



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA



MODELADO DE UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL DE LA
EMPRESA ESPH S.A., PARA EL ESTUDIO DE LA INTEGRACIÓN DE
RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS EN CONFORMIDAD CON LA LEY
N.º 10086

*Informe de Trabajo Final de Graduación para optar por el Título de
Ingeniero en Mantenimiento Industrial, Grado de Licenciatura*

Autor:
Alexander Julián López Corrales

Cartago, Costa Rica, Noviembre 2023

Carrera acreditada por:



Esta obra está bajo una licencia Creative Commons
"Atribución-No comercial Compartir igual 4.0 Internacional".



Hoja de Datos

Datos personales

Nombre completo: Alexander Julián López Corrales.

Número de cédula: 1-1799-0309.

Número de carné: 2020129846.

Números de teléfono: 6080189.

Correo electrónico: 2020129846@estudiantec.cr, alexjuliandc2001@gmail.com

Dirección exacta de domicilio: Caballo Blanco, Cartago, Costa Rica.

Información del Proyecto

Título: Modelado de un circuito de distribución industrial de la empresa ESPH S.A, para el estudio de la integración de recursos energéticos distribuidos en conformidad con la ley No.10086.

Asesor industrial: Ing. Ángel Gómez Avendaño.

Profesor Guía: Ing. Luis Carlos Muñoz Chacón, M.Sc.

Jurado Evaluador:

- Ing. Gonzalo Mora Jiménez, M.Sc.
- Ing. Nicolás Vaquerano Pineda, M.Sc.

Datos de la Empresa

Nombre: Empresa de Servicios Públicos de Heredia.

Actividad Principal: Encargada de proporcionar servicios públicos en la provincia de Heredia.

Dirección: Calles Central 1, Avenidas 8 - 10 (175 sur BCR), Heredia.

Contacto: Ing. Ángel Gómez Avendaño.

Teléfono: 8336-6570.



7 de noviembre de 2024

EEA-ON-OP-235-2024

Señores (as)

Escuela de Ingeniería Electromecánica

Tecnológico de Costa Rica

Carta aceptación TFG-ESPH Alexander López

Estimados Señores (as)

Por este medio se les informa que la Empresa de Servicio Públicos de Heredia S.A. (ESPH), recibió el 07/11/2024 de noviembre de 2024 el informe final del Trabajo Final de Graduación con el título "Modelado de un circuito de distribución industrial de la empresa ESPH S.A., para el estudio de la integración de recursos energéticos distribuidos en conformidad con la Ley N.º 10086".

El proyecto fue realizado por el estudiante Alexander Julián López Corrales, cédula de identidad 1-1799-0309, para optar por el título de Ingeniero en Mantenimiento Industrial, con el grado académico de Licenciatura. El mismo fue desarrollado exitosamente con apoyo del personal de ESPH y bajo la modalidad de Teletrabajo durante los meses de julio a octubre de 2024.

ANGELO
GOMEZ
AVENDAÑO
(FIRMA)

Firmado digitalmente
por ANGELO GOMEZ
AVENDAÑO (FIRMA)
Fecha: 2024.11.07
15:06:44 -06'00'

Atentamente,

Angelo Gomez Avendano
Optimización del Negocio

Copia: Federico Jose Ling Castro

 (506) 2562-ESPH
 info@esph-sa.com
 www.esph-sa.com

ISO 14001 | INTE G35 | ISO 9001 | ISO 45001

Resumen

La creciente integración de sistemas de generación distribuida (DER) a partir de fuentes renovables y el cumplimiento de la Ley N.º 10086 exigen que las empresas distribuidoras, como la ESPH, realicen estudios sobre la capacidad de penetración de DER en sus circuitos. Este proyecto tiene como objetivo proporcionar a ESPH una herramienta para migrar eficientemente datos del Sistema de Información Geográfica (SIG) al software de simulación ETAP, lo que facilita modelar y analizar circuitos de media y baja tensión en el contexto de integración de DER.

Se desarrolló un algoritmo en Python que automatiza la generación de buses y conexiones en ETAP, formateando la información de los circuitos en un archivo Excel compatible. Este modelo incluye datos de transformadores, cables y líneas de distribución, basándose en el catálogo del SIG complementado con valores de ETAP. Además, la estimación y modelado de cargas utilizan datos de medidores AMI y SCADA para identificar demandas máximas y generar curvas de demanda típicas.

El análisis económico muestra que la generación distribuida puede reducir ingresos más allá de los costos variables de la empresa, ya que los abonados que generan su propia energía disminuyen su dependencia en picos de demanda, afectando la facturación por capacidad. Aun así, la ESPH debe mantener infraestructura para atender la demanda completa en caso de fallos en los DER.

Se concluye que el SIG de ESPH permite una migración eficiente a ETAP, aunque se recomienda mejorar la infraestructura de datos, especialmente el almacenamiento histórico de medidores AMI y la actualización constante de elementos de media y baja tensión. Además, estudios adicionales podrían incluir escenarios y datos más diversos para un análisis económico más preciso sobre el impacto de la generación distribuida en los circuitos de distribución.

Palabras clave: Generación distribuida, Sistema de potencia, Medidores AMI, Software ETAP, Sistema de información geográfica, Ley 10086, Modelado de circuito.

Abstract

The increasing integration of distributed energy resources (DER) from renewable sources, along with the requirements of Law No. 10086, necessitates that distribution companies like ESPH conduct studies on DER penetration capacity in their circuits. This project aims to provide ESPH with a tool to efficiently migrate Geographic Information System (GIS) data to the ETAP simulation software, facilitating the modeling and analysis of medium- and low-voltage circuits in the context of DER integration.

A Python algorithm was developed to automate the generation of buses and connections in ETAP, formatting circuit information into a compatible Excel file. This model includes data on transformers, cables, and distribution lines, based on the GIS catalog, supplemented with ETAP values. Additionally, load estimation and modeling utilize data from AMI and SCADA meters to identify peak demands and generate typical demand curves.

The economic analysis shows that distributed generation can reduce revenue beyond the company's variable costs, as customers who generate their own energy decrease their dependence during peak demand periods, impacting capacity billing. Nonetheless, ESPH must maintain infrastructure to meet full demand in case of DER failures.

It is concluded that ESPH's GIS allows for efficient migration to ETAP, though data infrastructure improvements are recommended, particularly in the historical storage of AMI meter data and the constant updating of medium- and low-voltage elements. Additional studies with more diverse scenarios and data would provide a more precise economic analysis of the impact of distributed generation on distribution circuits.

Keywords: Distributed generation, Power system, AMI meters, ETAP software, Geographic Information System, Law 10086, Circuit modeling.

Agradecimientos

Primeramente, quiero agradecer a Dios, quien ha sido mi guía y apoyo en cada momento de mi vida. Gracias por darme salud, fortaleza y sabiduría para superar cada etapa y por acompañarme siempre con su amor incondicional.

A mi familia, quienes siempre han estado a mi lado brindándome su apoyo incondicional. Quiero agradecer especialmente a mi madre, Karen, la persona que más ha confiado en mí y mi pilar en todo momento. Gracias, mamá, por tu fuerza y por guiarnos a mí y a mis hermanos a ser las personas que somos hoy. Sin tu ejemplo y tu amor, no sería quien soy.

A mis hermanos Ashley, Andrey y Ariel, de quienes he aprendido valiosas lecciones. Los amo profundamente y agradezco cada momento compartido con ustedes. Su cariño y enseñanzas han sido esenciales en mi vida.

Quiero agradecer a mi persona especial, Yuliana, quien me ha acompañado en este camino. Gracias por tu apoyo, en los buenos y malos momentos, y por ayudarme a alcanzar este logro. Tu compañía ha sido una fuente de motivación y alegría que me ha dado fuerzas para seguir adelante.

A mis amigos y compañeros, quienes han hecho de esta etapa más llevadera.

A mis amigos de la infancia y a mis compañeros del colegio. Cada recuerdo compartido y cada momento vivido juntos han contribuido a formar la persona que soy hoy.

A mi compañero Deiner Alpízar, con quien tuve el honor de trabajar en conjunto en la empresa ESPH S.A. en la realización de nuestros Trabajos Finales de Graduación. Gracias, Deiner, por la colaboración y el apoyo mutuo en este proceso.

A ESPH S.A. por brindarme la oportunidad de desarrollar mi Trabajo Final de Graduación en la empresa. Mi gratitud también al Ing. Ángelo Gómez Avendaño, por su colaboración, guía y asesoramiento durante el desarrollo de este proyecto.

Al Tecnológico de Costa Rica por darme la oportunidad de cumplir mi sueño de ser ingeniero, brindándome una beca que hizo posible este recorrido. A cada uno de mis profesores, quienes fueron parte de mi formación profesional, les expreso mi gratitud eterna.

Finalmente, quiero agradecer al profesor M.Sc. Ing. Gustavo Gómez Ramírez por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto, y al profesor M.Sc. Ing. Luis Carlos Muñoz Chacón, por su colaboración y guía a lo largo del proceso.

Dedicatoria

A mi familia, que siempre me apoyó en el camino hacia este logro; este título es por y para ustedes.

A mi abuela, María de los Ángeles, quien en paz descansa. Este título te lo dedico a ti, abuelita, por el amor que siempre me brindaste.

Índice general

1. Introducción	2
1.1. Reseña de la empresa	3
1.1.1. Historia	3
1.1.2. Misión	3
1.1.3. Visión	3
1.1.4. Estructura corporativa	3
1.2. Antecedentes	4
1.3. Planteamiento del problema	5
1.4. Objetivo general	6
1.5. Objetivos específicos	6
1.6. Justificación	6
1.7. Alcance	7
1.8. Viabilidad	8
1.9. Administración del riesgo	8
1.10. Metodología por seguir	8
1.11. Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto	11
2. Marco teórico	12
2.1. Sistemas de eléctricos de potencia	12
2.1.1. Elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia	13
2.1.2. Líneas de potencia	14
2.1.3. Dispositivos de protección	15
2.2. Sistema Eléctrico Nacional	16
2.2.1. Fuentes de generación del SEN	16
2.2.2. Sistema de transmisión del SEN	16
2.2.3. Sistema de distribución	17
2.2.4. Recursos energéticos distribuidos (DER)	18
2.3. Ley N.º 10086: Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables	19

2.3.1. Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN	19
3. Características del circuito	22
3.1. Ubicación geográfica del circuito y sus elementos	22
3.2. Caracterización de cables y líneas de distribución	24
3.2.1. Diferencias entre los elementos asociados a líneas de Distribución y cables en el software ETAP	24
3.2.2. Lógica de programación del algoritmo de caracterización de las líneas de distribución y cables	25
3.2.3. Caracterización de cables	27
3.2.4. Características de las líneas de distribución	27
3.2.5. Montajes de las líneas	28
3.3. Transformadores del circuito	28
3.3.1. Agrupación de transformadores	29
3.4. Creación de warehouse	29
3.4.1. Estandarización de codificación de los warehouse de los elementos del circuito	31
3.5. Catálogo de elementos del circuito	34
4. Estimación de perfiles de carga	38
4.1. Situación actual	38
4.2. Recolección de datos	39
4.3. Tratamiento de datos	39
4.3.1. Comportamiento general del consumo de energía del circuito a partir de los datos de los medidores AMI	40
4.3.2. Extracción de información de los medidores AMI para el modelado de las cargas	42
4.4. Curvas de demanda típicas para clientes con medidores convencionales	44
4.4.1. Curvas de demanda típica para clientes residenciales	45
4.4.2. Curvas de demandas típicas para clientes comerciales	46
4.4.3. Curva típica para clientes industriales	48
4.4.4. Estimación de la carga máxima mediante regresión lineal	49
5. Algoritmo de migración de circuito industrial al software ETAP	52
5.1. Herramienta de importación del software	52
5.1.1. Formato de GIS Excel - Import	53
5.2. Preparación y limpieza de datos	54
5.2.1. Filtrado de datos del sistema de información geográfica	54
5.2.2. Descifrado de la información de los datos del SIG	55
5.2.3. Herramientas de QGIS	57
5.2.4. Reporte y cambios realizados al SIG	62

5.3. Explicación del algoritmo para la realización de la importación del modelo a ETAP	63
5.3.1. Consideraciones en la generación de buses	64
5.3.2. Explicación de generación de buses	66
5.3.3. Completación de la información del GIS	67
5.4. Presentación del modelo en ETAP	67
6. Análisis económico	70
6.1. Planteamiento de caso	70
6.2. Tarifas	74
6.2.1. Tarifa monómica	74
6.2.2. Tarifa binómica	75
6.2.3. T-DER: Tarifa de recursos energéticos distribuidos	76
6.2.4. Tarifas por suministro de ventas de energía y potencia a empresas de distribución	76
6.3. Escenario base	77
6.3.1. Ingresos actuales	77
6.3.2. Costos actuales	78
6.3.3. Beneficio bruto actual	79
6.4. Impacto económico causado por la generación distribuida	80
6.4.1. Ingresos por escenarios de generación distribuida para autoconsumo	83
6.4.2. Costos por escenarios de generación distribuida para autoconsumo	85
6.4.3. Beneficio bruto de los diferentes escenarios con GD	88
6.5. Comparación entre escenarios	88
6.5.1. Importancia del perfil de consumo	89
7. Conclusiones y recomendaciones	95
7.1. Conclusiones	95
7.2. Recomendaciones	95
Bibliografía	97
Anexos	100

Índice de tablas

1.1. Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto	10
3.1. Características de los cables	27
3.2. Características de los cables subterráneos del circuito ESTE	27
3.3. Cantidad de transformadores por poste	29
3.4. Clasificación de los transformadores	29
3.5. Selección de la librería de cables	31
3.6. Identificador de elemento (3 caracteres)	31
3.7. Identificador de fase (2 caracteres)	31
3.8. Identificador de calibre de conductores (2-3 caracteres)	32
3.9. Identificador de material del conductor (2-3 caracteres)	32
3.10. Identificador de tipo de montaje de las líneas de distribución (3-4 caracteres)	32
3.11. Identificador de tipo de transformador (2-3 caracteres)	32
3.12. Identificador de tipo de conexión lado primario (2-1 caracteres)	33
3.13. Identificador de tipo de conexión lado secundario (1-2 caracteres)	33
3.14. Identificador de relación de voltajes (2 caracteres)	33
3.15. Características de los cables subterráneos del circuito ESTE	34
3.16. Características de los cables subterráneos del circuito ESTE.	34
3.17. Características de los transformadores del circuito ESTE	35
3.18. Características eléctricas de paneles solares	37
4.1. Muestra tomada en cuenta para la realización de las curvas típicas de demanda según su consumo mensual	49
5.1. Datos extraídos del SIG según el elemento	55
5.2. Tensiones nominales	56
5.3. Designación de fase	57
5.4. Descripción de las funciones de QGIS para la extracción de información geométrica	61
5.5. Resumen de los casos detectados y correcciones realizadas en el SIG	63

6.1. Consumo promedio mensual con que se generará la curva de consumo de cada cliente según su sector	72
6.2. Tarifas monómicas de ESPH S.A vigentes para el 2024	75
6.3. Tarifas binómicas de ESPH S.A vigentes para el 2024	76
6.4. Tarifas de ventas a empresas de distribución del ICE vigentes para el 2024	77
6.5. Ingresos por el sector residencial	77
6.6. Ingresos por el sector de comercio y servicios	78
6.7. Ingresos por el sector industrial	78
6.8. Consumo mensual (kWh) por período de un cliente según el sector	78
6.9. Costo mensual por período de un cliente según el sector	79
6.10. Costo totales mensuales por período de los sectores	79
6.11. Costo mensual por demanda del alimentador	79
6.12. Beneficio bruto actual	80
6.13. Cantidad de kWp por cliente según el sector y el escenario	81
6.14. Consumo de energía kWh por cliente según el sector y el escenario	82
6.15. Consumo mensual (kWh) por período de un abonado residencial con generación distribuida	82
6.16. Consumo mensual (kWh) por período de un abonado de comercio/servicios con generación distribuida	82
6.17. Consumo mensual (kWh) por período de un abonado industrial con generación distribuida	83
6.18. Demanda de potencia máxima (kW) según el sector y el escenario	83
6.19. Ingresos de un cliente con GDA del sector residencial	83
6.20. Ingresos totales de los clientes con GDA del sector residencial	84
6.21. Ingresos de un cliente con GDA del sector comercio/servicios	84
6.22. Ingresos totales de los clientes con GDA del sector comercio/servicios	84
6.23. Ingresos de un cliente con GDA del sector industrial	85
6.24. Ingresos totales de los clientes con GDA del sector industrial	85
6.25. Costos mensuales por energía de un cliente individual del sector residencial por escenario de generación distribuida	85
6.26. Costos totales del sector residencial por escenario de generación distribuida	86
6.27. Costos totales por cliente individual del sector comercio/servicios por escenario de generación distribuida	86
6.28. Costos totales del sector comercio/servicios por escenario de generación distribuida	86
6.29. Costos totales por cliente individual del sector industria por escenario de generación distribuida	86
6.30. Costos totales del sector industrial por escenario de generación distribuida	87
6.31. Potencia máxima kW registrada en el medidor del alimentador según el periodo para los diferentes escenarios	87
6.32. Costo mensual por demanda del alimentador según escenario de integración de GDA	87
6.33. Beneficio bruto por escenario de integración de generación distribuida	88

6.34. Porcentaje de disminución en ingresos, costos y beneficio bruto por escenario de integración de generación distribuida	88
6.35. Consumo, consumo natural y capacidad instalada en diferentes escenarios	91
6.36. Ingresos del cliente comercial con tarifa monómica por escenario	91
6.37. Costos del cliente comercial con tarifa monómica por escenario	91
6.38. Ingresos, costos y beneficio bruto por escenario del cliente comercial con factura monómica	92
6.39. Consumo mensual, demanda y capacidad instalada por escenario con tarifa binómica . . .	93
6.40. Ingresos del cliente comercial con tarifa binómica por escenario	93
6.41. Costos del cliente comercial con tarifa binómica por escenario	93
6.42. Ingresos, costos y beneficio bruto por escenario del cliente comercial con factura binómica	94
7.1. Perfil de generación del panel solar. Fuente: Elaboración propia.	100

Índice de figuras

1.1. Organigrama de la empresa ESPH	3
1.2. Historia de la generación distribuida en Costa Rica	4
2.1. Configuración y estructura de un sistema de energía eléctrica	12
2.2. Tipos de construcción de transformadores	14
2.3. Capacidad instalada de generación por fuente reportada para el año 2021	16
2.4. Sistema de transmisión de Costa Rica	17
2.5. Área de cobertura de servicio de las distribuidoras	17
2.6. Diagrama general del procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito. . .	21
3.1. Información geográfica del circuito ESTE	23
3.2. Capas de los cables/líneas del circuito ESTE	23
3.3. Representación de elementos del circuito ESTE	24
3.4. Diagrama de flujo de programación de categorización de las líneas y cables	26
3.5. Configuración de un montaje de línea de distribución trifásica en el software ETAP	28
3.6. Generación de datos de los cables en el warehouse	30
3.7. Formato de Codificación de los ID de los elementos del Warehouse en ETAP	33
4.1. Consumo energético (kWh) del circuito ESTE	41
4.2. Consumo promedio energético por día del circuito ESTE	41
4.3. Consumo promedio energético por hora del circuito ESTE	42
4.4. Formato Excel que muestra la demanda máxima en kW de los medidores	43
4.5. Formato de datos AMI en Excel	44
4.6. Curvas típicas del sector residencial según su consumo mensual	45
4.7. Curva de demanda típica del sector comercial según su consumo mensual (1/3)	46
4.8. Curva de demanda típica del sector comercial según su consumo mensual (2/3)	46
4.9. Curva de demanda típica del sector comercial según su consumo mensual (3/3)	47
4.10. Curva de demanda típica del sector industrial según su consumo mensual	48
4.11. Estimación de demanda máxima por medio del consumo mensual mediante regresión lineal para el sector comercial	50

4.12. Estimación de demanda máxima por medio del consumo mensual mediante regresión lineal para el sector industrial	50
5.1. Creación de un transformador en ETAP	53
5.2. Creación de un transformador en el archivo de importación de Excel	54
5.3. Tabla de atributos de los transformadores	54
5.4. Problema de pérdida de información geográfica en el modelo	58
5.5. Problema por pérdida de conexiones intermedias de los elementos	58
5.6. Guía de utilización de la herramienta <i>Explotar línea</i> del software QGIS	59
5.7. Resultado de descomponer la capa de las líneas del circuito eléctrico	60
5.8. Ejemplo de uso de la calculadora de campos en QGIS	62
5.9. Ejemplo de IDs repetidos en capas de línea diferentes	63
5.10. Procesamiento del algoritmo	64
5.11. Conexión a buses de cada elemento	65
5.12. Ejemplo de consideración al generar buses con el algoritmo	66
5.13. Parte del catálogo utilizado para la configuración de los elementos	67
5.14. Modelo del circuito ESTE en ETAP vista GIS	68
5.15. Diagrama unifilar del circuito industrial ESTE en ETAP	69
6.1. Perfil de demanda generado para el estudio económico	71
6.2. Perfiles horarios promedio de irradiación	72
6.3. Curva de consumo generado para clientes del sector residencial	73
6.4. Curva de consumo generado para clientes del sector comercial	73
6.5. Curva de consumo generado para clientes del sector industrial	74
6.6. Escenario límite en que el consumo de energía de los clientes es igual a 0 debido a la integración de GD	80
6.7. Perfil de consumo del sector comercial ante la integración de generación distribuida	89
6.8. Perfil de consumo del sector industrial ante la integración de generación distribuida	90
6.9. Curva de consumo de un cliente comercial con consumo menor a 3000 kWh, con un pico de demanda en horas de la noche	90
6.10. Curva de consumo de un cliente comercial con consumo mayor a 3000 kWh, con un pico de demanda en horas de la noche	92

Nomenclatura

A	Amperio-Amper
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ETAP	Electrical Transient and Analysis Program
GD	Generación Distribuida
GDA	Generación Distribuida para Autoconsumo
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
kV	KiloVoltio
kWh	KiloWatt Hora
kWp	KiloWatt Pico
MT	Media Tensión
PV	Fotovoltaico
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SI	Sistema Internacional de Medidas
SIG	Sistema de Información Geográfica
V	Voltio
VA	Voltio-Amper
VAr	Voltio-Amper Reactivo

Capítulo 1

Introducción

Costa Rica se ha destacado por su sólida y confiable matriz eléctrica basada en fuentes renovables. Como parte de sus planes estratégicos de desarrollo sostenible, el país se ha propuesto alcanzar una matriz de generación eléctrica ciento por ciento renovable. Por lo tanto, surge el interés en explorar nuevas fuentes de energía que puedan contribuir a este objetivo. Una opción atractiva es la generación de energía solar, la cual podría colaborar en la demanda energética futura.

Un estudio técnico realizado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) sugiere un potencial técnico de 5 767 MW para proyectos solares fotovoltaicos. Esto se basa en la suposición de que solo el 1 % del área sin restricciones podría ser utilizado para este fin. [1]

Ante el crecimiento y la integración cada vez mayor de elementos de generación fotovoltaica en el país en los últimos años, surge la necesidad de llevar a cabo análisis de capacidad de penetración de los sistemas de generación distribuida (GD) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), teniendo en cuenta tanto su impacto actual como las proyecciones futuras de crecimiento. Según datos de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), para diciembre del 2022, la capacidad instalada en generación distribuida era de 83,998 kW, con un 96.10 % correspondiente a sistemas fotovoltaicos, un 1.51 % a biogás, un 1.19 % a biomasa, un 1.16 % a hidroeléctrica y un 0.04 % a otras fuentes. [2]

En este contexto, surge la necesidad de realizar un estudio de capacidad de penetración de los circuitos de distribución que conforman el SEN, para analizar el impacto de la generación distribuida, cumpliendo con las disposiciones establecidas en la Ley 10086 [3]. El objetivo de este trabajo es proporcionar a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia una herramienta eficaz para modelar sus circuitos de distribución en un software de simulación de sistemas eléctricos, específicamente ETAP. Esta herramienta busca apoyar a la empresa en el cumplimiento del procedimiento establecido por la Ley 10086. El modelo será desarrollado a través de la migración de información desde el Sistema de Información Geográfica (SIG) al software de simulación, utilizando técnicas de minería de datos para aprovechar al máximo los datos disponibles actualmente en la empresa.

El modelo incluye las características físicas de los elementos de las líneas aéreas y subterráneas tanto de media como de baja tensión, además de los transformadores. En este trabajo, también se desarrolla un algoritmo para la asignación de potencia a los abonados que cuentan con medidores AMI, y se proponen curvas de demanda típicas para estimar la demanda de los clientes con medidores convencionales. Además, se presenta un modelo de regresión lineal para estimar la demanda máxima de clientes comerciales e industriales en función de su consumo mensual.

El algoritmo de migración del sistema de información está diseñado para minimizar la intervención del usuario, facilitando la completación de información faltante en el Sistema de Información Geográfica (SIG). Se ha creado un formato que permite la rápida modificación de datos en caso de ser necesario, mejorando la eficiencia del proceso.

Finalmente, el trabajo incluye un análisis del impacto de la integración de la generación distribuida para autoconsumo por parte de los abonados, destacando la importancia de los perfiles de consumo en la evaluación de estos impactos.

1.1. Reseña de la empresa

1.1.1. Historia

La historia de la ESPH se remonta a 1915 con la inauguración de la Planta Hidroeléctrica de La Joya en Heredia. Posteriormente, ante la creciente demanda, en 1949 se funda la Junta Administradora del Servicio Eléctrico Municipal de Heredia (JASEMH). En 1974, una crisis económica lleva a problemas con el acueducto, y en 1976 se funda la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) para gestionar el servicio de agua potable. A lo largo de los años, la ESPH ha evolucionado para ofrecer una gama de servicios, transformándose en una Sociedad Anónima en 1998 para adaptarse a los cambios sociales y tecnológicos, mientras sigue comprometida con el desarrollo local y la responsabilidad ambiental. [4]

1.1.2. Misión

"Somos una empresa que brinda servicios de calidad en el sector de agua, energía, saneamiento, infocomunicaciones y otros, que aporta valor y desarrollo a la sociedad mediante la mejora continua de su gestión". [5]

1.1.3. Visión

"Ser una empresa competitiva a nivel nacional por los servicios que brinda". [5]

1.1.4. Estructura corporativa

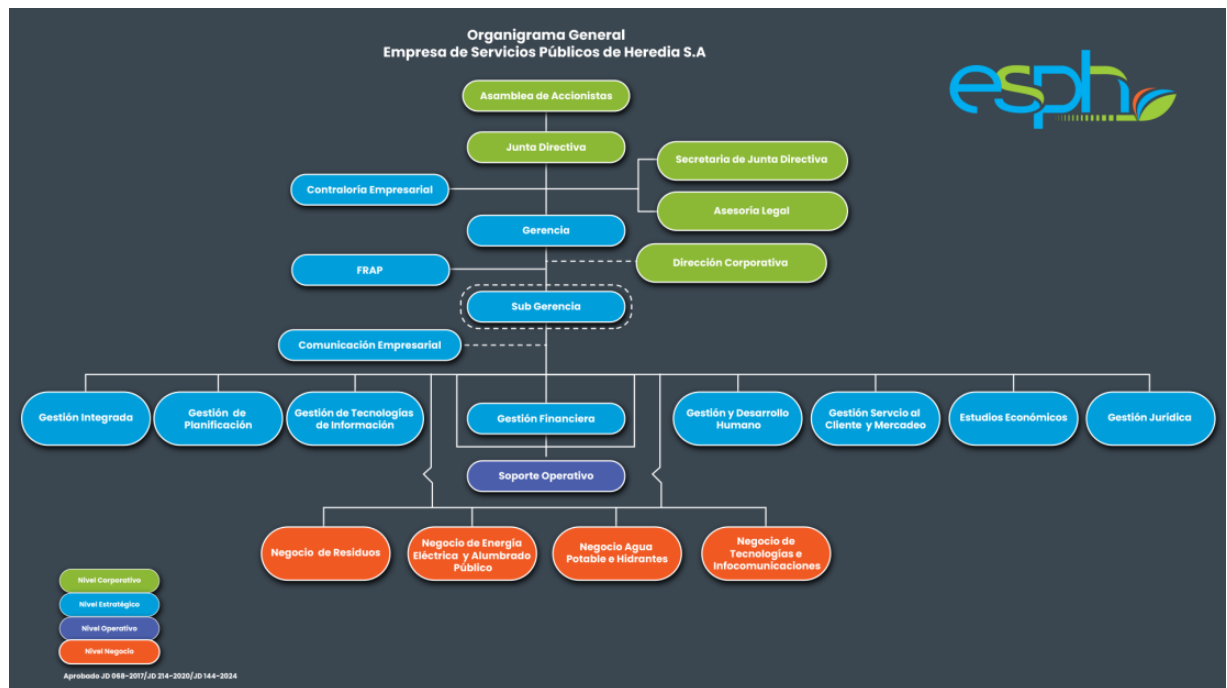


Figura 1.1: Organigrama de la empresa ESPH

Fuente: [6]

1.2. Antecedentes

Los inicios de la generación distribuida en Costa Rica se remontan al año 2010; mediante un plan piloto promovido por el Instituto Costarricense de Electricidad, este recibió inscripciones de sistemas de generación distribuida hasta el año 2015, finalizando el plan en el 2016, año en que se hicieron las últimas interconexiones con la red eléctrica nacional. Entre sus logros se tiene la instalación de sistemas de generación eléctrica de 11,4 MW, de los cuales 6,5 MW corresponden a sistemas fotovoltaicos, 4,5 MW a biomasa seca y el resto en sistemas menores.[7]

Tras este plan piloto, otras instituciones se sumaron a la integración de la generación distribuida por fuentes renovables, estableciendo normas, reglamentos, tarifas, entre otras, para la interconexión de la generación distribuida y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En la siguiente Figura 1.2 se muestra un flujo histórico que resume la historia de la introducción y la apertura de la generación distribuida en Costa Rica.

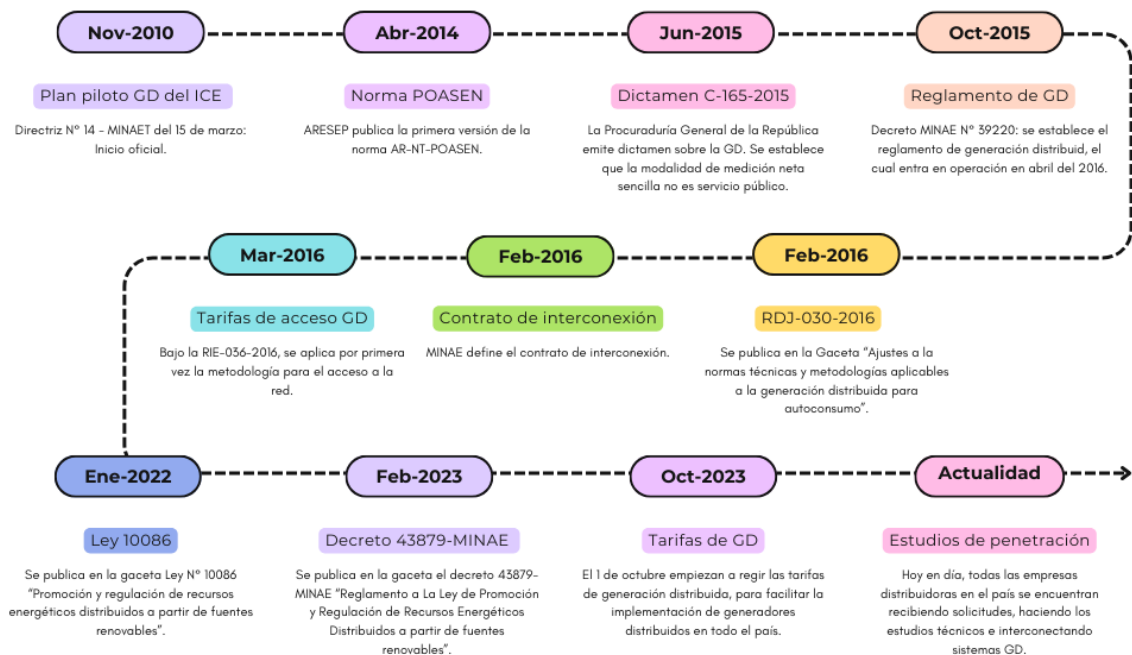


Figura 1.2: Historia de la generación distribuida en Costa Rica

Fuente: Elaboración propia con base en [7]

En la actualidad, según la Ley 10086, las empresas deben realizar inversiones y estudios técnicos que permitan la integración de recursos de generación distribuidos a la red, de tal forma que se tenga actualizada la capacidad de penetración de GD por circuitos de distribución que conforman el SEN; esto con el fin de cumplir con los objetivos de la ley, que establece la promoción y regulación, la integración eficiente, segura y sostenible, de la generación distribuida a partir de fuentes renovables al sistema eléctrico nacional. En el 2023 se llevaron a cabo diversos estudios para el cumplimiento de esta ley.

De acuerdo con [8], en su estudio, cuyo objetivo era evaluar el impacto generado por diversos niveles de penetración de GD en la red de distribución del circuito de San Isidro El Guarco, en Cartago. El estudio conllevó el diseño del modelo del circuito mediante ETAP®. Los resultados del proyecto mostraron que la capacidad de penetración de GD del circuito es de 35 %, manteniendo niveles estables de tensión del 100 %, concluyendo que la capacidad de penetración de GD depende del perfil y demanda máxima del

sistema, además de que, en ciertos casos, la integración de generación solar puede estabilizar los niveles de tensión de las cargas en horarios de mayor consumo.

Para el caso de [9], se tiene como objetivo evaluar el comportamiento del sistema en relación con el flujo de potencia y los perfiles de tensión de un circuito de distribución de JASEC, en cumplimiento de la Ley 10086. Se determina que el límite de penetración de generación distribuida, mediante paneles solares de 3 kW monofásicos, es del 20 %. Entre los resultados obtenidos, se destaca el aspecto financiero, donde se señala que la introducción de este límite de generación distribuida en el circuito resultaría en una pérdida estimada de 8776,82 USD en términos de ventas de energía.

Por su parte, [10], en su trabajo, se enfoca en analizar el comportamiento del circuito del parque industrial de JASEC, utilizando la Ley 10086 como marco de referencia. Se ha desarrollado un modelo del circuito empleando ETAP®[®], y los resultados indican que el límite que define la capacidad de penetración del circuito es del 5 %. Además, se ofrece una perspectiva económica para JASEC, concluyendo que la integración de cada sistema fotovoltaico (PV) monofásico a la red resulta en pérdidas de 49,23 USD, mientras que para cada PV trifásico estas pérdidas ascienden a 5084,05 USD.

Como se ha observado, es importante que las empresas distribuidoras lleven a cabo estudios de impacto de generación distribuida. Estos análisis les proporcionan información sobre la capacidad de integración de sistemas de generación distribuida en su red. Además, ofrecen una evaluación financiera, donde se detalla la viabilidad que conlleva la integración de estos sistemas de generación distribuida con respecto a las operaciones que realiza la empresa.

1.3. Planteamiento del problema

La generación distribuida (GD) mediante tecnologías fotovoltaicas se presenta como una alternativa interesante, en Costa Rica, para abastecer la demanda actual y futura de energía eléctrica. Alineada con el eje 4 de la descarbonización del país, que busca consolidar un sistema eléctrico nacional capaz, flexible, inteligente y resiliente, la GD se posiciona como una herramienta estratégica para lograr una matriz energética más sostenible y alineada con los objetivos ambientales [11].

El problema con esta tecnología, que ha venido en crecimiento en los últimos años en el país genera incertidumbre en las principales distribuidoras de la nación. Una sobreinstalación de sistemas de GD, sin criterios técnicos, puede tener un impacto en el SEN, debido a la intermitencia de la generación propia de estas fuentes, las cuales pueden generar variaciones en la frecuencia en la red cuando no esté generando el recurso energético [7].

A inicios del 2022 entra a regir la Ley N.° 10086, la cual establece las condiciones necesarias para promover y regular, de forma segura, sostenible y eficiente la integración de sistemas de generación distribuida en el SEN [3]. Además, en el año 2023 se publica, en La Gaceta, el procedimiento técnico que deben llevar a cabo las empresas distribuidoras para la determinación de la capacidad de penetración DER, que puede ser interconectada por circuito de distribución [2].

El problema principal, que enfrenta la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), es que actualmente no cuenta con los circuitos de distribución modelados en un software de simulación de análisis eléctricos. Esta situación impide la realización de estudios técnicos detallados sobre la capacidad de penetración de los recursos energéticos distribuidos. Debido a esta limitación, la capacidad de penetración se estima preliminarmente utilizando porcentajes de la demanda máxima del circuito, en lugar de basarse en análisis detallados que incluyan las características específicas del circuito de distribución.

Por lo tanto, la problemática por resolver en este proyecto se centra en el desarrollo de una metodología para la realización de modelo georreferenciado en el software ETAP, para su posterior estudio de flujos de potencia y cortocircuito ante la integración de generación distribuida, permitiendo conocer la capacidad de penetración segura y viable que puede ser interconectada en el circuito de distribución del SEN, cumpliendo de lo dispuesto en la Ley N.° 10086.

1.4. Objetivo general

Modelar un circuito de distribución industrial de baja y mediana tensión de ESPH para el estudio de escenarios de penetración de generación distribuida, utilizando herramientas de simulación dentro de un entorno georreferenciado.

1.5. Objetivos específicos

- Construir un catálogo de información de conductores, transformadores y elementos de generación distribuida conectados a la red eléctrica, para su construcción en el modelo, utilizando datos y valores típicos del software ETAP.
- Estimar un perfil de demanda de las cargas del circuito de distribución, para establecer la condición actual de demanda del circuito, a través del análisis de datos obtenidos de medidores AMI y curvas de carga típicas de los usuarios.
- Desarrollar un algoritmo de Python para la migración de datos georreferenciados del circuito de distribución industrial, para la importación y simulación del modelo en el software ETAP, mediante técnicas de minería de datos.
- Realizar un estudio del impacto económico, para la estimación y cuantificación que supondría a la empresa la ausencia de estudios de capacidad de penetración de integración de los recursos energéticos distribuidos, mediante escenarios de porcentaje de capacidad de generación distribuida instalada.

1.6. Justificación

El proyecto colabora en el estudio del aprovechamiento de forma integral de nuevas fuentes de generación eléctrica de fuentes renovables, concretamente en el ámbito de generación solar distribuida de abonados productores. En este contexto, se alinea con el eje 4 del plan de descarbonización del MINAE, el cual establece como meta para el 2030 que la matriz eléctrica opere al 100% con fuentes de energía renovables. [11]

El crecimiento económico y el desarrollo de un país están estrechamente vinculados al aumento de la demanda eléctrica. Por lo tanto, es crucial identificar fuentes de generación renovables que puedan satisfacer la demanda energética futura de Costa Rica. Esto beneficiaría a las empresas generadoras de energía, a los abonados y a las empresas locales, además de contribuir a la atracción de nuevos inversores interesados en establecerse en el país.

En este contexto, se observa una oportunidad de mejora al alinearse con el Plan Estratégico Nacional 2050 (PEN). En este plan, el motor de cambio número 7 tiene como objetivo principal aumentar la producción de energía a través de fuentes renovables, para satisfacer la creciente demanda energética del país. Se reconoce que la prosperidad y la diversificación económica del país están estrechamente ligadas al acceso confiable a la electricidad y a la disponibilidad de energía. [12]

Ante los desafíos de los fenómenos climáticos extremos como El niño, presentados en mayo del 2024 en Costa Rica, se evidencio la necesidad de la diversificación de generación de energía eléctrica, debido a la dependencia histórica en la generación hidroeléctrica, y ante esta problemática surgen oportunidades para el estudio de nuevas fuentes renovables que puedan ser integradas a la matriz eléctrica del país, como la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos, estas nuevas tecnologías podrían ayudar a garantizar la seguridad y la estabilidad del suministro eléctrico del país.[13]

Al Considerar lo mencionado anteriormente, la implementación de generación solar se presenta como una opción muy interesante para satisfacer las demandas energéticas futuras del país. Sin embargo, surge

un problema importante relacionado con el carácter intermitente de estas fuentes. La producción de energía solar depende en gran medida de las condiciones climáticas, lo que puede afectar la calidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La alta penetración de generación distribuida en la red eléctrica puede provocar una serie de desafíos, incluidas fluctuaciones de tensión, sobrecargas en equipos, distorsiones armónicas, incremento de corrientes de falla y problemas de coordinación de protecciones, entre otros. [14]

En la actualidad, la red eléctrica nacional ha experimentado un notable crecimiento en tecnologías de generación distribuida fotovoltaica. Este incremento se debe en parte a una tendencia internacional de reducción de precios en los módulos y al aumento de la potencia de los paneles solares. Ante esta circunstancia, surge la necesidad de establecer normas y leyes que proporcionen pautas claras y eficientes para la implementación ordenada de esta tecnología. En respuesta a este panorama, se aprobó la Ley 10086, la cual tiene como objetivo principal promover y regular las condiciones necesarias para la integración de recursos energéticos distribuidos provenientes de fuentes renovables en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).[3]

Por consiguiente, la Ley 10086 establece condiciones que la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) debe cumplir, para la integración eficiente y segura de DER en el circuito eléctrico de distribución industrial. Para cumplir con esta normativa, es necesario realizar un estudio técnico que evalúe el impacto de la generación distribuida en la red. Por consiguiente, este proyecto pretende ayudar a ESPH en el cumplimiento de dicha ley mediante la creación de un modelo que permita analizar la capacidad de penetración de recursos distribuidos de generación eléctrica. Además, se busca garantizar que estos no afecten negativamente el servicio eléctrico de la compañía, asegurando así una prestación estable y de calidad a sus clientes.

1.7. Alcance

Este proyecto tiene un alcance exploratorio, y está orientado a establecer una metodología para modelar los circuitos eléctricos de distribución de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Esta metodología tiene como fin facilitar el modelado de los circuitos de distribución de la empresa, para que posteriormente esta pueda realizar los estudios técnicos que permitan determinar la capacidad de penetración segura de los recursos energéticos distribuidos (DER) en la red de distribución, en respuesta al crecimiento significativo de estas tecnologías en el país; además, conocer el impacto económico generado por estos elementos en la red, al mismo tiempo de asegurar el cumplimiento de las disposiciones establecidas por la Ley N° 10086.

Para lograr los objetivos del proyecto, se desarrollará un modelo del circuito eléctrico utilizando las herramientas Python, QGIS y ETAP®. La información necesaria para el modelado será proporcionada por ESPH y procesada mediante un algoritmo en Python, que extrae datos georreferenciados desde la base de datos de QGIS a través de técnicas de minería de datos. Estos datos se formatearán en un archivo Excel compatible con el módulo "*GIS Excel - Import*" de ETAP, facilitando la creación y simulación del circuito eléctrico en el software ETAP. El desarrollo del modelo comienza con la creación de un catálogo, que incluye las características físicas de los elementos de las líneas, los cables y los transformadores, complementando la información disponible con bibliotecas del software ETAP. El objetivo es construir un modelo lo más completo posible, para permitir la realización de estudios técnicos precisos.

Para estimar la demanda de las cargas conectadas a la red de distribución, se utilizarán los datos de los medidores AMI proporcionados por ESPH. Además, se desarrollarán curvas de demanda típicas para los abonados que no cuentan con medidores inteligentes, basadas en promedios horarios de consumo de aquellos clientes que sí poseen AMI. Estas curvas se agruparán según categorías de consumo mensual, proporcionando una estimación realista de la demanda.

En cuanto a la migración de datos georreferenciados al software ETAP, se desarrollará un algoritmo en Python, que integrará la información del catálogo de características con la base de datos GIS, generando

el formato necesario para que ETAP pueda construir el modelo del circuito de manera precisa y eficiente.

Finalmente, se realizará un estudio económico de los beneficios brutos derivados de la integración de generación distribuida, evaluando el impacto en futuras inversiones, por parte de los abonados que instalen paneles solares y que se integren con la red eléctrica de distribución. Este análisis se basará en diferentes escenarios de instalación de paneles solares, que cubran cierto porcentaje de los consumos mensuales de los abonados, cuantificando el impacto económico en la red de ESPH.

1.8. Viabilidad

La viabilidad de este proyecto depende en gran medida de la disponibilidad de software especializado para la recolección, análisis de datos y modelado del circuito eléctrico. En primer lugar, se utilizan programas como Python, para el análisis y procesamiento de datos, y QGIS, como Sistema de Información Geográfica. Ambos programas son de licencia gratuita, lo que facilita su acceso y uso en el desarrollo del proyecto. Sin embargo, el software ETAP®[®], necesario para el modelado del circuito eléctrico, presenta un costo elevado, debido a costos de licencia y módulos requeridos para realizar un modelado preciso de la red de distribución. En este caso particular, se contó con el apoyo de CFS, proveedores de ETAP en el país, quienes proporcionaron una licencia con el módulo "*GIS Excel - Import*", lo que facilitó el desarrollo del Trabajo Final de Graduación (TFG).

Además, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) brindó su colaboración al proyecto, proporcionando acceso a su sistema de información georreferenciada (GIS) y a los datos de los medidores AMI correspondientes al circuito industrial. Este acceso a la información fue importante para cumplir con los objetivos planteados, y para asegurar un modelado preciso del circuito de distribución.

Por último, el proyecto contó con el apoyo y la guía del profesor Luis Carlos Muñoz Chacón, quien supervisó el desarrollo del trabajo final de graduación, y de personal de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, como el ingeniero Ángel Gómez Avendaño, quien estuvo siempre disponible para resolver dudas y ofrecer asistencia técnica. Estos respaldos académico y profesional colaboraron en la realización del proyecto y su correcto desarrollo.

1.9. Administración del riesgo

Para la realización de este proyecto, es esencial contar con una licencia de ETAP®[®] que incluya varios módulos adicionales (add-ons) requeridos para el correcto modelado del circuito de distribución. La disponibilidad de estos módulos depende del tipo de licencia adquirida. Afortunadamente, en este caso se contó con una licencia proporcionada por CFS, la cual incluye todos los módulos necesarios para llevar a cabo el modelado, lo que permitió modelar el circuito de distribución industrial en un entorno georreferenciado utilizando el software de simulación.

Sin embargo, es importante considerar que la licencia proporcionada por CFS tiene una limitación de 1000 buses, lo que limitó la realización de pruebas de flujos de potencia solamente en líneas de media tensión.

1.10. Metodología por seguir

Este proyecto sigue una metodología estructurada que permite modelar los circuitos eléctricos de distribución industrial de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), con el fin de realizar estudios técnicos sobre la capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos (DER). y se divide en las siguientes etapas:

Primero, se recopila la información del sistema de información geográfica (SIG) disponible en ESPH S.A., que proporciona la base de datos con las características de los elementos del circuito de distribución industrial. A partir de los datos de conductores y transformadores del circuito, se realiza una caracterización que permite asignar valores típicos de impedancias y otras configuraciones esenciales mediante el uso de librerías del software ETAP. En este proceso, también se establecen aspectos específicos, como la frecuencia, el voltaje nominal del cable, el montaje de las líneas de distribución, entre otros.

Luego, se realizará una estimación de la demanda de las cargas conectadas al circuito utilizando los datos de los medidores AMI. Para aquellos abonados sin medidores inteligentes, se generarán curvas de demanda típicas, basadas en datos de abonados con perfiles similares. Estas estimaciones permitirán aproximar y simular el consumo real del circuito.

Una vez obtenidos los datos, se creará una base de datos del circuito de distribución, que incluirá información detallada sobre todos los elementos de la red. Esta base de datos se integrará con un script en Python que extraerá la información del sistema georreferenciado (QGIS) y la formateará en un archivo compatible con el módulo GIS Excel Import de ETAP®. Esta migración permitirá el modelado completo del circuito en ETAP.

Finalmente, se realizará un estudio sobre el impacto económico causado por la integración de generación distribuida en la red eléctrica. Se analizarán diversos escenarios en los que el cliente genera cierto porcentaje de su consumo mensual, de tal forma que se evalúa, según sea el caso, en el escenario y el sector, cuánto porcentaje aproximadamente la empresa deja de percibir como beneficio bruto debido a la integración de un cliente con generación distribuida para autoconsumo.

Tabla 1.1: Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto

Fuente: Elaboración propia.

Objetivo específicos	Actividad por realizar	Fuente de información	Resultados esperados
Objetivo específico #1.	- Recolección de datos del circuito industrial. -Depuración de datos. -Construcción del catálogo de los elementos.	Sistema de información geográfica de ESPH S.A.	Catálogo de conductores y transformadores del circuito.
Objetivo específico #2.	-Recolección de información de medidores AMI. -Estudio del consumo de los clientes a partir de los datos de medidores AMI.	Empresa ESPH	Estimación de curvas de demanda de clientes con medidores AMI y medidores convencionales.
Objetivo específico #3.	-Generar el algoritmo para la generación de buses y conexiones del modelo. -Integración del catálogo de la información de conductores y transformadores al algoritmo. -Desarrollo de la estructura del archivo excel para la importación del modelo del circuito de distribución a ETAP.	Objetivos específico 1 y Sistema de información geográfica de ESPH S.A.	Modelo del circuito en ETAP.
Objetivo específico #4.	-Creación de escenarios de estudio hipotético -Estimación de ingresos y costos ante la interconexión de GD a la red.	Objetivo 2.	Impacto en el beneficio bruto causado por la integración de generación distribuida para autoconsumo interconectada en el circuito de distribución.

1.11. Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto

Actividades	Semana																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Recolección de datos del circuito.	■	■															
Depuración de datos y diseño del catálogo.		■	■														
Catálogo con la información característica de los elementos del circuito.			■	■													
Perfiles de demanda de clientes con medidores AMI.				■	■												
Estimación de perfiles de demanda clientes con medidores convencionales.					■	■											
Generación de estructura de base de datos.						■	■										
Desarrollo del algoritmo de python para la migración de datos.							■	■	■								
Pruebas del algoritmo de migración de datos del GIS a ETAP.									■	■							
Análisis financiero ante la integración de GDA.										■	■						
Entrega informa a lectores.												■					
Revisión de informe por parte de lectores, profesor guía y filólogo.													■	■	■		
Entrega informe final.																■	
Exposición de TFG.																	■

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Sistemas de eléctricos de potencia

Un sistema eléctrico de potencia, como lo describe [15], es un sistema que comprende la producción de la energía en las centrales eléctricas, su transporte y distribución mediante las líneas eléctricas y los consumos de la energía que se realiza en las industrias, viviendas y servicios. Esta estructura básica permite descomponer las redes eléctricas en las subredes de transporte y distribución de media y baja tensión.

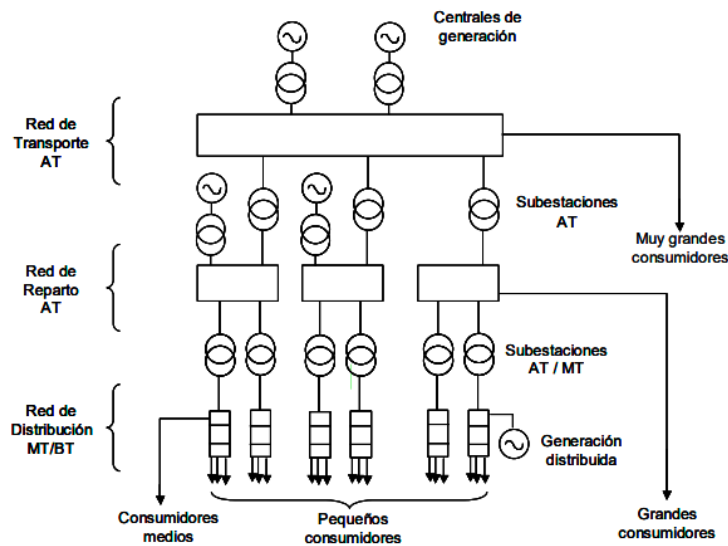


Figura 2.1: Configuración y estructura de un sistema de energía eléctrica
Fuente: [15]

El modelo tradicional de este sistema se divide en cuatro grandes etapas: generación, transmisión, distribución y consumo de parte de los clientes. Este sistema comienza con grandes centros de generación de energía, continuando con las redes de transmisión eléctrica que enlazan dichos centros con las áreas de consumo, y finalizando con las redes de distribución, donde la electricidad se entrega y comercializa a los usuarios finales, tal y como se muestra en la Figura 2.1.

1. **Sistema de transmisión:** El voltaje de línea oscila aproximadamente entre 115 kV y 800 kV.
2. **Sistema de distribución:** [16] define el sistema de distribución como un sistema en el cual el voltaje oscila por lo general entre 120 V y 69 kV. A su vez, los sistemas de distribución se dividen

en sistemas de distribución de *mediano voltaje* (2.4 kV a 69 kV) y sistemas de distribución de *bajo voltaje* (120 V a 600 V).

2.1.1. Elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia

Subestaciones

Las subestaciones son las encargadas de elevar y reducir los voltajes en cada etapa, como lo explica [16]. En cada parte de un sistema eléctrico se utilizan subestaciones. Al comenzar con la planta de generación, una subestación eleva el mediano voltaje generado por los generadores síncronos al alto voltaje requerido para transmitir la energía de manera económica. El alto voltaje en la línea de transmisión se reduce, entonces, en aquellas subestaciones localizadas cerca de los centros donde se consume la energía.

Transformadores de potencia

El transformador es un elemento importante en los sistemas eléctricos de potencia, ya que permite el transporte eficiente y económico de la energía eléctrica. Su principal función en la transmisión de potencia eléctrica, es aumentar la tensión generada en las centrales eléctricas para su transmisión a largas distancias mediante líneas de alta tensión. Esto reduce las pérdidas de potencia asociadas a la caída de tensión en las líneas de transmisión, ya que, al aumentar la tensión, la corriente disminuye, manteniendo la potencia que entra igual a la que sale. Dado que las pérdidas por efecto Joule son proporcionales a I^2R (donde I es la corriente y R la resistencia de las líneas), reducir la corriente disminuye significativamente las pérdidas por calor [17].

En el lado de la distribución, al llegar a las subestaciones, los transformadores se encargan de reducir la tensión a niveles adecuados para el suministro de energía a los consumidores de media y baja demanda. Así, se asegura que la energía se entregue de forma segura y eficiente a los usuarios finales, manteniendo la calidad del suministro en todo el sistema de distribución.

Idealmente, la transformación de voltajes que se da entre el lado primario y el secundario de un transformador depende del número de vueltas del devanado primario y secundario del transformador, de tal manera que la relación del voltaje del primario y del secundario, viene dada por

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

Donde:

- V_p : Voltaje lado primario [V].
- V_s : Voltaje lado secundario [V].
- N_p : Cantidad de vueltas lado primario.
- N_s : Cantidad de vueltas lado secundario.

Los transformadores de distribución tienen una serie de tomas (taps) en los devanados, para permitir pequeños cambios en la relación de vueltas del transformador después de haber salido de la fábrica. Una instalación típica tiene cuatro tomas, además del valor nominal con intervalos de 2.5 % del voltaje a plena carga. Tal distribución permite ajustes de hasta 5 % por encima o por debajo del voltaje nominal del transformador.

Tipos y construcción de los transformadores de potencia

Por su parte, [18] divide a los tipos de transformadores en dos tipos según su construcción: transformador tipo núcleo y tipo acorazado. Para ambos, el núcleo se construye con delgadas láminas aisladas eléctricamente unas de otras para minimizar las corrientes parásitas. Por su parte, el tipo núcleo se construye a partir de una pieza de acero rectangular laminada, con los devanados enrollados sobre dos de los lados del rectángulo, como se muestra en la Figura 2.2. Por otro lado, el tipo acorazado consta de tres columnas, cuyas bobinas están enrolladas en la columna central.

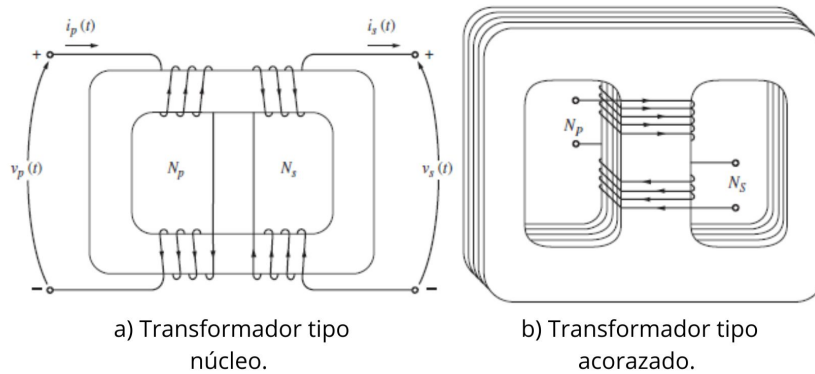


Figura 2.2: Tipos de construcción de transformadores
Fuente: [18]

2.1.2. Líneas de potencia

Las líneas de transmisión son los elementos responsables de transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta el usuario final. Estas líneas pueden ser tanto aéreas como subterráneas. Como menciona [16], aunque los conductores pueden parecer ordinarios, poseen propiedades eléctricas que afectan significativamente en la transmisión de energía eléctrica.

Por su parte, [19] menciona que una línea de transmisión de electricidad tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, de la cual, la resistencia es la causa más importante de pérdida de potencia de ellas.

Según [16], el diseño de una línea de transmisión de energía eléctrica depende de los siguientes criterios:

- La cantidad de energía que tiene que transmitir.
- La cantidad de distancia a la que se debe llevar la energía.
- El costo de la línea de transmisión.
- Consideraciones estéticas, congestión urbana, facilidad de instalación y crecimiento de carga estimado.

Clasificación de líneas de potencia

Las líneas de transmisión se clasifican según los voltajes estándar que transporta [16]:

- **Líneas de bajo voltaje (BV):** suministran energía a edificios, fábricas y casas. Las líneas son conductores aislados, generalmente de aluminio, que a menudo van de un transformador de distribución montado en un poste local a la entrada de servicio del consumidor. Estas líneas operan a voltajes de 600 V o menos.
- **Líneas de medio voltaje (MV):** enlazan los centros de carga con una de las muchas subestaciones de la compañía de electricidad. Por lo general, el voltaje oscila entre 2.4 kV y 69 kV.
- **Líneas de alto voltaje (AV):** conectan las subestaciones principales con las plantas de generación. Las líneas se componen de conductores aéreos o cables subterráneos que operan a voltajes por debajo de 230 kV.

Material de construcción

Como menciona [19], en el principio de la transmisión de potencia eléctrica, los conductores eran principalmente de cobre. Estos han sido reemplazados por conductores de aluminio para líneas aéreas, debido a su menor costo y ligereza con respecto a los de cobre, para un mismo valor de resistencia, siendo común ahora tener líneas con los siguientes materiales:

- AAC: todos los conductores de aluminio.
- AAAC: todos los conductores de aleación de aluminio.
- ACSR: conductores de aluminio con alma de acero
- ACAR: conductores de aluminio con alma de aleación

2.1.3. Dispositivos de protección

Cortacircuitos de fusible

Se utilizan para proteger transformadores y pequeños alimentadores monofásicos contra sobrecargas. Están diseñados de modo que cuando el fusible se funde, automáticamente gira hacia abajo, lo que indica que ha ocurrido una falla en la línea [16].

Restablecedor

Es un cortacircuito que se abre en presencia de un cortocircuito y automáticamente se vuelve a cerrar o se restablece después de un breve espacio de tiempo [16].

Seccionadores

Un seccionador es un cortacircuito especial que se activa dependiendo del número de veces que un restablecedor se ha activado en la línea. En otras palabras, un seccionador trabaja de acuerdo con las “instrucciones” de un restablecedor [16].

2.2. Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por los sistemas de generación, transmisión y distribución. Todos los elementos del SEN están completamente interconectados con un solo sistema de transmisión. La generación y distribución de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicios públicos; dichas empresas son: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), la Junta Administrativa de Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Compañía de Electrificación de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE) y la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (COOPESANTOS R.L) [1].

2.2.1. Fuentes de generación del SEN

El sistema de generación de Costa Rica se ha caracterizado por su producción a partir de fuentes renovables, siendo la producción de energía a partir de recursos no renovables, como derivados del petróleo, con un porcentaje muy pequeño en esta. Como parte del desarrollo económico ligado a una mayor demanda eléctrica, el país ha incentivado proyectos y leyes para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN.

Según [1], la capacidad instalada del sistema eléctrico a diciembre del 2021 fue de 3 482 MW, en potencia en placa. En la Figura 2.3 se muestran los porcentajes de participación de cada uno de los recursos que utiliza Costa Rica en la producción de energía eléctrica.

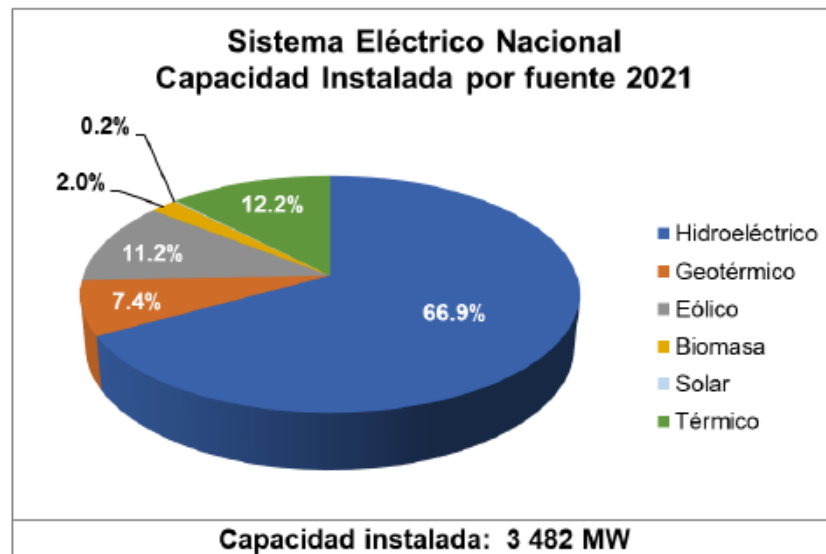


Figura 2.3: Capacidad instalada de generación por fuente reportada para el año 2021
Fuente: [1]

2.2.2. Sistema de transmisión del SEN

Según el reporte presentado en [1], el sistema de transmisión de Costa Rica cubre todo el país. Este sistema está totalmente interconectado, y no cuenta con sistemas de distribución aislados; este sistema tiene una extensión de 2 986 km, de los cuales 2 378 km corresponden a líneas que transportan energía a una tensión de 230 kV y 608 km de 138 kV. Además de esto, se menciona que la capacidad de la

transformación del sistema es de 12 492 MVA. La siguiente Figura 2.4 muestra el mapa de las líneas de transmisión del SEN.

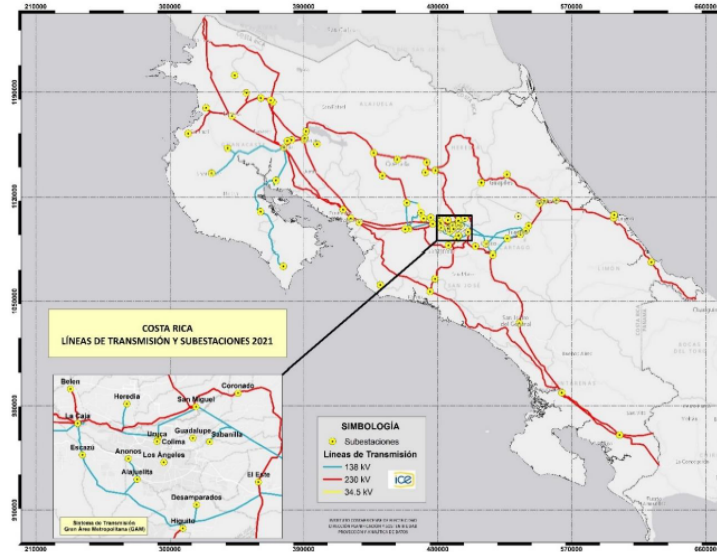


Figura 2.4: Sistema de transmisión de Costa Rica
Fuente: [1]

2.2.3. Sistema de distribución

El sistema de distribución y comercialización de energía en Costa Rica es responsabilidad de las ocho empresas de servicios públicos. En la siguiente Figura 2.5 puede verse el área de servicio que cubre cada empresa.

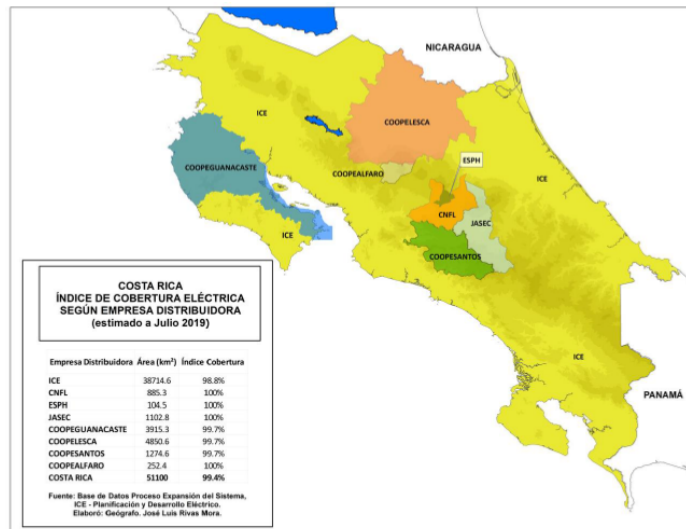


Figura 2.5: Área de cobertura de servicio de las distribuidoras
Fuente: [1]

2.2.4. Recursos energéticos distribuidos (DER)

Según la Ley N.° 10086 [3]: "Los recursos energéticos distribuidos (DER) abarcan diversas tecnologías conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa". En el marco de esta ley, se consideran como DER los siguientes: sistemas de generación distribuida utilizados para autoconsumo, sistemas de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos, incluyendo los sistemas de interconexión o suplementos necesarios para cumplir con los requerimientos en la red y su gestión de la demanda.

Generación distribuida para autoconsumo

La generación distribuida para autoconsumo (GDA), según la definición de Ackermann *et al.*[20]: "se refiere a una fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red de distribución o ubicada en el sitio del cliente del medidor". De esta manera, la generación distribuida para autoconsumo (GDA) puede entenderse como un componente del sistema eléctrico que permite a los usuarios producir su propia electricidad. Esto no solo les permite satisfacer su demanda energética, sino que, en algunos casos, también les facilita inyectar el excedente de energía generada a la red, contribuyendo a la descentralización del sistema eléctrico, al reducir la dependencia de fuentes de energía centralizadas.

Por otro lado, Ackermann *et al.* [20] aclaran que:

(...) La definición de Generación Distribuida (GD) no requiere especificar el área de suministro de la energía, el nivel de penetración de la GD, la naturaleza pública o privada de los propietarios de las plantas, los tipos de tecnologías utilizadas, ni si las fuentes de energía son renovables o no. Además, no es necesario que el operador de la red tenga una intervención específica en el proceso.

Por su parte, Echevarría y Guevara [21] presentan las principales ventajas y desventajas relacionadas con las tecnologías asociadas a la generación distribuida para autoconsumo (GDA).

Ventajas:

- Menor costo de capital en sistemas de generación, transmisión y distribución para las empresas prestadoras de servicios eléctricos, debido a que las unidades de GDA sustituyen capacidad de generación centralizada, se reduce la necesidad de expandir el sistema de transmisión.
- Ventajas derivadas de la modularidad de algunas tecnologías. En la mayoría de los casos, los equipos de GDA pueden ser cambiados de lugar y con frecuencia, aumentar su escala con relativa facilidad, como ocurre por ejemplo con los paneles fotovoltaicos.
- La GD con fuentes de energía como la solar, la eólica o la hidroeléctrica no generan emisiones de gases de efecto invernadero u otro tipo de gases dañinos para la salud o el ambiente.

Desventajas:

El nivel de los impactos negativos en la red variará con el nivel de penetración, la localización de los generadores, y las características de la red. Los niveles altos GD pueden provocar [21]:

- Incrementos de tensión.
- Fluctuaciones de tensión.
- Fluctuaciones de flujos de potencia reactiva.
- Aumento en corriente de fallas.

- Desbalance en la tensión de la red.
- Entre otros que afectan la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

2.3. Ley N.° 10086: Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables

La Ley N.° 100086 [3], tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. En el marco de esta ley, se establecen las siguientes obligaciones que deben cumplir las empresas distribuidoras:

- Realizar inversiones y estudios técnicos aplicables para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a la red, cumpliendo con los principios de eficiencia, eficacia y servicio al costo.
- Mantener actualizada la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, conforme al instrumento regulatorio definido por la ARESEP.
- Publicar las características de sus circuitos y la cantidad de recursos energéticos distribuidos existentes en estos, así como los límites actualizados de capacidad de penetración por circuito de distribución obtenidos por medio de la aplicación del instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios definido por la ARESEP.
- Garantizar la atención eficiente de las reclamaciones que presenten los abonados, los generadores distribuidos, las empresas distribuidoras y demás participantes del SEN por violación a lo dispuesto en esta ley, de acuerdo con la reglamentación que al efecto se dicte.
- Comunicar a la ARESEP los medios disponibles y los tiempos ofrecidos de atención de dichas reclamaciones.

2.3.1. Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN

Entre lo establecido por la Ley N.° 10086 [3] se establece que son funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), definir y formalizar el instrumento regulatorio requerido para la elaboración de estudios, que deberán aplicar:

- Las empresas distribuidoras, para determinar la capacidad de penetración de los distintos recursos energéticos distribuidos por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN.
- El Operador del Sistema Eléctrico Nacional (OS), para determinar la capacidad de penetración segura de generación que utiliza fuentes renovables en el SEN.

De acuerdo con las definiciones de la Ley N.° 10086 [3], se define la capacidad de penetración como capacidad máxima de cada circuito eléctrico del SEN para poder aceptar recursos energéticos distribuidos sin que estos afecten su operación, de conformidad con la normativa vigente aplicable que emita la ARESEP al efecto.

Consideraciones generales

Es importante considerar que la capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) varía a lo largo de cada circuito de distribución, y que esta capacidad es diferente entre los distintos circuitos. Por lo tanto, es importante contar con una herramienta que pueda ser utilizada para modelar cada circuito en un software de simulación, para poder realizar los estudios técnicos correspondientes según los establecido por ARESEP.

ARESEP [2] menciona que los principales factores que determinan la cantidad de recursos energéticos distribuidos (DER) que pueden ser instalados en un circuito de distribución son los siguientes:

- Localización y comportamiento de la demanda del circuito.
- Localización y comportamiento de las inyecciones de potencia del circuito.
- La topología y las características del circuito.

Debido a los cambios topológicos, variaciones en la demanda de carga, generación, y la conexión de nuevos recursos energéticos distribuidos (DER), la ARESEP establece que se deben realizar estudios de capacidad de penetración de manera anual. Además, en el procedimiento para determinar la capacidad de alojamiento de recursos energéticos distribuidos, dictado por ARESEP [2], se establece que deben realizarse, como mínimo, los siguientes análisis:

- **Tensión:** debe considerar las posibles variaciones de tensión, condiciones de tensiones altas y bajas en MT y BT, así como impacto en los equipos de regulación de tensión en el circuito.
- **Protección:** debe considerar los potenciales problemas de selectividad y coordinación de las protecciones existentes, debido a cambios en las corrientes de falla por los aportes de los DER. Los tipos de falla por considerar son: falla trifásica a tierra, monofásica a tierra, bifásica a tierra y bifásica, con impedancia de falla igual a cero para todos los casos.
- **Cargabilidad:** debe considerar las posibles sobrecargas térmicas tanto en conductores como en transformadores ante un aumento del flujo de corriente en el circuito por las inyecciones de potencia de los DER.

El procedimiento establece que las empresas de distribuidoras de energía eléctrica deben extraer del sistema de información geográfico (SIG) la información de los elementos del circuito para su modelado en un software de simulación. La información de los elementos del SIG debe contar con los atributos y formatos depurados y estandarizados de sus circuitos de distribución. La siguiente Figura 2.6 muestra el diagrama general del procedimiento técnico para estimar la capacidad de alojamiento de DER en los circuitos de distribución.

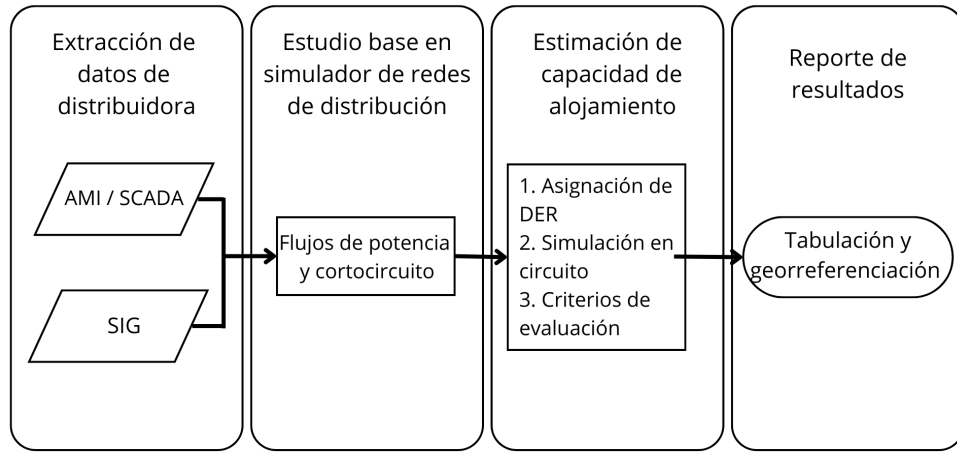


Figura 2.6: Diagrama general del procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito.
Fuente: [2]

Capítulo 3

Características del circuito

El objetivo de este capítulo es presentar la información principal del circuito industrial de distribución de la empresa ESPH S.A. Se detalla el modelo actual del circuito, disponible en el Sistema de Información Geográfica (SIG) de la empresa. El software utilizado en este trabajo fue *QGIS*, importante para la visualización y el cálculo de algunas propiedades geométricas de los elementos del modelo. Se describen los elementos que conforman el circuito eléctrico, así como la cantidad de cada uno de ellos en la red, y las suposiciones empleadas para agrupar las características de estos elementos.

Se presenta la lógica del algoritmo utilizado para la extracción de las características de cables, líneas y transformadores, y su exportación a un archivo Excel. Con las características extraídas por el algoritmo, se construyó un almacén de datos (warehouse) en el software ETAP, lo que permitirá su futura aplicación en estudios de otros circuitos realizados por la empresa. Además, a través de las bibliotecas del software ETAP, se extrajo información adicional, como los valores típicos de impedancias de cables, líneas y transformadores, que no están disponibles en el Sistema de Información Geográfica (SIG) importantes para la construcción del catálogo de los elementos.

Se generan los ID de cada elemento almacenado en el warehouse, el cual se genera a partir de las características presentes en el sistema de información geográfica. Asimismo, se presenta un catálogo que detalla la caracterización de cables, líneas y transformadores. Este catálogo es importante para la creación del modelo en ETAP, el cual se abordará más adelante en este trabajo.

3.1. Ubicación geográfica del circuito y sus elementos

El circuito eléctrico de distribución industrial modelado está ubicado en la provincia de Heredia, conocido como circuito “ESTE”; dicha red eléctrica comprende parte de los distritos de San Francisco, Rincón de Sabanilla y Ulloa. La información geográfica del circuito y sus elementos se puede observar en la Figura 3.1.

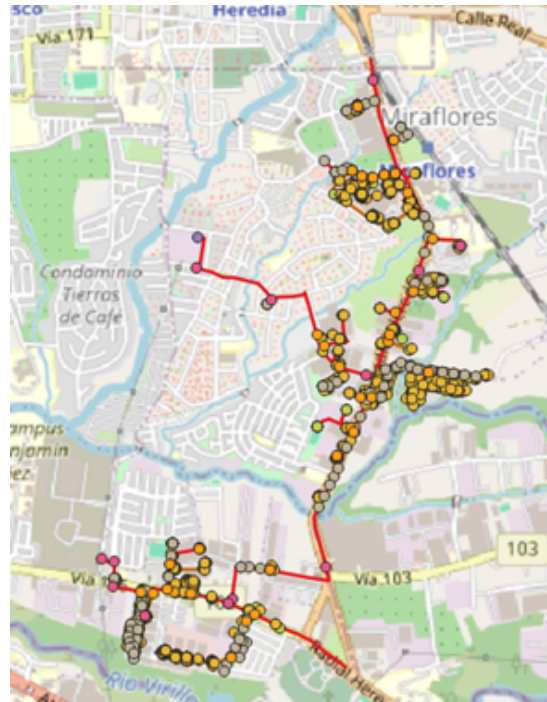


Figura 3.1: Información geográfica del circuito ESTE
 Fuente: Elaboración propia mediante información del GIS de ESPH S.A.

Dentro del Sistema de Información Geográfica (SIG) del circuito, las líneas están trazadas en distintas capas vectoriales que corresponden a líneas primarias aéreas, líneas primarias subterráneas, líneas secundarias aéreas y líneas secundarias subterráneas. La Figura 3.2 ofrece una visualización más clara de las líneas que componen el circuito industrial de distribución, mostrando además las leyendas correspondientes a las distintas capas presentes en el SIG para facilitar su identificación.

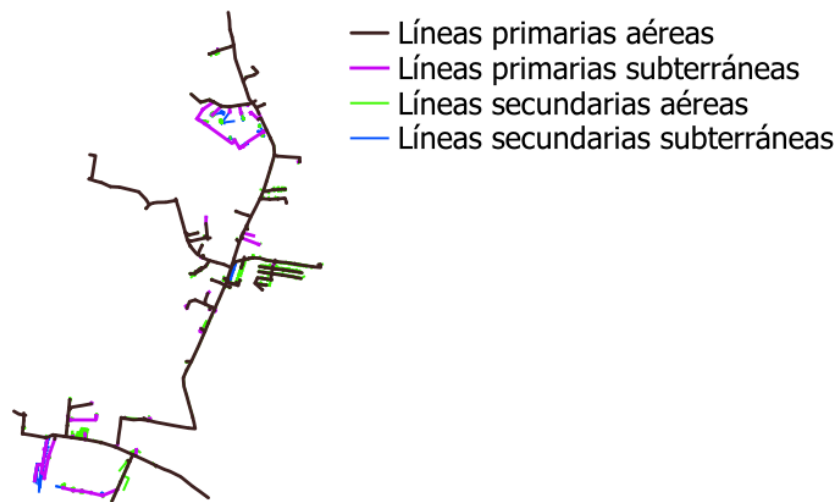


Figura 3.2: Capas de los cables/líneas del circuito ESTE
 Fuente: Elaboración propia mediante información del GIS

Para la visualización de los elementos como transformadores, cuchillas, fusibles, luminarias y medidores, se hizo un acercamiento a una sección específica del circuito de distribución, como se ilustra en la Figura 3.3. En esta representación, dichos elementos están modelados como puntos. A partir de la información recopilada por medio de la base de datos del sistema GIS, se realizó un conteo de los activos que conforma el circuito ESTE. De tal manera que se registró una cantidad total de 214 transformadores, 15 cuchillas y 35 fusibles repartidos en el circuito.

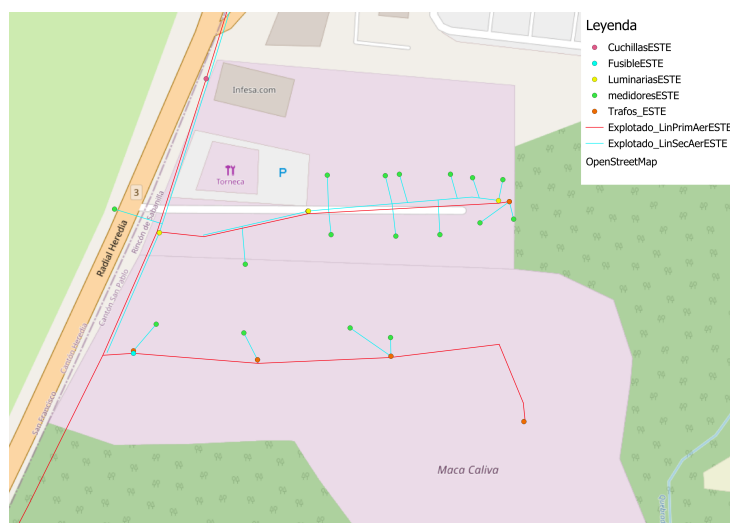


Figura 3.3: Representación de elementos del circuito ESTE
Fuente: Elaboración propia mediante información del GIS

3.2. Caracterización de cables y líneas de distribución

Para la caracterización de los elementos que conforman el circuito eléctrico incluyendo los conductores de las líneas, se realizó un algoritmo de Python, para extraer las características de cada uno, esto debido a la gran cantidad de datos con los cuales se cuenta en el Sistema de Información Geográfica (SIG), donde se agrupan y se extraen solo una vez las características que se repiten; estas características son diferentes para cada elemento, y se verán más adelante en este capítulo.

3.2.1. Diferencias entre los elementos asociados a líneas de Distribución y cables en el software ETAP

En la Figura 3.2 se muestran las capas correspondientes a las líneas del circuito industrial de ESPH S.A. Para el modelo, es crucial distinguir entre las líneas de distribución y los cables. Las líneas de distribución están asociadas a las capas que contienen la palabra “aérea”, mientras que los cables se identifican en las capas que incluyen el término “subterránea”. La principal diferencia entre ambos es su ubicación y método de instalación: las líneas de distribución son aéreas, montadas sobre postes con separación entre las fases, mientras que los cables subterráneos se instalan a través de conductos, que para información del catálogo se asumen conductos no magnéticos.

3.2.2. Lógica de programación del algoritmo de caracterización de las líneas de distribución y cables

El programa en Python, utilizando la librería “pandas”, lee la tabla de atributos desde los archivos Excel (.xlsx) que contiene datos de las capas de las líneas aéreas primarias y secundarias. A través de una concatenación, se genera un DataFrame que contiene la información de las líneas de distribución. De manera similar, se realiza el mismo proceso con las capas subterráneas primarias y secundarias, generando un DataFrame con la información de los cables del circuito.

A continuación, se utiliza un ciclo “for” para recorrer la información de ambos DataFrames y completar los datos faltantes de las líneas. Una vez que toda la información está completa, se declara una lista para almacenar diccionarios, donde cada diccionario contiene las características de las líneas de distribución y cables. Esta lista se utilizará luego para generar un DataFrame que será exportado a un archivo Excel, facilitando su lectura.

Además, se declara una variable SET que se encarga de almacenar las características únicas de las líneas. Esto garantiza que, a través de una condición, cada conjunto de características sea agregado a la lista una sola vez, evitando duplicaciones en los datos. La Figura 3.4, muestra el diagrama de flujo del algoritmo de caracterización de las líneas de distribución y cables.

Este algoritmo se desarrolló debido a la gran cantidad de datos, ya que, aunque un mismo cable o línea puede cubrir una gran distancia en el circuito físico, en el modelo georreferenciado las líneas y cables se segmentan para representar con mayor precisión la geometría del circuito industrial. Como resultado, las capas del circuito georreferenciado contienen 1,157 identificadores (ID) que corresponden a los diferentes segmentos de las líneas, y 672 ID que representan los cables.

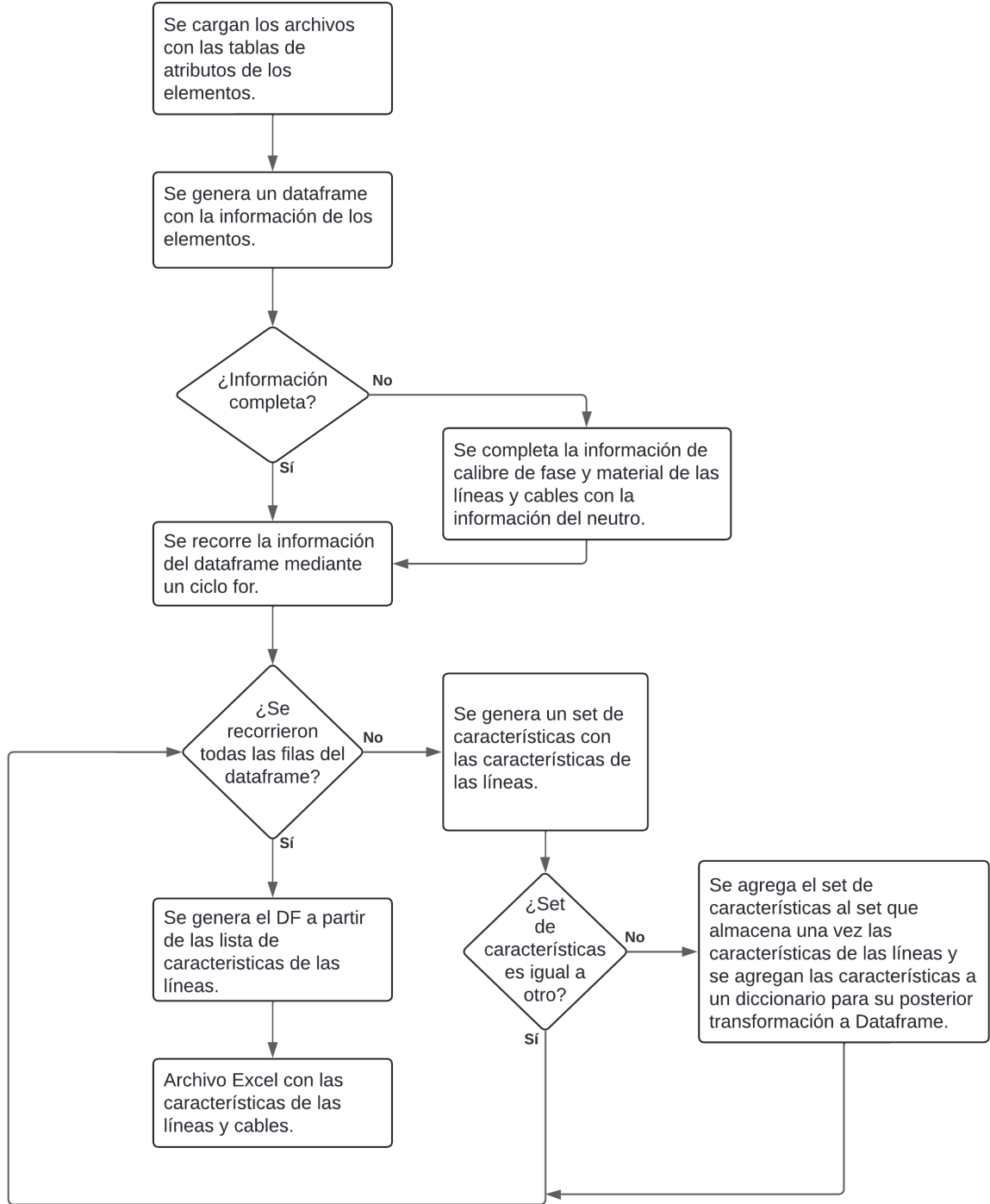


Figura 3.4: Diagrama de flujo de programación de categorización de las líneas y cables
Fuente: Elaboración propia

3.2.3. Caracterización de cables

Como se mencionó anteriormente, estos elementos se modelan de manera distinta a las líneas de distribución en ETAP, aunque presentan agrupaciones similares. En este caso, las características agrupadas incluyen el calibre de fase, el material del conductor y el voltaje nominal (que para los cables del secundario se considera de 600 V).

Además, en el sistema de información georreferenciada, se identificaron situaciones en las que la información del calibre y el material del conductor de fase no estaba disponible. Estos casos fueron consultados con el Ing. Ángelo Gómez, y se acordó que, en ausencia de estos datos, se tomaran en cuenta los calibres y el material del neutro. Como resultado, se generó la Tabla 3.1 que contiene las características de los cables del circuito ESTE, a partir del algoritmo.

Tabla 3.1: Características de los cables

Calibre del conductor de fase	Material del conductor de fase	Voltaje nominal del conductor (kV)
8	AL	0,6
4	AL	0,6
1/0	AL	0.6
1/0	CU	0.6
1/0	Al	34,5
1/0	CU	34,5
350	AL	0.6
350	CU	34,5
500	CU	34,5

3.2.4. Características de las líneas de distribución

Para la caracterización de las líneas de distribución, se agruparon las características con base en la información del calibre del conductor de fase, material del conductor de fase y número de fases de la línea. En los casos donde faltaba información sobre el calibre y material del conductor, se asumieron las mismas características que las del neutro. De esta forma, las características de la línea se resumen en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Características de los cables subterráneos del circuito ESTE

Calibre del conductor de fase	Material del conductor de fase	Designación de fase
6	ACCC	1
6	ACCC	2
6	ACCC	3
4	CU	1
4	CU	2
4	CU	3
2	ACCC	1
1/0	ACCC	1
1/0	ACCC	2
1/0	ACCC	3
1/0	CU	1
1/0	CU	3
3/0	ACCC	1
3/0	ACCC	2
3/0	ACCC	3
394	ACCC	1
394	ACCC	3

3.2.5. Montajes de las líneas

En el caso de las líneas de distribución, no se cuenta con la capa del SIG que contiene la información específica de los postes. Por lo tanto, para modelar la configuración de las líneas de distribución en el circuito industrial, se acordó con el Ing. Ángelo Gómez utilizar una disposición estándar de los postes. Esta configuración consiste en un montaje horizontal, con un conductor por fase, donde cada fase está separada por una distancia de 1,22 metros, y la altura de los postes es de 11 metros. Dado el formato GIS Excel-Import, la configuración utilizada es general. Para representar la ubicación de los postes, se indica la posición de las coordenadas X y Y correspondientes a las fases A, B y C, tal como se ilustra en la Figura 3.5.

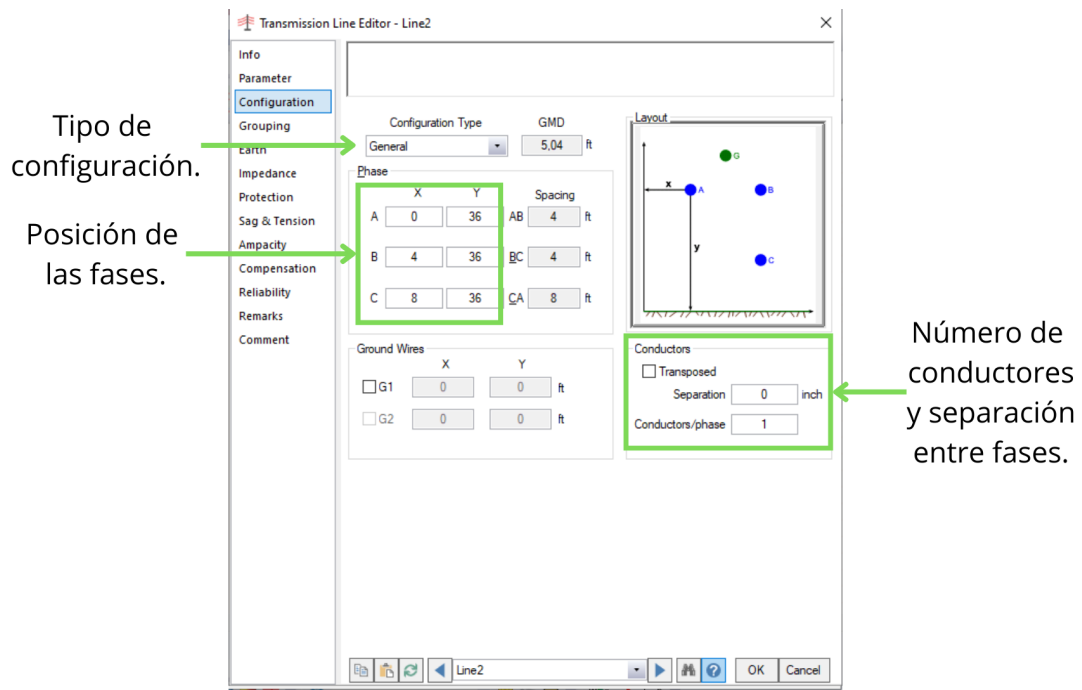


Figura 3.5: Configuración de un montaje de línea de distribución trifásica en el software ETAP
Fuente: Elaboración propia

3.3. Transformadores del circuito

La red del circuito de distribución industrial ESTE de ESPH S.A. opera con un nivel de tensión línea a línea de 34,5 kV en sus líneas primarias. A través de transformadores, esta tensión se reduce a tres niveles en las líneas secundarias: 0,208 kV, 0,240 kV y 0,48 kV.

En este apartado, los transformadores serán categorizados de acuerdo con su potencia, tipo de conexión en el lado primario y secundario, tipo de transformador (monofásico, trifásico o banco de transformadores), número de fases y los niveles de tensión primaria y secundaria. Finalmente, esta información se cargará en un warehouse utilizando el software ETAP, donde se asignarán valores típicos de impedancias a partir de las librerías de ETAP, con el objetivo de construir el catálogo de transformadores del circuito eléctrico.

3.3.1. Agrupación de transformadores

El proceso de caracterización de los transformadores comenzó con la recolección de datos sobre la cantidad de activos correspondientes a los transformadores del circuito ESTE, que cuenta con 214 transformadores, incluyendo tanto trifásicos como monofásicos. Posteriormente, los transformadores se agruparon y clasificaron en tres categorías: monofásicos, trifásicos, y bancos de transformadores (formados por dos o tres transformadores monofásicos conectados entre sí).

Para la categorización de los transformadores, primero se realizó un conteo por poste. Los postes que contienen un solo transformador pueden tener un transformador trifásico o monofásico. En los postes que albergan más de un transformador, estos son monofásicos y están conectados entre sí. En el sistema de información georreferenciada (SIG), los transformadores monofásicos conectados entre sí comparten el mismo ID.

El conteo de transformadores por poste permite clasificar la conexión y el tipo de sistema resultante. Los postes que albergan 3 o 4 transformadores monofásicos están configurados para formar un sistema trifásico mediante un banco de transformadores. Aquellos con 2 transformadores monofásicos se conectan en una configuración de estrella abierta, para obtener un sistema trifásico de delta abierta del lado secundario. En la siguiente Tabla 3.3 se muestran las agrupaciones realizadas por poste.

Tabla 3.3: Cantidad de transformadores por poste

Transformadores por poste	Cantidad de casos
1	74
2	8
3	84
4	48
Total	214

En los postes que albergan 4 transformadores, generalmente hay 3 transformadores de la misma potencia que forman un banco de transformadores, mientras que el cuarto transformador se destina a la gestión de corrientes de fuga. Este último no fue modelado en ETAP y, por lo tanto, no se incluyó en la caracterización; después de la agrupación por poste la cantidad de elementos que se caracterizaron y modelaron es igual a 118. La Tabla 3.4 presenta la distribución de los diferentes tipos de transformadores modelados en el circuito ESTE.

Tabla 3.4: Clasificación de los transformadores

Tipo de transformador	Cantidad
Monofásico	33
Trifásico	41
Banco de transformadores	44
Total	118

3.4. Creación de warehouse

En el sistema de información geográfica de ESPH S.A, no se cuenta con valores de impedancias, de los elementos del circuito; por lo tanto, se extrae la información de valores típicos de los cables, líneas de transmisión y cables a partir del repositorio de componentes y equipos de ETAP, para el modelado del circuito de distribución industrial, a partir de la información de las tablas.

La generación de warehouse en ETAP es importante, debido a que permite disponer de una base de datos con componentes eléctricos cuyas características estén estandarizadas, lo que garantiza precisión en los estudios y simulaciones de circuitos eléctricos. Esto proporciona una herramienta útil para obtener resultados repetibles y comparables en distintos escenarios o estudios en los circuitos de distribución. Además, contar con elementos predefinidos en el warehouse mejora la eficiencia, al facilitar una definición rápida y precisa de los componentes eléctricos del circuito, optimizando el proceso de modelado y análisis del sistema. En la Figura 3.6 se muestra el proceso de generación de los elementos de cables en el almacén de datos (warehouse).

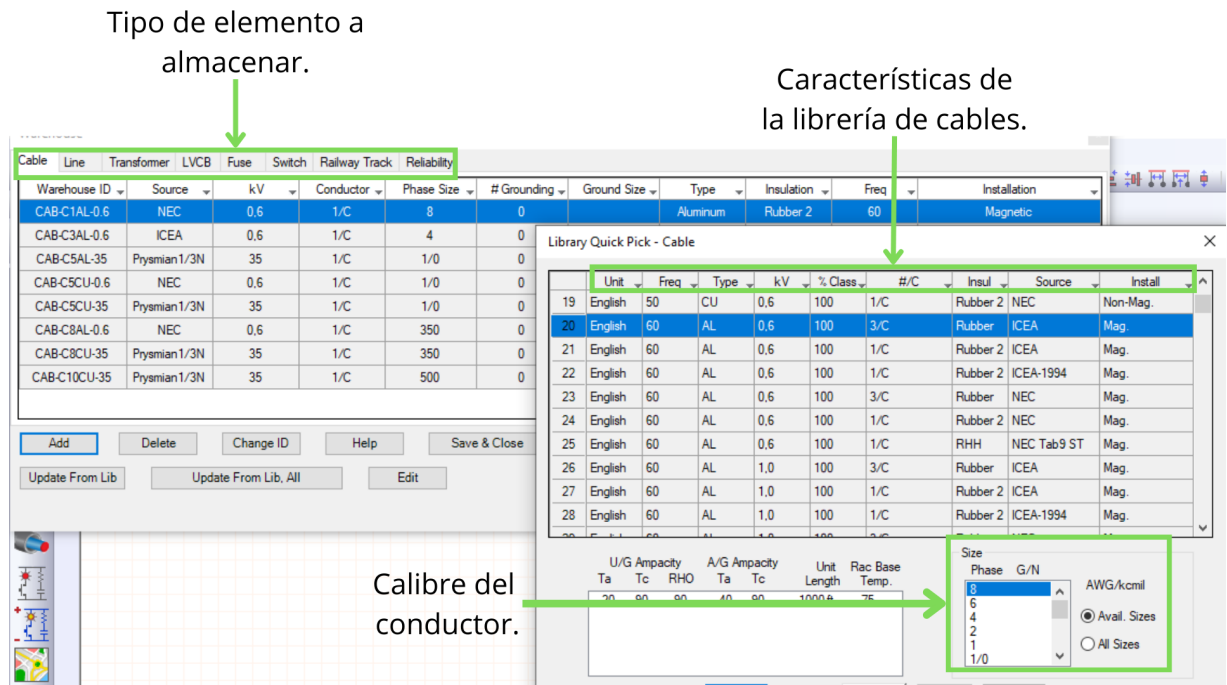


Figura 3.6: Generación de datos de los cables en el warehouse
Fuente: Elaboración propia

Los cables en el warehouse se crean definiendo una serie de parámetros que incluyen el calibre del conductor, el material del conductor (como cobre o aluminio), el tipo de aislamiento (como XLPE o THWN), la tensión nominal, el número de conductores por cable y la frecuencia de operación. Además, se puede especificar el tipo de instalación del ducto (como PVC, aluminio o acero), lo que afecta las características térmicas y de resistencia del cable, como se observa en la Figura 3.6.

Tabla 3.5: Selección de la librería de cables

Categoría	Descripción
Unit	Sistema de unidades de la librería (métrico o inglés), utilizado para las dimensiones físicas de los cables.
Freq	Frecuencia nominal del cable en Hz.
Type	Tipo de material del cable.
kV	Tensión nominal de línea a línea del cable en kV.
#/C	Cantidad de conductores por cable.
Insulation	Tipo de aislamiento del conductor.
Source	Fuente de la biblioteca.
Install	Tipo de instalación del conducto (magnético/ no magnético).

3.4.1. Estandarización de codificación de los warehouse de los elementos del circuito

En esta sección, se describe el proceso de asignación de nombres a los warehouse de los elementos del circuito industrial de distribución. Cada warehouse recibe un identificador único (ID) que se genera a partir de las características específicas y conocidas de los elementos, obtenidas del Sistema de Información Geográfica (SIG).

Las características utilizadas para la creación del ID incluyen, entre otros aspectos, el tipo de elemento (como cables, líneas de distribución o transformadores), el calibre del conductor, el material del conductor, la configuración de fase (monofásico, bifásico o trifásico) y, en el caso de las líneas, el tipo de montaje. Para los transformadores, el ID se basa en la potencia del transformador, el tipo de transformador, la conexión de los lados primario y secundario, y la relación de voltajes del lado primario y secundario. Las tablas a continuación resumen el proceso de codificación utilizado para los warehouse.

Tabla 3.6: Identificador de elemento (3 caracteres)

Tipo de elemento	Código
Cable	CAB
Línea	LIN
Transformador	TRA

Tabla 3.7: Identificador de fase (2 caracteres)

Tipo de elemento	Código
Monofásico	1F
Bifásico	2F
Trifásico	3F

Codificación de warehouse asociados a líneas y cables

Tabla 3.8: Identificador de calibre de conductores (2-3 caracteres)

Calibre de fase/neutro	Código
8	C1
6	C2
4	C3
2	C4
1/0	C5
3/0	C6
250	C7
350	C8
394	C9
500	C10

Tabla 3.9: Identificador de material del conductor (2-3 caracteres)

Material de conductor	Código
Aluminio	AL
Cobre	CU
AAAC	3AC

Tabla 3.10: Identificador de tipo de montaje de las líneas de distribución (3-4 caracteres)

Tipo de configuración de la línea	Código
Horizontal	HOR
Vertical	VER
Triangular	TRIG
Vertical paralelo	VERP
Horizontal paralelo	HORP

Nota: Para el modelo, se acordó un montaje horizontal con una altura de 11 m y una separación de 1,22 m entre fases para las líneas de distribución. Si se requiere otra configuración o diferentes montajes, sería necesario generar una codificación específica para distintas alturas y separaciones entre líneas.

Codificación de warehouse asociados a transformadores

Tabla 3.11: Identificador de tipo de transformador (2-3 caracteres)

Tipo de transformador	Código
Monofásico	MO
Trifásico	TRI
Banco de transformadores	BT

Tabla 3.12: Identificador de tipo de conexión lado primario (2-1 caracteres)

Tipo de conexión lado primario	Código
Delta	D
Delta abierta	OD
Estrella	Y
Estrella abierta	OY
Línea monofásica	LL
Línea monofásica con tierra	LG

Tabla 3.13: Identificador de tipo de conexión lado secundario (1-2 caracteres)

Tipo de conexión lado secundario	Código
Delta	3D
Delta aterrizada	4D
Estrella	Y

Tabla 3.14: Identificador de relación de voltajes (2 caracteres)

Voltaje lado primario/ secundario (kV)	Código
13,4/0,24	R1
34,5/0,208	R2
19,92/0,208	R3
34,5/0,24	R4
34,5/0,48	R5

Formato de Codificación de los ID de los elementos del Warehouse en ETAP

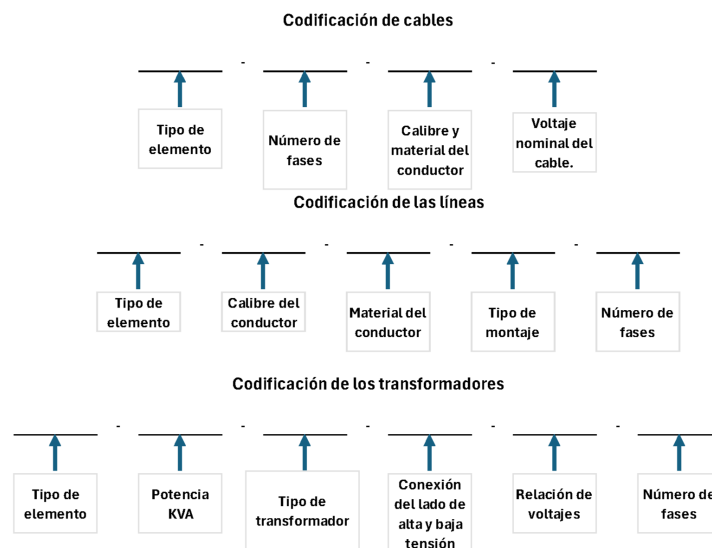


Figura 3.7: Formato de Codificación de los ID de los elementos del Warehouse en ETAP

Fuente: Elaboración propia

3.5. Catálogo de elementos del circuito

Tabla 3.15: Características de los cables subterráneos del circuito ESTE

Calibre	Material	Tensión nominal (kV)	Fase	Fuente	Secuencia Positiva			Secuencia Zero			Resistencia por Longitud		Warehouse ID
					R	X	Y	R	X	Y	Valor	Unidad	
8	Aluminio	0,6	1	NEC	1,3	0,052	0,0001379				1000	ft	CAB-1F-C1AL-0,6
4	Aluminio	0,6	1	NEC	0,51	0,048	0,0001273				1000	ft	CAB-1F-C3AL-0,6
1/0	Aluminio	0,6	1	NEC	0,2	0,044	0,0001167				1000	ft	CAB-1F-C5AL-0,6
1/0	Cobre	0,6	1	NEC	0,12	0,044	0,0001167				1000	ft	CAB-1F-C5CU-0,6
1/0	Cobre	0,6	3	NEC	0,12	0,044	0,0001167	0,1908	0,11176	0,0002965	1000	ft	CAB-3F-C5CU-0,6
1/0	Cobre	35	1	KERITE	0,135	0,097	0,0002573				1000	ft	CAB-1F-C5CU-35
1/0	Cobre	35	3	KERITE	0,135	0,097	0,0002573	0,438	0,298	0,0007905	1000	ft	CAB-3F-C5CU-35
350	Aluminio	0,6	1	NEC	0,061	0,04	0,0001061				1000	ft	CAB-1F-C8AL-0,6
350	Cobre	35	3	KERITE	0,046	0,083	0,0002202	0,331	0,229	0,0006074	1000	ft	CAB-3F-C8CU-35
500	Cobre	35	3	KERITE	0,035	0,079	0,0002096	0,309	0,203	0,0005385	1000	ft	CAB-3F-C10CU-35

Tabla 3.16: Características de los cables subterráneos del circuito ESTE.

Calibre	Material	Número de fases	Fuente	Secuencia Positiva/Negativa			Secuencia Zero			Resistencia por Longitud		Warehouse ID
				R	X	Y	R	X	Y	Valor	Unidad	
6	ACCC	1	Southwire	1,3	0,052	0,0001379				1	milla	CAB-1F-C1AL-0,6
6	ACCC	2	Southwire	0,51	0,048	0,0001273				1	milla	CAB-1F-C3AL-0,6
6	ACCC	3	Southwire	0,2	0,044	0,0001167				1	milla	CAB-1F-C5AL-0,6
4	Cobre	1	Southwire	0,12	0,044	0,0001167				1	milla	CAB-1F-C5CU-0,6
4	Cobre	2	Southwire	0,12	0,044	0,0001167	0,1908	0,11176	0,0002965	1	milla	CAB-3F-C5CU-0,6
4	Cobre	3	Southwire	0,135	0,097	0,0002573				1	milla	CAB-1F-C5CU-35
2	ACCC	1	Southwire	0,135	0,097	0,0002573	0,438	0,298	0,0007905	1	milla	CAB-3F-C5CU-35
1/0	ACCC	1	Southwire	0,061	0,04	0,0001061				1	milla	CAB-1F-C8AL-0,6
1/0	ACCC	2	Southwire	0,046	0,083	0,0002202	0,331	0,229	0,0006074	1	milla	CAB-3F-C8CU-35
1/0	ACCC	3	Southwire	0,046	0,083	0,0002202	0,331	0,229	0,0006074	1	milla	CAB-3F-C8CU-35
1/0	Cobre	1	Southwire	0,035	0,079	0,0002096	0,309	0,203	0,0005385	1	milla	CAB-3F-C10CU-35
1/0	Cobre	3	Southwire	0,51	0,048	0,0001273				1	milla	CAB-1F-C3AL-0,6
3/0	ACCC	1	Southwire	0,135	0,097	0,0002573				1	milla	CAB-1F-C5CU-35
3/0	ACCC	2	Southwire	0,135	0,097	0,0002573	0,438	0,298	0,0007905	1	milla	CAB-3F-C5CU-35
3/0	ACCC	3	Southwire	0,061	0,04	0,0001061				1	milla	CAB-1F-C8AL-0,6
394	ACCC	1	Southwire	0,046	0,083	0,0002202	0,331	0,229	0,0006074	1	milla	CAB-3F-C8CU-35
394	ACCC	3	Southwire	0,035	0,079	0,0002096	0,309	0,203	0,0005385	1	milla	CAB-3F-C10CU-35

Tabla 3.17: Características de los transformadores del circuito ESTE

kVA	Tensión lado primario (kV)	Tensión lado secundaria (kV)	Número de fases	Tipo de conexión	Secuencia Positiva			Secuencia Zero			Conexión a tierra			Warehouse ID	
					Z	Unit	X/R	Z	Unit	X/R	Conexión primario	Tipo	Conexión secundaria		Tipo
10	19,92	0,240	1	Monofásico	6,75	%	2,47								TRA-10-MO-SL-R3-1F
15	19,92	0,240	1	Monofásico	6,75	%	2,47								TRA-15-MO-SL-R3-1F
25	19,92	0,240	1	Monofásico	6,75	%	2,47								TRA-25-MO-SL-R3-1F
37,5	19,92	0,240	1	Monofásico	6,75	%	2,47								TRA-37,5-MO-SL-R3-1F
50	19,92	0,240	1	Monofásico	6,75	%	2,47								TRA-50-MO-SL-R3-1F
50	34,5	0,240	3	Trifásico	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-50-TRI-YY-R4-3F
55	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-55-BT-YD-R2-3F
75	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-75-TRI-YY-R4-3F
75	34,5	0,240	2	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y abierta		Δ abierta		TRA-75-BT-OYOD-R4-2F
75	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-75-BT-YY-R2-3F
75	19,92	0,240	1	Monofásico	6,75	%	2,47				Y	Solid	Δ		TRA-75-MO-SL-R3-1F
75	34,5	0,240	1	Trifásico	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-75-TRI-YD-R4-3F
85	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-85-BT-YD-R2-3F
85	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-85-BT-YD-R4-3F
87,5	34,5	0,240	2	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y abierta		Δ abierta		TRA-87,5-BT-OYOD-R4-2F
112	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-112-TRI-YY-R2-3F
112,5	34,5	0,240	2	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y abierta		Δ abierta		TRA-112,5-BT-OYOD-R4-2F
112,5	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-112,5-BT-YD-R2-3F
122,5	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-122,5-BT-YD-R2-3F
150	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-150-BT-YD-R2-3F
150	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-150-BT-YY-R2-3F
150	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Δ		TRA-150-BT-YD-R2-3F
150	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-150-BT-YD-R4-3F
150	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-150-BT-YY-R4-3F
150	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-150-TRI-YY-R2-3F
150	34,5	0,240	3	Trifásico	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-150-TRI-YY-R4-3F
160	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-160-BT-YD-R2-3F
167	19,92	0,240	1	Monofásico	6,75	%	3,09								TRA-167-MO-SL-R3-1F
200	34,5	0,240	2	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y abierta		Δ abierta		TRA-200-BT-OYOD-R4-2F
200	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-200-BT-YY-R4-3F

Características de los transformadores del circuito ESTE (Continúa)

kVA	Tensión lado primario (kV)	Tensión lado secundaria (kV)	Número de fases	Tipo de conexión	Secuencia Positiva			Secuencia Zero			Conexión a tierra				Warehouse ID
					Z	Unit	X/R	Z	Unit	X/R	Conexión primario	Tipo	Conexión secundaria	Tipo	
225	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-225-BT-YD-R2-3F
225	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-225-BT-YY-R2-3F
225	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-225-BT-YD-R4-3F
225	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-225-TRI-YY-R2-3F
235	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-235-BT-YD-R4-3F
300	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-300-BT-YD-R2-3F
300	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Open	Y	Open	TRA-300-BT-YY-R2-3F
300	34,5	0,480	3	Trifásico	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-300-TRI-YY-R5-3F
300	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-300-TRI-YY-R2-3F
300	34,5	0,240	3	Trifásico	7,25	%	3,09	6,75	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-300-TRI-YY-R4-3F
300	34,5	0,480	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-300-BT-YD-R5-3F
310	34,5	0,240	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-310-BT-YD-R4-3F
315	34,5	0,208	3	Banco de transformadores	7,25	%	2,47	7,25	%	2,47	Y	Solid	Δ		TRA-315-BT-YD-R2-3F
500	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-500-TRI-YY-R2-3F
500	34,5	0,240	3	Trifásico	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-500-TRI-YY-R4-3F
500	34,5	0,480	3	Trifásico	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-500-TRI-YY-R5-3F
501	34,5	0,240	3	Bando de transformadores	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-501-BT-YY-R4-3F
750	34,5	0,208	3	Bando de transformadores	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-750-BT-YY-R2-3F
750	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	3,96	7,25	%	3,96	Y	Open	Y	Open	TRA-750-TRI-YY-R2-3F
750	34,5	0,240	3	Trifásico	7,25	%	3,96	7,25	%	3,96	Y	Open	Y	Open	TRA-750-TRI-YY-R4-3F
760	34,5	0,240	3	Bando de transformadores	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Solid	Δ		TRA-760-BT-YD-R4-3F
1000	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	5,79	7,25	%	5,79	Y	Open	Y	Open	TRA-1000-TRI-YY-R2-3F
1500	34,5	0,208	3	Bando de transformadores	7,25	%	3,09	7,25	%	3,09	Y	Open	Y	Open	TRA-1500-BT-YY-R2-3F
1500	34,5	0,480	3	Trifásico	7,25	%	7,098	7,25	%	7,098	Y	Open	Y	Open	TRA-1500-TRI-YY-R5-3F
1500	34,5	0,208	3	Trifásico	7,25	%	7,098	7,25	%	7,098	Y	Open	Y	Open	TRA-1500-TRI-YY-R2-3F
1500	34,5	0,240	3	Trifásico	7,25	%	7,098	7,25	%	7,098	Y	Open	Y	Open	TRA-1500-TRI-YY-R4-3F
2000	34,5	0,240	3	Trifásico	7,25	%	7,098	7,25	%	7,098	Y	Open	Y	Open	TRA-2000-TRI-YY-R4-3F
2000	34,5	0,480	3	Trifásico	7,25	%	7,098	7,25	%	7,098	Y	Solid	Δ		TRA-2000-TRI-YY-R5-3F

Por último, se presenta un catálogo de paneles solares. Actualmente, el circuito ESTE cuenta con 12 abonados con contratos de generación distribuida para autoconsumo (GDA). De estos no se tiene mucha información siendo la característica principal registrada de estos contratos la capacidad instalada, que para el mes de septiembre alcanza un total de 1 015,6 kWp. Durante este mismo mes, la generación promedio fue de 128,15 kWh por cada kWp instalado. A continuación, se detalla un catálogo que incluye las principales características de los paneles solares.

Tabla 3.18: Características eléctricas de paneles solares

Fuente: [22], [23], [24].

Máxima Potencia (W)	Distribuidor	Referencia/ Modelo	Tensión de circuito abierto (V)	Corriente de cortocircuito (A)	Tensión de máxima potencia (V)	Intensidad de máxima potencia (A)	Eficiencia de módulo (%)
40	TECHNO SUN	48901005C	21,5	2,48	16,9	2,34	16,5
65	TECHNO SUN	48901024	21,70	3,99	17,40	3,75	16,50
200	TECHNO SUN	53701010	68,70	3,83	55,80	3,59	21,60
330	OSDA	ODA330-36P	44,72	9,57	37,26	8,86	17,00
355	CanadianSolar	CS-355	46,80	9,59	39,40	9,02	17,89
400	Phono Solar	PS-400M1-24/TH	49,80	10,36	41,67	9,6	19,88
415	Novelec	POWERXT-415R-PS	41,5	12,81	34,4	12,07	20,9
505	Novelec	LR5-66HPH-505M	45,7	13,97	38,53	13,11	21,3
550	Novelec	LR5-72HBD-550M	41,95	13,12	49,8	13,99	21,3

Capítulo 4

Estimación de perfiles de carga

En este capítulo, se detalla el tratamiento de los datos para analizar el consumo de las cargas eléctricas, esto mediante algoritmos desarrollados en Python. Se presentan gráficos que muestran el perfil de consumo obtenido de los medidores AMI, incluyendo gráficos que ilustran el consumo diario y por hora. En estos gráficos, se observa una disminución del consumo durante los fines de semana, lo cual es consistente con la naturaleza industrial del circuito, donde las actividades disminuyen durante esos días, debido a la menor actividad laboral en las industrias y comercios.

Asimismo, se estima la demanda máxima de los abonados con medidores AMI, mediante la extracción de la demanda coincidente registrada. A partir de estos datos, también se obtiene la demanda máxima individual de cada cliente con medidores AMI, el consumo máximos de cada mes, el consumo total del mes, los consumo por zona franja horaria, entre otros datos que ayudan a comprender los consumos del circuito. Adicionalmente, al utilizar los datos de consumo mensual, se generan curvas de demanda típicas, que permiten hacer estimaciones para los clientes con medidores convencionales, aproximando su curva de demanda.

Las curvas de demanda típicas se clasifican según el tipo de sector: residencial, comercial e industrial. Además, se presenta un método para estimar la demanda máxima de los clientes comerciales e industriales utilizando su consumo mensual, empleando una regresión lineal como herramienta de aproximación.

4.1. Situación actual

El circuito de distribución industrial cuenta con un total de 1201 abonados. De estos, 712 utilizan medidores tradicionales, que registran el consumo energético en kWh de manera mensual. Por otro lado, 489 clientes están equipados con medidores de infraestructura de medición avanzada (AMI), los cuales realizan mediciones cada 15 minutos, de diferentes parámetros en el punto de entrega del cliente. Esto equivale a un total de 96 mediciones por parámetro diarias, con registros que comienzan a las 00:00 y se extienden hasta las 23:45, proporcionando datos más precisos y en tiempo real sobre el consumo de energía de los clientes. La distribución de clientes por sector en el circuito ESTE es la siguiente: 339 abonados residenciales, 790 abonados de comercio/servicios y 43 abonados industriales, datos conocidos del sistema de información geográfica. Cabe aclarar que no se cuenta con la información más reciente del SIG, pero el total de abonados con contrato para septiembre del 2024 es de 1201.

Actualmente, la empresa no cuenta con un procedimiento estadístico ni de planificación formal para asignar la capacidad en kVA de los transformadores de distribución. Esto significa que no se realiza una estimación detallada de la demanda que cada transformador necesitará, en función del sector al que pertenece el cliente o de su consumo energético mensual. En su lugar, se emplea una aproximación general, asumiendo que cada cliente demanda aproximadamente 1.2 kVA de capacidad del transformador. Sin embargo, este método no contempla factores clave como el tipo de cliente (residencial, comercial o industrial) ni las variaciones en el consumo a lo largo del tiempo, lo que puede resultar en una sobreestimación o

subestimación de la capacidad real necesaria. Por lo tanto, puede ser que las curvas de demanda típicas por sectores, presentadas en este trabajo, puedan ser útiles para realizar una mejor aproximación o estimación futuramente, en cuanto a la capacidad necesaria del transformador para alimentar a un grupo de clientes que no cuenten con medidores AMI.

Como resultado, los ajustes en la potencia de los transformadores que se encuentran subestimados se realizan de manera reactiva, es decir, cuando se detectan anomalías en la calidad de la energía suministrada, de acuerdo con lo establecido en la norma AR-NT-SUCAL [25].

Por otro lado, la empresa actualmente cuenta con un servidor capaz de almacenar los datos de los medidores AMI correspondientes a los últimos tres meses. Sin embargo, los registros anteriores a este periodo se almacenan en un disco duro externo, a la espera de la contratación de un servidor con mayor capacidad de almacenamiento. La pérdida de estos datos significaría a la empresa una pérdida de información valiosa la cual permita asegurar la disponibilidad de la información histórica, que permita el análisis y la planificación del comportamiento y el crecimiento de la demanda y la optimización de los recursos en el circuito de distribución. Es importante mencionar que la empresa está implementando un plan para reemplazar los medidores tradicionales por medidores AMI.

4.2. Recolección de datos

Para la extracción de información de los datos AMI y la estimación de los perfiles de carga, se consideraron los meses de julio y agosto. La información se encuentra en archivos de texto (.txt) que separan los datos utilizando el símbolo ~. Sin embargo, trabajar con este formato puede resultar complicado para visualizar y extraer la información necesaria. Por eso, se desarrolló un script en Python que crea un DataFrame al separar los valores de los archivos de texto y concatenar la información de todos ellos. Esto permite generar un archivo en formato .xlsx que facilita la visualización de los datos en conjunto.

Además, la preferencia por utilizar un archivo exportado en formato .xlsx se debe a las ventajas que ofrece para el manejo de datos. En Excel, se pueden realizar filtrados, visualizaciones y verificaciones, así como utilizar diversas herramientas útiles para el tratamiento de datos de forma sencilla. Este formato también permite acceder y generar un DataFrame de la información de los medidores AMI de manera fácil y rápida, evitando la necesidad de crear repetidamente DataFrames a partir de los archivos de texto. Esto simplifica significativamente el proceso de análisis y optimiza el uso de recursos en el manejo de la información.

Es importante señalar que este script tiene limitaciones debido al máximo de filas que se pueden escribir en un archivo de Excel, que es de 1,048,576 filas. Por esta razón, se recomienda a ESPH S.A. considerar la exportación de los datos a un sistema de gestión de bases de datos como SQL. Esta opción ofrece un almacenamiento más eficiente al trabajar con grandes volúmenes de información.

Entre los parámetros medidos cada 15 minutos por los medidores AMI están:

- kWh: consumo de energía máximo en el intervalo de tiempo.
- -kWh: generación de energía máxima de parte del abonado (GD) en el intervalo de tiempo.
- kWDelLP: máxima potencia activa demandada por el cliente del intervalo de tiempo.
- kWRCvdLP: máxima potencia activa entregada por el cliente del intervalo de tiempo.

4.3. Tratamiento de datos

Como se muestra en la Figura 2.6, en la primera etapa, los requerimientos de información para la construcción del modelo del circuito deben extraerse de los sistemas de medición avanzada (AMI) y del

sistema SCADA. El procedimiento indica que queda a elección de la empresa distribuidora seleccionar un día y hora del año calendario previo a la realización del estudio, con el fin de representar la condición actual del circuito. Además, se menciona que la selección del día, ya sea de demanda típica o crítica, también está sujeta a criterios técnicos de la empresa distribuidora, así como la determinación de la hora específica para los estudios.

Como se mencionó anteriormente, solo un 40,7% de los abonados del circuito industrial ESTE cuenta con medidores AMI. A partir de estos datos, es posible establecer la demanda de potencia de estas cargas utilizando la demanda máxima coincidente de todos los medidores AMI. Por otro lado, para aquellos abonados que no cuentan con medidores inteligentes y solo registran el consumo mensual, el procedimiento sugiere la utilización de curvas de carga típicas u otros algoritmos de asignación de carga.

Actualmente, la empresa no dispone de curvas de carga ni de algoritmos específicos para asignar la carga a los clientes que utilizan medidores convencionales, los cuales solo miden el consumo mensual. Por esta razón, se propone utilizar los datos disponibles de los medidores AMI para desarrollar una estimación de las curvas de carga de estos clientes. A partir de los consumos mensuales registrados por los medidores AMI, se podrá generar una curva de carga representativa que permita modelar la demanda de los clientes con medidores tradicionales.

En lo que respecta a la carga, es fundamental considerar lo expuesto por [26], quien señala que la carga constituye el eslabón débil en el análisis integral de un sistema de distribución. Esto se debe a que la única información precisa disponible para cada cliente es la energía consumida en kilovatios hora durante un periodo determinado. Este enfoque limita la precisión de los estudios del sistema, ya que la carga es una variable que cambia constantemente, realizando la aclaración de que, a medida que las redes inteligentes se desarrollen y proporcionen datos más precisos sobre la carga, será posible realizar análisis más exactos de las condiciones operativas del sistema de distribución.

4.3.1. Comportamiento general del consumo de energía del circuito a partir de los datos de los medidores AMI

En la gráfica presentada en la Figura 4.1, se visualizan patrones repetitivos de consumo energético a lo largo del día de los meses de julio y agosto. De la gráfica se pueden observar patrones de picos regulares de demanda que suelen presentarse en torno al mediodía, lo que corresponde a las llamadas horas punta, reflejando el horario de actividad en que los abonados del circuito presentan el máximo consumo de energía. Posteriormente, los niveles de consumo tienden a disminuir gradualmente durante la tarde, reflejando la caída en la actividad laboral, alcanzando su punto más bajo en el periodo nocturno. Esto es consistente con el comportamiento típico de un circuito que abastece principalmente a actividades comerciales e industriales, con alta demanda durante el día y menor consumo por la noche.

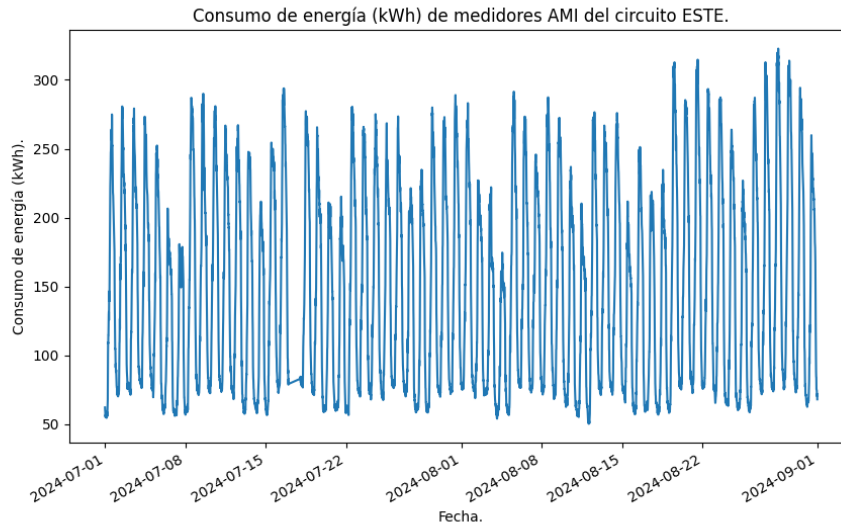


Figura 4.1: Consumo energético (kWh) del circuito ESTE

Nota: Del día 17 de julio no se cuenta con los datos

En la gráfica de la Figura 4.2, se presenta el consumo promedio de kWh por día de la semana, lo cual revela una importante reducción en el consumo de energía durante los fines de semana. Esta disminución es esperada debido a la reducción en las jornadas laborales y la disminución de la producción en muchas industrias durante el sábado y el domingo. En días laborales (lunes a viernes), el consumo promedio es significativamente más alto, mientras que el sábado y el domingo se observa un descenso notable, que podría estar vinculado a la menor actividad operativa.

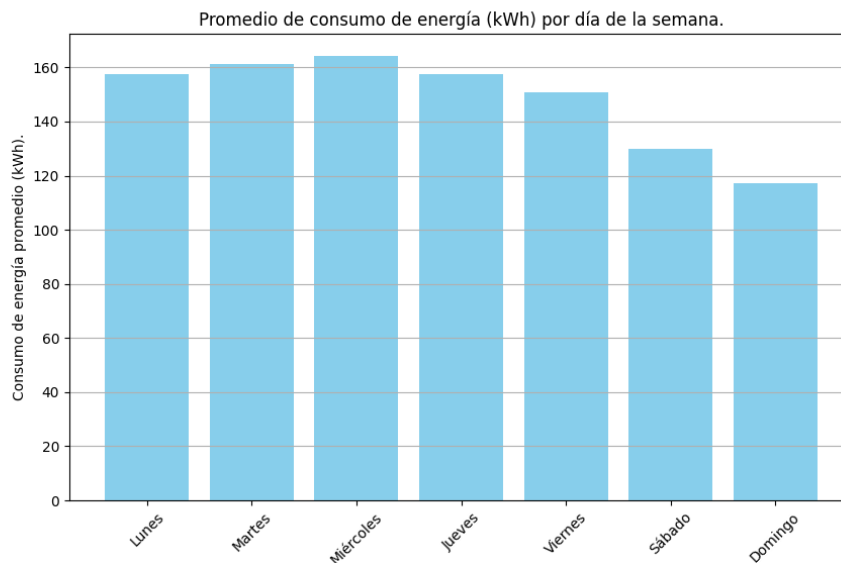


Figura 4.2: Consumo promedio energético por día del circuito ESTE

Por último, se realizó una gráfica de barras presentada en la Figura 4.3; esta refleja una curva de consumo energético con un patrón típico de un circuito industrial/comercial, con un aumento en la demanda a partir de las 6 a.m., que alcanza su punto máximo entre las 10 a.m. y las 3 p.m., durante las horas más productivas del día. A partir de las 4 p.m., el consumo comienza a disminuir, mostrando una caída importante después de las 8 p.m., cuando la actividad industrial/comercial se reduce. Durante las horas nocturnas, el consumo se mantiene constante y bajo, reflejando una baja actividad, hasta que vuelve a aumentar con el inicio de la jornada laboral alrededor de las 6 a.m.

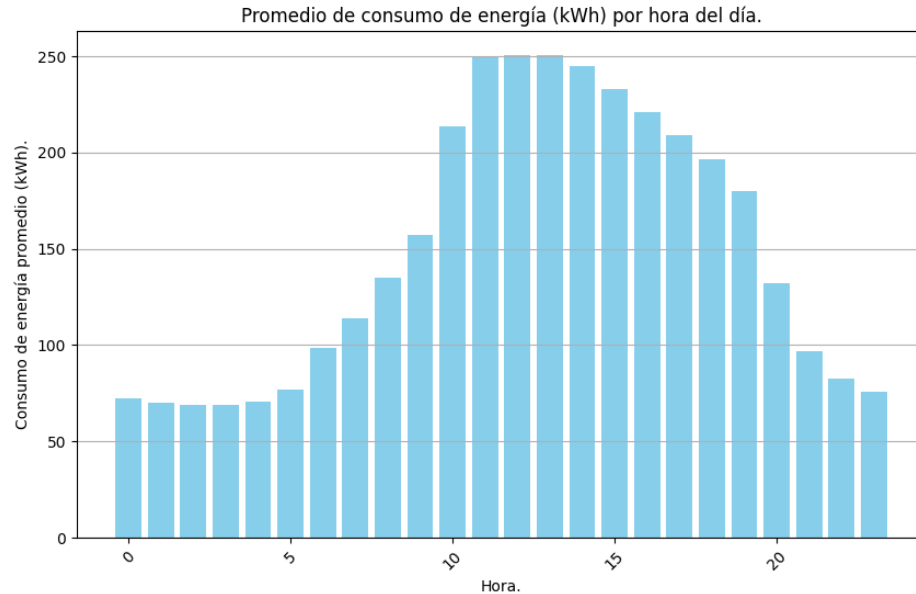


Figura 4.3: Consumo promedio energético por hora del circuito ESTE

4.3.2. Extracción de información de los medidores AMI para el modelado de las cargas

De los medidores AMI, es posible hacer una extracción de información para la realización del modelo de las cargas del circuito de distribución; como establece [26], no existe una carga en estado estable, esto debido a que la carga siempre es cambiante a lo largo del día. La ventaja con los medidores AMI es que se tienen datos de las cargas en intervalos cortos de tiempo, de tal manera que estos permiten realizar análisis del comportamiento de consumo de los clientes, facilitando el estudio de hábitos de consumo energético y brindando datos útiles para la planificación y gestión de los recursos del sistema eléctrico.

Dado que el procedimiento para el estudio de capacidad de penetración establece realizar flujos de potencia, se modela la carga de demanda de potencia, a partir del consumo máximo registrado por dichos medidores durante el momento de mayor demanda del circuito. Para determinar este consumo máximo, se desarrolló un script en Python, que realiza un análisis de los datos de consumo de los medidores AMI.

El proceso comienza con la suma de las mediciones de consumo registradas por todos los medidores AMI que coinciden en fecha y hora. Esta suma permite obtener el consumo total en un intervalo de tiempo específico del día. A partir de esta información, se identifica el valor máximo de estas sumas, que representa el pico de consumo registrado en el circuito.

Dado que algunos medidores AMI miden directamente la potencia activa (kW), mientras que otros

solo registran el consumo de energía en kWh, se prefirió extraer el dato de demanda máxima del circuito a partir del consumo de energía en kWh, donde el script de Python se encarga de convertir los datos de consumo de energía en potencia activa. Para ello, utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{kWh} = \text{kW} \times \frac{1}{4} \text{ h}$$

Donde:

- kW es la demanda de potencia activa en un intervalo de 15 minutos.
- kWh es el consumo máximo registrado en un intervalo de 15 minutos.

Una vez identificado este valor máximo, se extraen las mediciones correspondientes de todos los medidores en el instante exacto de la máxima demanda. De esta manera, se obtiene la potencia demandada por los medidores AMI en el momento de mayor consumo del circuito, para este caso en los datos analizados para los meses de julio y agosto, pero siendo capaz el código de determinar de forma automática la demanda de cada medidor en la demanda máxima coincidente del circuito.

	A	B	C
	Meter ID	Demanda máxima coincidente (kW)	Fecha y hora consumo máximo coincidente
1			
2	148581	27.186	2024-08-28 14:15:00
3	148612	1.1112	2024-08-28 14:15:00
4	148618	0.4532	2024-08-28 14:15:00
5	148635	0.1852	2024-08-28 14:15:00
6	148658	0.8244	2024-08-28 14:15:00
7	148662	0.1148	2024-08-28 14:15:00
8	148675	3.0212	2024-08-28 14:15:00
9	148677	2.4764	2024-08-28 14:15:00
10	148685	0.3552	2024-08-28 14:15:00
11	148689	0.3836	2024-08-28 14:15:00
12	148694	0.358	2024-08-28 14:15:00
13	148695	0.0952	2024-08-28 14:15:00
14	148697	0.2152	2024-08-28 14:15:00
15	148698	0.034	2024-08-28 14:15:00
16	148731	0.7832	2024-08-28 14:15:00

Figura 4.4: Formato Excel que muestra la demanda máxima en kW de los medidores
Fuente: Elaboración propia

Información adicional extraída de los medidores AMI

Otros de los datos extraídos a partir de los medidores AMI y el algoritmo de Python, que permite conocer el comportamiento del consumo energético a lo largo de cada mes y franja horaria (punta, valle, nocturno) son:

- **Consumo promedio (kWh) por intervalo de tiempo:** muestra el consumo promedio de los 96 intervalos de tiempo registrados por los clientes con medidores AMI.
- **Consumo máximo mensual (kWh):** muestra el consumo máximo coincidente registrado en un intervalo de 15 minutos del mes.
- **Consumo promedio de franja horaria:** presenta el consumo promedio de los clientes según la franja horaria, diferenciando entre las horas punta, valle y nocturnas.

- **Consumo máximo de franja horaria:** indica el consumo máximo registrado por los clientes en cada franja horaria (punta, valle y nocturna).
- **Consumo máximo no coincidente del cliente:** muestra el consumo máximo en un intervalo de tiempo específico para cada cliente, así como la fecha y hora en que se registró este consumo.
- **Consumo promedio de cada cliente:** presenta el consumo promedio por intervalo para cada cliente individual.
- **Factor de carga:** indica el factor de carga, que mide la relación entre la demanda máxima y la demanda promedio, lo que proporciona una visión de la eficiencia del consumo energético.

	Consumo mensuales del circuito ESTE			Promedio consumo diario		Consumo horario del circuito ESTE			Demanda máxima registrada			
	Mes	AÑO	Consumo promedio (kWh) por intervalo de tiempo	Consumo máximo mensual (kWh)	Consumo total mensual (kWh)	Día	Promedio de consumo (kWh)	Zona horaria	Consumo promedio (kWh)	Consumo máximo (kWh)	Consumo máximo registrado (kWh)	Fecha de registro
3	7	2024	147.3047556	293.8549	424237.696	Lunes	157.6792301	Noche	80.0730452	170.1167	1290.8196	2024-08-28 14:15:00
4	8	2024	149.9167238	322.7049	446152.1699	Martes	161.34761	Punta	213.4476872	315.2412		
5						Miércoles	164.2316931	Valle	188.8002993	322.7049		
6						Jueves	157.5644084					
7						Viernes	150.6166319					
8						Sábado	129.9751301					
9						Domingo	117.2575579					

	A	B	C	D	E	F	G
	Meter ID	Demanda máxima coincidente (kW)	Fecha y hora de demanda máxima coincidente	Demanda maxima no coincidente (kW)	Fecha y hora consumo máximo no coincidente	Demanda promedio (kWh)	Factor de carga
2	148581	27,186	2024-08-28 14:15:00	30,4464	2024-07-08 10:15:00	9,514880	31,25%
3	148612	1,1112	2024-08-28 14:15:00	1,7092	2024-08-20 20:00:00	1,184410	69,30%
4	148618	0,4532	2024-08-28 14:15:00	0,5856	2024-07-16 11:45:00	0,226198	38,63%
5	148635	0,1852	2024-08-28 14:15:00	0,3368	2024-07-20 11:30:00	0,184820	54,88%
6	148658	0,8244	2024-08-28 14:15:00	0,872	2024-08-13 11:15:00	0,394074	45,19%
7	148662	0,1148	2024-08-28 14:15:00	0,16	2024-07-12 13:00:00	0,028994	18,12%
8	148675	3,0212	2024-08-28 14:15:00	6,0616	2024-07-10 16:00:00	3,653595	60,27%
9	148677	2,4764	2024-08-28 14:15:00	3,2728	2024-07-12 12:15:00	0,647458	19,78%
10	148685	0,3552	2024-08-28 14:15:00	0,4156	2024-08-27 11:00:00	0,229450	55,21%
11	148689	0,3836	2024-08-28 14:15:00	0,7756	2024-08-31 16:30:00	0,327295	42,20%
12	148694	0,358	2024-08-28 14:15:00	0,572	2024-08-26 08:15:00	0,192217	33,60%
13	148695	0,0952	2024-08-28 14:15:00	0,1236	2024-08-28 14:30:00	0,046163	37,35%
14	148697	0,2152	2024-08-28 14:15:00	0,4408	2024-08-12 19:45:00	0,214068	48,56%
15	148698	0,034	2024-08-28 14:15:00	0,1832	2024-08-31 12:00:00	0,014926	8,15%
16	148731	0,7832	2024-08-28 14:15:00	2,6132	2024-07-23 11:00:00	0,465779	17,82%

Figura 4.5: Formato de datos AMI en Excel
Fuente: Elaboración propia mediante Python y Excel

4.4. Curvas de demanda típicas para clientes con medidores convencionales

Para aquellos clientes de quienes solo se tiene registro de su consumo energético mensual (kWh), se realizó una estimación basada en los datos proporcionados por los medidores AMI. Este proceso consistió en dividir los consumos según el sector al que pertenecen los clientes (residencial, comercial e industrial), con el objetivo de caracterizar las curvas de consumo.

Primero, se estimó el consumo mensual de cada medidor AMI para los meses de julio y agosto. Posteriormente, se calculó el promedio del consumo de cada cliente durante estos dos meses. Una vez obtenido

este promedio, los consumos fueron agrupados por sector y clasificados en rangos preestablecidos para generar curvas típicas de consumo en función del sector y del consumo mensual de los clientes.

Tras la agrupación por sector y rango de consumo, se calculó el promedio del consumo de estas cargas para los 96 intervalos de 15 minutos que componen el día. De esta manera, se obtuvieron curvas de demanda que muestran cómo varía la potencia (en kW) a lo largo del día, según el consumo mensual y el sector al que pertenecen los clientes. Estas curvas reflejan patrones representativos de la demanda diaria en cada sector.

4.4.1. Curvas de demanda típica para clientes residenciales

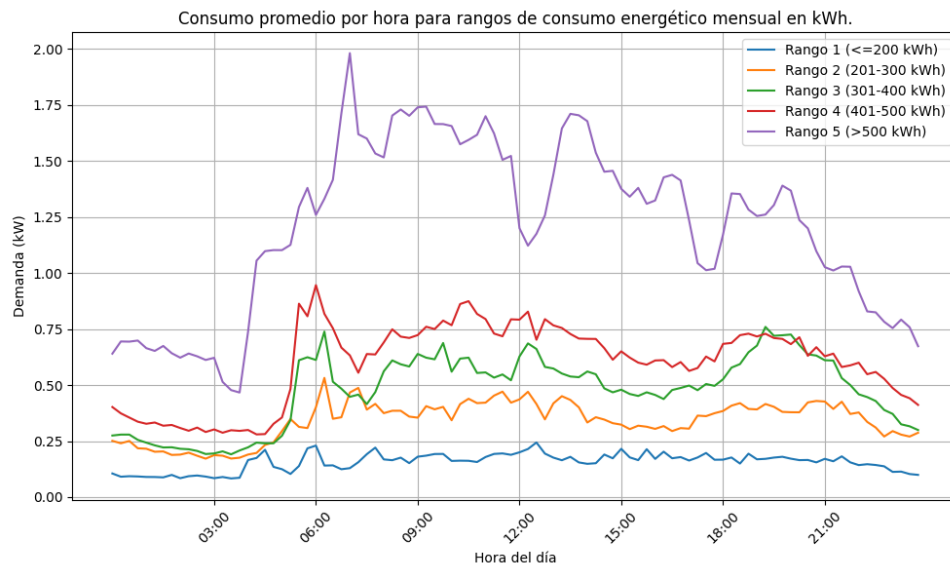


Figura 4.6: Curvas típicas del sector residencial según su consumo mensual
Fuente: Elaboración propia

Las curvas típicas de demanda para el sector residencial muestran un comportamiento variable a lo largo del día, mostrando picos de demanda en diferentes momentos. En particular, se observa un incremento significativo alrededor de las 06:00 a.m., lo cual puede coincidir con el inicio de las actividades diarias en los hogares. Este comportamiento es más pronunciado en los clientes con consumos más altos, representados por el Rango 5 (>500 kWh), donde la demanda asciende a los 2 kW de demanda máxima. A lo largo del día, las demandas disminuyen y se estabilizan, pero vuelven a presentar ligeras subidas en horas de la tarde y noche.

4.4.2. Curvas de demandas típicas para clientes comerciales

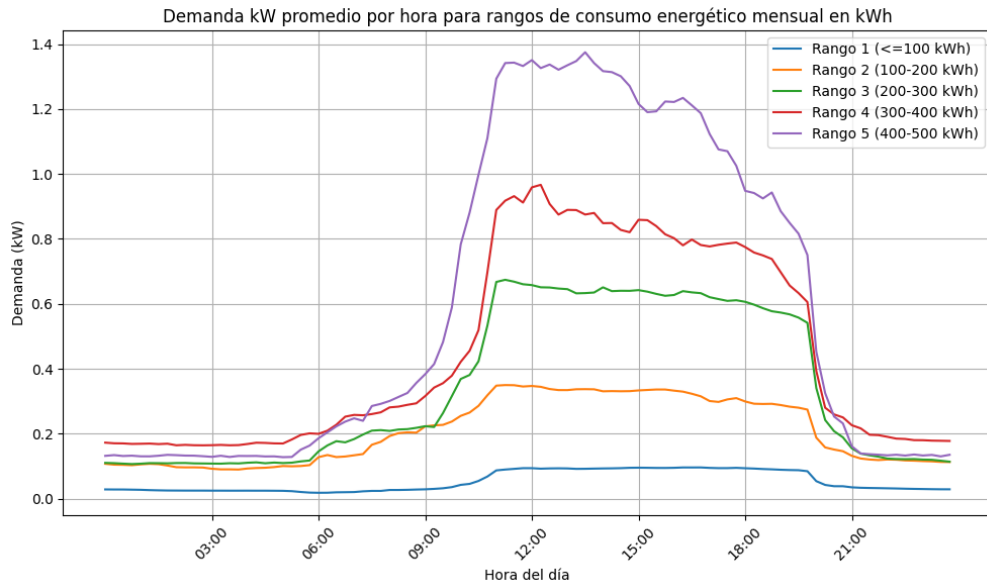


Figura 4.7: Curva de demanda típica del sector comercial según su consumo mensual (1/3)
Fuente: Elaboración propia

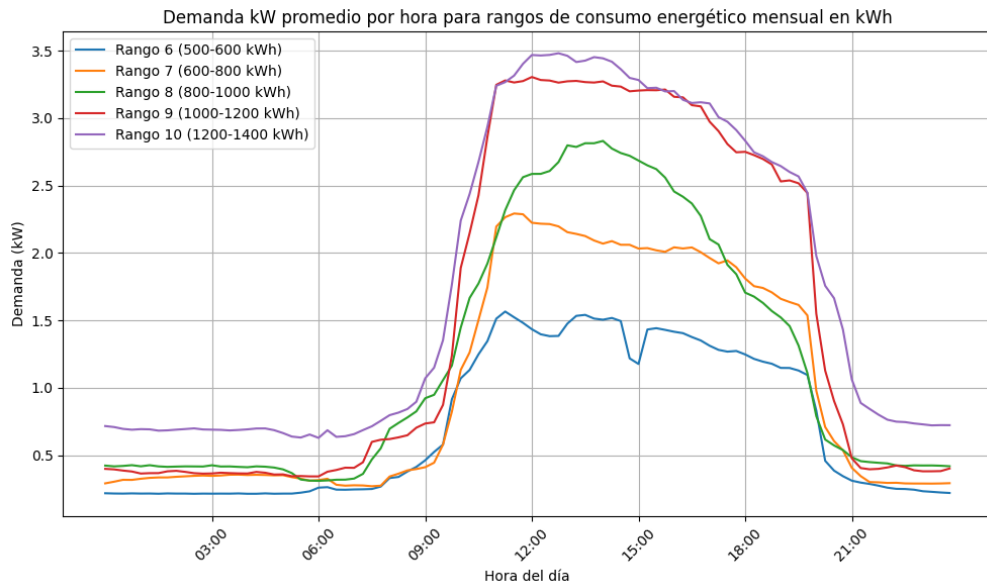


Figura 4.8: Curva de demanda típica del sector comercial según su consumo mensual (2/3)
Fuente: Elaboración propia

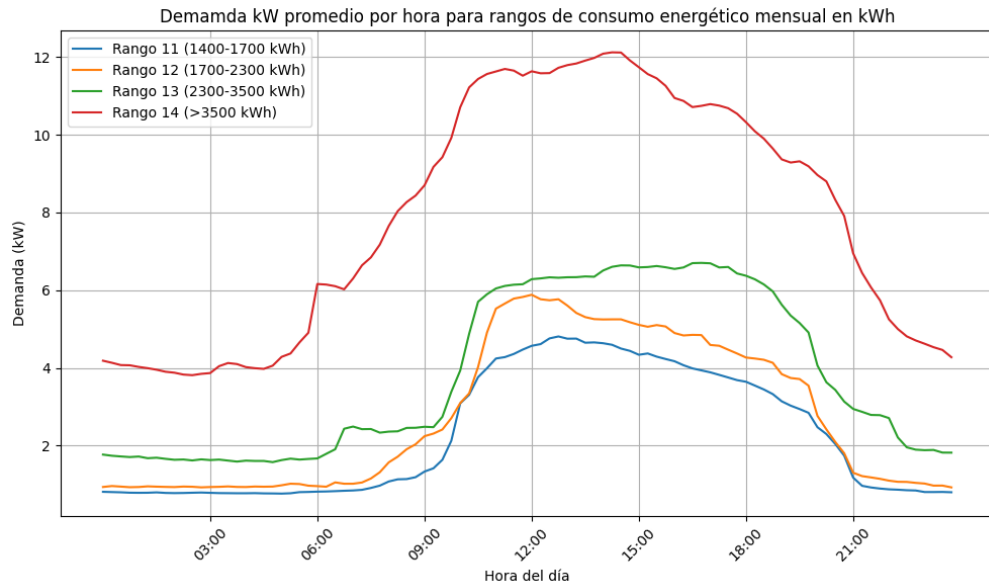


Figura 4.9: Curva de demanda típica del sector comercial según su consumo mensual (3/3)
Fuente: Elaboración propia

Para poder visualizar de mejor manera la curva de demanda del sector comercial, se ha dividido el análisis en tres figuras de consumo mensual. En el caso del circuito industrial Este, se observa un amplio rango de consumos, que van desde consumos mensuales inferiores a 100 kWh hasta más de 3500 kWh. Estos patrones de demanda se asemejan a la gráfica de consumo promedio según la hora obtenidas de los medidores AMI, como se puede apreciar en la Figura 4.3.

En general, las demandas son bajas durante las horas nocturnas y las primeras horas de la madrugada. Sin embargo, la mayoría de las curvas muestran un incremento de la demanda a partir de las 9:00 a.m., con una disminución notable después de las 9:00 p.m. Este comportamiento es característico de la actividad comercial, donde la demanda sigue un patrón típico de apertura y cierre de los establecimientos. A diferencia de las curvas del sector residencial, las demandas del sector comercial presentan un comportamiento más marcado y regular a lo largo del día.

4.4.3. Curva típica para clientes industriales

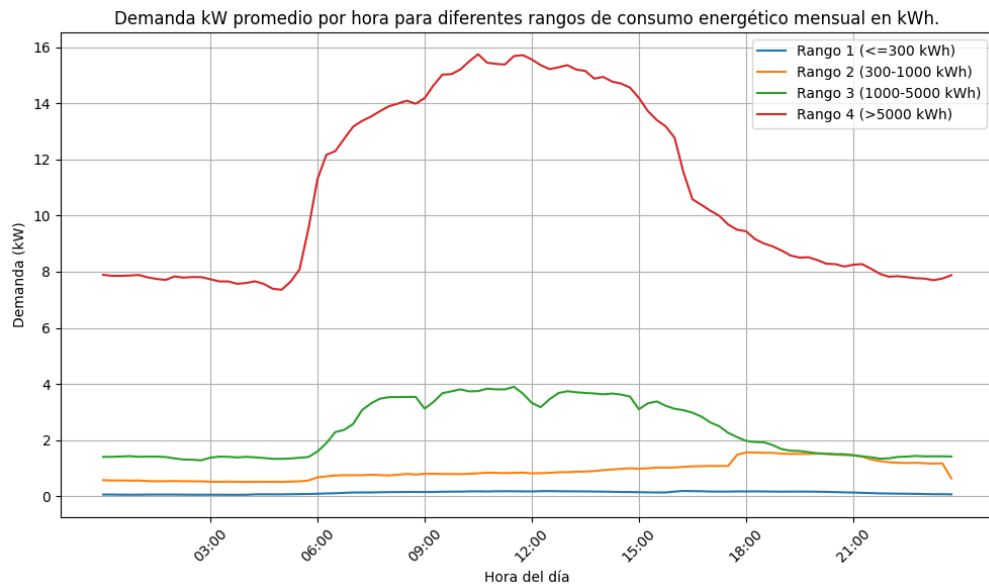


Figura 4.10: Curva de demanda típica del sector industrial según su consumo mensual
Fuente: Elaboración propia

En el caso del sector industrial, se observa una curva de demanda que, al igual que en el sector comercial, presenta un comportamiento más estable en comparación con el sector residencial. La demanda eléctrica aumenta de manera constante y no presenta las fluctuaciones que se observan en las curvas residenciales. Se identifica un aumento de la demanda a partir de las 6:00 a.m., con un pico de demanda en torno al mediodía, lo que refleja la actividad de las industrias durante las horas laborales. Después de las 6:00 p.m., la demanda disminuye, manteniendo niveles bajos de demanda y constantes durante las horas de la noche y madrugada.

La Tabla 4.1 presenta la cantidad de datos recopilados para la elaboración de las curvas típicas de demanda. Para futuras estimaciones más precisas de la demanda, se recomienda a ESPH S.A. considerar la inclusión de una mayor cantidad de datos de consumo de los clientes. Esta ampliación de la base de datos permitiría mejorar la precisión en la proyección de la demanda según los distintos rangos de consumo mensual.

Tabla 4.1: Muestra tomada en cuenta para la realización de las curvas típicas de demanda según su consumo mensual

Categoría	Rango kWh mensual	Cantidad de muestra
Residencial	0-200	26
	200-300	30
	300-400	30
	400-500	36
	500-100	22
	Mayor a 1000	4
Comercial	0-100	134
	100-200	58
	200-300	74
	300-400	38
	400-500	40
	500-600	34
	600-800	54
	800-1000	28
	1000-1200	32
	1200-1400	44
	1400-1700	26
	1700-2300	32
	2300-3500	26
	Mayor a 3500	42
Industrial	0-300	24
	300-1000	8
	1000-5000	12
	Mayor a 5000	12
Total		866

4.4.4. Estimación de la carga máxima mediante regresión lineal

Otra alternativa propuesta para estimar la carga de un cliente es a través del consumo energético mensual en kWh, ya que la empresa dispone de información detallada sobre los consumos de facturación de todos los clientes en su base de datos. Este método se aplicó principalmente en los sectores comercial e industrial, donde los patrones de consumo son más estables a lo largo del día. Sin embargo, en el sector residencial, como se observa en la Figura 4.6, el consumo presenta variaciones más significativas, con picos en diferentes momentos del día. Esto implica que algunos clientes residenciales, a pesar de tener un consumo mensual relativamente bajo, pueden registrar demandas máximas muy altas, en comparación con su consumo mensual. Como resultado, al graficar la demanda máxima en kW frente al consumo mensual en kWh, se obtiene una gráfica de dispersión, en la que la regresión lineal no logra una buena aproximación del consumo máximo, lo que dificulta la identificación de un patrón claro en los datos de los clientes residenciales.

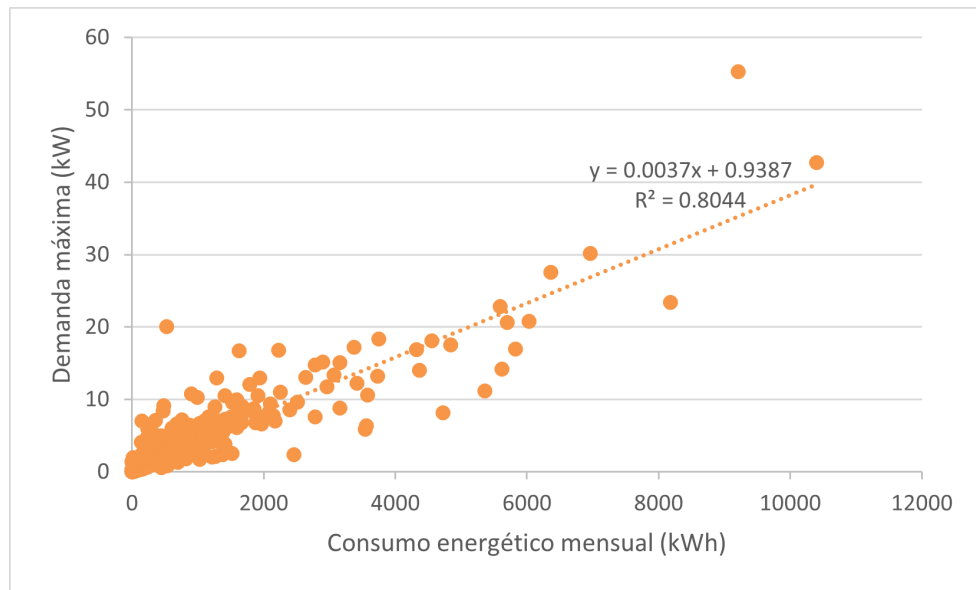


Figura 4.11: Estimación de demanda máxima por medio del consumo mensual mediante regresión lineal para el sector comercial
Fuente: Elaboración propia

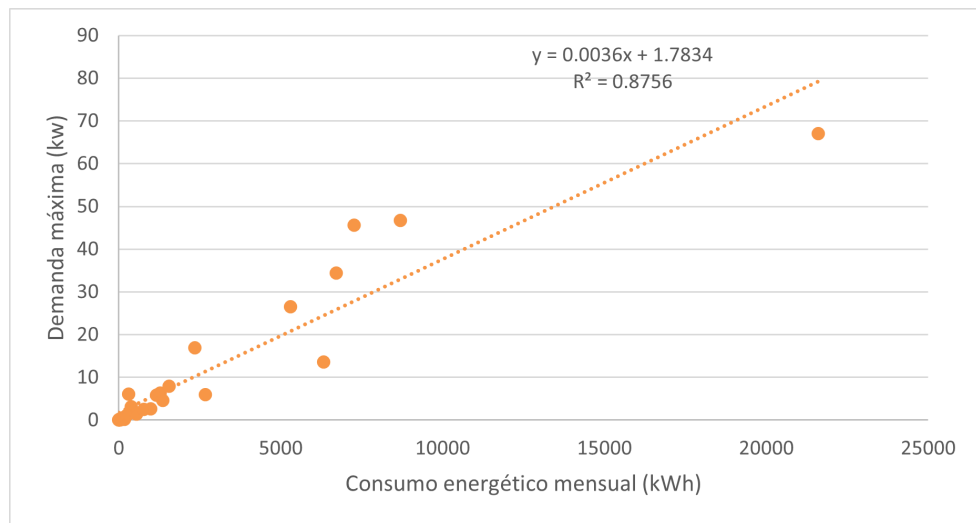


Figura 4.12: Estimación de demanda máxima por medio del consumo mensual mediante regresión lineal para el sector industrial
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en las Figuras 4.11 y 4.12, se presenta la ecuación que estima o predice el valor de la demanda máxima a partir del consumo mensual del cliente. Al analizar ambas gráficas, se puede notar que la demanda máxima aumenta conforme crece el consumo mensual. Además, se observa una pendiente muy similar en ambos casos, con un incremento estimado de 0.0037 kW de demanda máxima por cada kWh consumido en el sector comercial, y de 0.0036 kW en el sector industrial.

En la Figura 4.11, la ecuación lineal tiene un coeficiente de determinación (R^2) de 0.8044, lo que

significa que aproximadamente el 80 % de la varianza en las demandas máximas del sector comercial se puede reflejar por el consumo mensual del cliente. Para el sector industrial, el coeficiente de correlación es aún mayor, con un valor de 0.8756.

Ecuación de línea recta que estima la demanda máxima del sector comercio a partir del consumo mensual del cliente:

$$kW = 0,0037 \cdot kWh + 0,9387$$

Ecuación de línea recta que estima la demanda máxima del sector industria a partir del consumo mensual del cliente:

$$kW = 0,0036 \cdot kWh + 1,7834$$

Capítulo 5

Algoritmo de migración de circuito industrial al software ETAP

En este capítulo, se detallará el proceso realizado para la importación de datos, comenzando con una breve explicación sobre las herramientas de importación que ofrece DataX, el módulo del software ETAP utilizado para la creación del modelo georreferenciado. A continuación, se abordará el proceso de limpieza y preparación de los datos, aspectos importantes para garantizar una correcta importación.

Un aspecto importante para considerar es la relevancia de la información proveniente del Sistema de Información Geográfica (SIG) sobre el circuito de distribución industrial ESTE. La fidelidad en la construcción del modelo y su correcta importación dependen directamente de la cantidad y consistencia de los datos que se tienen actualmente. Por ello, es fundamental evaluar si la empresa ESPH S.A. dispone de la información necesaria para integrar el modelo en el software ETAP, con el objetivo de poder realizar los estudios establecidos por la Ley N.º 10086 posteriormente.

Por último, en este capítulo se expondrá la lógica detrás del código desarrollado para estructurar el formato de Excel requerido para la importación de los datos. Se detallarán las consideraciones y suposiciones que se llevarán a cabo para la construcción de los diferentes elementos que componen el circuito eléctrico. Finalmente, se mostrará el circuito de distribución industrial presentado en la Figura 3.1, modelado en el software de ETAP, tanto su vista GIS, como el modelo unifilar, esto mediante la utilización de un algoritmo Python, que se encarga de generar el formato a partir de la información del GIS y del catálogo.

5.1. Herramienta de importación del software

Entre las principales funciones de la herramienta DataX para el intercambio de datos en ETAP destaca la capacidad de generar automáticamente diagramas unifilares a partir de grandes volúmenes de datos eléctricos. La importación de estos datos puede realizarse en diversos formatos, como archivos Excel, sistemas de información geográfica (GIS), archivos XLM CIM, archivos CAD, entre otros. Esta herramienta es especialmente útil para optimizar el tiempo en la construcción de grandes modelos eléctricos, que incluyen elementos como líneas, transformadores, generadores, y dispositivos de protección.

El módulo por utilizar para la importación de los datos del circuito industrial y la generación del modelo en ETAP, a partir de la información geográfica almacenada en QGIS, es el GIS Excel - Import. Este módulo permite integrar de manera eficiente los datos georreferenciados y convertirlos en un modelo eléctrico dentro de ETAP. Entre los elementos que se pueden generar con este módulo se incluyen motores de sincronización, motores de inducción, cargas estáticas, transformadores de dos devanados, cables, y buses.

5.1.1. Formato de GIS Excel - Import

El formato Excel utilizado para la importación de datos en ETAP se organiza en diferentes hojas, cada una correspondiente a los distintos elementos que se desean importar al software de modelado eléctrico. Estas hojas están diseñadas para que la información sea rellena de acuerdo con el nombre de las columnas, lo que permite definir los detalles necesarios para generar cada elemento.

Por ejemplo, columnas como "From Element ID" o "To Element ID" son cruciales, ya que indican los buses a los que se conectará un elemento; por ejemplo, los buses de un transformador deben establecer las relaciones de tensión entre las líneas primarias y secundarias dentro del modelo. Por lo tanto, es importante que estas columnas se completen correctamente, pues una conexión incorrecta puede alterar la simulación y análisis de la red. En la siguiente Figura 5.1 se puede observar cómo se asignan los buses a los cuales se conecta el transformador mediante el formato Excel, y cómo se configura en ETAP.

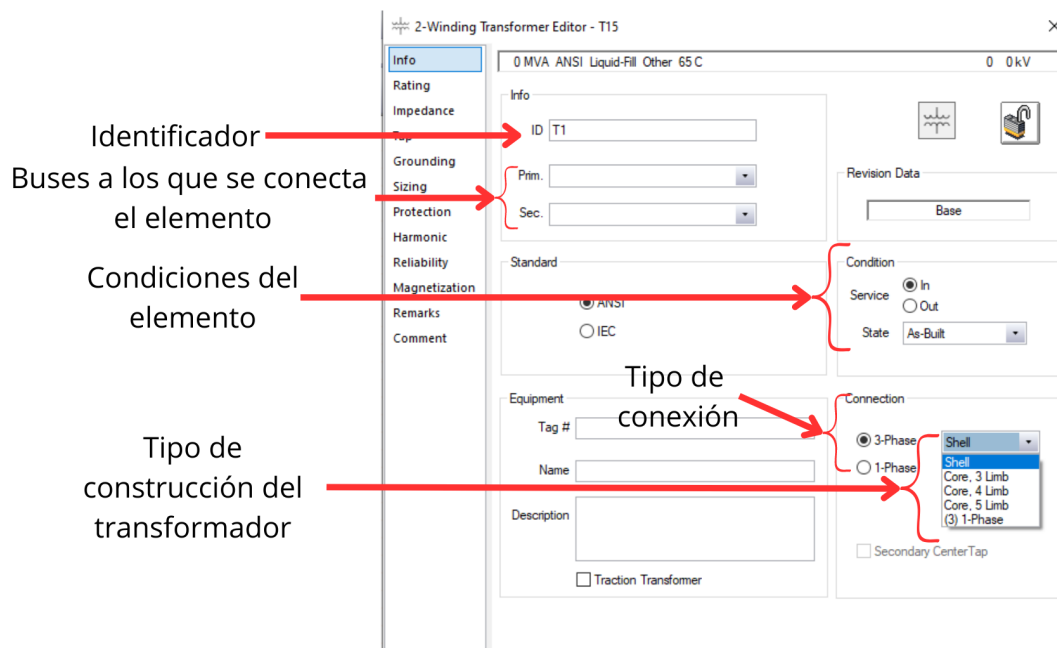


Figura 5.1: Creación de un transformador en ETAP
Fuente: Elaboración propia

Equipment ID	In Service	State	Description	Primary Element ID	Secondary Element ID	Phase	Center Tap (Y/N)	Core Type
2525	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0017	BusTranfo_0018	3 N		3 1-Phase
2526	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0019	BusTranfo_0020	3 N		3 1-Phase
2527	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0021	BusTranfo_0022	3 N		3 1-Phase
2528	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0023	BusTranfo_0024	3 N		3 1-Phase
2594	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0025	BusTranfo_0026	3 N		3 1-Phase
2596	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0027	BusTranfo_0028	3 N		3 1-Phase
2598	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0029	BusTranfo_0030	3 N		3 1-Phase
2599	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0031	BusTranfo_0032	3 N		3 1-Phase
2600	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0033	BusTranfo_0034	3 N		3 1-Phase
2601	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0035	BusTranfo_0036	3 N		3 1-Phase
2602	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0037	BusTranfo_0038	3 N		3 1-Phase
2604	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0039	BusTranfo_0040	3 N		3 1-Phase
2605	Yes	As-Built	ABC	BusTranfo_0041	BusTranfo_0042	3 N		3 1-Phase

Figura 5.2: Creación de un transformador en el archivo de importación de Excel
Fuente: Elaboración propia

5.2. Preparación y limpieza de datos

El Sistema de Información Geográfica (SIG) de los elementos del circuito está almacenado en capas dentro de un archivo en formato shapefile (.shp). Para su visualización, se utilizó el software de código abierto QGIS. En esta sección, se aborda el tratamiento de los datos y las modificaciones realizadas al SIG, para asegurar el correcto funcionamiento del modelo del circuito eléctrico. Además, se describen algunas herramientas empleadas en QGIS, así como las suposiciones y procesos de depuración aplicados a los datos del sistema de información geográfica.

OBJECTID	OPERATINGV	SYMBOLROTA	PHASEDESIG	NOMINALVOL	RATEDKVA	HIGHSIDECO	LOWSIDEPRO	LOWSIDEVOL	PHASEDES_1	RATEDKVA_1	HIGHSIDER/
1	2599	390	0	7	0	122,50000000	Y	Y	20	4	38
2	2599	390	0	7	0	122,50000000	Y	Y	20	0	10
3	2599	390	0	7	0	122,50000000	Y	Y	20	2	38
4	2599	390	0	7	0	122,50000000	Y	Y	20	1	38

Figura 5.3: Tabla de atributos de los transformadores
Fuente: Elaboración propia

5.2.1. Filtrado de datos del sistema de información geográfica

Como se muestra en la Figura 3.1, la empresa ESPH S.A. tiene en su Sistema de Información Geográfica (SIG) el trazado de los elementos que conforman el circuito industrial ESTE. Cada capa del trazado incluye una tabla de atributos que almacena información sobre los activos del circuito eléctrico. A partir de esta

información se realizó una revisión para verificar que la información de esta tabla es útil para el formato de importación de Gis Excel. A partir de esta revisión, se generaron las siguientes tablas, que contienen las columnas necesarias para ejecutar el código y la importación de manera exitosa.

Tabla 5.1: Datos extraídos del SIG según el elemento

Dato	Descripción	Línea/Cable	Transformador	Medidores	Fusibles	Cuchillas	*Luminarias
OBJECTID	Identificador del elemento.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PHASEDESIG	Contiene información sobre la designación de las fases.	✓	✓	✓			✓
ENABLED	Define el estado del elemento (activo/inactivo o close/open).	✓			✓	✓	
SHAPE_LEN	Longitud de líneas/cables en metros.	✓					
NOMINALVOL	Contiene información sobre la tensión de línea (kV) y su configuración.	✓					
CONDUCTORS	Calibre del conductor de fase.	✓					
CONDUCTORM	Material del conductor de fase.	✓					
RATEDKVA	Potencia del transformador o conexión de los transformadores.		✓				
HIGHSIDECO	Conexión del lado de alta del transformador.		✓				
LOWSIDECON	Conexión del lado de baja del transformador.		✓				
VOLTAJE	Voltaje de alimentación del medidor.			✓			
X	Coordenada X del punto que representa el elemento.		✓	✓	✓	✓	✓
Y	Coordenada Y del punto que representa el elemento.		✓	✓	✓	✓	✓
X1	Coordenada X del punto inicial del segmento de una línea o cable.	✓					
Y1	Coordenada Y del punto inicial del segmento de una línea o cable.	✓					
X2	Coordenada X del punto final del segmento de una línea o cable.	✓					
Y2	Coordenada Y del punto final del segmento de una línea o cable.	✓					

Nota: * Elementos que no se modelaron

5.2.2. Descifrado de la información de los datos del SIG

Parte de la información almacenada en el sistema de información geográfica de los circuitos eléctricos de la empresa ESPH S.A. está en formato ESRI. Por lo tanto, para el descifrado se utilizó el manual de uso del complemento "*QGIS2OPENDS*" [27]. Este documento sirve como guía para la creación del modelo de un circuito eléctrico en OpenDSS y fue desarrollado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de

la Universidad de Costa Rica.

Para construir el formato Excel necesario para la importación del modelo en el software ETAP, se requiere que la información esté descodificada. Por lo tanto, se recurrió a las tablas del manual para extraer la información asociada a las siguientes columnas: "*PHASEDESIG*", "*NOMINALVOL*" y "*VOLTAJE*".

Tabla 5.2: Tensiones nominales

Fuente: [27]

Código	Tensión LN (kV)	Tensión LL (kV)	Configuración
20	0,12	0,208	Estrella
30	0,12	0,24	Fase partida
35	0,254	0,44	Estrella
40	0,24	0,48	Fase partida
50	0,277	0,48	Estrella
60	0,48	0,48	Delta
70	0,24	0,416	Estrella
80	2,40	2,40	Delta
110	4,16	4,16	Estrella
120	2,40	4,16	Delta
150	7,20	7,20	Delta
160	4,16	7,20	Estrella
210	7,22	12,5	Estrella
230	7,62	13,2	Estrella
260	13,8	13,8	Delta
270	7,97	13,8	Estrella
340	14,38	24,9	Estrella
380	19,92	34,5	Estrella

Tabla 5.3: Designación de fase

Fuente: [27]

Código	Fase
1	C
2	B
3	BC
4	A
5	BC
6	B
7	C

5.2.3. Herramientas de QGIS

En el Sistema de Información Geográfica (SIG), las capas relacionadas con las líneas eléctricas están representadas como una serie de segmentos conectados que forman una línea poligonal o curva, también conocida como cadena de líneas. Este tipo de representación puede generar problemas durante el proceso de programación y modelado, ya que se pierde parte de la geometría original del circuito industrial.

El principal inconveniente surge al extraer los vértices correspondientes solo al inicio y al final de cada línea desde la información almacenada en el SIG. Al hacerlo, se omite la información sobre los vértices intermedios que definen la trayectoria real de la línea, lo que provoca una simplificación excesiva del modelo y una pérdida de detalle sobre la forma original del circuito. Como consecuencia, el trazado final del modelo puede no representar con precisión el comportamiento geométrico del circuito eléctrico.

Además, otro problema común es la pérdida de conexiones intermedias entre las líneas cuando estas se modelan como segmentos simplificados. Esto ocurre porque los buses se generan a partir de coincidencias de coordenadas, lo que significa que solo se identifican los puntos de conexión cuando las coordenadas de los extremos de los segmentos coinciden. Si los vértices intermedios no se toman en cuenta, las conexiones más intermedias quedan fuera del modelo, afectando la correcta conexión de los elementos.

En las figuras 5.4 y 5.5 se muestra un ejemplo visual que ilustra estos problemas. La Figura 5.4 presenta la representación simplificada, donde solo se consideran los puntos de inicio y final de las líneas compuestas. En cambio, la Figura 5.5 resalta las conexiones intermedias que se pierden al extraer únicamente las coordenadas de inicio y final. Esta simplificación conlleva a que algunos elementos no se generen correctamente en el modelo de ETAP, ya que las conexiones intermedias, quedan excluidas del modelo. Esto se debe a la lógica del algoritmo de migración de datos, que basa la generación de los buses en la coincidencia precisa de las coordenadas.

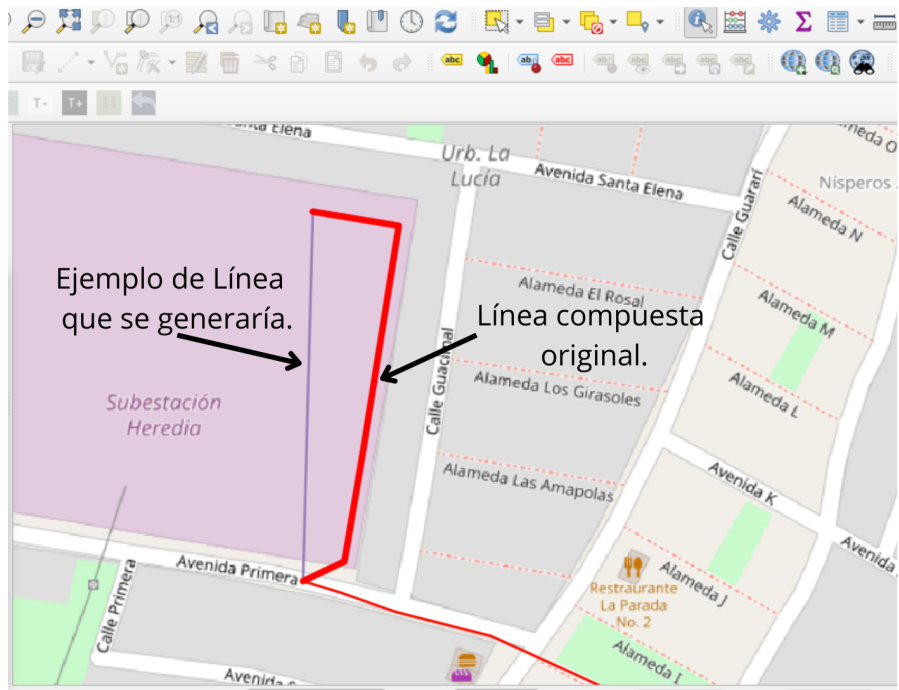


Figura 5.4: Problema de pérdida de información geográfica en el modelo
 Fuente: Elaboración propia

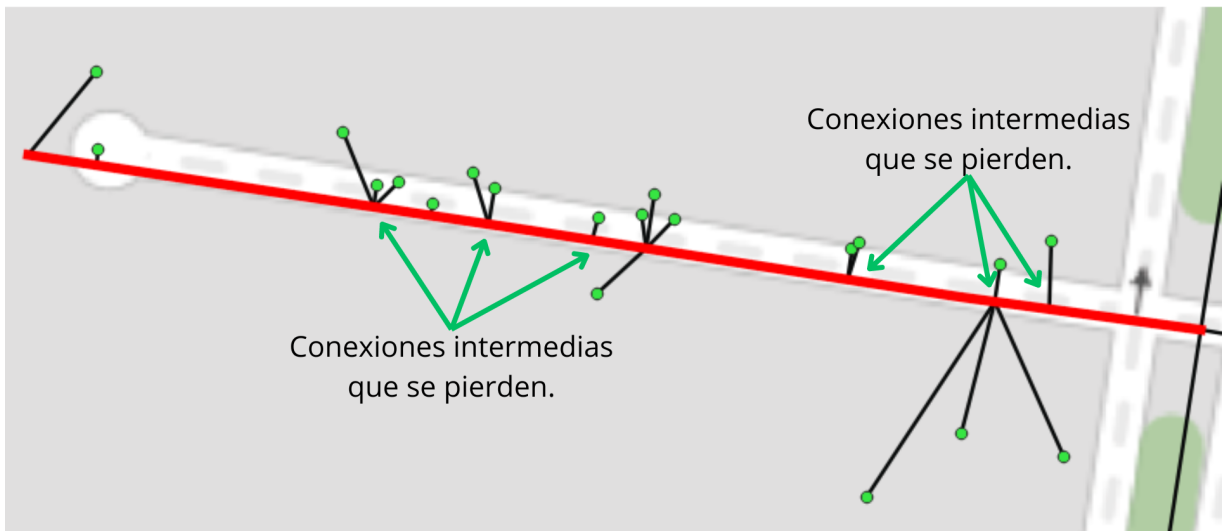


Figura 5.5: Problema por pérdida de conexiones intermedias de los elementos
 Fuente: Elaboración propia

Para solucionar los problemas descritos anteriormente, se utilizó la herramienta *Explotar líneas* disponible en el software QGIS. Esta herramienta permite descomponer las líneas poligonales o cadenas de líneas en segmentos individuales. Según la descripción de la herramienta.

Este algoritmo toma una capa de líneas y crea una nueva capa en la cual cada línea es reemplazada por un conjunto de líneas que representan los segmentos de las líneas originales. Cada línea en la capa resultante contiene únicamente dos puntos, un origen y un fin, sin nodos intermedios entre ellos. [28]

La Figura 5.6 muestra el procedimiento para utilizar la herramienta en QGIS:

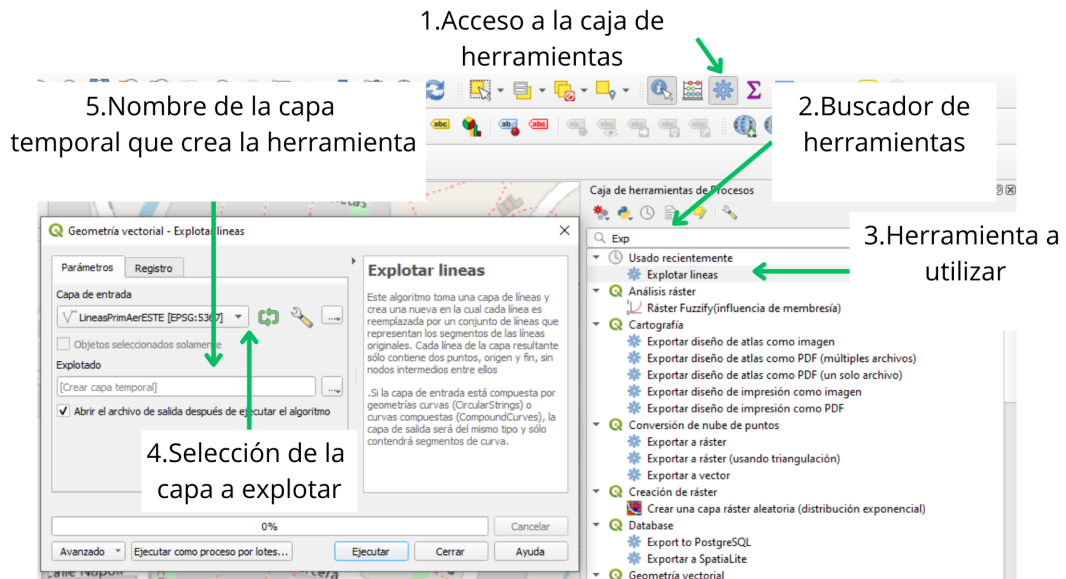


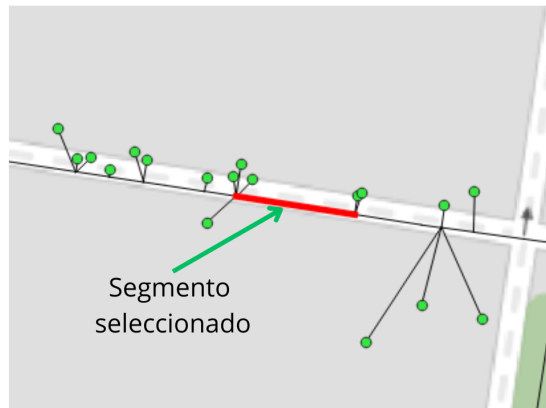
Figura 5.6: Guía de utilización de la herramienta *Explotar línea* del software QGIS

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente Figura 5.7, se puede observar cómo las cadenas de líneas presentados anteriormente en las figuras 5.4 y 5.5 han sido descompuestas en segmentos individuales. Este proceso garantiza que las geometrías y conexiones intermedias que antes se perdían, debido a la simplificación, ahora se mantengan intactas para el algoritmo de migración del modelo.



Solución a la pérdida de geometría de la línea.



Solución a la pérdida de conexiones intermedias de los elementos.

Figura 5.7: Resultado de descomponer la capa de las líneas del circuito eléctrico
Fuente: Elaboración propia

Al utilizar la herramienta *Explotar líneas* en QGIS, los segmentos generados conservan toda la información asociada a la línea original. Las columnas que contienen atributos propios de la línea, como *PHASEDESIG*, *ENABLED*, *NOMINALVOL*, *CONDUCTORS* y *CONDUCTORM*, permanecen inalteradas, ya que estas propiedades son propias de la línea en su conjunto, independientemente de cómo se divida.

Sin embargo, otras columnas requieren ser recalculadas tras la separación en segmentos. Por ejemplo, la columna *SHAPE_LEN*, que originalmente almacenaba la longitud total de la línea compuesta, debe ser ajustada para reflejar la longitud individual de cada segmento creado. Esto se debe a que, al dividir la línea original en segmentos más pequeños, la suma de las longitudes de los nuevos segmentos debe coincidir con la longitud total de la línea compuesta original.

Además, las columnas que almacenan las coordenadas de los extremos de la línea, como *X1*, *Y1*, *X2* y *Y2*, también deben ser recalculadas. Estas coordenadas, que en un principio correspondían al punto de inicio y al punto final de la línea compuesta, ahora deben reflejar las coordenadas del punto de inicio y el punto final de cada uno de los nuevos segmentos. Para lograr este ajuste, se emplea la calculadora de geometría de QGIS, que permite obtener las coordenadas de los puntos de inicio y fin de cada segmento generado.

Para modificar las columnas dentro del Sistema de Información Geográfica (SIG), primero se accede a la tabla de atributos de la línea que ha sido explotada. Posteriormente, se activa el modo de edición de la tabla, lo que permite realizar cambios. Luego, se utiliza la calculadora de campos del software para aplicar las funciones que permiten obtener y modificar la información necesaria. A continuación, se presentan las funciones utilizadas y una descripción de cada una para extraer información de longitud, coordenadas de inicio y fin de los segmentos de línea:

Tabla 5.4: Descripción de las funciones de QGIS para la extracción de información geométrica

Función	Descripción de la función
X/Y()	Devuelve la coordenada X/Y de una geometría puntual, o la coordenada X/Y del centroide para una geometría no puntual.
Start_point()	Devuelve el primer nodo de una geometría.
End_point()	Devuelve el último nodo de una geometría.
Transform()	Devuelve la geometría transformada desde un SRC de origen a otro de destino.
Length()	Devuelve la longitud de la cadena que define una geometría.
\$geometry	Accede a la información geométrica de una entidad.

Como se muestra en la Figura 5.8, el uso de la calculadora en QGIS requiere la introducción de expresiones compuestas por funciones preprogramadas para extraer y manipular datos geométricos. Por ejemplo, al utilizar la función $x(\$geometry)$, se obtendría la coordenada X correspondiente al centroide de los segmentos de línea, pero no las coordenadas de los puntos iniciales o finales de los segmentos. Para obtener la coordenada de inicio de un segmento, se emplea la función $start_point()$, que permite extraer información geográfica del primer nodo de cada segmento.

Por otro lado, la función $transform()$ se utiliza para hacer la conversión entre diferentes Sistemas de Referencia de Coordenadas (SRC). En este caso, las capas del modelo original están en un sistema UTM (Universal Transverse Mercator), que utiliza coordenadas proyectadas. Sin embargo, para cumplir con el formato necesario para la importación en GIS Excel Import, las coordenadas deben estar en un sistema geodésico, basado en latitud y longitud.

Para calcular la longitud de los segmentos que representan las líneas o cables del circuito industrial, la expresión en QGIS es sencilla. Consiste en dos funciones dentro de la calculadora de campos. La fórmula utilizada es $length(\$geometry)$, donde $length()$ calcula la longitud de la geometría seleccionada y $\$geometry$ accede a los datos geométricos del segmento. Esta expresión permite obtener la distancia en metros de cada segmento de línea.

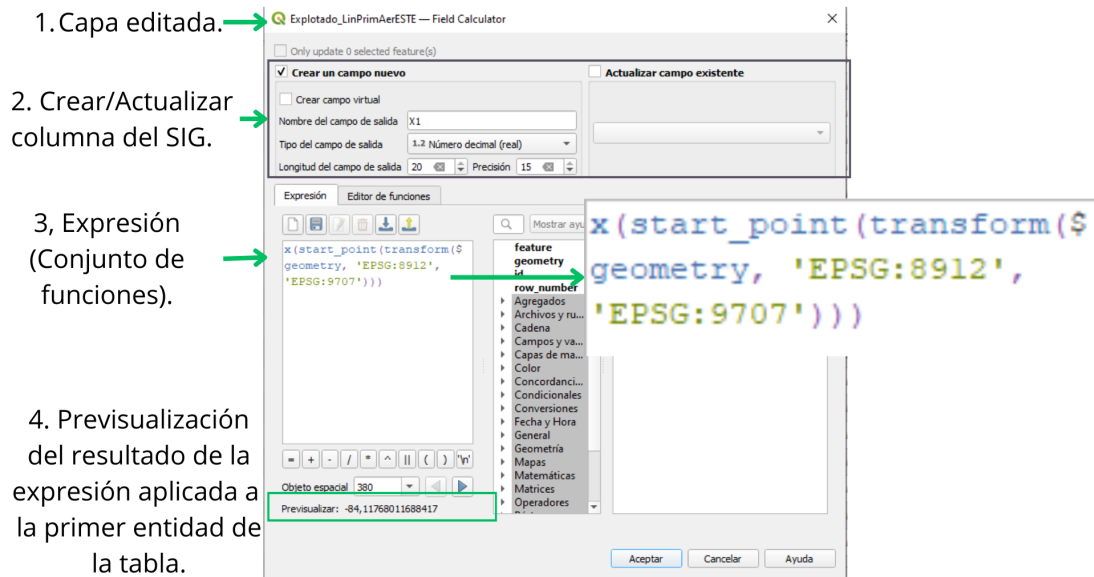


Figura 5.8: Ejemplo de uso de la calculadora de campos en QGIS
Fuente: Elaboración propia

5.2.4. Reporte y cambios realizados al SIG

El Sistema de Información Geográfica (SIG) es la parte más importante en el proceso de importación de datos. Cualquier inconsistencia presente en el SIG puede generar errores en el modelo desarrollado en el software ETAP, ya que dichos errores se trasladarán al entorno de simulación. Por esta razón, es primordial realizar una revisión de los datos para identificar y corregir posibles errores e inconsistencias que puedan estar presentes.

En este trabajo se ha llevado a cabo una evaluación y corrección de algunas de las inconsistencias detectadas en la base de datos del circuito eléctrico ESTE. El objetivo es garantizar que la información contenida en el SIG sea adecuada para su transferencia a un modelo unifilar en el software ETAP. A continuación, se detallan las inconsistencias encontradas en el SIG y las acciones realizadas para corregirlas, con el fin de asegurar la fidelidad del modelo eléctrico.

Entre las correcciones realizadas, se detectaron y ajustaron cinco identificadores (ID) en las capas correspondientes a las líneas del circuito. Estos cambios fueron necesarios debido a la repetición de IDs entre segmentos de líneas, lo que habría generado conflictos en el modelo, ya que cada elemento debe tener un identificador único para su correcta importación al software ETAP. La Figura 5.9 muestra tres ejemplos en los que se identificó la repetición de IDs entre las capas de línea primaria subterránea y línea secundaria aérea.

Capa línea
primaria subterránea.
Capa línea
secundaria aérea.

OBJECTID	ENABLED	OBJECTID	ENABLED		
39	4101	1	4	4101	1
40	4102	1	5	4102	1
41	4103	1	6	4103	1

Figura 5.9: Ejemplo de IDs repetidos en capas de línea diferentes
 Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta un resumen de los casos detectados en el Sistema de Información Geográfica (SIG). La tabla muestra una breve descripción de cada caso, el número de ocurrencias, las capas y los IDs afectados, así como las modificaciones realizadas para corregir las inconsistencias.

Tabla 5.5: Resumen de los casos detectados y correcciones realizadas en el SIG

Descripción del caso	Capa Afectada	Número de casos	IDs afectados	Modificaciones realizadas
IDs repetidos	Línea primaria subterránea y línea secundaria aérea	3	4101, 4102, 4103	Se modifican los IDs de la capa secundaria aérea a 4104, 4106 y 41,07 respectivamente.
IDs repetidos	Línea primaria aérea y línea secundaria aérea	1	205399	Se modifican los IDs de la capa de línea secundaria aérea a 205400.
IDs repetidos	Línea primaria aérea y Línea secundaria subterránea	1	4780	Se modifican los IDs de la capa secundaria subterránea a 4782.
Corrección de datos de columnas en el SIG	Medidores	7	222947, 222948, 245347, 245375, 246420, 246965, 247005	Se corrigen los datos de la columna de "VOLTAJE" a 20, 20, 20, 30, 30, 30, 30 respectivamente.
Elemento repetido	Línea secundaria subterránea	1	5115, 5125	Se elimina el elemento con el ID igual a 5125.

5.3. Explicación del algoritmo para la realización de la importación del modelo a ETAP

Para comprender adecuadamente el código de importación de datos desarrollado en este trabajo, es fundamental entender el punto de partida. Como se ha mencionado anteriormente, la empresa ESPH S.A. cuenta con sus circuitos modelados en un Sistema de Información Geográfica (SIG), que representa

el punto inicial. El objetivo final es trasladar esos modelos al software ETAP, pero para lograrlo, se requieren pasos intermedios en el proceso de importación. La Figura 5.10 muestra el procesamiento de los datos hasta la obtención del formato Gis Excel - Import formato que se carga en ETAP quien se encarga de interpretarlo y construir el modelo.

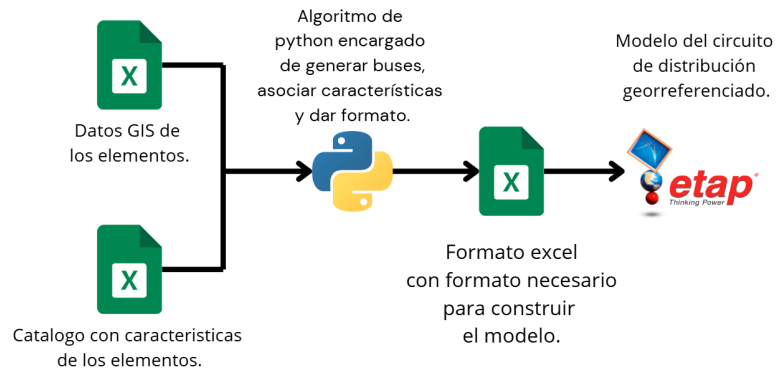


Figura 5.10: Procesamiento del algoritmo
Fuente: Elaboración propia

Este proceso puede describirse como semiautomático, en el cual el algoritmo se encarga de organizar los datos, generar las conexiones y dar el formato requerido a través del módulo GIS Excel-Import de ETAP. El algoritmo de importación permite un aumento en la eficiencia en términos de tiempo, al facilitar la construcción del modelo del circuito industrial “ESTE” en ETAP. Este algoritmo no solo acelera el proceso de creación de los modelos, sino que también simplifica la incorporación de grandes volúmenes de datos, permitiendo realizar modificaciones de manera flexible en cualquier parte del circuito.

Además, es importante destacar que este código fue diseñado con el objetivo de proporcionar a ESPH S.A. una herramienta práctica para la construcción y análisis de los modelos eléctricos de la empresa. Esto facilita la realización de estudios como flujos de potencia y cortocircuito, tomando como base las particularidades y casos específicos presentes en el circuito industrial ESTE, los cuales se abordarán en esta sección.

5.3.1. Consideraciones en la generación de buses

La generación de buses es una de las partes más importantes en la construcción del modelo, ya que son los encargados de realizar las conexiones entre dos o más elementos del circuito. Para asegurar un modelo en ETAP fiel al circuito físico, es importante que haya una correcta interconexión entre componentes, como cables, líneas de distribución, transformadores, cuchillas, fusibles, medidores y luminarias. Aunque las luminarias no se conectan directamente en el modelo final del circuito industrial, igualmente se generan los buses correspondientes para definir sus puntos de conexión.

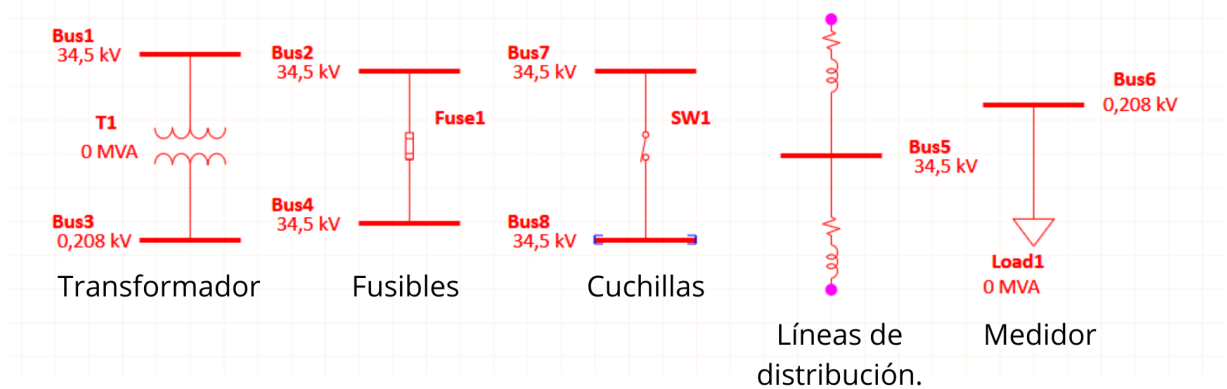


Figura 5.11: Conexión a buses de cada elemento
Fuente: Elaboración propia

La generación de los buses se realiza a partir de las coincidencias geográficas de los elementos y el tipo de dispositivo involucrado. Como se muestra en la Figura 5.11, la cantidad y disposición de los buses depende del tipo de elemento que se esté modelando. Para la generación de los buses de cada elemento se tiene en cuenta lo siguiente:

- **Transformadores:** se generan dos buses uno para el lado de alta tensión y otro para el lado de baja tensión, conectando las líneas primarias y secundarias del circuito.
- **Fusibles y cuchillas:** también se generan dos buses para estos elementos, ya que su función es aislar o interrumpir el circuito en caso de sobrecarga. Cada bus asegura la continuidad del circuito tras la protección.
- **Líneas de distribución y cables:** cuando se conectan entre sí, ya sea entre dos líneas de distribución, dos cables o entre una línea de distribución y un cable, se genera un bus en el punto de intersección.
- **Medidores:** se conectan a un único bus, ya que su función principal es representar la demanda de potencia correspondiente al consumo del usuario.

Entre otros aspectos por considerar es importante tener en cuenta que en la generación de buses para representar correctamente el modelo del circuito en ETAP es la generación de buses compartidos. Por ejemplo, en el caso de algunos elementos, como las líneas de distribución, deben conectarse correctamente a dos buses: el bus de entrada (lado "From") y el bus de salida (lado "To"). Si no se considera este principio al modelar, se corre el riesgo de generar una representación errónea del sistema eléctrico.

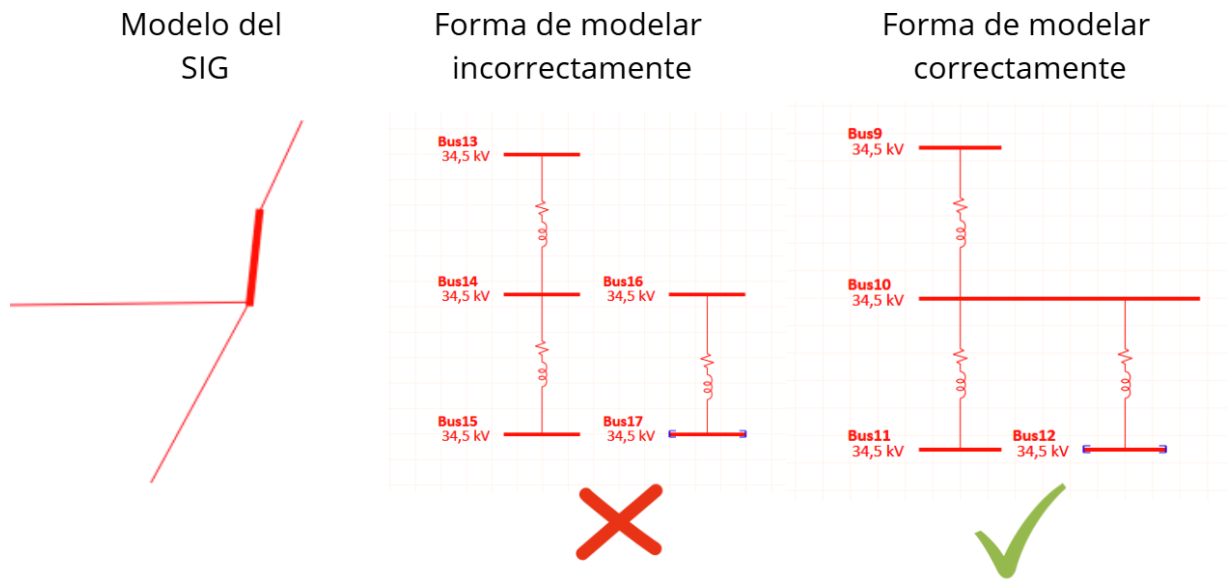


Figura 5.12: Ejemplo de consideración al generar buses con el algoritmo
Fuente: Elaboración propia

Por ejemplo, en la Figura 5.12, se observa un caso donde una línea de distribución continúa su trayectoria en dos direcciones. Si el algoritmo de generación de buses no está correctamente diseñado, se corre el riesgo de generar buses de manera aislada en cada punto de coincidencia geográfica, como en el caso de las conexiones entre los buses "Bus 13" y "Bus 14", y "Bus 16". Esto lleva a una pérdida de continuidad, ya que no se establece la conexión correcta con "Bus 16", lo que representa de manera incorrecta el flujo del circuito. La representación adecuada se muestra en el lado derecho de la figura; esta implica generar un solo bus compartido ("Bus 10") en la coincidencia entre los elementos y conectar las diferentes trayectorias de la línea de distribución. Esto asegura la continuidad del circuito, permitiendo que los elementos se conecten de manera correcta.

5.3.2. Explicación de generación de buses

En el algoritmo de Python se debe especificar tanto la ubicación como el nombre de los archivos Excel que contienen los datos exportados de las líneas explotadas, utilizadas mediante la herramienta mencionada en la Figura 5.6 y de los elementos. Estos archivos deben estar en formato Excel tabulado y no en formato de .csv, ya que el algoritmo está diseñado para manejar datos tabulados.

El algoritmo está diseñado para crear DataFrames que contienen las tablas de atributos del Sistema de Información Geográfica (SIG). Como se observa en la Figura 3.3, los elementos del sistema están representados como puntos dentro del SIG. La lógica del algoritmo prioriza la generación de los buses correspondientes a estos elementos, antes de proceder con la generación de los buses asociados a las líneas o cables del circuito. Esta secuencia evita la creación de buses en coincidencias erróneas, garantizando que los elementos (como transformadores, medidores, fusibles, entre otros) se conecten correctamente antes de asignar los buses que corresponden a las intersecciones de las líneas y cables.

Para los transformadores, el algoritmo genera dos buses: uno para el lado de alta tensión y otro para el lado de baja tensión. La asignación de estos buses se basa en condiciones definidas que consideran tanto las coordenadas geográficas como el tipo de línea (primaria o secundaria) que se conecta al transformador, asegurando así una representación precisa de ambos lados. Las coordenadas de los buses generados se

almacenan en una variable SET global, lo que garantiza que no se generen buses duplicados en las mismas coordenadas.

Luego de generar los buses para los transformadores, el algoritmo continúa con los medidores, como se muestra en la Figura 5.11. Como los medidores solo se conectan a un único bus, el algoritmo genera un bus por medidor. A través de un proceso de coincidencia, se asigna el cable o línea que se conecta al medidor, y las coordenadas de estos buses también se almacenan en el SET global, para evitar duplicados.

En cuanto a los fusibles y cuchillas, ambos requieren la creación de dos buses; para estos, a diferencia de los transformadores, no existe una restricción de tensión diferente en cada lado, pues ambos buses operan a la misma tensión. Estos elementos se utilizan para seccionar o para proteger de sobrecargas el circuito. El algoritmo genera los dos buses correspondientes y asegura, mediante condiciones, que cada bus se conecte, de modo correcto, a solamente un elemento en cada lado de los buses correspondientes a los fusibles o cuchillas.

Finalmente, el algoritmo se encarga de generar los buses para las conexiones entre segmentos de líneas/cables o entre líneas y cables. En este proceso, el algoritmo asegura que se genere un solo bus por cada coincidencia entre estos elementos, verificando siempre que no haya duplicados en el SET de coordenadas. Una vez se han generado todos los buses, el algoritmo asigna un ID único para cada bus, generado a partir del tipo de elemento al que pertenece, permitiendo así una correcta identificación en el modelo en ETAP.

5.3.3. Completación de la información del GIS

El algoritmo en Python tiene la función de procesar la información relacionada con las características de los elementos del circuito, permitiendo la asignación automática de los datos del catálogo en formato Excel a los elementos correspondientes del circuito de distribución. Este proceso incluye la asignación de librerías, de impedancias de los elementos y la configuración del montaje según la designación de fase para las líneas de distribución.

A continuación, se muestra la Figura 5.13 con una parte del catálogo en Excel. En ella se puede observar la librería asignada y, en verde claro, la información que se extrajo del Sistema de Información Geográfica (GIS); esta data permite la generación del modelo con los elementos ya configurados.

Información del SIG				Información de la librería													
Calibre	Material del conductor	Tensión nominal (kV)	Sistema de unidades	Frecuencia (Hz)	Tipo de conductor	Instalación	Voltaje del cable (kV)	% Class	Fuente	Aislamiento	#/Cable	Cable size	Longitud de la unidad de biblioteca	Unidad de longitud de la biblioteca	Temperatura base (°C)	Temp (°C)	
8	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag.	1	100	NEC	Rubber2	1/C	8	1000ft	English	75	2090	
4	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag.	1	100	NEC	Rubber2	1/C	4	1000ft	English	75	2090	
1/0	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag.	1	100	NEC	Rubber2	1/C	1/0	1000ft	English	75	2090	
1/0	CU	1	English	60	Copper	Non-Mag.	1	100	NEC	Rubber2	1/C	1/0	1000ft	English	75	2090	
1/0	AL	35	English	60	Aluminum	Non-Mag.	35	100	URO-JFFN	EPR	1/C	1/0	1000ft	English			
1/0	CU	35	English	60	Copper	Non-Mag.	35	100	KERITE	EPR	1/C	1/0	1000ft	English	90	2090	
350	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag.	1	100	NEC	Rubber2	1/C	350	1000ft	English	75	2090	
350	CU	35	English	60	Copper	Non-Mag.	35	100	KERITE	EPR	1/C	350	1000ft	English	90	2090	
500	CU	35	English	60	Copper	Non-Mag.	35	100	KERITE	EPR	1/C	500	1000ft	English	90	2090	

Figura 5.13: Parte del catálogo utilizado para la configuración de los elementos
Fuente: Elaboración propia

5.4. Presentación del modelo en ETAP

A continuación, se halla el modelo generado en ETAP que fue generado desde el algoritmo.

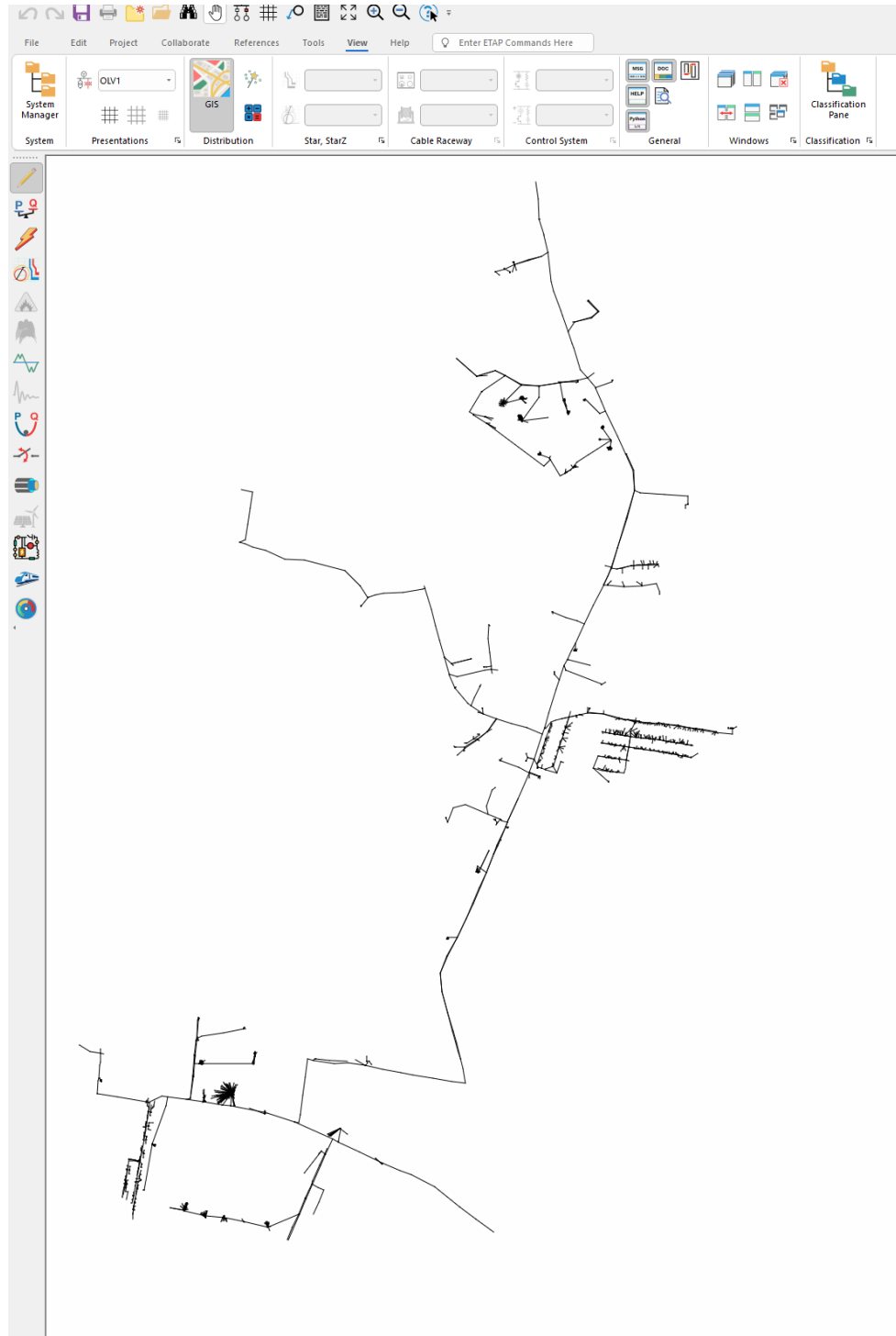


Figura 5.14: Modelo del circuito ESTE en ETAP vista GIS
Fuente: Elaboración propia

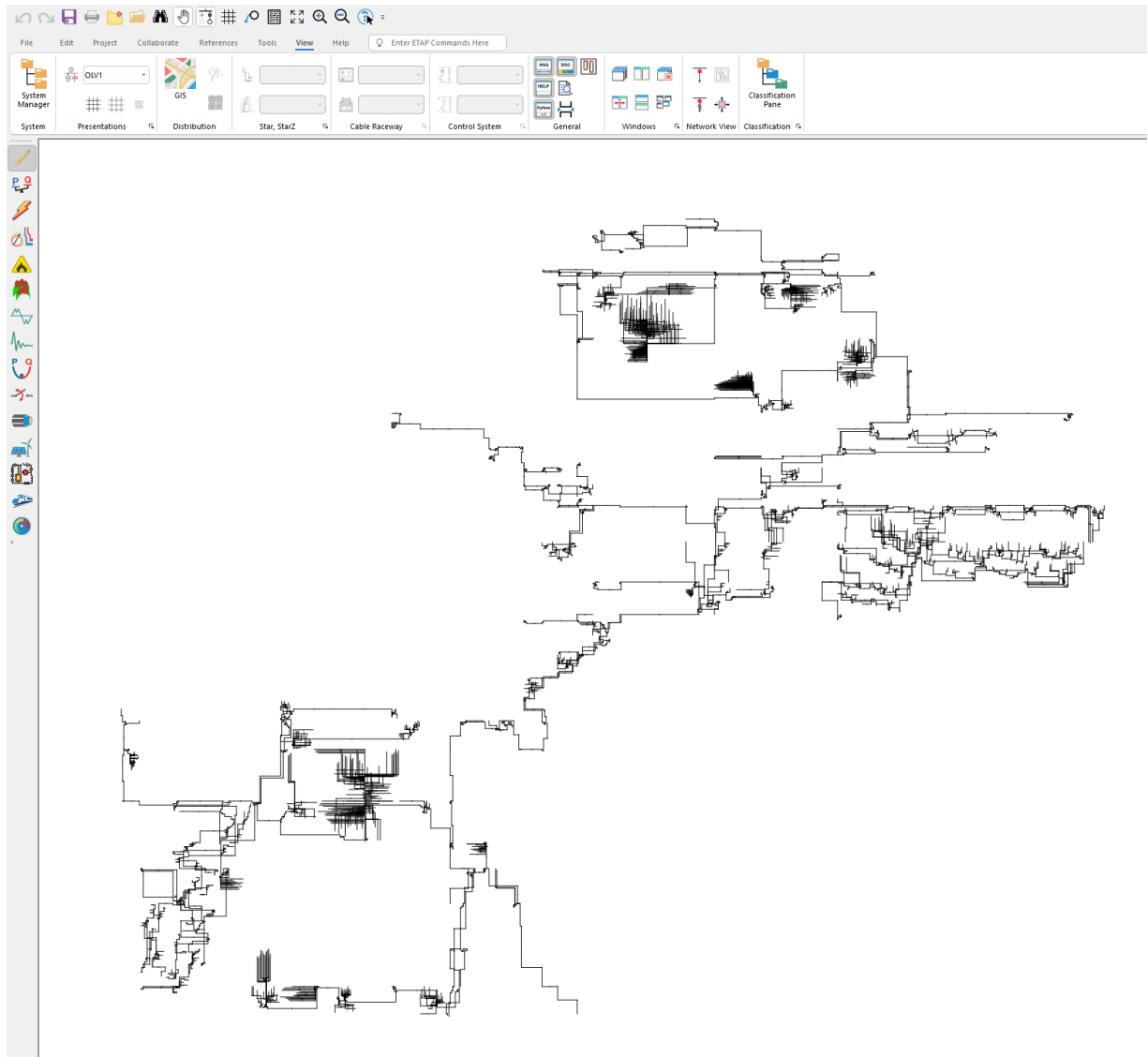


Figura 5.15: Diagrama unifilar del circuito industrial ESTE en ETAP
Fuente: Elaboración propia

Capítulo 6

Análisis económico

En este capítulo, se realiza un análisis económico mediante escenarios de integración de recursos energéticos distribuidos en el circuito, que abarcan una parte del consumo mensual de los abonados. Se pone especial énfasis en la importancia de considerar tanto las curvas de consumo individuales de los clientes como la curva de consumo del alimentador, ya que esto permite comprender y evaluar la reducción en el costo variable de la energía y en el costo variable de la compra de energía por parte de la distribuidora. Además, se presenta el beneficio bruto obtenido en cada escenario, con el objetivo de reflejar la relación entre la disminución de ingresos y costos, permitiendo analizar si ambos se reducen de forma proporcional.

6.1. Planteamiento de caso

Para llevar a cabo el estudio financiero sobre el impacto económico de la integración de generación distribuida en el circuito de distribución, se ha planteado un escenario que considera la instalación de paneles fotovoltaicos junto con perfiles de consumo generados de diferentes tipos de clientes: residencial, comercial/servicios e industrial. Este análisis se enfoca en clientes con paneles solares, ya que, actualmente, el circuito ESTE solo cuenta con este tipo de generación distribuida (GD). Además, esta tecnología ha mostrado una aceleración importante en la integración con el sistema eléctrico nacional.

Para aproximar un escenario para el estudio económico de la generación distribuida, se construyó un perfil de consumo diario por hora del circuito. Este perfil se elaboró a partir del consumo de demanda del mes de agosto y las curvas típicas presentadas en el capítulo 4 de este trabajo, dado que son los datos disponibles. Cabe destacar que este estudio se basa en un escenario generado a partir de datos reales medidos del consumo y demanda del circuito ESTE. Sin embargo, debido a la gran cantidad de variables y la complejidad asociada con los datos necesarios para un análisis más realista, se realizaron las siguientes simplificaciones:

- Al no conocer la potencia del transformador de distribución, se realizan los escenarios a partir de porcentajes de cobertura de su consumo mensual de los clientes.
- Los abonados con generación distribuida no venden sus excedentes a la distribuidora, sino que las inyecciones al circuito de distribución aportadas por el abonado son consumidas en horas diferidas del día por el mismo abonado, siguiendo un esquema de medición neta sencilla.
- Para la simplificación de costos, se tomó en cuenta que la empresa distribuidora compra el total de su energía al ICE.
- Se considera un escenario ideal, en el que el consumo diario es igual para todos los clientes de los sectores residencial, comercial/servicios e industrial, y para todos los días del mes. Por lo tanto, el consumo del circuito ESTE se mantiene constante a lo largo del mes, el cual se considera de 31 días.

- El estudio económico se lleva a cabo hasta el punto límite en el que la generación es igual al consumo en cualquier hora del día. Esto se debe a que una mayor generación respecto al consumo generaría una curva de demanda negativa, lo que implicaría que el circuito estaría exportando energía en lugar de consumirla, además de otras implicaciones asociadas a esta situación (problemas de estabilidad, sobretensiones, entre otras).
- El crecimiento de la generación distribuida en los distintos escenarios se realiza de forma proporcional a la contribución de cada sector al consumo total mensual.
- Se asume un escenario ideal en el que los paneles fotovoltaicos generan la misma cantidad de energía todos los días del mes.
- No se considera ningún escenario de facturación por consumo horario.
- Se considera a los abonados del sector industrial y comercial/servicios con el tipo de facturación binómica.
- De los 1,202 abonados del circuito ESTE, solo se consideran 1,172 abonados cuyos sectores tarifarios son conocidos mediante la información del SIG.
- No se consideran costos variables de generación (CVG).

Como se mencionó anteriormente, se generó un perfil de demanda del alimentador a partir de datos de demanda del alimentador del mes de agosto, esto debido a que no se cuenta con los datos de demanda y consumo de cada cliente para un mismo mes. Este perfil generado se puede ver en la siguiente Figura 6.1.

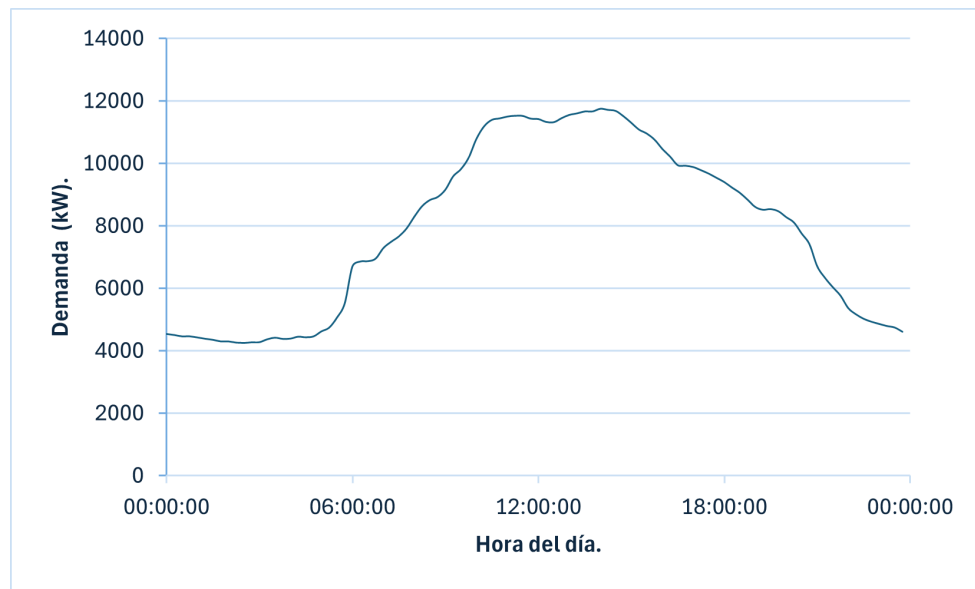


Figura 6.1: Perfil de demanda generado para el estudio económico
Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, se construyó un perfil de generación fotovoltaica utilizando datos del mes de septiembre de 10 abonados con generación distribuida (GD). Se cuenta con la generación mensual y la capacidad instalada de estos abonados, lo que permitió obtener un promedio de 128.15 kWh generados mensualmente por cada kWp instalada. Para la construcción del perfil, se utilizaron datos obtenidos de [29], donde

se reporta un promedio de 4.364 kWh generados por día por cada kWp instalado para el área de San Francisco de Heredia, similar al obtenido con el promedio de septiembre, de 4.27 kWh.

Con base en este promedio y el perfil de irradiación correspondiente al mes de septiembre en San Francisco de Heredia, se generó el perfil de generación de 1 kWp instalado con paneles solares. La tabla completa con los datos puede consultarse en los Anexos (ver Tabla 7.1).

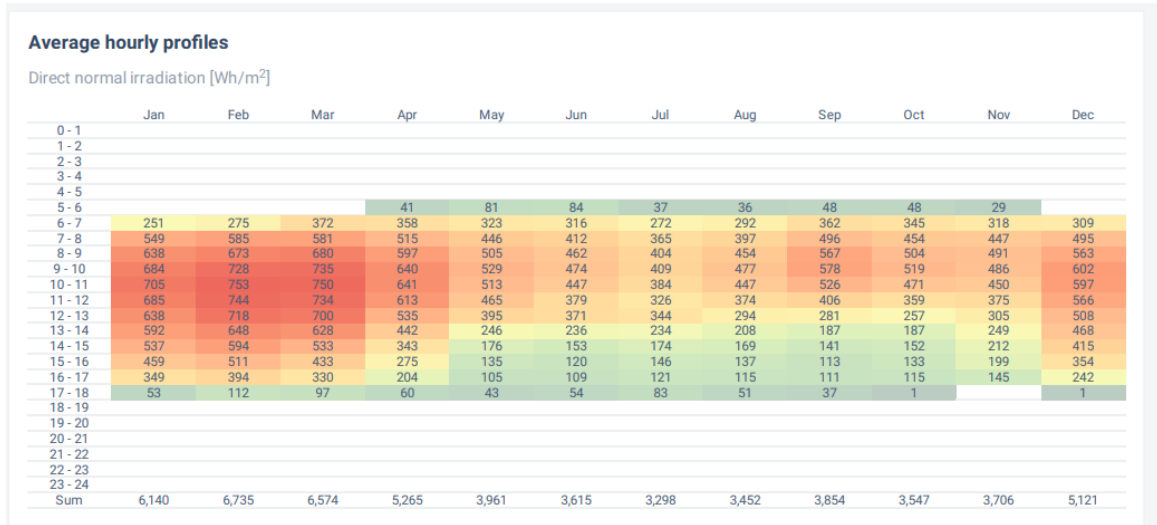


Figura 6.2: Perfiles horarios promedio de irradiación
Fuente: [29]

A partir de los datos de consumo mensual de septiembre, se obtuvieron los siguientes porcentajes de participación en el consumo total del circuito de distribución para cada sector: 3.4% corresponde al sector residencial, 72.88% al sector comercial/servicios, y 23.72% al sector industrial. Con base en esta información, se estima que cada sector mantendrá el mismo consumo promedio, que se presenta a continuación:

Tabla 6.1: Consumo promedio mensual con que se generará la curva de consumo de cada cliente según su sector

Sector	Consumo total del sector (kWh)	Cantidad de clientes	Promedio de consumo (kWh)
Residencial	200 081	339	590.21
Comercio y servicios	4 288 831	790	5428.9
Industrial	1 395 872	43	32 462.14

A partir de estos consumos promedios y las curvas típicas generadas en el capítulo 4, se generará un perfil de consumo para los abonados del sector residencial, comercio/servicios e industria, como se muestra en las siguientes figuras:



Figura 6.3: Curva de consumo generado para clientes del sector residencial
Fuente: Elaboración propia

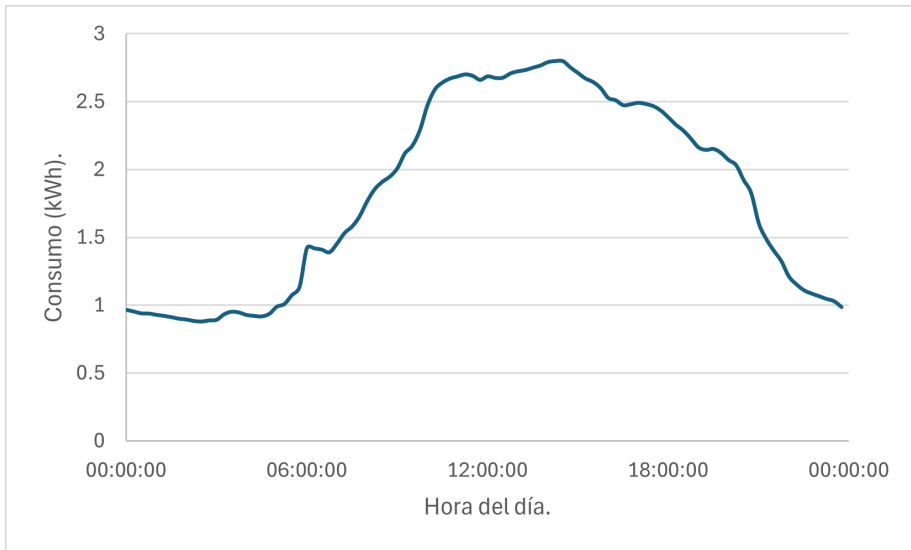


Figura 6.4: Curva de consumo generado para clientes del sector comercial
Fuente: Elaboración propia

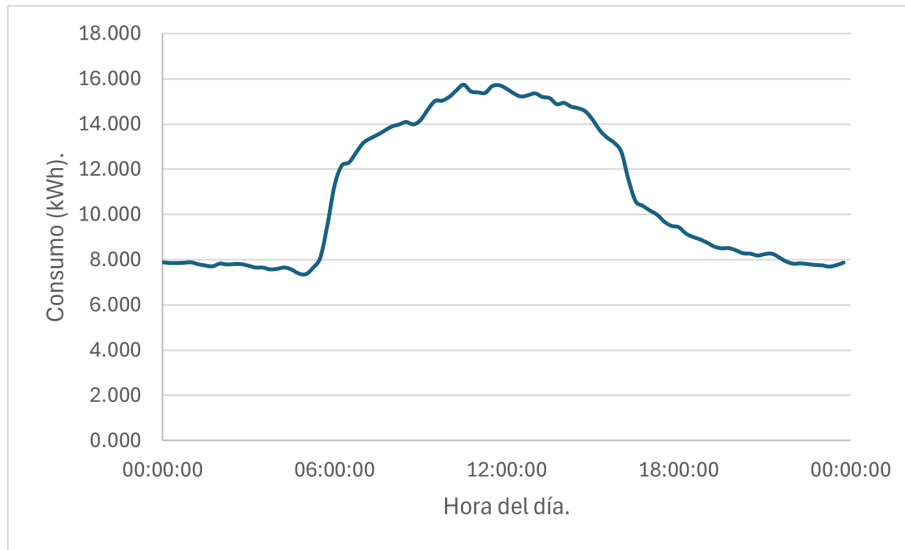


Figura 6.5: Curva de consumo generado para clientes del sector industrial
Fuente: Elaboración propia

6.2. Tarifas

6.2.1. Tarifa monómica

La tarifa monómica es pagada por los abonados cuyo consumo es menor a 3000 kWh al mes. La facturación bajo esta modalidad se realiza en función de la energía medida en el periodo de facturación. Los clientes con generación distribuida que facturan por consumo monómico deben pagar una tarifa de acceso, la cual se cobra en función del *Consumo Natural*, que incluye tanto la energía producida por el cliente como la energía suministrada por la distribuidora. El cálculo del *Consumo Natural* (CN) se realiza de la siguiente manera:

$$CN = EG + EC - EE$$

Donde:

- **CN:** Consumo natural.
- **EG:** Energía generada por el sistema de generación distribuida (DER).
- **EC:** Energía retirada (consumida) de la red de distribución de ESPH.
- **EE:** Energía excedente proveniente del DER inyectada a la red de ESPH.

Como se puede observar en la ecuación, la tarifa de acceso con basa en el consumo de energía, pero debe incluir también un componente de potencia implícita. Esto permite aproximar los costos fijos que el cliente debe cubrir por concepto de requerimientos de capacidad del sistema, así como el cobro fijo por abonado [30].

La potencia implícita es definida por [30] como la cantidad de kW que, en base a la estructura tarifaria, permite que el pago por consumo monómico sea equivalente al de una tarifa binómica. Este cálculo se

basa en un factor de carga implícito, que varía proporcionalmente con la energía comprada a la empresa distribuidora.

Las tarifas monómicas vigentes a la fecha de realización del análisis económico son las siguientes:

Tabla 6.2: Tarifas monómicas de ESPH S.A vigentes para el 2024

Fuente: [31]

Tarifa	Bloque	Cargo	Valor en colones (₡)
T-RE	0-200 kWh	Cargo fijo	1 333,43
		Cada kWh	61,94
T-RE	201-275 kWh	Cargo fijo	2 596,67
		Cada kWh	66,57
T-RE	276-360 kWh	Cargo fijo	3 438,84
		Cada kWh	73,75
T-RE	361-500 kWh	Cargo fijo	4 552,35
		Cada kWh	81,71
T-RE	Mayor a 500 kWh	Cargo fijo	7 916,32
		Cada kWh	90,52
T-CO	-	Cada kWh	90,52
T-IN	-	Cada kWh	90,08

La tarifa de acceso aplicada a los abonados que producen energía eléctrica, bajo la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla es de ₡15,55 por cada kWh. Esta tarifa se cobra sobre la energía inyectada a la red de distribución y el retiro diferido de dicha energía.

6.2.2. Tarifa binómica

La tarifa binómica es pagada por aquellos abonados cuyo consumo mensual supera los 3000 kWh. Bajo esta modalidad, la facturación se realiza en función de la energía consumida y la potencia demandada. El cobro de potencia se basa en la máxima demanda de potencia registrada en intervalos de 15 minutos durante el período de facturación.

Los abonados que facturan bajo esta modalidad pagan por los requerimientos de capacidad, es decir, la proporción de la infraestructura eléctrica que el usuario demanda en cada momento [30]. A diferencia de la tarifa monómica, la tarifa de acceso no se muestra explícitamente en la factura de estos clientes, ya que está incluida dentro del cobro por demanda máxima. Por lo tanto, los clientes con generación distribuida que facturan bajo tarifa binómica no pagan un cargo adicional por la tarifa de acceso, pues esta se encuentra implícita en el pago por potencia demandada.

Las tarifas binómicas vigentes a la fecha de realización del análisis económico son las siguientes:

Tabla 6.3: Tarifas binómicas de ESPH S.A vigentes para el 2024

Fuente: [31]

Tarifa	Bloque	Cargo	Valor en colones (₡)
T-CO	0-3000 kWh	Cargo fijo	152 760
	mayor a 3000 kWh	Cada kWh	50,92
T-CO	0-10 kW	Cargo fijo	82 679,70
	mayor a 10 kW	Cada kW	8 267,97
T-IN	0-3000 kWh	Cargo fijo	151 950
	mayor a 3000 kWh	Cada kWh	50,65
T-IN	0-10 kW	Cargo fijo	82 660,80
	mayor a 10 kW	Cada kW	8 226,08

6.2.3. T-DER: Tarifa de recursos energéticos distribuidos

En la tarifa cobrada mensualmente a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW de capacidad instalada, por concepto de costos, rentabilidad, inversiones y canon en que se incurren para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, y que no hayan sido cubiertos por ninguna de las tarifas o cargos de interconexión, acceso y compra-venta de excedentes [32].

Se cobra en función de la capacidad instalada de potencia (kW) del generador distribuido, multiplicando, por tanto, la tarifa TDER por la capacidad instalada registrada. El monto por pagarla es igual a ₡217 por kW instalado para abonados con generación distribuida de ESPH.

6.2.4. Tarifas por suministro de ventas de energía y potencia a empresas de distribución

Tarifa T-SD: Ventas a empresas de distribución.

Es la tarifa asociada al suministro de energía y potencia en media tensión para las empresas distribuidoras del país de parte del ICE [33].

Tabla 6.4: Tarifas de ventas a empresas de distribución del ICE vigentes para el 2024

Fuente: [33]

Cargo por potencia, por cada kW	Valor en colones ₡
Periodo punta	2 998,38
Periodo valle	2 998,38
Periodo nocturno	0
Cargo por energía, por cada kWh	Valor en colones ₡
Periodo punta	55,81
Periodo valle	45,71
Periodo nocturno	39,09

T-TE: Tarifa de transmisión de electricidad.

Para el transporte de electricidad al sistema de distribución del ICE, empresas distribuidoras y clientes directos del servicio de generación del ICE, que retiren energía del sistema de transmisión.

Esta tarifa establece un cargo variable de ₡6,68 por cada kWh que retiren del servicio de transmisión del ICE [33].

6.3. Escenario base

6.3.1. Ingresos actuales

Como se mencionó en las simplificaciones presentadas anteriormente para el estudio financiero, se tomó en cuenta que todos los clientes del mismo sector tendrán el mismo consumo diario; por lo tanto, se calcularon los ingresos para un cliente y luego se multiplicó por el total de abonados en este sector. De esta manera, los ingresos por cada sector son iguales a:

Cliente residencial

El consumo promedio de un cliente del sector residencial es igual a 590,21 kWh. Bajo este escenario los ingresos son iguales a:

Tabla 6.5: Ingresos por el sector residencial

Rubro	Valor	Total del sector
Costo fijo	7 916.32	2 683 632.48
Energía	43 254.71	14 663 346.42
Total	51 171.03	17 346 978.90

Cliente comercio y servicios

El consumo promedio de un cliente del sector comercio y servicios es igual a 5428,9 kWh, y su demanda máxima es igual a 11,91 kW. Bajo este escenario, los ingresos son iguales a:

Tabla 6.6: Ingresos por el sector de comercio y servicios

Rubro	Valor	Total del sector
Energía	276 439.59	218 387 274.5
Demanda	92 529.2638	73 098 118.4
Total	368 968.85	291 485 392.9

Cliente industrial

El consumo promedio de un cliente del sector comercio y servicios es igual a 32 462,14 kWh, y su demanda máxima es igual a 62.97 kW. Bajo este escenario los ingresos son iguales a:

Tabla 6.7: Ingresos por el sector industrial

Rubro	Valor	Total del sector
Energía	1 652 972.17	71 077 803.26
Demanda	520 660.85	22 388 416.45
Total	2 173 633.02	93 466 219.7

6.3.2. Costos actuales

Para el análisis de costos, es importante considerar el consumo de energía y demanda durante los diferentes periodos del día: punta, valle y nocturno. Estos periodos están definidos por las siguientes franjas horarias:

- Período punta: comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 15:31 y las 20:00 horas.
- Período valle: comprendido entre las 6:01 y las 10:01 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas.
- Período nocturno: comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente.

Costos por energía kWh

Los consumos de un cliente por cada periodo son iguales a:

Tabla 6.8: Consumo mensual (kWh) por período de un cliente según el sector

Período	Residencial	Comercio y servicios	Industrial
Punta	139.41	1517.86	7554.98
Valle	277.4	2536.6	15046.23
Nocturno	173.4	1374.44	9860.93

Los costos por cada cliente por sector son iguales a:

Tabla 6.9: Costo mensual por período de un cliente según el sector

Período	Residencial	Comercio y servicios	Industrial
Punta	₡7 782.19	₡84 711.85	₡421 643.66
Valle	₡12679.86	₡115 947.83	₡687 762.97
Nocturno	₡6777.09	₡53 726.94	₡385 463.77
Total	₡27 239.13	₡254 386.61	₡1 494 870.40

Los costos totales por sector son iguales a:

Tabla 6.10: Costo totales mensuales por período de los sectores

Período	Residencial	Comercio y servicios	Industrial
Punta	₡2 638 163.32	₡66 922 360.32	₡18 130 677.46
Valle	₡4 298 471	₡91 598 783.28	₡29 573 807.85
Nocturno	₡2 297 431.87	₡42 444 281.23	₡16 574 941.9
Total	₡9 234 066.19	₡200 965 424.8	₡64 279 427.21

Además de esto, se debe considerar el costo de la tarifa de transmisión de electricidad; este costo es igual a ₡6,68 por cada kWh, teniendo en cuenta que en el escenario generado el consumo mensual es de 5 884 784 kWh, el costo asociado a este cargo es igual a ₡39 310 357,12.

Costos por demanda kW

Además de los costos por consumo de energía, se deben considerar los costos asociados a la demanda máxima medida en cada periodo (punta, valle, nocturno). Las demandas máximas registradas para el mes en el escenario generado son las siguientes:

Tabla 6.11: Costo mensual por demanda del alimentador

Período	Demanda máxima registrada (kW)	Costo por kW	Total
Punta	11 535.76	₡2 998,38	₡34 588 590.87
Valle	11 758.65	₡2 998,38	₡35 256 892.87
Nocturno	8 117.18	₡0	₡0
Total			₡69 845 483.75

6.3.3. Beneficio bruto actual

El beneficio bruto es el resultado de la diferencia entre los ingresos totales por venta de energía y los costos asociados a la compra de esta energía. Para el escenario planteado se tiene un beneficio bruto igual a:

Tabla 6.12: Beneficio bruto actual

Ingresos	Costos	Beneficio bruto
€391 731 984.6	€372 981 627.8	€18 750 356.79

6.4. Impacto económico causado por la generación distribuida

Los escenarios de integración de generación distribuida en el circuito industrial para evaluar el impacto económico se plantean hasta alcanzar el punto en el que la generación por parte de los abonados productores sea igual al consumo del circuito en cualquier hora del día. Para lo cual se determinó que la capacidad máxima de generación que puede ser instalada sin que este escenario ocurra es de 16 478.8 kWp, lo que representaría un escenario equivalente al 35.89% del consumo mensual del circuito, tal y como se ve en la siguiente Figura 6.6, y con esta capacidad instalada se tiene un consumo de energía igual a 0 a las 9:45 a.m.

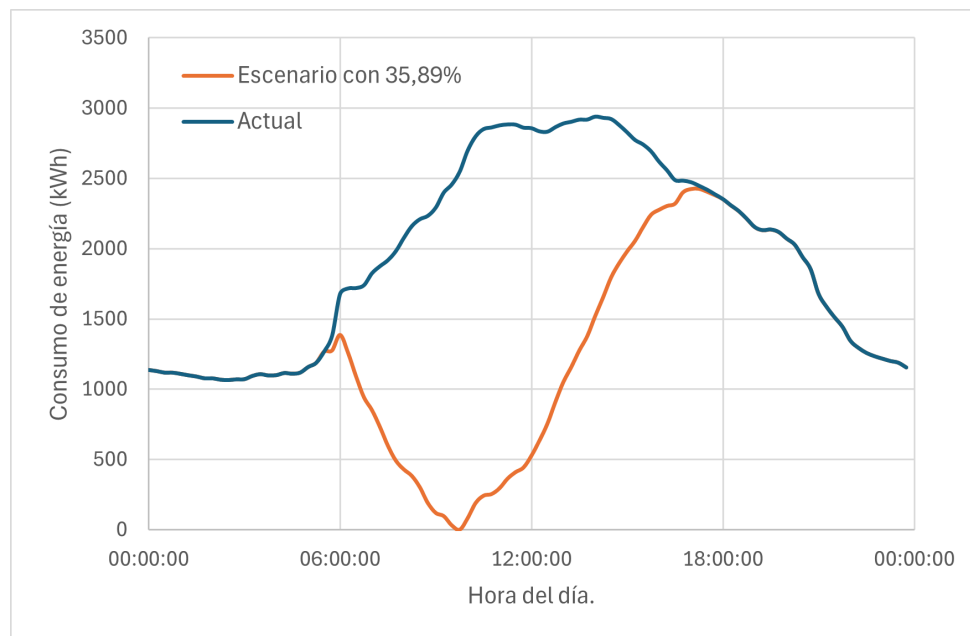


Figura 6.6: Escenario límite en que el consumo de energía de los clientes es igual a 0 debido a la integración de GD

Fuente: Elaboración propia

En este análisis económico, la capacidad de generación distribuida (GD) se incrementa progresivamente entre los escenarios, distribuyéndose proporcionalmente al aporte de cada sector (residencial, comercial/servicios e industrial) en el consumo mensual total del circuito. Esto significa que, a medida que crece la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos, dicha capacidad se reparte entre los sectores, en función de su porcentaje de consumo.

Por ejemplo, para el escenario en que la GD representa el 5% del consumo mensual total, se sabe que un sistema fotovoltaico con una capacidad de 1 kWp produce en promedio 128,15 kWh por mes. El 5% del consumo mensual del circuito equivale a 294 239,2 kWh. Para generar esta cantidad de energía, se requeriría una capacidad instalada total de:

$$\frac{294239,2 \text{ kWh}}{128,15 \text{ kWh/kWp}} \approx 2296,05 \text{ kWp.}$$

Esta capacidad total de 2 296,05 kWp se distribuye proporcionalmente entre los tres sectores en función de su porcentaje de consumo mensual.

Para el sector residencial, que representa el 3,4 % del consumo mensual total, la capacidad de GD en este escenario sería:

$$3,4\% \times 2296,05 \text{ kWp} \approx 78,06 \text{ kWp.}$$

Esta cantidad se distribuye entre los 339 abonados del sector residencial, lo que significa que cada abonado tendría, en promedio, una capacidad instalada de:

$$\frac{78,06 \text{ kWp}}{339 \text{ abonados}} \approx 0,23 \text{ kWp.}$$

De manera similar, la capacidad instalada para cada escenario y sector se calcula y distribuye de acuerdo con el porcentaje de consumo mensual de cada uno; de este modo se construye la siguiente Tabla 6.13, que resume la capacidad instalada por cliente del sector según el escenario.

Tabla 6.13: Cantidad de kWp por cliente según el sector y el escenario

Escenario	Capacidad instalada por abonado residencial	Capacidad instalada por abonado comercio/servicios	Capacidad instalada por abonado industrial
5	0,23	2,11	12,66
10	0,46	4,24	25,33
15	0,69	6,35	37,997
20	0,92	8,47	50,66
25	1,15	10,59	63,328
30	1,38	12,71	75,994
35.885	1,65	15,2	90,9

Nota: Es importante considerar la capacidad instalada en cada sector al incluir la tarifa de T-DER en las facturas. Además, en el caso del sector residencial, donde la facturación es monómica, se debe tener en cuenta la tarifa de acceso en el cálculo.

A medida que se considera un escenario en el que cada abonado instala paneles solares para generar una parte de su consumo, es importante conocer la reducción en su consumo mensual debido a la generación distribuida para autoconsumo (GDA). Esta disminución se muestra en la Tabla 6.14.

Tabla 6.14: Consumo de energía kWh por cliente según el sector y el escenario

Escenario	Consumo residencial	Consumo comercial y servicios	Consumo industrial
Actual	590,21	5428,9	32 4562,12
5	560,69	5157,46	30839,03
10	531,19	4886,01	29215,93
15	501,68	4614,56	27592,82
20	472,17	4343,12	25969,71
25	442,66	4071,68	24346,6
30	413,15	3800,23	22723,5
35,885	378,41	3480,74	20813,1

De la Tabla 6.14 se puede observar que en el escenario límite de instalación de generación distribuida para autoconsumo, los abonados de los sectores comercial/servicios e industrial mantienen un consumo mensual superior a los 3000 kWh. Por lo tanto, continúan facturando bajo un esquema binómico. Además de la reducción del consumo mensual, también es necesario considerar la disminución del consumo por período, tal como se presentó en el escenario base (Tabla 6.8).

Tabla 6.15: Consumo mensual (kWh) por período de un abonado residencial con generación distribuida

Período	Escenario						
	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35.885 %
Punta	128,50	117,57	106,63	95,70	84,76	73,82	60,95
Valle	258,02	238,64	219,26	199,88	180,50	161,12	138,32
Nocturno	173,20	173,02	172,84	172,66	172,49	172,31	172,10

Tabla 6.16: Consumo mensual (kWh) por período de un abonado de comercio/servicios con generación distribuida

Período	Escenario						
	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35.885 %
Punta	1417,26	1316,66	1216,06	1115,46	1014,86	914,26	795,85
Valle	2358,34	2180,09	2001,84	1823,59	1645,34	1467,08	1257,28
Nocturno	1372,81	1371,18	1369,55	1367,92	1366,29	1364,66	1362,75

Tabla 6.17: Consumo mensual (kWh) por período de un abonado industrial con generación distribuida

Período	Escenario						
	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35.885 %
Punta	6953,44	6351,90	5750,36	5148,82	4547,27	3945,73	3237,72
Valle	13980,37	12914,51	11848,65	10782,79	9716,93	8651,07	7396,55
Nocturno	9851,19	9841,44	9831,70	9821,95	9812,21	9802,46	9791,00

Las demandas máximas durante periodos de 15 minutos son importantes para la facturación de los sectores comercial, de servicios e industrial. Esta demanda es igual a:

Tabla 6.18: Demanda de potencia máxima (kW) según el sector y el escenario

Sector	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35.885
Comercio	10,59	9,99	9,89	9,88	9,87	9,86	9,85
Industrial	55,58	52	48,9	46,98	45,66	44,58	43,31

6.4.1. Ingresos por escenarios de generación distribuida para autoconsumo

Al considerar los consumos presentados en la Tabla 6.14, que muestra la disminución del consumo mensual de los clientes en función del porcentaje de instalación de generación distribuida mediante paneles solares, se procede a calcular los ingresos generados por la venta de energía y la demanda de los abonados, diferenciados por sector.

Cliente residencial con GDA

Los ingresos por escenario de capacidad instalada de un cliente del sector residencial son iguales a:

Tabla 6.19: Ingresos de un cliente con GDA del sector residencial

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
T-DER	€49,97	€99,94	€149,91	€199,88	€249,85	€299,83	€358,64
T-AC	€474,18	€948,36	€1 422,54	€1 896,71	€2 370,90	€2 845,07	€3 403,18
Costo fijo	€7 916,32	€7 916,32	€7 916,32	€4 552,35	€4 552,35	€4 552,35	€4 552,35
Energía	€40 494,48	€37 734,25	€34 974,03	€32 493,62	€30 002,04	€27 510,45	€24 577,86
Total	€48 934,95	€46 698,87	€44 462,79	€39 142,57	€37 175,14	€35 207,70	€32 892,03

El total del sector es igual a:

Tabla 6.20: Ingresos totales de los clientes con GDA del sector residencial

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
T-DER	€16 940,16	€33 880,31	€50 820,47	€67 760,62	€84 700,78	€101 640,93	€121 579,50
T-AC	€160 746,54	€321 493,08	€482 239,62	€642 986,16	€803 732,70	€964 479,24	€1 153 677,91
Costo fijo	€2 683 632,48	€2 683 632,48	€2 683 632,48	€1 543 246,65	€1 543 246,65	€1 543 246,65	€1 543 246,65
Energía	€13 727 629,22	€12 791 912,03	€11 856 194,83	€11 015 337,88	€10 170 690,82	€9 326 043,76	€8 331 894,16
Total	€16 588 948,40	€15 830 917,90	€15 072 887,39	€13 269 331,31	€12 602 370,94	€11 935 410,58	€11 150 398,22

Cliente comercio/servicios con GDA

Los ingresos por escenario de capacidad instalada de un cliente del sector comercio/servicios es igual a:

Tabla 6.21: Ingresos de un cliente con GDA del sector comercio/servicios

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
T-DER	€459,65	€919,29	€1 378,94	€1 838,58	€2 298,23	€2 757,87	€0,00
Energía	€262 157,42	€247 875,26	€233 593,09	€219 310,93	€205 028,76	€190 746,60	€173 936,49
Demanda	€87 553,10	€82 679,70	€82 679,70	€82 679,70	€82 679,70	€82 679,70	€82 679,70
Total	€350 170,17	€331 474,25	€317 651,73	€303 829,21	€290 006,69	€276 184,17	€256 616,19

El total del sector es igual a:

Tabla 6.22: Ingresos totales de los clientes con GDA del sector comercio/servicios

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
T-DER	€155 819,81	€311 639,62	€467 459,43	€623 279,24	€779 099,05	€934 918,85	€0,00
Energía	€88 871 366,45	€84 029 712,58	€79 188 058,70	€74 346 404,82	€69 504 750,94	€64 663 097,06	€58 964 470,45
Demanda	€29 680 501,38	€28 028 418,30	€28 028 418,30	€28 028 418,30	€28 028 418,30	€28 028 418,30	€28 028 418,30
Total	€118 707 687,64	€112 369 770,49	€107 683 936,42	€102 998 102,35	€98 312 268,29	€93 626 434,22	€86 992 888,75

Cliente industrial con GDA

Los ingresos por escenario de capacidad instalada de un cliente del sector industria es igual a:

Tabla 6.23: Ingresos de un cliente con GDA del sector industrial

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
T-DER	€2 748,45	€5 496,91	€8 245,36	€10 993,81	€13 742,26	€16 490,72	€19 725,65
Energía	€1 567 571,88	€1 482 171,59	€1 396 771,30	€1 311 371,01	€1 225 970,72	€1 140 570,43	€1 040 054,29
Demanda	€459 531,59	€429 875,17	€404 110,14	€388 459,04	€377 556,79	€368 610,60	€358 080,94
Total	€2 029 851,92	€1 917 543,66	€1 809 126,79	€1 710 823,86	€1 617 269,78	€1 525 671,75	€1 417 860,87

El total del sector es igual a:

Tabla 6.24: Ingresos totales de los clientes con GDA del sector industrial

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
T-DER	€118 183,47	€236 366,94	€354 550,40	€472 733,87	€590 917,34	€709 100,81	€848 202,75
Energía	€67 405 590,79	€63 733 378,32	€60 061 165,85	€56 388 953,38	€52 716 740,91	€49 044 528,44	€44 722 334,36
Demanda	€19 759 858,34	€18 484 632,12	€17 376 735,88	€16 703 738,86	€16 234 942,11	€15 850 255,91	€15 397 480,26
Total	€87 283 632,60	€82 454 377,37	€77 792 452,13	€73 565 426,11	€69 542 600,36	€65 603 885,16	€60 968 017,38

6.4.2. Costos por escenarios de generación distribuida para autoconsumo

Costos por energía

A continuación, se detallan los costos asociados a la tarifa variable de transmisión eléctrica, junto con los costos correspondientes a los consumos indicados en la tablas 6.15, 6.16 y 6.17, para los diferentes escenarios de generación distribuida:

Tabla 6.25: Costos mensuales por energía de un cliente individual del sector residencial por escenario de generación distribuida

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
Energía P	€7 171,80	€6 561,41	€5 951,02	€5 340,63	€4 730,24	€4 119,85	€3 401,42
Energía V	€12 679,86	€11 794,04	€10 908,23	€10 022,42	€9 136,61	€8 250,80	€7 364,99
Energía N	€6 777,09	€6 770,16	€6 763,23	€6 756,31	€6 749,38	€6 742,46	€6 735,53
T-TE	€3 738,91	€3 535,22	€3 331,52	€3 127,83	€2 924,14	€2 720,44	€2 480,70
Total	€30 367,65	€28 660,83	€26 954,01	€25 247,20	€23 540,38	€21 833,56	€19 982,64

Tabla 6.26: Costos totales del sector residencial por escenario de generación distribuida

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
Energía P	¢2 431 241,10	¢2 224 318,87	¢2 017 396,64	¢1 810 474,42	¢1 603 552,19	¢1 396 629,97	¢1 153 082,51
Energía V	¢4 298 471,00	¢3 998 181,25	¢3 697 891,50	¢3 397 601,75	¢3 097 311,99	¢2 797 022,24	¢2 496 732,49
Energía N	¢2 297 431,87	¢2 295 084,17	¢2 292 736,48	¢2 290 388,78	¢2 288 041,08	¢2 285 693,39	¢2 283 345,69
T-TE	¢1 267 490,31	¢1 198 438,26	¢1 129 386,22	¢1 060 334,18	¢991 282,14	¢922 230,10	¢840 955,84
Total	¢10 294 634,27	¢9 716 022,55	¢9 137 410,84	¢8 558 799,12	¢7 980 187,41	¢7 401 575,69	¢6 774 116,53

Tabla 6.27: Costos totales por cliente individual del sector comercio/servicios por escenario de generación distribuida

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
Energía P	¢79 097,33	¢73 482,81	¢67 868,29	¢62 253,76	¢56 639,24	¢51 024,72	¢44 416,43
Energía V	¢115 947,83	¢107 799,92	¢99 652,01	¢91 504,10	¢83 356,20	¢75 208,29	¢67 060,38
Energía N	¢53 726,94	¢53 663,24	¢53 599,54	¢53 535,83	¢53 472,13	¢53 408,43	¢53 344,73
T-TE	¢34 391,43	¢32 517,81	¢30 644,18	¢28 770,56	¢26 896,94	¢25 023,32	¢22 818,06
Total	¢283 163,52	¢267 463,77	¢251 764,02	¢236 064,26	¢220 364,51	¢204 664,76	¢187 639,61

Tabla 6.28: Costos totales del sector comercio/servicios por escenario de generación distribuida

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
Energía P	¢62.486.888,62	¢58.051.416,91	¢53.615.945,21	¢49.180.473,51	¢44.745.001,81	¢40.309.530,11	¢35.088.979,92
Energía V	¢91.598.783,28	¢85.161.936,36	¢78.725.089,44	¢72.288.242,51	¢65.851.395,59	¢59.414.548,67	¢52.977.701,75
Energía N	¢42.444.281,23	¢42.393.957,30	¢42.343.633,37	¢42.293.309,44	¢42.242.985,51	¢42.192.661,58	¢42.142.337,65
T-TE	¢27.169.229,25	¢25.689.067,42	¢24.208.905,60	¢22.728.743,77	¢21.248.581,94	¢19.768.420,11	¢18.026.269,64
Total	¢223.699.182,40	¢211.296.378,00	¢198.893.573,60	¢186.490.769,20	¢174.087.964,90	¢161.685.160,50	¢148.235.289,00

Tabla 6.29: Costos totales por cliente individual del sector industria por escenario de generación distribuida

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
Energía P	¢388.071,60	¢354.499,54	¢320.927,47	¢287.355,41	¢253.783,35	¢220.211,29	¢180.696,97
Energía V	¢687.762,97	¢639.042,51	¢590.322,05	¢541.601,59	¢492.881,13	¢444.160,67	¢395.440,20
Energía N	¢385.463,77	¢385.082,86	¢384.701,96	¢384.321,06	¢383.940,16	¢383.559,26	¢383.178,36
T-TE	¢205.643,76	¢194.440,42	¢183.237,08	¢172.033,75	¢160.830,41	¢149.627,07	¢136.440,74
Total	¢1.666.942,10	¢1.573.065,33	¢1.479.188,57	¢1.385.311,81	¢1.291.435,04	¢1.197.558,28	¢1.095.756,27

Tabla 6.30: Costos totales del sector industrial por escenario de generación distribuida

Rubro	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
Energía P	€16.687.078,76	€15.243.480,07	€13.799.881,37	€12.356.282,67	€10.912.683,98	€9.469.085,28	€7.769.969,61
Energía V	€29.573.807,85	€27.478.828,00	€25.383.848,15	€23.288.868,31	€21.193.888,46	€19.098.908,61	€17.003.928,76
Energía N	€16.574.941,90	€16.558.563,13	€16.542.184,36	€16.525.805,60	€16.509.426,83	€16.493.048,06	€16.476.669,29
T-TE	€8.842.681,59	€8.360.938,08	€7.879.194,58	€7.397.451,07	€6.915.707,57	€6.433.964,06	€5.866.951,96
Total	€71.678.510,10	€67.641.809,28	€63.605.108,46	€59.568.407,65	€55.531.706,83	€51.495.006,01	€47.117.519,62

Costos por demanda kW

Además de los costos por consumo de energía, es importante considerar los costos asociados a la demanda máxima registrada en cada período (punta, valle, nocturno). Las demandas máximas mensuales registradas para cada escenario son las siguientes:

Tabla 6.31: Potencia máxima kW registrada en el medidor del alimentador según el periodo para los diferentes escenarios

Periodo	Escenario						
	5	10	15	20	25	30	35,885
Punta	10133.13	9542.63	9539.88	9537.13	9534.39	9531.64	9528.41
Valle	11041.63	10394.33	9992.70	9783.49	9756.02	9728.56	9707.03
Nocturno	8117.19	8117.19	8117.19	8117.19	8117.19	8117.19	8117.19

A partir de la potencia demandada por período, que se presenta en la Tabla 6.31, y los costos asociados a la tarifa T-SD por cargo de potencia, mostrados en la Tabla 6.4, se obtienen los costos por demanda correspondientes a cada periodo para los diferentes escenarios, los cuales son los siguientes:

Tabla 6.32: Costo mensual por demanda del alimentador según escenario de integración de GDA

Periodo	Escenario						
	5 %	10 %	15 %	20 %	25 %	30 %	35,885 %
Punta	€30 382 976,64	€28 612 418,89	€28 604 184,96	€28 595 951,02	€28 587 717,09	€28 579 483,16	€28 569 791,82
Valle	€33 107 014,44	€31 166 158,69	€29 961 923,71	€29 334 607,89	€29 252 268,56	€29 169 929,22	€29 105 360,43
Nocturno	€0	€0	€0	€0	€0	€0	€0
Total	€63 489 991,08	€59 778 577,58	€58 566 108,67	€57 930 558,92	€57 839 985,65	€57 749 412,38	€57 675 152,25

6.4.3. Beneficio bruto de los diferentes escenarios con GD

Tabla 6.33: Beneficio bruto por escenario de integración de generación distribuida

Escenario	Ingresos (C)	Costos (C)	Beneficio bruto (C)
5	€370 212 381,10	€358 898 051,20	€11 314 329,86
10	€350 433 929,60	€338 745 425,70	€11 688 503,93
15	€334 672 795,30	€321 091 744,80	€13 581 050,52
20	€318 301 034,60	€304 014 983,00	€14 286 051,59
25	€303 270 069,90	€287 483 197,70	€15 786 872,16
30	€288 323 215,70	€270 951 412,40	€17 371 803,29
35,8	€268 071 090,00	€253 047 943,50	€15 023 146,47

6.5. Comparación entre escenarios

En la Tabla 6.33, se observa una reducción en todos los escenarios de integración en comparación con el beneficio bruto obtenido en el escenario base (Tabla 6.12). A pesar de esta disminución, es importante destacar que el beneficio bruto sigue siendo positivo. Esto indica que, aunque los ingresos disminuyen, los costos también lo hacen. Para cuantificar la reducción del beneficio bruto, se puede realizar una comparativa entre el beneficio bruto sin generación distribuida (GD) y el porcentaje de reducción del beneficio bruto. La siguiente Tabla 6.34 muestra esta información:

Tabla 6.34: Porcentaje de disminución en ingresos, costos y beneficio bruto por escenario de integración de generación distribuida

Escenario	% Disminución de Ingresos	% Disminución de Costos	% Disminución de Beneficio Bruto
5	5,49	3,78	39,66
10	10,54	9,18	37,66
15	14,57	13,91	27,57
20	18,75	18,49	23,81
25	22,58	22,92	15,80
30	26,40	27,36	7,35
35,8	31,57	32,16	19,88

De la Tabla 6.34 se observa que, en la mayoría de los casos la disminución de los costos es menor, en comparación con la disminución de los ingresos, a excepción del escenario con un 30% de generación del consumo mensual del circuito con la integración de paneles solares; en este caso, la reducción de costos es mayor, en comparación con la disminución de los ingresos, y esto se traduce en un menor porcentaje de reducción del beneficio bruto en este escenario.

6.5.1. Importancia del perfil de consumo

Conocer el perfil de consumo de los abonados permite realizar un análisis económico más exacto, facilitando la evaluación del beneficio bruto que la empresa distribuidora obtendría ante la integración de generación distribuida para autoconsumo de los abonados. Al examinar los perfiles de consumo presentados en este caso, especialmente los de los sectores comercio/servicios e industrial (figuras 6.7 y 6.8), que son los mayores consumidores de energía del circuito, se observa que la demanda máxima natural se produce en torno al mediodía y durante las horas de la tarde. Estos periodos coinciden con la generación de energía de los paneles solares, lo que refleja disminuciones en los ingresos y costos variables de la empresa.

Es importante mencionar que estas disminuciones se dan en los periodos punta y valle horas en que la energía tiene un mayor costo. Por lo tanto, en teoría, debería existir un balance entre lo que deja de percibir la empresa por la integración de generación distribuida y los costos variables asociados a la compra de energía realizada al ICE para satisfacer la demanda de los abonados.

En cuanto a los costos fijos por capacidad, se está observando una reducción de los ingresos percibidos por este cargo. Como se mencionó anteriormente, la generación de energía de los paneles solares coincide con las horas de mayor demanda de la curva de consumo del sector comercio/servicios e industrial. En este contexto, los abonados que cuentan con generación distribuida no están pagando por su demanda máxima natural. Esto implica que los abonados no están asumiendo el costo de la capacidad que la empresa distribuidora necesita tener disponible para satisfacer esa demanda máxima en caso de que la fuente de generación distribuida deje de funcionar [30].

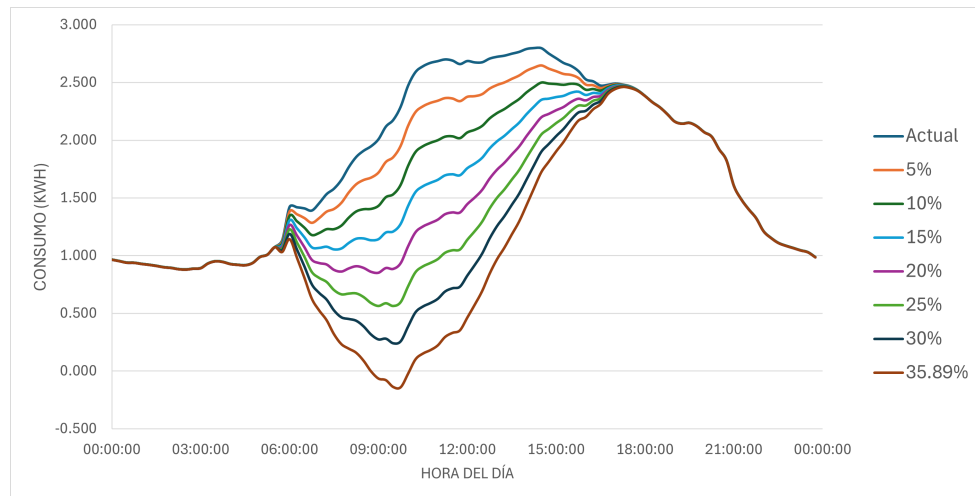


Figura 6.7: Perfil de consumo del sector comercial ante la integración de generación distribuida
Fuente: Elaboración propia

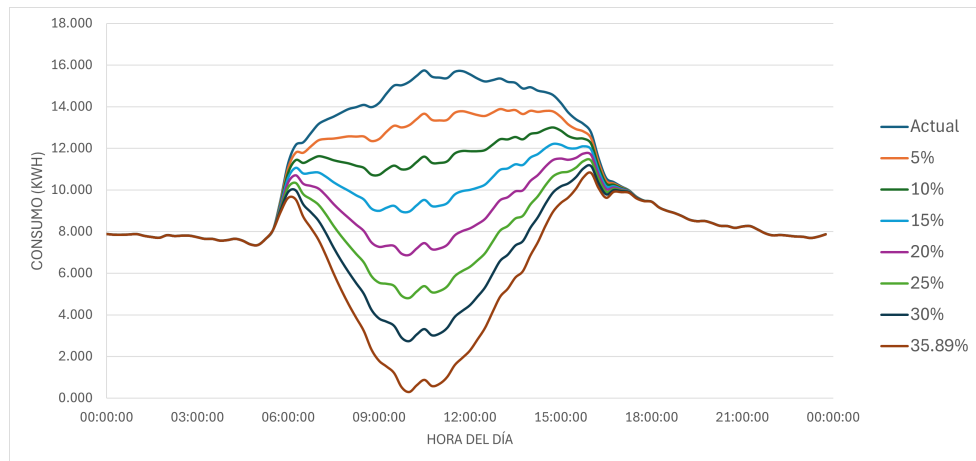


Figura 6.8: Perfil de consumo del sector industrial ante la integración de generación distribuida
Fuente: Elaboración propia

Para realizar un análisis económico más completo, basado en las curvas de consumo de energía promediadas para los sectores residencial, comercial e industrial, se ha observado que estos sectores generalmente alcanzan sus mayores demandas durante las horas punta y valle. No obstante, hace falta analizar dos casos particulares de clientes cuyo mayor consumo se produce durante la noche, cuando los paneles solares no generan energía.

A partir de los datos AMI, se obtuvo información específica sobre este cliente, cuyo consumo promedio mensual en los meses de julio y agosto es de 2 823,9 kWh. En la curva diaria promedio de consumo de este cliente, que se presenta en la siguiente Figura 6.9, se observa que su pico máximo de demanda ocurre a las 18:15, durante el período punta nocturno.

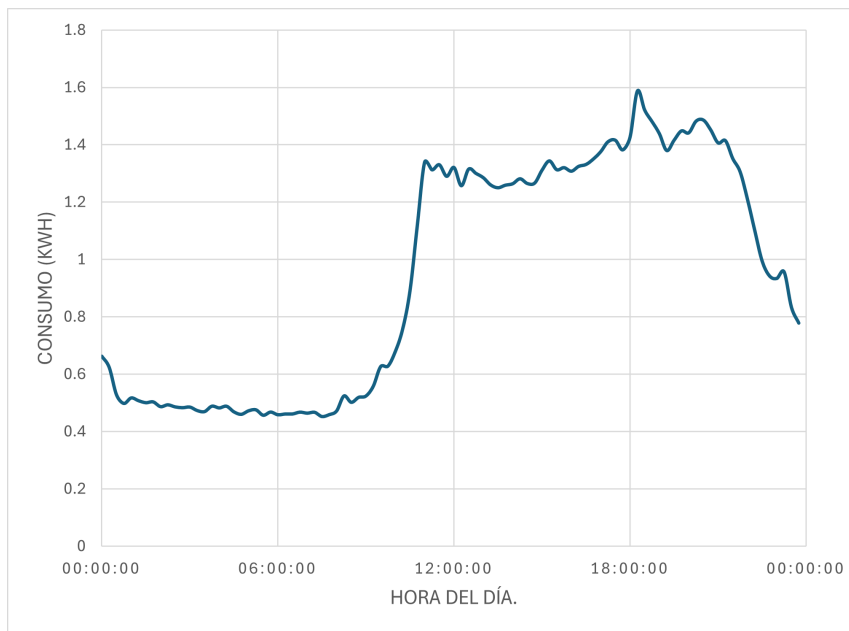


Figura 6.9: Curva de consumo de un cliente comercial con consumo menor a 3000 kWh, con un pico de demanda en horas de la noche
Fuente: Elaboración propia

Según los datos del sistema SIG, este cliente pertenece al sector comercial. Dado que su consumo es inferior a 3 000 kWh, se le factura únicamente en función de su consumo de energía bajo una tarifa monómica. En el análisis, se contemplan varios escenarios en los que el cliente genera un 10 %, 20 %, 30 %, 40 % y 50 % de su consumo mensual mediante la instalación de paneles solares. En la siguiente Tabla 6.35 se detalla la capacidad de generación instalada por el cliente en cada uno de estos escenarios, así como su consumo mensual y natural.

Tabla 6.35: Consumo, consumo natural y capacidad instalada en diferentes escenarios

Escenario	Punta (kWh)	Valle (kWh)	Nocturno (kWh)	Consumo mensual (kWh)	Consumo natural (kWh)	Capacidad Instalada (kWp)
Actual	820,40	1 070,14	933,34	2 823,88	0,00	0,00
10	719,12	890,68	931,70	2 541,49	282,39	2,13
20	617,83	711,22	930,06	2 259,11	564,78	4,27
30	516,55	531,75	928,42	1 976,72	847,16	6,40
40	415,26	352,29	926,77	1 694,33	1 129,55	8,53
50	313,98	172,83	925,13	1 411,94	1 411,94	10,66

Los ingresos y costos por escenario son los siguientes:

Tabla 6.36: Ingresos del cliente comercial con tarifa monómica por escenario

Rubro	Sin GDA	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
Energía	¢ 255 617,81	¢ 230 056,03	¢ 204 494,25	¢ 178 932,46	¢ 153 370,68	¢ 127 808,90
T-DER	¢ 0,00	¢ 462,77	¢ 925,54	¢ 1 388,31	¢ 1 851,07	¢ 2 313,84
T-AC	¢ 0,00	¢ 4 391,14	¢ 8 782,27	¢ 13 173,41	¢ 17 564,55	¢ 21 955,68
Total	¢ 255 617,81	¢ 234 909,93	¢ 214 202,06	¢ 193 494,18	¢ 172 786,30	¢ 152 078,43

Tabla 6.37: Costos del cliente comercial con tarifa monómica por escenario

Rubro	Sin GDA	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
Energía P	¢45 786,61	¢40 133,94	¢34 481,27	¢28 828,60	¢23 175,93	¢17 523,26
Energía V	¢48 916,24	¢48 916,24	¢40 712,97	¢32 509,70	¢24 306,43	¢16 103,16
Energía N	¢36 484,16	¢36 484,16	¢36 420,03	¢36 355,90	¢36 291,76	¢36 227,63
T-TE	¢18 863,53	¢16 977,18	¢15 090,83	¢13 204,47	¢11 318,12	¢9 431,77
Total	¢150 050,54	¢142 511,52	¢126 705,09	¢110 898,67	¢95 092,24	¢79 285,81

El beneficio bruto por escenario es igual a:

Tabla 6.38: Ingresos, costos y beneficio bruto por escenario del cliente comercial con factura monómica

Escenario	Ingresos	Costos	Beneficio bruto	%	%Disminución de Beneficio Bruto
Actual	€ 255 617,81	€ 150 050,54	€ 105 567,26		–
10 %	€ 234 909,93	€ 142 511,52	€ 92 398,41		12,47
20 %	€ 214 202,06	€ 126 705,09	€ 87 496,96		17,12
30 %	€ 193 494,18	€ 110 898,67	€ 82 595,51		21,76
40 %	€ 172 786,30	€ 95 092,24	€ 77 694,07		26,4
50 %	€ 152 078,43	€ 79 285,81	€ 72 792,62		31,04

Como se puede observar en la Tabla 6.38, los porcentajes de disminución del beneficio bruto de la empresa siguen una tendencia a la baja. Este patrón es particular, ya que no se presenta en el caso general mostrado en la Tabla 6.34, donde se observa una disminución variada que no sigue una tendencia uniforme hacia la baja. Además, este comportamiento tampoco se manifiesta en el caso que se presentará a continuación. Esta diferencia resalta la necesidad de realizar un análisis más detallado sobre el impacto de la generación distribuida en la rentabilidad de los clientes con tarifa monómica.

Por otro lado, se presenta un análisis del beneficio bruto obtenido por los clientes con un consumo superior a 3,000 kWh, quienes experimentan su máximo consumo durante las horas nocturnas, cuando el panel solar no genera energía. Este estudio se centra en los clientes que cuentan con una tarifa binómica, que implica el pago por consumo de energía y demanda. Para el análisis, se tomó como referencia a un cliente individual, cuya curva de consumo diario se construyó a partir del promedio de los consumos por hora, utilizando datos de medidores AMI de los meses de julio y agosto. El consumo mensual promedio de este cliente es de 8,056.19 kWh, y el pico de demanda se registra a las 19:15 durante el periodo de punta nocturna. La curva de demanda correspondiente se presenta en la Figura 6.10.

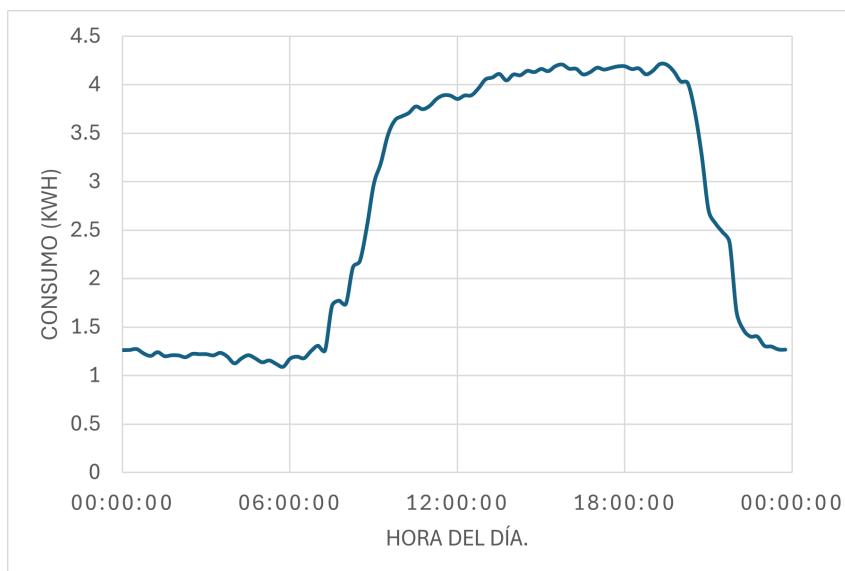


Figura 6.10: Curva de consumo de un cliente comercial con consumo mayor a 3000 kWh, con un pico de demanda en horas de la noche

Fuente: Elaboración propia

De manera similar al ejemplo anterior, se consideran escenarios en los que se instalan paneles solares que cubren el 10 %, 20 %, 30 %, 40 % y 50 % del consumo mensual del cliente comercial. La siguiente Tabla 6.39 detalla la capacidad de generación instalada por el cliente en cada uno de estos escenarios, así como su consumo mensual y demanda de potencia.

Tabla 6.39: Consumo mensual, demanda y capacidad instalada por escenario con tarifa binómica

Escenario	Punta (kWh)	Valle (kWh)	Nocturno (kWh)	Consumo mensual (kWh)	Demanda (kW)	Cap. Instalada (kWp)
Sin GDA	2 475,58	3 650,83	1 929,78	8 056,19	16,86	0,00
10 %	2 186,63	3 138,84	1 925,10	7 250,57	16,86	6,08
20 %	1 897,67	2 626,85	1 920,42	6 444,95	16,86	12,17
30 %	1 608,72	2 114,87	1 915,74	5 639,33	16,86	18,25
40 %	1 319,77	1 602,88	1 911,06	4 833,71	16,86	24,34
50 %	1 030,82	1 090,89	1 906,38	4 028,09	16,86	30,42

Los ingresos y costos por escenario son los siguientes:

Tabla 6.40: Ingresos del cliente comercial con tarifa binómica por escenario

Rubro	Sin GDA	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
Energía	€ 410 221,12	€ 369 199,01	€ 328 176,89	€ 287 154,78	€ 246 132,67	€ 205 110,56
Demanda	€ 139 382,35	€ 139 382,35	€ 139 382,35	€ 139 382,35	€ 139 382,35	€ 139 382,35
T-DER	€ 0,00	€ 1 320,22	€ 2 640,44	€ 3 960,67	€ 5 280,89	€ 6 601,11
Total	€ 549 603,47	€ 509 901,58	€ 470 199,69	€ 430 497,80	€ 390 795,91	€ 351 094,02

Tabla 6.41: Costos del cliente comercial con tarifa binómica por escenario

Rubro	Sin GDA	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
Energía P	€ 138 161,93	€ 122 035,55	€ 105 909,18	€ 89 782,81	€ 73 656,43	€ 57 530,06
Energía V	€ 166 879,32	€ 166 879,32	€ 143 476,40	€ 120 073,47	€ 96 670,55	€ 73 267,63
Energía N	€ 75 435,28	€ 75 435,28	€ 75 252,32	€ 75 069,35	€ 74 886,38	€ 74 703,42
T-TE	€ 53 815,34	€ 48 433,81	€ 43 052,27	€ 37 670,74	€ 32 289,20	€ 26 907,67
Total	€ 434 291,86	€ 412 783,96	€ 367 690,16	€ 322 596,37	€ 277 502,57	€ 232 408,78

El beneficio bruto por escenario es igual a:

Tabla 6.42: Ingresos, costos y beneficio bruto por escenario del cliente comercial con factura binómica

Escenario	Ingresos	Costos	Beneficio bruto
Actual	₡ 549 603,47	₡ 434 291,86	₡ 115 311,61
10 %	₡ 509 901,58	₡ 412 783,96	₡ 97 117,62
20 %	₡ 470 199,69	₡ 367 690,16	₡ 102 509,53
30 %	₡ 430 497,80	₡ 322 596,37	₡ 107 901,43
40 %	₡ 390 795,91	₡ 277 502,57	₡ 113 293,34
50 %	₡ 351 094,02	₡ 232 408,78	₡ 118 685,24

En la Tabla 6.42, se presenta un caso particular en el que, aunque inicialmente el beneficio bruto disminuye un 9,46 %, lo que representa la mayor caída, se observa un cambio de tendencia en los escenarios posteriores. A medida que el cliente instala generación distribuida que cubre una mayor proporción de su consumo mensual, el beneficio bruto comienza a recuperarse. En el escenario donde la generación distribuida cubre el 50 % del consumo mensual, se registra una ganancia del beneficio bruto cercana al 3 %. Esto indica que, bajo ciertos escenarios y patrones de consumo, es posible generar beneficios.

Sin embargo, en la mayoría de los casos analizados, se concluye que la integración de generación distribuida tiende a generar pérdidas en el beneficio bruto. Ello resalta la importancia de que la Empresa de Servicios Públicos de Heredia realice estudios técnicos y financieros detallados para comprender el impacto de la penetración de la generación distribuida en sus circuitos de distribución y planificar estrategias adecuadas para mantener la rentabilidad.

Capítulo 7

Conclusiones y recomendaciones

7.1. Conclusiones

En general, la información contenida en el Sistema de Información Geográfica (SIG) de ESPH S.A. cuenta con los datos necesarios para la migración del modelo al software de simulación ETAP. Solo se presentaron algunos casos puntuales en los que fue necesario corregir ciertos datos. Debido a la gran cantidad de información involucrada, se desarrolló un algoritmo capaz de detectar automáticamente los casos específicos que requieren ajustes en el SIG.

Se elaboró un catálogo detallado con la información del circuito de distribución, extrayendo las características presentes en el SIG de los distintos elementos y completando los datos faltantes con librerías y valores típicos del software ETAP. Este catálogo es fundamental, ya que constituye la base de información que luego se asocia al código de migración del circuito.

Además, se desarrolló un código en Python, para extraer de manera eficiente y rápida los datos de los medidores AMI. Entre la información obtenida se incluyen la demanda máxima coincidente y no coincidente de los medidores, así como la extracción de curvas de demanda típicas clasificadas por rangos de consumo mensual. Esto permitió realizar una estimación del consumo de los clientes con medidores convencionales y una proyección de la demanda máxima basada en el consumo mensual de los abonados industriales y del sector comercial/servicios.

El algoritmo en Python permite migrar los datos del SIG a un modelo georreferenciado en ETAP, vinculando además la información del GIS con el catálogo de transformadores, cables y líneas. Esto facilita la ejecución de estudios de flujo de potencia balanceados en el software de simulación.

El análisis financiero muestra en general una mayor disminución de los ingresos en comparación con los costos, siendo el beneficio bruto menor por cada aumento de capacidad instalada de generación distribuida integrada al circuito de distribución. Además de esto, se muestra mediante una curva típica de consumo obtenida a partir de datos muestrales de clientes industriales y de comercio/servicios en los cuales la generación distribuida coincide en el horario de demanda máxima, causando para estos casos una disminución en la demanda máxima natural de estos abonados, lo que genera que estos facturen un monto menor a la capacidad que debe tener la empresa para abastecer esta demanda en caso de que el sistema de generación distribuida deje de funcionar.

7.2. Recomendaciones

Se presentan casos específicos en los que el módulo no realizó la conexión correcta entre los elementos trifásicos y monofásicos (una fase y fase partida), de tal manera que se llevan a cabo las conexiones entre los elementos pero el software no crea el elemento que asocia la fase de la derivación mediante un elemento de adaptador de fase, lo que no permite realizar flujos de potencia desbalanceados como los que

normalmente se presentan en un circuito de distribución, por lo que se recomienda a ESPH S.A realizar la consulta pertinente y hacer las modificaciones en caso de ser necesario del código para el modelo exacto del circuito, antes de adquirir el módulo.

Se recomienda a ESPH S.A la contratación de un servidor capaz de almacenar más datos históricos de los medidores AMI, dado que el contratado actualmente solo es capaz de almacenar los datos de tres meses previos, a su vez seguir con la instalación de medidores AMI en cada circuito, dado que es la forma más precisa de modelar las cargas de los circuitos, además de toda la información que puede ser extraída de estas mediciones, como lo son la calidad de la energía, los perfiles de demanda de los clientes, entre otros.

Se recomienda, a ESPH S.A., realizar estudios con base en más escenarios o con más datos muestrales para mejor la aproximación del análisis económico-reales para la cuantificación del impacto generado por la integración de generación distribuida de los abonados, teniendo en consideración perfiles de consumo de los usuarios, además de perfiles de generación de los sistemas de generación distribuida.

Se recomienda a ESPH S.A. mantener la base de datos de los elementos de media y baja tensión actualizados, además de añadir información importante al sistema de información geográfica, como lo pueden ser las impedancias de las líneas aéreas y subterráneas de distribución, además de las impedancias de los transformadores, estos en caso de estar disponibles y, si no se cuenta con esta información, estandarizar las características físicas de los conductores, con el fin de obtener resultados repetibles entre estudios técnicos realizados mediante el software de simulación.

Bibliografía

- [1] Grupo ICE, “Plan de expansión de la generación eléctrica 2022-2040,” 2023. [Online]. Disponible en: https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/741c8397-09f0-4109-a444-bed598cb7440/PLAN+DE+EXPANSI%C3%93N+DE+LA+GENERACI%C3%93N+EL%C3%89CTRICA+2020%E2%80%932035_compressed.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJADNyI. [Accedido: 2 de mayo de 2024].
- [2] ARESEP, “Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN,” 2023. [Online]. Disponible en: <https://aresep.go.cr/electricidad/normativa/normativa-tecnica-nacional/>. [Accedido: 4 de mayo de 2024].
- [3] Asamblea Legislativa de Costa Rica, “promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables,” 2021. [Online]. Disponible en: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064. [Accedido: 1 de mayo de 2024].
- [4] ESPH, “Historia de la empresa,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.esph-sa.com/sobre-la-esph/historia>. [Accedido: 2 de mayo de 2024].
- [5] ESPH, “Plan estratégico 2021-2025,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.esph-sa.com/sobre-la-esph/filosofia-empresarial/plan-estrategico-2021-2025>. [Accedido: 2 de mayo de 2024].
- [6] ESPH, “Filosofía empresarial,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.esph-sa.com/sobre-la-esph/filosofia-empresarial/organigrama-institucional>. [Accedido: 2 de mayo de 2024].
- [7] Grupo ICE, “Informe del Crecimiento e Impacto de la Generación Distribuida en Costa Rica 2019,” 2020. [Online]. Disponible en: https://grupoice.go.cr/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR. [Accedido: 2 de mayo de 2024].
- [8] K. J. Sáenz-González, “Estudio del comportamiento de una red de distribución monofásica en 34,5 kV para el análisis de la penetración de recursos distribuidos de generación solar en la red eléctrica de JASEC, mediante la aplicación de la Ley 10086,” 2023.
- [9] E. D. Brenes-Fallas, “Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086,” 2023.
- [10] J. P. Morales-Hernández, “Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de JASEC mediante modelado y simulación en ETAP,” 2023.
- [11] MINAE, “Plan de Descarbonización,” 2019. [Online]. Disponible en: <https://cambioclimatico.minae.go.cr/wp-content/uploads/2019/11/PLAN-NACIONAL-DESCARBONIZACION.pdf>. [Accedido: 2 de mayo de 2024].
- [12] Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (Mideplan), “Plan Estratégico Nacional 2050,” 2022. [Online]. Disponible en: <https://www.mideplan.go.cr/plan-estrategico-nacional-2050>. [Accedido: 3 de mayo de 2024].

- [13] I. Valdés, “Costa Rica anuncia racionamiento eléctrico por la sequía,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://cnnespanol.cnn.com/2024/05/10/costa-rica-anuncia-racionamiento-electrico-por-la-sequia/>. [Accedido: 20 de mayo de 2024].
- [14] Gustavo Valverde y José Lara and José Rojas and Adolfo Lobo and Andrés Argüello and Catherine Montiel, “Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL,” informe, Universidad de Costa Rica, nov 2015. [Online]. Disponible en: <https://www.kerwa.ucr.ac.cr/items/e33e674b-adc7-4e91-bfa8-d44ed5324951>.
- [15] A. Abur and A. Gómez Expósito, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Aravaca: McGraw-Hill, 2002.
- [16] T. Wildi, *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. Pearson Educación, 2007.
- [17] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia, Tercera edición, Editorial Thomson Learning*. México, 2004.
- [18] S. Chapman, *Máquinas eléctricas*. McGraw-Hill, 2012.
- [19] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996.
- [20] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric power systems research*, vol. 57, no. 3, 2001.
- [21] C. Echevarría and G. Monge, *Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y desafíos*. Banco Interamericano de Desarrollo, 2017. Disponible: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/13971/generacion-distribuida-para-autoconsumo-en-costa-rica-oportunidades-y-desafios#:~:text=El%20presente%20estudio%20se%20enfoca%20en%20un%20tipo,a%C3%B1os%2C%20con%20el%20prop%C3%B3sito%20de%20promover%20su%20desarrollo>.
- [22] TECHNO SUN, “Paneles solares,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.technosun.com/es/paneles-solares/>. [Accedido: 10 de sep. de 2024].
- [23] NOVELEC, “Energía solar fotovoltaica,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.gruponovelec.com/productos/renovables/energia-solar-fotovoltaica/c/11-1-33>. [Accedido: 10 de sep. de 2024].
- [24] CONERMEX, “Paneles solares,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.conermex.com.mx/catalogo-conermex.pdf>. [Accedido: 10 de sep. de 2024].
- [25] ARESEP, “Norma técnica supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.,” 2015. [Online]. Disponible en: https://aresep.go.cr/wp-content/uploads/2015/08/Norma_tecnica_supervision_de_la_calidad_del_suministro_electrico_en_baja_y_media_tension_AR-NT-SUCAL-2015_actualizada_a_febrero_2016.pdf. [Accedido: 15 de sep. de 2024].
- [26] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. CRC press, 2018.
- [27] EPERLab, “Manual de uso del complemento "qgis2opendss",” 2017. [Online]. Disponible en: <https://usermanual.wiki/Document/ManualQGIS2OPENSS.1386633148.pdf>. [Accedido: 20 de Jun. de 2024].
- [28] QGIS Development Team, *QGIS User Manual: Explode Lines*. Open Source Geospatial Foundation Project, 2023.
- [29] Global Solar Atlas, “Specific photovoltaic power output,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map?c=9.763198,-84.528809,8>. [Accedido: 15 de Oct. de 2024].

- [30] ARESEP, “Metodología Tarifaria Derivada de la Ley N.º 10086,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://aresep.go.cr/electricidad/metodologias/>. [Accedido: 15 de Oct. de 2024].
- [31] ESPH, “Tarifas vigentes de esph.,” 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.esph-sa.com/energia-electrica/tarifas-vigentes>. [Accedido: 15 de Oct. de 2024].
- [32] CNFL, “Recursos energéticos distribuidos.” [Online], 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.cnfl.go.cr/servicios/electricos/recursos-energeticos-distribuidos>. [Accedido: 15 de Oct. de 2024].
- [33] Grupo ICE, “Tarifas vigentes del ice.,” 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES>. [Accedido: 15 de Oct. de 2024].

Anexos

Tabla 7.1: Perfil de generación del panel solar. Fuente: Elaboración propia.

Hora	Porcentaje generado por hora	Generado por 1 kWp
05:45	0.153	0.007
06:00	0.428	0.018
06:15	0.673	0.029
06:30	0.922	0.039
06:45	1.173	0.050
07:00	1.43	0.061
07:15	1.68	0.072
07:30	1.94	0.083
07:45	2.19	0.094
08:00	2.42	0.103
08:15	2.61	0.111
08:30	2.8	0.120
08:45	3	0.128
09:00	3.19	0.136
09:15	3.38	0.144
09:30	3.56	0.152
09:45	3.74	0.160
10:00	3.84	0.164
10:15	3.83	0.164
10:30	3.83	0.164
10:45	3.83	0.164
11:00	3.79	0.162
11:15	3.7	0.158
11:30	3.63	0.155
11:45	3.55	0.152

Continúa en la siguiente página

Hora	Porcentaje generado del día	Generado por 1 kWp
12:00	3.42	0.146
12:15	3.23	0.138
12:30	3.05	0.130
12:45	2.87	0.123
13:00	2.7	0.115
13:15	2.56	0.109
13:30	2.41	0.103
13:45	2.26	0.097
14:00	2.08	0.089
14:15	1.87	0.080
14:30	1.65	0.070
14:45	1.44	0.062
15:00	1.24	0.053
15:15	1.05	0.045
15:30	0.86	0.037
15:45	0.66	0.028
16:00	0.5	0.021
16:15	0.37	0.016
16:30	0.244	0.010