

TEC | Tecnológico
de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica



*MODELADO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA Y BAJA
TENSIÓN RESIDENCIALES PARA EL ANÁLISIS DE LA
PENETRACIÓN DE RECURSOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN
ESPH S.A, DE ACUERDO CON LOS REQUISITOS DE LA LEY N° 10086.*

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

Autor:

Deiner Josué Alpízar Alpízar

Cartago, Noviembre 2024



Carrera evaluada y acreditada por: Agencia de Acreditación de
programas de Ingeniería y de Arquitectura

 **CC BY-NC-SA 4.0**

Modelado de redes de distribución de media y baja tensión residenciales para el análisis de la penetración de recursos de generación distribuida en ESPH S.A, de acuerdo a los requisitos de la Ley N° 10086. © 2024 por está bajo CC BY-NC-SA 4.0

Esta obra está bajo CC BY-NC-SA 4.0. Para ver una copia de esta licencia, visite <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

CARTA DE FILÓLOGA

Heredia, 30 de octubre del 2024

Señores (as)
Escuela de Ingeniería Electromecánica
Tecnológico de Costa Rica

Estimado Señor (as)

Por este medio, la suscrita Edith Raissa Pizarro Alfaro, cédula de identidad N° 401780133, miembro activo del Colopro bajo el número 35554, doy fe de haber corregido exhaustivamente el documento titulado: **"MODELADO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN RESIDENCIALES PARA EL ANÁLISIS DE LA PENETRACIÓN DE RECURSOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ESPH S.A, DE ACUERDO CON LOS REQUISITOS DE LA LEY N° 10086."**, que estuvo a cargo del estudiante: **Deiner Josué Alpizar Alpizar**, con respecto a los siguientes aspectos:

1. Lexicografía, morfología, fondo y forma en su totalidad.
2. Uso correcto de las preposiciones.
3. Usos lingüísticos de los signos de puntuación, interrogación y exclamación.
4. Los solecismos, barbarismos, cacofonías, anfibologías, monotonía del lenguaje, redundancia, pleonasmos y la ortografía.

Por tanto, doy fe que este proyecto contiene un fondo claro y preciso de la propuesta expresada en el mismo, con ideas correctas, que mantienen el hilo conductor a lo largo del documento.

Atentamente,

Firmado por EDITH RAISSA PIZARRO ALFARO (FIRMA)
PERSONA FISICA, CPF-04-0178-0133. Fecha declarada: 01/11/2024 11:46 AM
Esta representación visual no es una fuente de confianza, valide siempre la firma.

Lcda. Edith Raissa Pizarro Alfaro
Código 35554

Hoja de Datos

Datos personales

Nombre completo: Deiner Josué Alpizar Alpizar

Número de cédula: 2 0808 0127

Número de carné: 2019162680

Números de teléfono: +506 8474 0855

Correo electrónico: 23aldj@estudiantec.cr / aljdanner@gmail.com

Dirección exacta de domicilio: Oriental, Cartago, Cartago, Costa Rica. 800 m oeste de la entrada principal del Tecnológico de Costa Rica, sobre Av. 12.

Información del Proyecto

Título: Modelado de redes de distribución de media y baja tensión residenciales para el análisis de la penetración de recursos de generación distribuida en ESPH S.A, de acuerdo con los requisitos de la Ley N° 10086.

Asesor Industrial: Ing. Ángel Gómez Avendaño.

Profesor Guía: Ing. Luis Carlos Muñoz Chacón, Magister.

Jurado Evaluador:

Ing. Gonzalo Mora Jiménez, Magister.

Ing. Juan José Rojas Hernández, Magister.

Datos de la Empresa

Nombre: Empresa de Servicios Públicos Heredianos (E.S.P.H. S.A)

Actividad Principal: ESPH brinda los servicios de alumbrado público, telecomunicaciones, alcantarillado sanitario, agua potable y energía eléctrica con calidad y continuidad.

Dirección: Heredia, 150 m al sur del Banco de Costa Rica de Heredia centro.

Contacto: Ing. Ángel Gómez Avendaño.

Teléfono: 25623974

Contacto: Lic. Rebeca Sánchez Vargas.

Teléfono: 25623841

Carta de aceptación de la empresa



Heredia 26 de Abril 2024.

Profesor: Ing. Sebastián Mata Ortega
Coordinador de Trabajo Final de Graduación de la carrera.
Tecnológico de Costa Rica TEC.
Presente

Reciba un cordial saludo por parte de la Empresa Servicios Públicos de Heredia ESPH.SA. Por este motivo, le informamos que se ha aceptado a Deiner Alpizar Alpizar, cédula 2-0808-0127, estudiante regular, quien debe realizar su práctica en este ciclo lectivo, 2024.

Finalmente, la persona que estará a cargo de supervisar las labores encomendadas de la practicante será el señor Angelo Gomez Avendaño quien ejerce el cargo de ES2 UEN EEYAP / Automatización de la Operación, teléfono 2562-3974, correo electrónico agomez@Esph-sa.com.

Se extiende la presente a solicitud del estudiante, el día lunes 26 de abril del 2024, quedando a las órdenes, se despide,

Rebeca Sánchez Vargas
Gestión y Desarrollo Humano

Carta de aceptación de TFG de la empresa



7 de noviembre de 2024

EEA-ON-OP-236-2024

Señores (as)

Escuela de Ingeniería Electromecánica

Tecnológico de Costa Rica

Carta aceptación TFG-ESPH Deiner Alpizar

Estimados Señores (as)

Por este medio se les informa que la Empresa de Servicio Públicos de Heredia S.A (ESPH), recibió el 07 de noviembre de 2024 el informe final del Trabajo Final de Graduación con el título "Modelado de redes de distribución de media y baja tensión residenciales para el análisis de la penetración de recursos de generación distribuida en ESPH S.A, de acuerdo con los requisitos de la Ley N° 10086".

El proyecto fue realizado por el estudiante Deiner Josué Alpizar Alpizar, cédula de identidad 208080127, 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.

Sin más que agregar se despide,

ANGELO
GOMEZ
AVENDAÑO
(FIRMA)

Firmado digitalmente
por ANGELO GOMEZ
AVENDAÑO (FIRMA)
Fecha: 2024.11.07
15:12:35 -06'00'

Atentamente,

Angelo Gomez Avendano
Optimización del Negocio

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

ISO 14001 | INTE G35 | ISO 9001 | ISO 45001

Resumen

La integración creciente de sistemas de generación distribuida (GD) en las redes eléctricas presenta desafíos significativos para empresas distribuidoras como ESPH S.A. Estos incluyen impactos técnicos desfavorables, incertidumbres en la operación y riesgos para la estabilidad y calidad del suministro eléctrico. Reconociendo estos desafíos, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) ha promulgado la Ley N° 10086, que regula la inserción de GD y exige a las empresas distribuidoras mantener actualizados los datos de sus redes y modelar sus circuitos para evaluar la capacidad de integración de nuevas GD.

Este proyecto tuvo como objetivo desarrollar un sistema integral de gestión de datos georreferenciados para un circuito de distribución residencial de ESPH S.A. Se buscó implementar un algoritmo de análisis de datos en Python, completar un formato para importación de datos, construir un catálogo técnico de elementos eléctricos de distribución, y realizar un análisis de sensibilidad económica. Todo esto alineado con los requisitos del *Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)* de la Ley N° 10086 en su primera etapa, con miras a mejorar la eficiencia operativa y la planificación estratégica en la gestión energética.

En la ejecución del proyecto, se trabajó con las bases de datos georreferenciadas proporcionadas por ESPH. Si bien estas bases contenían información detallada sobre muchos elementos del circuito, se identificaron carencias en ciertos datos, lo que dificulta la modelación precisa de todos los componentes. Algunos procesos de obtención de puntos de conexión (buses) no pudieron realizarse mediante las herramientas habituales del software QGIS y requirieron manipulación manual. Esto se debió a la forma en que ciertas capas de datos, especialmente las de líneas secundarias subterráneas en condominios como Francosta y Bella Vista, fueron construidas con deficiencias que impiden su correcta manipulación. Se desarrolló un algoritmo en Python para depurar y organizar los datos, y se probó la importación al software de simulación ETAP, a pesar de conseguir el objetivo de importación y construcción del modelo, se encontraron limitaciones técnicas al modelar cables subterráneos y líneas aéreas secundarias, debido a restricciones en el software y a errores en las capas de datos geográficos, también a la falta de capacidad de buses permitidos del módulo "GIS Excel - Import" para realizar pruebas de flujo de energía y potencia.

El análisis de los datos de los medidores inteligentes (AMI) permitió estimar perfiles de demanda y consumo de energía, brindando una comprensión más profunda del comportamiento del circuito. No obstante, la falta de datos de clientes con sistemas GD limita la capacidad para proyectar con precisión el impacto de una mayor penetración de GD en la red. Aunque, la interpretación de los datos de consumo permitió identificar que el día de mayor demanda fue un martes, con una demanda máxima de 300.47 kW en la semana 1, específicamente el 2 de julio. Esta información es crucial para considerar escenarios críticos en la planificación y análisis de la red. Se contó con el apoyo del Departamento de Sistemas de Información Geográfica para comprender mejor los datos y del personal administrativo para obtener información sobre los costos asociados al pago de electricidad al ICE. Por ende, al simular un escenario donde una muestra de clientes instalaba sistemas GD, se observó una disminución del 26.12% en la demanda para esa muestra. Esto resultó en cambios en los ingresos de la empresa, con una reducción en las ganancias mensuales después del segundo mes. Además, el consumo del alimentador disminuyó en pagos por energía al proveedor principal.

Se concluye que, para avanzar en la integración efectiva y segura de sistemas GD, ESPH necesita actualizar y completar sus bases de datos, adquirir las herramientas de software adecuadas y ampliar el uso de medidores AMI. Además, es fundamental incorporar en los análisis datos sobre calidad y estabilidad de la energía, así como costos de mantenimiento, para obtener una evaluación más completa del impacto de la GD. También, se enfatizará el cumplimiento de los procedimientos establecidos por la Ley N° 10086, asegurando una integración segura y eficiente de los sistemas GD, y promoviendo una mejora continua en los procesos y tecnologías utilizadas.

Con las recomendaciones, ESPH estará mejor posicionada para cumplir con los requisitos regulatorios, optimizar la operación de su red y tomar decisiones estratégicas informadas. Esto beneficiará tanto a la empresa como a sus clientes, promoviendo un equilibrio entre la adopción de tecnologías innovadoras y la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

Abstract

The increasing integration of distributed generation (DG) systems into electric grids presents significant challenges for distribution companies such as ESPH S.A. These include unfavorable technical impacts, uncertainties in operation, and risks to the stability and quality of electricity supply. Recognizing these challenges, the Public Services Regulatory Authority (ARESEP) has enacted Law No. 10086, which regulates the insertion of DG and requires distribution companies to keep their network data up to date and model their circuits to assess the capacity for integration of new DG.

The objective of this project was to develop a comprehensive georeferenced data management system for a residential distribution circuit of ESPH S.A. We sought to implement a data analysis algorithm in Python, complete a data import format, build a technical catalog of electrical distribution elements, and perform an economic sensitivity analysis. All this was aligned with the requirements of the first stage of the *Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)* of Law No. 10086, with a view to improving operational efficiency and strategic planning in energy management.

In the execution of the project, we worked with the georeferenced databases provided by ESPH. Although these databases contained detailed information on many elements of the circuit, some data gaps were identified, making it difficult to accurately model all the components. Some processes of obtaining connection points (buses) could not be performed using the usual QGIS software tools and required manual manipulation. This was due to the way certain data layers, especially those of subway secondary lines in condominiums such as Francosta and Bella Vista, were constructed with deficiencies that prevent their correct manipulation. An algorithm was developed in Python to debug and organize the data, and the import to ETAP simulation software was tested, despite achieving the objective of importing and building the model, technical limitations were found when modeling subway cables and secondary overhead lines, due to restrictions in the software and errors in the geographic data layers, also to the lack of capacity of buses allowed by the “GIS Excel - Import” module to perform energy and power flow tests.

The analysis of smart meter (AMI) data allowed estimating energy demand and consumption profiles, providing a deeper understanding of the circuit behavior. However, the lack of data from customers with DG systems limits the ability to accurately project the impact of increased DG penetration on the grid. Although, interpretation of the consumption data did identify that the highest demand day was a Tuesday, with a peak demand of 300.47 kW in week 1, specifically July 2. This information is crucial to consider critical scenarios in network planning and analysis. Support was provided by the Geographic Information Systems Department to better understand the data and by the administrative staff to obtain information on the costs associated with the payment of electricity to ICE. Thus, by simulating a scenario where a sample of customers installed DG systems, a 26.12% decrease in demand was observed for that sample. This resulted in changes in the company’s revenues, with a reduction in monthly profits after the second month. In addition, feeder consumption decreased in energy payments to the main supplier.

It is concluded that, in order to move forward with effective and secure DG system integration, ESPH needs to update and populate its databases, acquire appropriate software tools, and expand the use of AMI meters. In addition, it is critical to incorporate power quality and stability data, as well as maintenance costs, into the analyses to obtain a more complete assessment of the impact of DG. Compliance with the procedures established by Law No. 10086 will also be emphasized, ensuring a safe and efficient integration of DG systems, and promoting continuous improvement in the processes and technologies used.

With the recommendations, ESPH will be better positioned to comply with regulatory requirements, optimize the operation of its network and make informed strategic decisions. This will benefit both the company and its customers, promoting a balance between the adoption of innovative technologies and the stability and efficiency of the electric system.

Agradecimientos

A ESPH S.A y al Ing. Ángelo Gómez Avendaño por la oportunidad de realizar mi proyecto con la empresa y la valiosa guía, ayuda y orientación ofrecida para el éxito del trabajo, brindando consejos sobre los procedimientos y demostrándome la realidad de ser un ingeniero en Mantenimiento Industrial en el campo laboral de distribución eléctrica.

Al profesor Magister Ing. Gustavo Gómez Ramírez por tomarme en cuenta en la realización de estos proyectos y al profesor Magister Ing. Luis Carlos Muñoz Chacón por ser un buen profesor guía durante este proyecto y estar al pendiente en todo momento.

A mis amigos y compañeros de universidad, por haber estado desde el inicio y hasta ahora, por la ayuda, el apoyo durante cada curso y no desistir en ningún momento.

A Alexander López Corrales por ser un excelente compañero de trabajo en la realización de un proyecto similar en paralelo en la empresa, por la ayuda mutua, consejos y apoyo constante durante todo este proceso.

Al Instituto Tecnológico de Costa Rica, por abrirme las puertas en 2019 para perseguir mis sueños de ser un profesional en el área, a forjar mi carácter profesional y me permitió conocer a gente que se ha hecho importante en mi vida, así también, a los profesores de la universidad, que ayudaron de alguna u otra manera a guiar mi camino profesional, que han visto y destacado cualidades de mi persona, que han aconsejado con gran peso personal y profesional y también me han dado la libertad de proponer y explorar proyectos de interés.

A Dios y a la Virgen de Los Ángeles, por ser siempre una guía y cuidadores, portadores de las oraciones de mi abuela y familia para lograr este título.

Por último, agradezco a todas mis amistades, familiares y conocidos cercanos que no mencioné acá, pero siempre me brindaron la ayuda de alguno u otra manera para conseguir esto.

Dedicatoria

A mis padres Carmen Graciela Alpizar Morera y Geiner Antonio Alpizar Alpizar, quienes con mucho amor, esfuerzo, trabajo y sacrificio siempre han estado apoyándome para que haya logrado estar acá cumpliendo este sueño de ser ingeniero, este título es por y para ustedes.

A mi hermano, quien ha sido fuente de motivación para que yo haya logrado salir adelante.

A mis abuelos y familia, quienes con mucho amor y orgullo les ofrezco este logro gracias a sus buenos deseos y apoyo incondicional para convertirme en el primer ingeniero de la familia.

A mis mejores amigos de vida y universidad, quienes siempre han estado a mi lado en las situaciones más difíciles y me han motivado a seguir adelante.

A una persona muy especial, quien fue fuente de motivación e inspiración durante estos últimos años de universidad; a ella que estuvo muy cerca siempre apoyándome y motivando a conseguir este triunfo.

Índice general

Nomenclatura	1
1. Introducción	2
1.1. Reseña de la empresa	3
Reseña de la empresa	3
1.1.1. Historia	3
1.1.2. Visión	3
1.1.3. Misión	3
1.1.4. Organigrama de la empresa	3
Organigrama de la empresa	3
1.2. Antecedentes	4
1.3. Planteamiento del problema	5
1.4. Objetivos	6
1.4.1. Objetivo general	6
1.4.2. Objetivos específicos	6
1.5. Justificación	7
1.6. Alcance	7
1.7. Viabilidad	8
Viabilidad	8
1.8. Administración del riesgo	8
1.9. Metodología por seguir	8
2. Marco Teórico	11
2.1. Sistema Eléctrico Nacional	11
2.1.1. Sistema de generación	11
2.1.2. Transmisión	11
2.1.3. Distribución	11
2.2. Confiabilidad del sistema eléctrico nacional	13
2.3. Generación distribuida	13
2.3.1. Definición	13
2.3.2. Implementación e impacto de sistemas GD	13
2.4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica en Heredia	14
2.5. ETAP®	14
2.6. PYTHON	15
2.7. QGIS	15
2.8. Ley N° 10086	16

2.8.1.	Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN	17
2.8.2.	Tarifas	17
3.	Bases de datos del circuito eléctrico de distribución	20
3.1.	Información técnica del circuito	20
3.1.1.	Datos geográficos de los elementos del circuito	20
3.1.2.	Procedimiento con QGIS	21
3.1.3.	Procedimiento con Python	29
3.1.4.	Procedimiento ETAP [®]	39
4.	Datos AMI	49
4.0.1.	Curvas Típicas de Consumo de Energía	54
4.0.2.	Curva de Demanda de Potencia del Circuito SUR	61
5.	Análisis Económico	63
5.0.1.	Consideraciones	63
5.0.2.	Escenario actual	67
5.0.3.	Escenario con sistemas GD instalados en el circuito SUR	73
6.	Conclusiones y Recomendaciones	79
6.1.	Conclusiones	79
6.2.	Recomendaciones	80
	Bibliografía	84
7.	Anexos	85
A.	Requisitos de ETAP [®] para importar información con el módulo QGIS - Excel	85
B.	Curvas Típicas	95
C.	Catálogo Elementos Eléctricos Circuito SUR ESPH	96

Índice de tablas

1.1. Metodología para el trabajo Final de Graduación	10
3.1. Conversión de configuración y cantidad de fases	31
3.2. Conversión de tensiones y tipo de conexión trifásica y monofásica	31
3.3. Conversión de circuito y subestación de alimentación	32
3.4. Acrónimo para los elementos	34
3.5. Código para los calibres de los conductores para cables y líneas	34
3.6. Acrónimos para las configuraciones de los transformadores	34
3.7. Código para conexión de los transformadores lado primario	35
3.8. Código para conexión de los transformadores lado secundario	35
3.9. Acrónimo para los materiales de los conductores	35
3.10. Código para tipo de transformador	35
3.11. Código transformación voltajes	35
3.12. Indicativos de transformadores del circuito SUR	36
3.13. Líneas primarias aéreas del circuito SUR	37
3.14. Cables primarios subterráneos del circuito SUR	37
3.15. Líneas secundarias aéreas del circuito SUR	37
3.16. Cables secundarios subterráneos del circuito SUR	38
4.1. Distribución de Clientes por Consumo de Energía	51
4.2. Distribución de Clientes por Consumo de Energía	51
4.3. Distribución de Clientes por Consumo de Energía	51
4.4. Distribución de Clientes por Consumo de Energía	51
4.5. Parámetros de medición de un medidor inteligente AMI.	60
4.6. Estadísticas del perfil de demanda de potencia.	62
5.1. Residencial	64
5.2. Comercio y Servicios	65
5.3. Industrial	65
5.4. Preferencial	65
5.5. Acceso GD	66
5.6. Generación Distribuida	66
5.7. Alumbrado Público	66
5.8. Cobros de estudios y acceso para clientes con generador distribuido	66
5.10. Precios mensuales del ICE por uso de su infraestructura.	67
5.11. Ganancia mensual de ESPH por venta de energía.	72
5.12. Demandas de energía de la muestra de clientes que instalan GD	75

5.14. Generación de energía de la muestra de clientes que instalan GD	75
5.16. Autoconsumos de energía de la muestra de clientes que instalan GD	76
5.18. Cobros de energía de la muestra de clientes que instalan GD	76
5.20. Continuación cobros de energía de la muestra de clientes que instalan GD	76
5.22. Diferencia de demanda de la muestra de clientes que instalan GD	77
5.24. Ganancia mensual con GD involucrada	77
5.26. Ganancia el primer mes	77
5.27. Ganancia a partir del segundo mes	78
5.28. Diferencia de consumos y de costos de energía del alimentador.	78
5.29. Ganancias de los escenarios.	78
A.1. Requisitos formato Excel-ETAP [®] - Buses	85
A.2. Continuación requisitos formato Excel-ETAP [®] - Cables	85
A.3. Continuación requisitos formato Excel-ETAP [®] - Líneas	87
A.4. Continuación requisitos formato Excel-ETAP [®] - Transformadores	89
A.5. Continuación requisitos formato Excel-ETAP [®] - Cargas	91
A.6. Continuación requisitos formato Excel-ETAP [®] - Fusibles	92
A.7. Continuación requisitos formato Excel-ETAP [®] - Cuchillas	93
A.8. Continuación requisitos formato Excel-ETAP [®] - Contactor	93
C.1. Catálogo - Fusibles	96
C.2. Continuación catálogo - Cuchillas	96
C.3. Continuación catálogo - Dispositivo de Protección Dinámica	96
C.4. Continuación catálogo - Transformadores	97
C.5. Continuación Catálogo - Líneas	99
C.6. Continuación Catálogo - Cables	99

Índice de figuras

1.1. Organigrama Administración de ESPH S.A	3
2.1. Potencial eléctrico fotovoltico de Costa Rica, 2020	14
3.1. Distribución del circuito eléctrico residencial SUR de ESPH en Ulloa, Heredia, CR en la interfaz de QGIS.	21
3.2. Herramienta <i>dissolver</i> de QGIS.	22
3.3. Herramienta <i>simplificar</i> de QGIS.	23
3.4. Herramienta <i>extraer vértices</i> de QGIS.	23
3.5. Herramienta <i>unir atributos por localización</i> de QGIS.	24
3.6. Herramienta <i>borrar geometrías duplicadas por localización</i> de QGIS.	25
3.7. Obtención de coordenadas de posición de inicio en la calculadora de campo de QGIS.	25
3.8. Obtención de distancias en la calculadora de campo de QGIS.	26
3.9. Comparación filtrado de buses capa subterránea cables secundarios.	27
3.10. Herramienta <i>unir atributos por proximidad</i> de QGIS.	28
3.11. Obtención de coordenadas de posición en la calculadora de campo de QGIS.	29
3.12. Ejemplo de formato base de Excel con los requerimientos necesarios para realizar la importación a ETAP [®]	30
3.13. Representación del proceso del orden de los códigos para completar el formato Excel - ETAP [®]	33
3.14. Diagrama de flujo para la ejecución del código que completa el formato Excel - ETAP [®]	33
3.15. Representación del proceso de construcción del catálogo.	39
3.16. Interfaz de ETAP [®] , ventana View.	40
3.17. Ubicación opción para importar datos de QGIS-Excel.	41
3.18. Ventana de filtrado de información que se importará del modelo.	41
3.19. Ventana de configuración de características del elementos a importar.	42
3.20. Ventana de selección, crear un nuevo Warehouse o seleccionar uno existente para el proyecto.	42
3.21. Ventana de visualización GIS de ETAP.	43
3.22. Secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP [®] del circuito.	43
3.23. Continuación secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP [®] del circuito.	44
3.24. Continuación secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP [®] del circuito.	44
3.25. Continuación secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP [®] del circuito.	45
3.26. Sección de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP [®] del circuito SUR con error de importación.	45
3.27. Ejemplo de configuración y características para el transformador 2776.	46
3.28. Ejemplo de configuración y características para líneas primarias.	46
3.29. Configuración del montaje J48PH para líneas aéreas primarias recomendada para los parámetros de importación.	47
3.30. Características del montaje J48PH para líneas aéreas primarias.	47

3.31. Ejemplo de configuración de selección de tipo y características del conductor de cable subterráneo.	48
3.32. Ejemplo de configuración de selección de tipo y características del conductor de línea aérea y el conductor puesto a tierra.	48
4.1. Representación del proceso del orden de los códigos para extraer la información de los datos AMI.	50
4.2. Diagrama de flujo para la ejecución de los códigos que extraen, acomodan, asocian la información de las bases de datos de QGIS y AMI.	50
4.3. Curvas característica de consumo Residencial del circuito SUR.	52
4.4. Curvas característica de consumo Industrial del circuito SUR.	52
4.5. Curvas característica de consumo de Comercio y Servicio del circuito SUR.	53
4.6. Curvas característica de consumo Preferencial del circuito SUR.	53
4.7. Curva típica para un consumo de 100-200 kWh/mes.	54
4.8. Curva típica para un consumo de 400-500 kWh/mes.	55
4.9. Curva típica para un consumo de 500-700 kWh/mes.	55
4.10. Curva típica para un consumo de 700-900 kWh/mes.	56
4.11. Curva típica para un consumo de 900-1200 kWh/mes.	56
4.12. Curva típica para un consumo de 0-1000 kWh/mes.	57
4.13. Curva típica para un consumo de 1000-3000 kWh/mes.	57
4.14. Curva típica para un consumo de 3000-8000 kWh/mes.	58
4.15. Curva típica para un consumo de 0-700 kWh/mes.	58
4.16. Curva típica para un consumo de 0-100 kWh/mes.	59
4.17. Curva típica para un consumo de 100-200 kWh/mes.	59
4.18. Consumo energético promedio mensual del circuito SUR.	60
4.19. Demanda de potencia promedio máxima semanal del circuito SUR.	61
4.20. Detalle de demanda de potencia promedio máxima correspondiente a la semana 1.	61
5.1. Modelo de negocio para ESPH.	63
5.2. Demanda máxima y total del alimentador del circuito de distribución eléctrica SUR.	68
5.3. Cálculo de cobro mensual para una tarifa preferencial de 700 kWh de consumo.	68
5.4. Cálculos de cobro mensual para distintas tarifas industriales.	69
5.5. Cálculos de cobro mensual para distintas tarifas comerciales.	69
5.6. Cálculos de cobro mensual para distintas tarifas residenciales.	70
5.7. Continuación cálculos de cobro mensual para distintas tarifas residenciales.	71
5.8. Mapa de disponibilidad de penetración de GD en baja tensión en el circuito SUR.	73
5.9. Mapa de disponibilidad de penetración de GD en media tensión en el circuito SUR.	73
7.1. Curva típica para un consumo de 50-100 kWh/mes.	95
7.2. Curva típica para un consumo de 300-400 kWh/mes.	95

Nomenclatura

A	Amperio - Amper
AC	Corriente Alterna
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BT	Baja Tensión
CPU	Unidad Central de Procesamiento
DC	Corriente Directa
DER	Dispositivo de Generación Distribuida
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ETAP	Electrical Transcient and Analysis Program
GAM	Gran Área Metropolitana
GD	Generación Distribuida
GIS	Sistema de Información Geográfica
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
kV	Kilovoltio
kW	KiloWatt-Kilovatio
kWH	KiloWatt hora
kWp	KiloWatt pico
MT	Media Tensión
MW	MegaWatt - Megavatio
MWH	MegaWatt hora
PV	Fotovoltaico
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
V	Voltio - Volt
VA	VoltiAmper

Capítulo 1

Introducción

La red eléctrica de distribución nacional de Costa Rica además de abarcar el 99.5% de cobertura en el país, está repartida entre distintas compañías que gestionan la distribución de la misma en sus sectores para satisfacer las demandas residenciales, industriales y comerciales, además de contribuir a la red eléctrica con proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables. El Gran Área Metropolitana (GAM) es abastecida principalmente por las compañías CNFL en la capital San José, Coopesantos en la Zona de los Santos, JASEC en la provincia de Cartago y la compañía de interés de este trabajo, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) en la provincia de Heredia. Todas las empresas autorizadas son reguladas por un ente mayor que vela por que la prestación de servicios se cumpla según las leyes, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la encargada de establecer y fiscalizar las condiciones de calidad que deben cumplir las distribuidoras para garantizar el servicio público (ARESEP, sf).

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se compone por los sistemas de generación, transmisión y distribución, todos interconectados y administrados por varias distribuidoras energéticas, siendo el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) el ente predominante. A esta compañía se le unen otras distribuidoras que se enfocan en áreas urbanas y rurales que buscan otorgar beneficios a sus usuarios, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) es una de estas compañías eléctricas administrando la distribución de energía eléctrica en parte de la GAM (ICE, 2019a).

En el desarrollo de este proyecto se obtendrá información georreferenciada de los elementos que componen la red de distribución residencial de ESPH a través de su Sistema de Información Georreferenciada (GIS) para la construcción de una base de datos mediante minería y depuración que permita modelar y simular el sistema para la evaluación del impacto que genere la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) que interactúen con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) según la Ley N° 10086 (Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables), que permita conocer las capacidades de operación y saturación del circuito para tomar medidas de corrección y limitaciones de instalación de nuevos DER correspondientes. Sin embargo, se mantiene en consideración que la empresa pueda tener deficiencias o información incompleta que dificulte un desarrollo óptimo de la metodología.

La Ley N° 10086 establece 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 (SCIJ, 2021). Además de alinear la empresa con las leyes reguladoras, contribuye a la aplicación y desarrollo de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) permitiendo a sus usuarios la inserción a la red con equipo permite el aprovechamiento de recursos naturales para la creación de energía eléctrica de forma medida.

Este trabajo propone ser parte de una metodología interinstitucional entre las distribuidoras energéticas del país, específicamente dirigido a la parte residencial de la red eléctrica de ESPH que permita su estudio para conocer la calidad y eficiencia para nuevas instalaciones, interconexiones y controlar el sistema como lo solicita el marco legal.

1.1. Reseña de la empresa

1.1.1. Historia

La historia de ESPH S.A. se remonta a 1915 con la construcción de al menos dos plantas hidroeléctricas durante el siglo que generaron sustento eléctrico al área. Los cambios sociales, el avance tecnológico y la pujanza de un mercado más agresivo obligaron a la ESPH S.A. a transformarse en una Sociedad Anónima, mediante la Ley N° 7789 del 28 de abril de 1998. Poco a poco, la ESPH S.A. fue dando ligeros pasos que beneficiaron a todos sus clientes y hoy, más de 45 años después de su fundación la ESPH S.A. brinda los servicios de alumbrado público, telecomunicaciones, alcantarillado sanitario, agua potable y energía eléctrica.

1.1.2. Visión

Ser una empresa competitiva a nivel nacional por los servicios que brinda.

1.1.3. 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.

1.1.4. Organigrama de la empresa

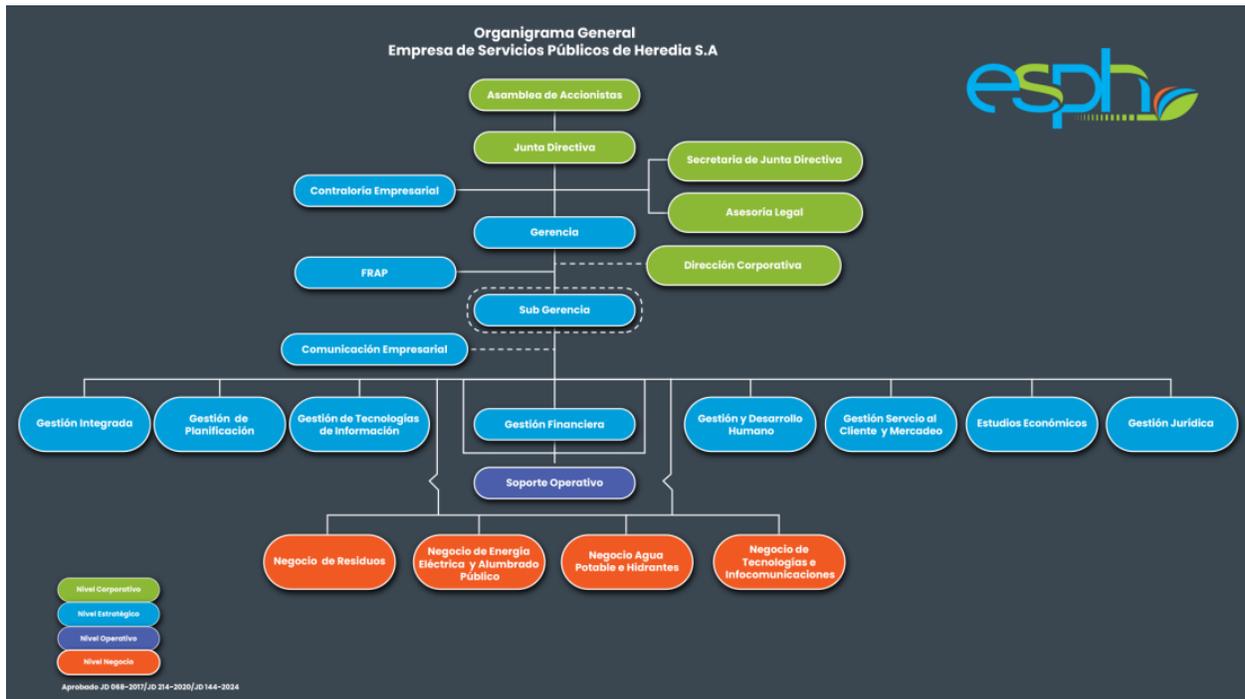


Figura 1.1: Organigrama Administración de ESPH S.A
Fuente: Tomado de (ESPH.SA, 2020b)

1.2. Antecedentes

El Plan Nacional de Energía 2015 - 2030 (PNE) tiene propuestas para el sector eléctrico que buscan mejorar la eficiencia, ahorro y control de la demanda, entre estos apartados también busca desarrollar la generación distribuida y el auto consumo de electricidad (MINAE, 2015), esto construye el Plan de Expansión de la Generación (PEG) cuyo propósito es planear a mediano y largo plazo la estrategia de desarrollo de la generación de energía permitiendo a los interesados en invertir, conocer las estrategias y las posibilidades disponibles, entre ellas la Generación Distribuida (GD) (ICE, 2019a), que se entiende como "los sistemas de generación eléctrica a pequeña escala que proporcionan energía al usuario en el punto de consumo, esté conectada a la red eléctrica en el sistema de distribución, o aislada del sistema eléctrico nacional." (ICE, 2018). La GD comenzó como plan piloto en el año 2011 como una de las iniciativas del ICE. Sin embargo, se volvió una tarea compleja estimar con precisión la penetración que ha tenido la GD en el SEN, debido a que cada vez es más accesible adquirir tecnologías de generación eléctrica variable como los paneles solares (ICE, 2019a).

También, la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021 - 2031 (ENREI) que surge del PNE y del Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 (PND) tiene como propósito la mejora de la eficiencia de la operación del sistema eléctrico, a su vez la reducción de costos del servicio en busca de beneficiar al consumidor, esto involucra la participación de todos los entes referentes como también las compañías eléctricas (MINAE, 2021). Parte importante del ENREI es trabajar de la mano y ejecutando los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), por consecuente, estos se asocian al proyecto con el cumplimiento de los objetivos planteados. Principalmente se vinculan 4 ODS siendo estos los siguientes: Energía asequible y no contaminante (7mo), Industria, innovación e infraestructura (9no), Ciudades y comunidades sostenibles (11vo) y Producción y consumos responsables (12vo). Estos ODS tienen pautas estratégicas a cumplir al 2030 como garantizar el acceso universal a servicios energéticos y servicios básicos, aumento proporcionado del uso de fuentes de energía renovable, así como su gestión sostenible y uso eficiente, desarrollo de infraestructura de calidad y fiable regional entre otros (ODS, 2015).

El ENREI también tiene una sección dedicada a la generación distribuida donde recalca la condiciones que han sido puestas por el MINAE para la regulación al acceso y uso de los sistemas GD, además de validar que si es un servicio público al que la población pueda acceder, dato que se destaca como: "El acceso e interconexión a la red de distribución se formalizan en un contrato entre la empresa distribuidora y el generador distribuido." De lo cual se concluye que existen dos modalidades para la GD al conectarse a la red: la neta sencilla que es para consumo propio del usuario exclusivamente y la neta compuesta que se entiende como la modalidad que negocia el cliente con la empresa para la venta de excedentes y es la que tiene peso en el desarrollo de este proyecto (MINAE, 2021). Por otra parte, la Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente y Energía (SEPLASA) detalla en el informe de avance I semestre 2022 recalcan la importancia que ha tenido este tipo de tecnología aplicada con beneficios como la reducción en la inversión del SEN, estas acciones se refuerzan con orientación en condiciones y reglamento necesario para el correcto uso y acople de este sistema en consumidores residenciales, comerciales e industriales, con resultados de un cumplimiento medio de la planificación y definición del esquema de la GD de un 60 % (MINAE, 2022).

En Costa Rica se ha integrado a la red eléctrica numerosos sistemas GD, predominantemente fotovoltaicos, factor que es considera como parte del 4to eje del Plan Nacional de Descarbonización 2018 - 2050 (PND) que promueve la eficiencia energética y desarrollo de prácticas nuevas de generación de energía invirtiendo en análisis de generación distribuida como uno de sus enfoques (Rodríguez and DCC, 2018). Aunque la cantidad no es precisa se menciona que ESPH S.A. indico a diciembre 2022 tener registrados 194 GD (LaGaceta, 2023). Al no tener precisión de la penetración que causan al SEN y sus impactos positivos y negativos, la ARESEP promovió el desarrollo de la Ley N° 10086 "Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables" la cual insta a regular la integración eficiente, segura y sostenible de sistemas GD evaluando la instalación, interconexión, integración y control a los abonados (SCIJ, 2021).

Estos sistemas GD le permiten al usuario consumir e intercambiar hasta el 49% del excedente de la generación mensual con la red de distribución de la ESPH S.A., permitiendo disminuir su facturación mensual (ESPH.SA, 2020c). Sin embargo, es necesario medir el impacto técnico que la inserción de estos sistema tiene en la red eléctrica, esto se puede hacer modernizando los sistemas de medición, requisito que suma al contrato

cuando un usuario quiere instalar un sistema GD con medidores inteligente bidireccionales AMI (ICE, sf) esto permitirá a la empresa tomar decisiones proactivas como el cambio o refuerzo de los elementos, debido a que se verán afectados por cambios en la regulación del voltaje, mayor reversiones de flujos, interrupciones del servicio, problemas térmicos en los elementos entre otros, menciona (Apablaza, 2017). De igual manera el ICE tiene una sección dedicada a los proyectos energéticos con divisiones en las que se encuentra la Generación Distribuida, apartado que detalla que son estos sistemas, que utilidad tienen y la documentación relevante a disposición de los interesados con documentación informativa y legal para el proceso de interconexión, normativa y reglamentos (ICE, 2024).

1.3. Planteamiento del problema

La integración desmedida de la generación distribuida (GD), provoca en la red eléctrica impactos técnicos que no son favorables, asocia incertidumbres en la operación del sistema eléctrico, incluso compromete la calidad del voltaje entregado por la red reflejando inconvenientes para los consumidores y poniendo en riesgo la estabilidad del sistema. Puede producir desbalances de tensión, reversión flujos de potencia, interrupciones accidentales y problemas térmicos en los elementos que la componen (Apablaza, 2017).

Esto es un inconveniente que la autoridad reguladora ARESEP ha reconocido en los últimos años por lo que ha formulado la Ley N° 10086 en ejecución. La misma permite el uso de estas tecnologías e inserción al sistema llamada generación distribuida (GD), a su vez, obliga a las empresas distribuidoras a mantener actualizados los datos de las cargas existentes en la red eléctrica que administran, y modelar sus circuitos cuando exista una nueva solicitud de inserción de GD por parte de un usuario creando un escenario que permita analizar la capacidad actual del sistema y la fluctuación que pueda surgir al agregar más cargas de este tipo.

A pesar de tener datos georreferenciados, ESPH S.A. no cuenta actualmente con una base de datos adaptada ni metodología para generar simulaciones de sus redes de distribución residenciales. Al desconocer el impacto actual y futuro de la inyección de energía que aporta la GD, la empresa incumple con los términos de la Ley N° 10086, lo que la expone a sanciones por parte de ARESEP y pone desmedidamente en riesgo el sistema de distribución eléctrica interconectado del país que administra la empresa.

También está asumiendo preliminarmente la capacidad de penetración que tiene cada uno de sus circuitos sin la realización de las pruebas simuladas y la entrega de informes completos al ente regulador que validen la verdadera capacidad de penetración de sistemas GD

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Desarrollar un sistema integral de gestión de datos georreferenciados para un circuito de distribución residencial de media y baja tensión de la empresa ESPH.SA, mediante la implementación de un algoritmo de análisis de datos en Python, la construcción de un catálogo de información técnica de cargas y generación distribuida y la realización de un análisis de sensibilidad económica que alinee la empresa a los requisitos de la Ley N° 10086 y permita una eficiencia operativa y la planificación estratégica en la gestión energética.

1.4.2. Objetivos específicos

- Construir un catálogo de información de conductores, transformadores, elementos de protección, elementos de generación distribuida y sus características a partir de las bases de datos georreferenciadas de la empresa, utilizando criterios y datos típicos para su complementación.
- Estimar un perfil de la demanda de las cargas y elementos de generación distribuida acoplados a la red a partir de los datos de los medidores AMI, analizando las bases de datos de la empresa para la construcción de curvas características que establezca la demanda actual del circuito en estudio y su proyección.
- Desarrollar un algoritmo mediante Python que permita el análisis rápido de datos georreferenciados para la minería y filtrado de las características y elementos del circuito de distribución residencial para la importación a un modelo en ETAP®.
- Realizar un análisis de sensibilidad económico para la estimación y cuantificación del impacto que tendrá en la empresa la ausencia de regulación de la generación distribuida instalada y la capacidad de penetración en el circuito mediante los datos actuales y posibles escenarios según la implementación y cumplimiento de la Ley N° 10086.

1.5. Justificación

Es compromiso de la distribuidora eléctrica ESPH S.A., es dar un servicio estable y de calidad a sus usuarios residenciales y su vez, permitir que estos puedan aportar al sistema energía eléctrica y no solo consumirla mediante la generación con fuentes renovables variables. El permitir la penetración al sistema contribuye a la reducción del impacto ambiental apoyando las pautas del plan nacional de descarbonización 2018 - 2050 los ODS, sin embargo, es necesario conocer la capacidad de penetración que revele el límite de inserción de estas tecnologías para no comprometer la integridad, eficiencia y el servicio que ofrece la empresa.

Este proyecto busca beneficiar a la ESPH S.A. con un estudio y modelado que permita analizar el sistema eléctrico de distribución residencial que abastecen y evaluar el impacto y la posibilidad de agregar o corregir los sistemas GD de su red en caso que existan con la información que se propicie. Esto alineará la compañía con los requisitos de la Ley N° 10086 y exonerarla de sanciones legales y económicas por seguir la normativa (SCIJ, 2021).

Consecuentemente, conociendo que el sistema tiene límites y no tener acceso a evaluarlo, no permite valorar la capacidad total de penetración disponible que tenga el circuito para aceptar y agregar sistemas GD de los futuros interesados. Como menciona (Apablaza, 2017) un control desmedido de GD impacta las redes eléctricas con inestabilidad de frecuencia, cambios constantes en los esquemas de regulación de tensión, problemas térmicos en conductores y transformadores entre otros. Lo que vuelve necesario tener este conocimiento a la mano para futuros estudios técnicos de la empresa, cumplimiento de las regulaciones y el cumplimiento del objetivo de brindar un servicio de calidad.

1.6. Alcance

Este proyecto tiene un alcance exploratorio con el interés de ser parte de las bases de la metodología que implemente ESPH.SA para la evaluación de los circuitos residenciales de media y baja tensión respecto a GD, aplicando los criterios de integración y regulación propuestos por la Ley N° 10086 en respuesta al crecimiento considerable que esta teniendo estas tecnologías en el país. Con la finalidad de dar a conocer a la compañía las condiciones de operación y disponibilidad óptima de energía distribuida que puede interconectarse sin que exista saturación del ramal y una inestabilidad considerable. Para esto se utilizan los datos georreferenciados facilitados por la empresa para crear una base de datos con los elementos del sistema que permita la migración a un programa de simulación como ETAP® para crear un entorno simulado de pruebas del ramal y conocer su estado de operación, estabilidad y capacidad para plantear un punto de partida para el estudio de más implementación de GD.

El propósito primordial es generar una metodología para la construcción de una base de datos con todos los elementos que concretan el circuito de distribución residencial, esto a partir de la entrega de un catálogo con la información necesaria de los elementos del circuito y sus características que facilite el desarrollo de un informe del perfilado actual de la demanda y la tendencia de crecimiento que pueda tener para que ESPH pueda realizar simulaciones del estado y disponibilidad del sistema para las decisiones estratégicas que requiera tomar la compañía bajo el cumplimiento de los requisitos de la Ley N° 10086. Facilitando también la posibilidad de evaluar el entorno energético con diversos escenarios de GD con una demanda cambiante en constante desarrollo.

Además, se pretende enfocar información económica que oriente a la toma de decisiones que favorezcan tanto a consumidores como a ESPH S.A. en la inserción de GD a la red eléctrica que permita un punto de equilibrio que beneficie y alinee el desarrollo, inserción, crecimiento controlado del sistema de distribución residencial, lo anterior mediante un estudio financiero que permita cuantificar el impacto de los cambios o ampliaciones a los que se vea enfrentada la empresa.

1.7. Viabilidad

Este proyecto se desarrollará de acuerdo con los datos suministrados por parte de ESPH S.A de sus redes de distribución y clientes asociados. Para el manejo y depuración de estos datos se hace necesario la adquisición de los software Python y QGIS, además, se espera contar con la ayuda del departamento correspondiente con anuencia a brindar acceso a la información necesaria del sistema de información geográfica (GIS) de la empresa ESPH S.A, también del departamento de Negocio de Energía Eléctrica y Alumbrado Público y demás departamentos asociados. También será necesario el software de ETAP[®], sin embargo este tiene un elevado costo adquisitivo por los módulos que requiere para las pruebas de importación correctas, para esto CFS Sistemas S.A mediante ESPH S.A brindará la prestación de una licencia con los módulos requeridos que se puede utilizar en el tiempo de desarrollo del proyecto además, el Instituto Tecnológico de Costa Rica brinda las bases de datos para extraer la información necesaria que favorezca la construcción de la parte investigativa del proyecto y los laboratorios con equipo de cómputo que puede ser requerido, así como el apoyo del departamento directamente relacionado de ESPH S.A. y su equipo encargado . Además del apoyo principalmente por parte del profesor guía del proyecto, se espera contar con el interés y respaldo de los profesionales de la empresa, quienes tienen el conocimiento del sistema y las bases de datos que manejan, así como consejos sobre el desarrollo de la metodología que asegure la obtención del resultado esperado.

1.8. Administración del riesgo

La inserción de sistemas de generación distribuida en usuarios residenciales de la red eléctrica de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia actualmente no es medida, situación que pone a la empresa en desconcierto sobre la estabilidad y disponibilidad de su sistema para satisfacer la demanda actual y futura, esto se refleja en el incumplimiento de la Ley N° 10086. El obtener la información de la cantidad de cargas conectadas a la red eléctrica de distribución se hace indispensable para el desarrollo del proyecto, que sea congruente y esté bien detalla y tenga los datos necesarios para su manejo e interpretación.

Se espera que la información necesaria del ramal a evaluar, con sus elementos y cargas asociadas sea facilitada en un tiempo no mayor al primer par de semanas para el desarrollo de depuración de datos además del estudio económico asociado.

Como parte del desarrollo del proyecto se espera utilizar el software de simulación de ETAP[®], ya que cuenta con una gran variedad de módulos para el estudio de circuitos. El uso de estos depende de una licencia que permita su activación, se espera que ESPH S.A. cuente con este software, caso contrario se solicitará la ayuda a la empresa CFS Sistemas S.A o bien, la licencia que posee el profesor M.Sc. Gustavo Gómez Ramírez.

1.9. Metodología por seguir

El éxito de completar satisfactoriamente este proyecto radica en concretar una serie de tareas, de manera estructurada y secuencial, permitiendo el avance sobre los objetivos planteados anteriormente, desarrollados y alcanzados en su totalidad, con un orden lógico y acumulativo asegurando que cada meta propuesta sea alcanzada.

Partiendo de recolectar los datos necesarios sobre el ramal residencial que servirá como caso de estudio donde se planea obtener información sobre los elementos y cargas del circuito, serán proporcionados por los departamentos correspondientes de la empresa ESPH S.A. Para esto, se utilizarán datos registrados por los medidores y aplicaciones de programación como Python, se procederá a depurar y organizar los datos según las características que contengan sobre los elementos de distribución, protección y cargas del circuito, para construir un catálogo del sistema que esté preparado para el modelado en software como ETAP[®] y permita su fácil consulta según sea necesario.

Con un catálogo completo y detallado, se validará la importación de datos al circuito mediante pruebas

básicas de simulación y corroboración de datos con el programa suministrado por CFS Sistemas S.A, con el que gracias a sus módulos de importación y flujos de potencia, permita conocer su estado de operación actual con precisión y estimar la demanda proyectada a mediano - largo plazo con criterios de proyección, esto pretende generar una metodología de extracción y organización de información que permita generar un entorno georreferenciado y realizar estudios de planificación construyendo un perfil que permita deducir las posibilidades de crecimiento.

En paralelo, se construirá una base de datos por circuito de distribución que contemple todos los elementos de la red eléctrica, permitiendo el análisis del comportamiento de la red de distribución evaluando el impacto de integrar sistemas de generación distribuida (GD), además de la calidad con respecto a la capacidad del sistema. Esto contribuirá a planificar y mantener la red eléctrica de manera óptima, lo cual permitirá realizar a futuro modelos de redes y asegurar el cumplimiento con un grado de exactitud y fiabilidad mayor que refleje mejor la diferencia y disposición actual y simulada de la distribución en la red.

Finalmente, se realizará un análisis de beneficios económicos que pueda afrontar la empresa si se determina que la capacidad en la red eléctrica analizada es de alta penetración, para estimar el impacto de las futuras inversiones. Se considerarán las oportunidades y desafíos derivados de la implementación de la Ley N° 10086 y sus requerimientos, promoviendo la generación distribuida, pero buscando un equilibrio entre los intereses de los usuarios y la empresa como lo son ingresos por venta de excedentes, costo de instalación y operación y ahorro por el uso de sistemas GD. Este análisis permitirá determinar el contraste de escenarios de integración de sistemas GD que la compañía puede permitir en su red de distribución, evaluando la rentabilidad.

Tabla 1.1: Metodología para el trabajo Final de Graduación

Objetivos Específicos	Actividad a Realizar	Fuente de información	Resultados Esperados
Objetivos Específico 1	Obtener información y construir un catálogo de elementos elementos y cargas del ramal residencial de interés	Datos de los registros de los departamentos de ESPH	Registro con la información ordenada
Objetivos Específico 2	- Simular el circuito e ETAP [®] para conocer el estado de operación actual. - Analizar la demanda actual y proyectar una tendencia.	Resultados del Objetivo 1	Informe con un perfilado de la demanda actual y proyectada según los datos depurados.
Objetivos Específico 3	- Identificar los elementos de la red del circuito de ESPH S.A - Utilizar software de análisis de datos y minería para analizar la información de los catálogos - Desarrollar una metodología para migrar datos de QGIS a ETAP [®] .	Resultados objetivos 1 y 2.	Metodología para análisis de datos y migración desde QGIS a software de simulación.
Objetivos Específico 4	- Estimar el impacto de instalación de sistemas GD. - Estimar un equilibrio entre los intereses de los usuarios y la empresa. - Estimar costos asociados a la capacidad de integración de GD	Resultados obtenidos de objetivos 1, 2 y 3.	Análisis financiero del impacto de integración de generación distribuida a la red residencial.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Sistema Eléctrico Nacional

El sistema eléctrico nacional (SEN) es el sistema de potencia (SEP) encargado de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, compuesto por elementos conectados entre sí como: plantas de generación, red de transmisión, redes de distribución y cargas eléctricas de los usuarios. Conformado por empresas y equipamientos en el territorio nacional, interconectados entre sí y regulado por una Autoridad Reguladora, que garantice que sectores industriales, comerciales y residenciales tengan la mejor calidad de energía posible para realizar sus actividades (SCIJ, 2016). En la parte de generación participan generadores privados y algunas empresas distribuidoras, también la distribución es responsabilidad importante de empresas públicas y cooperativas comprometidas a dar un excelente servicio, precios justos, estabilidad de operación y el menor impacto ecológico. (ICE, 2019b).

2.1.1. Sistema de generación

La generación de energía eléctrica es un proceso fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, que transforma diversas formas de energía en energía eléctrica utilizable. Este proceso implica la conversión de energía de fuentes primarias, como el agua, el carbón, el gas natural y la energía nuclear, en energía eléctrica. La generación eléctrica se lleva a cabo en centrales de generación, que son instalaciones diseñadas específicamente para este propósito como térmicas, hidroeléctrica, eólicas, solares y nucleares principalmente (Wildi, 2007). En Costa Rica la generación eléctrica se produce por siete empresas públicas y unos treinta y siete generadores privados y la capacidad instalada del sistema eléctrico a diciembre del 2017 fue de 3 530 MW, conformada por un 66 % de plantas hidroeléctricas, 16 % de plantas térmicas, 6 % de plantas térmicas, 11 % de plantas eólicas, 1 % de biomasa y un 0.2 % de solar (ICE, 2019b).

2.1.2. Transmisión

La energía eléctrica generada es transportada en grandes cantidades desde las centrales de generación hasta los centros de carga donde es extraída, buscando la manera de no comprometer la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico del país (ICE, 2021). Los conductores llamados líneas de transmisión, de alto voltaje, bajo voltaje, alta potencia, baja potencia, líneas aéreas y subterráneas (Wildi, 2007), opera en alta tensión en los niveles de voltaje de 138 y 230 kV, utilizando primordialmente para la zona central del país 138 kV.

2.1.3. Distribución

Es la parte del sistema eléctrico de potencia que se encarga de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación hasta los consumidores finales, residenciales, comerciales o industriales e iluminación pública, subdivido en subestaciones, líneas de transmisión, transformadores y medidores de potencia (Wildi, 2007).

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica se reparte entre ocho empresas de servicio público: ICE y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas municipales, Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico

de Cartago (JASEC), y las cooperativas de electrificación rural: COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARO (ICE, 2019b).

Elementos del sistema de distribución

Subestaciones

Aunque este elemento también se encuentra en la parte de los sistemas de generación, concretamente su función es inversa, permite el enlace y la conversión del voltaje de alta tensión a media tensión en los sectores donde se consume la energía.

Normalmente una subestación de mediano voltaje contiene los siguientes componentes principales: transformadores, cortacircuitos, reelevadores protección contra sobre voltajes, interruptores con cámara de arco, reactores limitadores de corriente, interruptores de desconexión, interruptores de conexión a tierra, transformadores de instrumentos, reelevadores y dispositivos de protección (Wildi, 2007).

Líneas de transmisión

En distribución las hay en dos tipos, media y baja tensión (Wildi, 2007) menciona estos tipos de líneas como:

Líneas de bajo voltaje: son las encargadas de suministrar energía eléctrica a edificios, fábricas, casas. Estas líneas están compuestas por conductores aislados, generalmente de aluminio, que van desde un transformador de distribución montado en un poste local hasta la entrada de servicio del consumidor, medidor de potencia. Pueden ser aéreas o subterráneas.

Líneas de mediano voltaje: son las encargadas de enlazar los centros de carga con una de las múltiples subestaciones de las distribuidoras de electricidad. Por lo general, el voltaje oscila entre 2.4 kV y 69 kV. Estos sistemas de distribución radial de mediano voltaje son adecuados para ciudades grandes. En Costa Rica se encontrarán voltajes de media tensión entre 13.8 kV y 69 kV (ICE, 2021).

Transformadores

Un transformador es una máquina eléctrica estática diseñado para cambiar la potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a otro mediante la acción de un campo magnético. Este dispositivo consta de dos o más bobinas de alambre conductor que están enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Las bobinas, por lo general, no están conectadas directamente; la única conexión entre ellas se realiza a través del flujo magnético que se genera dentro del núcleo. Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna, mientras que el segundo (y posiblemente un tercero) se utiliza para suministrar energía eléctrica a las cargas. El devanado que se conecta a las líneas de alta o media tensión se denomina devanado primario o devanado de entrada, mientras que el devanado que se conecta a las líneas de baja tensión y alimenta las cargas se conoce como devanado secundario o devanado de salida (Chapman, 2012). Los transformadores son utilizados para reducir el voltaje a niveles que oscilan entre 12 kV y 34.5 kV en el país para su distribución local segura (ICE, 2021).

Medidores de potencia

Un medidor de potencia es un dispositivo utilizado para medir la potencia eléctrica consumida en un hogar. Este instrumento es fundamental para la monitorización y gestión de la energía eléctrica, ya que registra el consumo de electricidad en kilovatios-hora (kWh), lo que permite a las compañías eléctricas facturar a los consumidores de acuerdo con su uso (Wildi, 2007). Los medidores con tecnología “AMP” (cuyas siglas en español significan: “Infraestructura de Medición Avanzada”), permiten la lectura remota del consumo de servicios eléctricos, monitorio de eventos de la red, niveles de tensión, alarmas de los medidores, conexión y desconexión remota, entre otras variables a controlar o medir como la medición bidireccional, ideal para la medición de servicios en formato de generación distribuida (CNFL, 2023).

2.2. Confiabilidad del sistema eléctrico nacional

Desde su definición más pura, siendo la probabilidad de un buen funcionamiento de algo (RAE, 2023), y se cuantifica con índices que pueden ser de probabilidad, estadística descriptiva, medidas operativas y deterministas. Con mayor pericia en ser probabilístico debido a la naturaleza aleatoria de salidas inesperadas que afecten al sistemas y los equipos, fallas asociadas a esto, la incertidumbre de la disponibilidad de los recursos de generación de energía y la demanda pronosticada en cortos y largos plazos (Zapata, 2011). Además, es necesario tener desarrollados estos índices para tomar decisiones acertadas en son de gestionar la operación y mantenimiento del sistema eléctrico, Esto se aplica a todos los elementos del sistema eléctrico nacional, pues así se destacan los que pueden ser críticos según su configuración (Gómez-Ramírez, 2016).

2.3. Generación distribuida

2.3.1. Definición

Se define la generación distribuida (GD) como los sistemas de generación eléctrica a pequeña escala que proporcionan energía al usuario en el punto de consumo, la misma puede estar conectada a la red eléctrica en el sistema de distribución o aislada. Sistemas como turbinas eólicas, plantas hidroeléctricas pequeñas, paneles solares entre otros, existiendo una predominancia de los paneles solares sobre los demás sistemas (ICE, 2020b). Otra forma de entender la generación distribuida es conocida también como generación descentralizada, generación in situ, generación dispersa, almacenamiento o energía distribuida; es la generación eléctrica por medio de fuentes de energía en el sitio de auto consumo (consumo en la propia instalación) o la red de distribución a la que se conecta, lo que asegura una reducción de pérdidas en la red al reducir los flujos de energía, considerando la máxima eficiencia energética (Pizarro, 2020).

2.3.2. Implementación e impacto de sistemas GD

Se tiene registros del plan piloto inicial del ICE para la regulación del acceso de los sistemas de GD a la red eléctrica (ICE, 2020b), donde se declara de interés público la actividad de generación distribuida para auto consumo como un instrumento para promover la generación de electricidad haciendo uso de fuentes de energía renovable, y contribuir con el cumplimiento de la meta establecida por el país de ser carbono neutral (SCIJ, 2023). Sin embargo, siendo sistemas de generación variables, ya que producen energía eléctrica dependiendo del estado del clima y si es de día o no, las entidades reguladoras se vieron obligadas a controlar y evaluar la conexión de este tipos de sistemas a la red eléctrica con el fin de no saturar ni generar inestabilidad en los sistemas de distribución de cada distribuidora con proyectos de ley como el Reglamento generación distribuida para auto consumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla N° 39220-MINAE 2015, fue sustituida por el Reglamento a la ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, N° 10086 2023. El compromiso de realizar modificaciones en los sistemas GD surge por el diseño que tienen actualmente las redes de transmisión y distribución de transportar la electricidad desde las subestaciones reductoras hasta los consumidores finales, sin inyecciones de energía de por medio. El nivel de los impactos resultan negativos en la red al variar con el nivel de penetración, la localización de los generadores, y las características de la red. Al existir mucha penetración de generación en la red de distribución pueden provocar los siguientes impactos negativos: incrementos de tensión, fluctuaciones de tensión, fluctuaciones de flujos de potencia reactiva, desbalance de tensión en la red, flujos de potencia inversos, distorsión armónica, de islas eléctricas no intencionadas, aumento de corrientes de falla, impacto negativo en coordinación de protecciones (Echevarría Barbero and Monge Guevara, 2017).

2.4. Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica en Heredia

Costa Rica al ser un país tropical y poseer diversos entornos y normalmente tiene bastantes días soleados lo que permite una instalación de sistemas fotovoltaicos en diversos lugar para obtener energía, ya sea conectados o no a la red, como se muestra en la siguiente figura:

IMAGEN DE PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2018-2034 P37 Figura 4.12 Ubicación de localidades con equipos aislados

Según la información reportada por las distribuidoras al MINAE al cerrar el año 2019, conectada a la red, existe una potencia de GD fotovoltaica de 54.5 MW. El mismo informe demuestra que el comportamiento histórico en un periodo de tres años (2016 - 2019), proyecta que el potencial de penetración de generación distribuida en el país puede llegar en un promedio a 365 MW para el 2035 (ICE, 2020b).

También en el estudio “Global photovoltaic power potential by country” del Banco Mundial, elaborado en junio del 2020 se hizo una comparación entre países empleando datos del Global Solar Atlas (GSA). Como parte de los resultados de dicho trabajo se dispone del siguiente mapa del recurso solar en el cual se detalla el potencial eléctrico fotovoltaico del país (SCIJ, 2021)

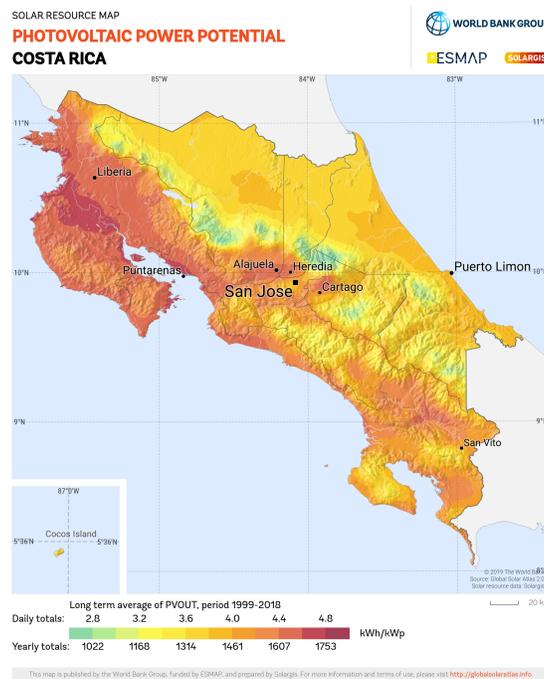


Figura 2.1: Potencial eléctrico fotovoltaico de Costa Rica, 2020
Fuente: Tomado de (ARESEP, 2024).

2.5. ETAP[®]

ETAP[®] (Electrical Transient and Analysis Program) es un software especializado en el análisis y simulación de sistemas de potencia eléctrica. Este programa es utilizado por ingenieros y técnicos en el campo de la ingeniería eléctrica para modelar, analizar y optimizar redes eléctricas, facilitando así la planificación, operación y mantenimiento de estas infraestructuras (ETAP, 2024). Una de las características más destacadas de ETAP[®] es su capacidad para modelar y simular sistemas eléctricos de manera detallada. Los usuarios pueden crear representaciones precisas de componentes como generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas, lo que permite simular diferentes escenarios operativos y evaluar el comportamiento

del sistema bajo diversas condiciones. El software también es conocido por su funcionalidad en el análisis de flujos de carga. Esta herramienta es esencial para determinar cómo se distribuye la energía a través del sistema eléctrico y para identificar posibles problemas de sobrecarga que puedan afectar la eficiencia y la seguridad del suministro eléctrico (schneider, 2024). Además ETAP[®] puede simular distintos elementos ya que dispone de librerías con datos reales que completan las características de dichos elementos por lo que ETAP[®] se ha consolidado como una solución altamente competitiva en el ámbito de la ingeniería eléctrica y la planificación de sistemas de energía. Una de sus características más sobresalientes es su precisión en el cálculo de flujos de potencia y perfiles de tensión en sistemas eléctricos, lo que lo convierte en una alternativa robusta frente a PSS/E, un software que ha sido ampliamente utilizado para estos propósitos. La capacidad de ETAP[®] para realizar análisis detallados y simulaciones precisas lo posiciona como una herramienta esencial para ingenieros y técnicos que buscan optimizar el rendimiento y la fiabilidad de los sistemas eléctricos (Gómez-Ramírez et al., 2023). Incluso, ETAP[®] incorpora herramientas específicas para el análisis de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento de energía, lo que permite a los usuarios desarrollar propuestas informadas para la toma de decisiones. A través de estas funcionalidades, es posible realizar un análisis detallado de costos y beneficios asociado a la implementación de tecnologías de energía renovable. Una de las capacidades destacadas de ETAP[®] es su habilidad para estimar la irradiación solar y la temperatura de manera horaria. Esta información es crucial para calcular la energía generada por una instalación fotovoltaica conectada a la red (Gómez-Ramírez et al., 2022).

2.6. PYTHON

Python es un lenguaje de programación creado por Guido van Rossum a principios de los años 90. Su nombre está inspirado en el grupo de cómicos británicos "Monty Python". Python se caracteriza por ser un lenguaje interpretado, lo que significa que su código se ejecuta mediante un intérprete en lugar de ser compilado a código máquina, lo que le confiere una gran flexibilidad y portabilidad, además, Python es ampliamente utilizado en diferentes áreas, incluyendo desarrollo web, análisis de datos, inteligencia artificial y automatización de tareas, gracias a su vasta colección de bibliotecas y su comunidad activa que contribuye constantemente a su evolución (González Duque, 2011). Python se ha establecido como un lenguaje dominante para los programas de minería de datos debido a su amplia gama de herramientas y bibliotecas de minería de datos. Desde la manipulación fundamental de datos con NumPy y pandas entre otros, estas herramientas permiten al usuario procesar, analizar, modelar de formas más eficientes con tiempos reducidos grandes cantidades de datos complejos o extensos, lo que hace a Python un lenguaje atractivo para tareas de minería de datos en las industrias, ya que permite aprovechar al máximo sus datos, lo que favorece la toma de decisiones informada, mayor productividad y descubrimientos valiosos (Kumar, 2024).

Este software de programación se puede utilizar bajo la modalidad de modulación para proyectos de alto complejidad, lo que se puede interpretar como un desarrollo organizado y segmentado de las distintas etapas que pueda tener el proyecto mediante scripts (guiones de programaciones en inglés) individuales permitiendo separar los procesos específicos en etapas (módulos) facilitando la mantenibilidad del mismo al requerir hacer cambios o tener una sección funcionando como se espera, reduciendo los tiempos de pruebas específicas y de la corrida total del código, reutilizar secciones ya funcionales en otras partes con ligeros cambios, accesibilidad a la colaboración en caso de que sea un proyecto en conjunto, además de mejorar el rendimiento, la documentación y comprensión de cada módulo para su ejecución y aclarar la línea de proceso para otros usuarios (Turkel and Crymble, 2017) (Casero, 2024).

2.7. QGIS

El sistema QGIS, (Quantum Geographical Information System), es un software libre y de código abierto que proporciona una aplicación GIS para el manejo y análisis de información geográfica que se puede desplegar en forma de mapas. Con QGIS se puede abrir archivos que tienen mapas digitalizados. También consultar la información que esta codificada en dichos mapas, y producir nuevos mapas en los cuales se resalte el resultado de la consulta consulta. Esto permite visualizar relaciones espaciales que no se podrían apreciar

en una consulta de una base de datos ordinaria. También permite combinar la infracciones dos o más mapas distintos, e integrarla para producir un nuevo mapa en el cual se puede estudiar las relaciones espaciales entre las variables que estén representadas en los mapas que en otro caso se consideran como insumo (Gutiérrez, 2016).

Para la correcta interpretación de los datos se trabaja con proyecciones, con un Sistema de Referencia de Coordenadas (CRS) para asociar las coordenadas numéricas a la superficie terrestre. Específicamente QGIS trabaja con CRS estandarizados por el Grupo Europeo de Búsqueda de Petróleo (EPSG) y el Institut Geographique National de France (IGNF), que corresponden a diferentes capaz de asociación de coordenadas según se requiera en el modelo, como por ejemplo EPSG:9707 que considera las coordenadas globales de latitud y longitud en grados, minutos y segundos además de la elevación asociada a la capa con la configuración (World Geodetic System 1984 (WGS 84) + Earth Gravitational Model 1996 (EGM96) height), como un sistema de referencia geodésico global utilizado por el Sistema de Posicionamiento Global (GPS) y esencial para aplicaciones que requieren precisión en la representación vertical. Normalmente cuando se descarga QGIS, por defecto opera con un CRS de EPSG:8912 (Sutton et al., 2008a) (Sutton et al., 2008b).

2.8. Ley N° 10086

Es el reglamento interpuesto por la ARESEP para regular la integración de los recursos energéticos distribuidos que interactúen con el SEN y su acelerada incorporación en la red eléctrica nacional desde el 2015 hasta la actualidad, con mayor impacto los sistemas de generación distribuida predominantemente fotovoltaica de forma segura en las modalidades que indica esta ley, cumpliendo los criterios establecidos de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad (SCIJ, 2021). Le corresponde a la ARESEP, velar por el cumplimiento de las normas de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que regula; competencia respecto de la cual, el artículo 5 Ley N° 7593, remite al artículo 25 ibídem, el cual establece que la ARESEP emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.

La Ley también indica los siguientes mencionados están sujetos al procedimiento:

- Operador del Sistema
- Las empresas distribuidoras de energía eléctrica
- Toda persona física o jurídica que posee u opere un DER interconectado al SEN que genere o descargue energía eléctrica almacenada
- Generadores distribuidos para auto consumo
- Almacenadores de energía dispuestos a la provisión de servicios auxiliares
- Agregadores de recursos energéticos distribuidos

Específicamente las empresas distribuidoras están obligadas:

- Elaborar los análisis y aplicación de criterios establecidos en este procedimiento.
- Mantener actualizada la capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, conforme los resultados obtenidos de la aplicación de este procedimiento.
- Publicar en sus páginas Web, al menos, las siguientes características de sus circuitos: tensión nominal de MT, longitud de línea trifásica, la capacidad instalada de transformación y la cantidad y capacidad de DER existentes en estos, así como los límites actualizados de 6 Decreto No. 43879-MINAE Artículo

5. Definiciones. Agregador: Es la persona física o jurídica legalmente instituido ante la ARESEP como un agente económico independiente que, desde el conocimiento y el uso intensivo de la tecnología, estructura la demanda energética para aportar al abonado o PDER una serie de beneficios adicionales, incluyendo la habilitación para proveer servicios al operador del sistema de distribución de la empresa eléctrica del abonado. capacidad de penetración por circuito de distribución obtenidos por medio de la aplicación de este procedimiento.

Además, entregar un informe con resultados de diferentes criterios a evaluar en sus circuitos que permita conocer la capacidad de alojamiento para la GD (SCIJ, 2021)

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

De acuerdo con la publicación en el diario La Gaceta con el alcance N°174 a La Gaceta N°169 para el 14 de septiembre del 2023. Se publica un manual de procedimiento “en el cual el legislador definió a la ARESEP la función de elaborar el instrumento regulatorio 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”(ARESEP, 2024). Como tal el propósito del procedimiento es el siguiente: “El presente procedimiento establece en detalle los requisitos técnicos, información y criterios a considerar por las empresas distribuidoras y el Operador de Sistema (OS) para determinar la capacidad de penetración (o alojamiento) por circuito de distribución de recursos energéticos distribuidos que se integran con las redes de distribución del SEN sin impactar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, tanto a nivel de media tensión (MT) como baja tensión (BT), de manera que se cumpla con los criterios de seguridad operativa, así como los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional vigente”(ARESEP, 2024).

Este procedimiento menciona en su sección 9: “Incumplimientos: En caso de presentarse incumplimientos por parte de los sujetos de aplicación respecto a lo establecido en este procedimiento, ARESEP debe tomar las medidas que corresponda de acuerdo con las leyes y reglamentación vigentes”(ARESEP, 2024). Dicho incumplimiento se refleja en el artículo 14 de la Ley N° 10086: “Los abonados, los generadores distribuidos, las personas físicas o jurídicas que posean u operen DER, las empresas distribuidoras y demás participantes SEN relacionados con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de los recursos energéticos distribuidos, que incumplan la presente ley y su reglamento, serán sancionados con multa por la ARESEP, cumpliendo con el procedimiento administrativo previsto en la Ley 6227, Ley General de Administración Pública, del 2 de Mayo de 1978, con el monto de cinco a veinte salarios base de acuerdo con el artículo 2 de la Ley 7337, de 5 Mayo de 1993”(SCIJ, 2021).

2.8.2. Tarifas

En el artículo 6 de esta ley se detalla que ARESEP velara por las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red entre otros. Lo que obliga a las distribuidoras en el artículo 7 a conocer el costo y beneficio de las inversiones realizadas serán reconocidas vía tarifas por la ARESEP y deberán asignarse en forma proporcional a las actividades correspondientes, de forma tal que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento del resto de abonados y participantes del SEN (SCIJ, 2021)

En octubre del 2023 comenzaron a regir las tarifas interpuestas por ARESEP para los usuarios de paneles solares. Son cuatro tarifas en total las que deberán tomar en cuenta quienes deseen producir su propia electricidad a través de paneles solares o aerogeneradores, entre otros tipos de generación distribuida. Además, quienes ya tiene un sistema instalado en su casa o negocio sentirán un alza en el recibo eléctrico a partir de

este mes, ya que se les cobrará una nueva tarifa de acceso y reconocimiento de costos que antes no existían (CEDET, 2023).

También de acuerdo con la Metodología tarifaria derivada de la Ley N° 100886, RE-0126-JD-2024 que establece:

- Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos
- Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido
- Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora
- Reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (TARIFA T-DER)

Aclara los siguientes términos:

Energía autoabastecida

Es la energía que utiliza un abonado con recurso energético distribuido proveniente de su generación propia para satisfacer de forma parcial o total sus necesidades de energía eléctrica y se determina como el consumo natural menos la energía que se compra a la empresa distribuidora (ARESEP, 2024).

Energía comprada

Corresponde a la energía que el generador distribuido le compra a la empresa distribuidora de acuerdo con el pliego tarifario vigente (ARESEP, 2024).

Energía generada

Corresponde a la energía dada por el generador distribuido según su fuente o recurso existente del cual obtiene dicha energía (ARESEP, 2024).

Energía inyectada o depositada

Corresponde a la energía entregada a la red de distribución por el generador distribuido una vez satisfecho su consumo (ARESEP, 2024).

Energía retirada

Corresponde a la energía retirada de la red de distribución por el generador distribuido, proveniente de su generación propia, que ha sido previamente depositada en dicha red. Considerar que, el retiro de energía previamente inyectada solo aplica para los servicios con mecanismo de medición neteo sencillo (ARESEP, 2024).

Energía total retirada

Corresponde a la energía retirada de la red de distribución por el generador distribuido, proveniente de su generación propia, que ha sido previamente depositada en dicha red, sumado a la energía que el generador distribuido le compra a la empresa distribuidora de acuerdo con el pliego tarifario vigente (ARESEP, 2024).

Tarifa de interconexión

Es la que se le cobrará por el proceso cuando la persona interesada se presente a la empresa distribuidora a hacer la solicitud para colocar un panel solar en su casa o negocio (CEDET, 2023). Para ESPH contemplando las etapas de solicitud inicial, estudio de ingeniería e inspección inicial, inspección final y puesta en marcha tiene un costo dado de 190,519 colones (May Grosser, 2023).

Tarifa de acceso

Se calcula en función de lo que se definió como consumo natural y es aquel que suma lo que una familia, negocio o industria consumió a través del panel solar y la energía que le suministró la empresa distribuidora (CEDET, 2023). También se entiende como el monto máximo que la empresa distribuidora de energía eléctrica puede cobrar al generador distribuido por concepto de acceso, de acuerdo con su energía autoabastecida por kWh que se determina como el consumo natural menos la energía que se compra a la empresa distribuidora. Esta será aplicable únicamente a clientes con tarifa monómica, y se cobrará en función de la energía autoabastecida (kWh) del generador distribuido, multiplicando por tanto la tarifa de acceso (T-A) por la diferencia entre el consumo natural y la energía que le compra el abonado productor a la empresa distribuidora (ARESEP, 2024). ESPH indica una tarifa máxima de 15.55 colones por kWh (May Grosser, 2023).

Tarifa de compra y venta de excedentes

Aplica únicamente para quienes suscriban un contrato con la empresa distribuidora bajo la modalidad de generación distribuida para auto consumo con entrega de excedentes (CEDET, 2023). De forma anual y en modalidad de tarifa horaria, ESPH fija una tarifa de 55.55 colones por kWh para punta, 41.47 colones por kWh para valle y 27.19 colones por kWh para noche (May Grosser, 2023).

Tarifa de reconocimiento de costos

Incluye todos los costos de inversión y operativos en los que incurre la empresa distribuidora como consecuencia de los generadores distribuidos, a efectos de que esos costos los paguen los propios generadores distribuidos y no el resto de usuarios, evitando así un subsidio (CEDET, 2023). Entendida también como tarifa de los recursos energéticos distribuidos (T-DER), ESPH fijo el costo de 217 colones por kW instalado (May Grosser, 2023).

Capítulo 3

Bases de datos del circuito eléctrico de distribución

Este capítulo plantea los fundamentos para la comprensión del desarrollo del modelado del sistema eléctrico en el circuito Sur de Heredia, mediante las bases de datos que proporcionó ESPH para desarrollar el procedimiento de depuración de datos, construcción del catálogo y el análisis financiero.

3.1. Información técnica del circuito

La infraestructura eléctrica de distribución del circuito Sur de Heredia opera con un voltaje de 34.5 kV trifásicos en sus líneas primarias, este voltaje disminuye a 240 V al pasar a las líneas secundarias en usuarios residenciales y comerciales. Este circuito es alimentado por la subestación de Heredia, una subestación reductora de 230 kV a 34.5 kV.

Según los datos propiciados por el Departamento del Sistema de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en ingles) se identifican un total de 264 transformadores repartidos en las 3 fases. Además, asociados a la red se abastecen 5029 clientes entre residenciales, preferenciales, industriales y comerciales.

Se desarrolla el análisis del circuito considerando sector geográfico que abarca, la cantidad y tipo de transformadores agregando todas las características que complementen los datos, los clientes y sus perfiles de demanda de energía, las distancias de las líneas y cables del circuito primario y secundario y otros elementos asociados a este circuito.

3.1.1. Datos geográficos de los elementos del circuito

El circuito eléctrico Sur de Heredia se extiende por el distrito de Ulloa abarcando parte de Barreal y sectores como Urbanización La Ilusión, Pájaro Tropical, Nápoli, Urbanización La Pamela, Urbanización Don Paulino, Lillian Sánchez, Urbanización Isaías Gómez, Árbol de Plata, Pradera Silvestre, El Roble, El Sol, Las Palmeras, Bajo las Cabras, Real Santamaría, Bodegas Lagunilla, Condominio Allegro, Condominio Atocha, Ultrpark II, Ultra Lag, su alimentación comienza en la subestación de Heredia. Abastece varios condominios, urbanizaciones y residenciales entre otra gran cantidad de usuarios individuales y pequeños comercios. Para representar lo anterior con claridad se utiliza el software de licencia abierta QGIS, con el cual se realizan los primeros procedimientos de obtener los elementos faltantes que necesita ETAP[®] para poder importar toda la información correctamente.

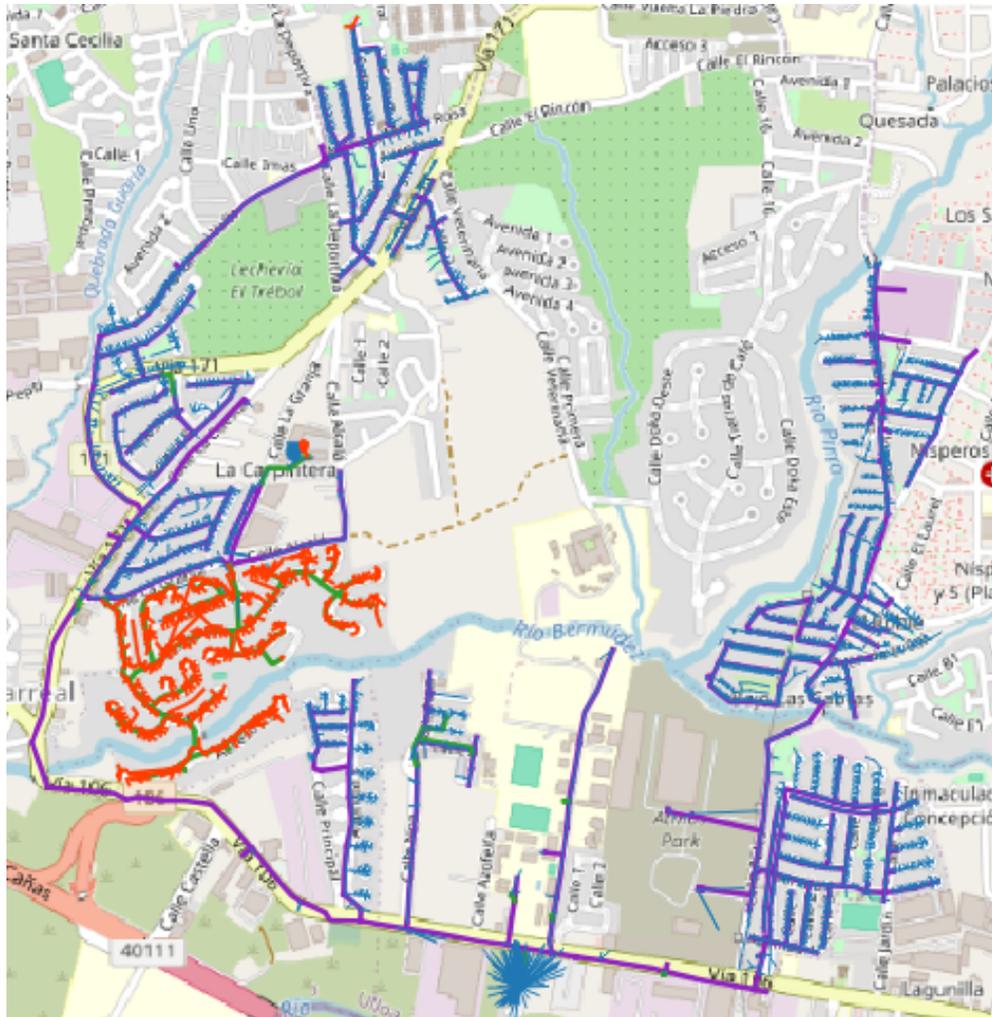


Figura 3.1: Distribución del circuito eléctrico residencial SUR de ESPH en Ulloa, Heredia, CR en la interfaz de QGIS.

Fuente: Elaboración propia mediante la interfaz de QGIS.

Los diferentes colores que se observan en la figura 3.1 muestran la distribución del circuito eléctrico residencial SUR de ESPH, indicando para el software QGIS las líneas de distribución primarias con morado y verde y secundarias azul y naranja, aéreas y subterráneas respectivamente, no se muestran los elementos asociados al circuitos.

3.1.2. Procedimiento con QGIS

A pesar de que las bases de datos dadas por ESPH están bastantes completas en cuanto a características de operación de los elementos y detalladas en QGIS en posición, se reconoce el problema de falta de elementos de unión o buses entre las capas para todos y cada uno de los elementos. Para ellos se procede a plantear y desarrollar un método de obtención de estos buses, el cual tiene un parte de ejecución en QGIS para cada tipo de capa de elementos y otra parte de Python mediante un código de minería de datos.

Extracción buses de las capas de líneas primarias

Para las capas de líneas primarias tanto aéreas como subterráneas donde correspondan, se considera el siguiente procedimiento como el más óptimo para obtener los buses de las capas. Primero se ejecuta la herramienta de *disolver* cuya capa nueva capa generada resulta en una unificación de todos los elementos como uno solo, esto permite corregir los vértices de la trayectoria de las líneas que no deben generar buses.

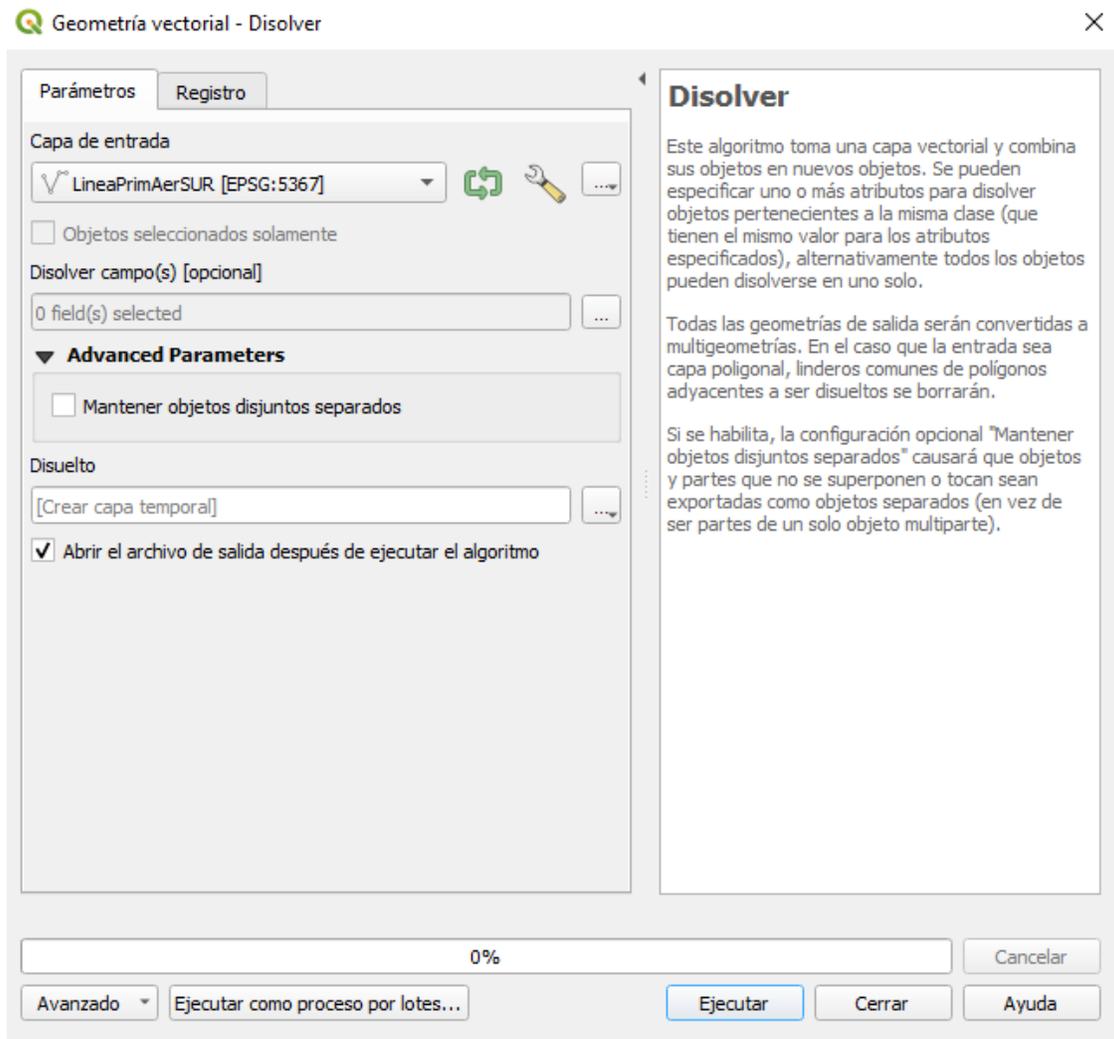


Figura 3.2: Herramienta *disolver* de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

Se continúa ejecutando la herramienta de *simplificar*, cuyo resultado devuelve una capa de líneas con trayectoria rectas entre los puntos de inicio y fin que permite tener la certeza de dónde deben haber buses.



Figura 3.3: Herramienta *simplificar* de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

Se aplica una distancia de 1000 m como parámetro de consideración para la simplificación dato promedio para el software. Esta capa será la utilizada para el desarrollo en Python.

Luego se utiliza la herramienta de *extraer vértices*, el resultado es una capa con los puntos esperados de inicio y fin efectivos de cada línea donde se unen con otros elementos de otras capa.

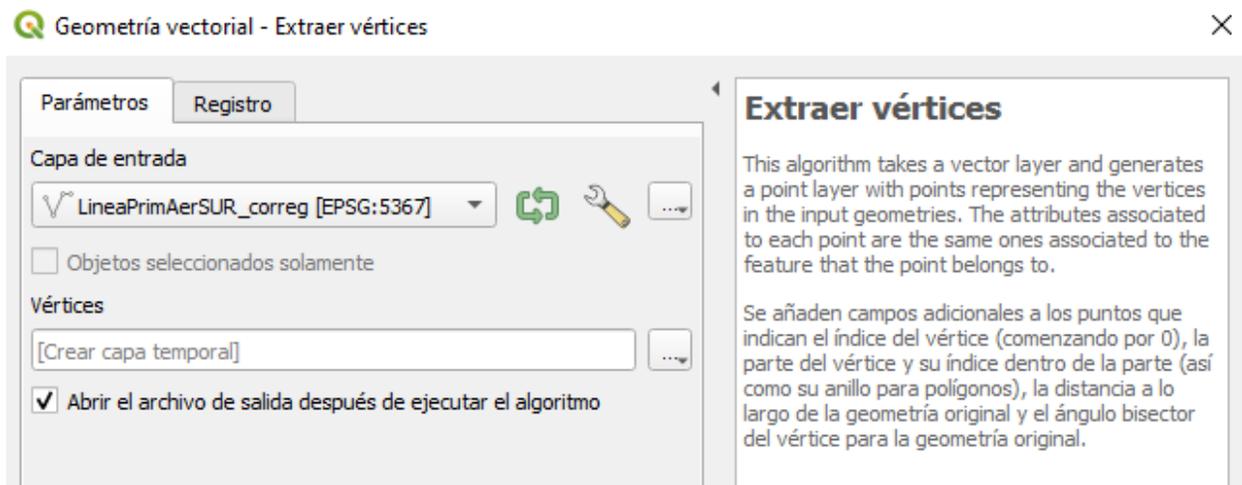


Figura 3.4: Herramienta *extraer vértices* de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

Al aplicar la herramienta de *disolver* todos los datos individuales de cada elementos se pierden quedando con los atributos del primer elemento de la base de datos, para esto se usa la herramienta de *unir atributos por localización* donde se asocian la última capa de vértices generada y la capa original de datos obteniendo como resultado una nueva capa de vértices ya con los datos que corresponden correctamente a cada vértice según el elemento de línea asociado.

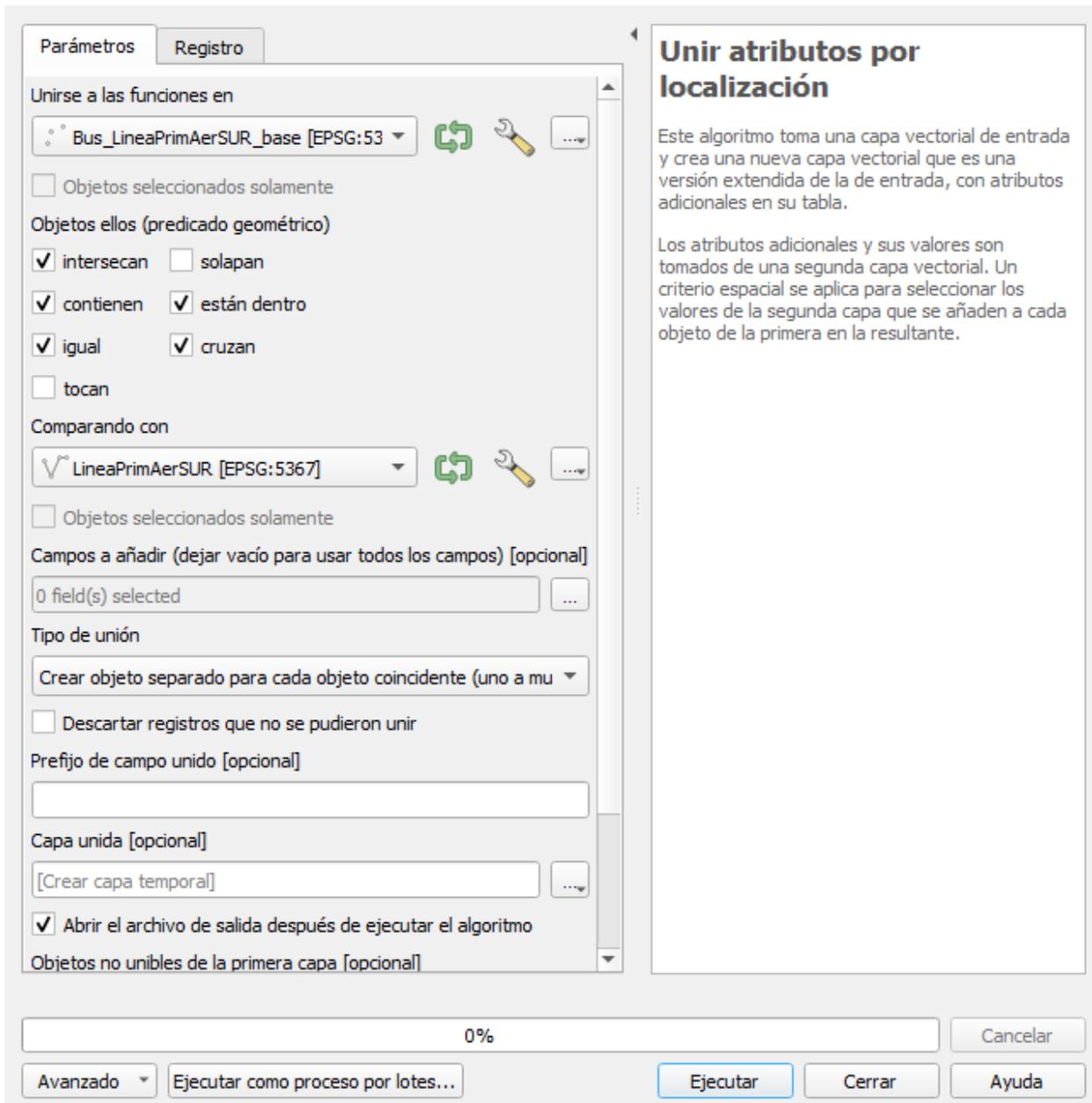


Figura 3.5: Herramienta *unir atributos por localización* de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

Se deben de eliminar las columnas de datos innecesarios para aliviar la cantidad de datos de la capa además de limitar malas interpretaciones.

Por último se usa la herramienta *borrar geometrías duplicadas* debido a que de la generación de vértices con la herramienta *extraer vértices* se generan dos vértices en un mismo punto (vértice de fin de una línea y vértice de inicio de otra línea) indeseados para la conexión entre los elementos (buses) al tener una cantidad extra innecesaria.

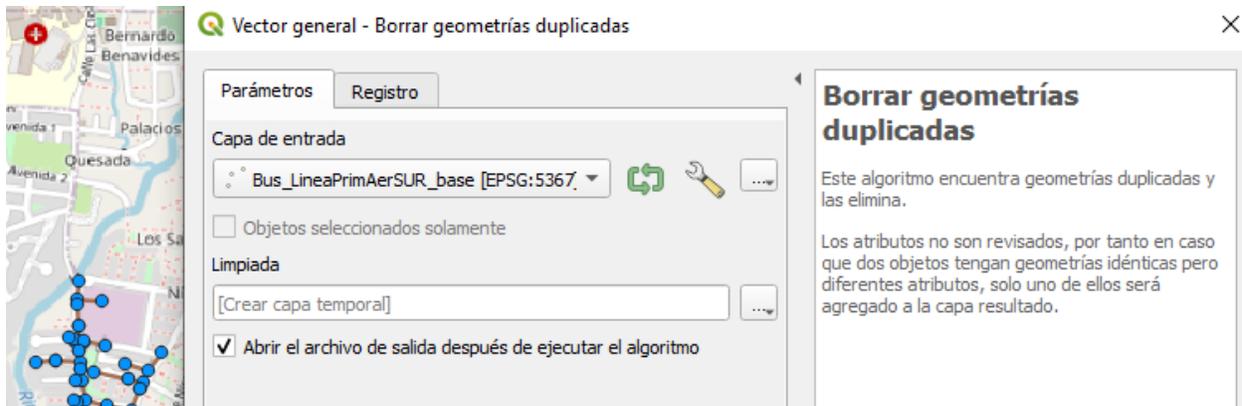


Figura 3.6: Herramienta *borrar geometrías duplicadas por localización* de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

En la calculadora de campo de la capa correspondiente se agregan tres comandos ($start_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))$), ($end_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))$), $\$length$. ($start_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))$) el cual extrae la coordenada 'X' o 'Y' de inicio de la línea, según se le indique antes del $_$ ($start$) y la traduce las coordenadas EPSG:9707 que contiene el CRS de las coordenadas de Costa Rica para alinear los datos correctamente, de la misma manera ($end_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))$) para el fin de la línea, igualando las coincidencias con los demás elementos del circuito, además a la capa resultante de la herramienta *simplificar* se le puede adjuntar $\$length$ para extraer la distancia de la línea en caso de que esta carezca de este atributo en sus datos.

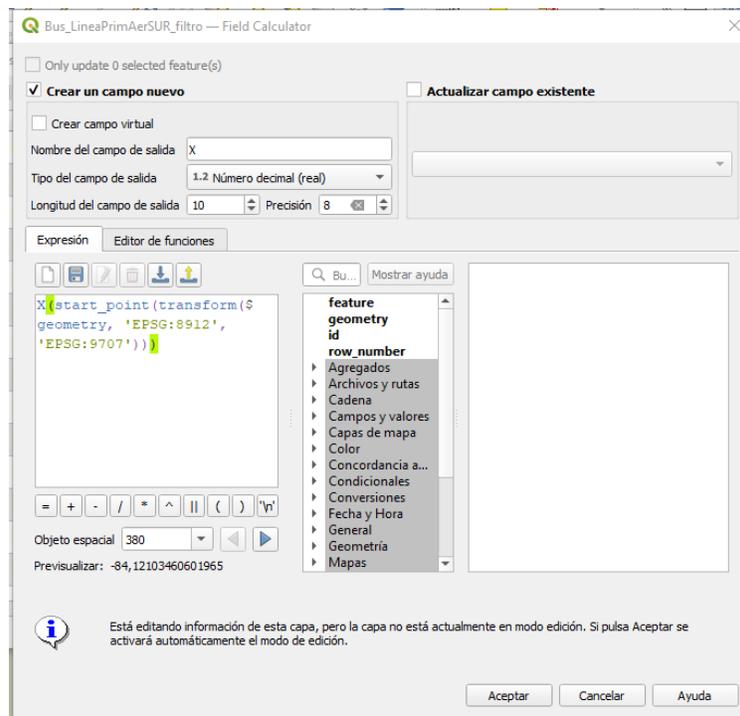


Figura 3.7: Obtención de coordenadas de posición de inicio en la calculadora de campo de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

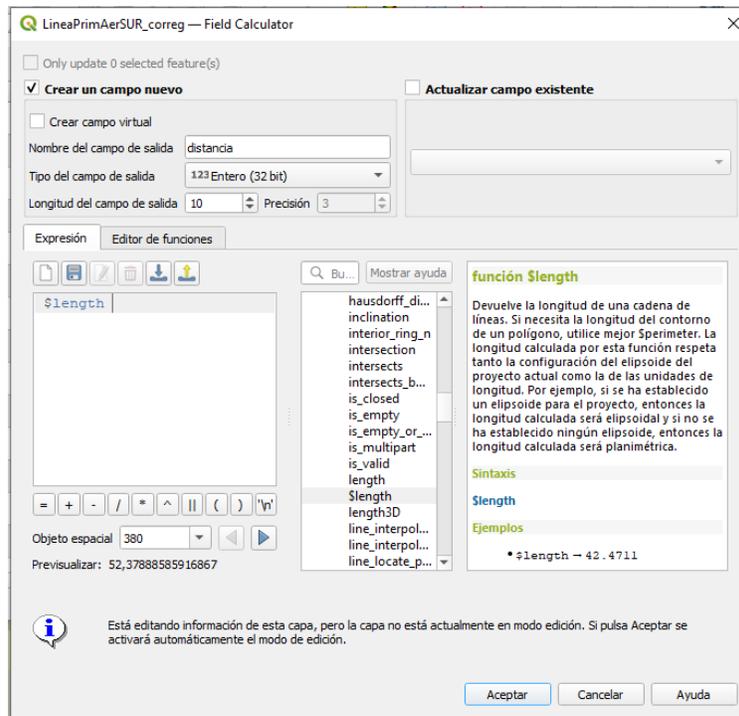


Figura 3.8: Obtención de distancias en la calculadora de campo de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

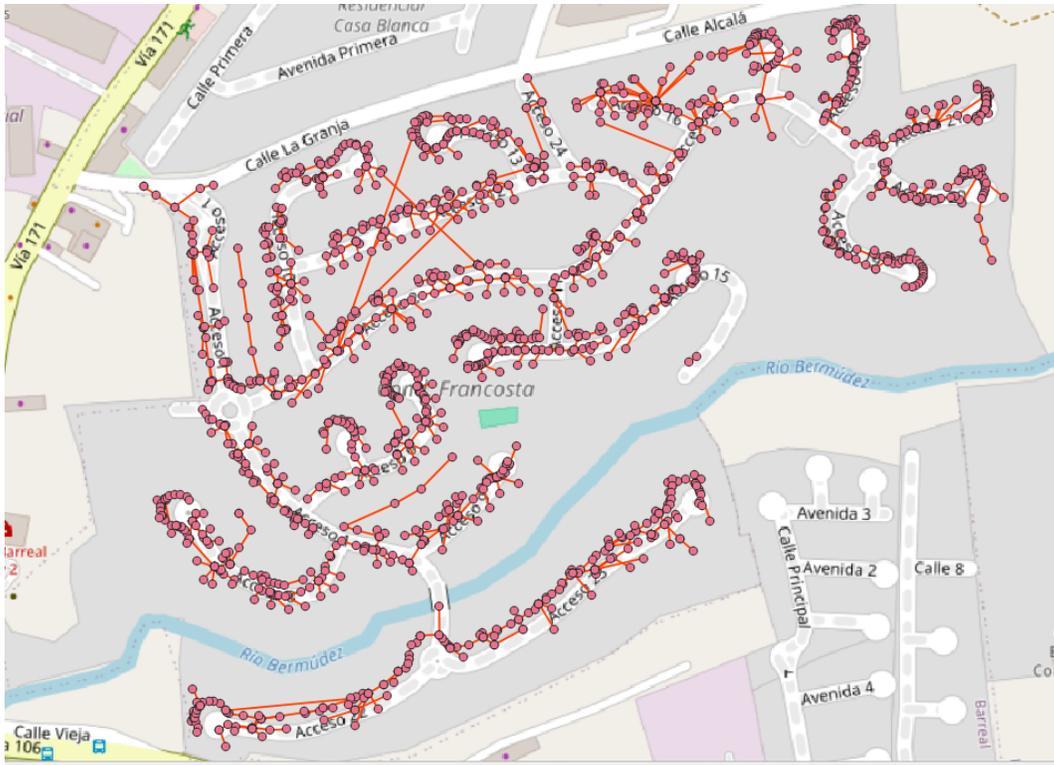
Extracción buses de la capa de líneas secundaria aérea

Ya que esta capa contiene más elementos de manera continua haciendo prácticamente que cada inicio y fin de línea sea directo, el procedimiento es más sencillo. Se utiliza la herramienta *explotar líneas* para los pequeños trayectos más largos donde se pueden generar buses no deseados.

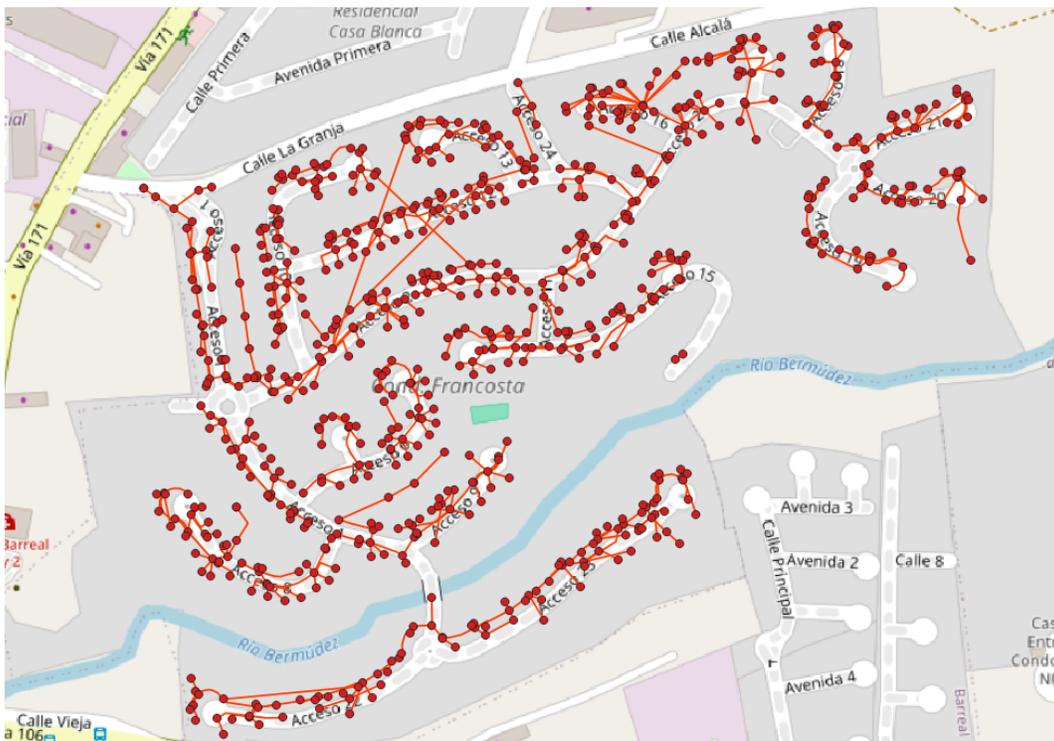
Luego se repite el proceso con la herramienta de *extraer vértices* y de *borrar duplicados*, e igualmente se usan los comandos mencionados en la calculadora de datos de la capa, $(start_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))), (end_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))), \$length$.

Extracción buses de la capa de líneas secundaria subterránea

Esta capa se encuentra desarrollada en los condominios Francosta y Bella Vista y entras pequeñas partes del circuito eléctrico. Por la forma en la que el Departamento de Información Geográfica la construyo requiere ser manipulada manualmente después de aplicar la herramienta de *extraer vértices* y *borrar duplicados*. Lo anterior debido a que, si se aplican las herramientas de *disolver* y *simplificar* o *explotar líneas* como en las capas anteriores, se crea una nueva geometría alterada que elimina puntos que son necesarios por la existencia de conexiones entre capas y mantiene puntos que no son deseados, lo que resulta en una filtración manual de eliminación de puntos no deseados.



(a) Herramienta *extraer vértices* de QGIS.



(b) Filtrado manual de vértices en QGIS.

Figura 3.9: Comparación filtrado de buses capa subterránea cables secundarios.
Fuente: Elaboración propia mediante la interfaz de QGIS.

Visualmente es notorio al comparar las figuras 3.9(a) y 3.9(b) la cantidad buses que se generan erróneamente generando la incertidumbre de verdadera asociación entre la capa de líneas y los elementos que se traslapen en ella, por ello el filtrado se debe realizar de manera manual en este caso. De igual manera se usan los comandos ($start_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))$), ($end_point(transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707'))$), $\$length$ para igualar y asignar los atributos necesarios.

A pesar del intento de filtrar manualmente los buses correspondientes, la construcción misma de la capa presenta errores que imposibilitan su uso para correcta construcción del unifilar en ETAP®. Por lo que, en discusión con el ingeniero a cargo, se concluye en eliminar el sector del condominio Francosta.

Extracción buses de las capas de elementos

Para los elementos como el *Dispositivo de Protección Dinámica*, las *Cuchillas* o los *Fusibles* que se encuentran en diferentes capas, se observa por procesos posteriores que en algunos puntos, las coordenadas no coinciden exactamente con los demás puntos de las capas de las líneas, figura 3.11, por lo que se realiza el siguiente procedimiento.

Se utiliza la herramienta *unir atributos por proximidad* con la capa de buses final de las líneas primarias correspondientes, ya que es con estas capas con las que se asocia el funcionamiento de estos elementos.

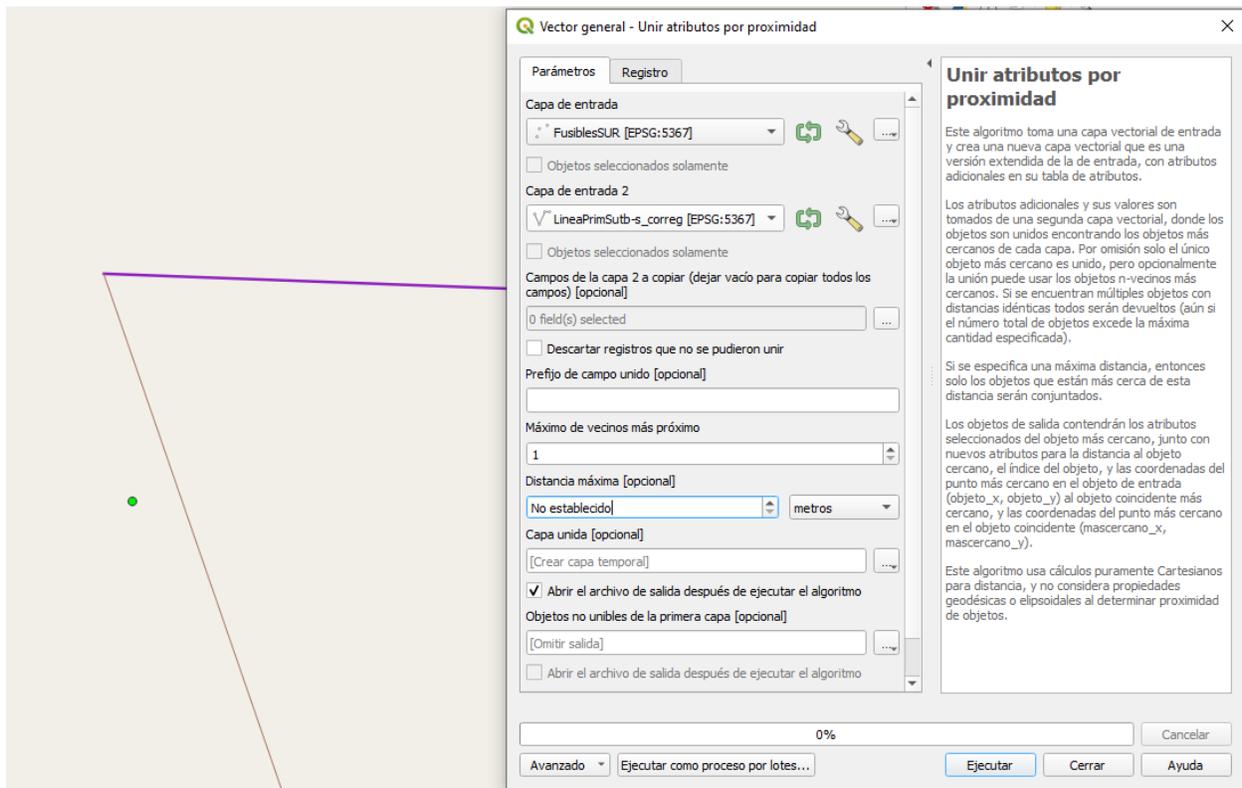


Figura 3.10: Herramienta *unir atributos por proximidad* de QGIS.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura 3.11 se observa que hay casos aislados donde las coordenadas de los elementos no los posicionan en relación con los elementos adyacentes como las líneas en el software, luego de aplicar la herramienta *unir atributos por proximidad* se genera una nueva capa de punto de elementos, la cual visualmente se ve idéntica a la original pero en los atributos se refleja el cambio y corrección de las coordenadas. De igual manera se usa el comando ($transform(\$geometry, 'EPSG:8912', 'EPSG:9707')$) con 'X' o 'Y' previo al comando para asignar las coordenadas correspondientes.

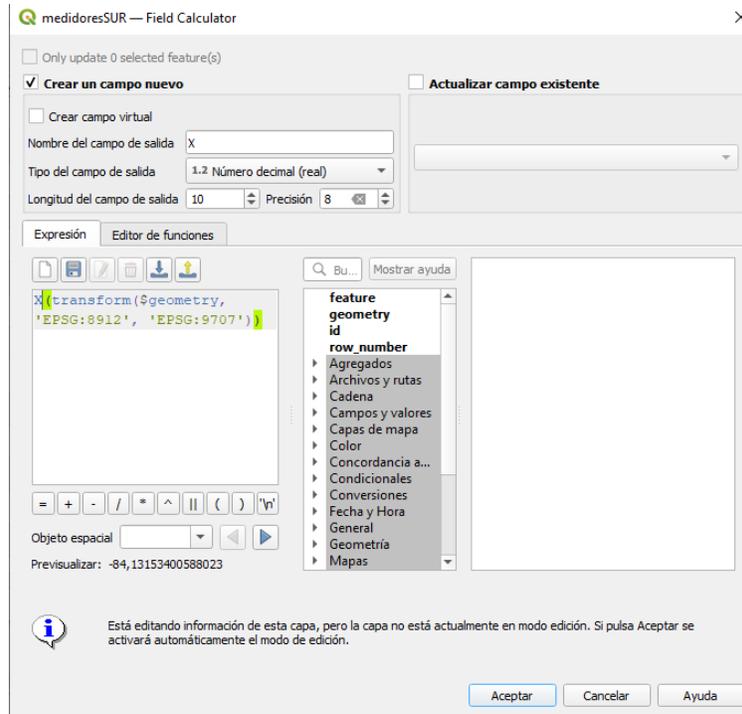


Figura 3.11: Obtención de coordenadas de posición en la calculadora de campo de QGIS.
Fuente: Elaboración propia.

En el caso de los transformadores, no se encontraron irregularidades en esta sección del procedimiento por lo que su archivo se utilizó tal cual para la siguiente sección.

Todos estos archivos de las capas se extraen de la carpeta del proyecto con la extensión *.dbf* en Excel y guardados con la nueva extensión *.xlsx* para su proceso en Python.

3.1.3. Procedimiento con Python

El software de programación Python permite realizar los códigos necesarios bajo la lógica de procesar y minar una gran cantidad de datos como lo son los casi veinticinco mil elementos con sus datos asociados presentes en el circuito SUR de ESPH. Para poder procesar esta gran cantidad de datos de forma efectiva con el mínimo error posible de construcción del catálogo y del formato que requiere ETAP[®] para poder importar el circuito a su sistema de simulación y efectuar las pruebas correspondientes se utilizan librerías como:

- *Glob* para buscar archivos que coincidan con un patrón especificado o para encontrar archivos de forma dinámica sin tener que especificar rutas completas.
- *Pandas* para análisis de datos permitiendo leer y escribir diferentes formatos de archivos, manipular y analizar datos, y realizar cálculos avanzados.
- *Openpyxl* para poder abrir, leer y escribir archivos de Excel.
- *Concurrent.futures* para ejecutar tareas en paralelo utilizando subprocesos o procesos al aprovechar múltiples núcleos del CPU lo que permite que el código completo se ejecute en cuestión de pocos minutos.
- *Numpy* para trabajar con arrays multidimensionales y matrices, junto con una gran colección de funciones asociadas.

- *tqdm* que permite agregar barras de progreso a bucles, muestra el progreso de una iteración, el tiempo estimado restante y otras métricas útiles. Es especialmente útil cuando se trabaja con bucles que tardan mucho tiempo en ejecutarse dando al usuario una retroalimentación visual del progreso.

Con lo anterior se toma la decisión de realizar los scripts por separados, esto para favorecer la organización del código permitiendo que cada script tenga una funcionalidad específica para cada elemento, beneficiando la comprensión y el mantenimiento del proyecto por parte de la empresa al adaptarlo a los otros circuitos residenciales e industriales (Casero, 2024).

Por eso se comienza con un código "main" principal, el cual de forma sencilla solicita al usuario las rutas de la unidad de almacenamiento donde se encuentren los archivos Excel creados en la sección anterior, la ruta del archivo de formato que necesita ETAP[®], figura 3.12 para poder importar la información y traducir los datos que vienen en otra codificación de QGIS. Lo anterior debido a que la empresa utiliza codificación para los parámetros de los voltajes tanto en el primario como en el secundario, configuración de conexión y la cantidad de fases que poseen las distintas secciones del circuito entre otras cosas. Para esto se crea un script específico que tiene las funciones de traducción correspondientes a cada parámetro mencionado que será llamado por los scripts de los elementos cuando se estén ejecutando para convertir las variables que estos posean al formato o parámetro que se necesite en archivo final.

Construcción archivo Excel - ETAP[®]

		Project	ETAP Export Test Project						
		Location	Irvine, CA						
		Contract #	000-111						
		Date	20-sep-10						
CABLE DATA									
Equipment ID	No/Phase	In Service	State	Description	Phase	Wire Connection	From Element ID	To Element ID	
[ID]	PhaseValue	[InService] = True, "Yes"	[InServiceState]	[Description]	Phase	SE(([_eN[Nument]] = "" , _eT[Font1]) = "" , _eT[Font1])			
C1	1	Yes	As-Built		1	--	1053	1057	

(a)

Revision		Base						
Config.		Normal						
Unit System (English or Metric)	Frequency (Hz)	Conductor or Type (Al or Cu)	Installation (Mag/Non-Mag/Overhead)	Cable Voltage (kV)	% Class	Cable Source	Insulation	#/Cable
[CA_UnitSystem]	60	Conductor	[CA_Installation]	[CA_RatedkV]	k_PercentClass	A_Source	CA_Insulation	roofCondu
English	60	Aluminum	Non-Mag.	0.6	100	xUSEIRn	XLPE	1/C

(b)

Figura 3.12: Ejemplo de formato base de Excel con los requerimientos necesarios para realizar la importación a ETAP[®].

Fuente: Tomado de ejemplo de capacitación de CFS Sistemas.

Las traducciones mencionadas hacen referencia a que la empresa no utiliza explícitamente el término asociado al voltaje, conexión, configuración o circuito de operación entre otros. Por ejemplo, no se encuentra

en los datos si el voltaje de operación de cualquier elemento, línea o cable es de 120 V, 480 V, 13.2 kV o 34.5 kV, en lugar se tiene una numeración que comienza en 10 hasta 380 en múltiplos de 10, cuyo significado contiene el tipo de voltaje línea - neutro, línea - línea y la configuración de conexión del elemento. Además, en algunos casos, los nombres de las subestaciones y circuitos de operación no se encuentran explícitamente; en su lugar, se utilizan códigos que deben ser traducidos. Esto se debe a que los datos se basan en la codificación utilizada por el software ESRI y su plataforma ArcGIS. Este software es el que la empresa emplea para sus modelos GIS, ya que cuenta con licencia y soporte.

Tabla 3.1: Conversión de configuración y cantidad de fases

Indicador de fase	Configuración de fase	Cantidad de fases
7	ABC	3
6	AB	2
5	AC	2
4	A	1
3	BC	2
2	B	1
1	C	1

Tabla 3.2: Conversión de tensiones y tipo de conexión trifásica y monofásica

Código ESPH	Tensión LN (kV)	Tensión LL (kV)	Configuración
10	0.12	0.24	fase part
15	0.12	0.24	fase part
20	0.12	0.208	estrella
30	0.12	0.24	fase part
35	0.254	0.44	estrella
40	0.24	0.48	fase part
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	delta
120	2.40	4.16	estrella
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	estrella
270	7.97	13.8	delta
340	14.38	24.9	estrella
380	19.92	34.5	estrella

Tabla 3.3: Conversión de circuito y subestación de alimentación

Código ESPH	Nombre circuito	Subestación de alimentación
59	ESTE	HEREDIA
66	GLOBAL	BELEN
73	HOSPIRA	HEREDIA
81	INDUSTRIAL	HEREDIA
85	LAS FLORES	HEREDIA
93	NORTE	HEREDIA
94	OESTE	HEREDIA
117	SAN PABLO	HEREDIA
143	SUR	HEREDIA
161	ZFM	BELEN
235	LOS ANGELES	CONCEPCION
279	QUEBRADAS	SAN MIGUEL
294	SAN ISIDRO	CONCEPCION
301	SAN RAFAEL	CONCEPCION
302	SAN VICENTE	SAN MIGUEL
409	CARRILLOS	PHJMD (Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo)

Cada código individual está enfocado en un elemento como tal o en un proceso en específico y se ejecutan en un orden necesario, siendo el primero, la creación del formato de los buses, este toma los archivos de buses de las distintas capas donde se han creado y asigna a cada bus un indicativo único por categoría, es decir los buses que son de las líneas primarias aéreas tiene un indicativo **BPA_#** numerados del 1 en adelante; numeración que se reinicia con cada cambio de indicativo, los buses de las líneas primarias subterráneas tiene el indicativo **BPS_#**, los buses de las líneas secundarias aéreas el indicativo **BSA_#** y los buses de las líneas secundarias subterráneas el indicativo **BSS_#**.

Es de prioridad que este código se ejecute primero y de forma correcta debido a que genera los buses que sirven como conectores de todos los elementos del circuito en ETAP[®], como se observa en la figura 3.13. Como también es relevante que el código de traducciones tenga la información correcta y bien designada según la traducción que deba realizar ya que es un código utilizado en común entre los subcódigos de los elementos y también por el catálogo.

Posterior a esto se ejecutan los demás códigos cuyo desarrollo devuelve un archivo individual de Excel con las traducciones de los código que tenga y también la asociación correspondiente de buses que tenga el elemento con los demás. Particularmente en los archivos de líneas se asignan dos buses el de inicio y fin de cada línea según sus coordenadas y en los transformadores se asocian los buses que conectan el elemento con las líneas primarias y los buses que lo conectan con las líneas secundarias, indicando a su vez al usuario si existen casos donde el transformador carezca de alguno de estos buses para someterlo a revisión de si está mal georreferenciado o no tiene continuación en el circuito su instalación.

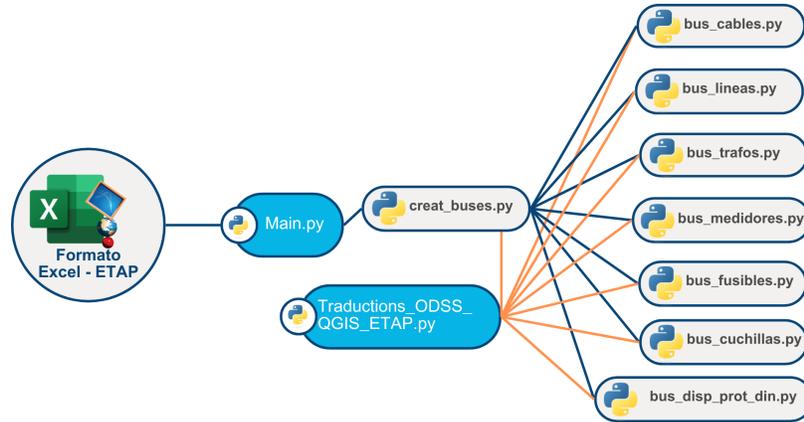


Figura 3.13: Representación del proceso del orden de los códigos para completar el formato Excel - ETAP[®].
Fuente: Elaboración propia.

La lógica de lo anterior se puede resumir con el siguiente diagrama de flujo.

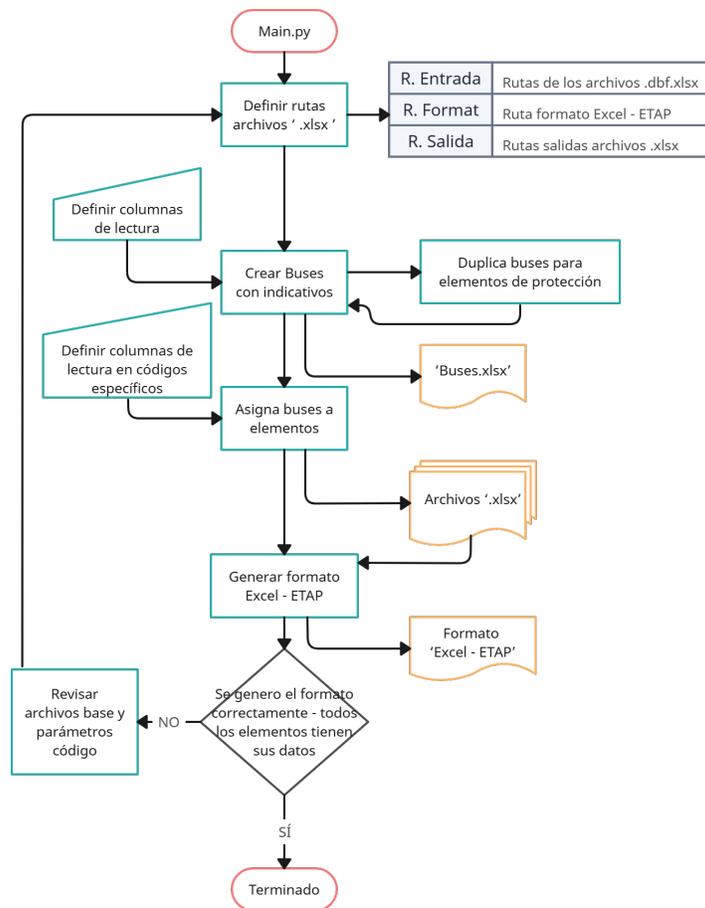


Figura 3.14: Diagrama de flujo para la ejecución del código que completa el formato Excel - ETAP[®].
Fuente: Elaboración propia.

Construcción Catálogo

Parte del propósito del proyecto es validar la información que tiene ESPH de sus elementos eléctricos en el circuito, cual completas y actualizadas están las bases de datos que han aportado. Para ello, se utiliza el software Python para procesar todos los datos de cada tipo de elementos, resumiendo y traduciendo cada característica que es relevante para conocer las capacidades de operación y límites de dichos elementos. Para la construcción del catálogo se acuerda utilizar indicativos específicos para cada elementos según sus características principales de acuerdo con la unión de cada una de las siguientes tablas.

Tabla 3.4: Acrónimo para los elementos

Tipo de elemento	Código
Cable	CAB
Línea	LIN
Transformador	TRA
Fusible	FUS
Cuchillas	CUC
Luminarias	LUM

Tabla 3.5: Código para los calibres de los conductores para cables y líneas

Calibre de conductor/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 3.6: Acrónimos para las configuraciones de los transformadores

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

Tabla 3.7: Código para conexión de los transformadores lado primario

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

Tabla 3.8: Código para conexión de los transformadores lado secundario

Tipo de conexión lado secundario	Código
Delta	3D
Delta abierta	4D
Estrella	Y
Línea Sencilla	SP

Tabla 3.9: Acrónimo para los materiales de los conductores

Material Conductor	Código
Aluminio	AL
Cobre	CU
AAAC	3AC

Tabla 3.10: Código para tipo de transformador

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

Tabla 3.11: Código transformación voltajes

Voltaje primario/secundario	Código
13.4/0.24	R1
34.5/0.208	R2
19.92/0.24	R3
34.5/0.48	R4

Las tablas anteriores resumen en códigos distintas conexiones, relaciones de voltaje, materiales, calibres y elementos. Por ende, si se tiene un transformador de 50 kVA tipo trifásico y está conectado en el primario en estrella y en el secundario en delta abierta, lo que permite tener una alimentación de 34.5 kV en el primario y una transformación de voltaje a 0.24 kV en el secundario, se obtiene un indicativo como **TRA-50-TRIY4D-R4-3F** construido según las tablas mostradas. La siguiente tabla resumen los distintos transformadores que tiene el circuito SUR.

Tabla 3.12: Indicativos de transformadores del circuito SUR

Monofásico	Bifásico	Trifásico
TRA-5-MOLGSP-R3-1F	TRA-200-BIOY3D-R3-2F	TRA-50-BTY4D-R4-3F
TRA-15-MOLGSP-R3-1F	TRA-115-BIOY3D-R3-2F	TRA-75-TRIYY-R2-3F
TRA-25-MOLGSP-R3-1F		TRA-80-BTY3D-R3-3F
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1F		TRA-85-BTYR-R3-3F
TRA-50-MOLGSP-R3-1F		TRA-150-TRIYY-R2-3F
TRA-75-MOLGSP-R3-1F		TRA-225-BTY4D-R3-3F
TRA-100-MOLGSP-R3-1F		TRA-300-BTY4D-R4-3F
TRA-167-MOLGSP-R3-1F		TRA-300-BTYR-R4-3F
		TRA-300-TRIYY-R2-3F
		TRA-500-TRIYY-R2-3F
		TRA-750-TRIYY-R2-3F
		TRA-1000-TRIYY-R2-3F

De la misma manera se desarrollan los indicativos para las líneas y cables del circuito, por ejemplo, si hay un cable conductor subterráneo, alimentado por la conexión monofásica secundaria de un transformador, de material aluminio y con aislamiento XHHW, calibre 1/0 AWG diseñado para voltajes de hasta 600 V se obtiene un indicativo como **CAB-1F-C5AL-06**. Las siguientes tablas muestran resumidamente los distintos tipos de líneas y cables que se encuentran en el circuito.

Tabla 3.13: Líneas primarias aéreas del circuito SUR

ID	Cal	Mat	Ais	Volt (V)	#/fases	Fuente	Secuencia Positiva			Secuencia Zero			Valor	Unid
							R	X	Y	R	X	Y		
LIN-1F-C33AC-35	4	AAAC	BAR	N/A	1	FIEE	1.58	0.374	0.2215				1000	m
LIN-1F-C3CU-35	4	CU	BAR	N/A	1		0.329	0.11					1000	m
LIN-1F-C53AC-35	1/0	AAAC	BAR	N/A	1	FIEE	0.626	0.3349	0.1988				1000	m
LIN-1F-C63AC-35	3/0	AAAC	BAR	N/A	1	FIEE	0.394	0.3216	0.1883				1000	m
LIN-1F-C93AC-35	394	AAAC	BAR	N/A	1	FIEE	0.168	0.2852	0.1674				1000	m
LIN-3F-C53AC-35	1/0	AAAC	BAR	N/A	3	FIEE	0.626	0.3349	0.1988				1000	m
LIN-3F-C53AC-35	3/0	AAAC	BAR	N/A	3	FIEE	0.394	0.3216	0.1883				1000	m
LIN-3F-C93AC-35	394	AAAC	BAR	N/A	3	FIEE	0.168	0.2852	0.1674				1000	m

Tabla 3.14: Cables primarios subterráneos del circuito SUR

ID	Cal	Mat	Ais	Volt (V)	#/fases	Fuente	Secuencia Positiva			Secuencia Zero			Valor	Unid
							R	X	Y	R	X	Y		
CAB-1F-C5CU-35	1/0	CU	EPR	35	1	LATINCASA	0.328	0.329					1000	m
CAB-3F-C53AC-35	1/0	AL	EPR	35	3	ZMS	0.822	0.132	0.19	0.822	0.125	0.18	1000	m
CAB-3F-C5CU-35	1/0	CU	EPR	35	3	KERITE	0.135	0.097		0.438	0.298		1000	ft

Tabla 3.15: Líneas secundarias aéreas del circuito SUR

ID	Cal	Mat	Ais	Volt (V)	#/fases	Fuente	Secuencia Positiva			Secuencia Zero			Valor	Unid
							R	X	Y	R	X	Y		
LIN-1F-C13AC-06	8	AAAC	XLPE	N/A	1								1000	m
LIN-1F-C13AC-06	3/0	AAAC	BAR	0.6	1	FIEE	0.394	0.3216	0.1883				1000	m
LIN-1F-C13AC-06	1/0	AAAC	BAR	N/A	1	FIEE	0.626	0.339	0.1994				1000	m
LIN-1F-C1ACSR-06	3/0	ACSR	BAR	N/A	1	FIEE	0.1052	0.1175					1000	ft

Tabla 3.16: Cables secundarios subterráneos del circuito SUR

ID	Cal	Mat	Ais	Volt (V)	#/fases	Fuente	Secuencia Positiva			Secuencia Zero			Valor	Unid
							R	X	Y	R	X	Y		
CAB-1F-C1AL-06	8	AL	XLPE	600	1	NEC	1.3	0.052					1000	ft
CAB-1F-C1AL-1	8	AL	XLP	1000	1	NEC	1.3	0.052					1000	ft
CAB-1F-C1CU-1	8	CU	XLP	1000	1	NEC	0.78	0.052					1000	ft
CAB-1F-C1CU-1	8	CU	XLPE	600	1	NEC	0.78	0.052					1000	ft
CAB-1F-C2AL-06	6	AL	XHHW	600	1	NEC	0.81	0.051					1000	ft
CAB-1F-C2AL-06	6	AL	XLPE	600	1	NEC	0.81	0.051					1000	ft
CAB-1F-C4CU-06	2	CU	XLPE	600	1	NEC	0.19	0.045					1000	ft
CAB-1F-C4CU-1	2	CU	XLP	1000	1	NEC	0.19	0.045					1000	ft
CAB-1F-C5AL-06	1/0	AL	ALPE	600	1	NEC	0.66	0.044					1000	ft
CAB-1F-C5AL-06	1/0	AL	XHHW	600	1	NEC	0.66	0.044					1000	ft
CAB-1F-C5AL-1	1/0	AL	XLP	1000	1	NEC	0.66	0.044					1000	ft
CAB-1F-C5CU-1	1/0	CU	XLP	1000	1	NEC	0.12	0.044					1000	ft
CAB-1F-C7CU-06	250	CU	XLPE	600	1	NEC	0.12	0.041					1000	ft
CAB-1F-C8AL-06	350	AL	XLPE	600	1	NEC	0.061	0.04					1000	ft
CAB-1F-C8AL-06	350	AL	XHHW	600	1	NEC	0.061	0.04					1000	ft
CAB-1F-C8AL-1	350	AL	XLP	1000	1	NEC	0.061	0.04					1000	ft
CAB-3F-C5CU-06	1/0	CU	XLPE	600	3	KERITE	0.135	0.097		0.438	0.298		1000	ft

Cabe mencionar que los datos específicos de impedancias y temperaturas fueron agregados mediante las librerías estandarizadas de ETAP[®] aprovechando sus bases de datos con información que complementa de forma ideal pero efectiva el faltante de características de los elementos. Caso contrario se utiliza información de fuentes externas con catálogos de los mismos elementos o similares. Un caso detallado es de las cuchillas o interruptores de conexión de circuitos, fue necesario consultar información en catálogos de SIEMENS ya que se carecía de información como el voltaje de impulso (reacción ante el voltaje de una descarga eléctrica atmosférica) y la corriente de interrupción, información que complementa el catálogo de este circuito, por ende, se desarrolló a mano estos elementos. Además, contribuye en la importación de datos a ETAP[®] para la asociación de características al elemento en las simulaciones para resultados más realistas.

Lo anterior también se realiza para los fusibles con información de Haivol Electrical y el contactor principal del circuito que se conecta a la subestación con información de SIEMENS. Para ver el catálogo con mayor detalle ver el anexo C

Representando lo anterior, el desarrollo del catálogo se puede comprender con la siguiente figura.

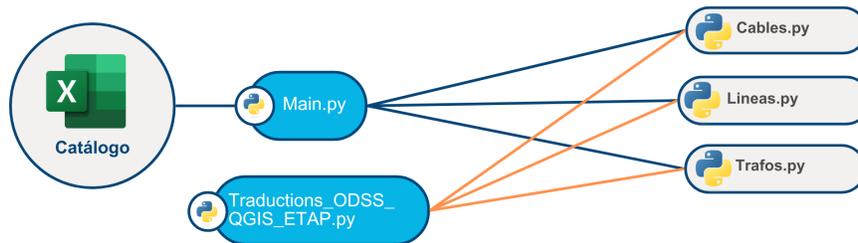


Figura 3.15: Representación del proceso de construcción del catálogo.

Fuente: Elaboración propia.

En resumen, el catálogo y el formato de Excel resultan ser complementarios por lo que se desarrollaron en paralelo este último, siendo el que se importa a ETAP[®], el cual consiste en un archivo Excel como el que se mostró en la figura 3.12. A detalle este se compone de varias hojas de datos, cada una para cada tipo de elemento que se puede generar en el software, con todos los detalles que se le puede asociar como conexión con otros elementos, voltaje de operación, indicativo, comentarios, coordenadas, entre otros detalles, algunos detalles son de carácter obligatorio y otros son opcionales para la interpretación de programa al momento de construir el modelo. Este formato se puede generar automáticamente por ETAP[®] si se desea exportar la información de algún proyecto que se haya realizado. Caso contrario que se desee importar la información para la construcción semiautomática de un circuito como lo es el propósito de este proyecto al buscar la importación exitosa del circuito SUR con todas sus características asociadas. Debido a que no se encontró información que se relacione con los parámetros que necesita el formato Excel, más que lo construido por parte del ingeniero de ESPH, se decide demostrar a detalle los elementos que se pueden encontrar en este formato Excel, las características asociadas a cada uno y se considera de carácter obligatorio u opcional. Lo anterior lo puede encontrar en el Anexo A.

3.1.4. Procedimiento ETAP[®]

En ETAP[®] se realizan las pruebas de importación para asegurar que el archivo de Excel que se construye, se está generando de la forma correcta con el código de Python, se utiliza la versión 24.0.0 facilitada por

CFS Sistemas S.A (CFS), entidad representante de dar soporte a ETAP® en Costa Rica y otras regiones del mundo en el sector de la energía eléctrica (CFS, 2023). La versión facilitada por CFS permite realizar pruebas de construir circuitos con un límite de mil buses, insuficientes para poder simular el circuito SUR, que su cantidad de buses se aproxima a nueve mil buses.

Puesto que este método se puede considerar como nuevo o diferente a lo desarrollado anteriormente en proyectos de este tipo, como lo es construir el circuito de forma manual, se menciona el proceso de importación de datos utilizado; el cual fue recomendado por CFS.

Importación datos Excel - ETAP®

Dentro de la interfaz de la aplicación, se selecciona la pestaña *View* y se crea el entorno para el diagrama geoespacial, luego se busca la opción de importar archivos de GIS Excel o MS Excel en *DataX >GIS & sTraX >GIS/Excel*, ambos casos pueden importar y transformar los datos para construir de manera automática todo el circuito con sus elementos conectados y características asociadas, sin embargo el módulo que se utiliza es el de Geographic Information System - GIS Excel - Import.

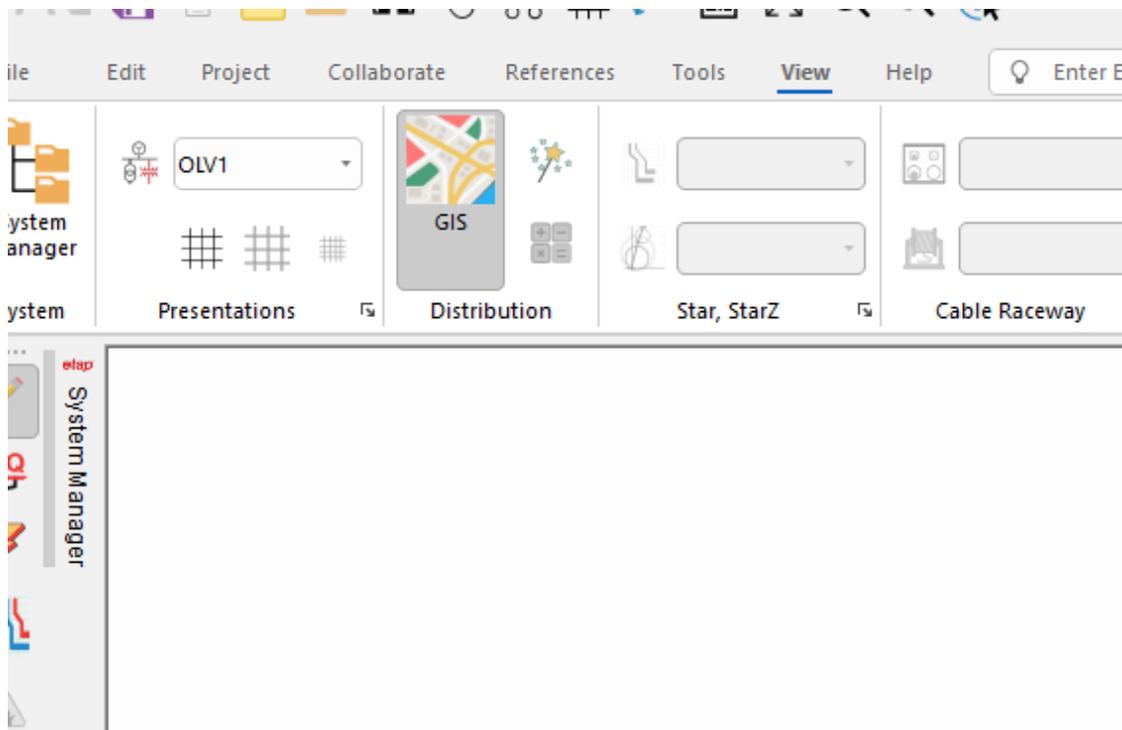


Figura 3.16: Interfaz de ETAP®, ventana View.
Fuente: Elaboración propia.

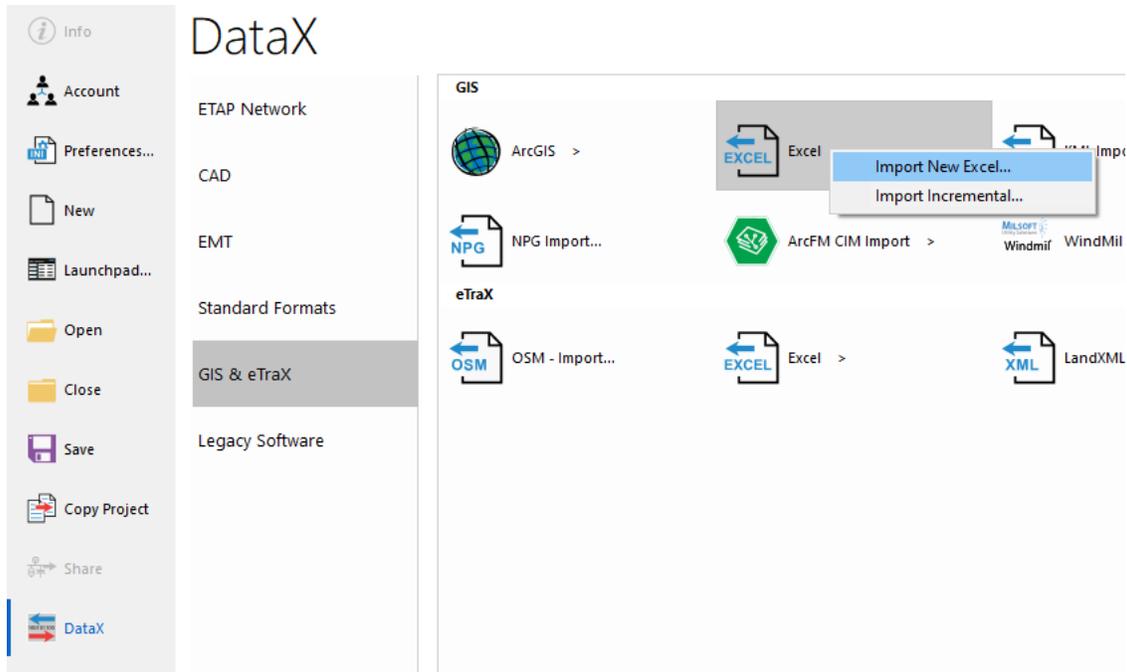


Figura 3.17: Ubicación opción para importar datos de QGIS-Excel.
Fuente: Elaboración propia.

Al seleccionar el archivo Excel se despliega el siguiente menú donde se seleccionan los datos que no se desean importar o bien que no existen en el proyecto para que el programa no los tome en consideración, además de detallar la información asociada que se desea importar junto con cada elemento.

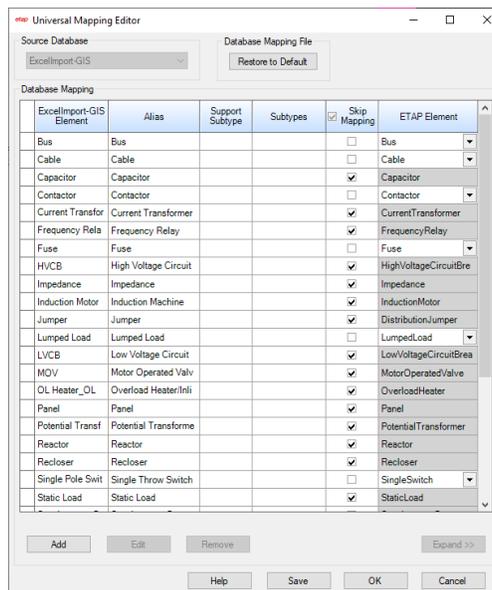


Figura 3.18: Ventana de filtrado de información que se importará del modelo.
Fuente: Elaboración propia.

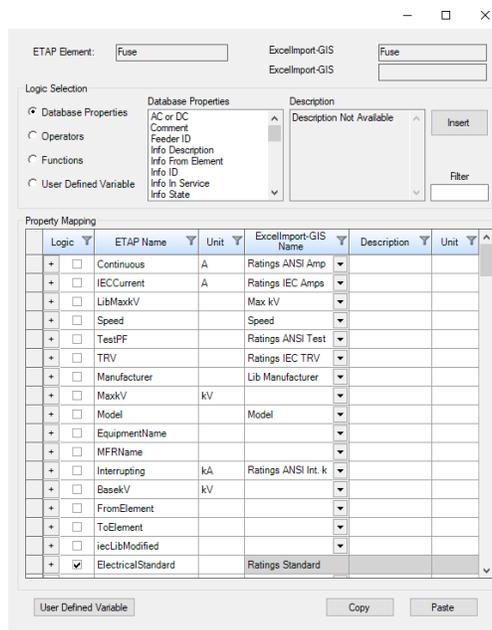


Figura 3.19: Ventana de configuración de características del elementos a importar.
Fuente: Elaboración propia.

Por último se escoje el wherehouse con la información guardada de cada uno de los elementos existentes en el circuito eléctrico previamente construido y se completa una vista GIS en ETAP®. .

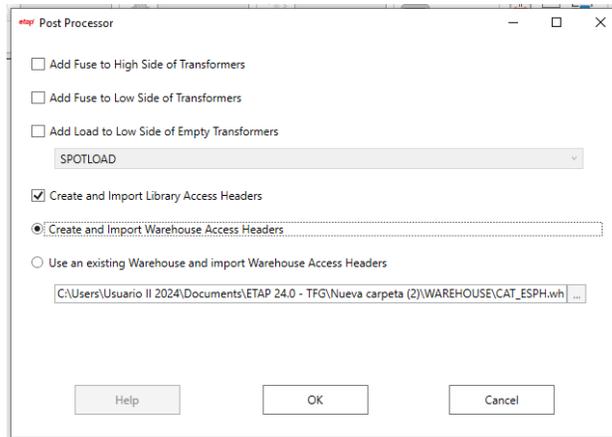


Figura 3.20: Ventana de selección, crear un nuevo Warehouse o seleccionar uno existente para el proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede cambiar entre la vista GIS y el unifilar del circuito construido para comprobar la conexión de los elementos y la continuidad. Como es en el caso siguiente se puede observar una sección del unifilar en un tono grisáceo, la cual corresponde al sector del condominio Francosta.

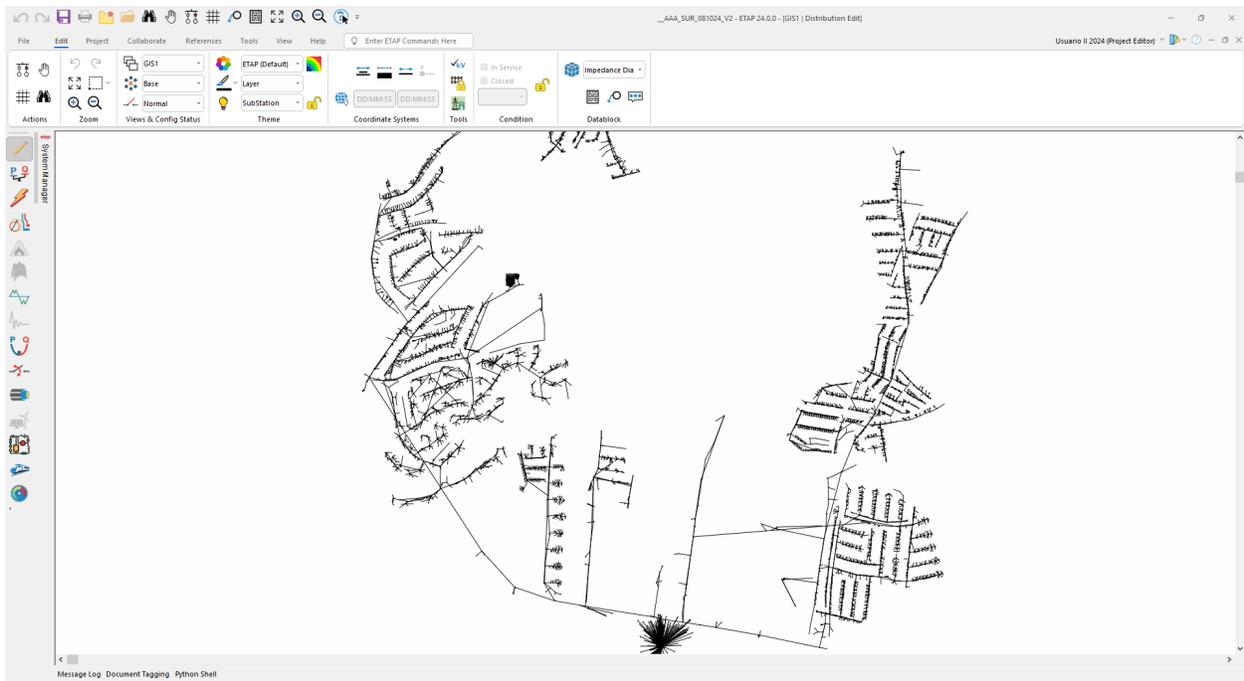


Figura 3.21: Ventana de visualización GIS de ETAP.
Fuente: Elaboración propia.

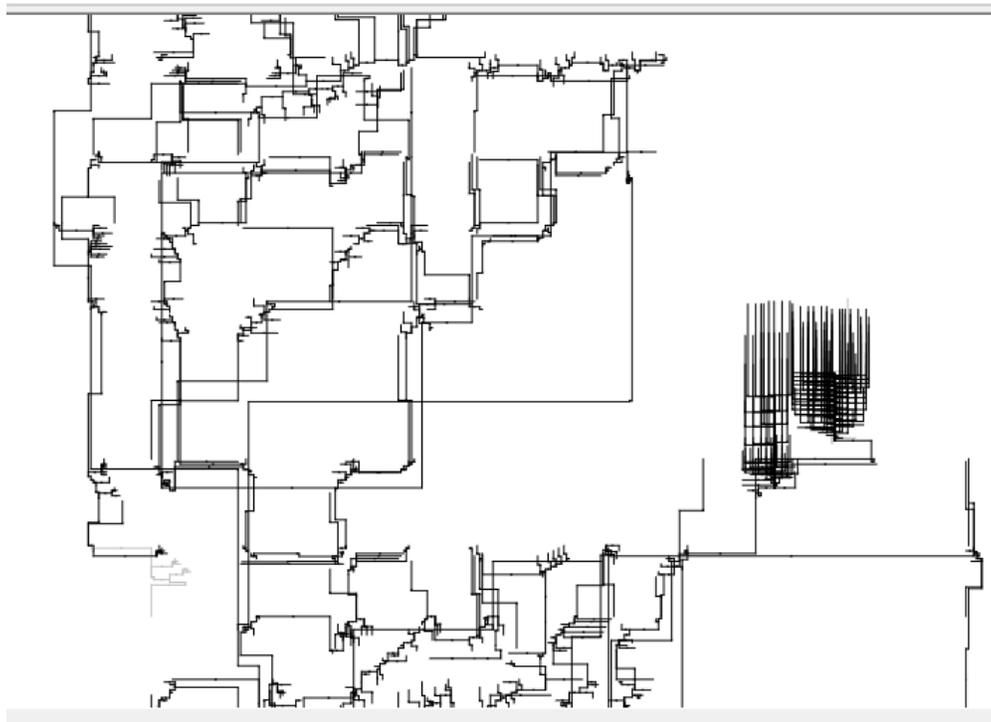


Figura 3.22: Secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP® del circuito.
Fuente: Elaboración propia.

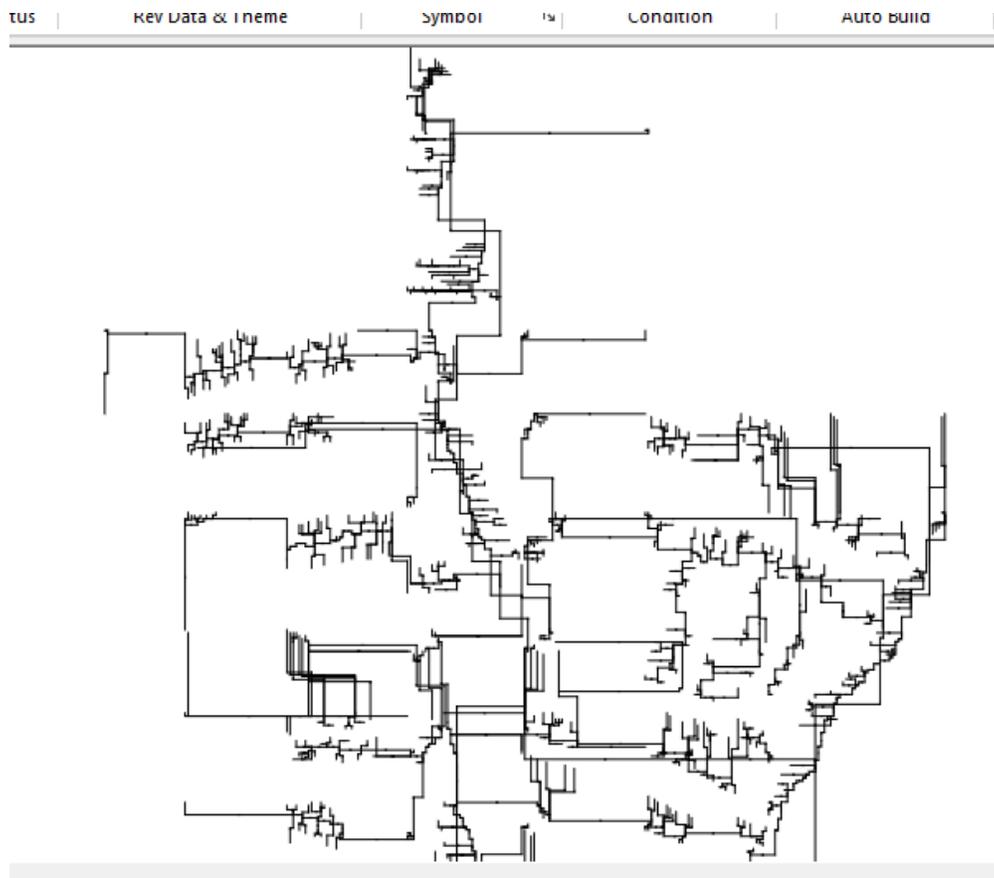


Figura 3.23: Continuación secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP[®] del circuito.
Fuente: Elaboración propia.

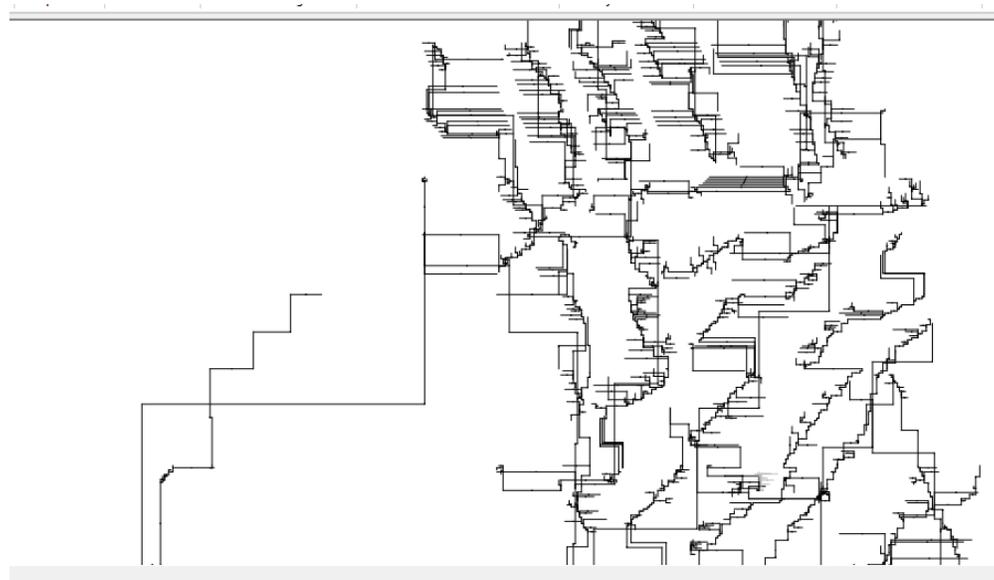


Figura 3.24: Continuación secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP[®] del circuito.
Fuente: Elaboración propia.

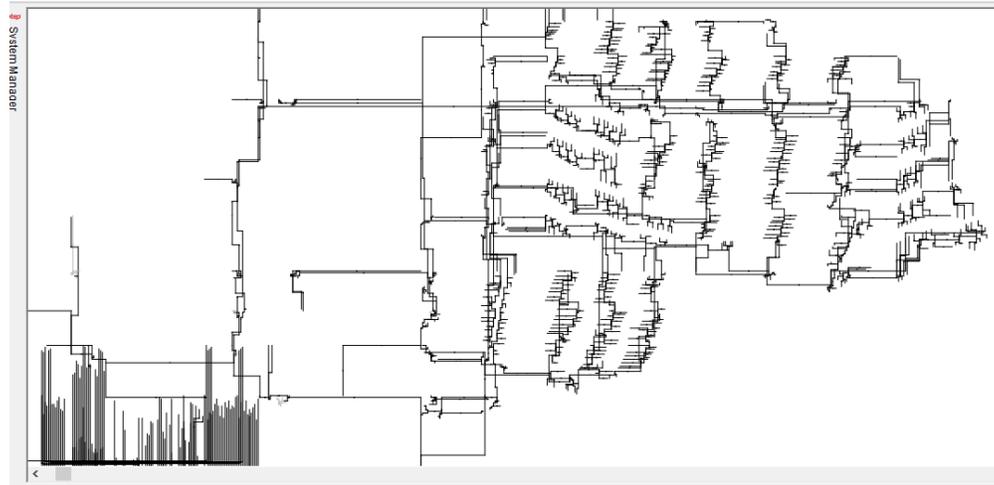


Figura 3.25: Continuación secciones de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP[®] del circuito.
Fuente: Elaboración propia.

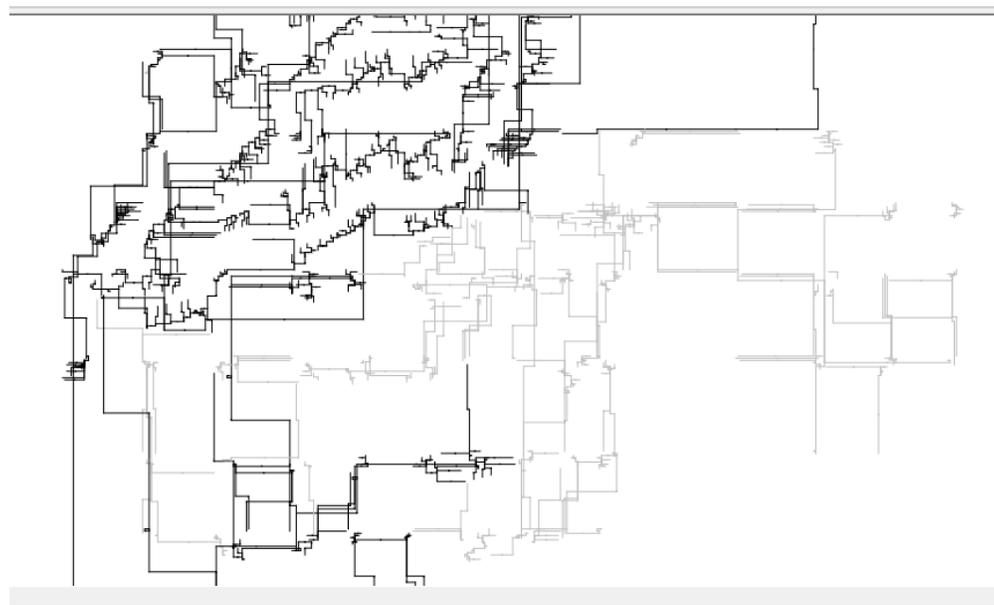


Figura 3.26: Sección de la vista unifilar del modelo GIS en ETAP[®] del circuito SUR con error de importación.
Fuente: Elaboración propia.

Lo que ocurre en la figura 3.26 es la imposibilidad de asociar la información por parte del software para conectar los cables a los buses y demás elementos como si lo hace con el resto del diagrama unifilar, esto se debe a un fallo en la información de la capa de QGIS y la forma en la que fue construida por el Departamento del Sistema de Información Geográfica; donde se encuentran conexiones anómalas y una falta de continuidad de las líneas que representan el cableado subterráneo de un elemento a otro. Por este motivo y como se mencionó al inicio de este capítulo se acuerda con el ingeniero de ESPH, descartar esta parte del circuito para las pruebas de importación resolviendo el problema.

También, se muestran imágenes de la configuración de elementos como transformadores o líneas con la configuración que se han preestablecido desde el formato Excel.

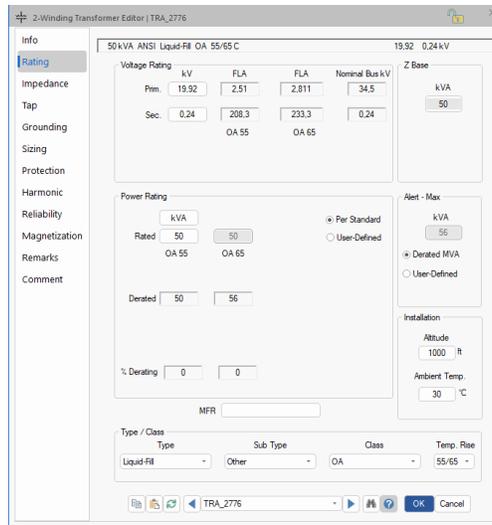


Figura 3.27: Ejemplo de configuración y características para el transformador 2776.
Fuente: Elaboración propia.

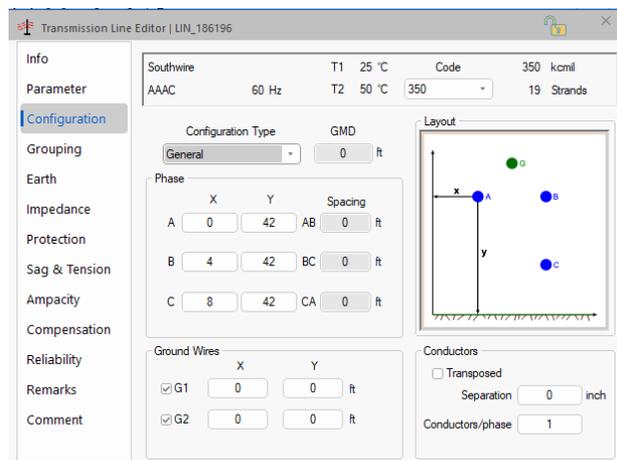


Figura 3.28: Ejemplo de configuración y características para líneas primarias.
Fuente: Elaboración propia.

La configuración de la distribución o posición de las líneas aéreas primarias como se observa en la figura 3.28, se asigna respetando lo indicado en el Manual de Normas de Construcción y Montajes Normalizados de ESPH en su tercera edición (ESPH, 2020).

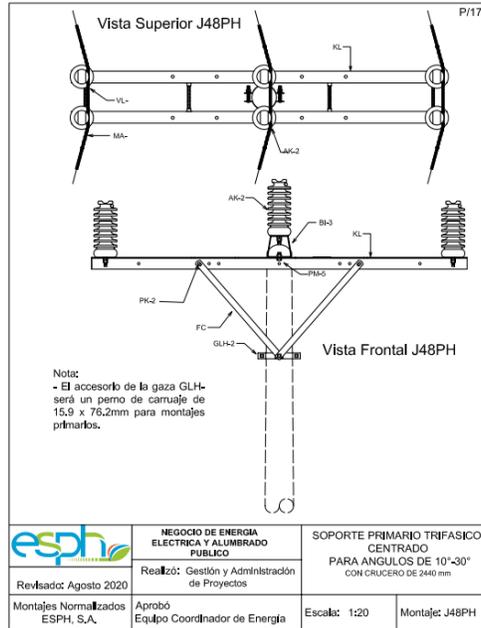


Figura 3.29: Configuración del montaje J48PH para líneas aéreas primarias recomendada para los parámetros de importación.

Fuente: Tomado de (ESPH, 2020).

P/173

SOPORTE PRIMARIO TRIFASICO CENTRADO, PARA ANGULOS DE 10°-30° CON CRUCERO DE 2440 mm J48PH

Lista de materiales

Ref.	Descripción	Cantidades
AK-2	Aislador tipo poste 45 kV NEMA 57-3 (8 extensiones)	6 und
GLH-2	Gaza de HG 2 acc de 150mm	2 und
KL	Crucero metálico de 2440 mm de largo	2 und
PM-5	Perno de máquina de 15,9 x 50,8 mm	4 und
FC	Arbolote metálico de 760 mm largo	4 und
VL-	Juego de varillas guardalíneas *	3 und
MA-	Alambre de atar AWG *	10,8 m
BH-3	Base para aislador tipo poste	2 und
PK-2	Perno todo rosca 15,9 x 305 mm	4 und

* Usar

Para #	Varilla guardalínea	Alambre de atar	Montaje
1/0	VL-2	MA-1	J48PH 1/0
3/0	VL-3	MA-2	J48PH 3/0
394,5	VL-5	MA-2	J48PH 394,5

Figura 3.30: Características del montaje J48PH para líneas aéreas primarias.

Fuente: Tomado de (ESPH, 2020).

Se observa que a nivel de configuraciones de distribución ETAP[®] no modela adecuadamente los cables subterráneos, debido a que no permite la configuración del conductor puesto a tierra como se observa en la figura 3.31, como sí permite hacer la configuración del conductor puesto a tierra en las líneas aéreas como se observa en la figura 3.32, sin embargo, se tiene en consideración por parte del ingeniero de ESPH que el software no modela de manera correcta las secciones de líneas aéreas secundarias.

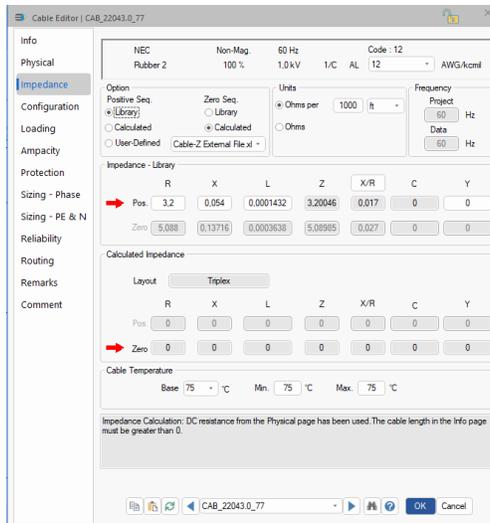


Figura 3.31: Ejemplo de configuración de selección de tipo y características del conductor de cable subterráneo.

Fuente: Elaboración propia.

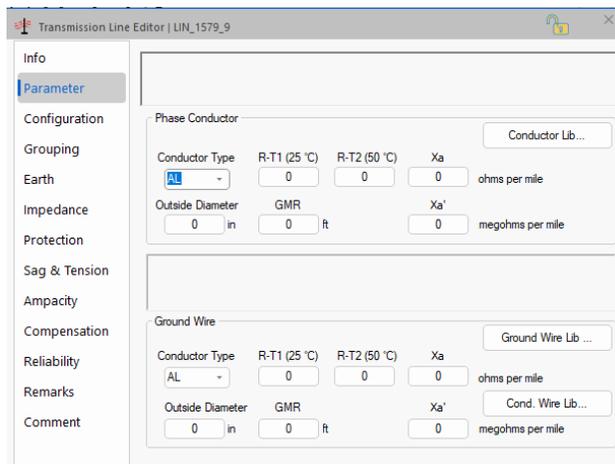


Figura 3.32: Ejemplo de configuración de selección de tipo y características del conductor de línea aérea y el conductor puesto a tierra.

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 4

Datos AMI

Dado que los medidores AMI permiten la medición en tiempo real del consumo y la generación y su almacenamiento, brindando información precisa tanto a los consumidores como a las compañías eléctricas sobre cuánta energía está siendo consumida y generada en un hogar o instalación industrial. En ESPH los datos se trabajan con intervalos de quince minutos, por lo que se tiene bastante control del consumo de sus asociados. Cabe mencionar que en el circuito SUR se tiene un total de cinco mil veinte y nueve clientes, de los cuales a junio del presente año se tiene mil ciento cincuenta y nueve clientes con un medidor AMI, cifra que aumenta a mil ciento setenta y dos al cerrar el mes de agosto. Esto demuestra la ejecución de la empresa del proyecto de cambio de tecnología de medición, se espera que en los próximos cuatro años la totalidad de sus clientes cuenten con un medidor inteligente AMI, esto permitirá el control y mapeo completo de consumos de sus clientes para los estudios referentes a la calidad, estabilidad y penetración de GD. Además, a nivel del área de cobertura de ESPH se tienen registrados dos cientos clientes con sistemas GD al mes de septiembre, pero según las bases de datos de la empresa, el circuito SUR no tiene asociados con GD, por lo que se presume que su disponibilidad de penetración es alta.

Según los datos suministrados se encuentran clientes con tarifas de preferencial, industrial, comercial y de servicios y en su gran mayoría con tarifa residencial, para esto se generan las curvas de demanda mensuales de todos los clientes de cada categoría, luego se seccionarán las categorías en rangos para tener a disposición los diferentes perfiles que permitan categorizar clientes que carecen de registros AMI. Para eso se utilizan los datos de los 3 meses durante los que se desarrolla el proyecto, julio, agosto y septiembre, no se utilizan más meses porque la empresa terceriza su almacenamiento de información AMI por lo que el acceso a los registros según su contrato es de 3 meses.

Al variar las proyecciones estimadas que permitirán en las pruebas de simulación asociar; perfiles de demanda a los demás usuarios de los que aún no se tienen sus curvas de demanda en el dominio del tiempo, que permita aumentar la precisión de los resultados que puedan obtener para reforzar la primera conclusión de que la disponibilidad de penetración en el circuito SUR es alta. Comprendiendo que las curvas de demanda de consumo y de generación-exportación de los sistemas GD tendrán sus variaciones particulares ante las curvas de consumo normales, dependiendo de cuanta energía se esté generando y consumiendo localmente y cuanta se está importando como excedente a la red eléctrica. Esto principalmente durante el medio día cuya actividad solar alcanza su máximo, aproximadamente 5 horas entre las 9 am y las 2 pm.

Para obtener las curvas y la demás información mencionada, se trabajan los archivos obtenidos de la empresa con códigos de Python, con el propósito de eliminar la información innecesaria, agrupar los datos por mes en archivos Excel y realizar operación sobre todos los datos que permitan agilizar su manipulación e interpretación. Dado que para cada día se almacenan más de un millón de datos se hacen 3 códigos de programación, el primero convierte de formato texto a Excel cada archivo, el segundo agrupa de acuerdo a la fecha cada día, el tercer código realiza operaciones de agrupación de información sobre cada hoja, resumiendo los resultados en una hoja general según la unidad de medida que este evaluando. Además, al unir las bases de datos AMI y de los medidores de QGIs, se obtienen coincidencias de datos que permiten filtrar las tarifas existentes y la cantidad de clientes por cada tipo de tarifa entre otros datos, esto permite asegurar la congruencia de información de las bases de datos. Representando lo anterior se pueden observar las siguientes figuras.

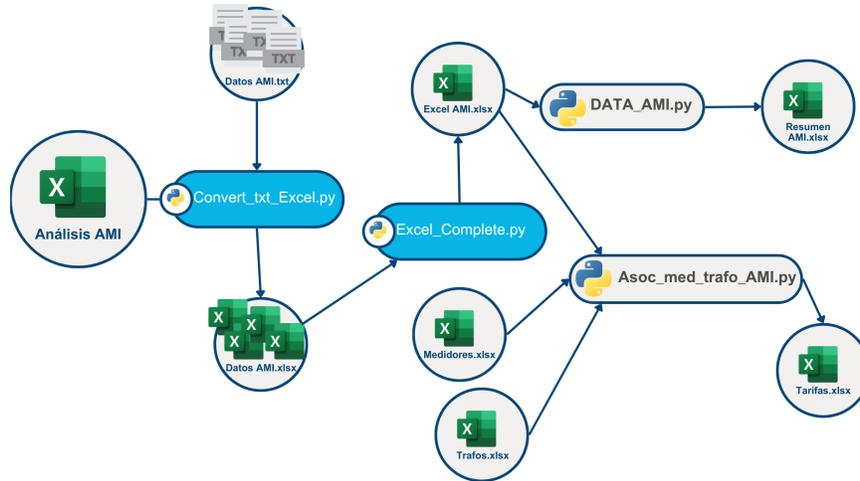


Figura 4.1: Representación del proceso del orden de los códigos para extraer la información de los datos AMI.

Fuente: Elaboración propia.

La lógica de lo anterior se puede resumir con el siguiente diagrama de flujo.

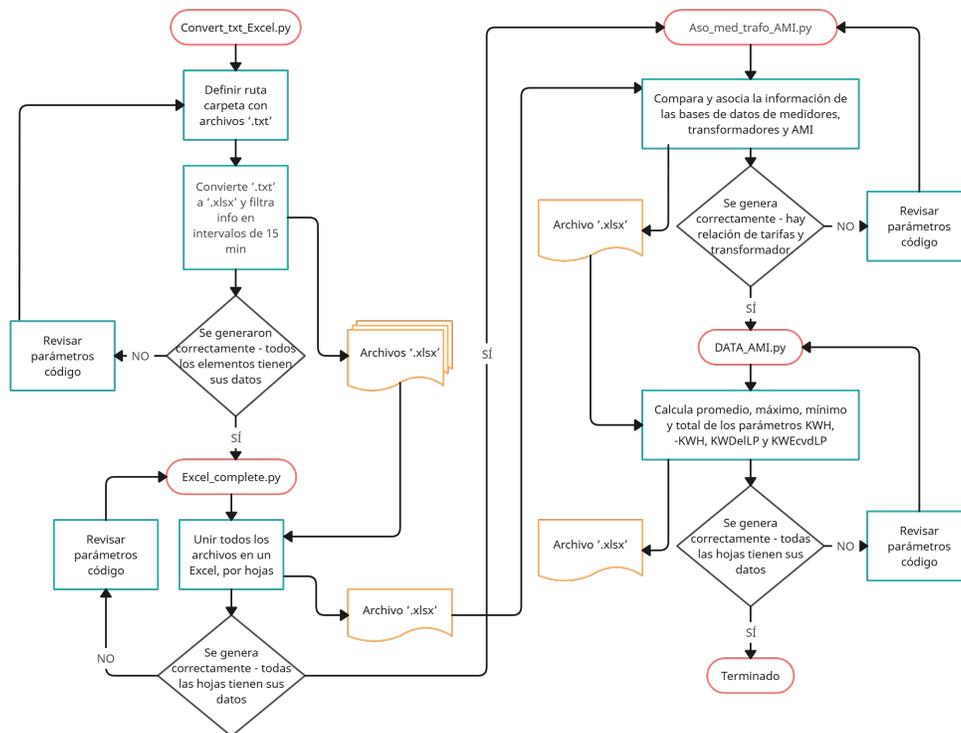


Figura 4.2: Diagrama de flujo para la ejecución de los códigos que extraen, acomodan, asocian la información de las bases de datos de QGIS y AMI.

Fuente: Elaboración propia.

De la información que se logra filtrar se categorizan los datos por tipo de tarifa y rango de consumo de los clientes asociados

Tabla 4.1: Distribución de Clientes por Consumo de Energía

CLIENTES TARIFA RESIDENCIAL	
Energía (kWh)	Cantidad de Clientes
0-50	44
50-100	86
100-200	277
200-300	207
300-400	105
400-500	42
500-700	25
700-900	2
900-1200	1

Tabla 4.2: Distribución de Clientes por Consumo de Energía

CLIENTES TARIFA COMERCIAL Y SERVICIOS	
Energía (kWh)	Cantidad de Clientes
0-1000	43
1000-3000	6
3000-8000	1

Tabla 4.3: Distribución de Clientes por Consumo de Energía

CLIENTES TARIFA PREFERENCIAL	
Energía (kWh)	Cantidad de Clientes
0-700	3

Tabla 4.4: Distribución de Clientes por Consumo de Energía

CLIENTES TARIFA INDUSTRIAL	
Energía (kWh)	Cantidad de Clientes
0-100	2
200	2

De modo general se generan las curvas de tendencia de consumo de acuerdo con la información que se logra asociar (usuario - tarifa) debido a que el faltante de información completa en las bases de datos, imposibilidad la asociación de todos los elementos AMI. Se denota con \mathbf{J}_- para los datos de julio y \mathbf{A}_- para los datos de agosto.

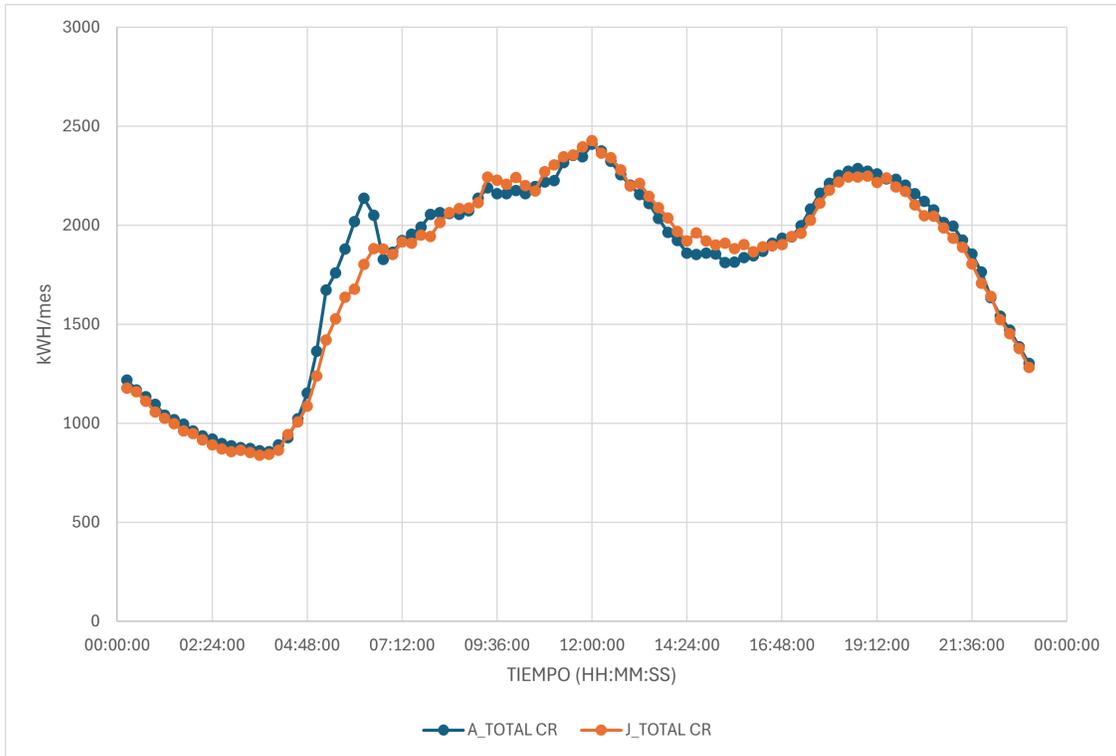


Figura 4.3: Curvas característica de consumo Residencial del circuito SUR.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

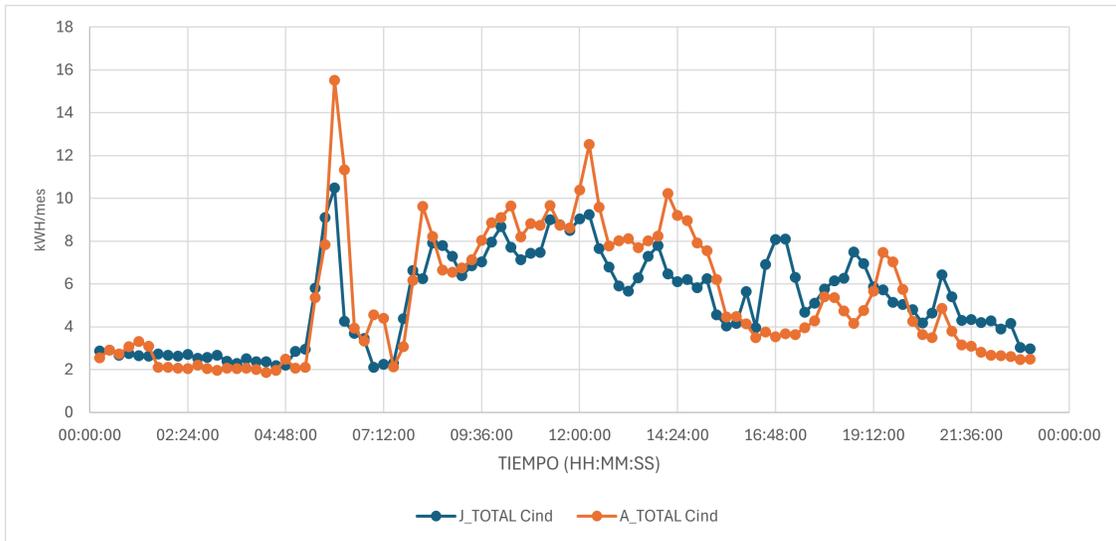


Figura 4.4: Curvas característica de consumo Industrial del circuito SUR.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

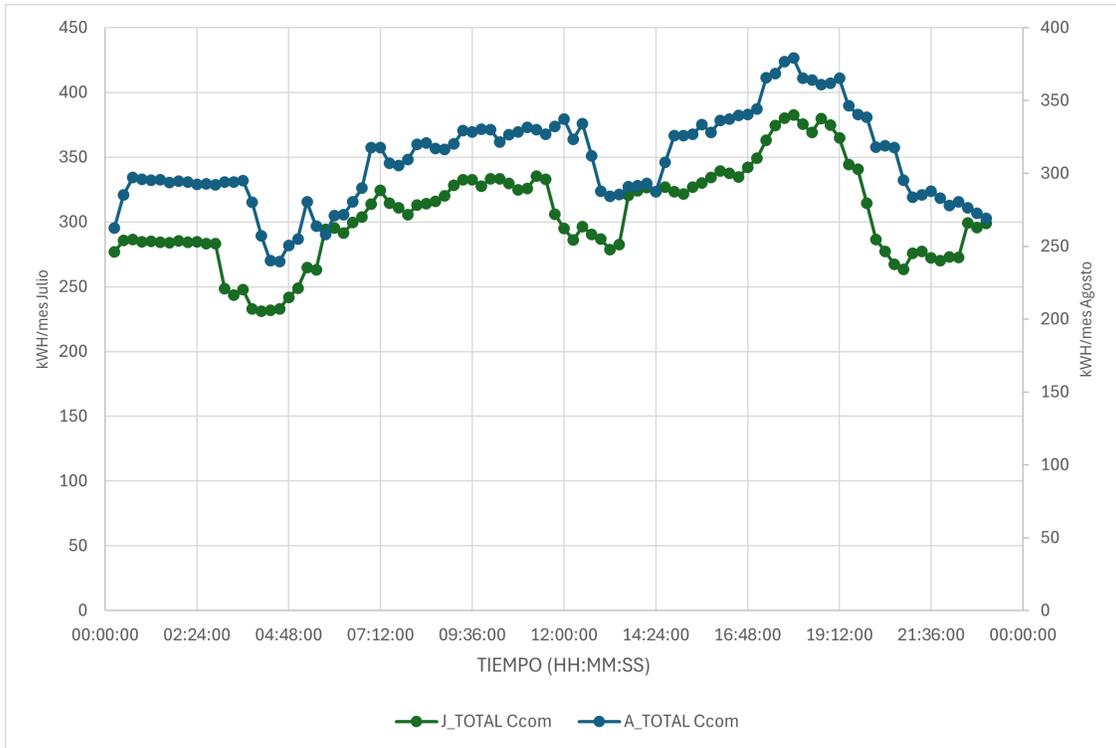


Figura 4.5: Curvas característica de consumo de Comercio y Servicio del circuito SUR.
 Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

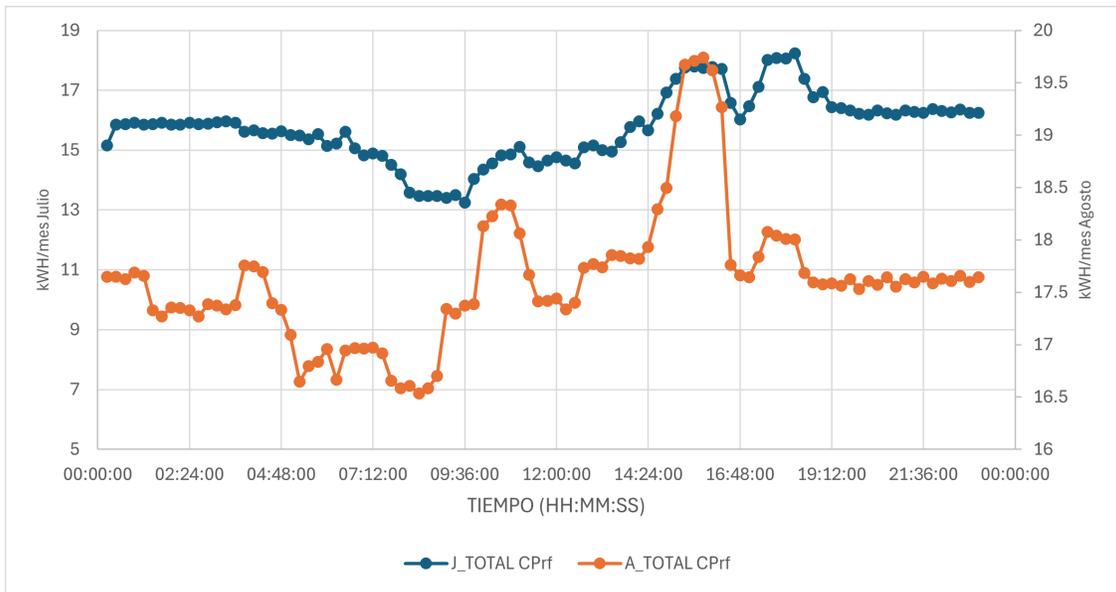


Figura 4.6: Curvas característica de consumo Preferencial del circuito SUR.
 Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Para tener mayor precisión con la variedad de consumos entre los usuarios se subdividen las curvas, generando nuevas curvas con mayor precisión en su ajuste por lo que se considerarán como *curvas típicas*, éstas permitirán ser usadas como parámetro para los demás clientes residenciales de los cuales se desconoce

su tendencia de consumo horario durante el mes, pero se tiene el consumo mensual, dato que funciona como filtro para asignarle una curva que cumpla con la demanda, para esto se toman al azar al menos 12 clientes dentro de cada rango para construir la curva típica que se puede encontrar si se realizan los mismos estudios con datos de otros meses o con clientes que tengan un rango de consumo similar a los estudiados. Se muestran las curvas según el consumo mensual de energía (kWh) que tuvo cada muestra de clientes.

4.0.1. Curvas Típicas de Consumo de Energía

Curvas Típicas Residenciales Destacadas

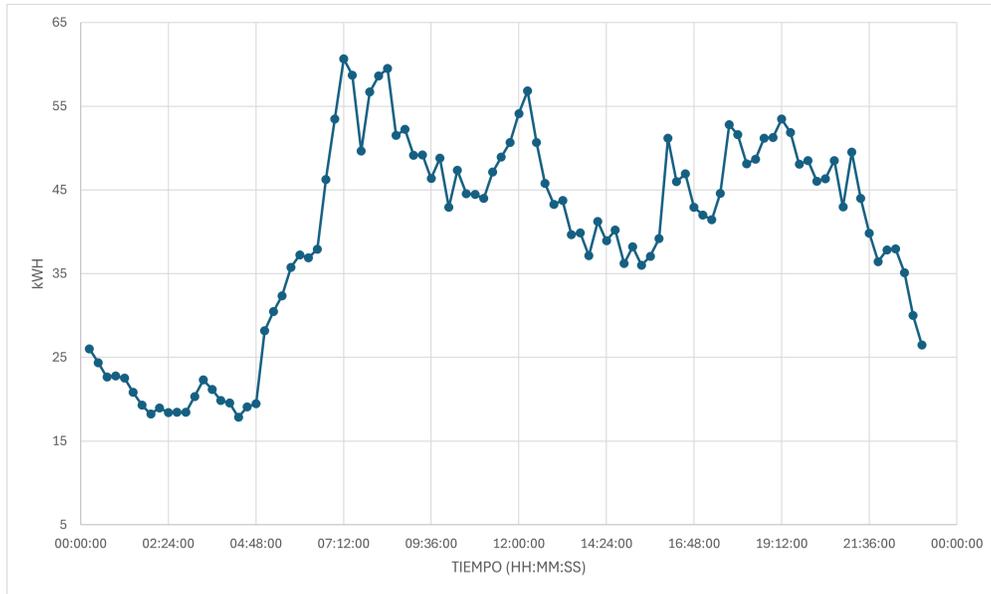


Figura 4.7: Curva típica para un consumo de 100-200 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

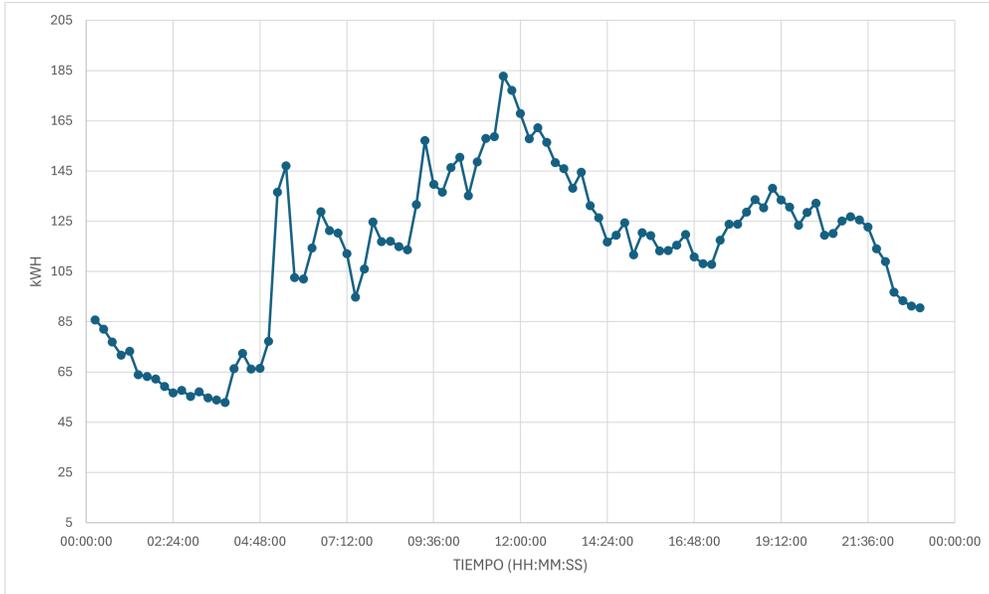


Figura 4.8: Curva típica para un consumo de 400-500 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

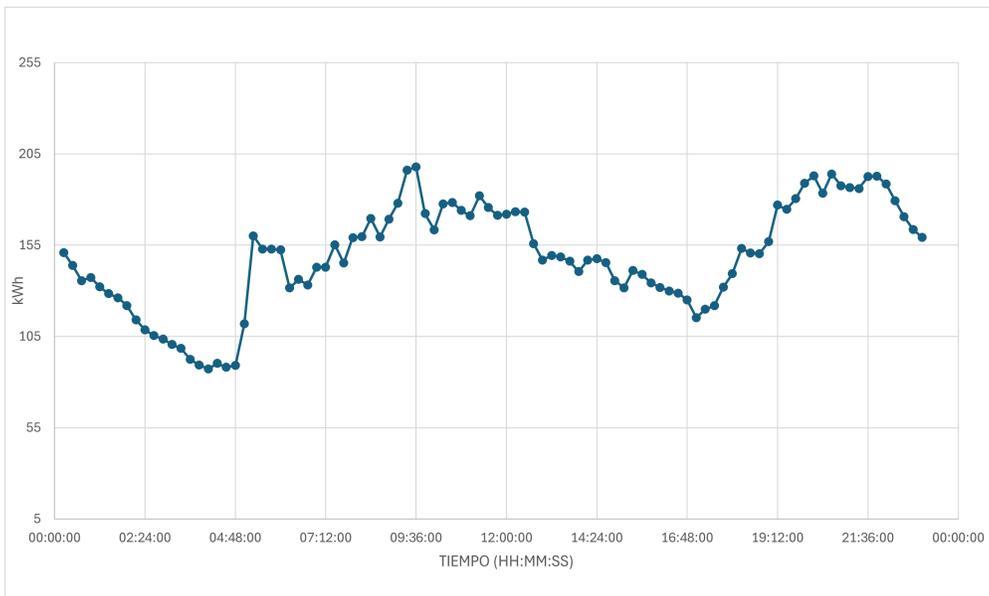


Figura 4.9: Curva típica para un consumo de 500-700 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

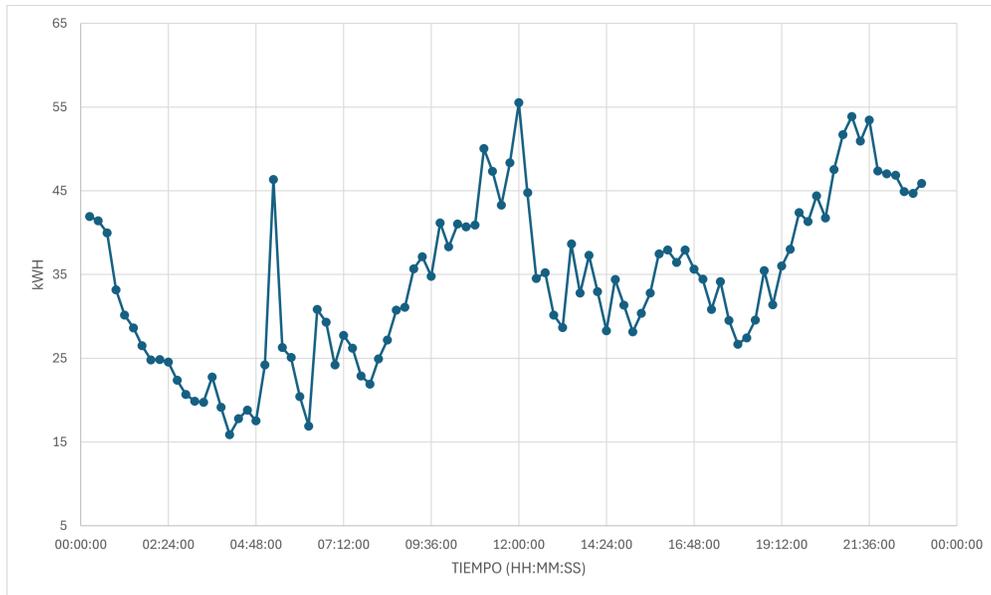


Figura 4.10: Curva típica para un consumo de 700-900 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

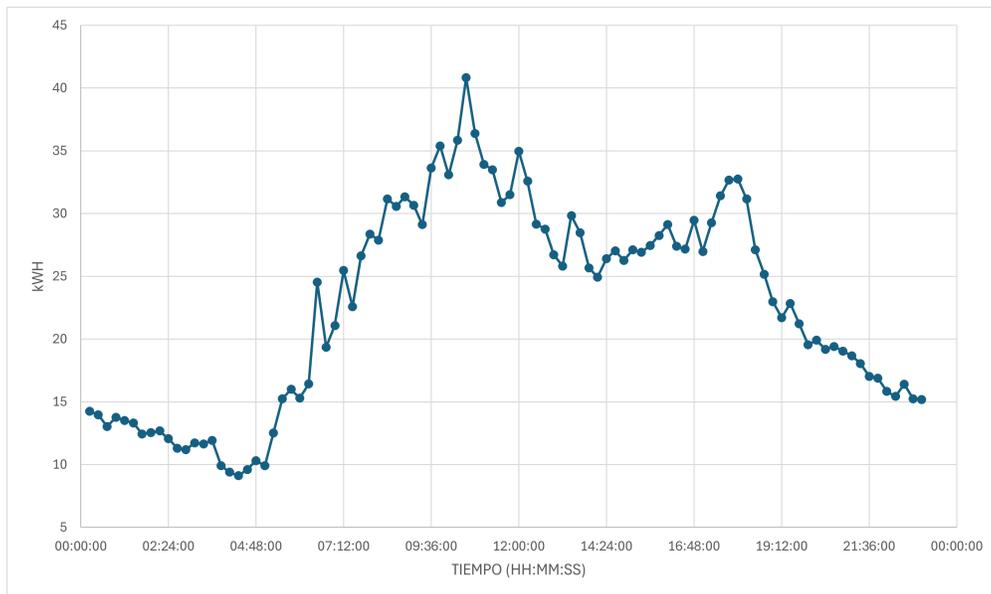


Figura 4.11: Curva típica para un consumo de 900-1200 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Para observar las demás curvas típicas residenciales, ver el anexo B.

Curvas Típicas Comerciales y Servicios

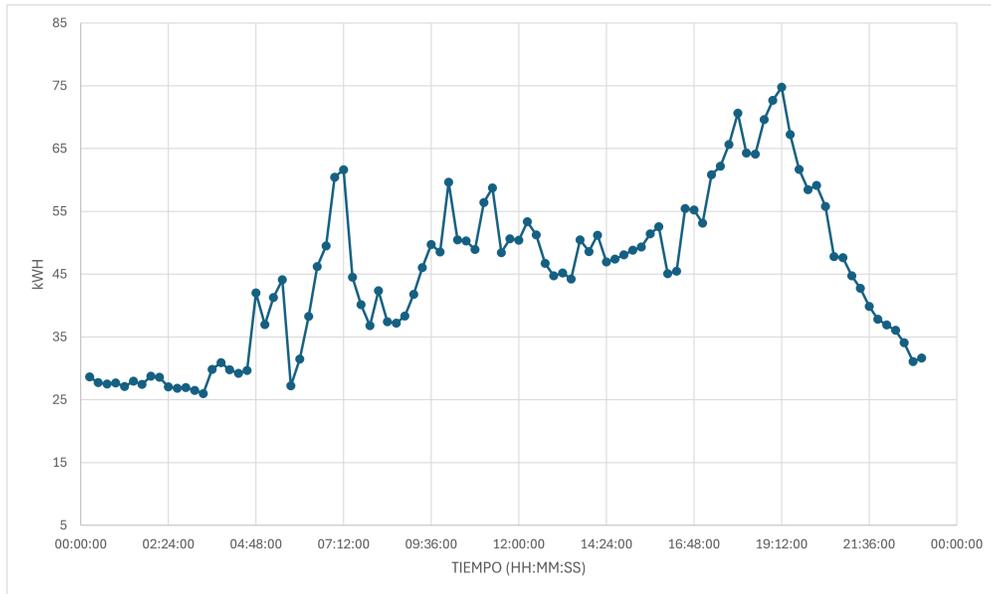


Figura 4.12: Curva típica para un consumo de 0-1000 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

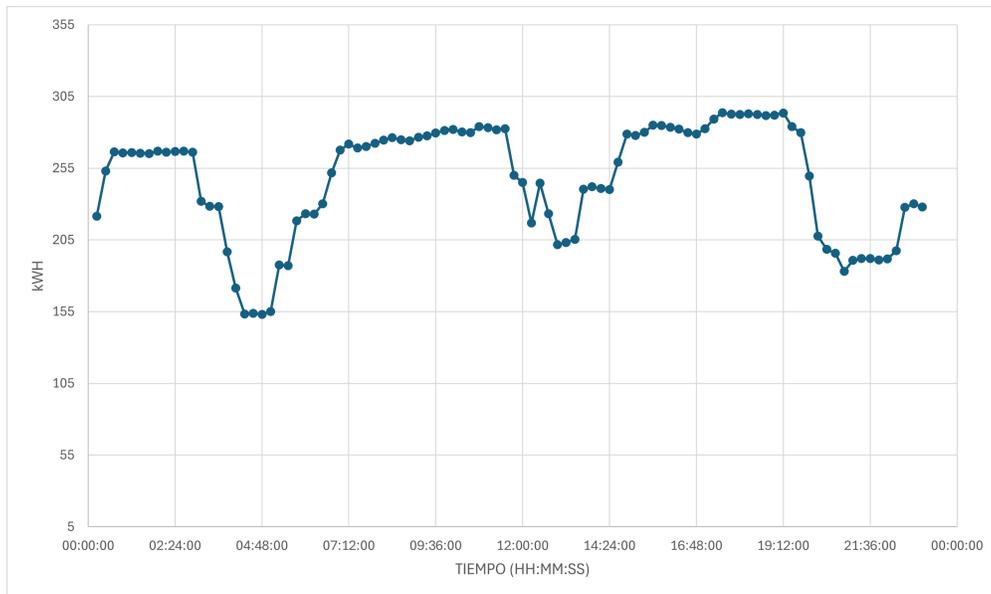


Figura 4.13: Curva típica para un consumo de 1000-3000 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

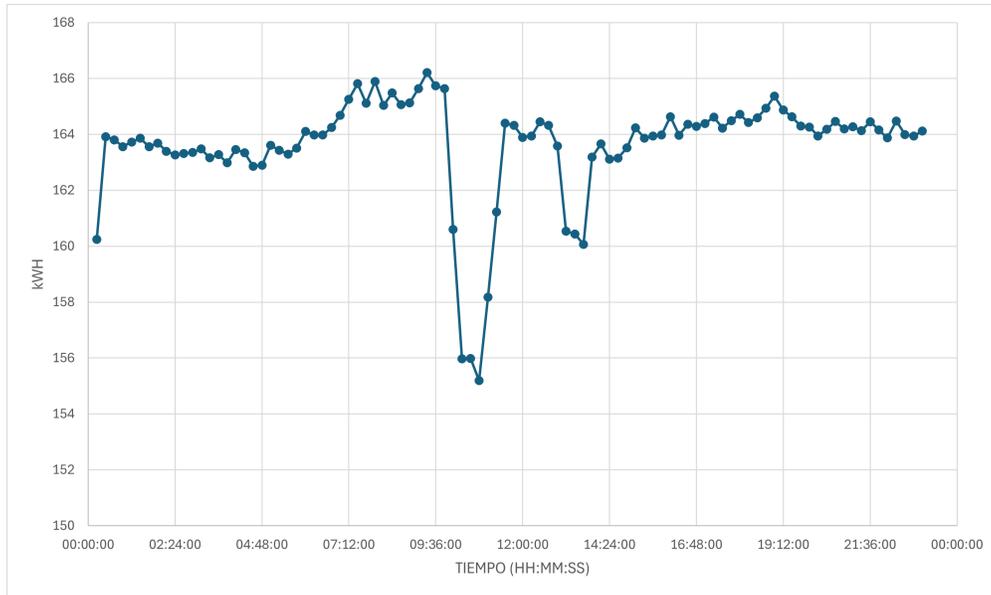


Figura 4.14: Curva típica para un consumo de 3000-8000 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Curva Típica Preferencial

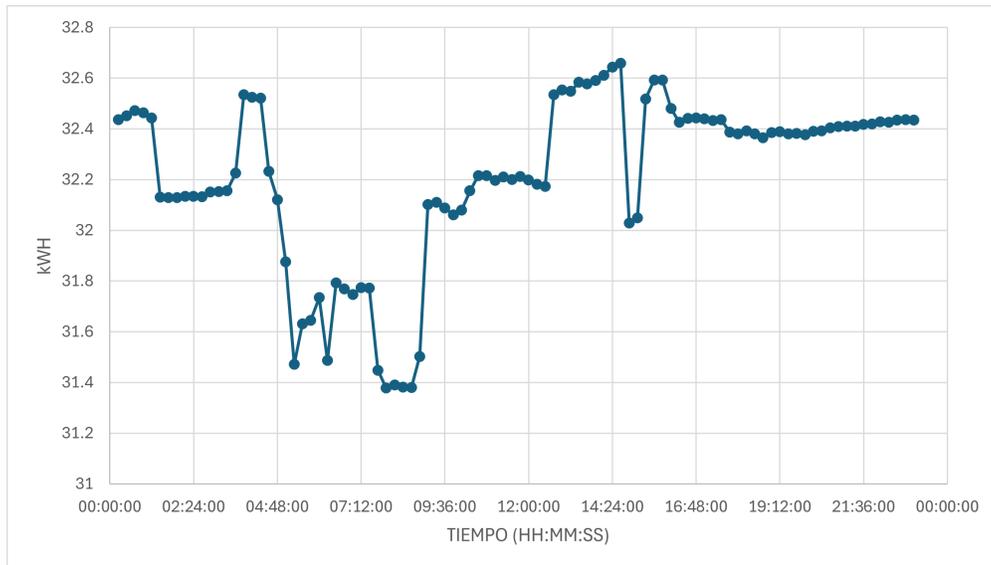


Figura 4.15: Curva típica para un consumo de 0-700 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Curvas Típicas Industriales

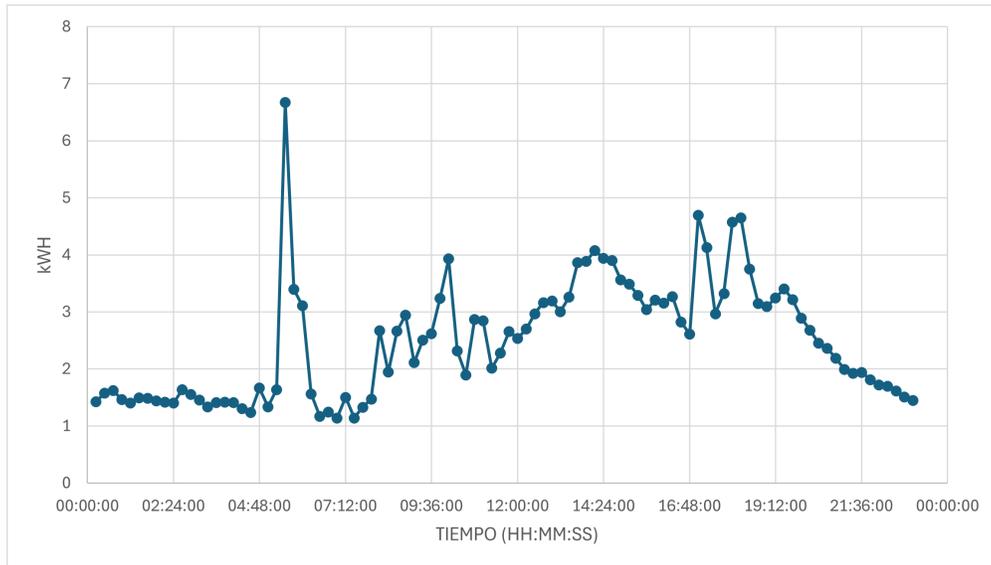


Figura 4.16: Curva típica para un consumo de 0-100 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

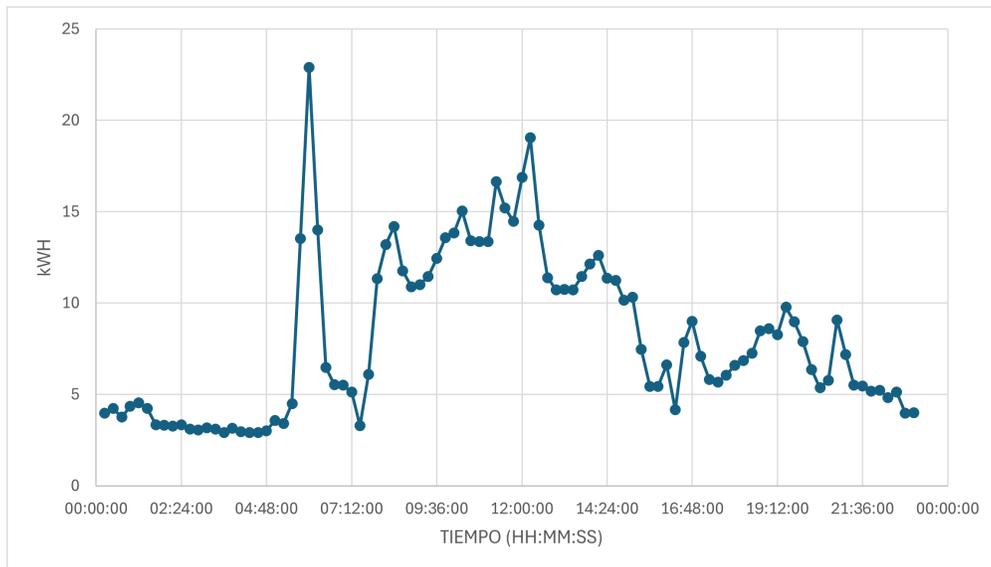


Figura 4.17: Curva típica para un consumo de 100-200 kWh/mes.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

De esta manera ESPH puede asignar la curva típica de consumo que mejor se adapte a aquellos clientes asociados al circuito que aún carezcan de medidores AMI en su inmueble a la fecha que se ejecuten las simulaciones que se realicen para estimar la capacidad de penetración de sistemas GD y su estabilidad, creando mayor fidelidad y certeza de sus resultados.

Además, los medidores AMI también guardan registro de otros datos como lo es la energía que entrega aquel inmueble que tenga instalado un generador distribuido, la potencia consumida de la red eléctrica como también la que entrega aquel inmueble con un GD. También puede registrar la energía aparente (kVA) en

los cuadrantes 1 y 4 (Q1 y Q4) del sistema eléctrico, donde el cuadrante 1 se asocia a la potencia activa y reactiva positiva, en cambio el cuadrante 4 mide la potencia activa positiva y la reactiva negativa para los casos de suministro de energía, igualmente registra la energía aparente en los cuadrantes 2 y 3 (Q2 y Q3) para los casos que existan GD. Otro valor que puede medir un medidor AMI es el factor de potencia del consumo del cliente entre otros valores.

Tabla 4.5: Parámetros de medición de un medidor inteligente AMI.

Parámetro	Descripción
VrmsPhaseALP	Voltaje eficaz en la fase A del sistema.
VrmsPhaseCLP	Voltaje eficaz en la fase C del sistema.
IrmsPhaseALP	Corriente eficaz en la fase A del sistema.
IrmsPhaseCLP	Corriente eficaz en la fase C del sistema.
Sag_V_Any_Phase	Evento de caída de voltaje en cualquier fase.
Swell_V_Any_Phase	Evento de sobrevoltaje en cualquier fase.
KWH	Energía activa entregada desde la red al consumidor (kWh).
-KWH	Energía activa recibida desde la generación distribuida (GD) a la red.
kWDelLP	Potencia activa entregada desde la red al consumidor.
kWRcvdLP	Potencia activa recibida desde la generación distribuida.
AkVAQ1pQ4LP	Energía aparente en los cuadrantes 1 y 4 del sistema eléctrico.
AkVAQ2pQ3LP	Energía aparente en los cuadrantes 2 y 3 del sistema eléctrico.
PFkWDelPhasorkVAQ1MinLP	Factor de potencia entregado en el cuadrante 1 (Q1).

En resumen, se puede obtener la curva característica de demanda de energía mensual del circuito SUR con predominancia de clientes residenciales por lo que sus máximos se observan durante el medio día y primeras horas del anochecer.

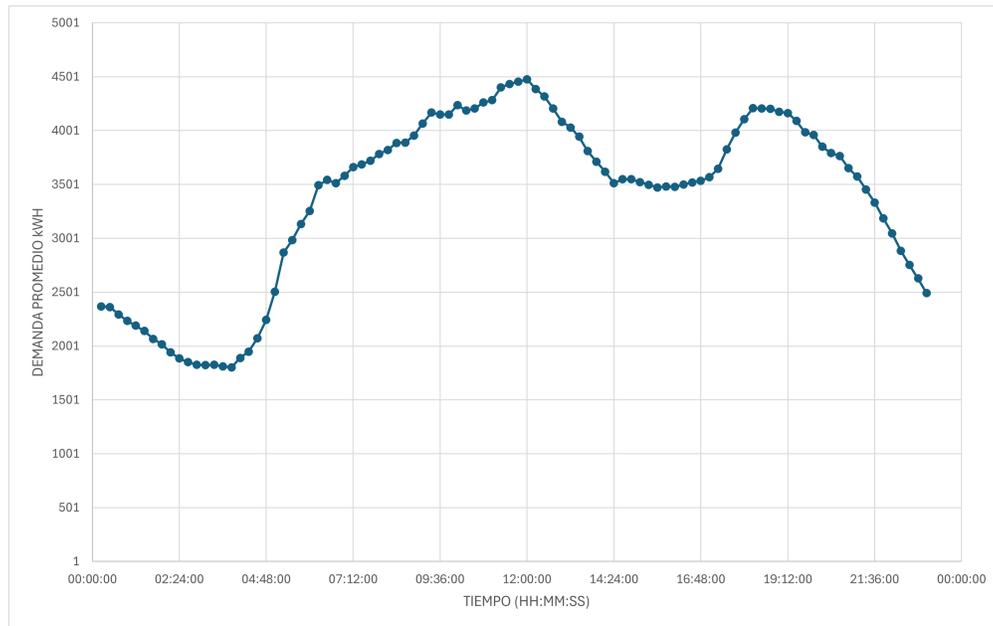


Figura 4.18: Consumo energético promedio mensual del circuito SUR.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

4.0.2. Curva de Demanda de Potencia del Circuito SUR

La manipulación de datos de los medidores AMI también permite obtener de los clientes de los que se registra su demanda de potencia la curva de demanda de potencia que tiene el circuito SUR en promedio mensual, esta curva corresponde al alimentador principal.



Figura 4.19: Demanda de potencia promedio máxima semanal del circuito SUR.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

	08:45	09:00	09:15	09:30	09:45	10:00	10:15	10:30	10:45	11:00	11:15
LUNES	31.5104	36.0598	44.1914	43.4439	44.4001	45.1261	42.7921	40.2321	44.9765	38.499	33.4596
MARTES	36.6724	40.2845	44.0377	46.0026	43.5567	41.2019	43.5856	39.9127	38.7485	35.566	36.114
MIERCOLES	34.4197	38.8163	40.1776	43.2752	41.7723	40.3526	43.6213	40.8793	41.9055	38.252	32.5461
JUEVES	33.75995	39.00635	42.1789	44.7556	42.0653	39.71645	41.8154	41.2924	40.9803	35.21515	33.4715
VIERNES	32.4805	37.39155	36.7595	39.6177	39.47015	38.1385	40.33195	40.93185	40.8543	36.5724	32.573
SÁBADO	29.90315	37.10635	42.12845	39.84775	40.55865	40.66735	39.43775	41.1421	41.65865	34.0654	31.20705
DOMINGO	33.78025	39.304	42.59565	43.5241	42.18865	42.07935	43.68225	38.8741	39.3818	36.13625	30.3314
S1	232.52635	267.96885	292.0692	300.46685	294.01185	287.28225	295.26635	283.26455	288.50555	254.3062	229.70265

Figura 4.20: Detalle de demanda de potencia promedio máxima correspondiente a la semana 1.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

La interpretación de estos datos permite analizar por ejemplo, que la demanda máxima que presenta el circuito se asocia a la semana 1 a las 9:30 am con un valor de 300.46685 kW correspondiente a la suma de las demandas de los días de dicha semana como se observa en la figura 4.20, más a detalle corresponde al día martes y considerando que se esta obteniendo un promedio mensual, se hace la observación de que el mes de julio comenzó un lunes y el mes de agosto comenzó un jueves, por ende y respetando ese orden el martes se considera como el día de mayor demanda con un valor de 46.0026 kW corresponde completamente al segundo día del mes de julio, lo que permite detallar los datos de dicho mes para analizar la razón de ese consumo. Este valor que se considera relevante para las pruebas de los criterios donde se debe de considerar el escenario crítico de demanda del circuito.

En resumen, se pueden obtener los siguientes datos al analizar la demanda mensual promedio.

$$P_{3\Phi \text{ MAX}} = 300,46685 \text{ kW}$$

$$P_{3\Phi \text{ PROM}} = 249,0728 \text{ kW}$$

$$P_{3\Phi \text{ MIN}} = 82,4521 \text{ kW}$$

Tabla 4.6: Estadísticas del perfil de demanda de potencia.

	S1	S2	S3	S4
Máximo (kW)	300.4668	295.2455	289.709	289.5305
Media (kW)	252.0633	250.0416	246.1394	248.0469
Mínimo (kW)	192.3558	191.9491	191.9982	194.63905
Desviación Estándar	28.5472	27.7721	26.6626	26.9008
Varianza	806.4536	763.2534	703.4904	716.1169

De los valores mostrados se puede obtener el factor de demanda del circuito y el factor de carga, estos permiten aproximar a una posible demanda máxima los valores de carga de los clientes que no cuentan con medidores AMI para la construcción de perfil de carga en un escenario crítico de operación, o bien, la demanda promedio que puedan presentar si se opta por un escenario más típico, siendo este otro método aplicable para tener un parámetro utilizable en los estudios. Los factores se calculan de la siguiente manera.

$$\text{factor de demanda} = \frac{P_{\text{MAX}}}{P_{\text{PROM}}} \quad (4.1)$$

Aplicando la ecuación anterior, se puede obtener el factor de demanda para el circuito SUR de 1.362.

$$\text{factor de carga} = \frac{P_{\text{PROM}}}{P_{\text{MAX}}} \quad (4.2)$$

Aplicando la ecuación anterior, se puede obtener el factor de carga para el circuito SUR de 0.8290.

Capítulo 5

Análisis Económico

5.0.1. Consideraciones

En este capítulo se pretende abordar el impacto económico de un escenario donde asociados con generadores distribuidos instalados en sus inmuebles y operan según los parámetros de la Ley N° 10086 y la administración de la generación distribuida en el circuito eléctrico residencial SUR. En el proyecto, el mayor aspecto de consideración es el interés de ESPH por la autorización de ARESEP para aplicar tarifas de cobro a sus beneficiarios por la instalación, conexión y uso de la tecnología de GD. Cabe mencionar nuevamente que, según las bases de datos de la empresa, el circuito SUR no tiene asociados con sistemas GD, por lo que se reconoce como un circuito con alta capacidad de penetración y el escenario planteado se contempla con la existencia de asociados con GD.

ESPH opera con un modelo de negocio donde la energía administrada proviene de sus generadores y de la compra de energía al ICE, todo mediante el sistema de transmisión eléctrica del ICE, en sus sistemas de distribución, existen clientes con generadores distribuidos ya instalados por lo que la inyección de energía al circuito sucede desde ambos extremos.

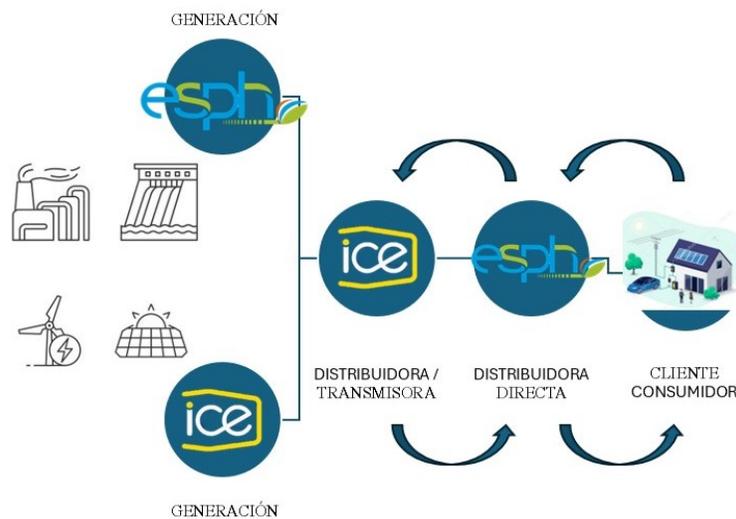


Figura 5.1: Modelo de negocio para ESPH.
Fuente: Elaboración propia.

Categorizando la información y la unión de las bases de datos de AMI y QGIS se tiene asociados en las siguientes categorías:

- Comercio y Servicio, Bloque 0 a 3000 kWh: 45 asociados.
- Comercio y Servicio, Bloque 3001 a 20000 kWh: 5 asociados.
- Industrial, Bloque 0 a 3000 kWh: 4 asociados.

- Preferencial: 3 asociados.
- Residencial: 789 asociados.

La distribución anterior no contempla todos los clientes asociados al circuito SUR, solamente los que se lograron asociar a las tarifas correspondientes mediante la unión de datos, lo que deja un gran número de clientes que con la información dada por la empresa no se pueden vincular con una tarifa específica a pesar de que la mayoría correspondan a tarifas residenciales. Según los datos oficiales de ESPH que se considerarán para este capítulo, las tarifas acordadas para el año 2024 de acuerdo con el Alcance Digital N° 257 de La Gaceta 237, Resolución RE-131-IE-2023 (ARESEP, 2023), se tiene las tarifas netas para las diferentes categorías mencionadas.

Tarifas

Tabla 5.1: Residencial

Categoría	Bloque	Cargo	Sin CVG	CVG
RESIDENCIAL				
PEQUEÑAS DEMANDAS				
0-10 kW	Bloque 0 a 200	CARGO FIJO	1,333.43	162.41
		CADA kWh	61.94	7.54
	Bloque 201 a 275	CARGO FIJO	2,596.67	316.27
		CADA kWh	66.57	8.11
	Bloque 276 a 360	CARGO FIJO	3,438.84	418.85
		CADA kWh	73.75	8.98
	Bloque 361 a 500	CARGO FIJO	4,552.35	554.48
		CADA kWh	81.71	9.95
	Bloque 501 y más	CARGO FIJO	7,916.32	964.21
		CADA kWh	90.52	11.03
MEDIANAS DEMANDAS				
Mayor a 10 kW	CARGO FIJO		7,916.32	964.21
		POR CADA kWh	50.92	6.2
		POTENCIA POR CADA KW	8,267.97	1007,04
RESIDENCIAL HORARIA**				
	PUNTA	POR CADA kWh	119.44	14.55
	VALLE	POR CADA kWh	82.06	9.99
	NOCTURNO	POR CADA kWh	59.86	7.29

Nota: ** La Tarifa residencial horaria se brindará próximamente a los clientes que tengan un medidor AMI y que solicite a la empresa la aplicación de la tarifa.

Tabla 5.2: Comercio y Servicios

Categoría	Bloque	Cargo	Sin CVG	CVG
CLIENTES CON CONSUMO EXCLUSIVO DE ENERGIA				
Por consumo de energía (kWh)		Cada kWh	90.52	11.03
CLIENTES CONSUMO ENERGIA Y POTENCIA	Bloque 0 a 3000	Cargo Fijo	152,760	18,600
Por consumo de energía (kWh)	Bloque 3001 y más	Cada kWh	50.92	6.2
POR CONSUMO DE POTENCIA (kW)	Bloque 0 a 10	Cargo Fijo	82,679.70	10,070.40
	Bloque 11 y más	Cada kWh	8,267.97	1,007.04

Tabla 5.3: Industrial

Categoría	Bloque	Cargo	Sin CVG	CVG
CLIENTES CON CONSUMO EXCLUSIVO DE ENERGIA				
Por consumo de energía (kWh)		Cada kWh	90.08	10.97
CLIENTES CONSUMO ENERGIA Y POTENCIA	Bloque 0 a 3000	Cargo Fijo	151,950	18,510
Por consumo de energía (kWh)	Bloque 3001 y más	Cada kWh	50.65	6.17
POR CONSUMO DE POTENCIA (kW)	Bloque 0 a 10	Cargo Fijo	82,260.80	10,019.40
	Bloque 11 y más	Cada kWh	8,226.08	1,001.94

Tabla 5.4: Preferencial

Categoría	Bloque	Cargo	Sin CVG	CVG
CLIENTES CON CONSUMO EXCLUSIVO DE ENERGIA				
Por consumo de energía (kWh)		Cada kWh	76.94	9.38
CLIENTES CONSUMO ENERGIA Y POTENCIA	Bloque 0 a 3000	Cargo Fijo	129,840	15,810
Por consumo de energía (kWh)	Bloque 3001 y más	Cada kWh	43.28	5.27
POR CONSUMO DE POTENCIA (kW)	Bloque 0 a 10	Cargo Fijo	70,277.70	8,559.90
	Bloque 11 y más	Cada kWh	7,027.77	855.98

Tabla 5.5: Acceso GD

Categoría	Bloque
Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo
Tarifa T-TA Tarifa de Acceso	Cada kWh 15.55

Tabla 5.6: Generación Distribuida

TIPO DE TARIFA	
TARIFA T-SD VENTAS AL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN	
Por consumo de energía (kWh)	
Período Punta máximo	¢ 55,55
Período Punta mínimo	¢ 51,34
Período Valle máximo	¢ 41,47
Período Valle mínimo	¢ 38,33
Período Noche máximo	¢ 27,19
Período Noche mínimo	¢ 25,13

Tabla 5.7: Alumbrado Público

Alumbrado Público	
Bloque (kWh)	Tarifa (¢)
0 a 30	99.9
31 a 50000	3.33
>50000	166.5

También se desglosa los cobros que realiza la empresa para el análisis de disposición, revisión e inserción de sistemas de generación distribuida para clientes interesados en adquirir esta tecnología.

Tabla 5.8: Cobros de estudios y acceso para clientes con generador distribuido

	Menor 10 KVA	Mayor 10 KVA	Mayor 10 KVA con mejora red	Mayor 50 KVA y menor 100 KVA	Mayor 50 KVA y menor 100 KVA con mejora red	Sistemas mayores a 100 KVA
Estudio de disponibilidad y reserva de capacidad	¢18 000.00	¢27 000.00	¢27 000.00	¢33 000.00	¢33 000.00	¢51 000.00
Estudio de viabilidad técnica en baja tensión	¢24 000.00	¢26 000.00	¢48 000.00	¢35 000.00	¢56 000.00	¢56 000.00
Inspección de verificación	¢24 000.00	¢42 000.00	¢42 000.00	¢42 000.00	¢42 000.00	¢42 000.00
Pruebas y puesta en marcha	¢47 000.00	¢66 000.00	¢65 000.00	¢75 000.00	¢75 000.00	¢75 000.00
Total	¢113 000.00	¢161 000.00	¢182 000.00	¢185 000.00	¢206 000.00	¢224 000.00

5.0.2. Escenario actual

Se entiende además, que ESPH no tiene sistemas de generación eléctrica propios conectados directamente a sus sistema de distribución, por lo que esa energía propia es trasladada a través del sistema de transmisión del ICE, por lo que la empresa debe de pagar una cuota para poder utilizar este sistema según la cantidad de energía que transporte, además también existe la compra directa de energía al ICE para cumplir con la demanda necesaria por lo que se consideran las tarifas de ventas a empresas de distribución y la tarifa de transmisión de electricidad. La tarifa de ventas a empresas de distribución se aplica para el suministro por parte del ICE de energía y potencia en media tensión a las distribuidoras: Cooperativas de Electrificación Rural, JASEC y ESPH (?).

Tabla 5.10: Precios mensuales del ICE por uso de su infraestructura.

Cargo por potencia, por cada kW	
Periodo Punta	¢ 2 998.38
Periodo Valle	¢ 2 998.39
Periodo Nocturno	0
Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo Punta	¢ 55.81
Periodo Valle	¢ 45.71
Periodo Nocturno	¢ 39.09

Fuente: Tomado de (ARESEP, 2023)

Además, para el servicio de transmisión, el ICE tiene un cargo variable de ¢ 6.68 por cada kWh que retiren del servicio de transmisión, el Ingeniero Fernando Bonilla Lorenzo, encargado de la administración de los pagos al ICE en ESPH, explicó que este cargo se considera un "peaje" que cobra el ICE por el uso de su red de transmisión. También menciona que los cargos fijos para cada empresa, en el caso de ESPH se habla de un cargo fijo de ¢ 209 millones de colones se entiende como el cobro por parte de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) del ICE por el servicio de control de transmisión en el mercado. Si se aísla y considerará un cargo variables solamente para la demanda de energía del circuito SUR, con un consumo total de 2316329 kWh al mes de septiembre según datos del perfil del alimentador, figura 5.2, se puede estimar un pago de aproximadamente un ¢ 15 473 077.72 en el escenario de operación actual.

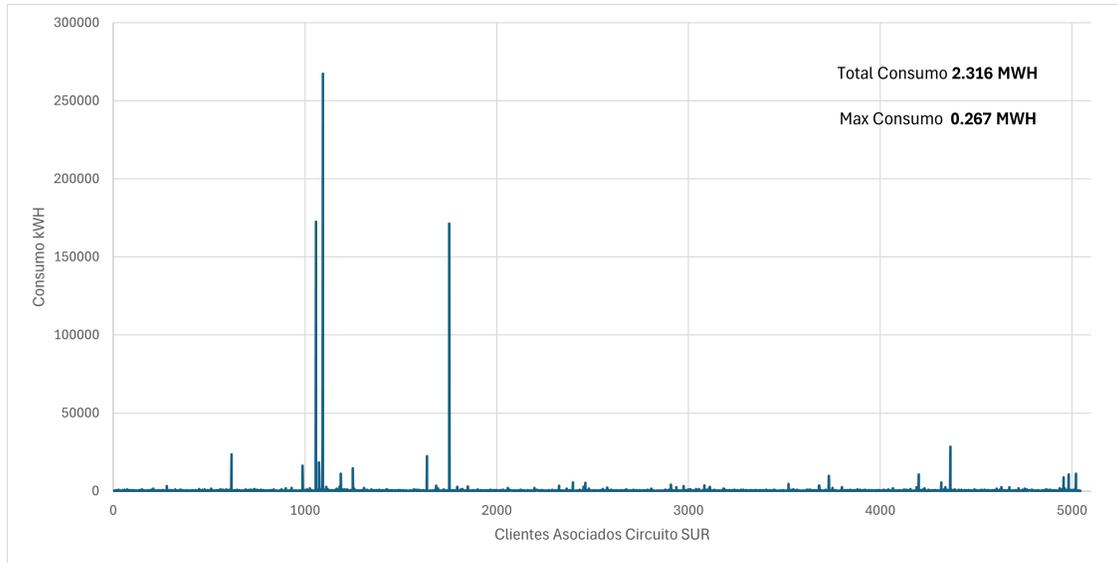


Figura 5.2: Demanda máxima y total del alimentador del circuito de distribución eléctrica SUR.

Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Por otra parte, dado que es requisito para proceder con el trámite de puesta en marcha de un sistema GD tener un medidor AMI en el inmueble, los siguientes cálculos se realizarán solamente para los cliente que tienen medidores AMI en el circuito SUR y de los cuales se conoce cual es la tarifa asociada. Entonces, si se realiza la estimación de cobro para los clientes que tienen un servicio preferencial según el siguiente cálculo.

Consumo mensual = 700kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 3000	700	129.84	©90 888.00
>3001	0	43.28	-
			-
			-
			-
Monto fijo			©1 333.43
Subtotal			©92 221.43
Impuestos (13%)		13%	©11 988.79
Alumbrado	700	©3.33	©2 331.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	©1 613.88
Total			©108 155.09

Figura 5.3: Cálculo de cobro mensual para una tarifa preferencial de 700 kWh de consumo.

Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

De la misma manera si se calcula el cobro para los clientes con consumo industrial y comercial se obtiene los siguientes montos.

Consumo mensual = 100kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 3000	100	151.95	€15 195.00
>3001	0	50.65	-
			-
			-
			-
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€16 528.43
Impuestos (13%)		13%	€2 148.70
Alumbrado	100	€3.33	€333.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€289.25
Total			€19 299.37

(a)

Consumo mensual = 200kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 3000	200	151.95	€30 390.00
>3001	0	-	-
			-
			-
			-
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€31 723.43
Impuestos (13%)		13%	€4 124.05
Alumbrado	200	€3.33	€666.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€555.16
Total			€37 068.64

(b)

Figura 5.4: Cálculos de cobro mensual para distintas tarifas industriales.

Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Consumo mensual = 1000kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 3000	1000	90.92	€90 920.00
>3001	0		-
			-
			-
			-
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€92 253.43
Impuestos (13%)		13%	€11 992.95
Alumbrado	1000	€3.33	€3 330.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€1 614.44
Total			€109 190.81

(a)

Consumo mensual = 3000kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 3000	3000	90.92	€272 760.00
>3001	0		-
			-
			-
			-
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€274 093.43
Impuestos (13%)		13%	€35 632.15
Alumbrado	3000	€3.33	€9 990.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€4 796.64
Total			€324 512.21

(b)

Consumo mensual = 8000kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 3000	8000	90.92	€727 360.00
>3001	0		-
			-
			-
			-
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€728 693.43
Impuestos (13%)		13%	€94 730.15
Alumbrado	8000	€3.33	€26 640.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€12 752.14
Total			€862 815.71

(c)

Figura 5.5: Cálculos de cobro mensual para distintas tarifas comerciales.

Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Para los clientes residenciales se desglosó por rango de curvas típicas al ser el cliente de mayor predominancia en el circuito. Los cobros por rango de consumo son los siguientes.

Consumo mensual = 50kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	50	€61.94	€3 097.00
200 a 275	-	66.57	-
276 a 360	-	73.75	-
361 a 500	-	81.71	-
>501	-	90.52	-
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€4 430.43
Impuestos (13%)		13%	€575.96
Alumbrado	50	€3.33	€166.50
Bomberos (1,75%)		1.75%	€77.53
Total			€5 250.42

(a)

Consumo mensual = 100 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	100	€61.94	€6 194.00
200 a 275	0	€66.57	€0.00
276 a 360	0	€73.75	€0.00
361 a 500	0	€81.71	€0.00
>501	0	90.52	€0.00
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€7 527.43
Impuestos (13%)		13%	€978.57
Alumbrado	100	€3.33	€333.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€131.73
Total			€8 970.73

(b)

Consumo mensual = 200 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	200	€61.94	€12 388.00
200 a 275	0	€66.57	€0.00
276 a 360	0	€73.75	€0.00
361 a 500	0	€81.71	€0.00
>501	0	90.52	€0.00
Monto fijo			€1 333.43
Subtotal			€13 721.43
Impuestos (13%)		13%	€1 783.79
Alumbrado	200	€3.33	€666.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€240.13
Total			€16 411.34

(c)

Consumo mensual = 300 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	200	€61.94	€12 388.00
200 a 275	75	€66.57	€4 992.75
276 a 360	25	€73.75	€1 843.75
361 a 500	0	€81.71	€0.00
>501	0	90.52	€0.00
Monto fijo			€3 438.84
Subtotal			€22 663.34
Impuestos (13%)		13%	€2 946.23
Alumbrado	300	€3.33	€999.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€396.61
Total			€27 005.18

(d)

Consumo mensual = 400 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	200	€61.94	€12 388.00
200 a 275	75	€66.57	€4 992.75
276 a 360	85	€73.75	€6 268.75
361 a 500	40	€81.71	€3 268.40
>501	0	90.52	€0.00
Monto fijo			€4 552.35
Subtotal			€31 470.25
Impuestos (13%)		13%	€4 091.13
Alumbrado	400	€3.33	€1 332.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€550.73
Total			€37 444.11

(e)

Consumo mensual = 500 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	200	€61.94	€12 388.00
200 a 275	75	€66.57	€4 992.75
276 a 360	85	€73.75	€6 268.75
361 a 500	140	€81.71	€11 439.40
>501	0	90.52	€0.00
Monto fijo			€4 552.35
Subtotal			€39 641.25
Impuestos (13%)		13%	€5 153.36
Alumbrado	500	€3.33	€1 665.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€693.72
Total			€47 153.33

(f)

Figura 5.6: Cálculos de cobro mensual para distintas tarifas residenciales.
Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

Consumo mensual = 700 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	200	€61.94	€12 388.00
200 a 275	75	€66.57	€4 992.75
276 a 360	85	€73.75	€6 268.75
361 a 500	140	€81.71	€11 439.40
>501	200	90.52	€18 104.00
Monto fijo			€7 916.32
Subtotal			€61 109.22
Impuestos (13%)		13%	€7 944.20
Alumbrado	700	€3.33	€2 331.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€1 069.41
Total			€72 453.83

(a)

Consumo mensual = 900 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	200	€61.94	€12 388.00
200 a 275	75	€66.57	€4 992.75
276 a 360	85	€73.75	€6 268.75
361 a 500	140	€81.71	€11 439.40
>501	400	90.52	€36 208.00
Monto fijo			€7 916.32
Subtotal			€79 213.22
Impuestos (13%)		13%	€10 297.72
Alumbrado	900	€3.33	€2 997.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€1 386.23
Total			€93 894.17

(b)

Consumo mensual = 1200 kWh			
Desglose consumo	kWh	Costo por kWh	Facturado
0 a 200	200	€61.94	€12 388.00
200 a 275	75	€66.57	€4 992.75
276 a 360	85	€73.75	€6 268.75
361 a 500	140	€81.71	€11 439.40
>501	700	90.52	€63 364.00
Monto fijo			€7 916.32
Subtotal			€106 369.22
Impuestos (13%)		13%	€13 828.00
Alumbrado	1200	€3.33	€3 996.00
Bomberos (1,75%)		1.75%	€1 861.46
Total			€126 054.68

(c)

Figura 5.7: Continuación cálculos de cobro mensual para distintas tarifas residenciales.

Fuente: Elaboración propia mediante Ms Excel.

En resumen, aplicando las estimaciones anteriores de cobro a los clientes con medidores AMI presentes en el circuito SUR y de los cuales se conocen sus tarifas asignadas, siendo estos una muestra de referencia, al mes la empresa esta cobrando aproximadamente el total indicado la tabla 5.11.

Tabla 5.11: Ganancia mensual de ESPH por venta de energía.

Rango Consumo (kWH)	Cant. Clientes	Cobro (C)
Residencial		
0-50	44	231018.41
50-100	86	771482.43
100-200	277	4545941.44
200-300	207	5590072.81
300-400	105	3931631.75
400-500	42	1980440.04
500-700	25	1811345.75
700-900	2	187788.34
900-1200	1	126054.68
Comercio y Servicios		
0-1000	43	4695204.87
1000-3000	6	1947073.27
3000-8000	1	862815.71
Preferencial		
0-700	3	324465.27
Industrial		
0-100	2	38598.75
100-200	2	74137.27
Total		27 118 070.78

Lo anterior basado en un modelo de negocio lineal donde la energía fluye desde los generadores a las distribuidoras y hasta los usuarios asociados. Los clientes asociados no aportarán energía al sistema.

5.0.3. Escenario con sistemas GD instalados en el circuito SUR

A continuación, se demuestra la disponibilidad de penetración que presenta ESPH para el circuito SUR en sus resultados preliminares, datos que se toman en consideración para este escenario.

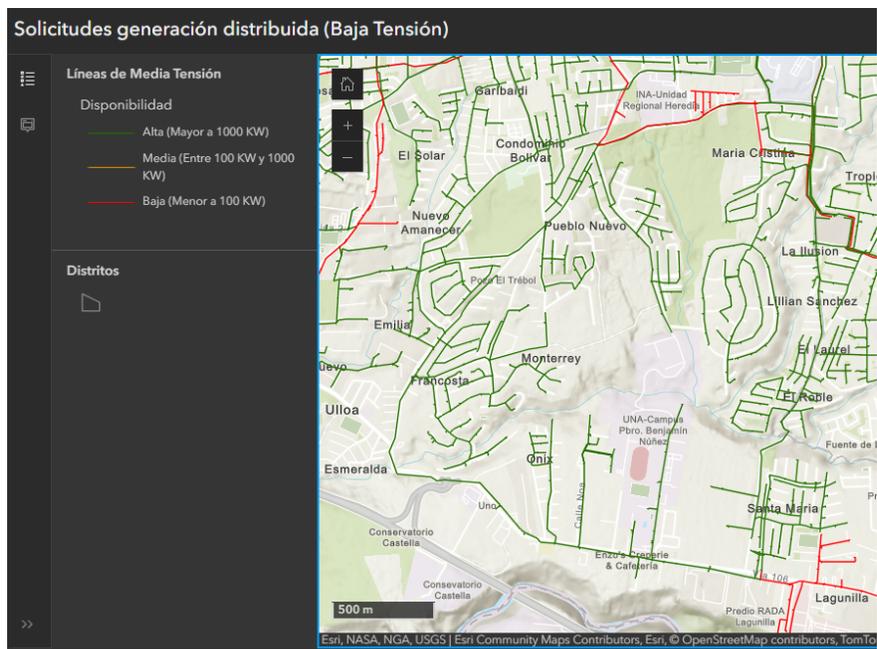


Figura 5.8: Mapa de disponibilidad de penetración de GD en baja tensión en el circuito SUR.
Fuente: Tomado de ESPH.SA (2024).

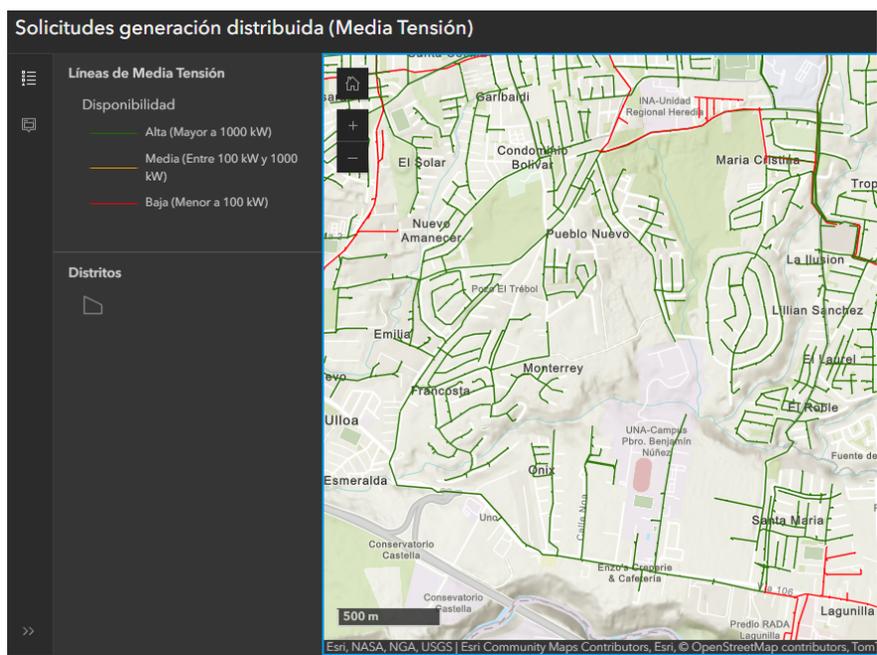


Figura 5.9: Mapa de disponibilidad de penetración de GD en media tensión en el circuito SUR.
Fuente: Tomado de ESPH.SA (2024).

Como la capacidad de penetración es alta en el circuito SUR preliminarmente, se plantea un escenario donde diversos clientes instalan sistemas de GD, entre estos se considerarán los clientes las tarifas industrial, preferencial, 4 clientes de la tarifa de comercio en el rango de 1000 - 3000 kWh y los clientes de mayor consumo residencial, incluidos 13 clientes del rango de 500 - 700 kWh, bajo el supuesto de que los estudios de simulación hayan tenido resultados positivos.

Para este escenario único que refleja los ajustes de cuentas que tendría la empresa al tener generadores distribuidos en su circuito de distribución SUR, se considera que todos los clientes de las tarifas preferenciales e industriales reconocidos y catalogados anteriormente instalan sistemas GD, además, más del 50 % de los clientes de mayor consumo de la tarifa residencial también instala sistemas GD considerando que estos casos al tener mayor demanda de energía proporcionalmente son los que más pueden ofrecer resultados notorios.

También se considerará:

Factor de producción promedio anual (FPPA) = 1400 kW/año

Consumo clientes con autogeneración = 80 %

Venta de excedentes = 20 %

Horas mes = 730 h

Factor de demanda = 1,362 %

El factor de producción promedio anual se usa como dato promedio para la generación de una instalación de paneles solares según los datos obtenidos de Atlas Solar Mundial, Solargis (2024). También se asume la capacidad instalada por cada tipo de cliente según su demanda:

Residencial = 5 kW

Comercio y Servicios = 15 kW

Preferenciales = 5 kW

Industria = 5 kW

Se estima la demanda promedio (kW/mes) y también la demanda máxima.

$$\text{Consumo Promedio (kWH/mes)} = \frac{Val_{\min} - Val_{\max}}{2} \quad (5.1)$$

$$\text{Demanda Promedio (kW/mes)} = \text{Consumo Promedio (kWH/mes)} * \text{Horas mes} \quad (5.2)$$

$$\text{Demanda Máxima (kW)} = \text{Demanda Promedio (kW/mes)} * \text{Factor de demanda} \quad (5.3)$$

Tabla 5.12: Demandas de energía de la muestra de clientes que instalan GD

Rango de Consumo (kWh/mes)	Cantidad de Clientes	Demanda Promedio (kW/mes)	Demanda Máxima (kW)
Tarifa Residencial 5kW			
500-700	13	0.8219	1.1195
700-900	1	1.0959	1.4926
900-1200	1	1.4384	1.9590
Comercial y de Servicio 15kW			
1000-3000	4	2.7397	3.7315
Preferencial 30kW			
0-700	2	0.4795	0.6530
Industrial 50kW			
0-100	2	0.0685	0.0933
100-200	2	0.2055	0.2799
			1244

Se calcula la generación anual (kWH) del generador con la capacidad instalada y el factor de producción promedio.

$$Generación\ Anual\ (kWH) = Capacidad\ Instalada\ (kW) * FPPA\ (kWañ\o) \quad (5.4)$$

Tabla 5.14: Generación de energía de la muestra de clientes que instalan GD

Rango de Consumo (kWH/mes)	Cantidad de Clientes	Generación Anual (kWH)	Generación Mensual (kWH)
Tarifa Residencial 5kWp			
500-700	13	7000	1.083
700-900	1	7000	0.083
900-1200	1	7000	0.083
Comercial y de Servicio 15kWp			
1000-3000	4	21000	0.333
Preferencial 5kWp			
0-700	2	7000	0.167
Industrial 5kWp			
0-100	2	7000	0.167
100-200	2	7000	0.167

Se asume que de la capacidad instalada (kWp) que tiene cada cliente, su consumo efectivo es del 80% de kWh, el otro 20% lo obtiene habitualmente de la empresa.

Tabla 5.16: Autoconsumos de energía de la muestra de clientes que instalan GD

Rango de Consumo (kWH/mes)	Cantidad de Clientes	Autoconsumo al 80 % (kWH) por cliente	Autoconsumo al 80 % (kWH)	Consumo cliente (kWH) - ESPH	Consumo cliente (kWH) - ESPH por clientes	Excedentes (kWH)
Tarifa Residencial 5kWp						
500-700	13	467	6066.67	133.33	1733.33	
700-900	1	467	466.67	333.33	333.33	
900-1200	1	467	466.67	583.33	583.33	
Comercial y de Servicio 15kWp						
1000-3000	4	1400	5600	600	2400	
Preferencial 5kWp						
0-700	2	467	933.33	-116.67	-233.33	116.67
Industrial 5kWp						
0-100	2	40	80.00	10	20	
100-200	2	120	240.00	30.00	60	

Tabla 5.18: Cobros de energía de la muestra de clientes que instalan GD

Rango de Consumo (kWH/mes)	Cantidad de Clientes	Cobro que la empresa no hace por cliente (€)	Cobro que la empresa no hace (€)
Tarifa Residencial 5kWp			
500-700	13	30239	393103.923
700-900	1	30239	30238.763
900-1200	1	30239	30238.763
Comercial y de Servicio 15kWp			453581.45
1000-3000	4	128621.43	514485.72
Preferencial 5kWp			
0-700	2	37239	74477.527
Industrial 5kWp			
0-100	2	4937	9873.260
100-200	2	12143	24286.060
Total			34 159.32

Tabla 5.20: Continuación cobros de energía de la muestra de clientes que instalan GD

Rango de Consumo (kWH/mes)	Cantidad de Clientes	Cobro que la empresa hace Tarifa Acceso (€)	Cobro que la empresa no hace por cliente (€)	Cobro que la empresa no hace (€)
Tarifa Residencial 5kWp				
500-700	13	26953	30238.763	393103.9233
700-900	1	5183	30238.763	30238.76333
900-1200	1	9071	30238.763	30238.76333
Comercial y de Servicio 15kWp		SubTotal	SubTotal	453581.45
1000-3000	4	37320	128621.43	514485.72
Preferencial 5kWp				
0-700	2	-3628	37238.763	74477.52667
Industrial 5kWp				
0-100	2	311	4936.630	9873.26
100-200	2	933	12143.030	24286.06
Total		1 244		34 159.32

Las pérdidas por excedentes se reflejarían solamente en los clientes con tarifas preferencial, donde al haber un excedente de 177 kWH, de la tabla 5.16, la tarifa de acceso resulta negativa ya que la generación supera el consumo del cliente, por ende, no hay extracción de energía de la red. Además, las horas de mayor intensidad solar y producción de energía aproximadamente son entre las 9:00 am y las 2:00 pm, por ende, esas 5 horas

se distribuyen entre las tarifas horarias de valle y punta con una relación de 40 % y 60 % respectivamente. La empresa al comprar los excedentes generados por los clientes preferenciales según las tarifas de la tabla 5.6, pagará en el periodo de valle 1940.8 colones por cada cliente y pagará en el periodo de punta 3899.61 colones por cliente, para un total mensual de 11 680.81 colones.

En resumen, se muestra la diferencia de demanda de energía que hay para los clientes con GD y además se comparan los escenarios observando las variaciones de consumo, demanda, costos asociados para el circuito SUR.

Tabla 5.22: Diferencia de demanda de la muestra de clientes que instalan GD

Demanda promedio mensual normal (kWH)	Energía no demandada con GD (kWH)	Energía demandada con GD (kWH)	Diferencia de demanda con GD (kWH)	Diferencia de demanda normal y GD (%)
18750	13853.333	4896.667	8956.66	26.12

Tabla 5.24: Ganancia mensual con GD involucrada

Rango de Consumo (kWh/mes)	Cantidad de Clientes	Tarifa (¢)	Tarf. Norm (¢)	Ganancia de Clientes con GD (¢)
Residencial				
0-50	44	5 250.42	-	231 018.41
50-100	86	8 970.73	-	771 482.43
100-200	277	16 411.34	-	4 545 941.44
200-300	207	27 005.18	-	5 590 072.81
300-400	105	37 444.11	-	3 931 631.75
400-500	42	47 153.33	-	1 980 440.04
500-700	25	72 453.83	2 073.3	896 399.29
700-900	2	-	5 183.3	10 366.67
900-1200	1	-	9 070.8	9 070.83
	789	-	-	¢17 966 423.67
Comercio				
0-1000	43	109 190.81	-	4 695 204.87
1000-3000	6	324 512.21	9 330	686 344.42
3000-8000	1	862 815.71	-	862 815.71
		-	-	¢6 244 365.00
Preferencial				
0-700	3	108 155.09	-4 666.67	98 821.76
		-	-	¢98 821.76
Industrial				
0-100	2	-	155.5	311
100-200	2	-	466.5	933
		-	-	¢1 244.00
			Cobro Total	¢24 310 854.43

Tabla 5.26: Ganancia el primer mes

Demanda cobrada	¢24 310 854.43
Ganancia por estudios GD	¢3 401 000.00
Compra excedentes	-¢12 961.67
Total Neto	¢27 698 892.76

Tabla 5.27: Ganancia a partir del segundo mes

Demanda cobrada	€24 310 854.43
Compra excedentes	-€12 961.67
Total Neto	€24 297 892.76

Tabla 5.28: Diferencia de consumos y de costos de energía del alimentador.

Total Consumo kWh	Total Consumo kWh con GD	Diferencia
2316329	2302475.667	13853.33
€15 473 077.72	€15 380 537.45	€92 540.27

Tabla 5.29: Ganancias de los escenarios.

Ganancia Escenario actual	Ganancia Escenario con GD instalado	Diferencia
€27 118 070.78	€24 310 854.43	-€2 807 216.35

Con este escenario planteado se observa de la tabla 5.22 que la diferencia de demanda disminuirá un 26.12% para la muestra de clientes según su consumo promedio de consumo mensual actual. Eso se refleja en que la empresa cobraría €27 698 892.76 el primer mes si todos los usuarios instalan sus generadores dentro de este periodo como lo indica la tabla 5.26, a partir del segundo mes el cobro corresponderá a € 24 310 854.43 por mes como lo indica la tabla 5.24, aunque restando la compra de excedentes del cliente que aporta energía a la red, el cobro disminuye a €24 297 892.76 indicado en la tabla 5.27. Por otra parte el consumo del alimentador disminuye 13853.33 kWh como se indica en la tabla 5.28, pagando a € 6.68 el kWh, la diferencia de pago para el circuito SUR disminuiría € 92 540.45.

Aunque el pago del consumo del alimentador no disminuye como si lo hacen las ganancias a partir del segundo mes para la muestra de clientes usada y pueda resultar en apariencia un escenario negativo, faltará asociar los costos de mantenimiento, uso del sistema de distribución en los periodos de alta demanda, además de comparar la estabilidad y calidad de la distribución de ambos escenarios entre otras cosas, que permitan validar realmente el impacto de los generadores distribuidos y las ganancias reflejadas en otros aspectos.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

Las bases de datos proporcionadas por ESPH S.A. son fundamentales para la construcción del modelo y el catálogo del circuito SUR. Estas bases contienen información esencial como identificación de elementos, ubicaciones geográficas, tipos de conexión, voltajes de operación y distancias entre componentes. Esta información es crucial para modelar con precisión el circuito y entender su comportamiento operativo. Sin embargo, se detectaron lagunas en los datos de ciertos elementos, especialmente en lo referente a características técnicas detalladas y observaciones específicas. La ausencia de esta información obligó a descartar algunos elementos del análisis o a ajustar manualmente los parámetros, lo que puede introducir errores o inexactitudes en el modelo. Esta situación resalta la necesidad de contar con bases de datos completas y actualizadas para garantizar la precisión y eficiencia en la modelación y simulación del circuito.

A pesar de las deficiencias mencionadas, las bases de datos cumplen con los *requerimientos de información* establecidos en la sección 4 o primera etapa del "Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)". Se dispone de la información esencial para modelar los elementos de media y baja tensión, así como para realizar estudios de cálculo de fallas, incluyendo las corrientes de corto circuito monofásicas y trifásicas de los elementos de protección. Este cumplimiento mínimo permite a la empresa avanzar en el análisis y planificación de la red, pero limita la profundidad y precisión de los estudios. Una base de datos más completa permitiría cumplir no solo con los requerimientos mínimos de simulaciones y resultados, sino también con las mejores prácticas de estos estudios, optimizando la operación y el mantenimiento del sistema eléctrico.

Los códigos programados en Python se ejecutan de una manera óptima y rápida para la cantidad de información que filtran tanto para la construcción del formato Excel - ETAP, como para la creación del catálogo y la depuración de los datos de los medidores AMI. Los códigos se construyeron siguiendo las premisas de crear pequeños códigos que se ejecuten en conjunto, lo que permite su fácil interpretación, ajustes y mantenimiento en caso de ser requerido, además, de un código que contiene las traducciones de distintos parámetros generales para ser utilizado y ajustado en los distintos procesos. También se desarrolló una guía de consideraciones y requisitos para la importación de datos con el módulo "GIS Excel - Import" para ETAP, debido a la ausencia de información en internet, soporte y el manual de la aplicación, con el propósito de facilitar la comprensión de la información que es requerida para la construcción del modelo y cómo debe ser aportada al formato para su correcta interpretación.

Durante el proceso de modelado y simulación, se enfrentaron limitaciones técnicas significativas debido a las restricciones de la licencia del software ETAP suministrada por CFS Sistemas. Específicamente, la limitación en el número de buses permitidos impidió realizar pruebas piloto de flujo de potencia en todo el circuito, obligando a fragmentar el modelo si se quería ejecutar algún análisis de flujo o prueba. A pesar de esta limitación, se pudo demostrar la eficacia del módulo "GIS Excel - Import" para importar todos los elementos y sus características de manera eficiente, creando un modelo completo y estandarizado con continuidad de conexión en sus elementos. Sin embargo, ESPH S.A. no cuenta actualmente con este módulo en sus licencias, lo que impide aplicar plenamente la metodología propuesta y limita la capacidad de realizar estudios integrales y precisos del circuito.

Las curvas características obtenidas de los datos de los medidores inteligentes (AMI) proporcionan información valiosa sobre los patrones de consumo de los clientes. Estas curvas permiten identificar compor-

tamientos típicos y atípicos, facilitando la asignación de perfiles de consumo a clientes que aún no cuentan con medidores AMI instalados de acuerdo a los párrafos segundo y tercero de la segunda sección del Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del SEN, *Consideraciones Generales Aplicables* para poder realizar los estudios con la selección del día, sea uno típico o crítico, y la hora a evaluar. Esta información es esencial para realizar estudios más completos y profundos del comportamiento del sistema, permitiendo estimar la demanda en diferentes escenarios y planificar adecuadamente la operación y expansión de la red. Sin embargo, la limitada implementación de medidores AMI restringe el alcance y precisión de estos análisis.

La falta de datos completos y actualizados en el sistema de Información Geográfica (GIS) dificulta la asociación precisa de los clientes con sus respectivas tarifas y categorías de consumo. Esta deficiencia impacta negativamente en la asignación de curvas características adecuadas y, por ende, en la precisión de la modelación y proyección de la demanda y consumo de energía. Una correcta asociación y categorización de los clientes es fundamental para entender las cargas en el circuito, estimar correctamente la demanda futura y evaluar el impacto de la integración de sistemas de generación distribuida (GD).

El análisis económico realizado, basado en la comparación entre el escenario actual y uno hipotético con una muestra pequeña de clientes, mostró variaciones en las demandas y consumos, así como en las ganancias y pérdidas para la empresa. Sin embargo, este análisis es limitado, ya que no considera factores cruciales como la calidad y estabilidad de la energía, los costos de mantenimiento del sistema y sus componentes, ni los efectos a largo plazo de la integración de sistemas GD. La ausencia de estos datos puede conducir a conclusiones incompletas o sesgadas, subestimando o sobrestimando el verdadero impacto económico y operativo de la generación distribuida en la red.

6.2. Recomendaciones

Es necesario que el Departamento del Sistema de Información Geográfica de ESPH S.A. realice una revisión exhaustiva de las bases de datos actuales, identificando y corrigiendo las lagunas y errores presentes. Se recomienda implementar procedimientos y protocolos para la recolección, validación y actualización continua de la información, asegurando que todos los elementos del circuito SUR y otros circuitos de distribución estén debidamente documentados. Además, se sugiere establecer un sistema de control de calidad de datos que incluya la verificación cruzada con fuentes externas o mediciones de campo, garantizando la integridad y confiabilidad de la información utilizada en los modelos y simulaciones, buscando la implementación de un sistema de gestión de distribución avanzada (ADMS).

Dada la limitación actual en las licencias de software, ESPH S.A. debería considerar seriamente la adquisición del módulo "GIS Excel - Import" para ETAP si desea poner en desarrollo este proyecto. Antes de la adquisición, es recomendable realizar un análisis costo-beneficio detallado, que incluya no solo el costo de la licencia, sino también los beneficios operativos, como la reducción de tiempos en la depuración e importación de datos, la mejora en la precisión de los modelos y la capacidad de cumplir con las regulaciones de manera más eficiente. La inversión en herramientas adecuadas es esencial para aprovechar al máximo la metodología propuesta y obtener resultados confiables que apoyen la toma de decisiones estratégicas. Además, del respaldo que da el cuarto párrafo de la segunda sección del "Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución que se integra con las redes de distribución del SEN" *Consideraciones Generales Aplicables* que permite a ARESEP valorar esta inversión y reflejarla en las tarifas que le permita utilizar a la empresa.

Se recomienda intensificar la instalación de medidores AMI en un mayor número de clientes, priorizando aquellos con consumos significativos o patrones de consumo variables. Esto permitirá recopilar datos más detallados y actualizados sobre el consumo real de energía, mejorando la asignación de curvas características y la precisión en los estudios de demanda y proyección. La inversión en infraestructura de medición inteligente también puede abrir oportunidades para implementar programas de gestión de demanda y eficiencia energética, beneficiando tanto a la empresa como a los clientes.

Para obtener una visión más completa y precisa del impacto de la generación distribuida, es fundamental incluir en los análisis futuros datos relacionados con la calidad y estabilidad de la energía (como fluctuaciones

de voltaje, armónicos, interrupciones), así como los costos asociados al mantenimiento y actualización del sistema y sus componentes. Estos factores pueden tener un impacto significativo en la operación y en los costos operativos de la empresa, y su consideración es clave para evaluar correctamente la viabilidad y sostenibilidad de la integración de sistemas GD.

Se sugiere establecer un programa de monitoreo continuo para los clientes que instalen sistemas de generación distribuida, evaluando su impacto real en el circuito en términos de demanda, calidad de energía y estabilidad del sistema. Este monitoreo permitirá ajustar los modelos y proyecciones de manera dinámica, adaptándose a las condiciones cambiantes y desarrollando estrategias más efectivas para la integración de GD. Además, el análisis de casos reales proporcionará información valiosa para mejorar las políticas y procedimientos internos, asegurando una integración segura y eficiente de la GD en la red y manteniendo actualizado el modelo.

La implementación exitosa de estas recomendaciones requiere una estrecha colaboración entre diferentes departamentos de la empresa, incluyendo el Departamento de Sistemas de Información Geográfica, Ingeniería, Mantenimiento, Optimización del Negocio (Negocio de Energía Eléctrica y AP, el área de Operaciones, Planificación, Comercial y Atención al Cliente. Se recomienda fomentar la comunicación y el trabajo en equipo para asegurar que la información fluya adecuadamente y que las decisiones se tomen de manera informada y coordinada.

Invertir en la capacitación del personal técnico y administrativo en el uso de las nuevas herramientas y metodologías es esencial. Se sugiere mantener activas las capacitaciones y cursos de formación en el manejo del software ETAP por parte de CFS Sistemas S.A., así como en las mejores prácticas para la gestión de datos georreferenciados, AMI y análisis de sistemas eléctricos con generación distribuida.

Se sugiere analizar las soluciones y procedimientos ofrecidos para la depuración de datos y construcción de los archivos tipo Excel con el software Python en busca de deficiencias, corrección de error o parámetros y optimización de los distintos códigos programados aprovechando sus facilidades de mantenimiento para tener la herramienta en óptimas condiciones. Además, validar y corregir de ser necesario la guía para la importación de información necesaria en la construcción del modelo, debido a que algunos parámetros no se analizaron a detalle con el fin de eliminar toda incertidumbre y tener la mejor interpretación de la misma.

Bibliografía

- Apablaza, M. (2017). Estudio de impactos en la red de distribución mt de la adopción residencial masiva de paneles fotovoltaicos y vehículos eléctricos. Tesis de diplomado, UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO DE CHILE.
- ARESEP (2023). Solicitud tarifaria ordinaria para los períodos del 1 de octubre del 2023 al 31 de diciembre del 2028, así como liquidación tarifaria para los período 2021 y 2022, presentada por la empresa de servicios públicos de heredia (esph), para el servicio de distribución de energía eléctrica, de conformidad con la metodología tarifaria ordinaria rjd-139-2015. Technical report, Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, San José, Costa Rica.
- ARESEP, editor (2024). *METODOLOGÍA TARIFARIA DERIVADA DE LA LEY N.º 10086 REFERENTE A: A) FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS, B) TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO, C) COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA, D) RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN (TARIFA T-DER)*. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, N°182 Gaceta.
- ARESEP (sf). Electricidad. <https://aresep.go.cr/electricidad/>.
- Casero, A. (2024). ¿cuál es la importancia de la modularidad en python? <https://keepcoding.io/blog/modularidad-en-python/>.
- CEDET (2023). En octubre entran a regir cuatro nuevas tarifas para usuarios de paneles solares. <https://cedetcostarica.com/index.php/2023/10/03/03octubre2023/>.
- CFS (2023). Cfs. <https://www.cfscr.com/>.
- Chapman, S. J. (2012). *MÁQUINAS ELÉCTRICAS*. McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, México, quinta edición.
- CNFL, Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. (2023). Medidores con tecnología “ami”. <https://www.cnfl.go.cr/interes/informativo-general/publicaciones/medidores-con-tecnologia-ami>.
- Echevarría Barbero, C. and Monge Guevara, G. (2017). La generación distribuida para autoconsumo en costa rica: oportunidades y desafíos. Technical report, Banco Interamericano de Desarrollo.
- ESPH, E. S. P. d. H. (2020). Manual de normas de construcción y montajes normalizados iii edición. Technical report, Empresa Servicios Publicos de Heredia, Heredia, Costa Rica.
- ESPH.SA (2020a). Historia de la empresa. <https://www.esph-sa.com/sobre-la-esph/historia>.
- ESPH.SA (2020b). Plan estratégico. <https://www.esph-sa.com/sobre-la-esph/filosofia-empresarial/plan-estrategico-2021-2025>.
- ESPH.SA (2020c). Servicio de energía eléctrica - generación distribuida. <https://www.esph-sa.com/energia-electrica/generacion-distribuida>.
- ESPH.SA (2024). Servicio de energía eléctrica - recursos energéticos distribuidos – capacidad de penetración. <https://www.esph-sa.com/energia-electrica/recursos-energeticos-distribuidos-capacidad-de-penetracion>.

- ETAP (2024). Soluciones de gestión de la energía para diseñar, explotar y automatizar sistemas eléctricos. <https://etap.com/es>.
- Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2):13.
- Gómez-Ramírez, G. A., Mora-Jiménez, G., and Meza, C. (2023). Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de américa central usando etap. *Revista Tecnología en Marcha*, 36(2):50–58.
- González Duque, R. (2011). *Python para todos*. Creative Commons Reconocimiento, ESPAÑA.
- Gutiérrez, V. A. G. (2016). Qgis: Geografía, computación, matemáticas. *SAHUARUS. REVISTA ELECTRÓNICA DE MATEMÁTICAS. ISSN: 2448-5365*, 1(2).
- Gómez-Ramírez, G. A., Luévano-Reyes, I. A., Mora-Jiménez, G., García-Santander, L., Laskano, M. Z., and Meza, C. (2022). Increasing distribution network capacity through storage in central american countries: A case study. *2022 IEEE International Conference on Automation/XXV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)*, pages 1–6.
- ICE (2018). Proyecciones de la demanda electrica de costa rica.
- ICE (2019a). Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en costa rica 2019.
- ICE (2020a). Plan de expansion de la generacion electrica.
- ICE (2024). Proyectos energéticos - generación distribuida. <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/generacion-distribuida>.
- ICE (sf). Modernización de los sistemas de medición de producción para recursos distribuidos.
- ICE, I. C. D. E. (2019b). Plan de expansion de la generacion electrica 2018–2034. Technical report, INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, San José, Costa Rica.
- ICE, I. C. D. E. (2020b). Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en costa rica 2019. Technical report, INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, San José, Costa Rica.
- ICE, I. C. D. E. (2021). Plan de expansión de la transmisión 2021-203. Technical report, INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, San José, Costa Rica.
- Kumar, A. (2024). Python tools for data mining: Harnessing the power of python for extracting insights. <https://www.taazaa.com/python-tools-for-data-mining/>.
- LaGaceta (2023). Procedimiento de capacidad de penetración de der por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del sen. In *Diario Oficial La Gaceta Costa Rica*, volume 169, Imprenta Nacional La Uruca, San José C. R. Poder Legislativo.
- May Grosser, S. (2023). Aresep aprobó las tarifas que entrarán a regir el lero de octubre en materia de generación distribuida de electricidad. <https://delfino.cr/2023/09/aresep-aprobo-tarifas-de-generacion-distribuida-para-autoconsumo-y-otras-modalidades>.
- MINAE (2015). Plan nacional de energía 2015 - 2030. *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD*, 1.
- MINAE (2021). Estrategía nacional de redes eléctricas inteligentes 2021 - 2031. <https://www.minae.go.cr/ver/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Documentos/ENREI-FINAL.pdf>.
- MINAE (2022). Informe de avance i semestre 2022. <https://www.minae.go.cr/ver/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Documentos/Informe%20VII%20PNE%20I%20SEMESTRE%202022.pdf#InformacionFichaf>.
- ODS, C. R. (2015). Objetivos de desarrollo sostenible costa rica. <https://ods.cr/es/17-objetivos-de-desarrollo-sostenible>.

- Pizarro, J. C. (2020). Nuevo reglamento sobre generación distribuida en costa rica abre grietas con las distribuidoras. <https://www.energiaestrategica.com/nuevo-reglamento-en-costa-rica-camara-de-generacion-distribuida-vs-distribuidoras/>.
- RAE, R. A. E. (2023). Diccionario de la lengua española. <https://dle.rae.es>. Accedido en Septiembre de 2023.
- Rodríguez, C. and DCC (2018). Plan nacional de descarbonización 2018 - 2050. *MINAE*, 1.
- schneider (2024). Etap plataforma de software de gestión energética para diseñar, operar y automatizar sistemas de energía. <https://www.se.com/es/es/product-range/57434544-etap/#documents>.
- SCIJ, A. L., editor (2021). *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos partir de fuentes renovables*. Sistema Costarricense de Información Jurídica, N°3 Gaceta.
- SCIJ, A. R. d. l. S. P., editor (2016). *Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN*. Sistema Costarricense de Información Jurídica, N°69 Gaceta.
- SCIJ, P. E., editor (2023). *Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla*. Sistema Costarricense de Información Jurídica, N°196 Gaceta.
- Solargis (2024). Atlas solar global. <https://globalsolaratlas.info/map?c=10.001987,-84.166946,11&s=9.983052,-84.14978&m=site>.
- Sutton, T., Dassau, O., Sutton, M., Nsibande, L., and Mthombeni, S. (2008a). Sistema de referencia de coordenadas. https://docs.qgis.org/3.34/es/docs/gentle_gis_introduction/coordinate_reference_systems.html.
- Sutton, T., Dassau, O., Sutton, M., Nsibande, L., and Mthombeni, S. (2008b). Trabajar con proyecciones. https://docs.qgis.org/3.34/es/docs/user_manual/working_with_projections/working_with_projections.html.
- Sáenz, K. (2023). 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. Tesis de diplomado*, INSTITUTO TECNOLOGICO DE COSTA RICA, Cartago, Costa Rica.
- Turkel, W. J. and Crymble, A. (2017). Reutilización de código y modularidad en python. <https://programminghistorian.org/es/lecciones/reutilizacion-de-codigo-y-modularidad>.
- Wildi, T. (2007). *MÁQUINAS ELÉCTRICAS Y SISTEMAS DE POTENCIA*. Pearson Educación, México, sexta edición.
- Zapata, C. (2011). Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia. *Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira*, page 5.

Capítulo 7

Anexos

Anexo A Requisitos de ETAP[®] para importar información con el módulo QGIS - Excel

Tabla A.1: Requisitos formato Excel-ETAP[®] - Buses

Buses		
Campo	Obligatorio	Descripción
Equipment ID	SI	ID del bus
Bus Voltage (kV)	NO	Voltaje de operación
Initial Voltage (%)	NO	Rango inicial de operación del bus
In Service	NO	Operando SI o NO
State	NO	Estado del bus: NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Description	NO	Descripción
Phase	NO	Cantidad de fases conectadas al bus, 1 o 3
Wire Connection	NO	Conexión de cables, 3 o 1
Min DF (%)	NO	-
Max DF (%)	NO	-
Bus Type	NO	-
ANSI or IEC	NO	-
Cont Rating (A)	NO	-
Bracing Symm RMS (kA)	NO	-
Bracing Asymm RMS (kA)	NO	-
Bracing Peak IEC (kA)	NO	-
Comment	NO	Comentarios
OTI GUID	NO	-
XCoordinate	SI	Coordenada X
YCoordinate	SI	Coordenada Y
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-

Tabla A.2: Continuación requisitos formato Excel-ETAP[®] - Cables

Cables		
Campo	Obligatorio	Descripción
Equipment ID	SI	ID del cable

Continúa en la siguiente página

Cables		
Campo	Obligatorio	Descripción
No/Phase	SI	Número de fases, 3 o 1
In Service	NO	Operando SÍ o NO
State	NO	Estado del cable: NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Description	NO	Descripción
Phase	SI	Fase de conexión: 3, 1
Wire Connection	SI	Cantidad de cables (depende de 'Phase': Si 'Phase' es 3 = '-', si 'Phase' es 1 = 1)
From Element ID	SI	Elemento de conexión previo al cable
To Element ID	SI	Elemento de conexión posterior al cable
Unit System (English or Metric)	NO	Unidad del sistema (Librería de ETAP)
Frequency (Hz)	SI	Frecuencia
Conductor Type (Al or Cu)	SI	Tipo de conductor: Aluminio o Cobre
Installation (Mag/Non-Mag/Overhead)	NO	Instalación: magnético, no magnético, aéreo
Cable Voltage (kV)	NO	Voltaje máximo del cable
% Class	NO	-
Cable Source	SI	Fuente del cable (Librería de ETAP)
Insulation	NO	-
#/Cable	SI	Cantidad de cables por fase
Cable Size	SI	Calibre del cable
Library Unit Length	NO	(Librería de ETAP)
Library Length Unit	NO	(Librería de ETAP)
Base Temperature (°C)	NO	(Librería de ETAP)
Temperature (°C)	NO	(Librería de ETAP)
Cable Length	SI	Distancia del cable
Cable Length Unit	SI	Unidad de medida: metros, pulgadas, ft
Tolerance (%)	NO	-
Temperature (°C)		
Min.	NO	-
Max.	NO	-
Cable Impedance per Conductor		
Positive Sequence		
R	NO	-
X	NO	-
Y	NO	-
Zero Sequence		
R	NO	-
X	NO	-
Y	NO	-
Impedance Unit		
Type	NO	-
per Unit Length		
Value	NO	-
Unit	NO	-

Continúa en la siguiente página

Cables		
Campo	Obligatorio	Descripción
Comment	NO	Comentarios
OTI GUID	NO	-
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-
Xcoordinate1	SI	Coordenada de inicio X1
Ycoordinate1	SI	Coordenada de inicio Y1
Xcoordinate2	SI	Coordenada de fin X2
Ycoordinate2	SI	Coordenada de fin Y2
Xcoordinate3	SI	-
Ycoordinate3	SI	-
Xcoordinate3	SI	-
Ycoordinate3	SI	-

Tabla A.3: Continuación requisitos formato Excel-ETAP® - Líneas

Líneas		
Campo	Obligatorio	Descripción
Equipment ID	SI	ID de la línea
Length	SI	Distancia de la línea
Length Unit	SI	Unidad de medida, metros, pulg, ft
Tolerance (%)	NO	-
In Service	NO	Operando SÍ o NO
State	NO	Estado de la línea, NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Phase	SI	Fase de conexión 3, 1
Description	NO	Descripción
From Element ID	SI	Elemento de conexión previo a la línea
To Element ID	SI	Elemento de conexión posterior a la línea
Phase Conductor Library Data		
Unit System (English or Metric)	NO	Unidad del sistema (Librería de ETAP)
Frequency (Hz)	SI	Frecuencia
Conductor Source	SI	Fuente del conductor (Librería de ETAP)
Conductor Type	SI	Material del conductor
Temperature(°C)	NO	-
kcmil Code	NO	-
Ground Conductor Library Data		
Unit System (English or Metric)	NO	Unidad del sistema (Librería de ETAP)
Frequency (Hz)	SI	Frecuencia
Conductor Source	SI	Fuente del conductor puesto a tierra (Librería de ETAP)
Conductor Type	SI	Material del conductor
Temperature(°C)	NO	-
kcmil Code	NO	-
General Configuration		

Continúa en la siguiente página

Líneas		
Campo	Obligatorio	Descripción
PhaseA Coordinates		
X	SI	Distancia lateral del conductor A, normalmente 0
Y	SI	Altura del conductor A
PhaseB Coordinates		
X	SI	Distancia lateral del conductor B respecto a A
Y	SI	Altura del conductor B
PhaseC Coordinates		
X	SI	Distancia lateral del conductor C respecto a A
Y	SI	Altura del conductor C
Transposed	NO	-
Condutores/phase	SI	Cantidad de conductores por fase
"Separation (inch)"	NO	Separación entre los conductores por fase
Temperature		
Base T1 (°C)	NO	
Base T2 (°C)	NO	
Minimum (°C)	NO	
Maximum (°C)	NO	
Impedance per conductor		
Positive		
R1	NO	-
R2	NO	-
X	NO	-
Y	NO	-
Negative		
R1	NO	-
R2	NO	-
X	NO	-
Y	NO	-
Zero		
R1	NO	-
R2	NO	-
X	NO	-
Y	NO	-
Impedance Unit		
Type	NO	-
per Unit Length		
Value	NO	-
Unit	NO	-
Comment	NO	Comentarios
OTI GUID	NO	-
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-
Xcoordinate1	SI	Coordenada de inicio X1

Continúa en la siguiente página

Líneas		
Campo	Obligatorio	Descripción
Ycoordinate1	SI	Coordenada de inicio Y1
Xcoordinate2	SI	Coordenada de fin X2
Ycoordinate2	SI	Coordenada de fin Y2
Xcoordinate3	SI	-
Ycoordinate3	SI	-
Xcoordinate4	SI	-
Ycoordinate4	SI	-

Tabla A.4: Continuación requisitos formato Excel-ETAP® - Transformadores

Transformadores		
Campo	Obligatorio	Descripción
Equipment ID	SI	ID del transformador
In Service	NO	Operando SÍ o NO
State	NO	Estado del bus, NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Description	NO	Descripción
Primary Element ID	SI	Elemento de conexión al primario
Secondary Element ID	SI	Elemento de conexión al secundario
Phase		
Phase	SI	Cantidad de fases conectadas, 1 o 3
Center Tap (Y/N)	SI	Si o no, Y si es conexión monofásica, N si es conexión trifásica
Core Type	SI	"Shell", "3 Limb", "4 Limb", "5 Limb", "3 1-Phase", normalmente shell para monofásico y trifásico, 3 1-Phase para banco de transformadores
Temp Rise	NO	-
Pri-Sec Rated Power	SI	Potencia del transformador
Pri-Sec Rated Power Unit	SI	Por defecto es MVA
Max Transformer Rating	NO	Potencia máxima del transformador
KVA_T1	SI	Potencia del transformador sin importar conexión
KVA_T2	SI	Potencia del transformador, si es bifásico o trifásico
KVA_T3	SI	Potencia del transformador, si es trifásico
Primary		
Voltage	SI	Voltaje al lado primario del transformador
Unit	SI	Por defecto es kV
FLA	SI	-
KV_T1	SI	Voltaje al lado primario del transformador 1 BT
Unit1	SI	Por defecto es kV
KV_T2	SI	Voltaje al lado primario del transformador 2 BT
Unit2	SI	Por defecto es kV
KV_T3	SI	Voltaje al lado primario del transformador 3 BT
Unit3	SI	Por defecto es kV
Secondary		
Voltage	SI	Voltaje al lado secundario del transformador
Unit	SI	Por defecto es kV
FLA	SI	-

Continúa en la siguiente página

Transformadores		
Campo	Obligatorio	Descripción
KV_T1	SI	Voltaje al lado secundario del transformador 1 BT
Unit1	SI	Por defecto es kV
KV_T2	SI	Voltaje al lado secundario del transformador 2 BT
Unit2	SI	Por defecto es kV
KV_T3	SI	Voltaje al lado secundario del transformador 3 BT
Unit3	SI	Por defecto es kV
Pri-Sec Impedance		
Positive Sequence		
Value	NO	-
Unit	NO	%
X/R Rating	NO	-
Zero sequence		
Value	NO	-
Unit	NO	%
X/R Rating	NO	-
Z_T1	NO	-
X/R_T1	NO	-
Z_T2	NO	-
X/R_T2	NO	-
Z_T3	NO	-
X/R_T3	NO	-
Fixed Tap (%)		
Primary	NO	-
Secondary	NO	-
On-Load Tap Changer (OLTC)		
Primary		
Present	NO	-
Min. (%)	NO	-
Max. (%)	NO	-
Step (%)	NO	-
Control Bus	NO	-
Control V (%)	NO	-
Secondary		
Present	NO	-
Min. (%)	NO	-
Max. (%)	NO	-
Step (%)	NO	-
Control Bus	NO	-
Control V (%)	NO	-
Grounding		
Primary		
Connection	NO	Conexión al primario
Type	NO	Tipo de conexión
Secondary		

Continúa en la siguiente página

Transformadores		
Campo	Obligatorio	Descripción
Connection	NO	Conexión al secundario
Type	NO	Tipo de conexión
Protection		
Standard	NO	-
Fault Frequency	NO	-
Apply Curve Shift	NO	-
Shift Multiplier	NO	-
Inrush Curve Type	NO	-
Multiplier	NO	-
Duration/ Time Constant	NO	-
Basic Impulse Level		
Cooling Code	NO	-
K Factor	NO	-
Comment	NO	-
OTI GUID	NO	-
XCoordinate	SI	Coordenada X
YCoordinate	SI	Coordenada Y
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-

Tabla A.5: Continuación requisitos formato Excel-ETAP[®] - Cargas

Cargas		
Campo	Obligatorio	Descripción
Motor ID	SI	ID de la carga
Connected Element ID	SI	ID del bus conector
Data Type	NO	-
Priority	NO	-
Configuration Status	NO	-
In Service	NO	Operando SÍ o NO
State	NO	Estado del bus, NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Description	NO	Descripción
Load Voltage (kV)	SI	Voltaje de operación
Load kVA	NO	Potencia de consumo
Unit	NO	MVA, kVA, KW
% PF	NO	Factor de potencia en porcentaje
Phase	SI	Conexión monofásica o trifásica, 3 o 1
Phase Connection	SI	Fase a la que se conecta, A, B, C, AB, CB, ABC
Cont DF	NO	-
Interm DF	NO	-
Spare DF	NO	-
Grounding	NO	-

Continúa en la siguiente página

Cargas		
Campo	Obligatorio	Descripción
% Motor Load	NO	-
% LRC	NO	-
X/R	NO	-
Ansi Short-Circuit Xsc (%)		
1/2 cycle	NO	-
1.5-4 cycle	NO	-
IEC Short-Circuit		
X" (%)	NO	-
Td' (s)	NO	-
Comment	NO	Comentarios
OTI GUID	NO	-
XCoordinate	SI	Coordenada X
YCoordinate	SI	Coordenada Y
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-

Tabla A.6: Continuación requisitos formato Excel-ETAP[®] - Fusibles

Fusibles		
Campo	Obligatorio	Descripción
Info		
ID	SI	ID del fusible
From Element	SI	Bus de conexión previo al fusible
To Element	SI	Bus de conexión posterior al fusible
In Service	NO	Operando SÍ o NO
State	NO	Estado del bus, NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Status	NO	Cerrado o abierto
Description	NO	Descripción
Lib		
Manufacturer	NO	-
Model	NO	-
AC or DC	SI	Operación AC o DC
Max kV	SI	Voltaje máximo de operación
Size	SI	Amperaje del fusible
Speed	NO	-
Ratings		
Standard	NO	ANSI o IEC
kV	NO	Voltaje de operación
Size	NO	Amperaje del fusible
Amps	NO	Amperaje de operación
Int. kA	NO	Amperaje de interrupción
Test PF	NO	-

Continúa en la siguiente página

Fusibles		
Campo	Obligatorio	Descripción
Amps	NO	-
Breaking	NO	-
TRV	NO	-
Comment	NO	Comentarios
OTI GUID	NO	-
XCoordinate	SI	Coordenada X
YCoordinate	SI	Coordenada Y
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-

Tabla A.7: Continuación requisitos formato Excel-ETAP® - Cuchillas

Cuchillas		
Campo	Obligatorio	Descripción
Info		
ID	SI	ID de la Cuchilla o Seccionador
From Element	SI	Bus de conexión previo a la cuchilla
To Element	SI	Bus de conexión posterior a la cuchilla
In Service	NO	Operando SÍ o NO
State	NO	Estado del bus, NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Status	NO	Cerrado o abierto
Description	NO	Descripción
Ratings		
kV	SI	Voltaje de operación
Cont. Amp	SI	Amperaje de falla por continuidad
BIL (kV)	NO	Nivel de protección básico en kV
Momentary (kA)	NO	Corriente de falla momentánea
Comment	NO	Comentarios
OTI GUID	NO	-
XCoordinate	SI	Coordenada X
YCoordinate	SI	Coordenada Y
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-

Tabla A.8: Continuación requisitos formato Excel-ETAP® - Contactor

Contactor		
Campo	Obligatorio	Descripción
Info		
ID	SI	ID del contactor
From Element	SI	Bus de conexión previo al contactor

Continúa en la siguiente página

Contactador		
Campo	Obligatorio	Descripción
To Element	SI	Bus de conexión posterior al contactor
"Service Type 1 = Inservice"	NO	Operando SÍ o NO
State	NO	Estado del bus, NUEVO, CONSTRUIDO, FUERA DE SERVICIO
Status	NO	Cerrado o abierto
Description	NO	Descripción
Ratings		
kV	SI	Voltaje de operación
Cont. Amp	NO	Amperaje de falla por continuidad
Dropout Time (s)	NO	Tiempo de conexión ante falla
Momentary (kA)	NO	Corriente de falla momentánea
Comment	NO	Comentarios
OTI GUID	NO	-
XCoordinate	SI	Coordenada X
YCoordinate	SI	Coordenada Y
Layer	NO	Capa de Operación
Feeder ID	NO	-
Substation ID	NO	-

En los casos donde hay '-' se debe a desconocimiento de la descripción del campo, o bien porque ETAP[®] lo puede autocompletar.

Anexo B Curvas Típicas

Se presentan las demás curvas típicas residenciales.

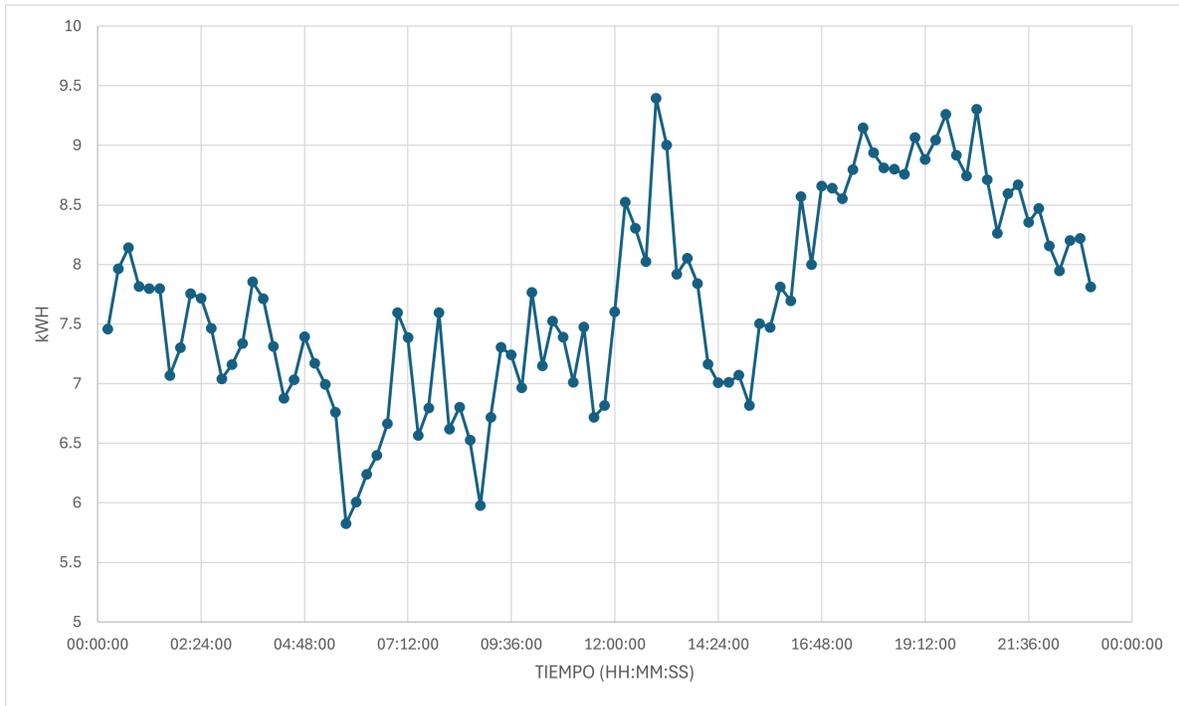


Figura 7.1: Curva típica para un consumo de 50-100 kWh/mes.

Fuente: Elaboración propia.

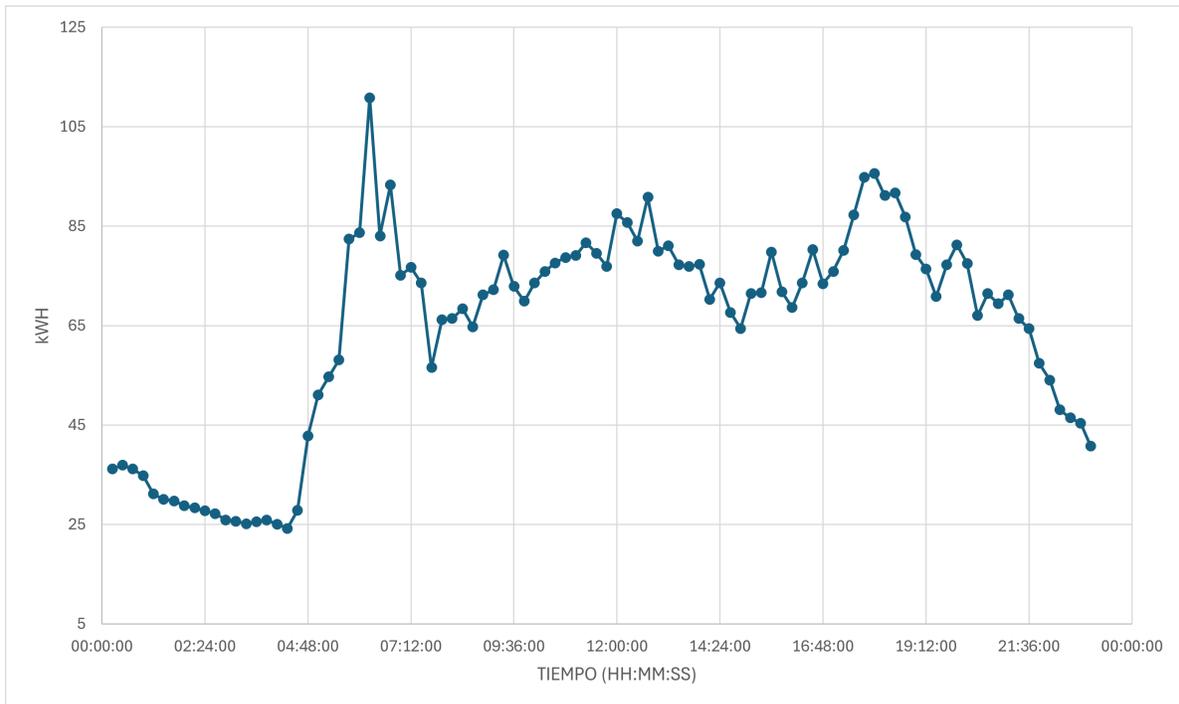


Figura 7.2: Curva típica para un consumo de 300-400 kWh/mes.

Fuente: Elaboración propia.

Anexo C Catálogo Elementos Eléctricos Circuito SUR ESPH

Tabla C.1: Catálogo - Fusibles

INDICATIVO ESPH	INDIC GIS	Volt (Oper)	Tipo Fusible	Tamñ Fusible	Corr Cont (A)	Corr Interrup (A)	Conexión	Corr Oper (A)	Corr CortCirc Inst. (A)
FM-170	1	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 3A	100	10000	Monofásico	1.375	2.163
FM-173	249	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 6A	100	10000	Monofásico	4.063	5.993
FM-174	250	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 6A	100	10000	Monofásico	3.750	5.558
FM-172	231	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 12A	100	10000	Monofásico	7.563	10.751
FM-287	14481	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 5A	100	10000	Monofásico	2.510	3.810
FM-228	3283	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 40A	100	10000	Monofásico	27.110	35.726
FM-175	251	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 3A	100	10000	Monofásico	1.688	2.623
FM-180	158	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 30A	100	10000	Monofásico	19.563	26.285
FM-183	159	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 20	100	10000	Monofásico	13.180	18.129
FM-181	240	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 6A	100	10000	Monofásico	3.938	5.819
FM-182	241	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 6A	100	10000	Monofásico	2.375	3.617
FT-36	290	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 6A	100	10000	Trifásico	2.104	3.228
FT-177	389	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 10A	100	10000	Trifásico	7.000	9.997
FM-288	3284	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 30A	100	10000	Monofásico	20.710	27.732
FM-300	8401	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Monofásico	0.000	0.000
FM-231	9041	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Monofásico	0.000	0.000
FM-249	9042	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 30A	100	10000	Monofásico	20.080	26.938
FT-236	9361	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Trifásico	0.000	0.000
FM-235	9364	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Monofásico	0.000	0.000
FM-237	9366	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 6A	100	10000	Monofásico	2.313	3.527
FT-60	9367	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 12A	100	10000	Trifásico	8.380	11.841
FT-61	9368	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 3A	100	10000	Trifásico	1.260	1.992
FT-62	9377	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 30A	100	10000	Trifásico	20.940	28.022
FM-241	9378	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 12A	100	10000	Monofásico	8.375	11.834
FT-684	16721	34.5	Con Rompe Carga	Fusible 25A	100	10000	Trifásico	16.130	21.922
FT-700	32401	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Trifásico	0.000	0.000
FT-701	32721	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Trifásico	0.000	0.000
FM-302	34001	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Monofásico	0.000	0.000
FT-703	41361	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Trifásico	0.000	0.000
FM-305	43602	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Monofásico	0.000	0.000
FT704	45202	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Trifásico	0.000	0.000
FM-723	48081	34.5	Con Rompe Carga	DESCONOCIDO	100	10000	Monofásico	0.000	0.000

Tabla C.2: Continuación catálogo - Cuchillas

INDICATIVO	INDIC ESPH	INDIC GIS	Volt Oper (kV)	Ubicaciones	Operación	Corr Cont (A)	Volt Impulso Tipo Rayo (kV)	Volt Max (kV)	Corr Interrup (kA)
CUC-F3-51	C-51	133	35	Carga del Real Santamaria	MANUAL - INDEPENDIENTE	600.00000000	170	70	12.5
CUC-F3-145	C-145	173	35	Entrada a Casa Blanca	MANUAL - INDEPENDIENTE	600.00000000	170	70	12.5
CUC-F3-143	C-143	174	35	Costado Sur del Real Snta. Este, va hacia el oeste	MANUAL - INDEPENDIENTE	600.00000000	170	70	12.5
CUC-F3-153	C-153	184	35	50 Oeste de Condominio Francosta	MANUAL - INDEPENDIENTE	600.00000000	170	70	12.5
CUC-F3-201	C-201	6273	35	UNA Benjamin Nuez	MANUAL - INDEPENDIENTE	600.00000000	170	70	12.5
CUC-F3-241	C-241	14946	35		MANUAL - INDEPENDIENTE	600.00000000	170	70	12.5
CUC-F3-230	C-230	17508	35		MANUAL - INDEPENDIENTE	600.00000000	170	70	12.5

Tabla C.3: Continuación catálogo - Dispositivo de Protección Dinámica

INDICATIVO	INDIC GIS	Tipo Dispositivo	Coordinación	Corr Cont (A)	Corr Interrup (A)	Volt Oper (kV)	Volt Impulso Tipo Rayo (kV)	Volt Max Corta Duración (kV)	Corr CortCirc (A)	Corr Nominal (A)
DPD-F3 2500.0	19	PROTECCION CIRCUITO SUR	ICE	200.0	8000.0	34.5	170.0	195.0	95.0	40.0

Tabla C.4: Continuación catálogo - Transformadores

INDICATIVO	INDIC GIS	POT (kVa)	Volt P (kV)	Volt S (kV)	FLA P	FLA S	Conexión	Z p (%)	X/Rp	Z z (%)	X/Rz	Trafo (kVA)	Conn P	Conn S	Modelo	Serial	Fecha Construcción	Peso	Instal
TRA-5-MOLGSP-R3-1	185665	5	13.2	0.24	0.145	20.83	Monofásico	7.25	2.47			5	LG	SP	Magnetron	445095			Aérea
TRA-5-MOLGSP-R3-1	186305	5	34.5	0.24	0.145	20.83	Monofásico	7.25	2.47			5	LG	SP	MAGNETRON	445091			Aérea
TRA-15-MOLGSP-R3-1	2779	15	34.5	0.24	0.435	62.5	Monofásico	7.25	2.47			15	LG	SP					Aérea
TRA-15-MOLGSP-R3-1	5105	15	34.5	0.24	0.435	62.5	Monofásico	7.25	2.47			15	LG	SP		1355026373	2013-03-01 0:00:00	372 LB	Aérea
TRA-15-MOLGSP-R3-1	45441	15	34.5	0.24	0.435	62.5	Monofásico	7.25	2.47			15	LG	SP		20110815160	2011-01-01 0:00:00	725 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	591	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1125	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Howard	260962492	1998-01-01 0:00:00	170 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1128	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		3234575293			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1154	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		M97E11777	2007-05-01 0:00:00	221,03 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1187	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		90A343006			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1193	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Howard Industries	3234345293		207 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1195	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Jimelco	90A2935			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1196	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Jimelco INC	90B2141			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1201	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		951024938			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1204	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	CYSESA	5892060			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	1893	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2191	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2199	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2774	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2797	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2799	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Inatra	052082869			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2803	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2835	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2848	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	2902	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		40407826670	2004-04-01 0:00:00	494 LB	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	3267	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		06A021189	2006-01-01 0:00:00	469 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	3516	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		03A050552	1993-01-01 0:00:00	498 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	3520	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Inatra	102086381			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	4070	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		1155400			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	4131	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		08A451790			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	4133	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		08A451783	2008-11-01 0:00:00	193 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	5106	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		221952			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	15026	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	ERMCO	C1209552637	2012-12-01 0:00:00	475 Kg	Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	52801	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		13A372354	2013-10-16 0:00:00		Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	64323	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP		2012060328	2016-04-29 0:00:00		Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	71041	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Magnetron	333348	2015-01-01 0:00:00		Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	80657	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Magnetron	333357	2016-01-01 0:00:00		Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	156497	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP	Inatra	102086386			Aérea
TRA-25-MOLGSP-R3-1	171911	25	34.5	0.24	0.725	104.2	Monofásico	7.25	2.47			25	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1127	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		M97E12790	1997-05-01 0:00:00	250 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1132	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		6514800	2000-01-01 0:00:00	290 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1134	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP	Almon S.A.	6531800	2000-01-01 0:00:00	294 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1137	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		M97E12792	1997-09-01 0:00:00	250 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1138	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		M97E12789	1997-05-01 0:00:00	250 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1139	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		M98D10758	1998-04-01 0:00:00	557,61 LB	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1140	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		CEO170	1998-01-01 0:00:00	200 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1143	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		M98D10750	1998-04-01 0:00:00	557,61 LB	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1144	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		M98D10757	1998-04-01 0:00:00	557,61 LB	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1145	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		543111301	1999-01-01 0:00:00	210 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1151	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		971119179	1988-08-08 0:00:00		Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1186	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP	Jimelco Inc.	90A2942			Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1188	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		951026185	1995-05-01 0:00:00	622 LB	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1189	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP	Howard Industries	2610044692			Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1190	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP	Howard industries	2610004692		277 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1202	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP	J Y M S.A.	643120			Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1894	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		05A050662			Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1895	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP	Howard	1077300211			Aérea

Continúa en la siguiente página

INDICATIVO	INDIC GIS	POT (kVa)	Volt P (kV)	Volt S (kV)	FLA P	FLA S	Conexión	Z p (%)	X/Rp	Z z (%)	X/Rz	Trafo (kVA)	Conn P	Conn S	Modelo	Serial	Fecha Construcción	Peso	Instal
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1903	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	1976	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2189	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2192	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2194	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		577404			Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2754	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2778	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2795	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2796	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2798	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2841	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2842	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	2843	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP					Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	3398	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		M97E12792	2006-01-01 0:00:00	250 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	3404	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		04A511386		303 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	3405	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP	Magnetron	106099	2005-03-01 0:00:00	283 Kg	Aérea
TRA-37_5-MOLGSP-R3-1	3990	37.5	34.5	0.24	1.087	156.3	Monofásico	7.25	2.47			38	LG	SP		0855088714			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	589	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	592	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	594	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1126	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		03A050268	2003-01-01 0:00:00	293 Kg	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1129	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Howard Industries	3186265093		293 Kg	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1130	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Howard Industries	3186795093		293 Kg	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1131	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Howard Industries	3186415093			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1133	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Almon SA	6534000	2000-01-01 0:00:00	345 Kg	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1135	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Ermco	30107311994	2001-03-01 0:00:00	714 LB	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1136	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Magnetron	361580	2017-01-01 0:00:00		Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1141	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Howards industries	3491043708			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1142	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Magnetron	445636	1989-08-09 0:00:00		Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1146	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Fecha borrosa	07A490761			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1147	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Jimelco INC	90K2430			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1148	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		07A240548			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1149	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Magnetron	361506	1991-04-01 0:00:00	678 LB	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1150	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		05A151231	2005-01-01 0:00:00	390 Kg	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1152	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		61409879630	1990-08-01 0:00:00		Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1153	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		M97E11983	1997-05-01 0:00:00	332,7	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1191	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		89k3030			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1192	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Magnetron	361493	2017-01-04 0:00:00	413 LB	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1194	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		13A371106	2013-09-01 0:00:00	657 Kg	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1203	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP	Central Moloney Inc.	195377205	1995-04-01 0:00:00	678 LB	Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1904	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		2015070821	2015-11-19 0:00:00		Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1905	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1906	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1907	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		2015070997			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1973	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		07A400882			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1974	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		90A351770			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	1975	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	2190	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	2193	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	2195	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP		M03D18633			Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	2196	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	2197	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-MOLGSP-R3-1	2198	50	34.5	0.24	1.449	208.3	Monofásico	7.25	2.47			50	LG	SP					Aérea
TRA-50-BTY4D-R4-3	157139	50	34.5	0.48	0.837	120.3	BT	7.25	2.47	7.25	2.47	167	Y	4D	Magnetron	446197			Aérea
TRA-50-BTY4D-R4-3	157139	50	34.5	0.48	0.837	120.3	BT	7.25	2.47	7.25	2.47	167	Y	4D	Magnetron	446196			Aérea
TRA-50-BTY4D-R4-3	157139	50	34.5	0.48	0.837	120.3	BT	7.25	2.47	7.25	2.47	167	Y	4D	Magnetron	446199			Aérea

Tabla C.5: Continuación Catálogo - Líneas

Cant. Elementos	ID	Conexión	Calibre	Material Conductor	Tipo de Conductor	Calibre G	Y FA	X FB	Y FB	X FC	Y FC	POS R1	POS X	POS Y	NEN R1	NEN X	NEN Y
239	LIN-1F-C63AC-35	1	3/0	AAAC	AAAC	3/0	42					0.394	0.3216	0.1883	0.394	0.3216	0.1883
218	LIN-1F-C53AC-35	1	1/0	AAAC	AAAC	1/0	42					0.626	0.3349	0.1988	0.626	0.3349	0.1988
63	LIN-3F-C93AC-35	3	394	AAAC	AAAC	394	42	4	42	8	42	0.168	0.2852	0.1674	0.168	0.2852	0.1674
1	LIN-1F-C93AC-35	1	394	AAAC	AAAC	394	42					0.168	0.2852	0.1674	0.168	0.2852	0.1674
49	LIN-3F-C63AC-35	3	3/0	AAAC	AAAC	3/0	42	4	42	8	42	0.394	0.3216	0.1883	0.394	0.3216	0.1883
13	LIN-3F-C53AC-35	3	1/0	AAAC	AAAC	1/0	42	4	42	8	42	0.626	0.3349	0.1988	0.626	0.3349	0.1988
36	LIN-1F-C33AC-35	1	4	AAAC	AAAC	4	42					1.58	0.374	0.2215	1.58	0.374	0.2215
269	LIN-1F-C3CU-35	1	4	CU	CU	4	42					0.329	0.11		0.329	0.11	
8		3	4	CU	CU	4	42	4	42	8	42	0.329	0.11		0.329	0.11	
2		2	1/0	AAAC	AAAC	1/0	42	4	42			0.626	0.3349	0.1988	0.626	0.3349	0.1988
2	LIN-1F-CCU-35	1	4/0	CU	CU	4/0	42					0.56	0.546		0.56	0.546	
4561	LIN-1F-C23AC-06	1	6	AAAC	AAAC	6	42					2.52	0.3915	0.2326	2.52	0.3915	0.2326
422	LIN-3F-C23AC-06	3	6	AAAC	AAAC	6	42	4	42	8	42	2.52	0.3915	0.2326	2.52	0.3915	0.2326
5	LIN-1F-C13AC-06	1	8	AAAC	AAAC	8	42										

Tabla C.6: Continuación Catálogo - Cables

Cant. Elementos	ID	Calibre	Material Conductor	Conexión	Sistema de Unidades	Frecuencia (Hz)	Tipo de Conductor	Instalación	POS R	POS X	POS Y	ZERO R	ZERO X	ZERO Y	Tipo	Valor	Unidad
282	CAB-1F-C5CU-35	1/0	CU	1	English	60	Copper	Non-Mag	0.328	0.329					Ohms per	1000	m
207	CAB-3F-C5CU-06	1/0	CU	3	English	60	Copper	Non-Mag	0.135	0.097		0.438	0.298		Ohms per	1000	m
3	CAB-3F-C5AL-1	1/0	AL	3	English	60	Aluminum	Non-Mag	0.822	0.132	0.19	0.822	0.125	0.18	Ohms per	1000	m
107	CAB-1F-C5AL-1	1/0	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag	0.66	0.044					Ohms per	1000	m
54	CAB-1F-C7CU-06	250	CU	1	English	60	Copper	Non-Mag	0.12	0.041					Ohms per	1000	m
91	CAB-1F-C1CU-1	8	CU	1	English	60	Copper	Non-Mag	0.78	0.052					Ohms per	1000	m
130	CAB-1F-C4CU-1	2	CU	1	English	60	Copper	Non-Mag	0.19	0.045					Ohms per	1000	m
22	CAB-1F-C8AL-1	350	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag	0.061	0.04					Ohms per	1000	m
7	CAB-1F-C2AL-06	6	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag	0.81	0.51					Ohms per	1000	m
29	CAB-1F-C1AL-1	8	AL	1	English	60	Aluminum	Non-Mag	1.3	0.52					Ohms per	1000	m