar a formato número las mediciones
transpuesta$GONZAENERGY<- as.double(transpuesta$GONZAENERGY)
transpuesta$LOJAENERGY<- as.double(transpuesta$LOJAENERGY)
transpuesta$RENOVALOJA<- as.double(transpuesta$RENOVALOJA)
transpuesta$SABIANGO<- as.double(transpuesta$SABIANGO)
transpuesta$SANPEDRO<- as.double(transpuesta$SANPEDRO)
transpuesta$SURENERGY<- as.double(transpuesta$SURENERGY)
return(transpuesta)
}

# Crear una barra de progreso
pb <- progress_bar$new(
  format = " Procesando [:bar] :percent en :elapsed",
  total = length(archivos),
  width = 60
)

# Leer, filtrar y combinar los datos de la hoja "Eng" de cada archivo con barra de progreso
datos_combinados <- archivos %>%
  lapply(function(archivo) {
    pb$tick()
    leer_y_filtrar(archivo)
  }) %>%
  bind_rows()

corregido <- datos_combinados
# Eliminar columnas NA
corregido <- corregido[, colSums(is.na(corregido)) == 0]

#Corregir fechas
corregido$Fecha <- as.Date(corregido$Fecha)
#str(datos_combinados)

corregido$Fecha <- as.POSIXct(corregido$Fecha, format = "%Y-%m-%d %H:%M:%S" , tz
= "UTC")
#str(corregido)

#Exportar resultado a formato csv
write.csv(corregido,"Combinado.csv",row.names=FALSE)

```

Anexo 5. Procesamiento del factor de potencia

```
# Cargar las librerías necesarias
library(readr)
library(readxl)
library(openxlsx)
library(tidyverse)
library(lubridate)
library(ggplot2)
# Borrar datos y configurar directorio
rm(list=ls(all=TRUE))
getwd()
directorioGEN<-"C:/Users/MSI-/Documents/Maestría Conversion Energía UNL/Tesis/DATA/Generación_2014-2024"
directorioDEM<-"C:/Users/MSI-/Documents/Maestría Conversion Energía UNL/Tesis/DATA/Scada_2013_2023"
setwd(directorioGEN)

#archivosep<-"C:/Users/MSI-/Documents/Maestría Conversion Energía UNL/Tesis/Datos 2019-2023/2022/21_SE_VILCABAMBA_SEPTIEMBRE_2022.xlsx"
# Cargar librerías necesarias
#install.packages("readr")
#install.packages("dplyr")
#install.packages("lubridate")
#install.packages("openxlsx")

#### PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SCADA

# Listar todos los archivos CSV en el directorio
archivos_csv <- list.files(path = directorioGEN, pattern = "\\*.csv$", full.names = TRUE)

#####
#Factor de Potencia

# Función para leer y seleccionar las columnas 1, 33 y 100 de cada archivo CSV
procesar_DEM_FP <- function(file) {
  datos <- read_csv(file, col_types = cols())
  # Asegurarse de que el archivo tiene al menos 100 columnas
  if(ncol(datos) >= 10) {
    df_selected <- datos %>% select(1, 2, 6, 7) # Seleccionar solo las columnas 1 y 7

    # Cambiar nombres de columnas
    colnames(df_selected) <- c("Fecha", "P", "Q", "FP")

    # Recalcular FP
    df_selected$FP<-abs(df_selected$P)/sqrt(df_selected$P^2+df_selected$Q^2)
    df_selected$FP[is.na(df_selected$FP)] <- 0
    #cos(atan(df_selected$Q/df_selected$P))

    #return(df_selected)
  }
}
```

```

# Asumiendo que la columna de fecha/hora se llama 'fecha_hora' y la columna de valores
'valor'
df_selected <- df_selected %>%
  mutate(Fecha = dmy_hm(Fecha),
         hora = hour(Fecha),
         mes = month(Fecha))

# Calcular el promedio por hora y mes
promedios <- df_selected %>%
  group_by(hora) %>%
  summarise(promedio = mean(FP, na.rm = TRUE))

# Crear un vector con los nombres de los meses
nombres_meses <- c("Enero", "Febrero", "Marzo", "Abril", "Mayo", "Junio",
                  "Julio", "Agosto", "Septiembre", "Octubre", "Noviembre", "Diciembre")

# Crear la gráfica
grafica <- ggplot(promedios, aes(x = hora, y = promedio)) +
  geom_line() +
  scale_color_discrete(name = "Hora") +
  labs(title = paste("Factor de potencia del A/P",
                    tools::file_path_sans_ext(basename(archivo))),
       x = "Hora del día",
       y = "Factor de Potencia (p.u.)") +
  theme_minimal()

return(list(grafica = grafica, datos = promedios))
} else
warning(paste("El archivo", file, "no tiene suficientes columnas y será omitido."))
return(NULL)
}

# Procesar cada archivo y guardar las gráficas
for (archivo in archivos_csv) {
  resultadoD_FP <- procesar_DEM_FP(archivo)
  if (!is.null(resultadoD)) {
    ggsave(paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_FP.png"),
           resultadoD_FP$grafica, width = 12, height = 6)

    # Guardar los datos en un archivo CSV
    write.csv(resultadoD_FP$datos,
             paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_FP.csv"),
             row.names = FALSE)
  }
}

#####
#Potencia

```

```

# Función para leer y procesar cada archivo CSV
procesar_P <- function(file) {
  datos <- read_csv(file, col_types = cols())

  if(ncol(datos) >= 7) {
    df_selected <- datos %>% select(1, 2, 6, 7)

    colnames(df_selected) <- c("Fecha", "P", "Q", "FP")

    df_selected <- df_selected %>%
      mutate(Fecha = dmy_hm(Fecha),
             tiempo_dia = as.numeric(hms::as_hms(Fecha)) %% 86400)

    # Calcular el promedio por cada intervalo de 15 minutos del día
    promedios <- df_selected %>%
      mutate(intervalo = cut(tiempo_dia,
                             breaks = seq(0, 86400, by = 900),
                             labels = seq(0, 86400 - 900, by = 900))) %>%
      group_by(intervalo) %>%
      summarise(promedio = mean(P, na.rm = TRUE))

    # Convertir intervalo de vuelta a tiempo para la gráfica
    promedios$tiempo <- as.POSIXct(as.numeric(as.character(promedios$intervalo)), origin =
"1970-01-01", tz = "UTC")

    # Crear la gráfica
    grafica <- ggplot(promedios, aes(x = tiempo, y = promedio)) +
      geom_line() +
      labs(title = paste("Potencia Activa del A/P ", tools::file_path_sans_ext(basename(file))),
           x = "Hora del día",
           y = "Potencia Activa (kW)") +
      scale_x_datetime(date_labels = "%H:%M", date_breaks = "1 hour") +
      theme_minimal() +
      theme(axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

    return(list(grafica = grafica, datos = promedios))
  } else {
    warning(paste("El archivo", file, "no tiene suficientes columnas y será omitido."))
    return(NULL)
  }
}

# Procesar cada archivo y guardar las gráficas
for (archivo in archivos_csv) {
  resultadoD <- procesar_P(archivo)
  if (!is.null(resultadoD)) {
    ggsave(paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_P.png"),
            resultadoD$grafica, width = 12, height = 6)
  }
}

```

```

# Guardar los datos en un archivo CSV
write.csv(resultadoD$datos,
          paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_P_datos.csv"),
          row.names = FALSE)
}
}
#####3
# Generación FP

# Función para leer y seleccionar las columnas 1, 33 y 100 de cada archivo CSV
procesar_generacion <- function(file) {
  datos <- read_csv(file, col_types = cols())
  # Asegurarse de que el archivo tiene al menos 100 columnas
  if(ncol(datos) >= 9) {
    df_selected <- datos %>% select(1, 4, 5, 6) # Seleccionar solo las columnas 1 y 7

    # Cambiar nombres de columnas
    colnames(df_selected) <- c("Fecha", "P", "Q", "FP")

    # Recalcular FP
    df_selected$FP <- abs(df_selected$P)/sqrt(df_selected$P^2+df_selected$Q^2)
    df_selected$FP[is.na(df_selected$FP)] <- 0
    #cos(atan(df_selected$Q/df_selected$P))

    #return(df_selected)

    # Asumiendo que la columna de fecha/hora se llama 'fecha_hora' y la columna de valores
    'valor'
    df_selected <- df_selected %>%
      mutate(Fecha = dmy_hms(Fecha),
             hora = hour(Fecha),
             mes = month(Fecha))

    # Calcular el promedio por hora y mes
    promedios <- df_selected %>%
      group_by(hora) %>%
      summarise(promedio = mean(FP, na.rm = TRUE))

    # Crear un vector con los nombres de los meses
    #nombres_meses <- c("Enero", "Febrero", "Marzo", "Abril", "Mayo", "Junio", "Julio",
    "Agosto", "Septiembre", "Octubre", "Noviembre", "Diciembre")

    # Crear la gráfica
    grafica <- ggplot(promedios, aes(x = hora, y = promedio)) +
      geom_line() +
      scale_color_discrete(name = "Hora") +
      labs(title = paste("Factor de potencia de la central ",
tools::file_path_sans_ext(basename(archivo))),
           x = "Hora del día",
           y = "Factor de Potencia (p.u.)") +

```

```

    theme_minimal()

    return(list(grafica = grafica, datos = promedios))
  } else
    warning(paste("El archivo", file, "no tiene suficientes columnas y será omitido."))
  return(NULL)
}

# Procesar cada archivo y guardar las gráficas
for (archivo in archivos_csv) {
  resultado <- procesar_generacion(archivo)
  if (!is.null(resultado)) {
    # Guardar la gráfica
    ggsave(paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_FP.png"),
            resultado$grafica, width = 10, height = 6)

    # Guardar los datos en un archivo CSV
    write.csv(resultado$datos,
              paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_FP_datos.csv"),
              row.names = FALSE)
  }
}

#####3
# Generación P

# Función para leer y seleccionar las columnas 1, 33 y 100 de cada archivo CSV
procesar_generacion <- function(file) {
  datos <- read_csv(file, col_types = cols())
  # Asegurarse de que el archivo tiene al menos 100 columnas
  if(ncol(datos) >= 9) {
    df_selected <- datos %>% select(1, 4, 5, 6) # Seleccionar solo las columnas 1 y 7

    # Cambiar nombres de columnas
    colnames(df_selected) <- c("Fecha", "P", "Q", "FP")

    # Asumiendo que la columna de fecha/hora se llama 'fecha_hora' y la columna de valores
    'valor'
    df_selected <- df_selected %>%
      mutate(Fecha = dmy_hm(Fecha),
             hora = hour(Fecha),
             mes = month(Fecha))

    # Calcular el promedio por hora y mes
    promedios <- df_selected %>%
      group_by(hora) %>%
      summarise(promedio = mean(P, na.rm = TRUE))
  }
}

```

```

# Crear un vector con los nombres de los meses
#nombres_meses <- c("Enero", "Febrero", "Marzo", "Abril", "Mayo", "Junio", "Julio",
"Agosto", "Septiembre", "Octubre", "Noviembre", "Diciembre")

# Crear la gráfica
grafica <- ggplot(promedios, aes(x = hora, y = promedio)) +
  geom_line() +
  scale_color_discrete(name = "Hora") +
  labs(title = paste("Potencia de la central ", tools::file_path_sans_ext(basename(archivo))),
        x = "Hora del día",
        y = "Potencia (kW)") +
  theme_minimal()

return(list(grafica = grafica, datos = promedios))
} else
  warning(paste("El archivo", file, "no tiene suficientes columnas y será omitido."))
return(NULL)
}

# Procesar cada archivo y guardar las gráficas
for (archivo in archivos_csv) {
  resultado <- procesar_generacion(archivo)
  if (!is.null(resultado)) {
    # Guardar la gráfica
    ggsave(paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_P.png"),
            resultado$grafica, width = 10, height = 6)

    # Guardar los datos en un archivo CSV
    write.csv(resultado$datos,
              paste0(tools::file_path_sans_ext(basename(archivo)), "_P_datos.csv"),
              row.names = FALSE)
  }
}

```

Anexo 6. Detalle de las pérdidas en cada alimentador

A/P Malacatos														
Año	Condición	F _{carga}	F _{pérdidas}	F _k	Líneas (kW)	Cables (kW)	Transformadores (kW)		Pérdidas de Potencia Activa (kW)	Líneas (MWh)	Cables (MWh)	Transformadores (MWh)		Pérdidas de Energía Anual (MWh)
							Carga	En Vacío				Carga	En Vacío	
2023	Hora de máxima demanda (19h00)	0,46	0,28	0,30	20,24	0,05	3,44	29,50	53,23	50,22	0,13	8,53	258,41	317,30
2023	Hora de máxima radiación	0,46	0,28	0,30	21,27	0,02	2,13	30,27	53,69	52,78	0,06	5,29	265,14	323,27
2023	Hora de máxima radiación sin generación	0,64	0,48	0,30	9,68	0,03	1,67	29,93	41,31	40,87	0,11	7,04	262,18	310,21
2014	Hora de máxima demanda (19h00)	0,67	0,51	0,30	5,96	0,00	4,49	17,10	27,54	26,64	0,00	20,06	149,76	196,46
2014	Hora de máxima radiación sin generación	0,67	0,51	0,30	2,94	0,00	2,59	17,18	22,71	13,16	0,00	11,56	150,52	175,23

A/P El Tambo														
Año	Condición	F _{carga}	F _{pérdidas}	F _k	Líneas (kW)	Cables (kW)	Transformadores (kW)		Pérdidas de Potencia Activa (kW)	Líneas (MWh)	Cables (MWh)	Transformadores (MWh)		Pérdidas de Energía Anual (MWh)
							Carga	En Vacío				Carga	En Vacío	
2023	Hora de máxima demanda	0,82	0,71	0,30	28,37	0,57	4,42	39,33	72,69	176,82	3,54	27,54	344,57	552,46
2023	Hora de máxima radiación	0,82	0,71	0,30	19,62	0,37	4,61	39,53	64,14	122,31	2,30	28,76	346,30	499,65
2023	Hora de máxima radiación sin generación	0,85	0,76	0,30	28,88	0,58	4,42	39,20	73,08	193,24	3,85	29,60	343,40	570,08
2014	Hora de máxima demanda	0,73	0,60	0,30	23,64	0,32	28,52	28,28	80,76	123,84	1,67	149,40	247,69	522,61
2014	Hora de máxima radiación sin generación	0,78	0,66	0,30	12,38	0,17	18,97	28,54	60,06	71,85	0,98	110,16	250,02	433,00

A/P Malca - San Pedro														
Año	Condición	F _{carga}	F _{pérdidas}	F _k	Líneas (kW)	Cables (kW)	Transformadores (kW)		Pérdidas de Potencia Activa (kW)	Líneas (MWh)	Cables (MWh)	Transformadores (MWh)		Pérdidas de Energía Anual (MWh)
							Carga	En Vacío				Carga	En Vacío	
2023	Hora de máxima demanda	0,62	0,45	0,30	27,71	0,00	2,92	30,44	61,07	109,05	0,00	11,48	119,81	240,35
2023	Hora de máxima radiación	0,62	0,45	0,30	11,14	0,00	1,65	31,86	44,65	43,84	0,00	6,50	125,37	175,71
2023	Hora de máxima radiación sin generación	0,75	0,62	0,30	14,39	0,00	1,46	30,85	46,70	77,88	0,00	7,91	166,91	252,70
2023	Hora de máxima demanda sin generación	0,75	0,62	0,30	27,71	0,00	2,92	30,44	61,07	149,95	0,01	15,79	164,74	330,48
2014	Hora de máxima demanda	0,60	0,43	0,30	9,26	0,00	10,31	22,80	42,37	35,01	0,01	38,96	86,17	160,15
2014	Hora de máxima radiación sin generación	0,60	0,43	0,30	4,22	0,00	6,46	22,96	33,65	15,97	0,01	24,43	86,80	127,20

A/P Changaimina														
Año	Condición	F _{carga}	F _{pérdidas}	F _k	Líneas (kW)	Cables (kW)	Transformadores (kW)		Pérdidas de Potencia Activa (kW)	Líneas (MWh)	Cables (MWh)	Transformadores (MWh)		Pérdidas de Energía Anual (MWh)
							Carga	En Vacío				Carga	En Vacío	
2023	Hora de máxima demanda	0,37	0,21	0,30	0,10	0,00	0,59	3,47	4,15	0,18	0,00	1,08	30,39	31,64
2023	Hora de máxima radiación	0,37	0,21	0,30	6,28	0,02	0,58	3,48	10,37	11,54	0,03	1,07	30,53	43,17
2023	Hora de máxima radiación sin generación	0,60	0,44	0,30	0,08	0,00	0,07	3,46	3,61	0,30	0,00	0,26	30,34	30,90
2014	Hora de máxima demanda	0,55	0,38	0,30	3,15	0,00	2,36	4,16	9,67	10,36	0,00	7,76	36,43	54,55
2014	Hora de máxima radiación sin generación	0,55	0,38	0,30	0,77	0,00	0,58	4,18	5,53	2,54	0,00	1,91	36,61	41,06

A/P Santa Teresita														
Año	Condición	F_{carga}	F_{pérdidas}	F_k	Líneas (kW)	Cables (kW)	Transformadores (kW)		Pérdidas de Potencia Activa (kW)	Transformadores (MWh)		Pérdidas de Energía Anual (MWh)		
							Carga	En Vacío		Líneas (MWh)	Cables (MWh)			
2023	Hora de máxima demanda	0,41	0,24	0,30	9,39	0,04	1,00	23,38	33,81	19,92	0,08	2,11	204,80	226,91
2023	Hora de máxima radiación	0,41	0,24	0,30	25,34	0,06	0,71	24,35	50,46	53,74	0,12	1,51	213,31	268,68
2023	Hora de máxima radiación sin generación	0,70	0,56	0,30	6,56	0,02	0,63	23,49	30,71	32,10	0,12	3,06	205,80	241,08
2014	Hora de máxima demanda	0,57	0,40	0,30	0,30	0,00	0,98	2,28	3,56	1,05	0,00	3,44	20,01	24,49
2014	Hora de máxima radiación sin generación	0,57	0,40	0,30	0,07	0,00	0,24	2,29	2,60	0,24	0,00	0,84	20,04	21,13

A/P Sozoranga														
Año	Condición	F_{carga}	F_{pérdidas}	F_k	Líneas (kW)	Cables (kW)	Transformadores (kW)		Pérdidas de Potencia Activa (kW)	Transformadores (MWh)		Pérdidas de Energía Anual (MWh)		
							Carga	En Vacío		Líneas (MWh)	Cables (MWh)			
2023	Hora de máxima demanda	0,44	0,27	0,30	16,01	0,03	1,52	20,55	38,10	37,29	0,06	3,53	180,03	220,91
2023	Hora de máxima radiación	0,44	0,27	0,30	7,67	0,01	0,90	21,51	30,08	17,85	0,02	2,09	188,40	208,36
2023	Hora de máxima radiación sin generación	0,67	0,51	0,30	5,51	0,01	0,73	21,02	27,27	24,71	0,03	3,29	184,14	212,16
2014	Hora de máxima demanda	0,59	0,42	0,30	15,01	0,00	1,66	12,63	29,30	54,76	0,00	6,06	110,67	171,49
2014	Hora de máxima radiación sin generación	0,59	0,42	0,30	4,35	0,00	0,53	12,94	17,82	15,89	0,00	1,93	113,38	131,19

Anexo 7. Certificación de traducción del resumen



Certificado No. TECH-15-10-2024-0359-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 **FREDDY DANIEL ZAMBRANO CUENCA**, con cédula N° 1105136087 y **JORGE LUIS ZARUMA VILLAMARIN**, con cédula N° 1104492929, 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: Diagnóstico y Perspectivas de Integración de Centrales Fotovoltaicas en los Alimentadores de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

RESUMEN

La integración de tecnologías renovables para generación de energía es determinante para reducir la dependencia de combustibles fósiles. En Ecuador la energía renovable es predominante, sin embargo, la contribución solar es mínima, representando solo el 0,13% de la generación eléctrica. Es importante analizar las consecuencias de la instalación de centrales fotovoltaicas en la red de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA). El objetivo del estudio fue analizar el impacto de estas centrales en los alimentadores de la EERSSA. El análisis inicia con el procesamiento de datos SCADA de 2013 a 2023 mediante Big Data y las simulaciones en CYMDIST del comportamiento antes y después de la entrada de las centrales fotovoltaicas. Se evalúan parámetros como flujos de potencia, factor de potencia, caída de voltaje y pérdidas técnicas en los alimentadores primarios de Malacatos, El Tambo, Malca – San Pedro, Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga. El estudio encontró que la integración de las centrales fotovoltaicas causó flujos inversos de potencia, especialmente en alimentadores de baja carga como Changaimina, Santa Teresita y Sozoranga. La generación fotovoltaica también afectó el factor de potencia, siendo más notable en alimentadores con mayor densidad de carga. Además, se observó que la generación fotovoltaica mejoró la caída de voltaje en alimentadores permitiendo estar dentro de los límites establecidos en la regulación. La integración de las centrales fotovoltaicas en los alimentadores de la EERSSA provoca cambios significativos en la red de distribución como la mejora de la calidad del voltaje, aunque incrementa las pérdidas en alimentadores de baja carga. Es crucial considerar estos efectos al planificar futuras instalaciones, garantizando que la red pueda absorber y gestionar eficientemente la generación distribuida fotovoltaica.

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

Contacto: +593 967 567 666



"Master english, master the world"

Palabras claves: Centrales fotovoltaicas, EERSSA, integración, RStudio, CYMDIST.

ENGLISH

Topic: Diagnosis and Prospects for Integration of Photovoltaic Power Plants in the Feeders of the Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

SUMMARY

The integration of renewable technologies for energy generation is crucial to reduce dependence on fossil fuels. In Ecuador, renewable energy is predominant, however, the solar contribution is minimal, representing only 0.13% of electricity generation. It is important to analyze the consequences of the installation of photovoltaic plants in the network of the Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA). The objective of the study was to analyze the impact of these plants on the EERSSA feeders. The analysis begins with the processing of SCADA data from 2013 to 2023 using Big Data and simulations in CYMDIST of the behavior before and after the entry of the photovoltaic plants. Parameters such as power flows, power factor, voltage drop and technical losses are evaluated in the primary feeders of Malacatos, El Tambo, Malca – San Pedro, Changaimina, Santa Teresita and Sozoranga. The study found that the integration of PV plants caused reverse power flows, especially in low-load feeders such as Changaimina, Santa Teresita and Sozoranga. PV generation also affected the power factor, being more noticeable in feeders with higher load density. In addition, it was observed that PV generation improved the voltage drop in feeders allowing to be within the limits established in the regulation. The integration of PV plants in EERSSA feeders causes significant changes in the distribution network such as improved voltage quality, although it increases losses in low-load feeders. It is crucial to consider these effects when planning future installations, ensuring that the network can efficiently absorb and manage PV distributed generation.

Keywords: PV plants, EERSSA, integration, RStudio, CYMDIST.

Atentamente,



Lic. Ana Abelina 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