



Modelado y simulación de un circuito de distribución de media tensión de JASEC para el análisis de la capacidad de penetración de generación distribuida, bajo el marco de la Ley 10086


Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título de Ingeniero en Mantenimiento Industrial, Grado de Licenciatura

Autor:
Jean Carlo Molina Navarro

Cartago, noviembre 2025



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

 **CC BY-NC-SA 4.0**

© Este trabajo está bajo una licencia Creative Commons **Atribución–NoComercial–CompartirIgual 4.0 Internacional (CC BY-NC-SA 4.0)**.

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Hoja de Datos

Datos personales

Nombre completo: Jean Carlo Molina Navarro

Número de cédula: 208210571

Número de carné: 2020034873

Números de teléfono: 86303975

Correo electrónico: jean.pwx@estudiantec.cr jean.pwx@gmail.com

Dirección exacta de domicilio: Cartago, 300 m oeste de la entrada principal TEC y 100 m sur.

Información del proyecto

Título: Modelado y simulación de un circuito de distribución de media tensión de JASEC para el análisis de la capacidad de penetración de generación distribuida, bajo el marco de la Ley 10086.

Asesor industrial: Ing. Roger Carrillo Hernández

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

Jurado evaluador:

Ing. Gonzalo Mora Jiménez, M.Sc.

Ing. Gustavo Adolfo Gómez Ramírez, Ph.D.

Datos de la Empresa

Nombre: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago(JASEC)

Actividad Principal: Generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.


Dirección: 100 m sur y 25 m oeste del Banco Nacional, Cartago Centro

Contacto: Christian Salazar Chinchilla

Departamento: Talento Humano

Teléfono: 2550 6800 ext.7161

Carta de aceptación de la empresa

	Tipo: FOMULARIO	Código: PAAC.PR1.FM1	
Rige a partir de: 7/12/2021	Carta	Versión: 00	Página: 1 de 1

Cartago, 08 de mayo 2025

Asunto: Práctica profesional.

**Instituto Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Electromecánica**

JASEC Presente

Estimados señores:

Se informa que la solicitud para realizar la práctica profesional en JASEC por parte de los estudiantes Daniel Andrés Quesada Jiménez y Jean Carlo Molina Navarro ha sido aceptada, a ellos se les asignó el área Dirección de Operaciones para que la realicen.

El día que inicien con la práctica deben presentarse en las instalaciones de JASEC en barrio Fátima, se les dará una breve inducción y luego se les ubicará en su lugar de trabajo.

Atentamente,

**Christian Salazar Chinchilla
Departamento Talento Humano**

C: Consecutivo

SUB GERENCIA-TALENTO HUMANO

christian.salazar@jasec.go.cr

Tel.2550-6800 ext. 7161

Carta de aceptación del TFG



	Tipo: FORMULARIO	Código: PAAC.PR1.FM1
Rige a partir de: 07/12/2021	Carta	Versión:00 Página:1 de 2

Cartago, 3 de noviembre del 2025
OPER-DIST-PDR-0778-2025

**Escuela de Ingeniería Electromecánica.
Instituto Tecnológico de Costa Rica Presente**
Estimados Señores:

Asunto: Recepción Trabajo final de Graduación Jean Carlo Molina Navarro.

Por este medio se les informa que la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), recibió el 3 de noviembre de 2025 el Informe Final del Proyecto de Graduación "Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de Cartago para JASEC, de acuerdo con el cumplimiento de la Ley 10086".

El proyecto fue realizado por el estudiante Jean Carlo Molina Navarro, cédula de identidad 208210571, para optar por el título de Ingeniero en Mantenimiento Industrial, con el grado académico de Licenciatura. El mismo fue desarrollado exitosamente en las instalaciones de JASEC y bajo la modalidad Presencial durante los meses del 7 julio al 31 octubre del 2025.

Cualquier consulta adicional por medio del correo electrónico roger.carrillo@jasec.go.cr

Sin más por el momento se despide,

Distribución/Planificación y Desarrollo de la Red
Tel. 2550-8800 ext. 7803/7804
Correo electrónico: roger.carrillo@jasec.go.cr

Carta del filólogo

Cartago, 17 de noviembre, 2025.

Tecnológico de Costa Rica
Sede Central Cartago
Escuela de Ingeniería Electromecánica

A quien corresponda:

Yo, Cindy Tatiana Argüello Castro, cédula 2-617-233, como filóloga miembro del Colegio de Licenciados y Profesores (COLYPRO) de Costa Rica, carné 79131, hago constar que revisé el informe de práctica titulado *Modelado y simulación de un circuito de distribución de media tensión de JASEC para el análisis de la capacidad de penetración de generación distribuida, bajo el marco de la Ley 10086*, realizado por Jean Carlo Molina Navarro, para optar por el título de ingeniero en mantenimiento industrial, con el grado de Licenciatura.

He revisado detalladamente este documento; por lo tanto, certifico que utiliza adecuadamente los aspectos ortográficos, léxicos y semánticos. En virtud de ello, dicho informe desde el punto de vista filológico, es correcto.

Cordialmente se despide:



Cindy Tatiana Argüello Castro

Resumen

El presente Trabajo Final de Graduación desarrolla el modelado y la simulación de un circuito de distribución de media tensión perteneciente a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), con el objetivo de evaluar su capacidad de penetración de generación distribuida (GD) bajo el marco normativo de la Ley 10086.

Para ello, se construyó un modelo digital del circuito TECNO PARK, el cual integra información técnica proveniente del sistema GIS institucional y procesada mediante herramientas en Python, lo que permitió automatizar la conversión de datos geoespaciales hacia archivos compatibles con el software CYME Power Engineering. A partir de este modelo se realizaron simulaciones de flujo de carga en condiciones normales, de contingencia y con distintos niveles de penetración de generación distribuida, tanto a gran como a pequeña escala, siguiendo los lineamientos técnicos del *Procedimiento de Capacidad de Penetración de DER por Circuito de Distribución* (ARESEP RE-0095-JD-2023).

Los resultados evidencian que el circuito cumple con los criterios técnicos de operación y mantiene márgenes adecuados de tensión y capacidad de los equipos ante diferentes escenarios de generación. Asimismo, se identificaron zonas con mayores limitaciones de integración debido a caídas de tensión y sobrecargas localizadas, las cuales fueron representadas cartográficamente mediante un mapa de capacidad de alojamiento.

El estudio permitió fortalecer la base técnica y metodológica de JASEC para futuros análisis de integración de recursos energéticos distribuidos, lo que contribuye a la digitalización de sus redes, a la planificación energética sostenible y al cumplimiento de la Ley 10086.

Palabras clave: generación distribuida, CYME, JASEC, capacidad de penetración, Ley 10086, simulación eléctrica, red de distribución.

Abstract

This Final Graduation Project presents the modeling and simulation of a medium-voltage distribution circuit operated by the Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), aimed at assessing its hosting capacity for distributed generation (DG) under the regulatory framework of Law 10086.

A digital model of the TECNO PARK circuit was developed by integrating technical and geospatial data from JASEC's GIS system, processed through Python based tools to automatically convert geographic information into files compatible with CYME Power Engineering Software. Load flow simulations were carried out under normal, contingency, and distributed generation scenarios, both large- and small-scale, following the technical guidelines established in ARESEP Resolution RE-0095-JD-2023 for DER hosting capacity assessment.

Results indicate that the circuit operates within acceptable voltage and equipment capacity limits, complying with regulatory requirements. However, certain sections exhibit localized constraints due to voltage drops and conductor overloading. These findings were represented through a hosting capacity map, allowing a visual and quantitative interpretation of integration potential across the network.

This study reinforces JASEC's technical capabilities for future DER integration analyses, promoting network digitalization, efficient planning, and compliance with Costa Rica's distributed energy legislation.

Keywords: distributed generation, CYME, JASEC, hosting capacity, Law 10086, power flow simulation, distribution network.

Agradecimientos

A Dios, por brindarme la fuerza, la sabiduría y la guía necesarias para culminar esta etapa de mi vida.

A mi familia, en especial a mis padres, por su amor incondicional, su ejemplo de esfuerzo y su apoyo constante en cada paso de este camino. A mis hermanos, por su compañía y motivación, y a mi abuelo, cuyo respaldo y palabras de aliento siempre han sido una fuente de fortaleza y esperanza.

A mi persona especial y a su familia, por su cariño, comprensión y apoyo durante todo este proceso. Gracias por acompañarme en los momentos más exigentes, por su paciencia, aliento y por compartir conmigo la alegría de cada logro alcanzado.

A mis profesores, por compartir sus conocimientos, su dedicación y por contribuir de manera significativa a mi formación profesional y personal.

A todos mis familiares, amigos y personas que, de una u otra forma, me acompañaron en este camino: gracias por cada palabra, consejo, gesto y apoyo sincero. Cada uno de ustedes aportó algo valioso en este proceso, y hoy también comparto este logro con ustedes. Gracias por creer en mí.

Finalmente, a mis amigos y colegas de JASEC, por su apoyo, paciencia y colaboración durante el desarrollo de este trabajo. Su experiencia y compañerismo fueron fundamentales para alcanzar los objetivos planteados y hacer de esta experiencia un valioso proceso de aprendizaje.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres, por ser los pilares de mi vida. Su amor, esfuerzo y sacrificio me han permitido alcanzar cada meta y convertirme en la persona que soy hoy. Ser el primer ingeniero de la familia es, sin duda, un reflejo de todo lo que me han enseñado con su ejemplo y dedicación.

A mi abuelo, gracias por enseñarme tanto, por ese amor inexplicable que siempre nos diste y por estar presente en cada paso de este camino. Le doy gracias a Dios por permitirme llegar a esta etapa de mi vida y tenerte a mi lado apoyándome. Lo logramos.

Índice general

1. Información general	1
1.1. Introducción	1
1.2. Reseña de la empresa	2
1.3. Historia	2
1.3.1. Misión	2
1.3.2. Visión	2
1.4. Antecedentes	3
1.5. Planteamiento del problema	4
1.6. Objetivos	5
1.6.1. Objetivo general	5
1.6.2. Objetivos específicos	5
1.7. Justificación	6
1.8. Alcance	7
1.9. Viabilidad	7
1.10. Administración del riesgo	8
1.11. Metodología por seguir	9
1.12. Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto	10
2. Marco teórico	11
2.1. Sistemas eléctricos de potencia y redes de distribución	11
2.1.1. Definición y clasificación	11
2.1.2. Conformación típica de una red de distribución	11
2.1.3. Calidad y confiabilidad en distribución	12
2.2. Generación Distribuida y su Interacción con Redes	14
2.2.1. Definición y tecnologías	14
2.2.2. Impactos técnicos en redes de distribución	14
2.2.3. Control en inversores y normas internacionales	14
2.2.4. Experiencias en Costa Rica	15
2.3. Marco Normativo Costarricense para DER	15
2.3.1. Ley N. 10086	15
2.3.2. Reglamento MINAE (Decreto 43879)	15
2.3.3. Procedimiento ARESEP (2023)	16
2.3.4. Reglamentos internos de distribuidoras	16
2.4. Capacidad de Penetración (<i>Hosting Capacity</i>)	16
2.4.1. Definición y enfoques	16
2.4.2. Métricas y escenarios de evaluación	17

2.5.	Modelado y Simulación en CYME	19
2.5.1.	Estructura del modelo en CYME	19
2.5.2.	Algoritmos de flujo de carga	19
2.5.3.	Modelado de DER en CYME	19
2.5.4.	Escenarios de simulación	19
2.6.	Integración de Datos y Soporte Analítico	20
2.6.1.	Uso de QGIS	20
2.6.2.	Procesamiento con Python	20
2.6.3.	Representación de redes eléctricas mediante grafos	20
2.6.4.	Escalabilidad y reproducibilidad	21
2.7.	Estudios Relacionados y Contexto Nacional	22
2.7.1.	Trabajos previos en JASEC/TEC	22
2.7.2.	Planificación energética y ODS	23
3.	Modelado del circuito de distribución	26
3.1.	Introducción	26
3.1.1.	Contexto del circuito TECNO PARK	26
3.1.2.	Relación con el Objetivo específico 1	27
3.1.3.	Uso de CYME como herramienta central	27
3.2.	Recolección y organización de datos	28
3.2.1.	Coordenadas y alcance	28
3.2.2.	Fuentes de datos	28
3.2.3.	Capas GIS y campos requeridos	34
3.2.4.	Variables técnicas	35
3.2.5.	Procesamiento inicial (GIS → Python → CYME)	36
3.2.6.	Producto esperado	36
3.3.	Construcción del modelo en CYME	36
3.3.1.	Archivos de intercambio e importación	36
3.3.2.	Construcción automática del circuito	37
3.3.3.	Configuración de bibliotecas y tipos de línea	39
3.3.4.	Armado y ajuste de bancos de transformadores	39
3.3.5.	Limitación por protecciones	39
3.3.6.	Verificaciones posteriores a la importación	39
3.3.7.	Representación digital	40
3.4.	Validación del modelo	41
3.4.1.	Criterios y métricas de aceptación	41
3.4.2.	Metodología de validación mediante flujo de carga	41
3.4.3.	Detección de anomalías y acciones correctivas	43
3.4.4.	Ciclo de depuración e iteración	44

3.5.	Resultados del modelado	45
3.5.1.	Parámetros eléctricos consolidados	45
3.6.	Análisis general del modelo digital del circuito	46
3.6.1.	Incidencias en la información GIS y medidas correctivas	46
4.	Análisis de escenarios operativos en condiciones normales y de contingencia	48
4.1.	Introducción	48
4.2.	Configuración del estudio	48
4.2.1.	Datos generales del circuito	48
4.2.2.	Punto de conexión de la planta fotovoltaica	48
4.2.3.	Modelado del generador de acoplamiento electrónico	49
4.2.4.	Configuración del flujo de carga	51
4.3.	Resultados y análisis	52
4.3.1.	Flujo de potencia y comportamiento del generador	52
4.3.2.	Caso base (S=100 %)	53
4.3.3.	Escenarios de carga con GD activa	54
4.3.4.	Efecto de la ubicación del generador sobre las pérdidas	55
4.4.	Discusión de resultados	56
5.	Evaluación de la capacidad de penetración de generación distribuida	57
5.1.	Introducción	57
5.1.1.	Propósito técnico y alcance del estudio	57
5.2.	Diseño de escenarios de penetración	58
5.2.1.	Escenario de gran escala	58
5.2.2.	Escenario de pequeña escala	58
5.2.3.	Condiciones de evaluación	58
5.3.	Configuración de simulaciones en CYME	58
5.3.1.	Parámetros de configuración del escenario de gran escala	59
5.3.2.	Parámetros de configuración del escenario de pequeña escala	62
5.3.3.	Parámetros complementarios de simulación	65
5.4.	Resultados de simulación	68
5.4.1.	Resumen de parámetros y criterios de simulación para el circuito TECNO PARK	69
5.5.	Análisis normativo	71
5.6.	Representación cartográfica de resultados	71
5.6.1.	Mapa interactivo de capacidad de alojamiento (entregable digital)	71
5.7.	Análisis e interpretación de resultados	74
5.7.1.	Lectura integrada de resultados	74
5.7.2.	Implicaciones operativas y acciones sugeridas	75

6. Conclusiones y recomendaciones	76
6.1. Conclusiones	76
6.2. Recomendaciones	76
Bibliografía	80
Anexos	82
A. Capacidad de alojamiento	82
A.1. Resultados estudio de gran escala	82

Índice de tablas

1.	Siglas y acrónimos	XVI
1.1.	Planteamiento del problema	4
1.2.	Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto	9
2.1.	Tensiones nominales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y límites de variación según la AR-NT-POASEN.	12
2.2.	Generación distribuida instalada por distribuidora en Costa Rica [1].	15
2.3.	Criterios normativos aplicables a la evaluación de GD.	16
2.4.	Resumen de criterios técnicos de evaluación de capacidad de penetración según ARESEP RE-0095-JD-2023.	18
3.1.	Características clave del circuito TECNO PARK empleadas para el modelado.	26
3.2.	Capas y campos clave para el modelado del circuito TECNO PARK.	35
3.3.	Mapeo de bloques de los (.txt) a tablas/entidades de CYME.	37
3.4.	Parámetros eléctricos principales del circuito TECNO PARK modelado en CYME.	45
3.5.	Resumen de fortalezas, limitaciones y medidas correctivas en el modelado del circuito TECNO PARK.	47
4.1.	Comparación del caso base (S=100 %) sin y con generación distribuida.	53
4.2.	Resultados del flujo de carga con GD (2.5 MW) y escalamiento global de carga.	54
4.3.	Comparación de pérdidas según la ubicación del generador fotovoltaico.	55
5.1.	Resultados de gran escala: IC máx por tramo trifásico (extracto Anexo A.1).	69
5.2.	Resultados de pequeña escala: IC máx por transformador (valores reales).	69
5.3.	Comparativo general de resultados por escenario de penetración (valores reales).	69
5.4.	Resumen para circuito TECNO PARK (ID ARESEP 314), tensión nominal 34,5 kV.	70
1.	Capacidad de integración en gran escala por sección (IC_{max}).	82

Índice de figuras

1.1. Cronograma planteado.	10
2.1. Ejemplo de un grafo de árbol.	21
2.2. Esquema conceptual del flujo de datos para la construcción automatizada de modelos eléctricos.	22
2.3. Proyección de la generación distribuida renovable según la capacidad de instalación acumulada en el Plan de Expansión de la Generación 2022–2040 del ICE. [2]	23
2.4. Proyección del crecimiento de la potencia instalada en generación distribuida solar fotovoltaica (SSFV) en Costa Rica, 2020–2035. [1]	24
2.5. Proyección de demanda de la generación distribuida renovable según el Plan de Expansión de la Generación 2024–2040 del ICE. [3]	24
3.1. Vista general del circuito TECNO PARK en QGIS.	27
3.2. Distribución geográfica de medidores (13 clientes asociados al circuito).	29
3.3. Ubicación de transformadores en el área de estudio.	30
3.4. Localización de reconectores para protección y maniobra de la red.	31
3.5. Postes y montajes en el sistema de distribución.	32
3.6. Representación espacial de la red secundaria en baja tensión (BT).	33
3.7. Representación espacial de la red primaria en media tensión (MT).	34
3.8. Detalle del diagrama unifilar del circuito TECNO PARK en la plataforma CYME.	38
3.9. Circuito TECNO PARK modelado en CYME tras la carga de bases de datos (.txt).	40
3.10. Interfaz de configuración del estudio de flujo de carga en CYME.	42
3.11. Interfaz de reportes a obtener con el flujo de carga en CYME.	43
3.12. Vista general del circuito TECNO PARK modelado en CYME y depurado.	46
4.1. Ubicación del generador fotovoltaico en el circuito modelado.	49
4.2. Configuración del generador de acoplamiento electrónico en CYME.	50
4.3. Curva Volt–VAR (VV11) implementada para el control del inversor fotovoltaico.	50
4.4. Configuración del flujo de carga en CYME.	51
4.5. Flujo de potencia en el circuito con la planta FV de 2.5 MW conectada.	52
4.6. Consumo de potencia reactiva y entrega de potencia activa del generador de acoplamiento electrónico.	53
4.7. Tensión mínima del circuito según el factor de carga.	54
4.8. Pérdidas técnicas totales en función del factor de carga.	55
5.1. Configuración de parámetros generales del escenario de gran escala en CYME.	60
5.2. Configuración de restricciones de integración en el escenario de gran escala.	61
5.3. Configuración de filtros de tensión para el escenario de gran escala.	62

5.4. Configuración de reportes de resultados en el módulo ICA de CYME.	62
5.5. Configuración de parámetros del escenario de pequeña escala en CYME.	63
5.6. Configuración de restricciones del escenario de pequeña escala.	64
5.7. Configuración de filtros de tensión en el escenario de pequeña escala.	65
5.8. Configuración de parámetros de análisis de flujo de carga.	66
5.9. Opciones avanzadas del análisis de flujo de carga en CYME.	67
5.10. Configuración del análisis de cortocircuito asociado a la simulación.	68
5.11. Mapa consolidado de capacidad de alojamiento de generación distribuida (gran y pequeña escala).	72
5.12. Detalle del escenario de gran escala (media tensión).	73
5.13. Detalle del escenario de pequeña escala (baja tensión).	73
5.14. Vista detallada de la zona de la subestación que alimenta el circuito TECNO PARK. . . .	74

Tabla 1: Siglas y acrónimos

Sigla	Descripción
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
GD	Generación distribuida
DER	Recursos energéticos distribuidos
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
AR-NT-POASEN	Reglamento de Planeación, Operación y Acceso al SEN (ARESEP)
AR-NT-SUCAL	Reglamento de Suministro y Calidad (ARESEP)
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía (operador del sistema)
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
JASEC	Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago
TEC	Instituto Tecnológico de Costa Rica (TEC)
TFG	Trabajo Final de Graduación
CYME	Software de modelado y análisis de redes de distribución (Eaton)
CYMDIST	Módulo de análisis de redes de distribución de CYME
ETAP	Electrical Transient Analyzer Program (software de sistemas eléctricos)
GIS	Sistemas de Información Geográfica
QGIS	Software GIS de código abierto
SSFV	Generación distribuida solar fotovoltaica (Sistemas Solares FV)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (índice de duración media de interrupción)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (índice de frecuencia media de interrupción)
THD	Total Harmonic Distortion (distorsión armónica total)
N-p	Criterio de contingencias N-p
p.u.	Por unidad
FP	Factor de potencia
P	Potencia activa del sistema (kW o MW).
Q	Potencia reactiva del sistema (kvar o MVar).
S	Factor global de carga aplicado a P y Q durante las simulaciones.
UG	Underground (tramo/cable subterráneo)
ANSI	American National Standards Institute
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NEMA	National Electrical Manufacturers Association

Capítulo 1

Información general

1.1. Introducción

La generación distribuida (GD) ha emergido como una solución clave para la modernización de las redes eléctricas, la cual permite la integración de fuentes renovables a pequeña escala en diversas ubicaciones geográficas. En Costa Rica, este proceso se ha visto impulsado por la promulgación de la Ley N.º 10086 sobre la *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables*, que busca facilitar la adopción de tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica y otras fuentes renovables [4]. La legislación establece las bases para una transición hacia una matriz energética más limpia y descentralizada, y brinda oportunidades tanto a consumidores como a productores para participar en el sistema eléctrico nacional.

Una de las mayores inquietudes de la integración de la generación distribuida es la capacidad de las redes de distribución de soportar la inyección de energía generada de forma descentralizada sin comprometer su estabilidad y confiabilidad. Para evaluar la viabilidad de estas integraciones, se requiere un análisis detallado de la capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) en los circuitos de distribución existentes. En este contexto, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) desempeña un papel crucial, ya que es responsable de gestionar el sistema eléctrico de la región de Cartago, uno de los más importantes en el país [5].

Este trabajo final de graduación (TFG) se enfoca en el modelado y simulación de un circuito de distribución de media tensión de JASEC con el fin de evaluar la capacidad de penetración de generación distribuida bajo el marco de la Ley 10086. El objetivo principal de este estudio es analizar cómo la incorporación de DER puede afectar el desempeño de la red, tanto en términos de estabilidad de voltaje como en la capacidad de los equipos de protección y control. Para ello, se utilizará el software de simulación CYME Power Engineering [6], el cual permite realizar simulaciones detalladas de sistemas eléctricos, incluyendo el análisis de flujos de carga y estudios de integración de DER.

Además, se considerarán los lineamientos establecidos en el *Reglamento a la Ley 10086* y el *Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución* emitido por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), los cuales proporcionan las directrices para evaluar la capacidad de integración de DER en las redes de distribución [7], [8]. Estos marcos normativos y procedimientos técnicos garantizan que el proceso de integración se lleve a cabo de manera segura y eficiente, sin afectar la calidad del servicio eléctrico.

Este trabajo tiene como propósito desarrollar el modelado de un circuito de distribución de media tensión de la empresa JASEC en la provincia de Cartago, mediante el software CYME. Se evaluará el comportamiento eléctrico de la red y se verificará el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la Ley 10086. A través de este estudio, se busca proporcionar información técnica clave para la toma de decisiones en cuanto a la integración de generación distribuida en la red de distribución de Cartago, y garantizar así la estabilidad y el cumplimiento normativo.

Este Trabajo Final de Graduación se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, 9 y 13, al fomentar la integración de fuentes renovables, la digitalización del sistema eléctrico y acciones en favor del clima [9].

1.2. Reseña de la empresa

1.3. Historia

La Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) nació como resultado de una fuerte movilización social iniciada en noviembre de 1961, cuando un aumento abrupto en las tarifas eléctricas y la aplicación del “factor térmico” generaron descontento en la población cartaginesa. Este descontento desembocó en la llamada “huelga de pagos eléctricos”, un movimiento cívico que se extendió por más de dos años y que involucró a diversos sectores sociales, medios de comunicación y comités cantonales. A pesar de los enfrentamientos con la fuerza pública, incluso con la pérdida de vidas humanas, el movimiento persistió con fuerza hasta lograr que la Asamblea Legislativa aprobara la creación de una empresa eléctrica local [5].

Fue así como, en octubre de 1964, se constituyó JASEC con el objetivo de ofrecer un servicio eléctrico autónomo, eficiente y ajustado a las necesidades de la provincia de Cartago. A lo largo del tiempo, la institución ha evolucionado hacia una empresa moderna que, además de distribución eléctrica, brinda servicios en telecomunicaciones, alumbrado público y generación distribuida, manteniendo siempre como eje central el compromiso con la comunidad que dio origen a su fundación [5].

1.3.1. Misión

Contribuir al progreso de la zona servida, mediante la prestación eficiente de servicios públicos de calidad, con los más altos principios éticos que impulsan el desarrollo sostenible y la responsabilidad social [10].

1.3.2. Visión

Ser una empresa que garantice a sus clientes calidad y continuidad en los servicios que presta, por medio de su sostenibilidad financiera y operativa, como un agente innovador y competitivo en el mercado eléctrico y de infocomunicaciones [10].

1.4. Antecedentes

En Costa Rica, el impulso hacia una matriz energética más limpia y distribuida ha cobrado fuerza con la promulgación de la Ley N.º 10086: *Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables*, publicada en el año 2022 por la Asamblea Legislativa [4]. Esta normativa establece las disposiciones legales para facilitar la integración de tecnologías de generación distribuida en las redes de distribución eléctrica, con un enfoque especial en fuentes renovables como la solar, eólica e hidroeléctrica a pequeña escala.

Posteriormente, el Poder Ejecutivo emitió el Reglamento a dicha ley, mediante el Decreto Ejecutivo N.º 43879-MINAE, el cual desarrolla los lineamientos técnicos, operativos y administrativos necesarios para su implementación [7]. Este reglamento representa un paso fundamental para establecer una ruta clara que permita a las distribuidoras, generadores y consumidores participar activamente en la transición energética del país.

Adicionalmente, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) publicó en 2023 el Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución, el cual establece la metodología técnica que deben seguir las empresas distribuidoras para evaluar la viabilidad de interconectar recursos energéticos distribuidos (DER) en sus redes [8].

En este contexto, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), empresa distribuidora con una trayectoria desde 1962, ha demostrado un compromiso constante con la sostenibilidad energética y la mejora del servicio eléctrico en la región de Cartago [5]. Su filosofía institucional se basa en la eficiencia operativa, la innovación tecnológica y el servicio a la comunidad [10].

Para el análisis y modelado de redes eléctricas, se destaca el uso del software CYME Power Engineering Software Solutions, desarrollado por Eaton, el cual permite realizar simulaciones detalladas de circuitos de distribución, análisis de flujos de carga y evaluación de integración de DER [6].

Adicionalmente, la creciente penetración de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, ha llevado a una disminución significativa de la inercia en los sistemas eléctricos modernos. Esta reducción de inercia plantea desafíos críticos para la estabilidad de frecuencia, especialmente durante desequilibrios entre generación y demanda. Ratnam y Palanisamy destacan que la disminución de la inercia resulta en una mayor tasa de cambio de frecuencia y desviaciones, lo que afecta sustancialmente la estabilidad del sistema [11]. Para mitigar los efectos, es esencial implementar técnicas de control avanzadas que emulen la inercia en sistemas basados en inversores, turbinas eólicas y sistemas fotovoltaicos. Dichas estrategias son fundamentales para garantizar una operación segura y eficiente de las redes eléctricas en presencia de una alta penetración de fuentes de energía distribuidas .

Asimismo, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) proyecta en su Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022–2040 una mayor participación de generación distribuida en el sistema eléctrico nacional, lo que evidencia la necesidad de modernizar los sistemas de distribución [2].

Finalmente, distribuidoras como la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) han adoptado reglamentos específicos para la atención de recursos energéticos distribuidos, lo que facilita el proceso de integración de sistemas de autoconsumo y generación renovable a pequeña escala [12].

Este conjunto de normativas, procedimientos y herramientas tecnológicas constituye la base para el presente estudio, orientado al modelado y análisis de un circuito de distribución en Cartago, con el fin de evaluar la capacidad de integración de recursos energéticos distribuidos, en concordancia con la Ley 10086 y sus reglamentos asociados.

1.5. Planteamiento del problema

La Ley 10086 establece que las distribuidoras eléctricas deben garantizar condiciones técnicas para permitir la integración de generación distribuida (GD). En ausencia de estudios específicos, la normativa limita la capacidad máxima de sistemas DER al 15 % de la demanda máxima anual, según lo indican el procedimiento de capacidad de penetración de ARESEP [8] y el reglamento de CNFL [12].

Actualmente, JASEC no ha modelado ni simulado el circuito de distribución TECNO PARK en Cartago, por lo que se desconoce su capacidad instalada para admitir GD sin afectar parámetros eléctricos críticos. La falta de información limita la planificación energética y el cumplimiento de la Ley 10086, al no contar con herramientas que permitan evaluar escenarios técnicos reales.

Tabla 1.1: Planteamiento del problema

		Dato suministrado	Referencias bibliográficas
Debiera	Según la Ley 10086 las distribuidoras deben garantizar condiciones técnicas para la integración de generación distribuida.	Para un circuito sin estudios de penetración de GD, el criterio de capacidad máxima de sistemas DER no debe exceder el 15 % de la demanda máxima registrada en un año calendario.	[8][12]
Desviación (Problema)	Falta de estudios actualizados que verifiquen la capacidad real del sistema de distribución de JASEC para admitir generación distribuida sin comprometer los parámetros eléctricos, lo que dificulta la planificación energética conforme a la Ley 10086.		
		Dato suministrado (lugar)	Referencias bibliográficas
Realidad	En JASEC no se ha modelado ni simulado técnicamente el circuito de distribución TECNO PARK, objeto de estudio en Cartago, para estimar la capacidad de penetración de GD ni validar los perfiles de tensión en escenarios de contingencia.	Se toma un valor de 0 % ya que se desconoce la capacidad instalada del sistema.	

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo general

Desarrollar el modelado de un circuito de distribución de media tensión de la empresa JASEC en la provincia de Cartago, mediante el software CYME, evaluando el comportamiento eléctrico de la red y verificando el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la Ley 10086.

1.6.2. Objetivos específicos

- **Objetivo específico 1:** Modelar un circuito de la red de distribución, considerando las características técnicas de los componentes instalados y estructurando la representación digital para su posterior análisis.

Indicador de logro: Modelo digital completo del circuito en el software CYME, validado con datos técnicos reales (longitudes, cargas, protecciones, transformadores, etc.).

- **Objetivo específico 2:** Analizar un circuito de la red de distribución en condiciones normales y de contingencia, generando escenarios y evaluando los perfiles de tensión y el flujo de potencia.

Indicador de logro: Informe técnico con al menos 3 escenarios simulados (operación normal, falla simple, contingencia de carga), que incluya gráficos de flujo de potencia, perfiles de tensión y análisis de resultados con base en los criterios de calidad del servicio eléctrico.

- **Objetivo específico 3:** Realizar un estudio de capacidad de penetración de generación distribuida (GD) en el circuito modelado, analizando los resultados de simulaciones y valorando su impacto conforme a los lineamientos establecidos en la Ley 10086.

Indicador de logro: Documento técnico con simulaciones de al menos 3 niveles de penetración de GD, identificando el impacto sobre la red (sobretensiones, flujo de potencia), con análisis normativo según la Ley 10086.

1.7. Justificación

El crecimiento sostenido de la generación distribuida (GD) a partir de fuentes renovables en Costa Rica representa un hito importante hacia la descarbonización del sector energético, pero también plantea retos técnicos, económicos y normativos para las empresas distribuidoras. El marco legal actual, encabezado por la *Ley N.º 10086* [4], establece que dichas empresas deben contar con la capacidad técnica necesaria para integrar sistemas de GD sin comprometer la calidad, estabilidad ni continuidad del suministro eléctrico. A su vez, el reglamento [7] y los procedimientos técnicos emitidos por ARESEP [8] demandan un análisis riguroso de las condiciones eléctricas de cada circuito para determinar la capacidad de penetración admisible.

Este contexto normativo exige que las distribuidoras desarrollen herramientas y metodologías que permitan modelar y simular digitalmente sus redes de distribución, con el fin de evaluar su comportamiento ante distintas condiciones de operación, tanto en estado normal como bajo contingencias. Tales análisis son fundamentales para anticipar posibles efectos adversos derivados de la incorporación de generación distribuida, como problemas de sobretensión, inversión de flujos de potencia, reducción de niveles de cortocircuito o degradación en la coordinación de protecciones [11]. La planificación basada en simulaciones detalladas facilita la toma de decisiones estratégicas y el diseño de medidas de mitigación que aseguren una operación eficiente, segura y sostenible de la red.

La Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), como actor clave del sector eléctrico costarricense, ha mostrado interés en avanzar hacia la digitalización de su red. De hecho, ya ha colaborado con estudiantes en trabajos anteriores de modelado, como el del Ing. Brenes [13], quien contribuyó con simulaciones de un circuito específico. Sin embargo, ante la evolución normativa reciente y los lineamientos técnicos, se requiere profundizar en estos esfuerzos para incluir criterios actualizados de evaluación de la capacidad de penetración, conforme al procedimiento técnico vigente de ARESEP. Esto implica no solo modelar el circuito, sino generar escenarios de simulación relevantes que permitan determinar con precisión la respuesta de la red ante diferentes niveles de GD.

En ese sentido, el presente Trabajo Final de Graduación (TFG) busca dar continuidad a estos procesos de análisis mediante la construcción digital de un circuito representativo de JASEC utilizando el software CYME [6]. A partir de este modelo, se realizarán simulaciones que permitan analizar perfiles de tensión, flujos de potencia y condiciones operativas bajo distintos escenarios. Posteriormente, se evaluará la capacidad de integración de GD conforme a los lineamientos legales y técnicos mencionados. Los resultados servirán de insumo para la toma de decisiones de la empresa, aportando conocimiento aplicado y actualizado que fortalece la planificación operativa y la resiliencia de la red en un contexto de creciente penetración de generación renovable distribuida.

El presente TFG genera impactos positivos en la sociedad, la economía y el ambiente. En el ámbito social, contribuye a mejorar la continuidad y calidad del servicio eléctrico, lo cual beneficia directamente a los usuarios. En lo económico, permite una planificación más eficiente de la red en cuanto optimiza las inversiones y reduce los costos asociados a problemas operativos. Finalmente, en el aspecto ambiental, promueve la integración segura de fuentes renovables, apoyando los objetivos nacionales de descarbonización y sostenibilidad energética.

1.8. Alcance

El presente proyecto se enmarca dentro de un enfoque investigativo con un alcance descriptivo-explicativo. Su objetivo es evaluar la capacidad técnica de un circuito de distribución operado por la empresa JASEC para integrar generación distribuida (GD), conforme a los lineamientos establecidos en la Ley N.º 10086, su reglamento y el procedimiento técnico vigente emitido por ARESEP. El circuito en estudio será modelado digitalmente utilizando el software CYME, incluyendo los activos del sistema primario y secundario, tales como transformadores, líneas, cargas y protecciones, bajo condiciones reales de operación. El modelado busca representar fielmente el comportamiento trifásico, teniendo en cuenta el desbalance propio de este tipo de sistemas.

A diferencia de trabajos anteriores, este estudio incluirá una fase complementaria de análisis de datos mediante herramientas de programación en Python, que permitirán procesar y visualizar grandes volúmenes de información técnica proveniente de las bases de datos suministradas por JASEC. Este componente de análisis busca enriquecer la evaluación del circuito, ya que facilita la detección de patrones operativos relevantes para la toma de decisiones. El uso de herramientas de acceso libre como Python también aporta escalabilidad y flexibilidad al proyecto, sentando las bases para futuras automatizaciones en la planificación eléctrica.

El análisis técnico se enfocará en el comportamiento del circuito ante distintos escenarios de penetración de GD, simulando condiciones tanto normales como de contingencia. Los resultados se interpretarán bajo los criterios normativos vigentes, con énfasis en el cumplimiento de límites de tensión, desbalances y flujos de potencia, que son fundamentales para garantizar la calidad y continuidad del servicio eléctrico. A diferencia del estudio del Ing. Brenes, este trabajo no incluye un análisis económico de los efectos de la GD sobre las finanzas de la distribuidora, sino que se limita a la dimensión técnico-operativa.

En cuanto a los límites del estudio, este se aplicará exclusivamente a un solo circuito de la red de JASEC, el cual será seleccionado en función de su relevancia para la planificación energética. No se abordarán aspectos regulatorios más allá de los criterios técnicos de evaluación establecidos, ni se considerarán instalaciones físicas. Con ello, se espera que el proyecto aporte una herramienta de análisis que pueda ser replicada por la empresa y que fortalezca la toma de decisiones para una integración segura y eficiente de generación distribuida en el sistema eléctrico nacional.

1.9. Viabilidad

El desarrollo de este Trabajo Final de Graduación es viable tanto desde el punto de vista técnico como operativo. En lo que respecta a conocimientos y competencias, el estudiante cuenta con una formación sólida en ingeniería eléctrica e industrial, además de experiencia previa en modelado y análisis de sistemas eléctricos de distribución, lo cual permite abordar con propiedad los distintos aspectos del estudio.

Desde la perspectiva institucional, se cuenta con el respaldo de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), que facilitará el acceso a los datos técnicos necesarios del circuito seleccionado, así como las condiciones operativas requeridas para su modelado. Adicionalmente, el proyecto cuenta con el acompañamiento de un asesor académico con experiencia comprobada en estudios relacionados con la integración de generación distribuida (GD), lo que garantiza un proceso riguroso y alineado con buenas prácticas profesionales.

En cuanto a los recursos materiales y tecnológicos, se dispone de equipo de cómputo con la capacidad requerida para ejecutar simulaciones eléctricas complejas. Asimismo, se tiene acceso a la licencia del software CYME, herramienta especializada para el modelado y análisis de redes de distribución eléctrica. Paralelamente, se hará uso de lenguajes de programación como Python, de acceso libre, para el procesamiento, depuración y análisis estadístico de las bases de datos obtenidas de JASEC. Esta herramienta será especialmente útil para generar reportes automatizados y realizar análisis complementarios que fortalezcan

la interpretación de los resultados obtenidos por simulación.

Por tanto, el proyecto resulta factible dentro del plazo establecido para el TFG, ya que se cuenta con las condiciones académicas, técnicas, institucionales y logísticas necesarias para su ejecución exitosa. Además, el alineamiento del tema con los objetivos establecidos por la Ley N.º 10086 y los planes de desarrollo energético del país refuerza su pertinencia y aplicabilidad en el contexto actual.

1.10. Administración del riesgo

Durante el desarrollo de este Trabajo Final de Graduación, se identifican diversas limitaciones potenciales que podrían afectar la ejecución del proyecto. A continuación, se detallan los principales riesgos y sus respectivas estrategias de mitigación:

Uno de los riesgos más relevantes está relacionado con el tiempo requerido para la gestión administrativa y la obtención de permisos institucionales necesarios para acceder a la información técnica del circuito. Estos trámites pueden implicar demoras en la disponibilidad de datos esenciales para el modelado. Para mitigar el riesgo, se contempla realizar gestiones con suficiente antelación, establecer un canal de comunicación directo con el personal técnico de JASEC y contar con el acompañamiento del asesor académico para agilizar el proceso, según las experiencias previas documentadas por otros proyectos similares desarrollados en conjunto con la institución [13].

El proyecto depende de información precisa sobre topología del circuito, características de transformadores, cargas, protecciones, entre otros elementos. Aunque se cuenta con el respaldo de JASEC, existe el riesgo de que ciertos datos no estén digitalizados o disponibles en el momento requerido. Para enfrentar la situación, se plantea complementar con estimaciones razonables basadas en normativas técnicas y literatura especializada, así como con simulaciones de escenarios tipo, siempre dejando documentadas las suposiciones realizadas. También se prevé el uso de herramientas como Python para el análisis de bases de datos disponibles en formatos abiertos, lo cual permitirá trabajar de forma paralela con datos simulados mientras se gestionan los reales [14].

El modelado del circuito será realizado en el software CYME [6], cuya licencia no es de libre acceso. La disponibilidad de esta herramienta depende del soporte institucional brindado por JASEC o del TEC. En caso de que no se logre contar con la licencia durante alguna etapa del proyecto, se contempla como alternativa el uso de otro software de simulación con funcionalidades similares, como lo es Etap [15], lo cual depende de la disponibilidad y compatibilidad con los requerimientos del estudio. Dicha medida permitiría continuar con el análisis técnico sin comprometer el cumplimiento de los objetivos propuestos.

En conjunto, se contempla un cronograma flexible que permita absorber retrasos moderados y se mantienen alternativas metodológicas que garantizan el cumplimiento de los objetivos del proyecto en caso de que alguno de los riesgos identificados se concrete.

1.11. Metodología por seguir

La metodología propuesta para el desarrollo del proyecto se estructura de acuerdo con los objetivos específicos planteados. Cada objetivo ha sido desglosado en actividades concretas que se llevarán a cabo utilizando fuentes de información clave, análisis de datos y criterios estadísticos. A continuación, en la Tabla 1.2, se detallan las actividades a realizar, las fuentes de información utilizadas, el análisis de datos, así como los resultados esperados.

Tabla 1.2: Metodología por emplear en el desarrollo del proyecto

Objetivo específico planteado	Actividad por realizar	Fuente de información	Análisis de datos con criterios estadísticos	Resultados esperados (Indicador de logro)
Modelar un circuito de la red de distribución, considerando las características técnicas de los componentes instalados y estructurando la representación digital para su posterior análisis.	Recolección y organización de datos del circuito proporcionados por JASEC. Ingreso de datos en CYME y verificación del modelo. Validación del modelo ante datos reales de operación.	Base de datos técnica de JASEC, planos eléctricos, normativa vigente, asesor académico.	Verificación técnica del modelo en condiciones reales y controladas.	Modelo digital del circuito completo y funcional en CYME.
Analizar un circuito de la red de distribución en condiciones normales y de contingencia, generando escenarios y evaluando los perfiles de tensión y el flujo de potencia.	Generación de escenarios en CYME (operación normal, carga máxima, contingencia). Ejecución de simulaciones y recolección de resultados.	Normativa técnica nacional, documentación técnica de CYME, datos históricos de operación.	Comparación estadística entre escenarios simulados y referencia normativa.	Reporte técnico con perfiles de tensión y flujo de potencia en condiciones normales y de contingencia.
Realizar un estudio de capacidad de penetración de generación distribuida (GD) en el circuito modelado, analizando los resultados de simulaciones y valorando su impacto conforme a los lineamientos establecidos en la Ley 10086.	Diseño de escenarios con distintos niveles de penetración de GD (0% a 100%). Simulación de cada escenario y análisis de criterios de la Ley 10086 (tensión, sobrecarga, desbalance).	Ley 10086, Decreto Ejecutivo MINAE 43879, Procedimiento técnico ARESEP, tesis previas.	Uso de Python para tratamiento de datos y visualización de resultados. Análisis por criterios de cumplimiento normativo.	Informe con el límite de penetración permitido y justificación técnica del mismo.

1.12. Cronograma proyectado del desarrollo del proyecto

Actividad	Semana													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Semana 1-2: Recolección de datos y modelado inicial														
Recolección y organización de datos del circuito proporcionados por JASEC	X	X												
Ingreso de datos en CYME y construcción del modelo inicial	X	X												
Uso de Python para procesar y depurar bases de datos	X	X												
Validación del modelo con datos reales de operación		X												
Semana 3-5: Análisis en condiciones normales														
Simulación de condiciones normales en el modelo utilizando CYME			X	X	X									
Evaluación de perfiles de tensión y flujo de potencia en escenarios normales			X	X	X									
Comparación de resultados con la normativa vigente				X	X									
Semana 6-8: Simulación de contingencias y escenarios de operación														
Creación de escenarios de contingencia en CYME						X	X							
Ejecución de simulaciones y recolección de datos de comportamiento en contingencias					X	X	X							
Análisis de resultados y ajuste del modelo						X	X							
Semana 9-10: Estudio de penetración de generación distribuida (GD)														
Diseño de escenarios con distintos niveles de penetración de GD								X	X					
Simulación de cada escenario de penetración								X	X					
Análisis de impactos de la GD (tensión, sobrecarga, desbalance)								X	X					
Semana 11-12: Análisis de resultados y ajuste del modelo														
Aplicación de criterios técnicos Ley 10086 para evaluar capacidad de penetración de GD										X	X			
Uso de Python para procesar y visualizar datos										X	X			
Validación de resultados con criterios normativos Ley 10086											X			
Semana 13: Redacción del informe técnico preliminar													X	
Redacción del informe técnico con resultados y gráficas													X	
Semana 14: Revisión y presentación del informe final														X
Revisión final del informe														X
Preparación de presentación oral y ajustes finales														X

Figura 1.1: Cronograma planteado.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se presentan los fundamentos conceptuales, normativos y metodológicos que dan soporte al desarrollo del presente TFG. El objetivo es proporcionar la base teórica necesaria para el modelado de un circuito de distribución de media tensión en el software CYME, la simulación de distintos escenarios de operación y la evaluación de la capacidad de penetración de generación distribuida (GD) bajo el marco de la Ley N. 10086.

2.1. Sistemas eléctricos de potencia y redes de distribución

2.1.1. Definición y clasificación

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) se define como el conjunto de elementos y dispositivos encargados de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los usuarios finales, garantizando un suministro continuo, confiable y seguro [16].

Este tipo de sistema comprende todos los aparatos empleados en la conversión, transporte y utilización de la energía eléctrica, desde la planta generadora hasta la vivienda más remota [17]. Por tanto, un SEP puede clasificarse jerárquicamente en tres subsistemas principales:

- **Generación:** proceso de conversión de la energía primaria (hidráulica, solar, eólica, térmica, geotérmica, etc.) en energía eléctrica mediante generadores síncronos y, cada vez más, a través de dispositivos basados en electrónica de potencia.
- **Transmisión:** transporte de grandes bloques de energía a altos niveles de tensión (138–230 kV en Costa Rica), con el objetivo de reducir pérdidas técnicas y mantener la estabilidad del sistema [18].
- **Distribución:** etapa final encargada de llevar la energía eléctrica a los consumidores en niveles de media tensión (13,8–34,5 kV) y baja tensión (120/240 V), garantizando continuidad y calidad de servicio [16][19].

En Costa Rica, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) establece que la operación de las redes de distribución debe cumplir con parámetros de calidad y confiabilidad: mantener la tensión entre 95 % y 105 % del valor nominal, frecuencia constante de 60 Hz, continuidad del servicio y respeto a la normativa ambiental y de eficiencia energética [7]. Estas disposiciones se alinean con lo estipulado en la Ley N. 10086, que busca garantizar una integración eficiente y sostenible de la generación distribuida en las redes de distribución administradas por empresas como JASEC.

2.1.2. Conformación típica de una red de distribución

Una red de distribución en media tensión (MT) se compone, de forma general, por los siguientes equipos y subsistemas [17, 18]:

- **Subestación de alta tensión:** transforma AT/MT e incorpora equipos de maniobra, medición y protecciones.
- **Alimentadores de MT:** líneas aéreas o subterráneas (p.ej., 13,8–34,5 kV) con seccionadores, reconectores y derivaciones.

- **Transformadores de distribución:** típicamente MT/BT (p.ej., 13,8 kV a 120/240 V), con derivaciones (*taps*) para ajuste de tensión.
- **Regulación y compensación:** reguladores de tensión en línea y bancos de capacitores para perfiles de tensión y control de reactivos.
- **Protecciones:** fusibles, reconectores, interruptores y relevadores coordinados para despeje selectivo de fallas [20].
- **Cargas:** residenciales, comerciales e industriales, monofásicas o trifásicas, con diferentes factores de potencia y perfiles horarios.

Tabla 2.1: Tensiones nominales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y límites de variación según la AR-NT-POASEN.

Tensión nominal (kV)	Límites normales ($\pm 5\%$)	Límites tolerables ($\pm 10\%$)
Sistema de Transmisión		
230,00	218,50 – 241,50	207,00 – 253,00
138,00	131,10 – 144,90	124,20 – 151,80
Sistema de Distribución		
69,00	65,55 – 72,45	62,10 – 75,90
34,50	32,78 – 36,23	31,05 – 37,95
24,94	23,69 – 26,19	22,45 – 27,43
13,80	13,11 – 14,49	12,42 – 15,18
13,20	12,54 – 13,86	11,88 – 14,52
4,16	3,95 – 4,37	3,74 – 4,58

Fuente: Tomado de Reglamento de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), Artículo 6, Tabla N.º 1 [19].

En condiciones normales de operación, la tensión del Sistema Eléctrico Nacional debe mantenerse dentro de los límites de variación normales y, en condiciones de emergencia operativa, dentro de los límites de variación tolerables indicados en la Tabla 2.1.

2.1.3. Calidad y confiabilidad en distribución

La calidad y confiabilidad del servicio eléctrico constituyen principios fundamentales para la operación de las redes de distribución. En Costa Rica, estos aspectos se encuentran regulados por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), que en el marco de la normativa AR-NT-POASEN (Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional) establece criterios técnicos de obligatorio cumplimiento para todos los agentes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [19]. Esta normativa se complementa con estándares internacionales como ANSI C84.1, IEEE 1453, IEEE 1159 e IEEE 1366, garantizando que la operación de las redes eléctricas nacionales esté alineada con buenas prácticas internacionales.

La AR-NT-POASEN define lineamientos que abarcan la planeación de la operación, la seguridad del sistema, la calidad de la energía, la confiabilidad del suministro y los requisitos técnicos que deben cumplirse para la conexión de nuevas cargas o generación distribuida. En este sentido, la normativa no solo regula la continuidad y estabilidad del servicio, sino que también establece condiciones técnicas que aseguran la operación coordinada de todos los participantes del SEN.

Calidad de tensión y frecuencia

Uno de los pilares de la calidad del servicio es mantener la tensión y la frecuencia dentro de límites aceptables:

- El nivel de tensión debe permanecer dentro de los rangos establecidos por ANSI C84.1-2020 [21], es decir, $V \in [95\%, 105\%]$ respecto al valor nominal.
- La AR-NT-POASEN[19] refuerza este criterio indicando que la variación máxima de tensión admisible es de $\pm 3\%$ en media tensión y $\pm 5\%$ en baja tensión, mientras que el desbalance entre fases no debe superar el 3%.
- Respecto a la frecuencia, el SEN debe mantenerse en un rango estrecho alrededor de 60 Hz, con desviaciones menores a $\pm 0,5$ Hz en condiciones normales de operación. Valores fuera de este margen comprometen la estabilidad del sistema y la integridad de los equipos.

Continuidad y confiabilidad del servicio

La continuidad del suministro eléctrico es medida mediante los indicadores SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), definidos en IEEE Std 1366-2012 [22]. La AR-NT-POASEN [19] incorpora estos índices como parámetros de evaluación para cada distribuidora, estableciendo metas de reducción progresiva y reportes anuales que ARESEP utiliza para comparar el desempeño entre concesionarios. El cumplimiento de estos índices es esencial para garantizar la confiabilidad del suministro en el SEN.

Calidad de potencia y perturbaciones

En lo relativo a la calidad de potencia, la norma IEEE Std 1159-2009 [20] proporciona guías para la detección y mitigación de eventos como transitorios, variaciones de tensión a corto y largo plazo, armónicos y *flicker*. La AR-NT-POASEN[19] exige a los agentes del SEN implementar sistemas de monitoreo que permitan registrar estas perturbaciones, así como mecanismos de corrección que aseguren que no se excedan los límites de distorsión armónica total (THD), variaciones rápidas de tensión y fluctuaciones de corto plazo. Estos criterios son particularmente relevantes en escenarios con alta penetración de generación distribuida basada en inversores, como la solar fotovoltaica.

Criterios de seguridad y operación

La AR-NT-POASEN establece que:

- No se debe exceder la capacidad térmica de líneas, transformadores y equipos bajo condiciones normales ni de contingencia.
- Los dispositivos de protección deben garantizar selectividad, coordinación y tiempos de despeje adecuados, incluso en presencia de generación distribuida (DER).
- El sistema debe contar con reservas operativas que permitan enfrentar pérdidas imprevistas de generación o incrementos abruptos en la demanda.
- Se debe mantener un nivel adecuado de cortocircuito en los nodos de la red para garantizar la correcta operación de protecciones, sin exceder las capacidades nominales de los equipos.

Acceso y planificación del sistema

Otro aspecto clave de la AR-NT-POASEN [19] es la regulación del acceso de nuevos agentes al SEN. Cualquier solicitud de conexión de DER debe cumplir con requisitos técnicos que aseguren que:

- La incorporación de la planta no genere sobretensiones ni desbalances que afecten la calidad de servicio a otros usuarios.
- Los flujos de potencia resultantes no provoquen inversión de corriente que comprometa la seguridad de la red.
- El punto de interconexión cumpla con las condiciones mínimas de cortocircuito y estabilidad de tensión establecidas por ARESEP.

En este contexto, la calidad y la confiabilidad del servicio eléctrico en Costa Rica se consolidan como ejes centrales de la operación del Sistema Eléctrico Nacional. El cumplimiento de los parámetros de tensión, frecuencia, continuidad y calidad de potencia definidos por la normativa AR-NT-POASEN[19], en armonía con los estándares internacionales (ANSI, IEEE), constituye la base técnica que orienta el funcionamiento de las redes de distribución. Dicho marco normativo asegura que los procesos de modernización y la incorporación de generación distribuida se desarrollen de manera controlada y segura, manteniendo la estabilidad operativa y la eficiencia del SEN.

2.2. Generación Distribuida y su Interacción con Redes

2.2.1. Definición y tecnologías

La generación distribuida (GD) se entiende como la producción de energía eléctrica mediante unidades de menor escala conectadas a los niveles de distribución o en el punto de consumo, próximas a la demanda [16]. Desde la perspectiva de redes, GD abarca tecnologías renovables (fotovoltaica, eólica, mini-hidráulica, biomasa) y convencionales (microturbinas, motores), así como almacenamiento y microrredes. Su adopción busca reducir pérdidas técnicas, diversificar la matriz y mejorar la confiabilidad y resiliencia [17], [23].

En materia de interconexión, la norma IEEE Std 1547-2018 establece los criterios y requisitos funcionales para conectar DER (*Distributed Energy Resources*) a los sistemas eléctricos, incluyendo capacidad de regulación de tensión (p.ej., funciones Volt/VAR y Volt/Watt), soporte de frecuencia y *ride-through* de perturbaciones [24], [25].

2.2.2. Impactos técnicos en redes de distribución

La integración de GD modifica el comportamiento operativo de los alimentadores: (i) elevación de tensión por inyección local de potencia activa, (ii) flujos bidireccionales que pueden requerir ajustes en controles de reguladores y bancos de capacitores, (iii) cambios en niveles de cortocircuito y sensibilidad de protecciones, especialmente con inversores, y (iv) potenciales desbalances en redes con derivaciones monofásicas [26, 27, 28]. La evidencia técnica muestra que el flujo inverso puede ser manejado con equipamiento tradicional y controles adecuados, aunque se requieren criterios de coordinación y ajustes de protección [26], [29].

2.2.3. Control en inversores y normas internacionales

La IEEE Std 1547-2018 requiere que los DER dispongan de capacidad de regulación de tensión mediante Q (Volt/VAR) y funciones de reducción de P (Volt/Watt), así como capacidades de *frequency/voltage*

ride-through y anti-isla; la verificación se realiza conforme a IEEE Std 1547.1-2020 [24, 25]. Estas funciones permiten mitigar sobre/subtensiones, sostener la operación ante disturbios breves y mejorar la interacción con equipos de regulación en distribución.

2.2.4. Experiencias en Costa Rica

En Costa Rica, la Ley N. 10086 y su reglamento habilitan la integración de DER, y ARESEP emitió el Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito (RE-0095-JD-2023), que define los análisis que deben realizar las distribuidoras y el DOCSE (CENCE) [4], [8], [30]. La CNFL publicó lineamientos y documentación asociada a la implementación de la Ley N. 10086, mientras el ICE divulga el instrumento oficial en La Gaceta [31, 32]. Estas reglas aplican a todas las distribuidoras, incluyendo JASEC.

Cabe destacar que, aunque la normativa nacional establece procedimientos para calcular la capacidad de penetración, todavía no se exige de forma explícita que los inversores cuenten con funciones avanzadas de control (Volt/VAR, Volt/Watt, *ride-through*) como lo dispone la IEEE Std 1547-2018 [24, 25]. En la práctica, esto representa un desafío regulatorio para el país: conforme aumente la participación de DER en las redes, será necesario alinear las exigencias técnicas locales con los estándares internacionales para garantizar estabilidad, calidad de tensión y adecuada coordinación de protecciones.

Tabla 2.2: Generación distribuida instalada por distribuidora en Costa Rica [1].

Distribuidora	Potencia instalada (MWp)	Participación
ICE	15,1	39 %
CNFL	16,0	41 %
Otras distribuidoras	7,9	20 %
Total país	39,0	100 %

2.3. Marco Normativo Costarricense para DER

2.3.1. Ley N. 10086

La Ley 10086, promulgada en 2022, constituye la base legal para la promoción y regulación de los recursos energéticos distribuidos (DER) en Costa Rica [4]. Sus principios establecen que las distribuidoras deben garantizar condiciones técnicas para permitir la integración de generación distribuida sin comprometer la continuidad, estabilidad ni calidad del servicio eléctrico. Entre sus disposiciones se encuentra la obligación de evaluar la capacidad de cada circuito de distribución y, en ausencia de estudios específicos, limitar la penetración máxima de DER al 15 % de la demanda máxima anual [4].

2.3.2. Reglamento MINAE (Decreto 43879)

El Poder Ejecutivo, mediante el Decreto N. 43879-MINAE de 2023, emitió el reglamento a la Ley 10086, que desarrolla los lineamientos técnicos, operativos y administrativos para su aplicación [7]. Dicho reglamento establece directrices sobre el acceso a las redes de distribución, el rol del operador del sistema (CENCE) y los procedimientos que deben seguir las empresas distribuidoras al evaluar solicitudes de interconexión de DER. Además, fija criterios de seguridad eléctrica, cargabilidad y requisitos de medición.

2.3.3. Procedimiento ARESEP (2023)

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) aprobó en septiembre de 2023 el *Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución*, identificado como resolución RE-0095-JD-2023 [8]. Este documento establece la metodología de análisis de capacidad de integración que las distribuidoras deben aplicar, asimismo, incorpora simulaciones eléctricas, límites de tensión (95–105 % de la nominal), límites de sobrecarga en transformadores y líneas, y verificación de desbalances. De esta manera, se asegura que la integración de DER sea técnicamente viable y cumpla con estándares internacionales.

2.3.4. Reglamentos internos de distribuidoras

Además del marco legal nacional, las empresas distribuidoras han desarrollado reglamentos internos. Por ejemplo, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) publicó en 2025 su *Reglamento para la atención de recursos energéticos distribuidos (DER) para autoconsumo*, que define los procedimientos de conexión, límites de capacidad, responsabilidades de usuarios y distribuidora, así como requisitos de seguridad y medición bidireccional [12]. De forma similar, JASEC ha adoptado lineamientos técnicos en concordancia con la Ley N. 10086 y el procedimiento de ARESEP, aplicables en sus redes de media tensión en Cartago [5, 10].

Tabla 2.3: Criterios normativos aplicables a la evaluación de GD.

Criterio	Norma/Reglamento	Valor de referencia
Límites de tensión	Ley N. 10086 / ARESEP	95–105 % de nominal
Cargabilidad de líneas	Decreto MINAE 43879	≤ 100 %
Desbalance de fases	IEEE Std 1159	≤ 2 %
Límite sin estudios previos	Ley N. 10086 / CNFL	≤ 15 % de la demanda anual

2.4. Capacidad de Penetración (*Hosting Capacity*)

2.4.1. Definición y enfoques

La capacidad de penetración o *hosting capacity* (HC) se define como el nivel máximo de recursos energéticos distribuidos (DER) que puede integrarse en un circuito de distribución sin que se incumplan límites técnicos de operación establecidos en normas o reglamentos [33]. Dichos límites suelen asociarse a la calidad del voltaje, cargabilidad de equipos y coordinación de protecciones.

De acuerdo con la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), la capacidad de penetración corresponde al nivel de generación renovable distribuida que puede ser conectado a una red de distribución “sin afectar la operación segura, confiable y continua del sistema eléctrico” [8]. Este concepto se enmarca dentro de la Ley N. 10086 y su Reglamento MINAE, que obligan a las distribuidoras a evaluar la capacidad de cada circuito antes de aprobar nuevas solicitudes de interconexión.

Existen tres enfoques principales para estimar la HC [27], [33]:

- **Enfoque determinístico:** basado en simulaciones de flujo de carga bajo condiciones extremas (pico de carga, máxima generación), evalúa el cumplimiento de límites normativos.
- **Enfoque probabilístico:** considera la variabilidad de la demanda y la generación renovable mediante perfiles horarios o distribuciones estadísticas, proporcionando resultados más realistas.

- **Enfoque adaptativo o dinámico:** incorpora estrategias de control en inversores (Volt/VAR, Volt/Watt), esquemas de despacho y almacenamiento, lo cual permite incrementar el nivel de DER admisible en un circuito.

2.4.2. Métricas y escenarios de evaluación

El *Procedimiento de capacidad de penetración de DER por circuito de distribución*, aprobado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) mediante la Resolución RE-0095-JD-2023 y publicado en *La Gaceta* N.º 169, establece la metodología oficial para que las empresas distribuidoras determinen el nivel máximo de generación distribuida (GD) que puede alojarse en cada circuito del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [8]. Su propósito es asegurar que la incorporación de recursos energéticos distribuidos (DER) se realice de forma técnica, segura y sin comprometer la calidad ni la continuidad del servicio eléctrico.

Métricas técnicas obligatorias

De acuerdo con el procedimiento, toda evaluación de capacidad de penetración debe considerar como mínimo los siguientes aspectos técnicos:

- **Tensión en régimen permanente:** los valores de tensión en todos los nodos del circuito deben mantenerse dentro de los rangos establecidos en la normativa nacional vigente (AR-NT-POASEN), tanto para condiciones normales como tolerables.
- **Cargabilidad de los elementos:** las corrientes en conductores, transformadores y equipos de maniobra no deben exceder su capacidad nominal en condiciones normales de operación.
- **Desbalance de tensión:** se debe verificar que el desbalance entre fases se mantenga dentro de los límites técnicos definidos por la distribuidora y la normativa aplicable.
- **Coordinación de protecciones:** la incorporación de generación distribuida no debe afectar la operación ni la selectividad de los dispositivos de protección del circuito.

Escenarios de simulación requeridos

El procedimiento dispone que las simulaciones deben realizarse en un software especializado de flujo de carga. Se consideran distintos estados de operación de la red, tales como:

- Escenario base sin generación distribuida, que representa la condición operativa actual del circuito.
- Condición de carga mínima con máxima generación, destinada a evaluar posibles sobretensiones y flujos inversos de potencia.
- Condición de carga máxima con baja generación, utilizada para analizar sobrecargas térmicas y caídas de tensión.
- Análisis de aportes de cortocircuito, para verificar la influencia de los DER en los niveles de falla y en la coordinación de protecciones.

Análisis según la escala del proyecto

El procedimiento distingue dos tipos de estudios en función de la magnitud y naturaleza del proyecto:

- **Pequeña escala:** aplica a proyectos de autoconsumo o de baja potencia. En ausencia de estudios detallados, la capacidad máxima de generación distribuida en un circuito no debe superar el 15 % de la demanda máxima anual registrada.
- **Gran escala:** corresponde a proyectos que requieren modelar el circuito completo, considerando todos los escenarios operativos definidos. Estos estudios deben incluir el análisis de flujo de carga, desbalance, cargabilidad y coordinación de protecciones, con resultados presentados mediante perfiles de tensión y mapas temáticos.

Entrega de resultados a ARESEP

Los resultados del análisis deben presentarse a la ARESEP en informes técnicos estandarizados que incluyan, al menos:

1. La capacidad máxima de generación distribuida admisible por circuito.
2. La justificación técnica de cada resultado, basada en los criterios de tensión, cargabilidad y protección.
3. Archivos en formato GIS que representen gráficamente los circuitos y resultados obtenidos.

Adicionalmente, ARESEP exige a las distribuidoras publicar esta información en sus sitios web, con un cronograma progresivo: al menos un 10 % de los circuitos deben estar evaluados a los 6 meses de vigencia del procedimiento, 40 % al primer año, 70 % a los 18 meses y 100 % a los 24 meses [8].

Tabla 2.4: Resumen de criterios técnicos de evaluación de capacidad de penetración según ARESEP RE-0095-JD-2023.

Criterio	Condición establecida
Tensión en régimen permanente	Entre 0,95–1,05 p.u. en todos los nodos de MT y BT
Variaciones de tensión	$\pm 3\%$ en MT y $\pm 5\%$ en BT (IEEE 1453-2015)
Desbalance de tensión	$\leq 3\%$ en nodos trifásicos de MT y BT
Cargabilidad	$\leq 100\%$ de la capacidad térmica en conductores y transformadores
Protecciones	No alterar coordinación, evitar disparos indebidos y pérdidas de selectividad
Escenarios requeridos	Flujo base sin DER, carga mínima + máxima GD, carga máxima + baja GD, contingencias N-1, análisis de cortocircuito
Entrega de resultados	Tablas comparativas, mapas GIS, mapas de calor, recomendaciones de refuerzo de red
Cronograma	10 % de circuitos en 6 meses, 100 % en 24 meses

El procedimiento de ARESEP establece un marco riguroso que combina criterios técnicos específicos, escenarios de simulación obligatorios y lineamientos claros de reporte y divulgación pública. Esto garantiza que los proyectos de generación distribuida en Costa Rica se integren de forma ordenada, con transparencia en la información y alineados con los objetivos de confiabilidad y calidad del SEN.

2.5. Modelado y Simulación en CYME

2.5.1. Estructura del modelo en CYME

El software CYME Power Engineering desarrollado por Eaton es una de las principales herramientas de simulación empleadas en sistemas eléctricos de potencia, en particular para el estudio de redes de distribución [6]. Su módulo CYMDIST permite representar digitalmente un circuito a través de componentes básicos como:

- **Nodos:** puntos de conexión que representan barras, acometidas o derivaciones de la red.
- **Secciones:** segmentos de línea que enlazan dos nodos, caracterizadas por sus parámetros eléctricos (resistencia, reactancia, longitud y tipo de conductor).
- **Cargas:** representan la demanda de los abonados, pudiendo modelarse en forma constante o dependiente de perfiles horarios.
- **Transformadores:** dispositivos que vinculan niveles de tensión, con posibilidad de definir configuraciones monofásicas o trifásicas, además de su potencia nominal y derivaciones (*taps*).

2.5.2. Algoritmos de flujo de carga

El núcleo de análisis de CYME se basa en algoritmos de flujo de carga, que permiten calcular los perfiles de tensión, corrientes y pérdidas en un circuito bajo diferentes condiciones de operación. Entre los más empleados se encuentran:

- **Backward/Forward Sweep:** especialmente útil para sistemas de distribución radiales, por su rapidez y estabilidad numérica.
- **Newton-Raphson desacoplado:** utilizado en redes de mayor tamaño o cuando se requiere un cálculo más robusto, considerando interacciones entre potencia activa y reactiva [17].

2.5.3. Modelado de DER en CYME

El crecimiento de la generación distribuida (DER) ha llevado a la inclusión de modelos específicos en CYME. Los generadores fotovoltaicos o eólicos pueden representarse como:

- **Inyección de potencia PQ:** el recurso se modela como una fuente de potencia activa (P) y reactiva (Q), en función de perfiles de irradiancia o viento.
- **Control reactivo:** es posible definir estrategias de factor de potencia fijo, control de tensión o soporte dinámico, lo que permite evaluar el impacto de la generación en la red de distribución [6].

2.5.4. Escenarios de simulación

Una de las ventajas de CYME es la capacidad de simular múltiples escenarios, lo que facilita la evaluación de la red bajo diferentes condiciones de operación. Los escenarios más comunes incluyen:

- **Operación normal:** condiciones típicas de carga y generación en un día representativo.
- **Contingencias N-1:** simulación de la pérdida de un elemento (línea, transformador) para analizar la resiliencia del sistema.

- **Niveles de penetración de DER:** incorporación gradual de recursos renovables distribuidos, con el fin de identificar los límites técnicos de la red y cumplir con los criterios de integración definidos por ARESEP y la Ley N. 10086 [4].

2.6. Integración de Datos y Soporte Analítico

2.6.1. Uso de QGIS

Los sistemas de información geográfica (GIS) constituyen una herramienta fundamental para la planeación y operación de redes eléctricas de distribución. En particular, QGIS es una plataforma de código abierto que permite gestionar capas georreferenciadas de postes, líneas, transformadores y medidores, lo que facilita la construcción de un modelo digital coherente con la infraestructura real [34]. El uso de GIS en distribución eléctrica se ha consolidado como práctica internacional, ya que permite asociar atributos técnicos (longitud, conductor, fases, carga) a cada elemento de la red y exportar dicha información en formatos compatibles con software de análisis eléctrico como CYME o ETAP [35, 36].

En Costa Rica, las distribuidoras (ICE, CNFL, JASEC) utilizan sistemas GIS corporativos para la gestión de activos y la planificación de la red, lo cual se alinea con las exigencias regulatorias de la Ley N. 10086 y el Procedimiento ARESEP 2023 sobre capacidad de penetración, al requerir datos actualizados y precisos de cada circuito [8].

2.6.2. Procesamiento con Python

El procesamiento de datos mediante Python ofrece un soporte analítico flexible y automatizado para la modelación en CYME. A través de librerías como *pandas*, *geopandas* y *shapely*, es posible limpiar y transformar las bases GIS, identificar inconsistencias (duplicados, valores nulos, formatos incorrectos) y generar archivos de entrada en formatos compatibles con CYMDIST (.txt, .xlsx) [14], [37], [38].

Este enfoque ha demostrado ser efectivo en proyectos de distribución, ya que permite integrar múltiples fuentes de información en un flujo reproducible de preprocesamiento y validación [39]. En el marco de este trabajo, Python se emplea como puente entre el GIS (QGIS) y el motor de simulación (CYME), ya que asegura que el modelo digital refleje fielmente las condiciones de la red física y que se cumpla con los requerimientos establecidos por ARESEP para estudios de penetración de DER.

2.6.3. Representación de redes eléctricas mediante grafos

El análisis de redes de distribución puede abordarse desde la teoría de grafos, donde el sistema eléctrico se representa como un conjunto de nodos (postes, transformadores, cargas) y aristas (líneas de distribución, secciones de cable). Cada nodo corresponde a un punto de conexión o bifurcación, mientras que las aristas representan la interconexión física entre los elementos. Esta representación permite aplicar algoritmos de búsqueda, detección de ciclos, cálculo de trayectorias mínimas y verificación de conectividad, lo cual es esencial en la construcción digital de circuitos eléctricos a partir de información geoespacial [40].

En el contexto del presente trabajo, la teoría de grafos facilita la transformación de datos GIS en un modelo eléctrico compatible con CYME. Mediante librerías de programación como NetworkX en Python, es posible validar la topología de la red, identificar componentes aislados y organizar las secciones aguas arriba y aguas abajo de cada transformador [41].



Figura 2.1: Ejemplo de un grafo de árbol.
Fuente: Tomado de Diestel: Graph Theory [40] .

2.6.4. Escalabilidad y reproducibilidad

La automatización del flujo de trabajo para el modelado de redes eléctricas, desde los sistemas de información geográfica (GIS) hasta el software de simulación eléctrica, aporta beneficios significativos en términos de escalabilidad y reproducibilidad. En particular, la integración GIS \rightarrow Python \rightarrow CYME permite que un mismo procedimiento pueda replicarse en múltiples circuitos de la distribuidora, sin necesidad de rehacer manualmente cada modelo [14], [34], [37], [38], [41].

Ventajas principales

- **Escalabilidad:** la metodología puede extenderse a decenas de circuitos de distribución de JASEC o cualquier otra empresa, manteniendo consistencia en la construcción de modelos y reduciendo tiempos de procesamiento.
- **Reproducibilidad:** al emplear scripts en Python con librerías como pandas, GeoPandas y NetworkX, cada ejecución genera resultados trazables y comparables, lo cual facilita auditorías y revisiones regulatorias.
- **Reducción de errores:** al eliminar pasos manuales, se minimizan inconsistencias en la base de datos (nombres de nodos, longitudes de líneas, fases).
- **Compatibilidad:** los resultados se exportan en formatos estándar (.xlsx, .txt, GeoPackage) que son interoperables con CYME, ETAP y sistemas GIS corporativos.



Figura 2.2: Esquema conceptual del flujo de datos para la construcción automatizada de modelos eléctricos.
Fuente: Elaboración propia.

2.7. Estudios Relacionados y Contexto Nacional

2.7.1. Trabajos previos en JASEC/TEC

En el marco de la Ley N. 10086 y el impulso a la modernización de la red de distribución, se han desarrollado investigaciones previas que constituyen antecedentes directos para este trabajo. Entre ellas destaca la tesis de Brenes Fallas, que modeló y simuló un circuito de media tensión en Cartago para JASEC, con el objetivo de evaluar la integración de recursos energéticos distribuidos de acuerdo con el procedimiento ARESEP [13]. Dicho estudio validó la metodología de construcción de modelos digitales y la aplicación de escenarios de capacidad de penetración.

De forma complementaria, Sáenz González llevó a cabo un modelado del circuito de San Isidro de El Guarco en JASEC, en donde analizó los impactos de distintos niveles de penetración fotovoltaica sobre perfiles de tensión y pérdidas técnicas, utilizando como herramienta de simulación el software ETAP [42]. Este trabajo permitió identificar limitaciones operativas en redes de distribución al integrar generación renovable intermitente.

Por su parte, Ellis Rodríguez desarrolló un estudio en el circuito de Cocorí, también de JASEC, donde analizó la integración de una planta solar fotovoltaica a gran escala junto con un sistema de almacenamiento electroquímico. Su investigación incorporó escenarios técnicos y un análisis financiero. Como conclusión, la planta solar era rentable, pero la combinación con almacenamiento no lo era bajo las condiciones tarifarias actuales [43].

También, Morales Hernández evaluó el circuito Parque Industrial de JASEC en el contexto de la Ley 10086, mediante modelado en ETAP y análisis económico. Su estudio incluyó diferentes escenarios de penetración de generación distribuida (0–100%) y determinó tanto limitaciones técnicas de tensión y capacidad, como pérdidas económicas para la empresa distribuidora a partir de altos niveles de integración de sistemas fotovoltaicos [44].

En conjunto, estas investigaciones previas proporcionan un marco metodológico y tecnológico robusto que respalda la pertinencia y necesidad del presente trabajo, además de consolidar una línea de investigación continua en la Escuela de Ingeniería Electromecánica del TEC en colaboración con JASEC.

2.7.2. Planificación energética y ODS

La planificación energética nacional está orientada por el *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022–2040* del ICE, el cual contempla la incorporación progresiva de fuentes renovables distribuidas y centralizadas, con el fin de garantizar la seguridad energética del país en el mediano y largo plazo [2]. Este plan proyecta un aumento en la participación de la generación distribuida fotovoltaica, apoyada por políticas regulatorias como la Ley 10086.

De manera complementaria, Costa Rica mantiene un compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU, en particular con el ODS 7: Energía asequible y no contaminante, y el ODS 13: Acción por el clima [9]. La integración de DER en redes de distribución no solo apoya estos objetivos, sino que fortalece la resiliencia del sistema eléctrico, promueve la descarbonización y fomenta la participación activa de los usuarios en la transición energética.

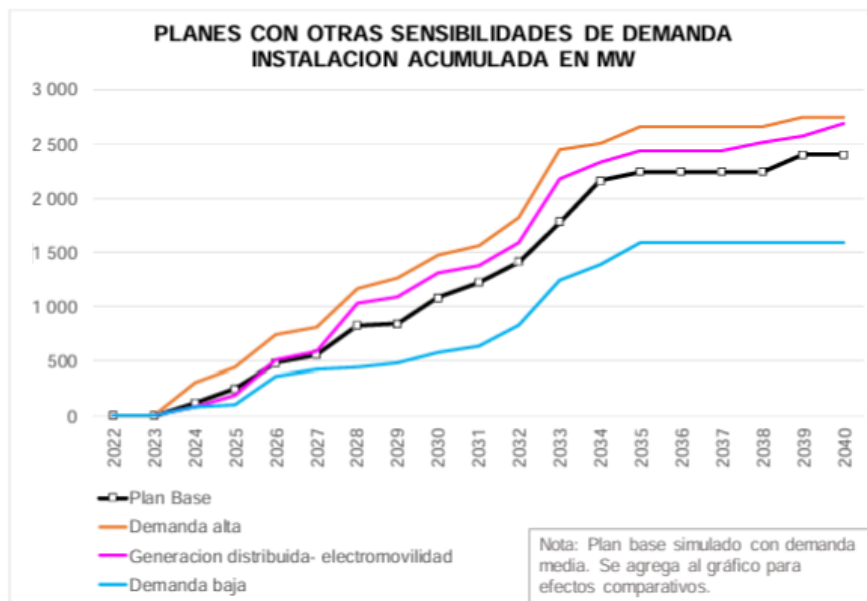


Figura 14.15 Planes con otras sensibilidades de demanda (instalación acumulada en MW)

Figura 2.3: Proyección de la generación distribuida renovable según la capacidad de instalación acumulada en el Plan de Expansión de la Generación 2022–2040 del ICE. [2]

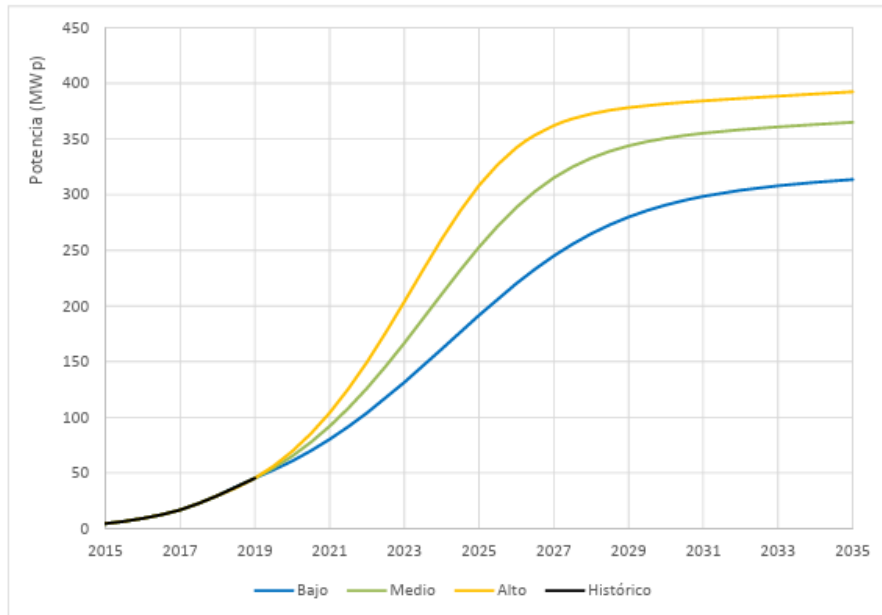


Figura 21. Proyección del crecimiento de la potencia instalada en GD (SSFV), 2020 - 2035.

Figura 2.4: Proyección del crecimiento de la potencia instalada en generación distribuida solar fotovoltaica (SSFV) en Costa Rica, 2020–2035. [1]

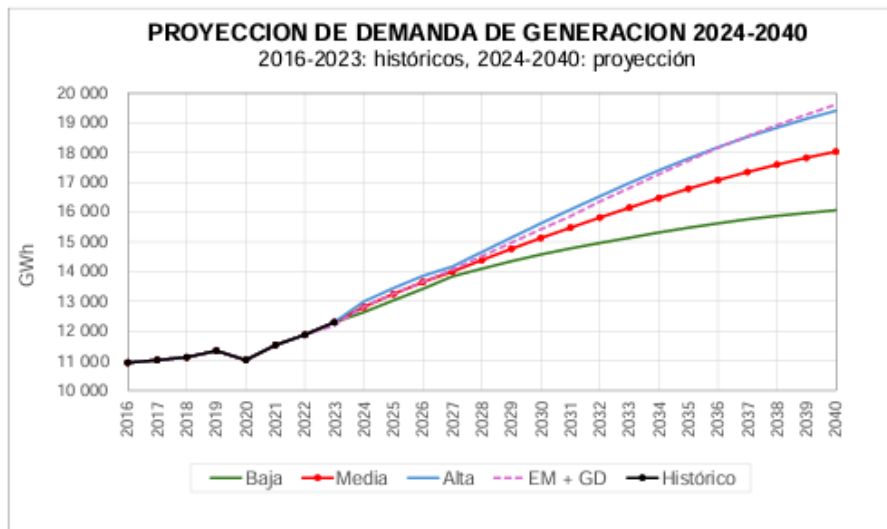


Figura 3-2 Proyección de la demanda anual de largo plazo

Figura 2.5: Proyección de demanda de la generación distribuida renovable según el Plan de Expansión de la Generación 2024–2040 del ICE. [3]

La Figura 2.4 muestra la proyección del crecimiento de la potencia instalada en generación distribuida solar fotovoltaica (SSFV) para el periodo 2020–2035, bajo tres escenarios: bajo, medio y alto. Se observa que en todos los casos la capacidad instalada crece de manera acelerada a partir del 2020, se alcanza una

estabilización hacia el 2030. El escenario alto proyecta superar los 380 MWp, mientras que el escenario bajo se mantiene alrededor de los 310 MWp. Estos resultados evidencian la tendencia creciente de la GD en Costa Rica y resaltan la importancia de planificar su integración en la red de distribución conforme a la Ley N. 10086 y al procedimiento técnico de ARESEP.

En síntesis, el presente marco teórico articula los aspectos técnicos, normativos y metodológicos que sustentan el desarrollo de este Trabajo Final de Graduación. La revisión incluyó el marco legal vigente (Ley 10086, su reglamento y los lineamientos de ARESEP), las herramientas computacionales empleadas (QGIS, Python y CYME) y los antecedentes académicos e institucionales vinculados al modelado de redes de distribución. Estos elementos conforman el esquema conceptual necesario para la construcción del modelo digital del circuito en estudio, la ejecución de simulaciones bajo distintos escenarios operativos y la evaluación rigurosa de la capacidad de penetración de generación distribuida en la red de JASEC. Con ello, se establecen las bases que orientan la metodología y los análisis presentados en los capítulos siguientes.

Capítulo 3

Modelado del circuito de distribución

3.1. Introducción

El modelado digital de circuitos de distribución es una herramienta fundamental para el planeamiento, la operación y la toma de decisiones en redes eléctricas modernas; permite representar de forma consistente la topología, los parámetros eléctricos y el comportamiento operativo del sistema bajo condiciones normales y de contingencia. En el contexto de la creciente integración de recursos energéticos distribuidos (DER), estos modelos brindan la base cuantitativa para evaluar perfiles de tensión, flujos de potencia, pérdidas técnicas y criterios de calidad del servicio, así como para anticipar efectos en la coordinación de protecciones y la operación en tiempo real.

Este capítulo desarrolla el Objetivo específico 1: modelar un circuito de la red de distribución, considerando las características técnicas de los componentes instalados y estructurando la representación digital para su posterior análisis. Para ello se construye un modelo fiel del circuito TECNO PARK empleando como núcleo el software CYME, alimentado por datos geográficos y técnicos provistos por JASEC e integrados mediante un flujo de trabajo reproducible (GIS → Python → CYME).

3.1.1. Contexto del circuito TECNO PARK

El circuito TECNO PARK se alimenta desde la Subestación Tejar (El Guarco, Cartago), reductora de 230 kV/34,5 kV. La sección primaria opera a 34,5 kV trifásicos; la sección secundaria atiende cargas en 208 V, 240 V y 480 V, cubriendo tipologías comerciales, residenciales e industriales. De acuerdo con la información consolidada para este estudio, el circuito cuenta con 13 medidores de clientes activos a la fecha de corte. Geográficamente, la red abarca áreas de Zona Franca Z, Calle Coris y zonas circundantes a Sabana Grande.

Tabla 3.1: Características clave del circuito TECNO PARK empleadas para el modelado.

Atributo	Detalle
Origen de alimentación	Subestación Tejar (230 kV/34,5 kV)
Medidores de clientes	13
Nivel de tensión primaria	34,5 kV (trifásico)
Niveles de tensión secundaria	208 V, 240 V y 480 V
Tipologías de carga	Comercial, industrial
Medidores de clientes	13
Herramientas de soporte	QGIS (GIS), Python (procesamiento), CYME (simulación)
Cobertura geográfica	ZF La Lima (sur), ZF Z, Calle Coris, Sabana Grande

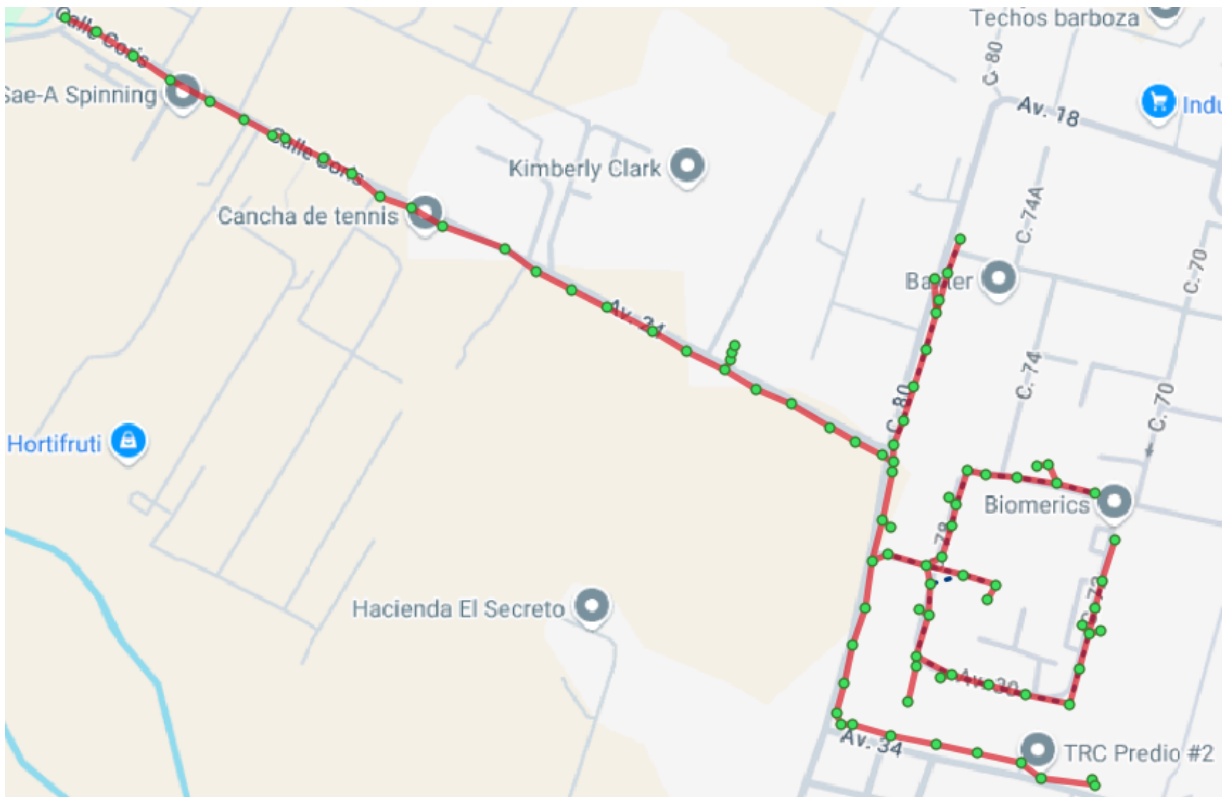


Figura 3.1: Vista general del circuito TECNO PARK en QGIS.
Fuente: Elaboración propia por medio de QGIS.

En la Figura 3.1 se observa la representación geográfica del circuito TECNO PARK; los puntos en color verde corresponden a los postes levantados por el Departamento GIS de JASEC, mientras que la línea en color rojo indica el trazado de las líneas aéreas de media tensión asociadas al circuito.

3.1.2. Relación con el Objetivo específico 1

El contenido de este capítulo se orienta a obtener un modelo digital completo y verificable del circuito, que:

- Integre datos técnicos y geográficos (longitudes, calibres, transformadores, cargas, protecciones).
- Permita la trazabilidad desde las fuentes (GIS y bases técnicas) hasta el entorno de simulación.
- Siente las bases para los análisis de operación y contingencias del capítulo siguiente.

3.1.3. Uso de CYME como herramienta central

CYME se utiliza como plataforma principal para:

1. Ingreso y estructuración de nodos, secciones, transformadores, cargas y equipos de protección.

2. Definición de modelos de componentes (por ejemplo, impedancias de líneas y transformadores) y condiciones de frontera.
3. Validación del modelo mediante la comparación con datos operativos (perfiles de tensión y demanda) y ajustes de parámetros.

Este enfoque se complementa con QGIS para la validación espacial de activos y Python para la depuración y formateo de datos, conformando un flujo de trabajo replicable y escalable para futuras actualizaciones del circuito.

3.2. Recolección y organización de datos

3.2.1. Coordenadas y alcance

Sistema de referencia (unidades): Los insumos del GIS se gestionaron originalmente en EPSG:4326; para el modelado se re proyectaron a EPSG:5367 a fin de trabajar en metros (coordenadas planas) y asegurar consistencia en el cálculo de longitudes y en la georreferenciación del modelo.

Alcance de red: Se modeló la red completa del circuito TECNO PARK y su alimentador industrial, incluyendo toda la BT asociada a los 13 medidores de clientes identificados.

3.2.2. Fuentes de datos

En el desarrollo del proyecto se recurrió a distintas fuentes de información clave. En primer lugar, los datos provenientes del sistema GIS de JASEC, que incluyen las capas de postes, secciones de media y baja tensión, transformadores, montajes y medidores; a esto se sumó la consulta de planos eléctricos, expedientes y catálogos de equipos, los cuales permitieron verificar aspectos técnicos como el tipo de conductor utilizado en cada acometida, las capacidades y conexiones de los transformadores, así como las tipologías de carga. Finalmente, el proceso se enmarcó en la normativa vigente, principalmente la Ley 10086 y los procedimientos técnicos asociados, que definen los lineamientos a seguir para garantizar el cumplimiento regulatorio y la validez de los análisis realizados.

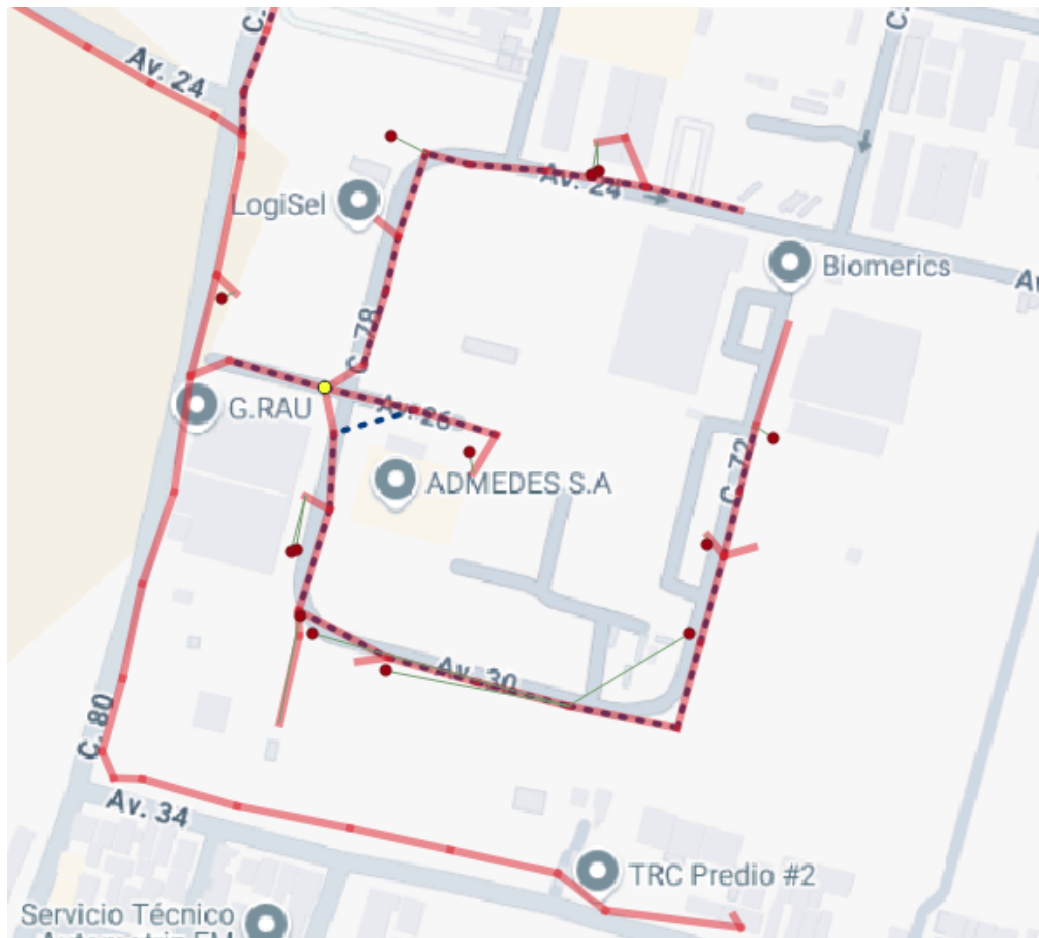


Figura 3.2: Distribución geográfica de medidores (13 clientes asociados al circuito).
Fuente: Elaboración propia por medio de QGIS.

En la Figura 3.2 se visualizan los puntos en color rojo que representan los medidores de los clientes conectados al circuito; en total son trece. Su distribución geográfica evidencia la concentración de la demanda en el área de estudio.

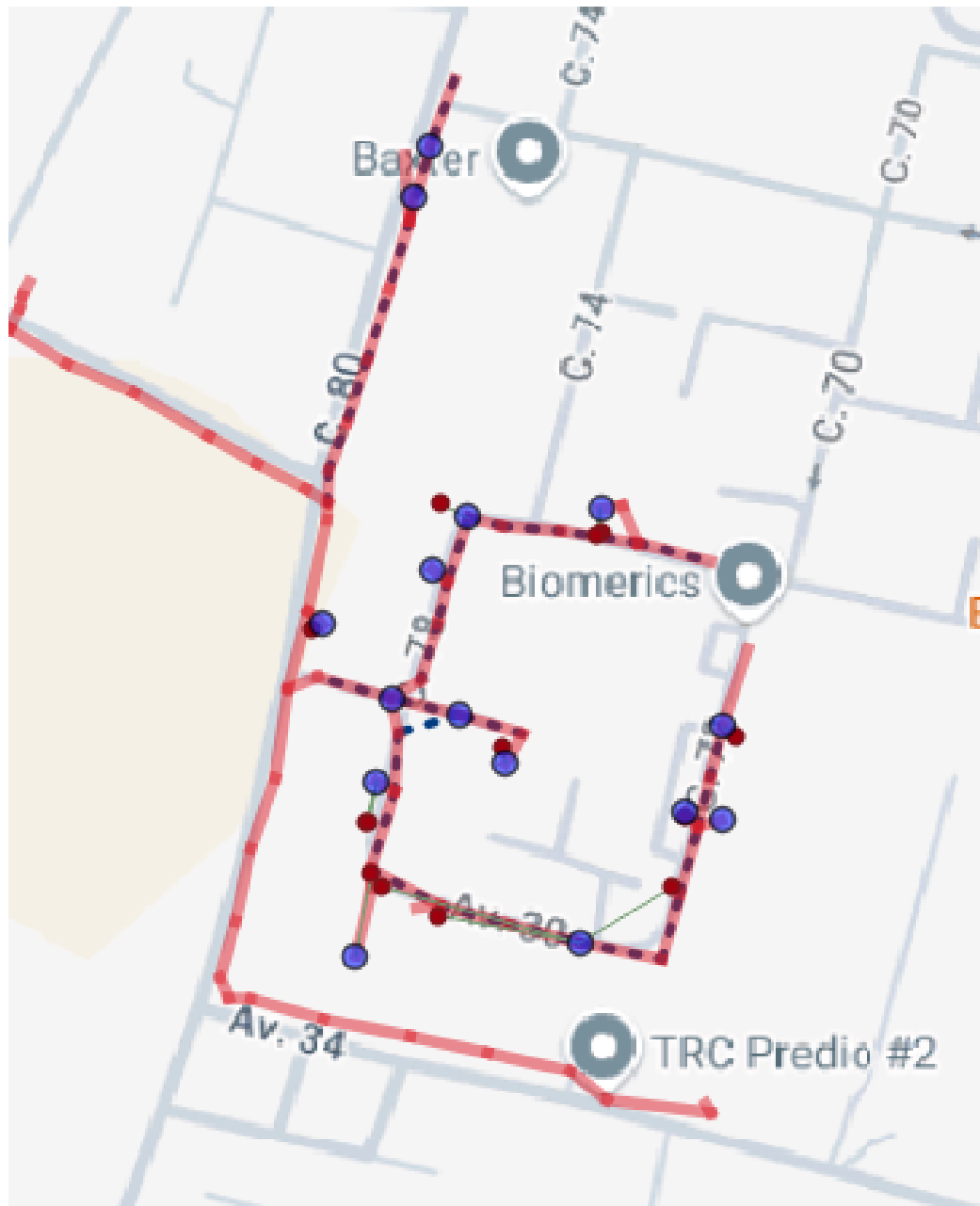


Figura 3.3: Ubicación de transformadores en el área de estudio.
Fuente: Elaboración propia por medio de QGIS.

La Figura 3.3 muestra los puntos en color azul correspondientes a los transformadores presentes en el circuito. Estos elementos permiten la reducción de la tensión de media a baja, lo que habilita la alimentación a los clientes comerciales e industriales de la zona.

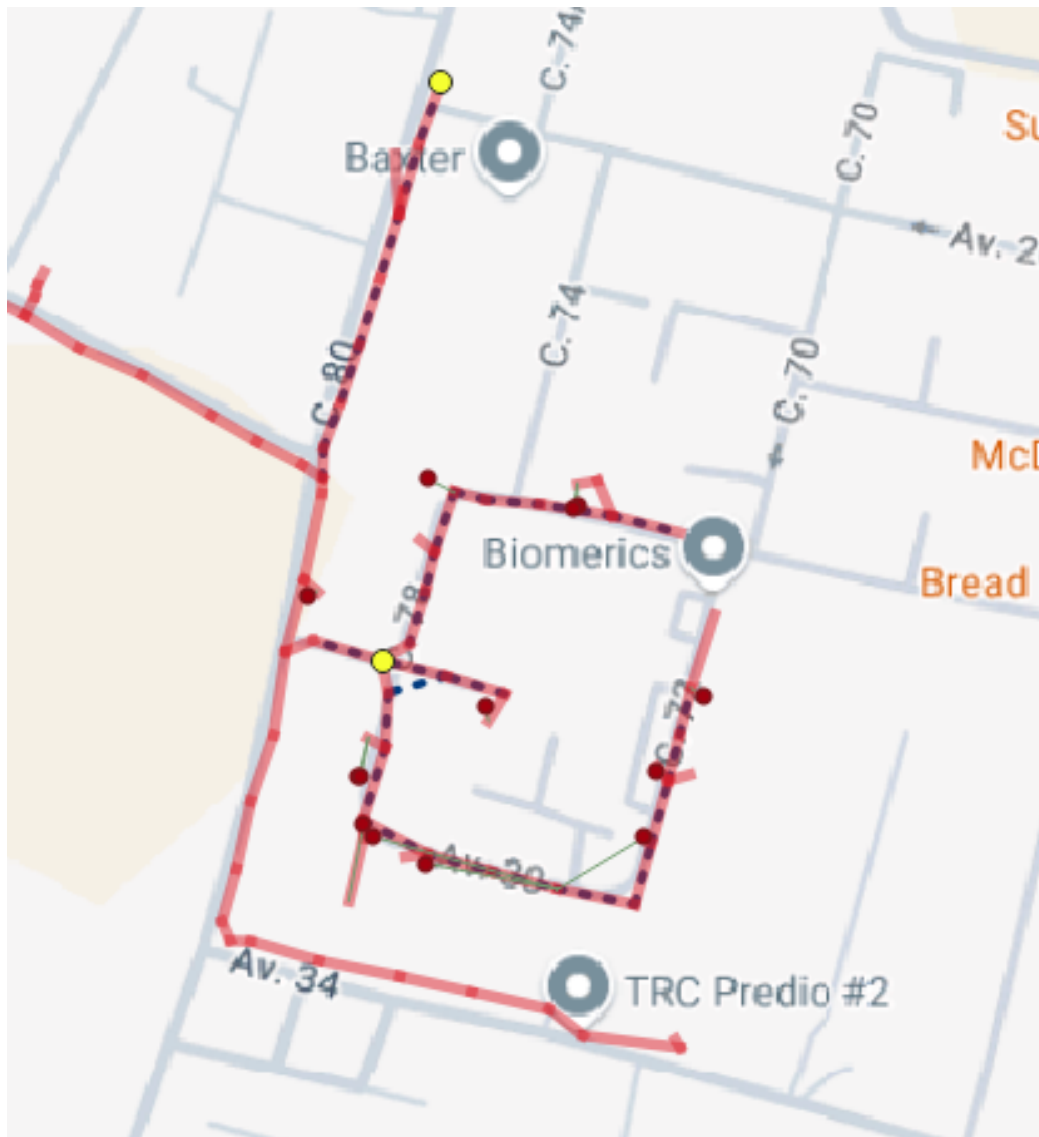


Figura 3.4: Localización de reconectores para protección y maniobra de la red.
Fuente: Elaboración propia por medio de QGIS.

En la Figura 3.4 se observa la ubicación de los reconectores, representados con puntos amarillos. Estos dispositivos cumplen un papel fundamental en la protección y maniobra de la red, ya que permiten aislar fallas y mejorar la confiabilidad del suministro.

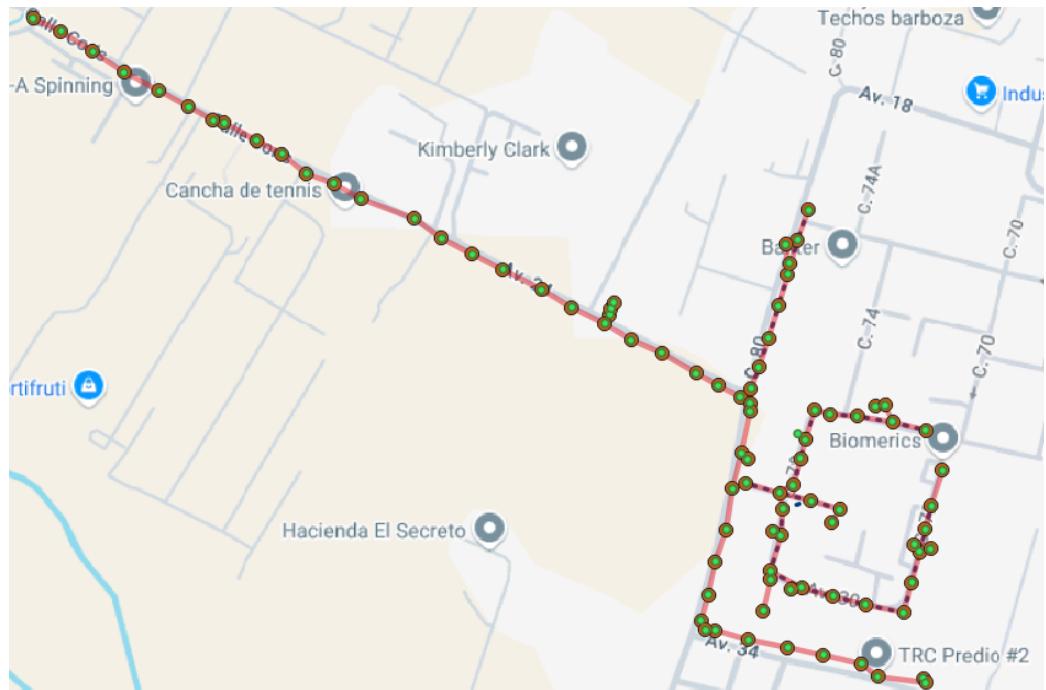


Figura 3.5: Postes y montajes en el sistema de distribución.
Fuente: Elaboración propia por medio de QGIS.

La Figura 3.5 presenta los postes de la red de distribución; los puntos verdes simples corresponden a postes sin equipo, mientras que aquellos con contorno señalan la existencia de montajes en los que se instalan componentes adicionales, como transformadores o protecciones.

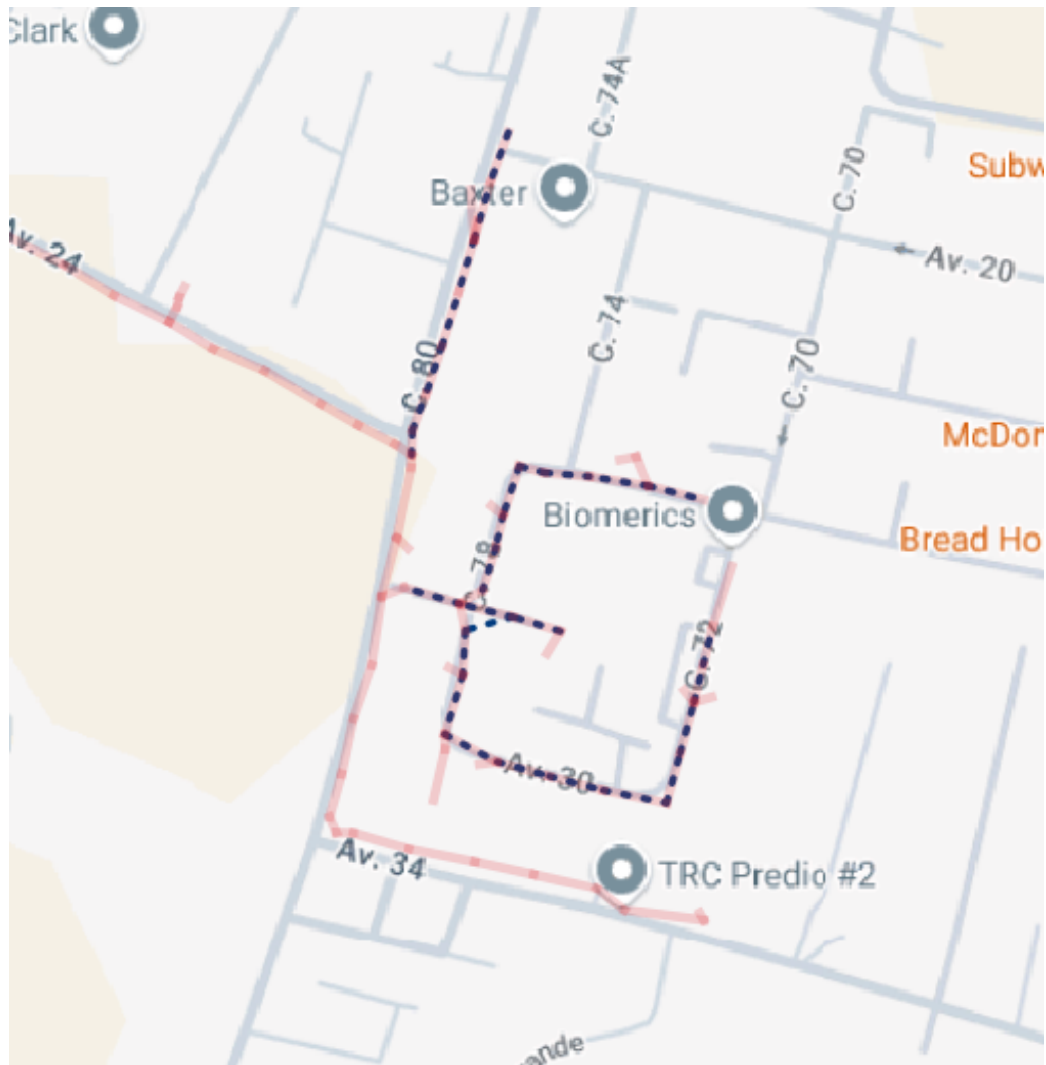


Figura 3.6: Representación espacial de la red secundaria en baja tensión (BT).
Fuente: Elaboración propia por medio de QGIS.

En la Figura 3.6 se aprecia la red secundaria en baja tensión (BT), representada por la línea azul punteada. Esta red conecta los transformadores con los medidores de los clientes, lo que asegura la entrega final de energía en niveles de tensión adecuados para su consumo. Es importante acotar que, al ser un circuito industrial, parte del secundario es solo para alimentar las luminarias del circuito. Actualmente, existen tres cargas conectadas a un tramo secundario.



Figura 3.7: Representación espacial de la red primaria en media tensión (MT).
Fuente: Elaboración propia por medio de QGIS.

Finalmente, la Figura 3.7 muestra la red primaria en media tensión (MT), representada por la línea roja, esta constituye el esqueleto principal del circuito TECNO PARK, encargado de transportar la energía desde la subestación de origen hasta los transformadores de distribución.

3.2.3. Capas GIS y campos requeridos

En la Tabla 3.2 se resumen los nombres de capa esperados y los campos mínimos para la exportación a CYME, así como notas específicas de uso en este trabajo.

Tabla 3.2: Capas y campos clave para el modelado del circuito TECNO PARK.

Capa GIS	Shapefile	espera-	Campos mínimos (ejemplos)	Uso
Postes	ST_POINT_POSTE		ID_POSTE, X, Y	Nodo
Sección MT trifásica	ST_LINE_TRIFASICO		ID_POSTE, POST_ANT_P, FASE, TENSION, CALIBRE	Línea
Sección MT monofásica	ST_LINE_MONOFASICO		Idem MT (mono)	Línea
Sección MT bifásica	ST_LINE_BIFASICO		Idem MT (bi)	Línea
Secundario (BT)	ST_LINE_SECUNDARIO		ID_POSTE, POST_ANT_S, FASE, CALIBRE	Línea
Transformadores	ST_POINT_TRANSFOR		ID_POSTE, FASE_T1; opcionales: ACCESOR_T#, PARTIC_T#, CONX_T#, ID_TRANSF#, CAP_T#, VOLT_PR_T#, VOLT_SE_T#	nodo
Montajes (B8/B9)	ST_POINT_MONTAJE		ID_POSTE, MONT_S1	Apertura BT
Medidores (13)	ST_POINT_MEDIDOR		ABONADO, MEDIDOR, X, Y, T1..T4, ID_POSTE, CONSUMO	Cargas

Observaciones y convenciones.

- **Topología BT con aperturas:** Si un poste presenta MONT_S1 con B8/B9 y múltiples secciones asociadas, se divide el nodo en k nodos BT (BT_node_1..k) para representar la apertura en estado abierto.
- **IDs y sanitización:** Se estandarizan IDs removiendo espacios y caracteres especiales; las secciones siguen el patrón TRI_, BI_, MONO_, BT_ concatenando FromNodeID, ToNodeID y (cuando aplica) el CALIBRE.
- **Tensión nominal:** MT trifásica a 34,5 kV; monofásica a 19,92 kV. En BT se toma la *segunda cifra* del par (p. ej., 480 V \Rightarrow 0,48 kV).
- **Catálogo de conductores:** el campo CALIBRE alimenta LineCableID. Se asume concordancia con la librería de conductores en CYME (propiedad de JASEC); en tramos sin calibre verificado la imputación se realiza a mano antes de la exportación final.

3.2.4. Variables técnicas

- **Líneas:** longitudes (en metros, tras reproyección), fase, CALIBRE y TENSION (MT), tipo aéreo/subterráneo si aplica.
- **Transformadores:** S_{kVA} , tensiones MT/BT, conexión (Y/ Δ), %Z y X/R cuando estén disponibles en expedientes/catálogos; bancos o unidades individuales.
- **Cargas (13 medidores):** tipología (comercial, industrial), tensión de acometida, fase, consumo mensual (kWh) y reglas de conversión a P [kW].
- **Protecciones:** reconectores y fusibles/seccionadores; estado operativo (abierto/cerrado) en el caso base cuando se disponga de inventario confiable.

3.2.5. Procesamiento inicial (GIS → Python → CYME)

El flujo de trabajo aplicado fue:

1. **Depuración en QGIS:** validación espacial de postes, secciones, transformadores y medidores; revisión de duplicados de geometría o atributos; correcciones puntuales de coordenadas.
2. **Transformación de coordenadas:** de EPSG:4326 a EPSG:5367 para operar en metros y evitar sesgos en longitudes.
3. **Normalización de atributos:** verificación de campos mínimos por capa; estandarización de nombres y tipos; sanitización de IDs para compatibilidad con CYME.
4. **Topología y aperturas:** conteo de conexiones por poste; materialización de aperturas B8/B9 en BT mediante nodos $BT_{\{node\}_i}$ (modelo base abierto).
5. **Formateo CYME (MT/BT):** generación de [NODE], [SECTION], [OVERHEAD LINE UNBALANCED SETTING] con [LineCableID]; [TRANSFORMER] (cuando hay datos) y [SUBSTATION]. La impedancia de fuente en cabecera se dejará parametrizada en la etapa de validación (Cap. 3.4) con datos de cortocircuito.
6. **Cargas:** a partir del consumo mensual por medidor se define P [kW] = $CONSUMO/400h$. La conexión por fase se asigna según la fase del ramal de acometida.

3.2.6. Producto esperado

- **Base técnica depurada y reproducible:** shapefiles validados junto a los archivos de intercambio CYME (Red_CYME_Basica.txt y Cargas_Cyme_Basico.txt) con el circuito TECNO PARK en estado base.

Incidencias y criterios de exclusión.

Durante la depuración se identificaron duplicados de líneas y nodos, inconsistencias de montaje, valores faltantes de CALIBRE y errores de coordenadas. Se excluyeron o corrigieron tramos con atributos irrecuperables, y se dejó documentado el ajuste manual de conductores/protecciones donde no existía trazabilidad. Las aperturas BT (B8/B9) se consolidaron en el caso base como abiertas.

3.3. Construcción del modelo en CYME

Esta sección describe el proceso de importación y armado del circuito TECNO PARK en CYME a partir de los archivos de intercambio generados por el script en Python. El flujo es: (i) carga de archivos (.txt) a la base de datos de CYME, (ii) construcción automática de la topología (nodos, secciones, transformadores y cargas) y (iii) ajustes manuales de bibliotecas y bancos de transformadores. Finalmente se señalan las limitaciones relacionadas con protecciones.

3.3.1. Archivos de intercambio e importación

El preprocesamiento (Sección 3.2) produce dos archivos .txt en formato CYME que se cargan a la base de datos del proyecto:

- Red_CYME_Basica.txt: contiene NODE, SECTION, OVERHEAD LINE UNBALANCED SETTING, SUBSTATION y, cuando aplica, TRANSFORMER.
- Cargas_Cyme_Basico.txt: contiene CUSTOMER CLASS y CUSTOMER LOADS.

Tabla 3.3: Mapeo de bloques de los (.txt) a tablas/entidades de CYME.

Bloque en .txt	Entidad en CYME
[NODE]	Nodos (ID, coordenadas, nivel de tensión, tipo)
[SECTION]	Secciones (From/To, fase, longitud, tipo de instalación)
[OVERHEAD LINE UNBALANCED SETTING]	Parámetros de línea aérea desbalanceada / conductor asignado
[TRANSFORMER]	Transformadores (S_kVA, tensiones, conexión, impedancias)
[SUBSTATION]	Nodo cabecera / fuente
[CUSTOMER CLASS]	Clases de carga (PF y opciones por categoría)
[CUSTOMER LOADS]	Cargas por nodo/fase (P, Q o PF, tensión de servicio)

En CYME, la carga de datos se realiza mediante el *import wizard* (menú de Base de Datos), seleccionando el archivo (.txt) correspondiente. Si la depuración previa fue correcta, el proceso concluye sin errores y el circuito queda disponible para visualización y análisis.

3.3.2. Construcción automática del circuito

Una vez completada la importación de los archivos de intercambio, CYME procesa los bloques de datos y los incorpora a su base de datos interna. El asistente de importación realiza una lectura secuencial de los encabezados (NODE, SECTION, TRANSFORMER, CUSTOMER CLASS, CUSTOMER LOADS, entre otros) y verifica la consistencia mínima de identificadores, referencias cruzadas y tipos de objeto. Si no se detectan conflictos de formato (campos faltantes, IDs repetidos, unidades incompatibles), el modelo queda disponible para su despliegue en el entorno gráfico y para su uso inmediato en análisis eléctricos.

1. **Creación de la topología (nodos y secciones):** CYME materializa la red con base en los bloques [NODE] y [SECTION]. Para cada nodo se registran su ID, nivel de tensión y coordenadas planas, lo que permite posicionarlo en el espacio del diagrama unifilar y conservar la referencia geográfica de origen. A partir de [SECTION], el software construye las conexiones entre nodos (FromNodeID \rightarrow ToNodeID) con su fase declarada (mono/bi/tri), longitud y un tipo de instalación asociado (aérea desbalanceada o cable, que luego se afina en biblioteca).
Un aspecto importante en TECNO PARK es el tratamiento de las aperturas BT (B8/B9). Estas se modelaron en el preprocesamiento como nodos BT separados (p. ej., BT_Pxxxx_1, BT_Pxxxx_2), de manera que el importador de CYME respeta la discontinuidad topológica sin requerir banderas adicionales de estado. El resultado es una red base en la que los tramos aguas abajo de una apertura permanecen eléctricamente seccionados, facilitando la posterior verificación visual de continuidad y la preparación de escenarios de operación.
2. **Ubicación de transformadores:** Los transformadores se incorporan a partir de [TRANSFORMER] y se instancian en el poste o nodo correspondiente. Para cada unidad se registra la potencia nominal, las tensiones de lado primario/secundario y la conexión (Y/(Δ)). En esta fase CYME sitúa físicamente los equipos y los integra a la red; en caso de transformadores especiales (por ejemplo, 34,5 kV/480 V directos) la conexión y niveles se heredan del archivo de intercambio y quedan listos para su ajuste fino. La consolidación en bancos (suma de capacidades, conexión común, impedancias de grupo) se realiza en el siguiente paso de configuración, ya dentro del entorno gráfico, a partir de las unidades colocalizadas en un mismo nodo.

3. **Asignación de cargas (13 medidores):** Las cargas de cliente se incorporan mediante [CUSTOMER CLASS] y [CUSTOMER LOADS]. El primer bloque define los atributos globales por clase (p. ej., factor de potencia base), mientras que el segundo establece la asociación nodo/fase y la magnitud eléctrica de cada medidor (potencia activa y reactiva, o potencia y PF). En TECNO PARK, los 13 medidores quedan enlazados a sus nodos de acometida y a la fase correspondiente según la topología del secundario. Cuando las cargas son trifásicas, se registran equilibradas por defecto salvo que exista evidencia de desbalance; en cargas monofásicas, la fase se hereda de la acometida. Tras esta etapa, el circuito ya es resoluble en flujos de potencia y apto para verificaciones iniciales.

Como paso posterior a la construcción automática, se realiza una inspección breve: (i) se revisa la asignación de tipos de línea para que cada sección MT/BT apunte al conductor/cable correcto de la biblioteca (línea aérea desbalanceada o cable subterráneo, según corresponda); (ii) se agrupan y ajustan bancos de transformadores, unificando conexiones y capacidades e introduciendo, cuando se dispone, impedancias $\%Z$ y relaciones X/R de catálogo; y (iii) se documentan las limitaciones de protecciones, dado que el inventario GIS aún no refleja de manera confiable fusibles y seccionadores a lo largo del alimentador. Con estas acciones, el modelo queda consistente para las tareas de validación del Cap. 3.4 y para la preparación de escenarios de análisis en el capítulo siguiente.

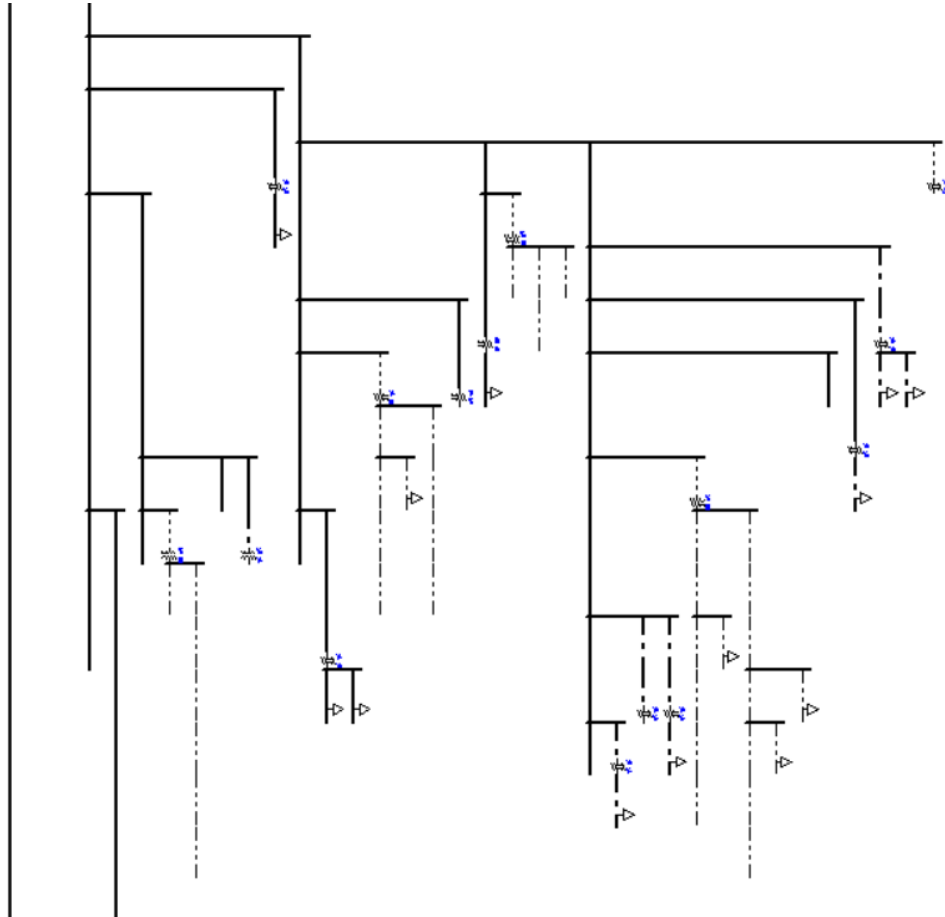


Figura 3.8: Detalle del diagrama unifilar del circuito TECNO PARK en la plataforma CYME.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

En la Figura 3.8 se presenta el diagrama unifilar del circuito TECNO PARK en el software CYME;

en él se aprecian las conexiones principales del sistema de distribución, incluyendo los transformadores de distribución, las cargas asociadas y los ramales derivados que se alimentan a partir de la red primaria. Este esquema permite visualizar de manera clara la relación jerárquica entre la barra principal, los ramales de media tensión y los elementos de transformación hacia baja tensión.

3.3.3. Configuración de bibliotecas y tipos de línea

En esta etapa se verifican y ajustan los tipos de línea y conductores:

- **Línea aérea desbalanceada:** se revisa que cada sección MT/BT tenga asignado el conductor correcto desde la librería corporativa (campo LineCableID proveniente de CALIBRE).
- **Cable subterráneo (si aplica):** los tramos Underground Cable (UG) se reasignan a la familia de conductores correspondiente.
- **Parámetros eléctricos:** se corroboran resistencias, reactancias y capacitancias de los modelos de línea contra el catálogo institucional.

3.3.4. Armado y ajuste de bancos de transformadores

CYME permite representar bancos de transformadores a partir de unidades individuales. En TECNO PARK:

- Se agrupan en banco las unidades que compartan PosteID (nodo) y tensión de servicio, definiendo la conexión (Y/ delta) y la capacidad total (kVA).
- Se ajustan manualmente las impedancias de los equipos %Z y relación X/R cuando la información proviene de catálogo o expediente, también se ajusta de forma manual si la información proporcionada por el GIS viene incompleta.
- Si existen transformadores especiales que no son propiedad de JASEC (p. ej., 34.5 kV/480 V), se parametrizan explícitamente sus devanados y tipo de conexión.

3.3.5. Limitación por protecciones

Un aspecto crítico es la falta del inventario de protecciones en GIS o bien la información incompleta. Aunque se importan reconectores cuando están disponibles, no existe aún un mapeo fiable y exhaustivo de fusibles, cuchillas y seccionadores. Por ello:

- La coordinación de protecciones no se aborda en esta fase; queda sujeta a levantamiento en campo y/o actualización del GIS.
- Para los estudios del Capítulo 3.4, el modelo base no incluye curvas ni estados definitivos de protección, salvo donde haya evidencia técnica suficiente.

3.3.6. Verificaciones posteriores a la importación

Antes de declarar el modelo listo para simulación, se realizan las siguientes comprobaciones:

1. **Conectividad de red:** ausencia de islas no deseadas y secciones huérfanas.

2. **Continuidad MT/BT y aperturas:** revisión visual de derivaciones y confirmación de aperturas B8/B9 según el caso base.
3. **Biblioteca de conductores:** muestreo de tramos para comprobar que el calibre asignado corresponde con el catálogo (MT/BT).
4. **Transformadores:** ubicación, potencia nominal, conexión y ajuste de impedancias.
5. **Cargas:** consistencia de tensión de acometida, tipo de conexión y magnitudes P/Q o PF para los 13 medidores.

3.3.7. Representación digital

Como resultado de la importación de los archivos Red_Cyme_Basica.txt y Cargas_Cyme_Basico.txt, CYME ensambla automáticamente los archivos en una base de datos del circuito TECNO PARK y despliega un unifilar completamente navegable: se crean los nodos y secciones conforme a los identificadores del preprocesamiento, se ubican los transformadores en sus postes (nodos) (incluyendo los especiales de 34,5 kV/480 V cuando aplican) y se asignan las cargas correspondientes a los 13 medidores. La topología conserva las aperturas (B8/B9) materializadas en la etapa GIS→Python, de manera que los tramos aguas abajo permanecen eléctricamente seccionados en el estado base. Para facilitar la lectura técnica en la figura 3.9, el esquema utiliza una convención cromática consistente: el primario trifásico se muestra en azul (tramos principales y derivaciones en MT) y baja tensión (BT) se representa en anaranjado (secciones de distribución), manteniendo el rotulado de [NodeID/SectionID] y el calibre asignado desde la biblioteca de conductores. Con esta configuración, y considerando la fecha de corte 19 de agosto de 2025, el modelo queda listo para la ejecución de flujos de potencia, la validación de perfiles de tensión y la preparación de escenarios de operación del capítulo siguiente.

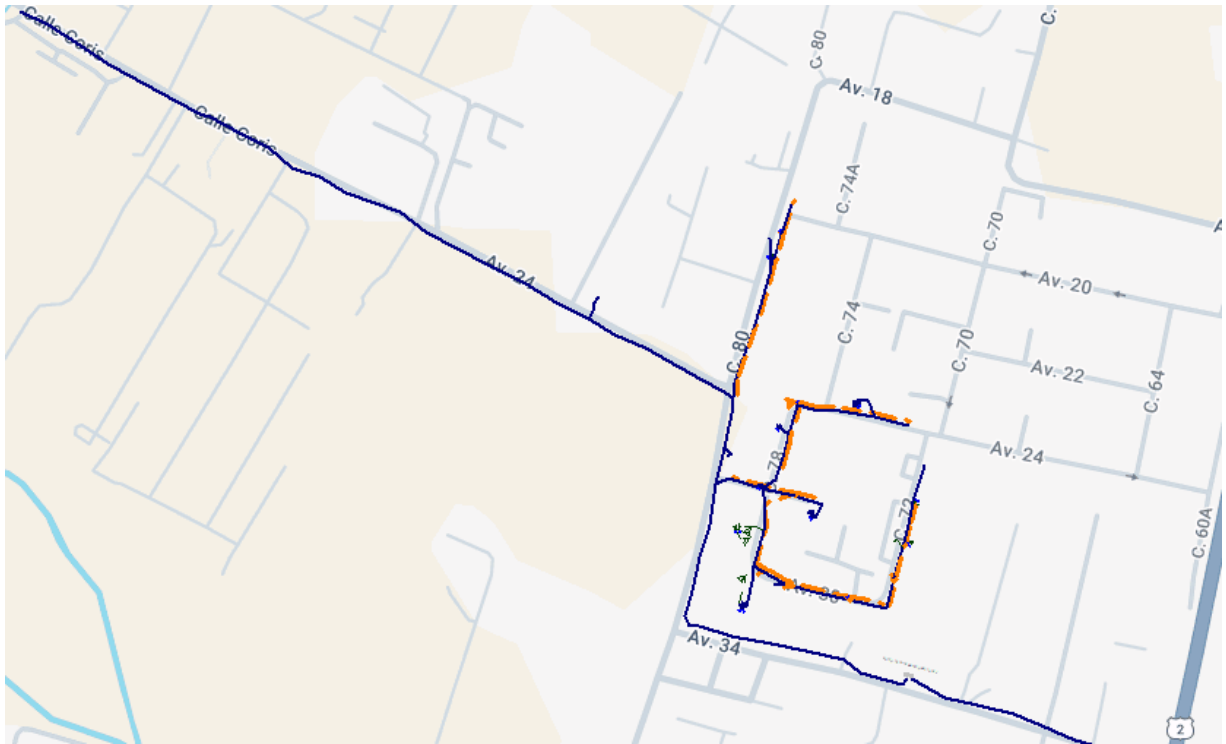


Figura 3.9: Circuito TECNO PARK modelado en CYME tras la carga de bases de datos (.txt).
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

3.4. Validación del modelo

La validación del modelo TECNO PARK en CYME persigue dos objetivos: (i) comprobar la consistencia eléctrica (convergencia y parámetros dentro de rangos aceptables) y (ii) corroborar la fidelidad operacional mediante la comparación de resultados simulados frente a datos reales (perfiles de tensión, potencias/demandas). El proceso se apoya en estudios de flujo de carga (*Load Flow*) y en una etapa iterativa de corrección hasta eliminar anomalías.

3.4.1. Criterios y métricas de aceptación

- **Tensión en barras de BT:** dentro del rango de calidad de servicio adoptado (guía: $V \in [0,95, 1,05]$ pu en estado normal).
- **Tensión en MT:** coherente con el perfil de la cabecera y regulaciones de campo; sin caídas excesivas a lo largo del alimentador.
- **Carga térmica de líneas/transformadores:** carga [%] ≤ 100 % para operación continua; en caso de *ratings* de emergencia, documentar condición y duración.
- **Pérdidas técnicas:** orden de magnitud coherente con el tipo de red (comparación interna antes y después de correcciones).

3.4.2. Metodología de validación mediante flujo de carga

Se ejecuta el estudio de *Load Flow* en CYME con el caso base, librerías de línea asignadas y bancos de transformadores configurados). El procedimiento es:

1. **Configuración del estudio:** selección del método de solución, tolerancias, potencia en cabecera, se debe de tener la opción de transposición de línea sin marcar.
2. **Ejecución del flujo de carga:** verificación de convergencia sin mensajes críticos, se verifican que los ramales no se vean afectados por alguna falla dada por sobre cargas o desbalance de tensiones superior al límite permitido.
3. **Revisión de reportes:** tensiones por barra, flujo y pérdidas por sección; por niveles de carga de transformadores y líneas; y listas de elementos fuera de rango.

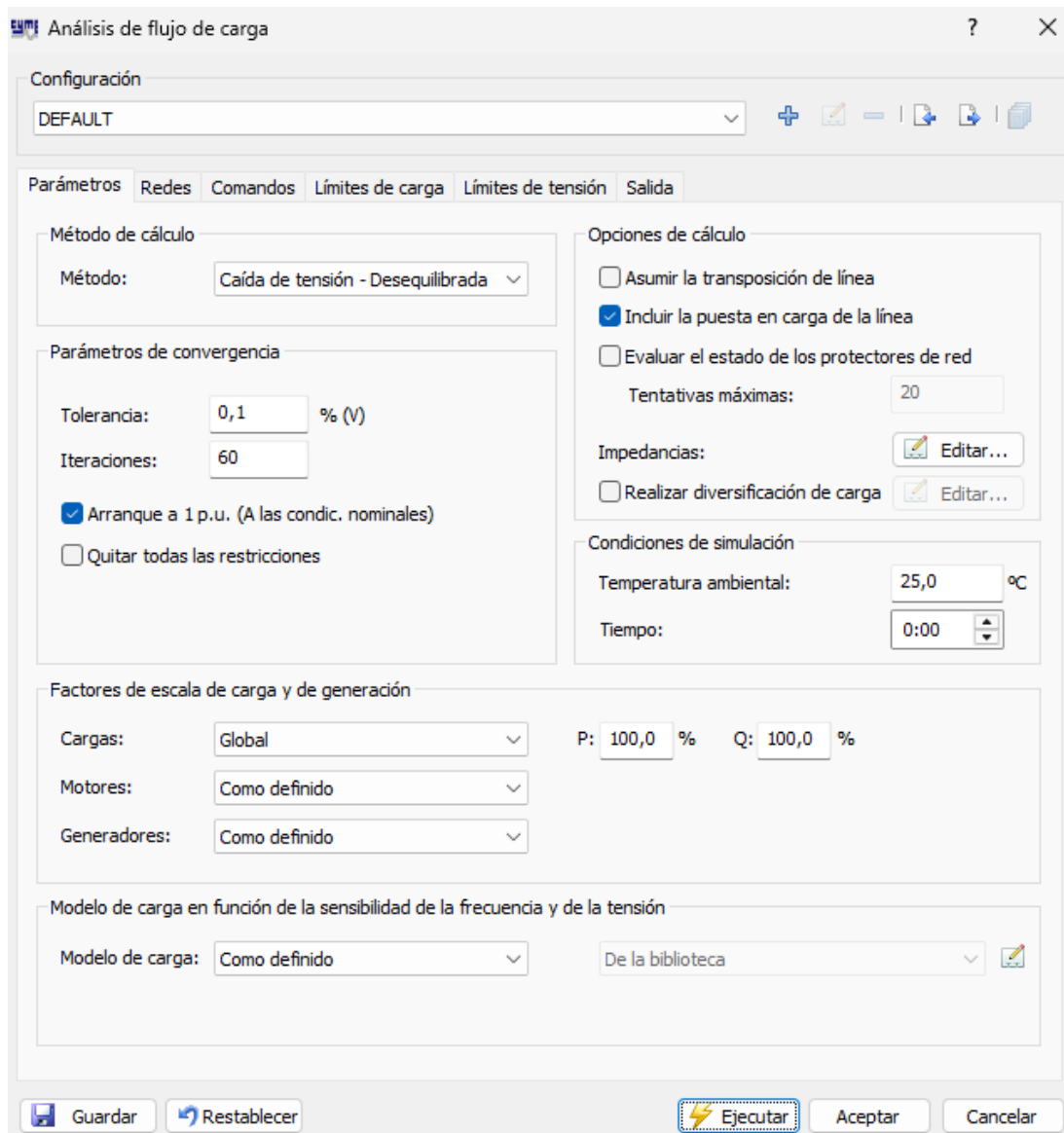


Figura 3.10: Interfaz de configuración del estudio de flujo de carga en CYME.

Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

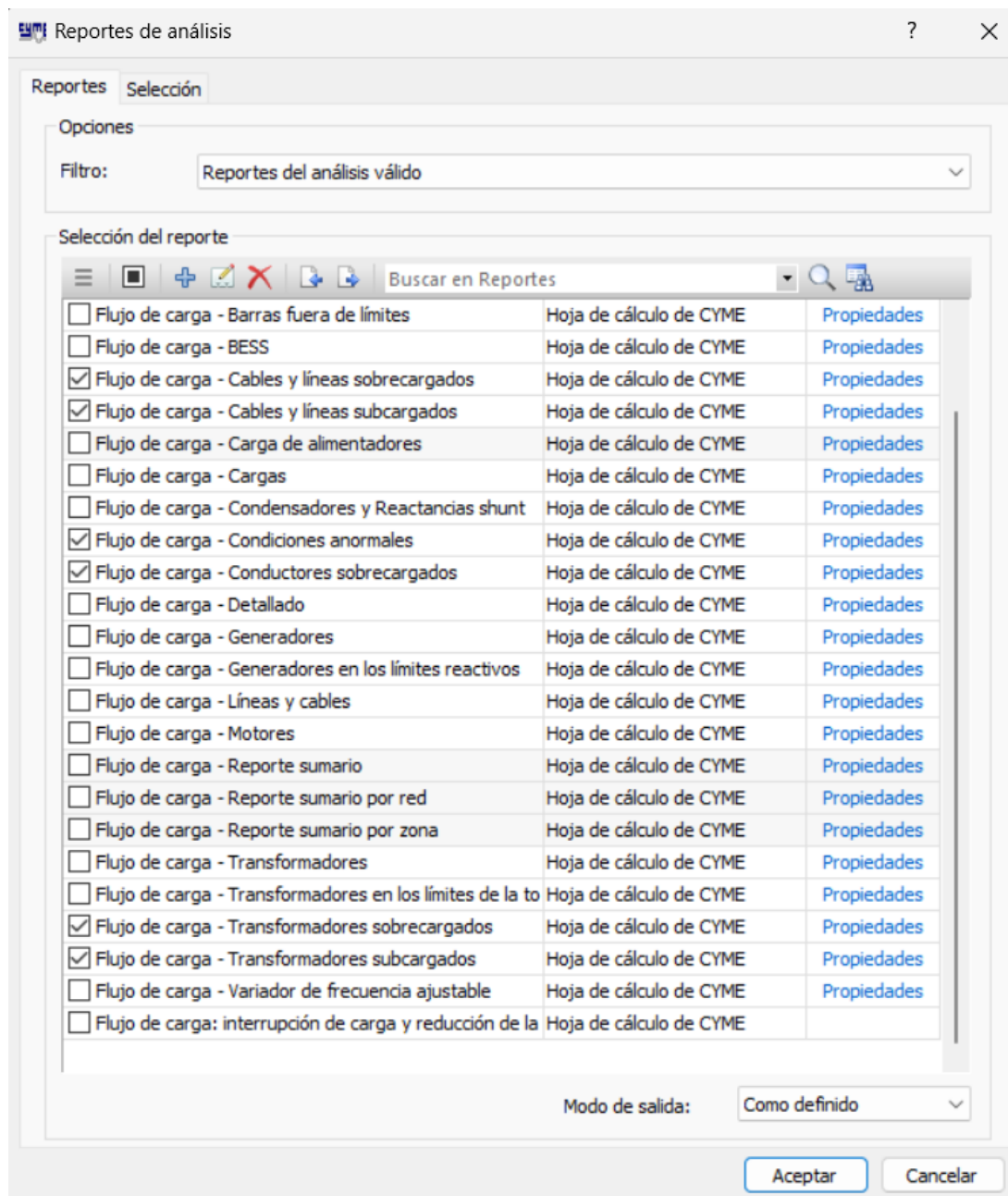


Figura 3.11: Interfaz de reportes a obtener con el flujo de carga en CYME.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

3.4.3. Detección de anomalías y acciones correctivas

Durante la revisión de reportes de CYME, se buscan y corrigen las siguientes situaciones:

- **Caídas/anomalías de tensión:** barras fuera de (0,95, 1,05) pu en BT o desvíos no razonables en MT. Acciones: ajuste de *taps* en transformadores, revisión de conexiones y, de ser necesario, reconfiguración operativa de acuerdo a los elementos instalados en el circuito.

- **Sobrecarga de líneas o transformadores:** elementos por encima del 100 % de su *rating* continuo. Acciones: reasignación de limitadores de carga, refuerzo de conductor (si aplica), ajuste de bancos de transformadores o redistribución de cargas (si aplica).
- **Parámetros incoherentes:** librería de conductor no coincidente con el tramo, impedancias de transformadores incompletas, o tensiones de servicio mal asignadas. Acciones: corrección de catálogo, actualización de impedancias %Z/XR, rectificación de tensiones y fases.
- **Topología inconsistente:** nodos faltantes, secciones huérfanas, direcciones *From/To* invertidas, o aperturas (B8/B9) no materializadas. Acciones: corrección topológica y verificación del estado base.

Ajustes típicos en TECNO PARK.

- **Transformadores:** ajuste de posición de *tap* para mitigar caídas de tensión en derivaciones BT; consolidación de bancos (kVA totales, conexión común) y actualización de %Z/XR cuando se dispone de catálogo.
- **Limitadores y reconfiguración:** aplicación de medidores de carga y, si procede, modificación de derivaciones o estado de aperturas (B8/B9) para mejorar perfiles y aliviar sobrecargas.

3.4.4. Ciclo de depuración e iteración

La validación del modelo es un proceso iterativo en el que, tras cada conjunto de ajustes, se repite el estudio de flujo de carga hasta lograr un comportamiento eléctrico consistente con la realidad operativa y con los criterios normativos. El ciclo aplicado en este trabajo se resume de la siguiente manera:

1. Ejecutar el estudio de *Load Flow* con el caso actualizado y confirmar la convergencia del método numérico sin advertencias críticas.
2. Revisar los perfiles de tensión en barras de MT y BT, verificando que se mantengan dentro del rango permitido (0,95–1,05 pu) y que no existan caídas abruptas a lo largo del alimentador.
3. Analizar la cargabilidad de líneas y transformadores, para así asegurar que no superen el 100 % de su capacidad nominal en estado base; en caso de sobrecargas, proponer medidas correctivas.
4. Evaluar las pérdidas técnicas y comparar su magnitud con valores esperados para redes de características similares, identificando posibles anomalías en el modelado.
5. Inspeccionar la consistencia topológica al verificar que no existan nodos huérfanos y secciones sin conexión o aperturas (B8/B9) mal representadas, con el fin de evitar anillos en la red y transformadores conectados en paralelo.
6. Implementar las acciones correctivas necesarias (ajuste de *taps* de transformadores, actualización de parámetros eléctricos, revisión de calibres de conductor o reconfiguración operativa) y documentarlas.

Este ciclo se repite hasta alcanzar un modelo libre de anomalías significativas, capaz de reproducir con fidelidad las condiciones de operación del circuito en escenarios normales y de contingencia. El enfoque asegura que la representación digital del TECNO PARK no solo sea resoluble en *Load Flow*, sino también confiable como base para los análisis de integración de generación distribuida en capítulos posteriores.

3.5. Resultados del modelado

El modelo digital del circuito TECNO PARK se modeló exitosamente en el software CYME, integrando la información proveniente del GIS institucional, expedientes técnicos y catálogos de equipos. La representación obtenida permite visualizar de manera unificada la topología de la red en media y baja tensión, incluyendo transformadores y las trece cargas de clientes registrados.

A nivel general, el modelo cumple con los criterios de consistencia topológica y eléctrica establecidos en la metodología (Sección 3.2), así entonces, queda listo para su validación mediante estudios de flujo de carga y posterior análisis de escenarios de generación distribuida.

3.5.1. Parámetros eléctricos consolidados

En la Tabla 3.4 se resumen las magnitudes principales del circuito modelado:

Tabla 3.4: Parámetros eléctricos principales del circuito TECNO PARK modelado en CYME.

Parámetro	Valor
Barras	1
Interconexiones	1
Nodos	219
Nodos de fuente	1
Tramos de red	219
Longitud total de red (MT+BT)	8,788.7 m
Cables registrados	51
Líneas aéreas desbalanceadas	166
Interruptores seccionadores	2
Transformadores (dos devanados)	13
Transformadores por fase	2
Fuente	1
Cargas concentradas (medidores)	13

Los valores presentados se corresponden con la base de datos CYME del circuito en estudio y reflejan el estado operativo del circuito en el momento del modelado. Estos indicadores constituyen la referencia inicial para la validación del modelo (Cap. 3.4) y para el análisis de escenarios de penetración de generación distribuida en el Capítulo 4.

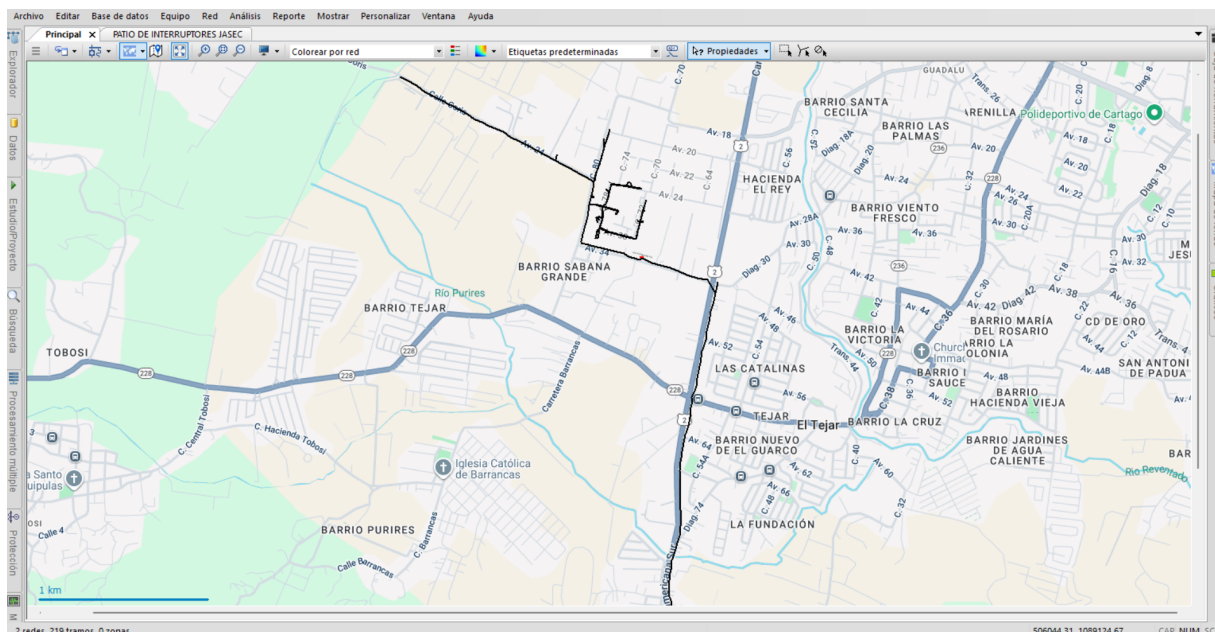


Figura 3.12: Vista general del circuito **TECNO PARK** modelado en CYME y depurado..
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

3.6. Análisis general del modelo digital del circuito

El proceso de modelado del circuito TECNO PARK permitió consolidar una representación digital detallada y coherente con la realidad operativa. Entre las principales fortalezas del modelo se destacan: (i) el nivel de detalle alcanzado, que incorpora no solo la topología de media y baja tensión, sino también transformadores y cargas individuales; (ii) la digitalización y estandarización de los datos, que facilita la trazabilidad desde el GIS hasta el entorno de simulación; y (iii) la escalabilidad de la metodología, que puede aplicarse de manera reproducible en otros circuitos de la red de JASEC, reduciendo tiempos y mejorando la confiabilidad del proceso.

3.6.1. Incidencias en la información GIS y medidas correctivas

Durante el proceso de modelado se identificaron diversas limitaciones asociadas a la información proveniente del Departamento GIS de JASEC. Entre los principales problemas detectados se encuentran:

- **Levantamientos incompletos o inconsistentes**, lo que generaba nodos y secciones duplicados, ausentes o mal conectados.
- **Configuraciones de atributos sin estandarización**, con diferencias en nombres de campos, formatos y valores que dificultaban la integración al modelo.
- **Tiempos de respuesta prolongados**, debido a que muchas dudas relacionadas con la red debían verificarse en campo de forma visual para confirmar su validez.

Para mitigar estas incidencias se implementó un ciclo iterativo de depuración y corrección, apoyado en el desarrollo de un código en Python que permitió:

- Incorporar advertencias automáticas frente a situaciones críticas (por ejemplo, aperturas en postes con transformadores).
- Corregir de manera inmediata los errores simples y recurrentes, para reducir la necesidad de intervención manual.
- Estandarizar las bases de datos y atributos, de forma que los circuitos procesados posteriormente mantuvieran un formato uniforme y sin errores de compatibilidad.
- Optimizar el proceso de intercambio de información, lo que facilita una exportación directa desde GIS hacia CYME, lo que disminuye exponencialmente los tiempos de trabajo en el software y evita la construcción manual del circuito.

Este esfuerzo no solo permitió obtener un modelo confiable del circuito TECNO PARK, sino que además representó una contribución significativa al Departamento GIS de JASEC, al dejar implementados procedimientos y herramientas que mejoran la calidad de los datos, estandarizan los formatos y reducen los tiempos de entrega de futuros proyectos.

En síntesis, las principales limitaciones del trabajo se asociaron con la calidad de los datos de entrada y a la necesidad de realizar supuestos técnicos (por ejemplo, asignación de calibres o parámetros de transformadores en ausencia de información completa). No obstante, las medidas correctivas adoptadas y las herramientas desarrolladas mitigaron de forma efectiva estos problemas, dotando al proceso de mayor robustez.

A pesar de estas limitaciones, el modelo resultante constituye una base sólida para el análisis de operación y de escenarios de integración de generación distribuida. Así, el Capítulo 4 se apoya en este modelo validado para evaluar perfiles de tensión, flujos de potencia y la capacidad de penetración de recursos energéticos distribuidos en el circuito estudiado.

Tabla 3.5: Resumen de fortalezas, limitaciones y medidas correctivas en el modelado del circuito TECNO PARK.

Fortalezas	Limitaciones	Medidas correctivas
Modelo digital detallado (MT y BT, transformadores, cargas).	Levantamientos incompletos e inconsistentes (nodos/secciones duplicados o faltantes).	Iteraciones de depuración y validación topológica en Python.
Digitalización y estandarización de datos desde GIS hasta CYME.	Configuración de atributos sin estandarización (nombres y formatos distintos).	Estandarización de atributos y estructura de bases de datos.
Metodología escalable y replicable en otros circuitos de JASEC.	Falta de inventario completo de protecciones (fusibles, seccionadores).	Inclusión de advertencias automáticas y revisión manual de casos críticos.
Optimización de tiempos de trabajo en CYME (automatización).	Necesidad de verificaciones en campo ante dudas sobre la red.	Automatización de correcciones simples y reducción de dependencias manuales.

Capítulo 4

Análisis de escenarios operativos en condiciones normales y de contingencia

4.1. Introducción

En cumplimiento del Objetivo Específico 2 del presente trabajo, se realizó el análisis de un circuito representativo de la red de distribución de JASEC bajo condiciones normales y de contingencia, y así evaluar los perfiles de tensión y los flujos de potencia conforme a los criterios de calidad del servicio eléctrico establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) mediante la normativa AR-NT-POASEN.

El estudio se llevó a cabo en el software CYME 9.5, considerando la operación del circuito en tres escenarios principales:

1. Condición normal de operación sin generación distribuida.
2. Condición contingente con integración de una planta fotovoltaica.
3. Escenarios de aumento progresivo de carga (105 % a 130 %) con la planta activa.

El propósito de este análisis complementario es evaluar, de forma exploratoria, el comportamiento eléctrico del circuito ante la hipotética incorporación de una planta fotovoltaica de gran capacidad conectada en media tensión. El estudio busca identificar los posibles efectos de una instalación de este tipo sobre el perfil de tensión, las pérdidas técnicas y la cargabilidad de los equipos del circuito, sin que los resultados tengan una relación directa con los análisis de integración y capacidad de penetración desarrollados en el Capítulo 5. De esta forma, se amplía la comprensión del desempeño del sistema bajo condiciones contingentes, aportando información útil para estudios futuros de conexión de generación distribuida en la red de JASEC.

4.2. Configuración del estudio

4.2.1. Datos generales del circuito

El circuito analizado corresponde a la red de media tensión de 34.5 kV del área de cobertura de JASEC. El modelo incluye los elementos característicos del sistema de distribución: alimentador principal, derivaciones trifásicas y monofásicas, transformadores de distribución, y cargas conectadas en baja tensión. El flujo de potencia se resolvió mediante el método desbalanceado trifásico, considerando la impedancia real de conductores y transformadores.

4.2.2. Punto de conexión de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica se conectó en un nodo intermedio de un ramal de la red, alejado de la subestación que alimenta el circuito, representando un punto de conexión de un parque solar industrial. La Figura 4.1 muestra la ubicación eléctrica y geográfica del generador dentro del circuito modelado; en esta se observa una flecha de color rojo que indica el punto donde se fue colocado el sistema de GD.

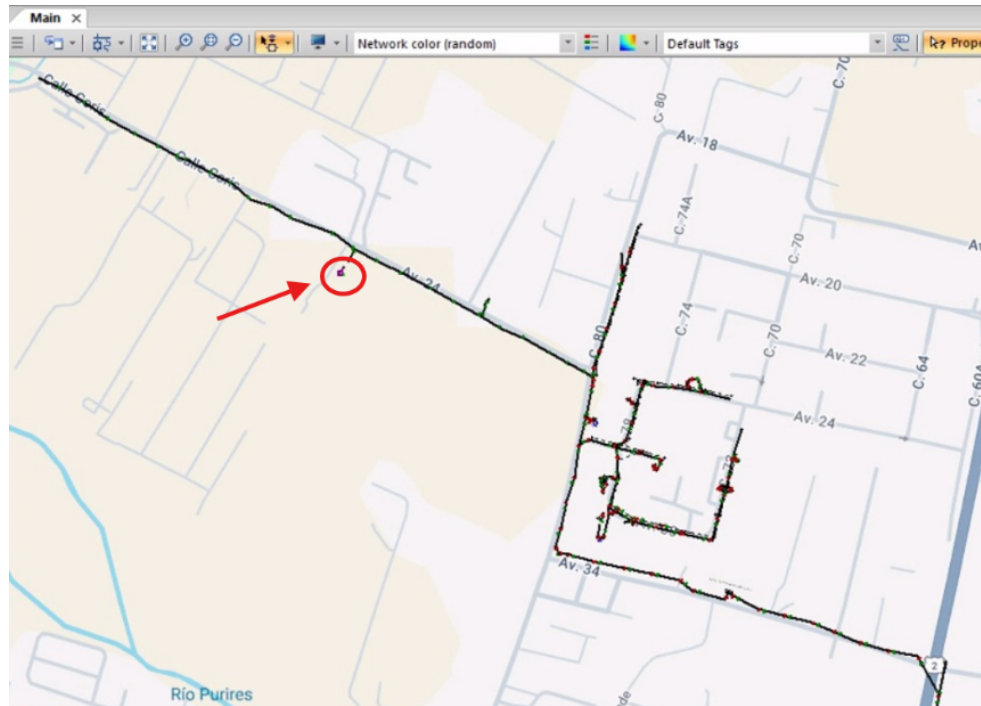


Figura 4.1: Ubicación del generador fotovoltaico en el circuito modelado.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

4.2.3. Modelado del generador de acoplamiento electrónico

La generación fotovoltaica se modeló en CYME como un generador de acoplamiento electrónico (*Electronically Coupled Generator, ECG*), el cual reproduce el comportamiento de un parque solar conectado mediante inversores. El modelo se configuró con una capacidad instalada de 5 MVA y una potencia activa efectiva de 2.5 MW, simulando una condición de irradiancia intermedia.

Los parámetros eléctricos y de control definidos fueron los siguientes:

- Potencia nominal del generador: 5.0 MVA (capacidad instalada).
- Potencia activa generada en el escenario: 2.5 MW.
- Tensión nominal: 34.5 kW.
- Control de potencia reactiva: **Volt-VAR** (modo VV11, *Watts precedence over Vars*).
- Curva $Q(V)$: respuesta reactiva máxima de $\pm 100\%$ de la potencia nominal, con zona muerta entre 0.98–1.02 p.u. y rampas lineales en los intervalos 0.90–0.98 p.u. y 1.02–1.10 p.u.
- Contribución a falla: 120 % (valor típico para inversores fotovoltaicos).

Este modelo permite simular el intercambio controlado de potencia activa y reactiva característico de un inversor solar, sin acoplamiento mecánico, reflejando el comportamiento dinámico de un sistema de generación distribuida moderno.

Ahora bien, la Figura 4.2 muestra la configuración del generador en CYME, mientras que la Figura 4.3 presenta la curva Volt-VAR utilizada para el control de tensión.

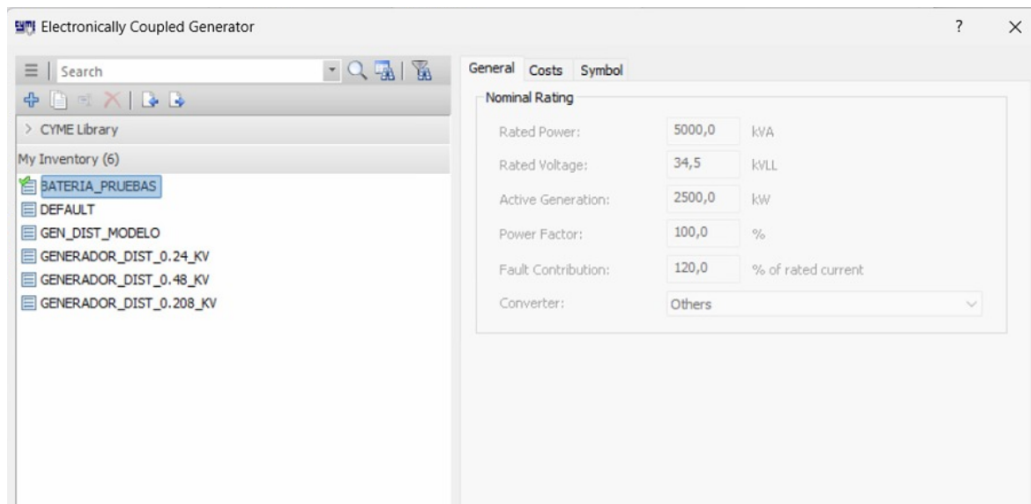


Figura 4.2: Configuración del generador de acoplamiento electrónico en CYME.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

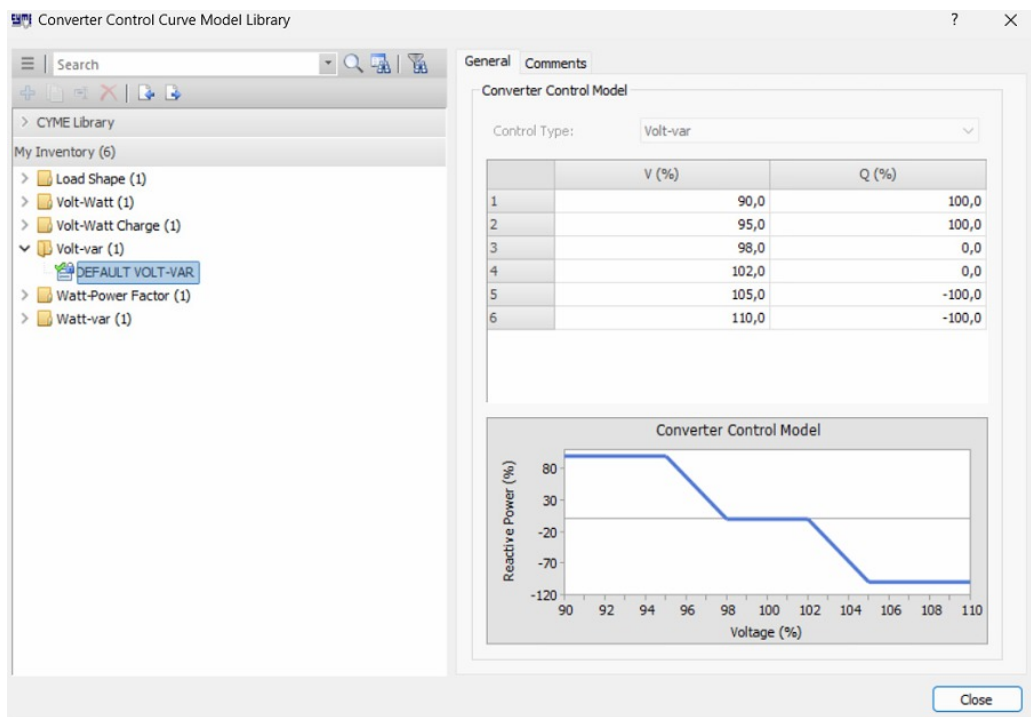


Figura 4.3: Curva Volt-VAR (VV11) implementada para el control del inversor fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

La curva de control $Q(V)$ utilizada (Fig. 4.3) presenta una respuesta proporcional con límites de $\pm 100\%$ de potencia reactiva, alcanzando compensación total por debajo de 0.95 p.u. y por encima de 1.05 p.u. Entre 0.98 y 1.02 p.u. se define una zona muerta donde el inversor no intercambia potencia reactiva, evitando oscilaciones innecesarias en el punto de conexión.

4.2.4. Configuración del flujo de carga

El flujo de carga se simuló en modo desbalanceado, además se activó la compensación de potencia reactiva y se bloqueó el control de *taps* de transformadores y reguladores. Se utilizó el módulo *Load Flow – Unbalanced* con el método iterativo de caída de tensión – desequilibrada; la Figura 4.4 muestra la configuración del estudio en CYME.

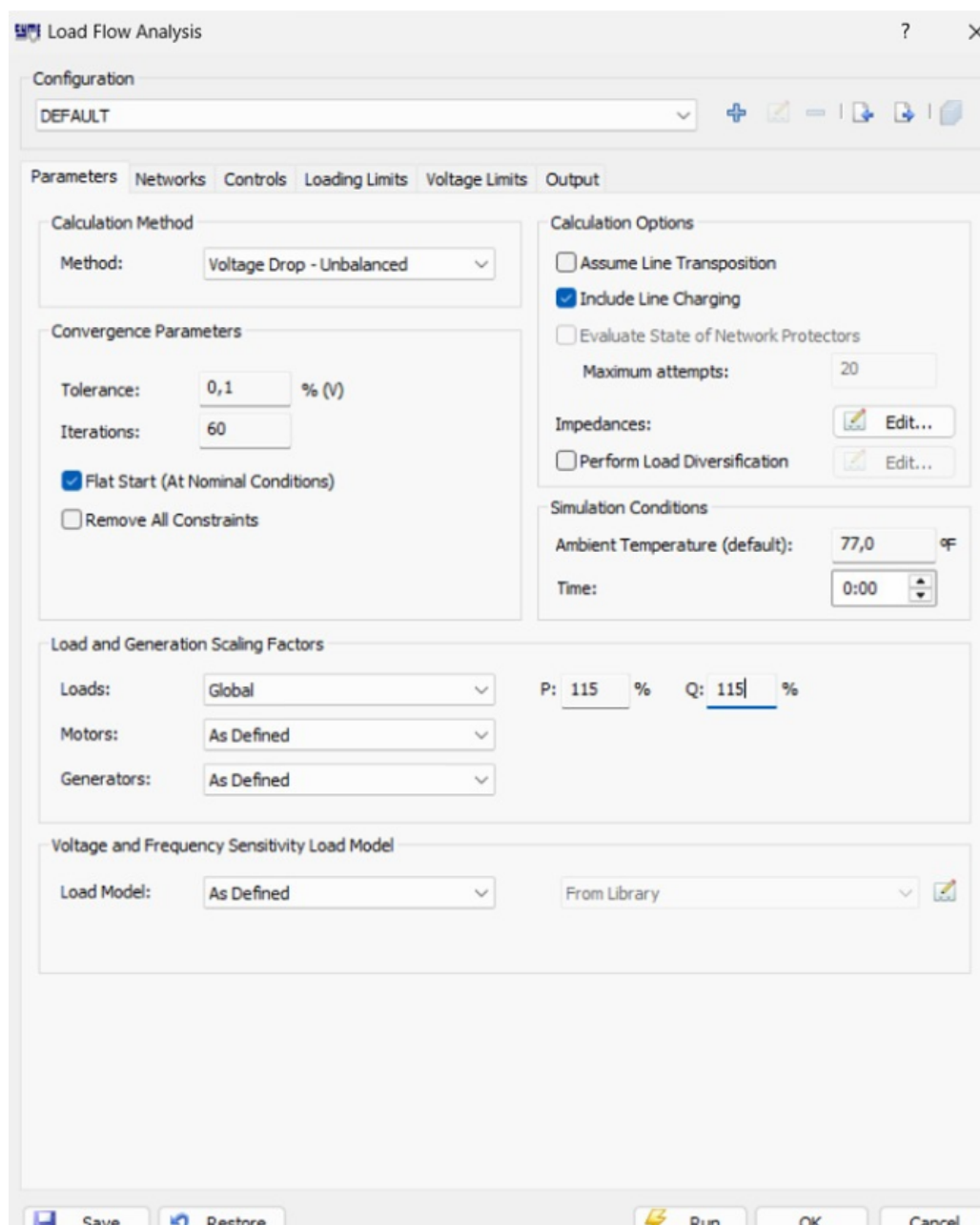


Figura 4.4: Configuración del flujo de carga en CYME.

Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

Los escenarios de análisis fueron:

- **Caso base (S=100 %, sin GD):** circuito en operación normal.
- **Caso con GD (S=100 %):** planta FV generando 2.5 MW.
- **Escenarios de carga (S=105–130 %):** incremento progresivo de la demanda con la planta activa.

4.3. Resultados y análisis

4.3.1. Flujo de potencia y comportamiento del generador

La Figura 4.5 muestra el resultado del flujo de carga con la planta activa, donde se aprecia el intercambio bidireccional de potencia. El generador entrega 2.5 MW de potencia activa a la red y absorbe potencia reactiva conforme a su curva Volt-VAR, lo que contribuye a mantener los perfiles de tensión dentro de los límites de 0.95–1.05 p.u.

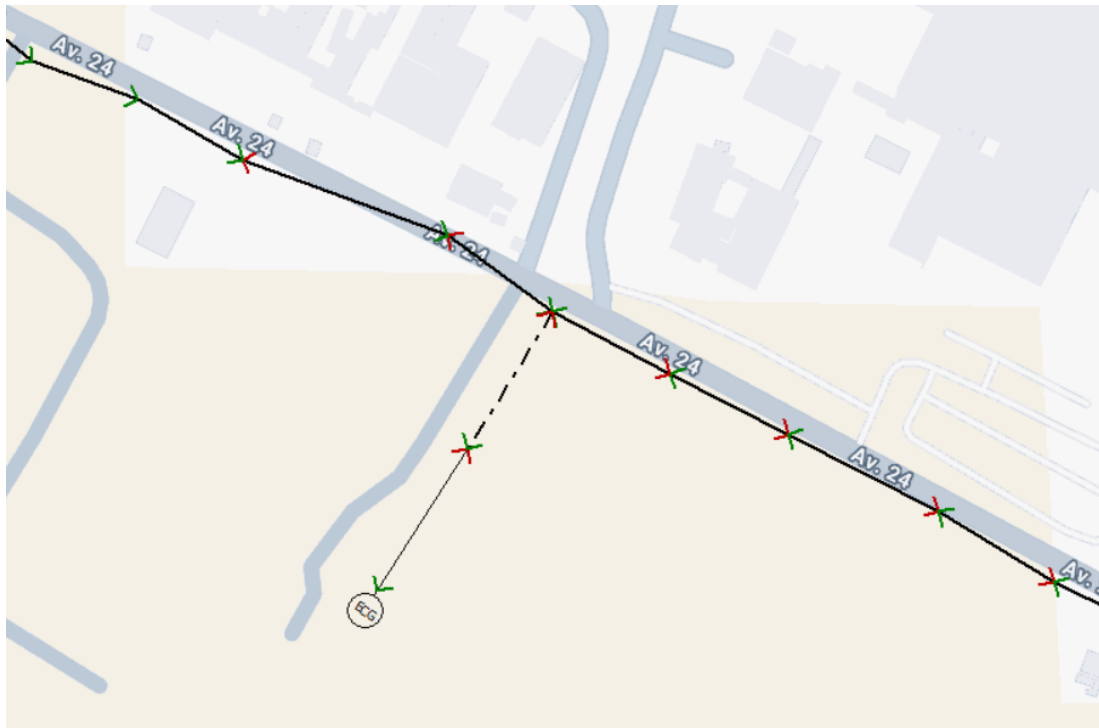


Figura 4.5: Flujo de potencia en el circuito con la planta FV de 2.5 MW conectada.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

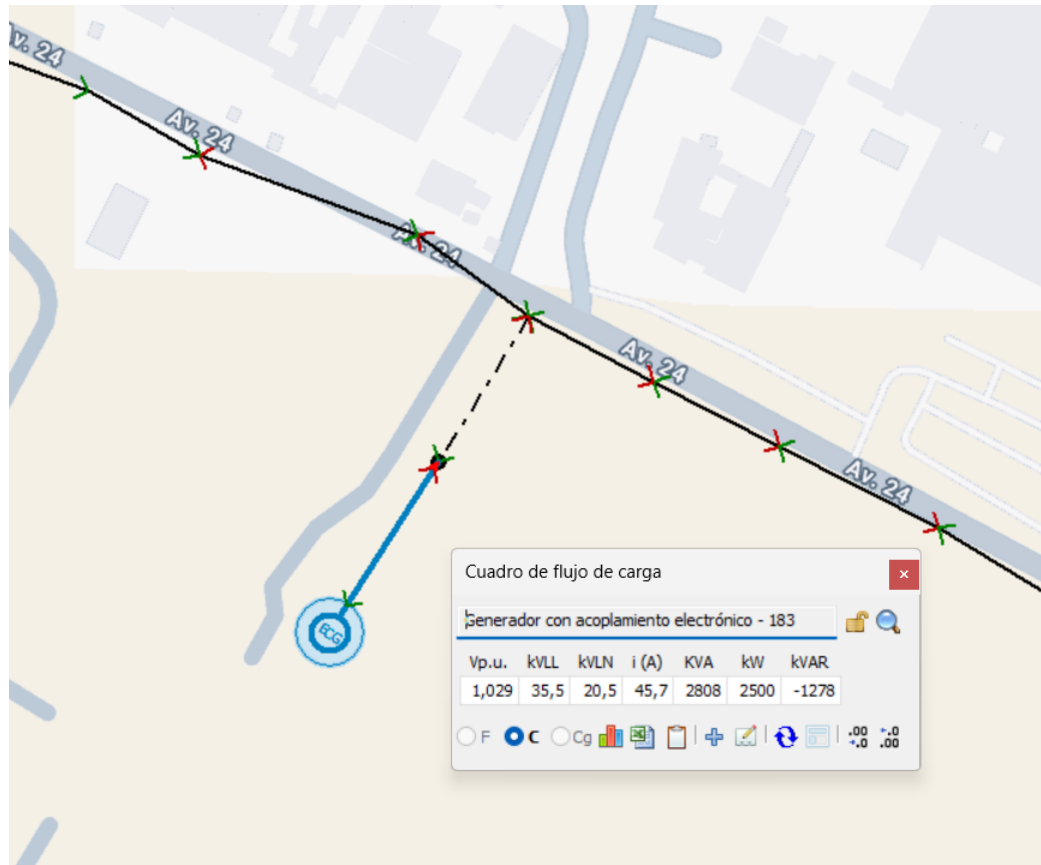


Figura 4.6: Consumo de potencia reactiva y entrega de potencia activa del generador de acoplamiento electrónico.

Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

4.3.2. Caso base (S=100 %)

Tabla 4.1: Comparación del caso base (S=100 %) sin y con generación distribuida.

Condición	V_{\min} [p.u.]	V_{\max} [p.u.]	Pérdidas [kW]	Violaciones	>100 %
Sin GD (OFF)	0.990	1.030	26.592	0	0
Con GD (ON)	0.989	1.030	28.497	0	0

Los resultados muestran que la incorporación de la planta fotovoltaica no altera significativamente el perfil de tensión. Los valores de V_{\min} y V_{\max} permanecen dentro de los límites normativos, sin violaciones de tensión. Sin embargo, las pérdidas técnicas totales aumentan un 7 % al conectar la GD, debido a que la generación de 2.5 MW excede la carga local (1.5 MW), provocando flujo de potencia inverso hacia la subestación.

4.3.3. Escenarios de carga con GD activa

Tabla 4.2: Resultados del flujo de carga con GD (2.5 MW) y escalamiento global de carga.

Escenario	V_{\min} [p.u.]	V_{\max} [p.u.]	Pérdidas [kW]
S=100 %	0.989	1.030	28.497
S=105 %	0.987	1.030	29.581
S=110 %	0.985	1.030	30.728
S=115 %	0.983	1.030	31.940
S=120 %	0.981	1.030	33.215
S=125 %	0.978	1.030	34.555
S=130 %	0.976	1.030	35.960

Las Figuras 4.7 y 4.8 muestran la evolución de las principales variables.

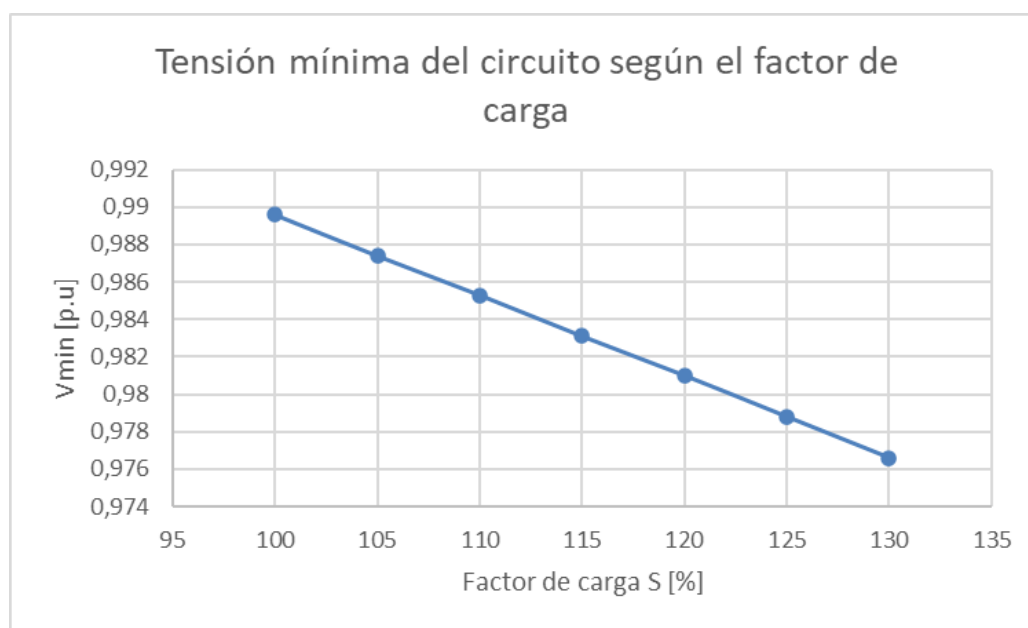


Figura 4.7: Tensión mínima del circuito según el factor de carga.
Fuente: Elaboración propia por medio de Excel.

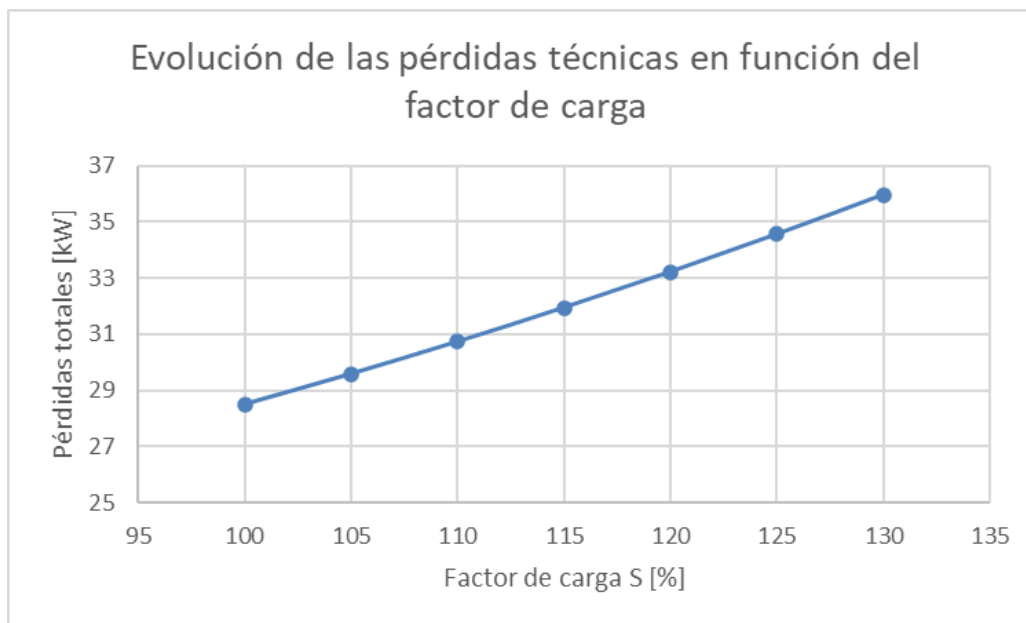


Figura 4.8: Pérdidas técnicas totales en función del factor de carga.
Fuente: Elaboración propia por medio de Excel.

El control Volt-VAR mantiene V_{\max} constante en 1.03 p.u. y evita sobretensiones; mientras que V_{\min} disminuye gradualmente con el incremento de carga, sin violar los límites normativos. Las pérdidas aumentan proporcionalmente con la demanda, y se detecta la primera sobrecarga térmica a partir del 105 % de carga global. No obstante, esta condición de sobrecarga no afecta el análisis principal realizado con la planta fotovoltaica, ya que el incremento de carga se aplicó sobre el modelo base sin modificar la sección de los conductores, los cuales fueron dimensionados para la potencia del caso original. En consecuencia, las sobrecargas observadas representan una respuesta esperada del sistema ante una demanda superior a su diseño inicial, y se consideran únicamente como un indicador de la capacidad térmica límite del circuito, sin influir en la evaluación de desempeño de la generación distribuida.

4.3.4. Efecto de la ubicación del generador sobre las pérdidas

El comportamiento de las pérdidas depende directamente de la ubicación del generador y de la relación entre su potencia y la demanda local. Al estar el generador de 2.5 MW en una zona lejana de la subestación, se producen flujos de potencia inversos en los tramos principales, lo cual incrementa las pérdidas totales por efecto Joule (I^2R). Al reubicar el generador más próximo a la cabecera, el recorrido de esos flujos se acorta y las pérdidas disminuyen ligeramente (2-3 %), lo que mantiene el resto de las condiciones del circuito sin cambios.

Para comprobar este efecto, se compararon las pérdidas técnicas totales obtenidas en ambos escenarios de ubicación, manteniendo igual la potencia generada y la demanda global. Los resultados se presentan en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Comparación de pérdidas según la ubicación del generador fotovoltaico.

Escenario de ubicación	Pérdidas [kW]	Variación relativa [%]
Generador alejado de la subestación	28.50	–
Generador cercano a la subestación	27.70	–2.8

Como se observa, la reubicación del generador reduce las pérdidas en aproximadamente 2.8 %, confirmando que la longitud eléctrica entre el punto de conexión y la cabecera del alimentador tiene un efecto directo sobre la eficiencia energética del sistema.

4.4. Discusión de resultados

Los resultados obtenidos permiten confirmar que el circuito opera de manera estable en todos los escenarios analizados. La incorporación del generador de acoplamiento electrónico, que simula un parque solar de 2.5 MW, demuestra que es posible integrar generación fotovoltaica en la red sin comprometer la calidad del servicio eléctrico. Los valores de tensión mínima y máxima permanecieron dentro del rango establecido por la normativa AR-NT-POASEN (0.95–1.05 p.u.), mientras que el control Volt-VAR (VV11) mantuvo la regulación de tensión efectiva en los nodos más próximos al punto de conexión, evitando sobretensiones y favoreciendo la estabilidad del sistema.

Del mismo modo, el análisis del flujo de potencia evidenció que las pérdidas técnicas presentan un incremento leve en la configuración original debido al flujo de potencia inverso hacia la subestación, fenómeno característico cuando la planta se ubica en zonas alejadas del alimentador. Al reubicar el generador más próximo a la cabecera, dichas pérdidas disminuyen, lo que confirma la influencia directa de la ubicación del punto de conexión sobre la eficiencia energética del circuito. Asimismo, se determinó que el límite operativo del sistema está definido por la capacidad térmica de los conductores, manifestándose las primeras sobrecargas a partir del 105 % de carga global, sin que el perfil de tensión llegue a ser restrictivo.

Este tipo de comprobaciones mediante simulación es de gran valor técnico, ya que permiten identificar comportamientos reales del sistema sin necesidad de intervenir físicamente la red. A través de estudios como este se pueden prever condiciones que, de trasladarse directamente a la infraestructura eléctrica sin un análisis previo, podrían generar ineficiencias, pérdidas excesivas o incluso riesgos de operación. Las simulaciones con base técnica sólida brindan una visión preventiva que valida el impacto de futuras incorporaciones de generación distribuida y contribuyen a la toma de decisiones informadas en el diseño y planificación de la red.

En síntesis, la planta fotovoltaica de 2.5 MW mantiene la estabilidad de tensión del circuito, demuestra el correcto funcionamiento del control Volt-VAR y evidencia la importancia de la ubicación del punto de conexión para optimizar pérdidas. El estudio cumple con el Objetivo Específico 2 del trabajo, al analizar el circuito bajo condiciones normales y contingentes, generando escenarios comparativos que confirman la validez del modelo y fortalecen la confianza en las simulaciones como herramienta de verificación técnica antes de cualquier implementación real.

Capítulo 5

Evaluación de la capacidad de penetración de generación distribuida

5.1. Introducción

Concluido el análisis de desempeño operativo del circuito en condiciones normales y de contingencia (Capítulo 4), el siguiente paso consiste en evaluar su capacidad para integrar generación distribuida (GD). Este estudio, conocido como capacidad de alojamiento o *hosting capacity*, representa la cantidad máxima de generación que la red puede admitir sin comprometer la estabilidad ni los parámetros de calidad eléctrica definidos por la Ley 10086.

Mientras los capítulos anteriores se centraron en la respuesta del sistema ante variaciones de carga o fallas, el presente capítulo introduce una visión inversa del problema: analizar cómo se comporta la red cuando la potencia fluye desde los puntos de generación hacia el sistema. El enfoque permite identificar los límites técnicos asociados a la incorporación de fuentes renovables distribuidas, como sistemas fotovoltaicos, y cuantificar su efecto sobre los perfiles de tensión, las pérdidas técnicas y la utilización de equipos.

El desarrollo se apoya en el modelo validado del circuito TECNO PARK y utiliza el módulo de simulación de análisis de la capacidad de integración en CYME [6] para determinar, de forma iterativa, el punto en que cada nodo o transformador alcanza un umbral operativo crítico. Posteriormente, los resultados se consolidan mediante rutinas en Python [14], [37], [38], lo que permite la automatización del procesamiento de resultados y la generación de mapas de capacidad.

5.1.1. Propósito técnico y alcance del estudio

Este capítulo da cumplimiento al Objetivo Específico 3, el propósito técnico es determinar, de forma cuantitativa y reproducible, la capacidad máxima de generación que el circuito TECNO PARK puede integrar sin exceder los límites operativos definidos por la regulación nacional y las prácticas internas de JASEC. Para ello, el estudio se desarrolla en concordancia con el *Procedimiento para la determinación de la capacidad de penetración de DER por circuito de distribución*, aprobado por la ARESEP mediante la Resolución RE-0095-JD-2023 [8], que operacionaliza lo dispuesto en la Ley 10086 [4] y su *Reglamento MINAE 43879* [7].

El procedimiento establece las pautas para el modelado eléctrico, la ejecución de simulaciones de capacidad de integración y la evaluación de variables críticas, tales como, tensión, cargabilidad y desbalance trifásico, así como criterios de aceptación técnica para la incorporación de generación distribuida. En este contexto, el análisis aplicado al circuito TECNO PARK adapta dichos lineamientos al entorno operativo de JASEC y utiliza las herramientas CYME y Python para su implementación práctica y procesamiento de resultados.

El estudio aborda dos niveles complementarios de análisis:

- **Gran escala:** evaluación de la red de media tensión trifásica. Se emplea una base de potencia de 50 000 kW como referencia para determinar los porcentajes de alojamiento global.
- **Pequeña escala:** análisis nodal por transformador de distribución, en el que la capacidad de alojamiento se ajusta dinámicamente a la potencia nominal y al nivel de carga de cada equipo.

Los resultados obtenidos permiten caracterizar el comportamiento del circuito ante distintos niveles de generación inyectada, identificar zonas con alta y baja capacidad de integración, y ofrecer una herramienta técnica que apoye la planificación, expansión y gestión de la red eléctrica de JASEC bajo los lineamientos de la Ley 10086 y la regulación vigente.

5.2. Diseño de escenarios de penetración

El diseño de escenarios constituye la base del análisis, ya que define las condiciones bajo las cuales se evalúan los efectos eléctricos derivados de la integración de GD. De acuerdo con el Procedimiento ARESEP RE-0095-JD-2023, los estudios deben realizarse en dos dominios: gran escala (media tensión) y pequeña escala (baja tensión). Cada dominio se caracteriza por su nivel de conexión, magnitud de generación y tipo de elemento donde se realiza la inyección.

5.2.1. Escenario de gran escala

El escenario de gran escala corresponde a los puntos de conexión en la red de media tensión (MT), usualmente asociados a proyectos industriales o plantas solares comunales. Para cada nodo trifásico de la red se simuló un incremento progresivo de generación activa, partiendo de 0 hasta 50 000 kW, con un paso de 1 kW y un factor de potencia fijo de 1.0. El software CYME determina automáticamente el punto en que alguno de los criterios técnicos (tensión, cargabilidad o desbalance) excede los límites normativos, para lo cual registra dicho valor como la potencia máxima admisible o $IC_Max(kW)$.

5.2.2. Escenario de pequeña escala

El escenario de pequeña escala corresponde a las conexiones en baja tensión (BT), representativas de sistemas fotovoltaicos residenciales o comerciales. En este caso, las simulaciones se aplicaron sobre los nodos de carga monofásicos conectados al secundario de los transformadores de distribución. Para cada transformador, la capacidad de alojamiento se calculó tomando el valor mínimo de entre las cargas conectadas; se considera este como el punto más restrictivo para la integración de GD en el circuito.

5.2.3. Condiciones de evaluación

Ambos escenarios se desarrollaron bajo condiciones normales de operación, sin maniobras ni contingencias. Se mantuvo la configuración base del modelo digital validado, y se aplicaron perfiles de carga representativos de la demanda del circuito. Los resultados se consolidaron en hojas de cálculo (GranEscala.xlsx y PequeñaEscala.xlsx), las cuales fueron procesadas mediante *scripts* en Python para generar las tablas y capas geográficas finales.

5.3. Configuración de simulaciones en CYME

Las simulaciones se realizaron en el software CYME 9.5 rev 2, empleando el módulo *Integration Capacity Analysis (ICA)*, herramienta oficial recomendada por el fabricante para estudios de capacidad de alojamiento (*hosting capacity*). Este módulo permite cuantificar, de forma automatizada, el nivel máximo de generación distribuida que puede conectarse en cada nodo del circuito antes de que se produzca una violación de los límites eléctricos definidos. Para ello, el algoritmo incrementa de manera iterativa la potencia inyectada en los puntos de estudio, al ejecutar corridas sucesivas de flujo de carga y verificar en

cada paso el cumplimiento de los criterios de tensión, cargabilidad y desbalance de tensión establecidos por el usuario.

El proceso de simulación se estructuró en los dos escenarios principales de gran escala y pequeña escala, definidos previamente en la metodología. En ambos casos, la base de datos del modelo fue la misma que la validada en el Capítulo 3, lo cual garantiza la coherencia de parámetros eléctricos, topología y condiciones de frontera. La configuración del ICA se adaptó a las características de la red de JASEC, esto al utilizar los criterios establecidos en el *Procedimiento ARESEP RE-0095-JD-2023*[8] para la determinación de la capacidad de penetración de DER.

5.3.1. Parámetros de configuración del escenario de gran escala

En la Figura 5.1 se presentan los parámetros generales empleados para el escenario de gran escala. Se utilizó el método iterativo de incremento de potencia, el cual consiste en aumentar progresivamente la generación en el nodo cabecera hasta alcanzar el límite técnico del sistema. La potencia máxima analizada fue de 50 000 kW, con una tolerancia de convergencia de 1 kW y un factor de potencia fijo de 1.0, suponiendo inyección puramente activa. El aporte de corriente de falla se definió en 120 % de la corriente nominal, siguiendo las recomendaciones del manual de aplicación del módulo ICA para representar la contribución típica de inversores de generación fotovoltaica durante condiciones transitorias.

Adicionalmente, se configuraron los límites operativos de acuerdo con los criterios técnicos de JASEC:

- Rango de tensión permitido: $0,95 \leq V \leq 1,05$ p.u.
- Cargabilidad máxima de conductores y transformadores: 100 %.
- Desbalance de tensión trifásico: ≤ 3 %.

Estas condiciones garantizan que el resultado del cálculo represente el punto real de saturación técnica de la red, es decir, el nivel de generación a partir del cual alguno de los parámetros eléctricos sale del rango aceptable. Los datos generados por CYME se exportaron en formato (.xlsx) mediante los reportes automáticos del módulo ICA y fueron posteriormente analizados y georreferenciados en Python para consolidar los mapas de capacidad de alojamiento por nodo.

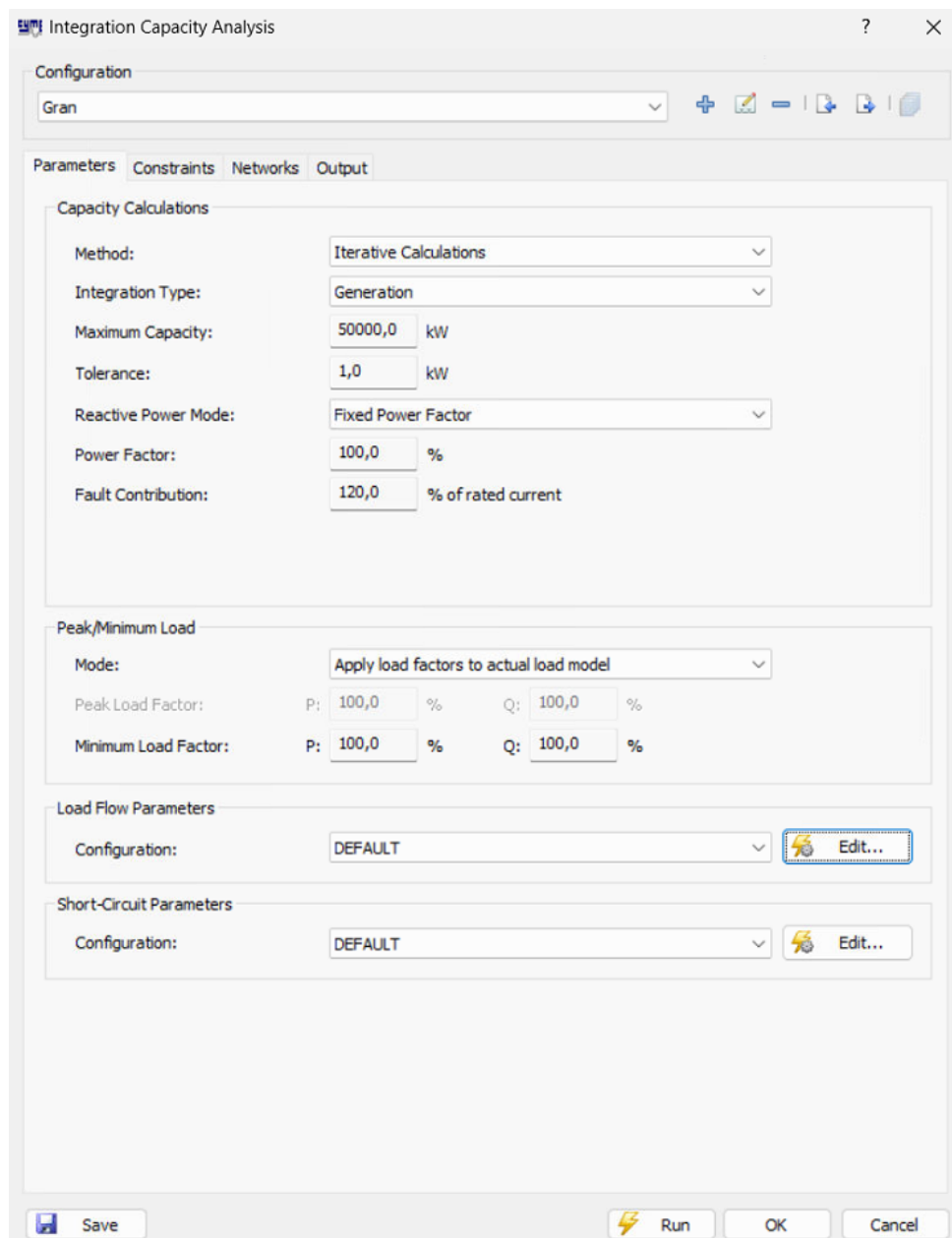


Figura 5.1: Configuración de parámetros generales del escenario de gran escala en CYME.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

En la Figura 5.2 se muestran los criterios de restricción definidos para el análisis. Entre ellos se incluyeron las verificaciones de tensión, cargabilidad térmica, desbalance y variación de reguladores. Asimismo, se fijó el umbral entre media y baja tensión en 1 kV LL, al aplicar filtros específicos para excluir nodos no relevantes para el análisis.

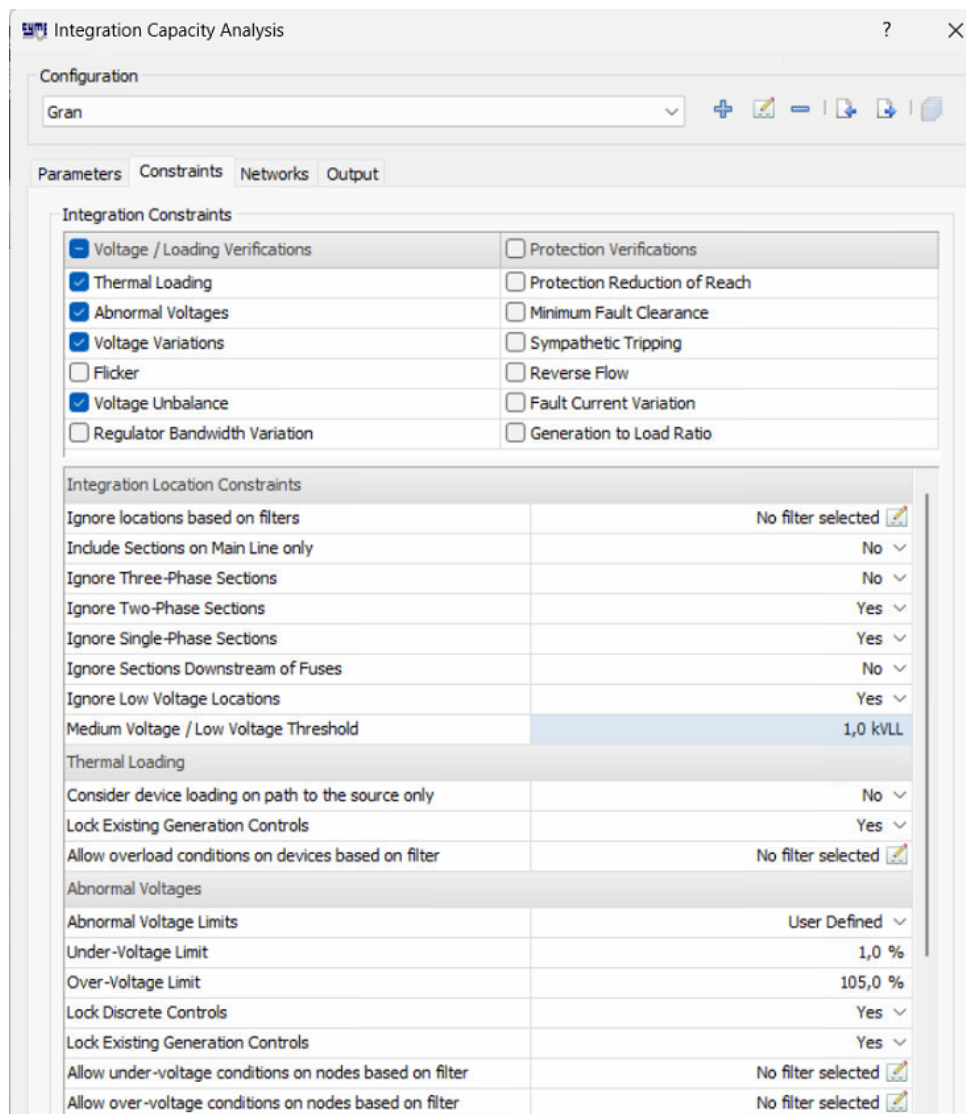


Figura 5.2: Configuración de restricciones de integración en el escenario de gran escala.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

La Figura 5.3 muestra la sección de filtros de tensión, donde se estableció una variación máxima del 3% y un desbalance trifásico máximo de 3%. Estas condiciones aseguran el cumplimiento del rango normativo de 0.95–1.05 p.u. de tensión en régimen permanente.

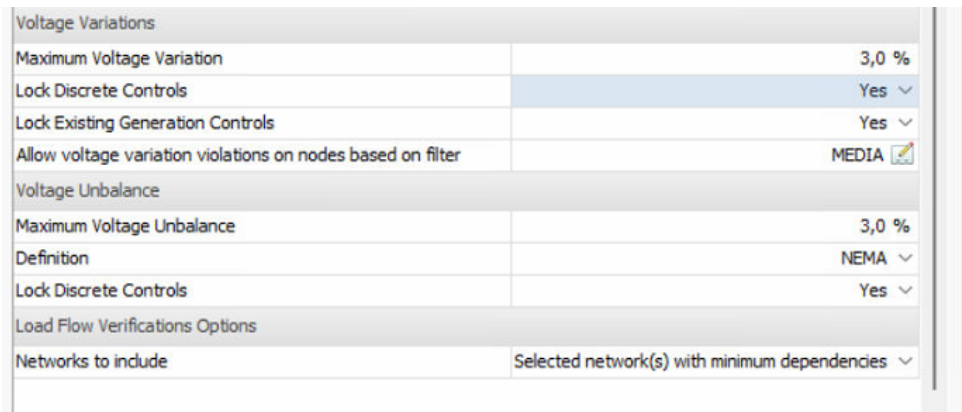


Figura 5.3: Configuración de filtros de tensión para el escenario de gran escala.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

Finalmente, la Figura 5.4 presenta la configuración de los reportes generados por CYME. Se incluyen los resultados por nodo y el resumen general del análisis.

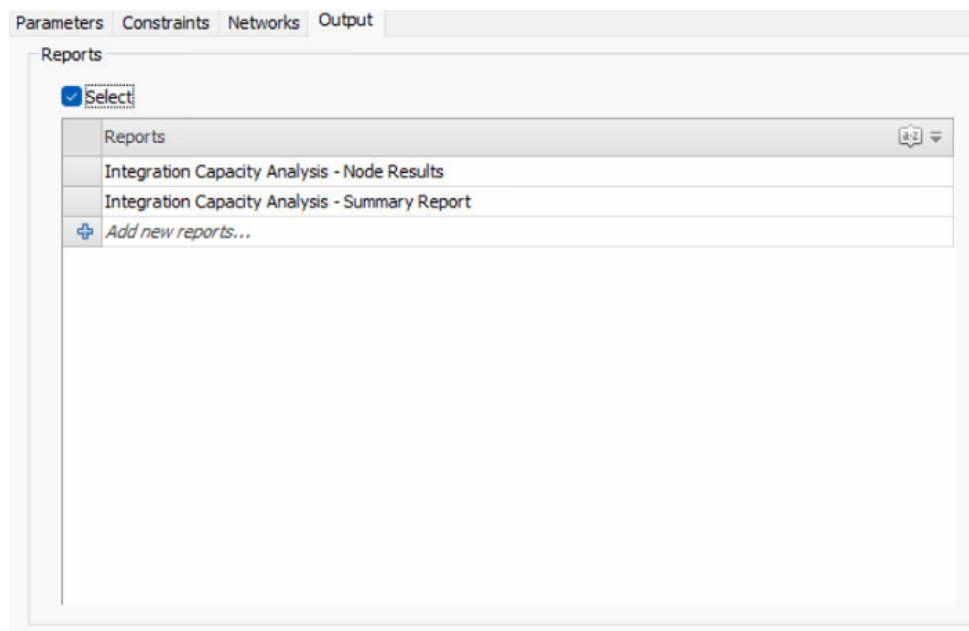


Figura 5.4: Configuración de reportes de resultados en el módulo ICA de CYME.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

5.3.2. Parámetros de configuración del escenario de pequeña escala

Para el escenario de pequeña escala se mantuvo la misma metodología; como tal, se adaptaron los valores máximos de potencia a 3 000 kW y se aplicaron filtros específicos para baja tensión. En la Figura 5.5 se muestran los parámetros principales de configuración del módulo ICA para este caso.

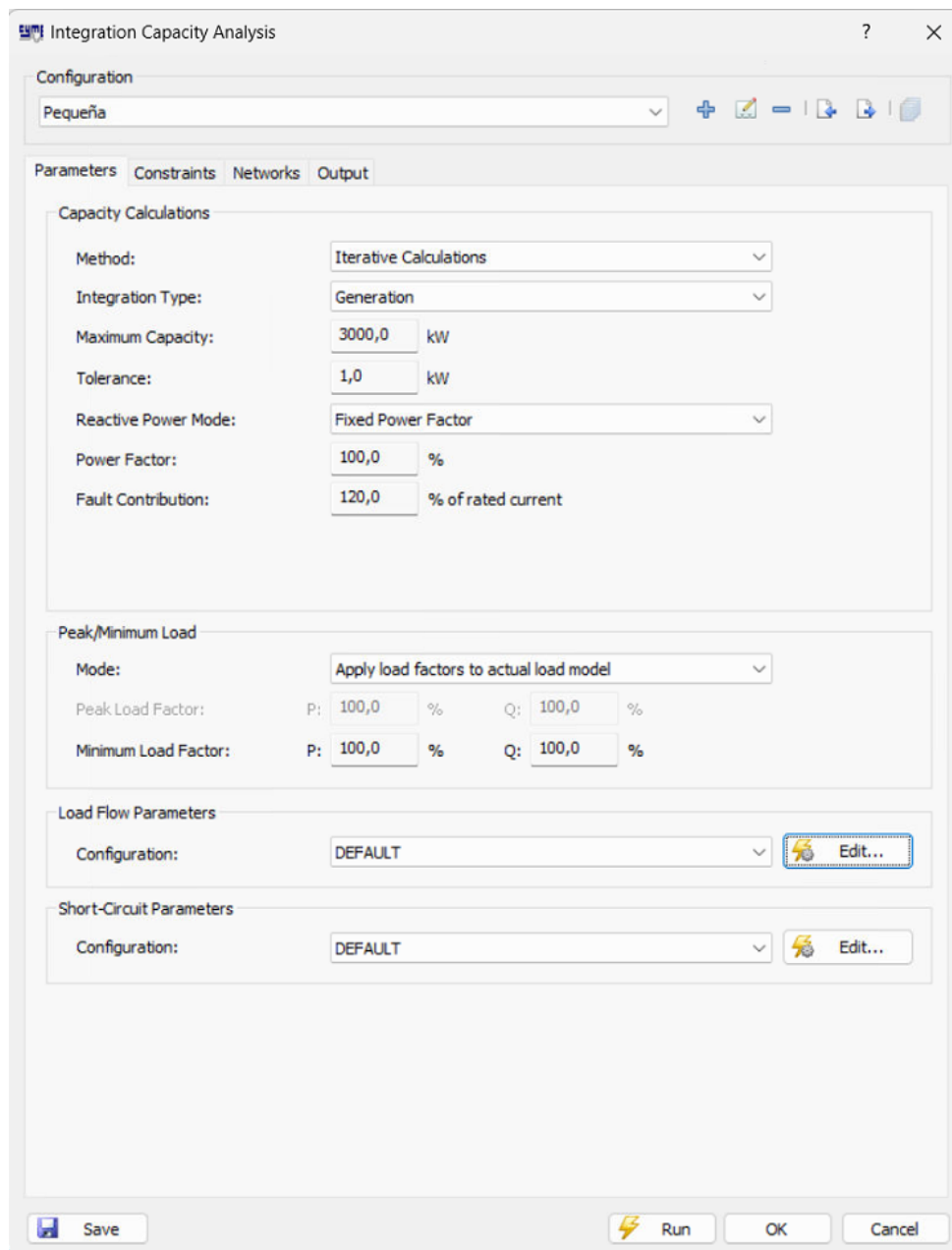


Figura 5.5: Configuración de parámetros del escenario de pequeña escala en CYME.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

La Figura 5.6 presenta las restricciones de integración aplicadas, se incluye el control de tensión, cargabilidad térmica y desbalance trifásico, junto con los límites de sobre y subtensión definidos entre 0.95 p.u. y 1.05 p.u.

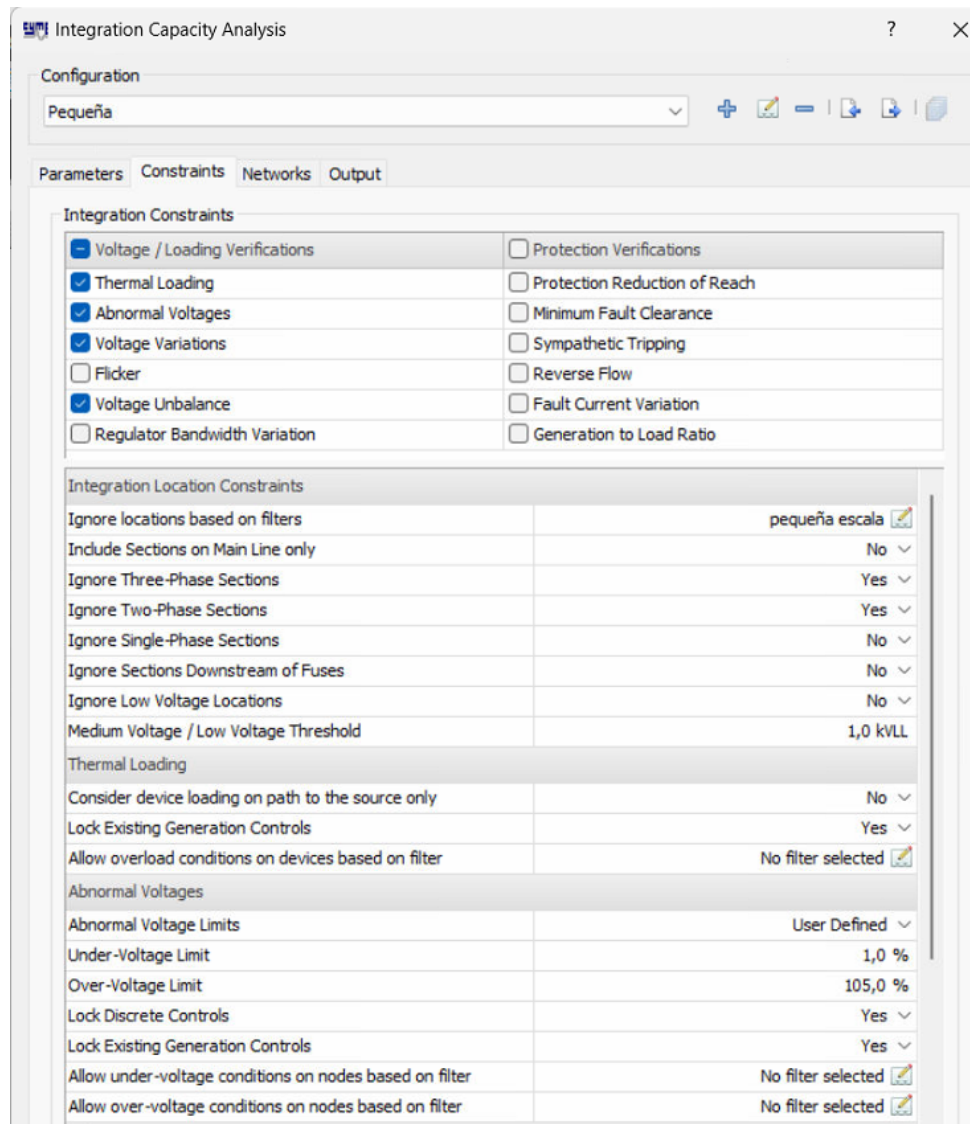


Figura 5.6: Configuración de restricciones del escenario de pequeña escala.

Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

En la Figura 5.7 se observa la configuración de los filtros aplicados, donde la variación máxima de tensión se estableció en 5%, valor que refleja las tolerancias permitidas por la normativa para redes de baja tensión.


Voltage Variations	
Maximum Voltage Variation	5,0 %
Lock Discrete Controls	Yes ▾
Lock Existing Generation Controls	Yes ▾
Allow voltage variation violations on nodes based on filter	BAJA 
Voltage Unbalance	
Maximum Voltage Unbalance	3,0 %
Definition	NEMA ▾
Lock Discrete Controls	Yes ▾
Load Flow Verifications Options	
Networks to include	Selected network(s) with minimum dependencies ▾

Figura 5.7: Configuración de filtros de tensión en el escenario de pequeña escala.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

5.3.3. Parámetros complementarios de simulación

Previo a la ejecución de los estudios, se configuraron los parámetros de flujo de carga y cortocircuito para garantizar la estabilidad de los cálculos. Las Figuras 5.8-5.10 presentan las ventanas correspondientes a estas configuraciones.

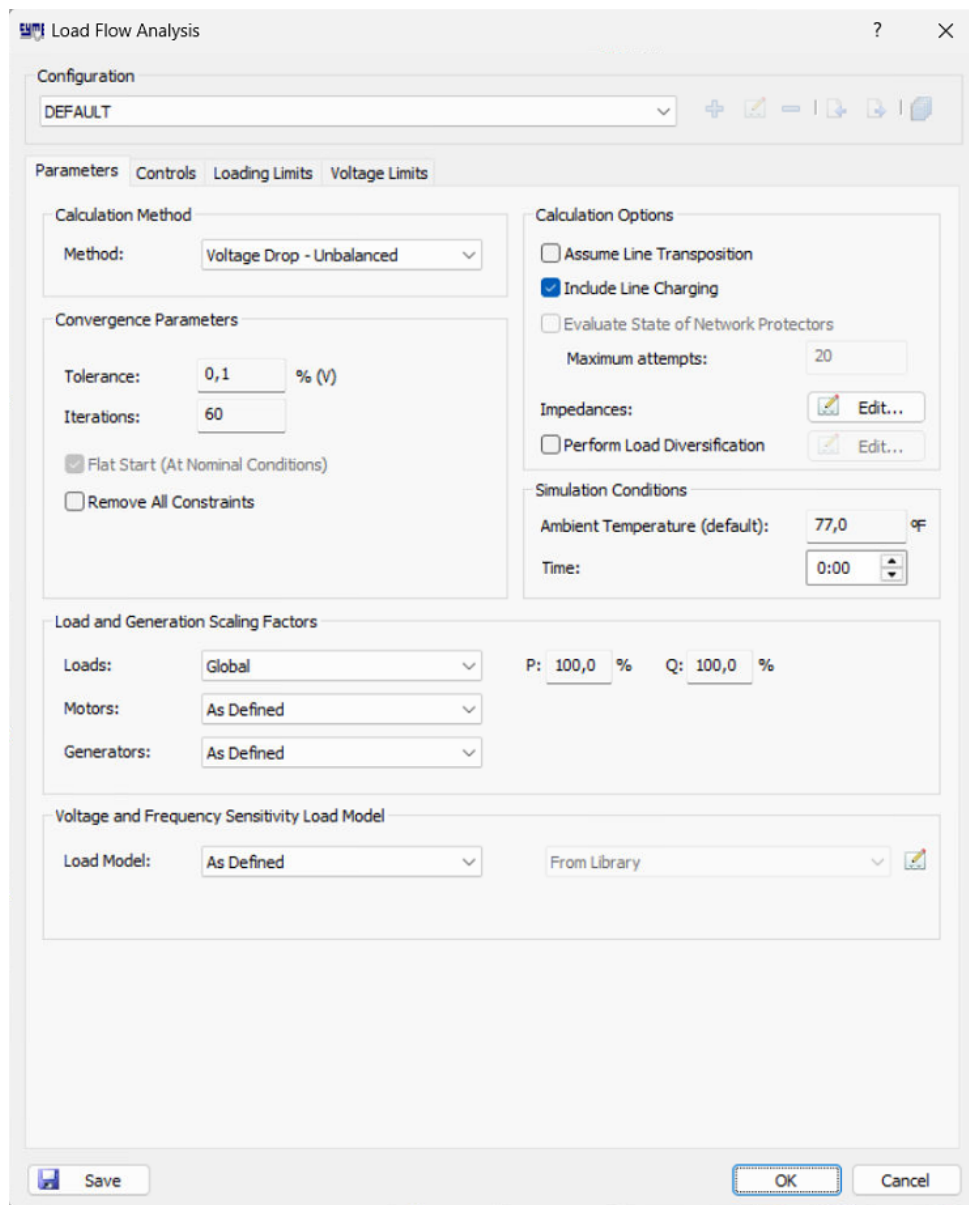


Figura 5.8: Configuración de parámetros de análisis de flujo de carga.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

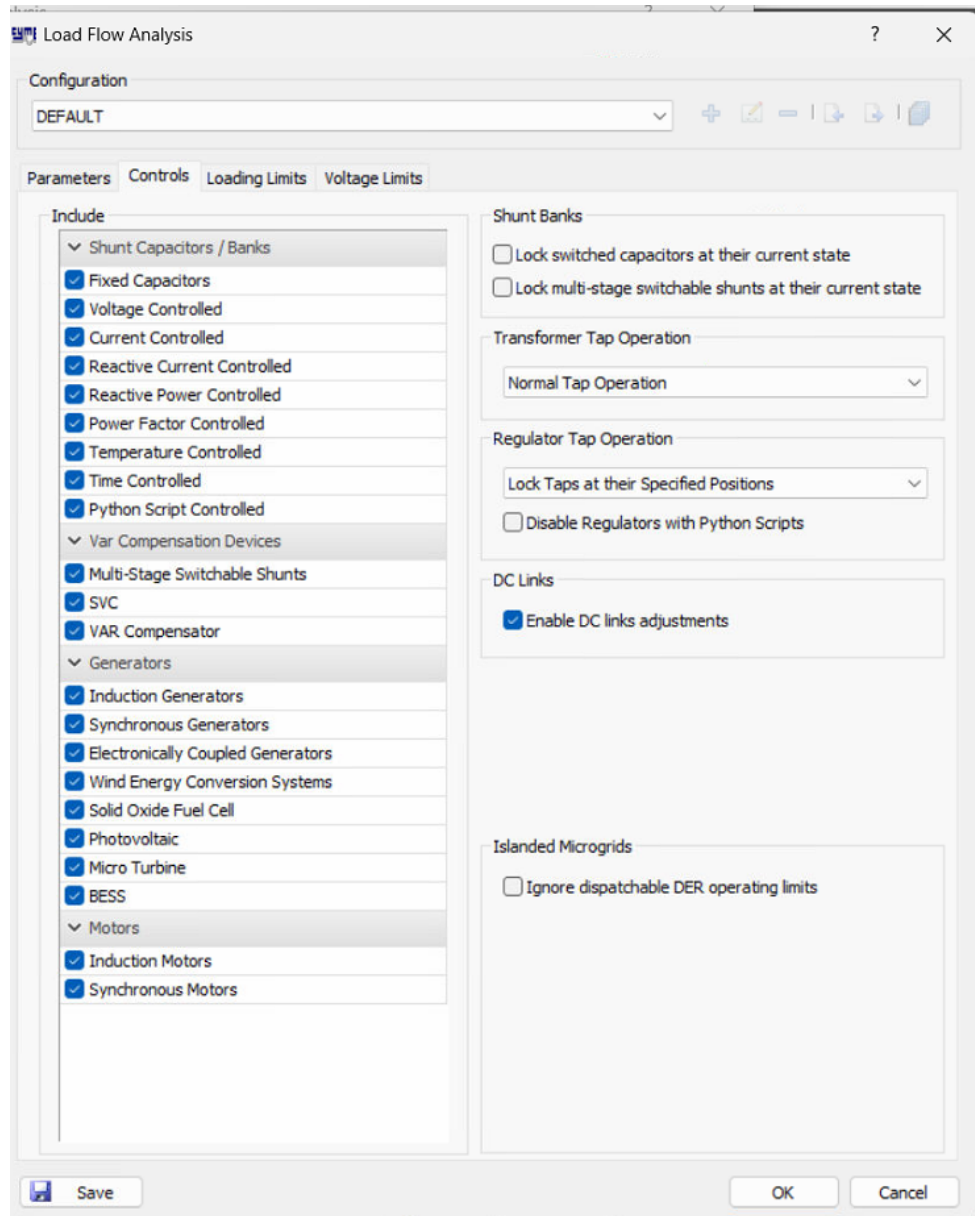


Figura 5.9: Opciones avanzadas del análisis de flujo de carga en CYME.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

Durante el proceso de simulación fue necesario mantener los *taps* de los transformadores y reguladores de tensión bloqueados en sus posiciones actuales, tal como se aprecia en la Figura 5.9. Esta decisión tiene como finalidad reproducir con mayor fidelidad el comportamiento real del circuito, al evitar que el software realice ajustes automáticos de regulación que no corresponden a la condición operativa del sistema. En los estudios de capacidad de alojamiento, cualquier modificación dinámica en los *taps* podría alterar artificialmente los perfiles de tensión y enmascarar los efectos reales de la inyección de generación distribuida, conduciendo a resultados no representativos. Al mantener los *taps* fijos, se garantiza que las variaciones observadas en los niveles de tensión y cargabilidad sean producto exclusivo de la generación inyectada y no de compensaciones automáticas del modelo, lo cual asegura así la coherencia entre las simulaciones y el estado operativo real del circuito bajo estudio.

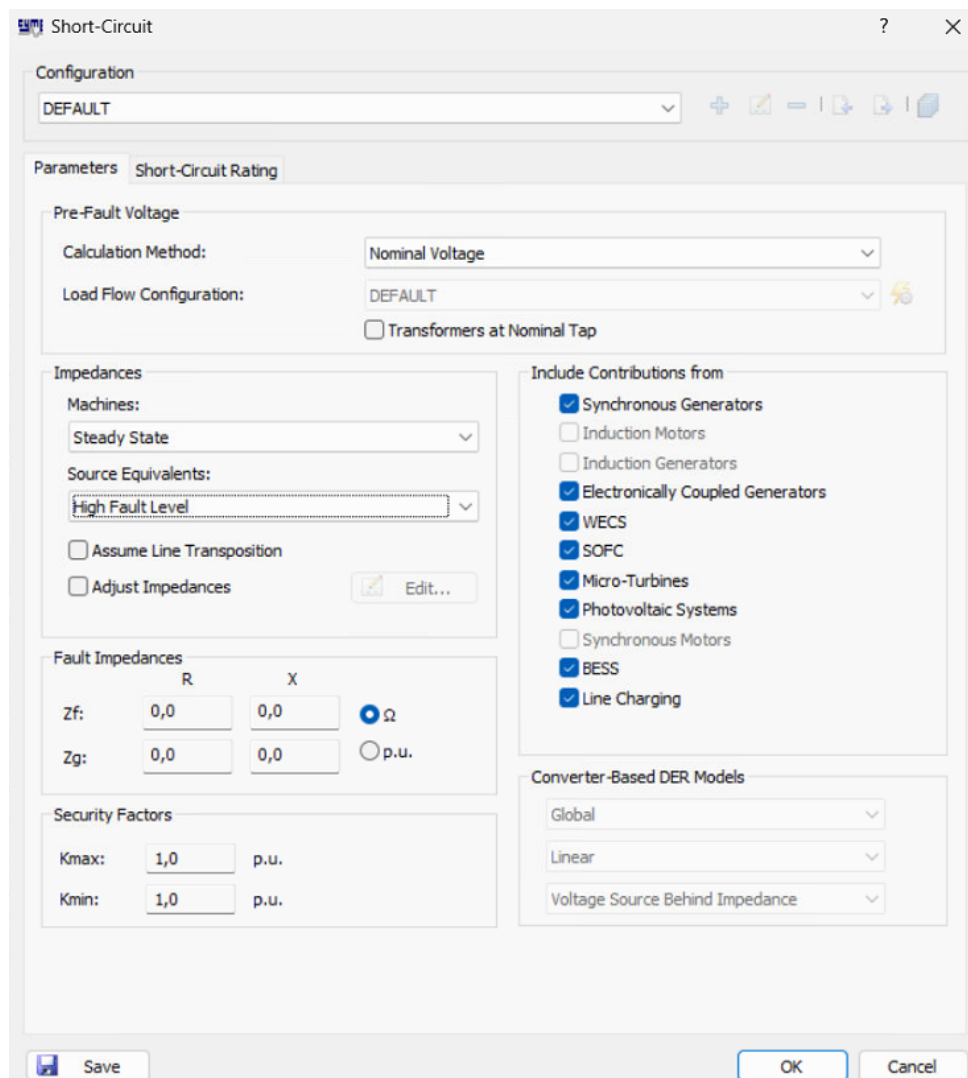


Figura 5.10: Configuración del análisis de cortocircuito asociado a la simulación.
Fuente: Elaboración propia por medio de CYME.

5.4. Resultados de simulación

Las simulaciones realizadas en CYME permitieron cuantificar la potencia máxima admisible de generación distribuida en cada nodo, tramo y transformador del circuito. Los valores obtenidos se exportaron a hojas de cálculo y fueron procesados en Python para su depuración y consolidación.

Resultados de gran escala

Tabla 5.1: Resultados de gran escala: IC máx por tramo trifásico (extracto Anexo A.1).

SectionId	NodeFromId	NodeToId	IC_Max [kW]
TRI_ABC_P32622_P32627_336ACSR	P32622	P32627	6982,2
TRI_ABC_P32623_P24136_336ACSR	P32623	P24136	7013,2
TRI_ABC_P08074_P08073_336ACSR	P08074	P08073	7505,9
TRI_ABC_P32606_P32615_336ACSR	P32606	P32615	6944,4
TRI_ABC_P32627_P32624_336ACSR	P32627	P32624	6991,6

Resultados de pequeña escala

Tabla 5.2: Resultados de pequeña escala: IC máx por transformador (valores reales).

ID Transformador	IC_Max [kW]
TR_BT_T11752_25_A	8,82
TR_BT_T11775_25_C	16,90

Resumen comparativo de escenarios

Tabla 5.3: Comparativo general de resultados por escenario de penetración (valores reales).

Escenario	Valor mínimo [kW]	Valor máximo [kW]
Gran escala (MT, por tramo)	6 734.19	7 867.08
Pequeña escala (BT, por trafo)	8.82	16.92

5.4.1. Resumen de parámetros y criterios de simulación para el circuito TECNO PARK

Con el propósito de documentar las condiciones técnicas, los parámetros normativos y las configuraciones aplicadas en el análisis de capacidad de alojamiento, la Tabla 5.4 presenta el resumen consolidado correspondiente al circuito TECNO PARK (ID ARESEP 314), cuya tensión nominal es de 1,03 p.u. Los valores reportados se establecieron conforme al *Procedimiento ARESEP RE-0095-JD-2023*, lo que garantiza la trazabilidad y la reproducibilidad del estudio.

Tabla 5.4: Resumen para circuito TECNO PARK (ID ARESEP 314), tensión nominal 34,5 kV.

Datos generales del circuito	
Tensión nominal	34,5 kV
Tensión en la cabecera	1,03 p.u.
Día evaluado	8 de junio de 2025
Hora evaluada	4:00 p.m.
Corriente de cortocircuito 3F	12 820 A
Corriente de cortocircuito 1F	10 500 A
Criterios de tensión	
Tensión máxima permitida	1,05 p.u.
Desviación máxima de tensión en baja	5 %
Desviación máxima de tensión en media	3 %
Desviación máxima de tensión en nodos controlados	N/A
Desbalance máximo de tensión en nodos trifásicos de MT y BT	3 %
Criterios térmicos	
Nivel máximo de carga en conductores	100 %
Nivel máximo de carga en transformadores	100 %
Criterios de dispositivos de protección	
Aumento máximo de corriente de falla	10 %
Umbral máximo para esquema salva fusible	El procedimiento no define metodología para su cálculo
Máxima reducción de alcance	10 %
Corriente de disparo relé 51P	Queda su análisis para un estudio de coordinación de protecciones
Corriente de disparo relé 51N	Queda su análisis para un estudio de coordinación de protecciones
Parámetros de simulación en integración de DER de pequeña escala	
Paso máximo de nivel de penetración DER pequeña escala	Tolerancia de 1 kW
Máxima capacidad DER pequeña escala a simular	3 MW
Aporte DER a corriente de cortocircuito respecto a corriente nominal	120 %
Parámetros de simulación en integración de DER de gran escala	
Paso máximo de nivel de penetración DER gran escala	Tolerancia de 1 kW
Número de nodos de MT trifásicos evaluados	156 (todos los nodos trifásicos de media tensión)
Aporte DER a corriente de cortocircuito respecto a corriente nominal	120 %
Reactancia subtransitoria de generador síncrono	Se usó generación basada en inversores (N/A)
Herramienta computacional	CYME
Versión del software	9.5 rev 2

La información presentada sintetiza los principales parámetros eléctricos y normativos aplicados al estudio del circuito TECNO PARK, lo que garantiza la coherencia entre las condiciones operativas simuladas y los lineamientos regulatorios vigentes de la ARESEP. Asimismo, este resumen constituye un punto de referencia para futuras actualizaciones del modelo y para la comparación con otros circuitos pertenecientes al sistema de distribución de JASEC.

5.5. Análisis normativo

Los valores obtenidos se contrastaron con los límites técnicos establecidos por la Ley 10086, el POA-SEN y el Procedimiento ARESEP RE-0095-JD-2023. Los resultados demostraron el cumplimiento de los criterios de tensión, cargabilidad y desbalance trifásico, lo cual confirma que el circuito puede alojar los niveles de generación calculados sin infringir los parámetros regulatorios.

5.6. Representación cartográfica de resultados

El trabajo desarrollado culminó con la implementación exitosa del estudio de capacidad de penetración de generación distribuida en el circuito TECNO PARK, a partir del uso de herramientas especializadas y la aplicación de conocimiento técnico específico sobre la red eléctrica de JASEC. A lo largo del proceso se integraron entornos de simulación eléctrica y análisis geoespacial, con lo cual se logró una solución completa que automatiza la generación y visualización de resultados conforme a los requerimientos institucionales y regulatorios.

Para la etapa final, los resultados obtenidos del módulo *Integration Capacity Analysis (ICA)* de CYME fueron procesados mediante rutinas desarrolladas en Python, utilizando las librerías *pandas*, *geopandas* y *folium*. Estas herramientas permitieron consolidar la información técnica, calcular indicadores complementarios y generar representaciones cartográficas interactivas de la capacidad de alojamiento.

Cada punto o tramo del circuito fue representado en el mapa según su nivel máximo de generación admisible, para lo cual se empleó una codificación cromática que facilita la interpretación visual de las zonas con mayor o menor potencial de integración de generación distribuida. En el caso de la red de media tensión, los resultados se presentan por tramo trifásico; mientras que en la red de baja tensión se representan por transformador de distribución, conforme al formato requerido por ARESEP para la publicación oficial de resultados bajo la Ley 10086.

El desarrollo e implementación de esta solución constituye un aporte tangible para JASEC, al permitirle disponer de una herramienta automatizada y reproducible para la evaluación de capacidad de alojamiento en cualquier circuito de su sistema eléctrico. De esta manera, se cumplió de forma integral con los objetivos planteados y con los requerimientos técnicos establecidos por la empresa, como tal, se alcanzó un resultado funcional, validado y alineado con las necesidades operativas reales.

5.6.1. Mapa interactivo de capacidad de alojamiento (entregable digital)

Además del mapa estático consolidado presentado en este documento, se desarrolló un mapa web interactivo en formato HTML, generado mediante las librerías *GeoPandas* y *Folium/Leaflet* de Python. Este visor digital constituye una herramienta complementaria al análisis técnico, ya que permite explorar la información de capacidad de alojamiento de forma dinámica, visual y georreferenciada.

En el mapa interactivo, cada tramo de media tensión y cada punto correspondiente a transformadores de distribución en baja tensión son completamente clickeables. Al seleccionar cualquiera de ellos, se despliega una ventana emergente (popup) que muestra la capacidad de alojamiento máxima (IC Max, kW) calculada para ese punto, junto con datos asociados como el ID ARESEP, el nombre del alimentador y el SectionID del elemento. Asimismo, al pasar el cursor sobre un tramo o transformador, se activa un *tooltip* que indica su identificador, facilitando la navegación y el reconocimiento visual de los componentes del circuito.

La representación cromática sigue el mismo criterio utilizado en los mapas estáticos del estudio:

- En gran escala, los tramos de media tensión se codifican por rangos relativos respecto a una base de 50 000 kW, lo que permite identificar fácilmente las secciones con mayor capacidad relativa de

inyección.

- En pequeña escala, los puntos asociados a transformadores se normalizan según su capacidad nominal, de modo que los porcentajes sean locales y directamente comparables entre equipos de distinta potencia.

El visor integra funcionalidades de desplazamiento, *zoom*, control de escala y orientación mediante una rosa de los vientos, además de un fondo cartográfico *OpenStreetMap* que proporciona contexto geográfico real del área de estudio. Gracias a estas características, JASEC puede consultar con precisión el valor de la IC máxima en cada nodo o tramo, lo cual facilita el registro, la planificación y la publicación de información técnica en cumplimiento con el procedimiento ARESEP y la Ley 10086.

Cabe señalar que las figuras incluidas en este documento corresponden a capturas representativas tomadas directamente del mapa interactivo, con el propósito de ilustrar los resultados principales del análisis. El archivo original en formato (.html) forma parte del entregable digital institucional y puede visualizarse localmente en cualquier navegador web compatible sin requerir conexión a Internet.

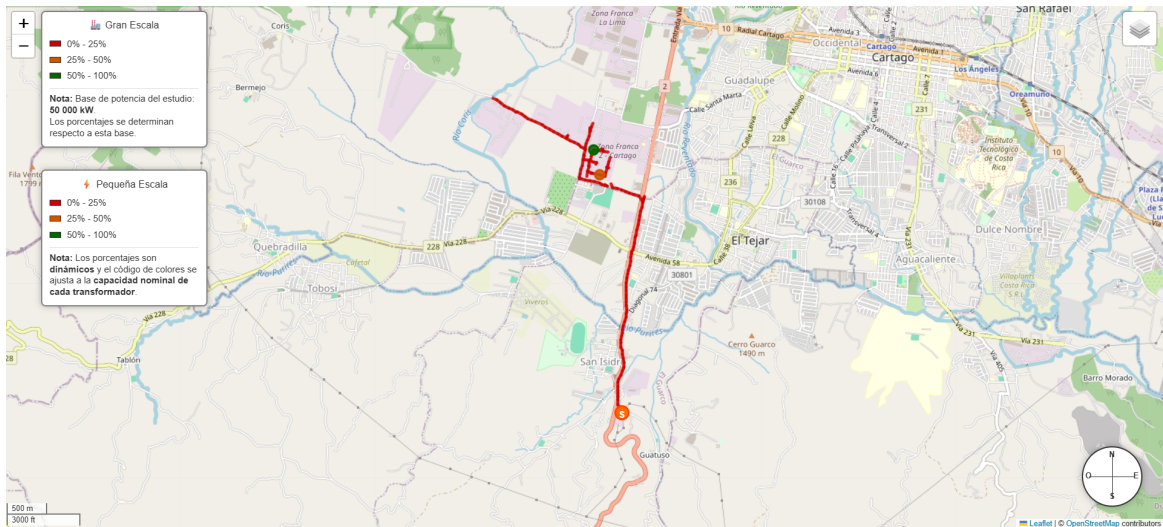


Figura 5.11: Mapa consolidado de capacidad de alojamiento de generación distribuida (gran y pequeña escala).

Fuente: Elaboración propia por medio de Python.

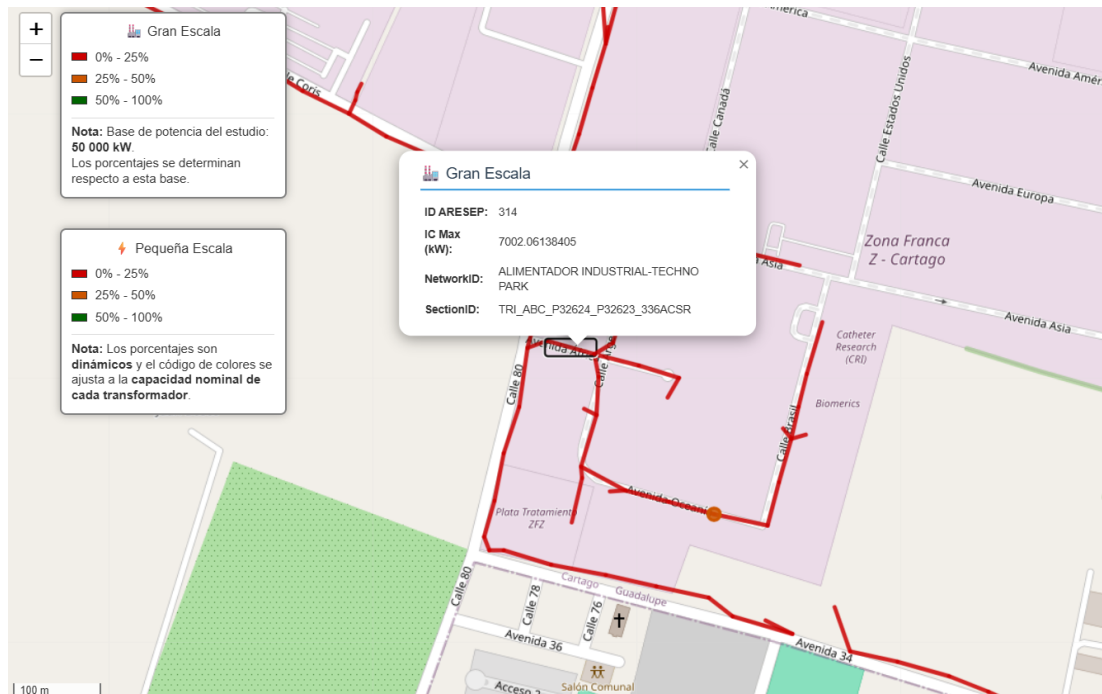


Figura 5.12: Detalle del escenario de gran escala (media tensión).
Fuente: Elaboración propia por medio de Python.

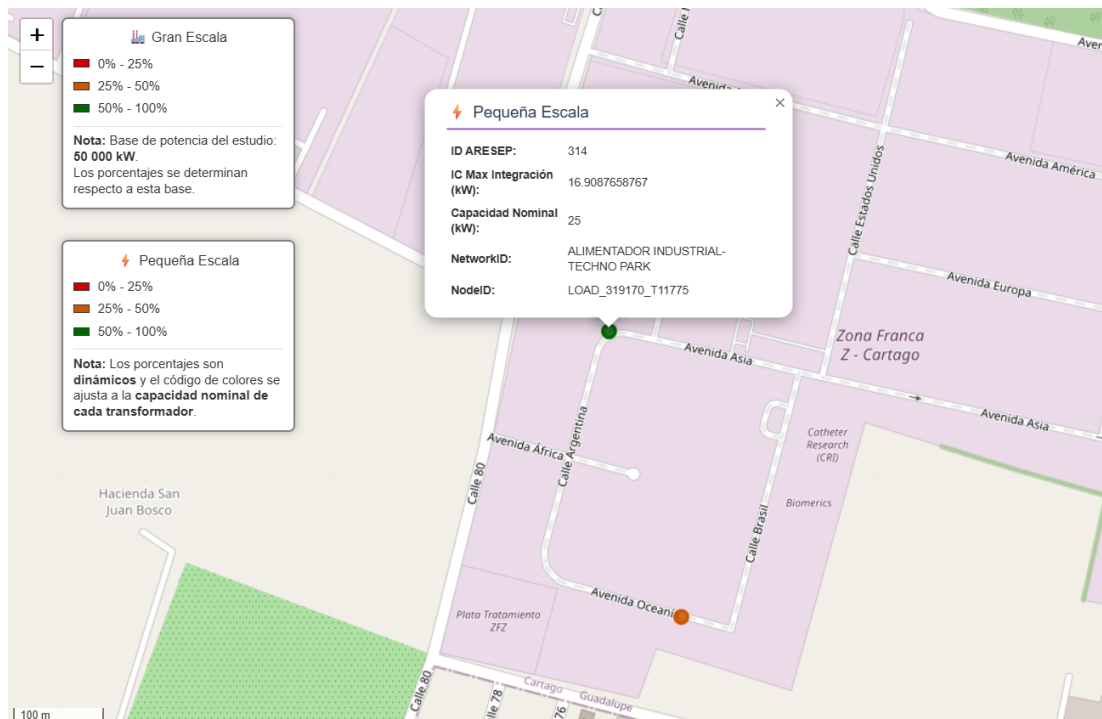


Figura 5.13: Detalle del escenario de pequeña escala (baja tensión).
Fuente: Elaboración propia por medio de Python.

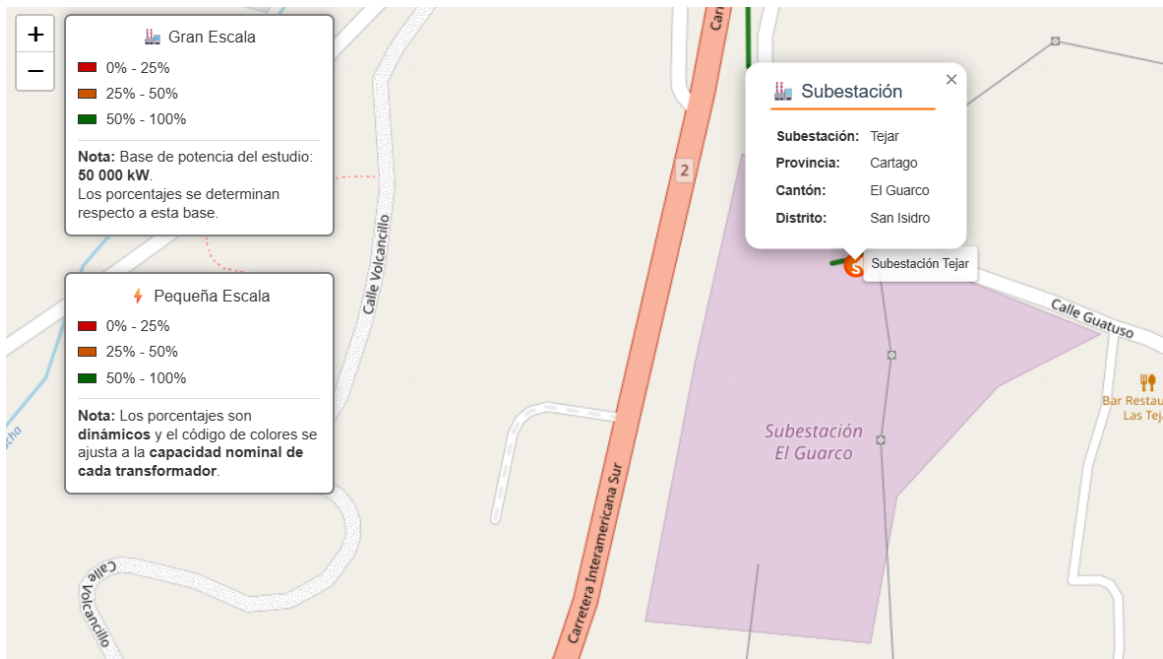


Figura 5.14: Vista detallada de la zona de la subestación que alimenta el circuito TECNO PARK.
Fuente: Elaboración propia por medio de Python.

5.7. Análisis e interpretación de resultados

Los resultados del estudio de *hosting capacity* para el circuito TECNO PARK muestran un comportamiento coherente con la naturaleza de la red y con las hipótesis de simulación adoptadas: ICA en CYME 9.5 rev 2, *taps* bloqueados, factor de potencia fijo ($FP = 1.0$) y verificación iterativa de límites de tensión, cargabilidad y desbalance. Bajo estas premisas, la potencia máxima admisible (IC_{Max}) calculada por tramo y por transformador es representativa del estado operativo real, en la medida en que el modelo no introduce compensaciones automáticas que oculten restricciones efectivas. El posproceso en Python (pandas, geopandas, folium) y la integración con GIS permitieron traducir los volúmenes de datos en una lectura espacial directa mediante mapas estáticos y un visor web, lo que facilita contrastar patrones técnicos con la geografía del circuito y documentar los resultados de forma auditable.

5.7.1. Lectura integrada de resultados

En media tensión (gran escala), las primeras restricciones emergen por elevación de tensión en zonas terminales del alimentador, especialmente donde la impedancia acumulada es mayor. Este comportamiento se refuerza cuando la inyección se aproxima a los valores superiores de referencia (base de 50 000 kW), y es consistente con el bloqueo de *taps*, lo cual evita correcciones artificiales de regulación y revela el umbral efectivo del sistema. En menor medida, se observan límites térmicos en conductores de secciones específicas, típicamente asociados a trazos con calibres heterogéneos o derivaciones con mayor concentración de cargas.

En baja tensión (pequeña escala), la capacidad de alojamiento está dominada por la cargabilidad de los transformadores de distribución y por el desbalance de tensión en derivaciones monofásicas. La normalización de los resultados respecto a la potencia nominal de cada transformador permite comparar porcentajes entre equipos de distinta capacidad, lo que aporta una lectura más justa del margen local. Al trasladar estos resultados al mapa, aparece un gradiente espacial claro: mayor holgura en proximidad a la

subestación y restricciones crecientes hacia los extremos del circuito, donde la impedancia y la sensibilidad de tensión son más acusadas. En conjunto, la cartografía confirma los patrones eléctricos esperados y ofrece una guía visual inmediata sobre dónde se encuentran los márgenes de integración más favorables.

5.7.2. Implicaciones operativas y acciones sugeridas

Desde la perspectiva operativa, el visor interactivo HTML habilita consultas puntuales de IC_{Max} por tramo o transformador, lo que reduce tiempos de respuesta ante solicitudes de conexión y estandariza el criterio de evaluación. En aquellos sectores donde la limitante es la tensión, los refuerzos típicos incluyen reconduccionamiento, seccionamientos estratégicos, incorporación de bancos fijos de reactivos en ubicaciones de mayor sensibilidad o la eventual reubicación de dispositivos de regulación (para escenarios de operación, no para el cálculo base). Cuando la restricción es térmica, las alternativas pasan por el *upgrade* de conductor o transformador y la redistribución de cargas en baja tensión. De forma complementaria, ejecutar sensibilidades con *taps* activos, FP distinto de 1.0 y curvas $Q(V)$ de inversores permitiría cuantificar posibles ganancias operativas sin obras, lo que mantiene el cálculo base con *taps* bloqueados como referencia conservadora y reproducible.

En términos de gobernanza del dato, resulta conveniente sostener un ciclo de actualización semestral del inventario GIS y del modelo eléctrico en CYME, incorporando altas/bajas de activos, cambios de calibre y maniobras permanentes. Dado que el incremento de generación puede impactar los alcances y la selectividad de protecciones, es prudente que los corredores con mayor *hosting* se revisen en un estudio específico de coordinación (alcances, salva fusible y ajustes de 51P/51N) previo a la habilitación definitiva de grandes conexiones. Con estas medidas, el estudio trasciende la estimación numérica y se convierte en un instrumento operativo para la planificación y la atención de solicitudes, lo cual deja a JASEC una solución implementada y escalable que cumple a cabalidad con los requerimientos internos y regulatorios.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

El modelado del circuito en CYME quedó consolidado con coherencia topológica y eléctrica; se integraron longitudes de tramos, calibres e impedancias, transformadores, cargas y elementos de protección de manera ordenada y trazable. La calidad del modelo permitió ejecutar simulaciones sin inconsistencias estructurales y dejó una base clara de parámetros y configuraciones para re-ejecuciones, auditorías internas y futuras iteraciones de estudio sobre el mismo circuito o sobre otros dentro de la red de JASEC.

El análisis de escenarios operativos demostró que el circuito de distribución modelado mantiene una operación estable y segura ante la incorporación de una planta fotovoltaica; los perfiles de tensión se conservaron dentro de los límites normativos establecidos (0.95–1.05 p.u.), y el control Volt-VAR del inversor aseguró una regulación efectiva sin provocar sobretensiones. Si bien se observaron incrementos leves en las pérdidas técnicas debido al flujo de potencia inverso, estos se redujeron al ubicar el generador más próximo a la cabecera, lo que evidenció la importancia de la localización del punto de interconexión en la eficiencia energética del sistema.

En conjunto, los resultados validan el modelo eléctrico desarrollado en CYME 9.5 y confirman la viabilidad de integrar generación distribuida de mediana escala en la red de JASEC sin afectar la calidad del servicio. Además, el estudio permitió identificar los límites térmicos de operación y consolidar una metodología reproducible para futuras evaluaciones de incorporación de recursos energéticos distribuidos.

El estudio de capacidad de penetración de generación distribuida se ejecutó con criterios consistentes y plena alineación con la Ley 10086 y su manual de procedimiento. La lectura integrada de perfiles de tensión, flujos y pérdidas, junto con la representación cartográfica de resultados, facilitó identificar márgenes de alojamiento y efectos operativos asociados, y dejó lineamientos prácticos y reproducibles para interpretar el impacto de la inyección distribuida sobre la red y apoyar la toma de decisiones.

En el plano institucional, el trabajo cumplió a cabalidad lo solicitado por JASEC; se detectó un problema operativo/metodológico durante el desarrollo, se planteó una solución, se resolvió y se implementó en la empresa, dejando capacidad instalada y reduciendo tiempos de trabajo. Además, se entregaron herramientas y prácticas de estandarización, automatizaciones de posproceso, estructuras de salida y cartografía temática, que facilitan aplicar el mismo enfoque en otros circuitos con mayor eficiencia y uniformidad.

En conjunto, los resultados consolidan un camino de trabajo replicable: un modelo confiable, un método de evaluación ordenado y productos de salida que integran resultados técnicos con visualizaciones útiles. El proyecto se mantiene alineado con el marco regulatorio vigente y deja una base sólida para escalar los estudios de capacidad de alojamiento en la red de JASEC.

6.2. Recomendaciones

Para consolidar y escalar el trabajo, se recomienda fortalecer la comunicación interdepartamental con canales definidos, estableciendo responsables, plazos de respuesta y repositorios compartidos de definiciones. Esta coordinación reduce tiempos de aclaración de supuestos, evita retrabajos y asegura que el modelado y las simulaciones se ejecuten con información homogénea y vigente.

Asimismo, conviene formalizar una depuración sistemática por circuito como hito previo a cualquier simulación. La verificación de coherencia topológica, estados operativos, posiciones de *taps*, calibres e im-

pedancias, así como la consistencia de parámetros eléctricos, incrementa la estabilidad numérica y mejora la comparabilidad entre escenarios. Documentar cada corrección en una bitácora facilita re-ejecuciones, auditorías y la transferencia de conocimiento entre equipos.

Resulta pertinente establecer procedimientos estandarizados y una guía base de modelado que unifiquen entradas mínimas, pasos de validación en CYME, conjuntos de escenarios obligatorios, opciones de simulación y formatos de salida. Acompañar estos lineamientos con plantillas, nomenclatura, estructura de carpetas, tablas de síntesis y mapas temáticos, acelerará los ciclos de análisis y hará más uniforme la calidad de los entregables, independientemente del circuito o del analista.

Se recomienda consolidar y ampliar las herramientas de posproceso (Excel/Python) para generar automáticamente tablas comparativas, *rankings* de casos críticos y gráficos de pérdidas y utilización, además de salidas cartográficas claras e interactivas. Este flujo ayuda a detectar rápidamente los puntos de atención y facilita la comunicación de resultados tanto a niveles técnicos como de gestión.

De cara a la expansión a otros circuitos, es aconsejable profundizar en el análisis de capacidad de alojamiento combinando escenarios de gran y pequeña escala con condiciones operativas alternativas, por ejemplo, perfiles de demanda distintos al caso base para obtener lecturas más granulares por tramo o transformador. Mantener un ciclo de gobernanza de datos GIS-CYME con versiones actualizadas de capas, bitácoras de cambios y responsables asegurará la trazabilidad y el control de calidad de la información.

Finalmente, al extender la metodología, es importante delimitar con claridad el alcance de cada estudio y explicitar los supuestos cuando existan datos faltantes. Con mejor coordinación interna, una depuración rigurosa de entrada y procedimientos estandarizados, JASEC podrá replicar estos resultados en nuevos circuitos con menor tiempo, mayor uniformidad y plena alineación con la Ley 10086 y su procedimiento.

Bibliografía

- [1] Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), “Crecimiento e impacto de la generación distribuida a diciembre 2019,” 2019, Informe técnico, San José, Costa Rica, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). [Online]. Available: https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR
- [2] —, “Plan de expansión de la generación eléctrica 2022–2040,” 2023, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/741c8397-09f0-4109-a444-bed598cb7440/Plan+de+Expansi%C3%B3n+de+la+Generaci%C3%B3n+2022-2040.pdf?MOD=AJPERES&CVID=osLqnZB>
- [3] —, “Informe ejecutivo del plan de expansión de la generación eléctrica 2024–2040,” Gerencia de Electricidad, Dirección de Planificación y Sostenibilidad, ICE, Tech. Rep., noviembre 2024. [Online]. Available: https://grupoice.com/wps/wcm/connect/20b300e4-c4df-4994-b1b1-372726fa4f3b/Informe*Ejecutivo*PEG*2024.pdf?MOD=AJPERES&CVID=phLSQV0
- [4] Asamblea Legislativa de Costa Rica, “Ley n.º 10086: Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables,” 2022, publicada en La Gaceta N.º 3, Alcance N.º 3 del 7 de enero de 2022. [Online]. Available: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=96064
- [5] Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC). Historia jasec. Consultado: abril 2025. [Online]. Available: <https://www.jasec.go.cr/index.php/historia/>
- [6] Eaton. (2025) Cyme power engineering software solutions. Consultado: abril 2025. [Online]. Available: <https://www.eaton.com/cr/es-mx/digital/brightlayer/brightlayer-utilities-suite/cyme-power-engineering-software-solutions.html>
- [7] Poder Ejecutivo, “Reglamento a la ley n.º 10086 de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables,” 2023, fecha de vigencia desde: 01/02/2023. [Online]. Available: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=98766&nValor3=134426&strTipM=TC
- [8] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), “Procedimiento de capacidad de penetración de der por circuito de distribución que se integran con las redes de distribución del sen,” 2023, resolución RE-0095-JD-2023, publicada en La Gaceta N.º 169. [Online]. Available: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=100271&nValor3=137568&strTipM=TC
- [9] Organización de las Naciones Unidas, “Objetivos de desarrollo sostenible,” 2015, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>
- [10] Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC). Filosofía jasec. Consultado: abril 2025. [Online]. Available: <https://www.jasec.go.cr/index.php/filosofia/>
- [11] K. S. Ratnam, K. Palanisamy, and G. Yang, “Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions – a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, p. 109773, 2020.
- [12] Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A, “Reglamento para la atención de los recursos energéticos distribuidos (der) para autoconsumo en la cnfl,” 2025, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/servicios/reglamento_atencion_recursos_energeticos_gaceta.docx

- [13] E. D. Brenes Fallas, “Modelado y simulación de una red de distribución en media tensión de cartago para jasec, de acuerdo con el cumplimiento de la ley 10086,” 2023. [Online]. Available: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/handle/2238/14946>
- [14] Python Software Foundation. (2025) Python software. Consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://www.python.org/>
- [15] ETAP, *ETAP - Electrical Power System Analysis Software*, Operation Technology, Inc., 2023. [Online]. Available: <https://etap.com>
- [16] I. Matulic, *Introducción a los sistemas eléctricos de potencia*. SciELO, 2003, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892003000100005
- [17] T. Wildi, *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*, 6th ed. México: Pearson Prentice Hall, 2007.
- [18] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996.
- [19] ARESEP, “AR-NT-POASEN: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional,” 2022, fecha de vigencia: 2022. [Online]. Available: https://pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=76958&nValor3=101108&strTipM=TC
- [20] *IEEE Std 1159-2009: Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Standards Association Std., 2009, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/standard/1159-2009.html>
- [21] *ANSI C84.1-2020: American National Standard for Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hz)*, NEMA/ANSI Std., 2020, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://www.nema.org/standards/view/ansi-c84-1-electrical-power-systems-and-equipment-voltage-ratings-60-hz>
- [22] *IEEE Std 1366-2012: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, IEEE Standards Association Std., 2012, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/standard/1366-2012.html>
- [23] J. P. V. Quintero, “Generación distribuida: democratización de la energía eléctrica,” *Criterio Libre*, vol. 8, pp. 105–112, 2008, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=4547088>
- [24] “Ieee std 1547-2018: Standard for interconnection and interoperability of der,” IEEE Standards Association, 2018, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>
- [25] “Ieee std 1547.1-2020: Conformance test procedures for der interconnection,” IEEE Standards Association, 2020, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/ieee/1547.1/6039/>
- [26] E. Liu and J. Bebic, “Distribution system voltage performance analysis for high-penetration pv,” NREL, Tech. Rep., 2008. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42298.pdf>
- [27] B. Palmintier *et al.*, “Emerging issues and challenges in integrating solar with the distribution system,” NREL, Tech. Rep., 2016. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65331.pdf>
- [28] V. Rosero-Morillo *et al.*, “Impact of inverter-based dg on protection in radial feeders,” *Proceedings*, 2024. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2673-4591/77/1/9>

- [29] W. El-Khattam *et al.*, “Impact of distributed generation integration on protection systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020. [Online]. Available: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2019.1652>
- [30] ARESEP, “Consulta pública: Procedimiento de capacidad de penetración de der por circuito,” 2023. [Online]. Available: <https://aresep.go.cr/audiencias/consulta-publica-transporte-procedimiento-de-capacidad-de-penetracion-de-recursos-energeticos-distribuidos-der-por-circuito-de-distribucion-que-se-integran-con-las-redes-de-distribucion-del-sen-1/>
- [31] CNFL S.A., “Re-0076-jd-2023 y documentación asociada a la ley 10086,” 2023. [Online]. Available: <https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/servicios/re-0076-jd-2023-t-der-gd.pdf>
- [32] CENCE/ICE, “La gaceta: Procedimiento de capacidad de penetración de der (re-0095-jd-2023),” 2023. [Online]. Available: <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/1/1006/32/La%20Gaceta%20169%20Procedimiento%20Capacidad%20penetraci%C3%B3n%20DER%20circuito%20distribuci%C3%B3n%20integran%20redes%20de%20distribuci%C3%B3n%20del%20SEN.pdf>
- [33] CIGRÉ Working Group C6.24, “Benchmarking of hosting capacity of distribution networks for distributed generation,” 2018, technical Brochure No.647, Consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://e-cigre.org/publication/647-benchmarking-of-hosting-capacity-of-distribution-networks-for-distributed-generation>
- [34] *QGIS User Guide, versión 3.28*, QGIS Development Team, 2023, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: https://docs.qgis.org/3.28/en/docs/user_manual/
- [35] J. González and L. Pérez, “Aplicación de sig en la planificación de redes de distribución eléctrica,” *Revista Iberoamericana de Ingeniería Eléctrica*, vol. 14, no. 2, pp. 55–67, 2021, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/journal/6002/600267845005>
- [36] A. Narayan and R. Kumar, “Integration of gis and distribution system analysis tools for improved planning,” in *2020 IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, 2020, pp. 1–5.
- [37] T. pandas development team, *pandas: Python Data Analysis Library*, 2022, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://pandas.pydata.org/>
- [38] G. developers, *GeoPandas: Python tools for geographic data*, 2023, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://geopandas.org/>
- [39] F. Lazo and C. Ramírez, “Automatización del preprocesamiento de datos eléctricos con python para análisis en software especializado,” *Revista de Energía y Computación*, vol. 9, no. 1, pp. 33–44, 2022, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://revistas.tec.ac.cr/index.php/energia-computacion/article/view/1234>
- [40] R. Diestel, *Graph Theory*, 5th ed. Springer, 2017, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://diestel-graph-theory.com/index.html>
- [41] NetworkX Developers, *NetworkX: Complex Networks in Python*, 2025, consultado: mayo 2025. [Online]. Available: <https://networkx.org/>
- [42] K. S. González, “Estudio del impacto técnico de la generación distribuida fotovoltaica en el circuito de san isidro de el guarco mediante modelado en etap,” 2023.
- [43] A. J. E. Rodríguez, “Análisis de los efectos resultantes por la integración de una nueva planta de energía solar fotovoltaica a la red de distribución de cocorí y la adquisición de un sistema de almacenamiento de energía,” 2023.
- [44] J. P. M. Hernández, “Estudio técnico financiero de los resultados de integrar generación distribuida a la red eléctrica de jasec mediante modelado y simulación en etap,” 2023.

Anexos

A. Capacidad de alojamiento

A.1. Resultados estudio de gran escala

Tabla 1: Capacidad de integración en gran escala por sección (IC_{\max}).

Section ID	IC_{\max} [kW]
TRI_ABC_P05343_P05349_336ACSR	7582.4
TRI_ABC_P05344_P05343_336ACSR	7568.3
TRI_ABC_P05345_P05344_336ACSR	7559.1
TRI_ABC_P05346_P05345_336ACSR	7548.5
TRI_ABC_P05347_P05346_336ACSR	7536.3
TRI_ABC_P05348_P05347_336ACSR	7525.4
TRI_ABC_P05349_P05350_336ACSR	7595.9
TRI_ABC_P05350_P08244_336ACSR	7608.1
TRI_ABC_P05351_P08284_336ACSR	7297.1
TRI_ABC_P05352_P05351_336ACSR	7284.6
TRI_ABC_P05353_P05352_336ACSR	7271.2
TRI_ABC_P05355_P31897_336ACSR	7247.2
TRI_ABC_P05356_P05355_336ACSR	7232.5
TRI_ABC_P07233_P22397_336ACSR	7837.6
TRI_ABC_P07236_P07237_336ACSR	7781.7
TRI_ABC_P07237_P07238_336ACSR	7793.7
TRI_ABC_P07238_P07239_336ACSR	7803.4
TRI_ABC_P07239_P07240_336ACSR	7812.9
TRI_ABC_P07240_P07233_336ACSR	7821.7
TRI_ABC_P08073_P05348_336ACSR	7515.7
TRI_ABC_P08074_P08073_336ACSR	7505.9
TRI_ABC_P08075_P08074_336ACSR	7493.9
TRI_ABC_P08076_P08075_336ACSR	7483.6
TRI_ABC_P08078_P28737_336ACSR	7446.1
TRI_ABC_P08223_P08224_336ACSR	7389.9
TRI_ABC_P08224_P08298_336ACSR	7398.7
TRI_ABC_P08244_P09493_336ACSR	7617.7
TRI_ABC_P08247_P08248_336ACSR	7645.1
TRI_ABC_P08248_P22388_336ACSR	7658.4
TRI_ABC_P08282_P08289_336ACSR	7358.9
TRI_ABC_P08284_P22347_336ACSR	7308.4
TRI_ABC_P08289_P09488_336ACSR	7369.4
TRI_ABC_P08298_P22354_336ACSR	7410.9
TRI_ABC_P08299_P08076_336ACSR	7472.1
TRI_ABC_P08300_P08078_336ACSR	7435.0
TRI_ABC_P09488_P29623_336ACSR	7378.3
TRI_ABC_P09493_P14657_336ACSR	7626.8
TRI_ABC_P14361_P08299_336ACSR	7459.9
TRI_ABC_P14657_P08247_336ACSR	7636.9
TRI_ABC_P20469_P20470_336ACSR	6925.6
TRI_ABC_P20470_P20471_336ACSR	6935.7
TRI_ABC_P20471_P20472_336ACSR	6947.0
TRI_ABC_P20472_P20473_336ACSR	6957.3

Section ID	IC _{max} [kW]
TRI_ABC_P20473_P20474_336ACSR	6968.1
TRI_ABC_P20474_P29012_336ACSR	6977.8
TRI_ABC_P22346_P38722_336ACSR	7338.9
TRI_ABC_P22347_P22346_336ACSR	7322.8
TRI_ABC_P22354_P08300_336ACSR	7422.7
TRI_ABC_P22374_P22381_336ACSR	7760.0
TRI_ABC_P22381_P07236_336ACSR	7768.7
TRI_ABC_P22382_P22374_336ACSR	7746.8
TRI_ABC_P22383_P22382_336ACSR	7731.0
TRI_ABC_P22384_P22383_336ACSR	7719.6
TRI_ABC_P22385_P22384_336ACSR	7706.1
TRI_ABC_P22386_P22385_336ACSR	7693.3
TRI_ABC_P22387_P22386_336ACSR	7679.7
TRI_ABC_P22388_P22387_336ACSR	7668.1
TRI_ABC_P22397_P22398_336ACSR	7856.1
TRI_ABC_P22398_P27925_336ACSR	7862.0
TRI_ABC_P24136_P29003_336ACSR	7017.9
TRI_ABC_P26370_P27984_336ACSR	6934.2
TRI_ABC_P27003_P20471_336ACSR	6937.5
TRI_ABC_P27379_P35221_336ACSR	7062.2
TRI_ABC_P27381_P05355_336ACSR	7233.4
TRI_ABC_P27558_P20471_336ACSR	6943.4
TRI_ABC_P27800_P27829_336ACSR	7214.1
TRI_ABC_P27801_P27825_336ACSR	7124.8
TRI_ABC_P27802_P27803_336ACSR	7154.9
TRI_ABC_P27803_P27805_336ACSR	7166.3
TRI_ABC_P27804_P27802_336ACSR	7143.6
TRI_ABC_P27805_P27807_336ACSR	7179.0
TRI_ABC_P27806_P27800_336ACSR	7201.3
TRI_ABC_P27807_P27806_336ACSR	7189.2
TRI_ABC_P27819_P27822_336ACSR	7093.0
TRI_ABC_P27822_P27823_336ACSR	7105.1
TRI_ABC_P27823_P27801_336ACSR	7117.8
TRI_ABC_P27824_P27819_336ACSR	7080.0
TRI_ABC_P27825_P27926_336ACSR	7140.7
TRI_ABC_P27826_P27824_336ACSR	7068.8
TRI_ABC_P27829_P05355_336ACSR	7228.1
TRI_ABC_P27925_P32122_336ACSR	7866.1
TRI_ABC_P27972_P27973_336ACSR	6970.1
TRI_ABC_P27973_P29009_336ACSR	6978.2
TRI_ABC_P27984_P27985_336ACSR	6937.4
TRI_ABC_P27985_P27986_336ACSR	6947.1
TRI_ABC_P27986_P27972_336ACSR	6957.7
TRI_ABC_P27987_P27984_336ACSR	6925.9
TRI_ABC_P27988_P27989_336ACSR	6890.6
TRI_ABC_P27989_P27990_336ACSR	6901.3
TRI_ABC_P27990_P27987_336ACSR	6914.9
TRI_ABC_P28737_P14361_336ACSR	7457.7
TRI_ABC_P29001_P29002_336ACSR	6992.4
TRI_ABC_P29002_P24136_336ACSR	7006.2

Section ID	IC _{max} [kW]
TRI_ABC_P29003_P29005_336ACSR	7031.3
TRI_ABC_P29004_P27379_336ACSR	7053.5
TRI_ABC_P29005_P29004_336ACSR	7042.4
TRI_ABC_P29009_P29011_336ACSR	6986.2
TRI_ABC_P29011_P29001_336ACSR	6990.0
TRI_ABC_P29012_P29011_336ACSR	6985.2
TRI_ABC_P29017_P29661_336ACSR	6869.7
TRI_ABC_P29018_P29019_336ACSR	6842.7
TRI_ABC_P29019_P29017_336ACSR	6852.2
TRI_ABC_P29623_P08223_336ACSR	7385.1
TRI_ABC_P29654_P31821_336ACSR	6936.7
TRI_ABC_P29658_P29667_336ACSR	6770.7
TRI_ABC_P29661_P27988_336ACSR	6880.0
TRI_ABC_P29664_P29658_336ACSR	6759.3
TRI_ABC_P29665_P29664_336ACSR	6748.1
TRI_ABC_P29666_P29665_336ACSR	6739.2
TRI_ABC_P29667_P36515_336ACSR	6782.4
TRI_ABC_P31629_P38571_336ACSR	6938.4
TRI_ABC_P31821_P31822_336ACSR	6947.4
TRI_ABC_P31822_P32628_336ACSR	6958.7
TRI_ABC_P31897_P05353_336ACSR	7261.4
TRI_ABC_P32605_P32606_336ACSR	6932.2
TRI_ABC_P32606_P32615_336ACSR	6944.4
TRI_ABC_P32607_P32605_336ACSR	6922.4
TRI_ABC_P32608_P32609_336ACSR	6905.3
TRI_ABC_P32609_P32607_336ACSR	6912.5
TRI_ABC_P32610_P32608_336ACSR	6897.8
TRI_ABC_P32611_P32621_336ACSR	6965.1
TRI_ABC_P32612_P32620_336ACSR	6972.2
TRI_ABC_P32614_P32610_336ACSR	6886.1
TRI_ABC_P32615_P32611_336ACSR	6954.9
TRI_ABC_P32616_P37318_336ACSR	6988.3
TRI_ABC_P32617_P32619_336ACSR	6988.4
TRI_ABC_P32619_P32624_336ACSR	6997.0
TRI_ABC_P32620_P32617_336ACSR	6982.0
TRI_ABC_P32621_P32616_336ACSR	6976.4
TRI_ABC_P32622_P32627_336ACSR	6982.2
TRI_ABC_P32623_P24136_336ACSR	7013.2
TRI_ABC_P32624_P32623_336ACSR	7002.1
TRI_ABC_P32627_P32624_336ACSR	6991.6
TRI_ABC_P32628_P32612_336ACSR	6967.2
TRI_ABC_P32790_P32616_336ACSR	6985.2
TRI_ABC_P33749_P33750_336ACSR	6815.6
TRI_ABC_P33750_P33751_336ACSR	6824.3
TRI_ABC_P33751_P29018_336ACSR	6833.8
TRI_ABC_P33752_P33749_336ACSR	6804.4
TRI_ABC_P35201_P26370_S36ACSR	6932.3
TRI_ABC_P35221_P27826_S36ACSR	7065.5
TRI_ABC_P35229_P35201_336ACSR	6930.1
TRI_ABC_P36514_P33752_336ACSR	6801.0

Section ID	IC_{max} [kW]
TRI_ABC_P36515_P36514_336ACSR	6792.4
TRI_ABC_P37318_P32624_336ACSR	6996.9
TRI_ABC_P37320_P32622_336ACSR	6977.3
TRI_ABC_P37929_P32621_336ACSR	6973.7
TRI_ABC_P37930_P37929_336ACSR	6963.5
TRI_ABC_P37965_P29002_336ACSR	7003.3
TRI_ABC_P38026_P32609_336ACSR	6909.1
TRI_ABC_P38027_P32609_336ACSR	6909.6
TRI_ABC_P38571_P31821_336ACSR	6941.6
TRI_ABC_P38722_P08282_336ACSR	7342.9
TRI_ABC_P38866_P32620_336ACSR	6979.1
TRI_ABC_P38887_P32611_336ACSR	6961.7