

Metodología de diseño eléctrico para proyectos de autogeneración a pequeña escala con sistemas fotovoltaicos hasta 500 kVA en la empresa ENEF ENERGÍA DEL FUTURO

Stefany Catalina Arenales Arenales

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

Rolando Andrés Rincon Saravia

Magister en Dirección de Empresas MBA

Codirector

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Quiero agradecer a Dios, por ser la luz en mi camino y darme la fuerza que necesitaba para alcanzar esta meta.

A mis padres Luz Amparo y Luis Alfredo, mis pilares fundamentales, cuyo amor incondicional, apoyo en todos los aspectos y paciencia infinita fueron el motor que me impulsó a llegar hasta aquí.

A mi hermano Carlos Eduardo, por sus palabras de aliento y por darme ese empujón necesario para nunca rendirme, incluso en los momentos más complicados.

A mi sobrino Dante Emmanuel, cuya alegría y compañía fueron el mejor refugio durante los días de mayor estrés académico.

A mi familia que siempre estuvo pendiente, para darme ánimos en todo momento.

Este logro es, sobre todo, un reflejo de su amor y confianza en mí.

Catalina Arenales

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, por ser el lugar donde he podido formarme profesionalmente.

Un agradecimiento especial va para el profesor Rolando Rincón y la profesora María Alejandra Mantilla, director y codirectora de este proyecto, por su valiosa orientación, su generosidad al compartir su conocimiento y por creer en la relevancia de este trabajo.

Agradezco también a la empresa ENEF Energía del Futuro por darme la oportunidad de desarrollar esta metodología. Mi profunda gratitud va hacia la ingeniera Yuliany García, mi mentora, por su paciencia, su constante apoyo y por ser una pieza fundamental en mi aprendizaje a lo largo de este proceso.

A mis amigos de la universidad, con quienes compartí días de estudio y momentos inolvidables. Gracias por el apoyo mutuo y por la certeza de que estas amistades perdurarán toda la vida.

Por último, quiero extender mi agradecimiento a todos los profesores y compañeros que, de alguna manera, contribuyeron a mi crecimiento académico y personal, aportando su granito de arena al éxito de este trabajo de grado.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	9
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos	12
2. Cuerpo del Trabajo	13
2.1 Marco Referencial	13
2.1.1 Método.	15
2.1.2 Resultados.	17
3. FASES DE LA METODOLOGÍA	18
3.1 FASE 1: Caracterización del usuario	18
3.2 FASE 2: Análisis del consumo energético	19
3.3 FASE 3: A Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio.	20
3.4 FASE 4: Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico.	22
3.5 FASE 5: Selección de componentes del sistema fotovoltaico.	23
3.6 FASE 6: Dimensionamiento eléctrico en corriente continua (DC).	25
3.7 FASE 7: Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC).	26
3.8 FASE 8: Evaluación de pérdidas y producción energética.	28
3.9 FASE 9: Verificación normativa.	29
3.10 FASE 10: Documentación del diseño del sistema fotovoltaico.	31
3.11 Discusión	32

4. Conclusiones	35
5. Recomendaciones	37
Referencias Bibliográficas	39

Lista de Apéndices

Los apéndices están disponibles en la base de datos de la biblioteca UIS.

Apéndice A. Normativa para AGPE en Colombia.

Apéndice B. Metodología de diseño

Apéndice C. Validación de proyectos

Apéndice D. Diagrama de flujo

Apéndice E. Excel cálculos AGPE – Casa 29

Apéndice F. Excel cálculos AGPE – INDUNILO

Resumen

Título: Metodología de diseño eléctrico para proyectos de autogeneración a pequeña escala con sistemas fotovoltaicos hasta 500 kVA en la empresa ENEF ENERGÍA DEL FUTURO *

Autor: Stefany Catalina Arenales Arenales **

Palabras Clave: AGPE, Sistema Fotovoltaico, HSP, Conductores, protecciones eléctricas, Diagrama unifilar.

Descripción: Este trabajo de grado presenta una metodología estructurada para el diseño eléctrico de sistemas fotovoltaicos en proyectos de autogeneración a pequeña escala (AGPE) con capacidades de hasta 500 kVA, desarrollada para la empresa ENEF Energía del Futuro.

Esta investigación realizó tres contribuciones concretas al proceso de diseño en ENEF. La primera fue la elaboración de un apéndice normativo que organizó el marco regulatorio colombiano aplicable, incluyendo el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, la Ley 1715 de 2014, la Resolución CREG 030 de 2018 y la Resolución CREG 174 de 2021, vinculando cada norma a las fases del diseño y simplificando su consulta.

La segunda contribución fue la creación de una metodología de diez fases secuenciales, formalizada a partir del proceso empírico de la empresa e incorporando validaciones técnicas en cada etapa. Para comunicarla de forma dinámica se desarrolló un diagrama de flujo que guía al ingeniero desde la caracterización del usuario hasta la documentación final, integrando criterios propios de ENEF como el factor de sobredimensionamiento DC/AC entre 1.1 y 1.35, la corriente de diseño con factor $1.56 \times I_{sc}$ y la ruta de conexión diferenciada según la potencia instalada. La tercera contribución fue la creación de una herramienta de cálculo en Excel, que la empresa no poseía previamente, para validar las fases clave del proceso: consumo energético, dimensionamiento eléctrico en DC y AC, producción energética y cobertura solar. Su aplicación en los proyectos Casa 29 (5.52 kWp residencial) e INDUNILO (333.45 kWp industrial) permitió comprobar la consistencia de los resultados y su alineación con el diseño original, demostrando que la metodología facilita soluciones técnicamente viables y normativamente conformes.

En conclusión, esta metodología facilita el diseño eléctrico de sistemas AGPE, fortalece la capacidad técnica de ENEF ayudando en la toma de decisiones y contribuye al desarrollo del sector energético colombiano, promoviendo el cumplimiento de los objetivos nacionales de transición energética.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Físicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Rolando Andrés Rincón Saravia. Magister en Dirección de Empresas MBA. Codirector: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería.

Abstract

Title: Methodology for the Electrical Design of Small-Scale Self-Generation Photovoltaic Systems up to 500 kVA at ENEF Energía del Futuro *

Author: Stefany Catalina Arenales Arenales **

Key Words: Small-Scale Self-Generation (AGPE), Photovoltaic System, Peak Sun Hours (PSH), Electrical Conductors, Electrical Protection Devices, Single-Line Diagram.

Description: This undergraduate thesis presents a structured methodology for the electrical design of photovoltaic systems in small-scale self-generation (AGPE) projects with capacities of up to 500 kVA, developed for the company ENEF Energía del Futuro.

This research made three concrete contributions to the design process at ENEF. The first was the elaboration of a regulatory appendix that organized the applicable Colombian regulatory framework, including the Technical Regulation for Electrical Installations (RETIE), Law 1715 of 2014, CREG Resolution 030 of 2018 and CREG Resolution 174 of 2021, linking each standard to the design phases and simplifying its consultation. The second contribution was the creation of a ten-phase sequential methodology, formalized from the company's empirical process and incorporating technical validations at each stage. A flowchart was developed to guide the engineer from user characterization to final documentation, integrating ENEF's own criteria such as the DC/AC oversizing factor between 1.1 and 1.35, the design current with a factor of $1.56 \times I_{sc}$ and the differentiated connection route according to the installed power. The third contribution was the creation of an Excel calculation tool, which the company did not previously have, to validate the key phases of the process: energy consumption, electrical sizing in DC and AC, energy production and solar coverage. Its application in Casa 29 (5.52 kWp residential) and INDUNILO (333.45 kWp industrial) allowed verifying the consistency of the results and their alignment with the original design, demonstrating that the methodology facilitates technically viable and normatively compliant solutions. In conclusion, this methodology facilitates the electrical design of AGPE systems, strengthens ENEF's technical capacity by supporting decision-making and contributes to the Colombian energy sector, promoting the orderly expansion of solar photovoltaic self-generation and the fulfillment of national energy transition objectives.

* Degree Work

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Rolando Andrés Rincón Saravia. Magister en Dirección de Empresas MBA. Codirector: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería.

Introducción

En la última década, la transición hacia energías limpias se ha convertido en una prioridad mundial frente a los desafíos del cambio climático y la sostenibilidad energética. La energía solar fotovoltaica, en particular, ha experimentado un crecimiento sin precedentes gracias a la reducción de sus costos y a la ampliación de incentivos regulatorios, consolidándose como una de las fuentes renovables más accesibles y estratégicas. Este fenómeno no solo responde a una necesidad técnica de diversificación de la matriz energética, sino también a un compromiso social y ambiental con el planeta y las generaciones futuras. En Colombia, esta realidad se refleja en la rápida expansión de la autogeneración a pequeña escala, que representa hoy la mayoría de los proyectos solares registrados y constituye una oportunidad clave para promover la innovación, reducir costos energéticos y fortalecer la sostenibilidad en empresas y comunidades.

En este contexto, la transición energética ha tomado un papel central en las políticas nacionales, impulsando la inclusión de fuentes no convencionales de energía renovable. Según la (UPME, 2024), la capacidad instalada de energía solar en el país superó los 2.500 MW, cifra que demuestra un mercado en expansión y en constante consolidación. Al mismo tiempo, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2021) estima que el costo de los módulos solares se redujo más del 80 % en la última década, lo que favorece la masificación de proyectos tanto a gran escala como de autogeneración. Dentro de este panorama, los sistemas de autogeneración a pequeña escala AGPE han cobrado gran relevancia, al representar más del 70 % de los autogeneradores registrados en Colombia (CREG C. d., 2021). Esta tendencia evidencia que los sistemas fotovoltaicos menor o igual a 500 kVA no solo son viables desde el punto de vista

económico, sino que también son fundamentales para alcanzar los objetivos nacionales de diversificación de la matriz eléctrica y transición energética.

Sin embargo, a pesar de este crecimiento, persisten retos significativos para garantizar la integración adecuada de la autogeneración en el sistema eléctrico nacional. En particular, los proyectos AGPE enfrentan dificultades derivadas de la complejidad normativa, la variabilidad de los criterios técnicos exigidos por los operadores de red y la ausencia de metodologías estandarizadas que orienten el diseño eléctrico de manera clara y confiable. Esta situación genera reprocesos, demoras en la aprobación de los proyectos y riesgos de incumplimiento de los requisitos regulatorios, lo que limita la expansión ordenada de la autogeneración y afecta la confianza de los actores involucrados en la transición energética.

En el contexto colombiano, estas dificultades se traducen en un panorama de incertidumbre técnica y administrativa para las empresas que desarrollan proyectos solares. Aunque el RETIE, las resoluciones de la CREG (CREG, 2018) y los lineamientos del Consejo Nacional de Operación establecen requisitos de obligatorio cumplimiento, en la práctica resulta complejo integrarlos en un proceso de diseño eléctrico coherente y reproducible. Esto genera ajustes frecuentes en la selección de conductores y protecciones, reprocesos en las memorias de cálculo y retrasos en los trámites de conexión. En consecuencia, el crecimiento del sector no se ve limitado por la falta de recursos o incentivos, sino por la carencia de metodologías claras que faciliten el cumplimiento normativo y la aprobación de diseños.

Esta situación se hace evidente en la empresa ENEF Energía del Futuro, dedicada al desarrollo de proyectos de energías renovables, que carece actualmente de una metodología estructurada que oriente el diseño eléctrico de sistemas fotovoltaicos de autogeneración a pequeña escala. La ausencia de lineamientos unificados provoca reprocesos en la preparación de

memorias técnicas, retrasos en la validación de los proyectos y dificultades para garantizar la confiabilidad de los resultados. En este sentido, la empresa enfrenta limitaciones para consolidar su capacidad técnica y responder de manera eficiente a la creciente demanda de proyectos de sistemas fotovoltaicos menor o igual a 500 kVA.

Para responder a esta problemática, el proyecto MEFVE plantea la formulación de una metodología integral de diseño eléctrico para sistemas fotovoltaicos de autogeneración a pequeña escala. La propuesta busca unificar en un solo proceso los cálculos de dimensionamiento, la coordinación de protecciones, la definición de esquemas de conexión y la elaboración de documentación técnica, garantizando en todo momento el cumplimiento de la normativa nacional vigente, en particular el RETIE y las resoluciones de la CREG. Asimismo, incorpora herramientas de uso accesible, con el fin de facilitar la validación de diseños en casos representativos y ofrecer a ENEF Energía del Futuro un instrumento práctico y estandarizado. Con ello, se espera optimizar tiempos, reducir reprocesos y asegurar la confiabilidad de los proyectos fotovoltaicos menor o igual a 500 kVA, aportando al fortalecimiento del sector eléctrico colombiano.

En síntesis, el proyecto MEFVE representa una oportunidad para que ENEF Energía del Futuro fortalezca su capacidad técnica y eleve la calidad de sus entregables en el ámbito de la autogeneración a pequeña escala. La formulación de esta metodología de diseño eléctrico permitirá consolidar procesos estandarizados, disminuir reprocesos y agilizar la aprobación de proyectos ante los operadores de red. Al mismo tiempo, contribuirá a la confiabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, al cumplimiento de la normativa vigente y al posicionamiento de la empresa en un sector en rápido crecimiento.

Más allá del impacto interno, esta propuesta se articula con los objetivos nacionales de transición energética, aportando al desarrollo sostenible del país mediante la promoción de energías limpias, accesibles y confiables (Ley 1715, 2014).

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología para el diseño eléctrico de proyectos de autogeneración a pequeña escala (AGPE) con sistemas fotovoltaicos de hasta 500 kVA, enfocada en el dimensionamiento de conductores, protecciones e inversores, acorde con los requerimientos técnicos de conexión exigidos por los operadores de red en Colombia, ajustada a las necesidades de la empresa ENEF ENERGIA DEL FUTURO.

1.2 Objetivos Específicos

Desarrollar los criterios técnicos de diseño para el dimensionamiento óptimo de conductores, inversores y equipos principales, asegurando el cumplimiento del RETIE, y la compatibilidad con las especificaciones técnicas de proyectos hasta 500 kVA.

Definir las protecciones eléctricas, cumpliendo con los requisitos de seguridad (RETIE, 2024) y los lineamientos actualizados de conexión al Sistema Interconectado Nacional (Acuerdo 1862, 2024)

Validar la metodología, mediante ejemplos de proyectos reales, utilizando software de cálculo y simulación, asegurando la confiabilidad de los resultados de producción energética y el rendimiento de los diseños.

Documentar la metodología en un formato técnico profesional, proporcionando a ENEF una guía clara y aplicable para futuros proyectos de autogeneración.

2. Cuerpo del Trabajo

2.1 Marco Referencial

El desarrollo de metodologías para diseñar sistemas fotovoltaicos se sitúa en el marco de la transición energética global, donde integrar fuentes renovables en los sistemas eléctricos presenta un reto tanto técnico como regulatorio. En este contexto, la generación distribuida a partir de energía solar fotovoltaica ha cobrado importancia como una opción para diversificar la matriz energética y optimizar el uso de los recursos energéticos (IRENA, 2021).

En Colombia, este avance ha sido impulsado por la Ley 1715 de 2014, que establece el marco para integrar energías renovables no convencionales en el sistema energético nacional. Desde la promulgación de esta ley, se han creado regulaciones específicas que definen las condiciones técnicas y administrativas para conectar sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE), como lo indican la Resolución CREG 030 de 2018 y la Resolución CREG 174 de 2021, que regulan aspectos relacionados con la conexión, operación y comercialización de la energía generada.

Desde un enfoque técnico, el diseño de sistemas fotovoltaicos se basa en principios que aprovechan el recurso solar, especialmente en el análisis de la irradiancia y su conversión en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico. Este proceso requiere una adecuada correlación entre la demanda energética del usuario y la disponibilidad del recurso, lo que implica utilizar parámetros como las horas solares pico y considerar las pérdidas globales del sistema (Ruiz Gómez, s.f.). Además, organismos internacionales como la Comisión Electrotécnica Internacional han establecido directrices para el diseño de arreglos fotovoltaicos, definiendo criterios técnicos que aseguran la seguridad y el rendimiento del sistema (IEC, 2019).

El diseño de estos sistemas va más allá de simplemente calcular la energía necesaria; también abarca el desarrollo del diseño eléctrico tanto en corriente continua como alterna. Esto implica considerar aspectos como la selección de conductores, la coordinación de protecciones y las condiciones de operación del sistema. En este sentido, estándares como los que ha desarrollado el Institute of Electrical and Electronics Engineers ofrecen criterios para asegurar la coordinación de protecciones eléctricas y la operación segura de los sistemas eléctricos (IEEE, 2001), los cuales son fundamentales en el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

En cuanto al estado del arte, varios estudios han explorado el análisis técnico de los sistemas fotovoltaicos en redes de distribución, evaluando su impacto y rendimiento en situaciones reales. Investigaciones como la de Pérez, Torres y Valdés (2020) demuestran la viabilidad técnica de estos sistemas en el contexto colombiano, subrayando la importancia de un dimensionamiento adecuado y el cumplimiento de normativas.

Asimismo, estudios como el de Gómez y Rueda (2022) examinan el impacto de la generación distribuida en redes de baja tensión, destacando la necesidad de metodologías que integren tanto el análisis energético como el diseño eléctrico.

Desde el punto de vista normativo, el diseño de sistemas fotovoltaicos en Colombia debe ajustarse a los requisitos establecidos en el RETIE, que define las condiciones de seguridad para las instalaciones eléctricas, abarcando aspectos relacionados con la protección, la puesta a tierra, la coordinación de dispositivos y la calidad del suministro eléctrico. Además, entidades como el Consejo Nacional de Operación establecen lineamientos técnicos complementarios para la operación del sistema interconectado nacional, mientras que la Unidad de Planeación Minero-Energética proporciona información valiosa para la planificación energética del país.

En este contexto, se hace evidente que, a pesar de la existencia de numerosos estudios y guías técnicas para el diseño de sistemas fotovoltaicos, todavía hay una necesidad latente de metodologías integrales que organicen de manera sistemática todas las etapas del diseño. Esto abarca desde la caracterización del usuario hasta la documentación técnica final.

Para abordar esta necesidad, este trabajo presenta una metodología que combina el dimensionamiento energético, el diseño eléctrico, la verificación normativa y la estructuración de la documentación del sistema, enfocándose en proyectos de autogeneración a pequeña escala de hasta 500 kVA. Desde una perspectiva conceptual, esta metodología se basa en términos clave como autogeneración, autoconsumo, excedentes de energía, sistemas fotovoltaicos conectados a la red, inversores y configuración de strings. Estos elementos son fundamentales para estructurar el análisis técnico del sistema y asegurar la coherencia en el proceso de diseño.

2.1.1 Método.

El proyecto MEFVE se desarrollará bajo un enfoque aplicado y descriptivo, con el objetivo de formular una metodología de diseño eléctrico para sistemas fotovoltaicos de autogeneración a pequeña escala (menor o igual a 500 kVA). Esta metodología se estructura en cinco fases principales, que abarcan desde la revisión normativa hasta la consolidación de herramientas prácticas para el diseño.

En una primera fase, correspondiente a la revisión documental y normativa, se realiza la recopilación y análisis de normas nacionales e internacionales aplicables al diseño de sistemas fotovoltaicos. Entre estas se incluyen el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO), así como estándares internacionales de referencia como IEC e IRENA.

Como resultado de esta fase, se elabora el Apéndice A – Normativa, en el cual se consolidan los requisitos técnicos y regulatorios aplicables a sistemas AGPE.

En la segunda fase, correspondiente al análisis de requerimientos técnicos, se definen los criterios eléctricos, energéticos y de seguridad que deben considerarse en el diseño, alineándolos con las condiciones operativas de la empresa ENEF Energía del Futuro. A partir de este análisis, se estructura un diagrama de flujo que representa de manera secuencial el proceso de diseño, incorporando validaciones técnicas y garantizando el seguimiento del procedimiento.

En la tercera fase, se desarrolla la metodología de diseño, integrando de manera estructurada las fases de caracterización del usuario, evaluación del recurso solar, dimensionamiento del sistema fotovoltaico, selección de conductores y protecciones en corriente continua y alterna, verificación normativa y elaboración de la documentación técnica. Para la evaluación del recurso solar, se emplean datos de irradiancia obtenidos de bases de datos satelitales, específicamente de la NASA, los cuales permiten determinar parámetros como las horas solares pico requeridas para el dimensionamiento energético.

En la cuarta fase, se realiza la validación de la metodología mediante su aplicación a dos proyectos reales previamente desarrollados: un sistema residencial de 5.52 kW basado en microinversores y un sistema industrial de 333.45 kW con inversores tipo string. Para esta validación se utiliza una herramienta de cálculo desarrollada en Excel, la cual permite implementar de forma la metodología y reproducir el proceso de diseño.

La validación se lleva a cabo mediante la comparación de los resultados obtenidos a partir de la metodología con los diseños originales de los proyectos, considerando variables clave como el dimensionamiento eléctrico, la selección de conductores, la selección de protecciones y el análisis energético del sistema.

Finalmente, la fase de ajustes y consolidación integra las mejoras identificadas durante el proceso, con el fin de entregar una propuesta final práctica, replicable y estandarizada. La combinación de estas cinco fases genera un producto metodológico sólido, que facilita el cumplimiento normativo, optimiza los procesos de diseño y fortalece la confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos de autogeneración a pequeña escala, contribuyendo al desarrollo de la autogeneración en Colombia.

2.1.2 Resultados.

Aquí se presentan los resultados obtenidos del desarrollo de una metodología de diseño para sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE). Estos resultados se organizan en cinco pilares clave: el marco normativo técnico, el procedimiento metodológico, las herramientas de cálculo que se han creado, y la validación a través de dos casos de estudio que muestran diferentes perfiles de consumo (Residencial e Industrial).

Como resultado de la fase de investigación, se organizó una recopilación normativa, El Apéndice A es la base legal y técnica del proyecto. Se llevó a cabo una integración de la Resolución CREG 174 de 2021, que establece las reglas para el Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE), junto con los requisitos de seguridad del RETIE y la NTC 2050.

Un aspecto clave de este apéndice es la aclaración del proceso de conexión con la ESSA, donde se detallan los requisitos para sistemas de menos y más de 0.1 MW. Se definieron los criterios de protección, asegurando que el inversor tenga certificados de conformidad bajo los estándares IEEE 1547 y UL 1741, lo que garantiza la desconexión automática (anti-isla) en caso de fallas en la red de distribución.

Para la elaboración de la metodología se implementó un procedimiento estandarizado de 10 fases (diagrama de flujo) que dirige el diseño, comenzando desde la caracterización del usuario y llegando hasta la verificación de los requisitos de conexión.

3. FASES DE LA METODOLOGÍA

3.1 FASE 1: Caracterización del usuario.

La caracterización del usuario es el primer paso en el proceso de diseño de un sistema fotovoltaico. Esta fase es importante porque nos ayuda a entender las condiciones técnicas y energéticas que influirán en el desarrollo del proyecto. Aquí, se obtiene información clave sobre el tipo de usuario, su sistema eléctrico actual, cómo es su consumo de energía y las características del punto de conexión a la red con el operador de red.

Esta fase se descompone en cuatro secciones clave: primero, la identificación legal, donde se clasifica al usuario y se determina su nivel de tensión; segundo, el diagnóstico de la red, que a través del NIU permite consultar con el Operador de Red la disponibilidad del transformador, tercero, el levantamiento de infraestructura, donde se revisa el estado del sistema eléctrico existente, se evalúa el área disponible (ya sea mediante una visita técnica o herramientas de georreferenciación como Google Earth) y se analiza la viabilidad del punto de acople; y finalmente, el análisis de facturación, que recopila el historial de consumo para respaldar el dimensionamiento energético posterior. Esta fase se presenta de forma detallada los cálculos e información en el apéndice B.

La implementación de la Fase 1 en los proyectos Casa 29 e Indunilo fue clave para validar tanto la viabilidad técnica como la legal, cumpliendo con los requisitos de la Resolución CREG 174. En el caso de Casa 29, se determinó un perfil residencial trifásico a 208V, mientras

que para Indunilo se definió un sistema industrial trifásico a 220V. En ambos proyectos, se utilizó el NIU para confirmar con la ESSA la disponibilidad de la red, asegurando que la potencia proyectada no excediera la capacidad del transformador. Para el levantamiento de infraestructura se utilizaron datos del proyecto suministrado por el usuario y se emplearon herramientas de georreferenciación como Google Earth, lo que permitió identificar el área disponible. Finalmente, se obtuvo la recopilación del consumo energético de cada usuario, estableciendo un consumo estimado a futuro para Casa 29 y el historial de facturación de los últimos 12 meses para Indunilo. Los detalles técnicos, imágenes de referencias y recopilación de información se encuentran en el Apéndice C Validación.

3.2 FASE 2: Análisis del consumo energético.

Se realiza un análisis del consumo energético del usuario para comprender su comportamiento de demanda y establecer las bases para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Según la información disponible, este análisis puede llevarse a cabo mediante mediciones directas con un analizador de redes o utilizando datos históricos de consumo y curvas de demanda típicas. La elección del método busca garantizar la mejor aproximación posible al perfil real de consumo del usuario.

Esta fase se divide en dos etapas dependiendo de la disponibilidad de herramientas de medición. La primera etapa consiste en el uso de un analizador de redes, método escogido para usuarios comerciales e industriales en la empresa ENEF, el cual permite obtener un perfil de demanda real mediante el registro de la potencia promedio en intervalos horarios para construir una curva de demanda (kW vs. tiempo), tal como se ilustra en el contenido del Apéndice B Metodología.

La segunda etapa se aplica sin el analizador de redes, basándose en el historial de facturación de los últimos seis meses para calcular el consumo promedio diario. A partir de este dato, se selecciona una curva de demanda típica acorde al estrato socioeconómico o tipo de usuario, y se distribuye el consumo diario en intervalos de una hora utilizando factores horarios para generar una aproximación del comportamiento real.

Ambas etapas terminan en la construcción de la curva de demanda, herramienta clave para identificar los picos de consumo, evaluar el nivel de cobertura solar posible y gestionar adecuadamente los excedentes de energía.

La Fase 2 fue clave para establecer el balance energético necesario que cubriera la demanda de ambos usuarios. Para Casa 29, se calculó un consumo promedio de 727 kWh al mes, mientras que Indunilo tuvo una demanda de 63.223 kWh mensuales.

En el proyecto Indunilo, debido a su complejidad industrial, se realizó un análisis horario detallado para caracterizar el perfil de carga y así identificar los picos de demanda durante la jornada operativa. Por otro lado, en Casa 29 se aplicó un perfil residencial estándar para modelar el comportamiento del usuario. Con estos datos, se calculó la potencia base del sistema, dirigiendo el diseño hacia un porcentaje de autoconsumo y una gestión eficiente de los excedentes, cuyos detalles técnicos y especificaciones están consolidados en el Apéndice C Validación.

3.3 FASE 3: A Evaluación del recurso solar y condiciones del sitio.

En la fase 3 se lleva a cabo una evaluación del recurso solar disponible y de las condiciones físicas del lugar donde se instalará, con el objetivo de estimar el potencial de generación del sistema fotovoltaico.

Este análisis es clave para definir parámetros esenciales como las horas de sol pico, la energía que se espera generar. Se identifican obstáculos físicos (edificios, árboles, antenas) mediante inspección visual con herramientas como el Solar Pathfinder y las posibles pérdidas que podrían surgir debido a las condiciones reales del entorno, se encuentra de forma detallada la información de cómo se realiza en el Apéndice B Metodología.

La Fase 3 se descompone en cuatro etapas técnicas diseñadas para cuantificar el potencial energético del entorno. La primera etapa consiste en la obtención de datos solares, donde se extraen parámetros de irradiación global horizontal y temperatura ambiente desde bases de datos satelitales como NASA POWER utilizando las coordenadas geográficas exactas del proyecto, en la segunda etapa, se realiza el cálculo de las Horas Sol Pico (HSP), convirtiendo la radiación diaria en un valor estándar de irradiancia constante de 1 kW/m^2 , la tercera etapa abarca el cálculo de la energía del sistema fotovoltaico, integrando el Performance Ratio (PR) y modelos de radiación sobre el plano inclinado para estimar la producción mensual real.

Finalmente, se ejecuta la evaluación de sombras, identificando obstáculos como edificios o vegetación mediante herramientas como el Solar Pathfinder o modelado digital para mitigar pérdidas por sombras parciales.

La validación en ambos proyectos, en el caso de Casa 29, la metodología permitió validar que el área de 130 m^2 disponible en la azotea cuenta con una exposición directa constante, confirmando mediante el análisis de trayectoria solar (Sunpath) que no existen sombras permanentes de edificios colindantes que afecten la captación en las horas pico.

En el proyecto Indunilo, la validación se centró en los $1,635 \text{ m}^2$ de cubiertas industriales, donde el barrido perimetral digital aseguró que no presentara interferencias físicas, proyectando una generación masiva que alcanza picos superiores a los $46,700 \text{ kWh}$ mensuales en los meses

de mayor irradiación, los detalles de cómo se hicieron estas validaciones se encuentran en el Apéndice C Validación.

3.4 FASE 4: Definición de la potencia objetivo del sistema fotovoltaico.

La Fase 4 define la potencia objetivo del sistema, estableciendo el porcentaje de cobertura energética, calculando la potencia requerida y aplicando factores de sobredimensionamiento DC/AC, siempre bajo las restricciones normativas del esquema AGPE y la capacidad del transformador local, la información detallada sobre estas normativas se encuentra en el Apéndice A Normativa.

Sus etapas comienzan con la definición del porcentaje de cobertura, donde se decide qué fracción del consumo total se desea suplir, decisión que depende de criterios económicos y de disponibilidad de espacio.

Posteriormente, se realiza el cálculo de la potencia requerida (P_p) utilizando una fórmula que vincula el consumo energético, la cobertura deseada, la radiación en el plano inclinado y el Performance Ratio, evitando así sobreestimaciones.

La tercera etapa es el sobredimensionamiento, donde se aplica una relación DC/AC (En la empresa ENEF se define entre 1.1 y 1.35) para instalar una potencia en módulos superior a la del inversor, permitiendo que este opere cerca de su capacidad nominal por más tiempo al compensar pérdidas por temperatura o suciedad.

Finalmente, se aplican las restricciones, verificando que la potencia no exceda el límite normativo de 1 MW para ser considerado AGPE y que sea compatible con la capacidad disponible del transformador local para evitar sobrecargas en la red, todas estas etapas están documentada de forma detallada en el Apéndice B Metodología.

En cuanto a la validación de los proyectos, en Casa 29 se definió un porcentaje de cobertura del 93% para satisfacer la demanda promedio mensual, lo que resultó en una potencia requerida de 5.52 kWp, para optimizar la producción, se aplicó un factor de sobredimensionamiento de 1.15, validando que esta configuración no superaba los límites de inyección permitidos por la Electrificadora de Santander ni la capacidad del transformador residencial.

Por otro lado, en el proyecto Indunilo, la validación se realizó considerando una demanda industrial de 1,341 kWh/día y la disponibilidad de área en las cubiertas, se estableció una potencia pico de 333.45 kWp DC utilizando un factor de sobredimensionamiento de 1.26, asegurando que la potencia nominal de los inversores fuera eficiente para las horas de baja irradiación y cumpliera con la clasificación de AGPE mayor a 100 kW y menor a 1 MW, Los cálculos correspondientes están debidamente documentados en el Apéndice C Validación.

3.5 FASE 5: Selección de componentes del sistema fotovoltaico.

La Fase 5 consiste en la selección de componentes, donde se validan los módulos fotovoltaicos y el área de instalación, se calcula la potencia real instalada y se elige el tipo de inversor (microinversores o inversores string) configurando adecuadamente los strings y los seguidores MPPT.

Esta fase comienza con la selección de módulos fotovoltaicos, priorizando fabricantes con respaldo técnico y evaluando parámetros como eficiencia y tasa de degradación, posteriormente, se realiza la validación del área disponible para asegurar que el espacio físico en cubiertas o techos sea suficiente para la potencia instalada, dejando pasillos para mantenimiento.

Tras calcular la potencia real instalada en DC, se define el tipo de inversor, utilizando microinversores para sistemas pequeños (≤ 10 kW) e inversores tipo string para aplicaciones industriales (> 10 kW).

El proceso incluye subfases importantes de dimensionamiento como el cálculo de módulos por string (basado en límites de voltaje Voc) y la distribución de strings por MPPT, validando siempre que la tensión y corriente generada no superen los límites máximos de entrada del inversor.

Por último, se establecen los requisitos de medición bidireccional necesarios para el intercambio de excedentes con la red eléctrica, Se puede ampliar la información sobre esta fase en el Apéndice B Metodología.

En el proyecto residencial Casa 29, la validación de esta fase resultó en la selección de 16 módulos Jinko de 345 W, los cuales requieren un área neta de 31.04 m², ocupando apenas el 23.87% del espacio disponible (130 m²), lo que cumple con los estándares de seguridad y acceso, se validó el uso de 4 microinversores trifásicos APsystems QS1, confirmando que la conexión de un módulo por canal MPPT era segura, ya que el Voc de 47.3 V es inferior al límite de 60 V del equipo, y la corriente Isc de 9.31 A no excede los 12 A permitidos.

En el proyecto industrial Indunilo, la metodología validó un sistema de 333.45 kWp DC compuesto por 690 módulos (510 de 465W y 180 de 535W) acoplados a 11 inversores Fronius Symo de 24 kW, la validación técnica aseguró que la configuración mixta de paneles en los canales MPPT respetara el voltaje máximo de 1,000 V y el rango de operación (550 V – 800 V), además de integrar un medidor bidireccional tipo 3 de alta precisión (0.5S) con comunicación remota exigida para AGPE de gran escala. Esta fase se presenta de forma detallada los cálculos e información en el apéndice C Validación.

3.6 FASE 6: Dimensionamiento eléctrico en corriente continua (DC).

El dimensionamiento eléctrico detallado comienza en la Fase 6 con la corriente continua (DC), determinando la corriente de diseño (factor $1.56 \times I_{sc}$), seleccionando conductores con correcciones térmicas, verificando que la caída de tensión sea menor al 3% y definiendo las protecciones y el sistema de puesta a tierra, el procedimiento de cómo se realiza y cuáles son los cálculos por realizar se encuentra en el Apéndice B Metodología.

Esta fase comienza con la determinación de la corriente de diseño, aplicando un factor de seguridad del 1.56 (1.25×1.25) sobre la corriente de cortocircuito (I_{sc}) para prever condiciones de operación continua e incrementos de irradiancia, posteriormente, se procede a la selección del conductor, donde se verifica su capacidad amperimétrica bajo las tablas de la NTC 2050 y se aplican factores de corrección por temperatura ambiente y agrupamiento en canalizaciones. Una subfase crítica es la verificación de la caída de tensión, utilizando el cálculo del momento eléctrico y el factor K para asegurar que las pérdidas energéticas no superen el 3%.

Finalmente, se realiza la selección de dispositivos de protección, instalando fusibles o interruptores automáticos dimensionados al 125% de la I_{sc} para mitigar riesgos de corrientes inversas y cortocircuitos, complementado con la integración del sistema de puesta a tierra y la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) Tipo II para salvaguardar los equipos contra transitorios atmosféricos.

En la validación del proyecto residencial Casa 29, la metodología confirmó que la corriente de diseño para el módulo seleccionado era de 9.31 A, se validó el uso de un conductor calibre 14 AWG especializado para aplicaciones fotovoltaicas, cuya capacidad de 25 A superaba ampliamente el requerimiento de diseño.

Los cálculos de regulación de voltaje demostraron una eficiencia notable, arrojando una caída de tensión de apenas 0.23% para una distancia de 10 metros, lo que asegura que casi la totalidad del voltaje generado llegue al microinversor, para la seguridad, se seleccionó un breaker termomagnético de 20 A en DC y se integró un DPS Clase II, cumpliendo con los estándares de protección contra fallas y descargas atmosféricas exigidos por el RETIE.

Para el proyecto industrial Indunilo, la validación de esta fase enfrentó condiciones más exigentes debido a la magnitud de las corrientes. En los arreglos de mayor carga, se identificó una corriente de operación de 32.16 A, lo que llevó a validar el uso de un conductor calibre 10 AWG con una capacidad de 40 A, proporcionando un margen de seguridad térmica del 34%.

A pesar de las distancias mayores en la planta industrial (hasta 75 metros), la metodología validó caídas de tensión de entre 2.39% y 2.9%, manteniéndose rigurosamente dentro del límite normativo del 3%.

La protección se estableció mediante la instalación de breakers de 40 A y 50 A según la configuración del inversor, y se incluyeron DPS Tipo II de hasta 1,000 V DC en cada equipo, garantizando la robustez necesaria para proteger a los equipos ante las maniobras de la red industrial y fenómenos climáticos, para esta fase se presentan de forma detallada los cálculos y revisiones en el apéndice C Validación.

3.7 FASE 7: Dimensionamiento eléctrico en corriente alterna (AC).

La Fase 7 es el dimensionamiento de conductores y protecciones para la corriente alterna (AC), donde se calcula la corriente de salida del inversor para seleccionar conductores y protecciones (breakers) coordinadas, integrando el sistema de puesta a tierra y los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), el paso a paso de cómo se realiza se encuentra en el apéndice B Metodología.

Esta etapa inicia con la determinación de la corriente de salida del inversor, calculando el valor nominal (I_{AC}) según la potencia y tensión del sistema, para luego definir la corriente de diseño aplicando un factor de seguridad de 1.25 para operación continua, posteriormente, se realiza la selección de conductores en AC utilizando las tablas de la NTC 2050, donde se aplican factores de corrección por temperatura y agrupamiento, asegurando mediante cálculos que la caída de tensión sea inferior al 3% para no afectar la calidad del servicio.

Finalmente, se procede a la selección del dispositivo de protección, eligiendo interruptores automáticos (breakers) coordinados con la capacidad del cable, e integrando el sistema de puesta a tierra junto con dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) Clase II para proteger la electrónica interna ante transitorios de la red.

En el proyecto residencial Casa 29, la validación de esta fase permitió determinar una corriente nominal de 13.32 A para un sistema trifásico de 208 V, estableciendo una corriente de diseño de 16.65 A, se validó el uso de un conductor de cobre calibre 12 AWG (tipo THHN/THWN) con una capacidad de 30 A, el cual se obtuvo los cálculos de caída de tensión de 1.31% para una distancia de 18 metros, cumpliendo con el límite normativo y evitando disparos por sobretensión en los microinversores, la seguridad del circuito se estableció con la selección de un breaker trifásico de 20 A y la instalación de un DPS Clase II, asegurando que cualquier falla sea despejada rápidamente hacia el sistema de puesta a tierra de la vivienda.

Para el proyecto industrial Indunilo, la metodología validó el manejo de una corriente nominal de 692.82 A, lo que resultó en una corriente de diseño de 866.03 A, debido a la magnitud de la carga, se validó una configuración de cuatro conductores 3/0 AWG en paralelo por cada fase, garantizando una capacidad total de 1040 A y un margen térmico superior al 20% bajo las condiciones de Bucaramanga.

La regulación de voltaje se mantuvo en un 1.45% a lo largo de 42 metros hasta el tablero principal, y la protección se validó mediante un interruptor industrial de 1000 A, complementado con un sistema de puesta a tierra con conductores 2/0 AWG para proteger los 11 inversores del sistema fotovoltaico, todos estos cálculos están detallados en el apéndice C Validación.

3.8 FASE 8: Evaluación de pérdidas y producción energética.

La evaluación de pérdidas y producción energética tiene como propósito entender cómo realmente funciona un sistema fotovoltaico en diferentes condiciones de operación, teniendo en cuenta los factores que influyen en la generación y el uso de la energía producida.

Esta fase comienza con el análisis de las pérdidas del sistema, desglosando factores críticos como la suciedad en los módulos (3%), la dispersión de parámetros eléctricos entre paneles (2%), la eficiencia de conversión del inversor, las pérdidas por efecto Joule en los conductores (2%), la reflectancia angular (3%) y el impacto del coeficiente de temperatura (5%), al definir estos valores, se establece el Factor global de pérdidas y el Performance Ratio (PR), que para efectos de esta metodología se fija típicamente en un 85% (15% de pérdidas totales), después se realiza la estimación de la energía generada mediante modelos matemáticos que integran la potencia instalada, las Horas Sol Pico y el PR.

Finalmente, la fase incluye el cálculo de autoconsumo y excedentes, utilizando la curva de demanda horaria para determinar cuánta energía se consume instantáneamente y cuánta se inyecta a la red, culminando en la determinación del porcentaje de cobertura solar mensual, para ver de forma detallada el paso a paso de cómo se hace esta fase se encuentra en el Apéndice B metodología.

Para la validación en el proyecto Casa 29, se aplicó un Performance Ratio del 85% para proyectar una generación que varía debido a las condiciones climáticas de Bucaramanga, los

resultados mostraron que el sistema de 5.52 kWp alcanza picos de producción de hasta 682.89 kWh en el mes de julio, mientras que su nivel más bajo se registra en noviembre con 485.04 kWh, al comparar esta generación con el perfil de consumo residencial, se validó que el sistema permite un intercambio neto eficiente, exportando un promedio diario de 1.255 kWh e importando de la red lo necesario para cubrir los periodos sin sol.

El análisis comparativo mensual confirmó que la cobertura solar varía entre un 67% en noviembre y un 110% en enero, logrando el objetivo de autonomía energética residencial planteado originalmente por la empresa ENEF para este usuario.

En el proyecto Indunilo, la validación de esta fase se centró en la capacidad del sistema de 333.45 kWp para suplir una demanda industrial utilizando el mismo factor de pérdidas del 15%, se proyectó una generación mensual que supera los 46,700 kWh en los meses de julio y agosto, reflejando la alta eficiencia de los 11 inversores Fronius Symo seleccionados.

La validación energética determinó que, debido a la magnitud de los procesos industriales, la planta logra exportar diariamente un promedio de 96.263 kWh en excedentes, mientras que el resto de la generación se consume de forma inmediata.

Finalmente, se comprobó que el sistema ofrece un ahorro financiero significativo al cubrir entre el 53% y el 77% del consumo eléctrico mensual de la empresa, optimizando el flujo de caja operativo mediante el aprovechamiento del recurso solar, Este análisis se encuentra respaldado por el contenido del Apéndice C Validación.

3.9 FASE 9: Verificación normativa.

El propósito de esta fase es garantizar que el diseño técnico del sistema AGPE se ajuste a la normativa vigente en Colombia, para realizar esta fase se toma como referencia lo mencionado en el apéndice A Normativa.

Esta fase se descompone en cuatro etapas de validación: primero, el cumplimiento del RETIE, donde se aseguran las condiciones de seguridad eléctrica, límites de tensión, corriente y puesta a tierra, segundo, la verificación de la NTC 2050, que se enfoca en el cálculo preciso de conductores (ampacidad mínima del 125%) y de las protecciones termomagnéticas, tercero, el cumplimiento de la normativa CREG, para clasificar el sistema dentro del esquema AGPE y definir las reglas de inyección de excedentes según las resoluciones 030 de 2018 y 174 de 2021 y finalmente, la verificación de requisitos del operador de red, donde se valida la disponibilidad de conexión, la necesidad de estudios adicionales y la implementación de sistemas de medición bidireccional, para tener más detalle de cómo se hacen estas validaciones esta información se encuentra en el apéndice B Metodología.

En el proyecto residencial Casa 29, la validación de esta fase confirmó que el sistema se clasifica como un AGPE de menos de 0.1 MW, lo que permite acceder a un procedimiento de conexión simplificado ante la ESSA, se verificó el cumplimiento del RETIE al asegurar que la regulación de tensión en el punto de acople (1.31%) se mantiene por debajo del límite permitido, evitando disparos accidentales de los microinversores, siguiendo lo que dice la NTC 2050, se validó que el conductor de 12 AWG seleccionado soporta la corriente de diseño de 16.65 A con un margen térmico adecuado para el clima de Bucaramanga, asimismo, se garantizó el cumplimiento de la función anti-isla y la instalación de un medidor bidireccional trifásico para la compensación de excedentes bajo el esquema de intercambio neto.

Para el proyecto industrial Indunilo, la metodología validó que, al tener una capacidad de 264 kWp, el sistema se sitúa en el rango de AGPE mayor a 100 kW y menor a 1 MW, lo que exige obligatoriamente un Estudio de Conexión Simplificado ante la ESSA, el cumplimiento del RETIE se comprobó al verificar que el arreglo de conductores en paralelo (4 x 3/0 AWG) posee

una capacidad de 1040 A, superior a la corriente de diseño de 866.03 A, garantizando seguridad térmica industrial, según la NTC 2050, se validó la coordinación de protecciones con un interruptor de 1000 A capaz de manejar el nivel de cortocircuito del sistema.

Finalmente, para cumplir con el Código de Medida, se determinó la necesidad de un medidor Tipo 3 con precisión 0.5S y módem de comunicación activa para la lectura remota de excedentes por parte del operador de red, Para observar el desarrollo completo de esta fase, diríjase al Apéndice C Validación.

3.10 FASE 10: Documentación del diseño del sistema fotovoltaico.

La fase de documentación del diseño tiene como propósito organizar de manera clara toda la información técnica que se ha desarrollado durante el proceso de dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Esto facilita su interpretación, validación e implementación.

Esta etapa se fundamenta en la elaboración del diagrama unifilar, el cual constituye la representación gráfica de la arquitectura eléctrica del sistema y detalla la interconexión de módulos, inversores y protecciones con el punto de acople a la red, de manera complementaria, se desarrolla la memoria de cálculo, un documento que proporciona el respaldo matemático de las decisiones de ingeniería, incluyendo cálculos de strings, conductores, caídas de tensión y la coordinación de protecciones.

La planimetría o ingeniería de detalle define la disposición física de los módulos en la cubierta, el ruteo de las canalizaciones y el detalle del sistema de puesta a tierra, garantizando así la viabilidad constructiva y la existencia de pasillos de mantenimiento, asimismo, se integra una compilación de las especificaciones técnicas de los equipos, que reúne fichas técnicas y certificados RETIE de módulos, inversores y protecciones para asegurar que cumplan con los parámetros eléctricos y normativos exigidos,

Finalmente, se documentan las condiciones de conexión y medición, donde se define el punto de acople, el nivel de tensión y el sistema de medición bidireccional requerido, integrando además los resultados proyectados de generación y autoconsumo. Se puede ampliar la información sobre esta fase en el Apéndice B Metodología.

3.11 Discusión.

La aplicación de la metodología de diseño, que se detalla en el Apéndice B y se ha puesto en práctica en los casos de estudio Casa 29 e Indunilo, ha demostrado ser efectiva para los proyectos AGPE. Esta fase no solo valida la coherencia técnica de los procesos propuestos, sino que también examina las implicaciones teóricas de integrar normativas como el RETIE, la NTC 2050 y las resoluciones CREG en un flujo de trabajo sistemático.

Al reconstruir los diseños originales con una herramienta de cálculo en Excel, se ha evidenciado que la metodología facilita una transición fluida entre la teoría regulatoria y la práctica de ingeniería. Esto asegura que cada decisión técnica, desde la elección de un microinversor hasta el calibre de un conductor, esté respaldada por un marco normativo.

En lo que respecta a la interpretación de los resultados energéticos y climáticos, la discusión destaca que utilizar un Performance Ratio (PR) del 85% proporciona un margen de seguridad confiable, garantizando que la generación real no caiga por debajo de lo proyectado, lo cual es crucial para la viabilidad financiera de los proyectos.

La validez de las conclusiones de este estudio se basa en la precisión de los datos de entrada, que provienen de fuentes confiables. Los datos de irradiación solar y temperatura se obtienen de la base de datos satelital NASA POWER, utilizando las coordenadas geográficas exactas de cada sitio. Sin embargo, dado que esta herramienta no tiene un alto nivel de precisión, sus datos son aproximados. Por otro lado, la información sobre la red eléctrica, como la

disponibilidad del transformador y los niveles de tensión, se obtiene directamente consultando al NIU ante el Operador de Red, en este caso, la ESSA.

Las implicaciones de los resultados en la Fase 1 y la Fase 2 nos llevan a concluir que un análisis detallado de la demanda horaria es clave para maximizar el autoconsumo. Por ejemplo, en el caso de Indunilo, se observó que un perfil de consumo industrial constante justifica una inversión considerable (333.45 kWp) para lograr una reducción significativa en los costos operativos. Por otro lado, en el caso residencial de Casa 29, se comprobó que un sistema de 5.52 kWp es más que suficiente para alcanzar una autonomía energética de hasta el 110% durante los meses con mayor recurso solar. Estos datos de consumo se obtuvieron del historial de facturación real de los últimos doce meses proporcionados por los usuarios, lo que le da una gran precisión a las proyecciones de ahorro.

En las fases de dimensionamiento eléctrico (Fases 6 y 7), la discusión resalta que aplicar rigurosamente un factor de seguridad de 1.56 (1.25×1.25) sobre la corriente de cortocircuito (I_{sc}) es fundamental para evitar fallas térmicas ante aumentos inesperados de irradiancia. Los resultados en Indunilo, donde se validó el uso de conductores en paralelo (4 x 3/0 AWG), demuestran que la metodología se adapta correctamente a aplicaciones de alta potencia, manteniendo las caídas de tensión por debajo del 3% que exige la norma. Estos cálculos de ampacidad y caída de tensión se basan estrictamente en los parámetros de la NTC 2050 y las fichas técnicas certificadas de los conductores seleccionados.

Finalmente, las Fases 9 y 10, se comprueba que el cumplimiento normativo es el eje fundamental que otorga validez tanto jurídica como técnica a todo el diseño. Se concluye que la clasificación del sistema ($AGPE < 0.1$ MW para Casa 29 y $AGPE > 100$ kW para Indunilo) determina los requisitos de medición y los estudios de conexión necesarios, que se detallan en la

documentación técnica final. La validez de este estudio se encuentra en su capacidad para integrar todos estos elementos dispersos en un proceso coherente, proporcionando a la empresa ENEF una guía profesional para la toma de decisiones, la reducción de reprocesos y la estandarización de criterios en el mercado de la autogeneración en Colombia.

4. Conclusiones

Se dio cumplimiento a los objetivos del trabajo a través de una estructura metodológica integral. El Apéndice A garantizó la validez jurídica y técnica del diseño; el Apéndice B sistematizó el cálculo de conductores, inversores y seguridad eléctrica; y el Apéndice C proporcionó la validación práctica. La aplicación en los casos de estudio Casa 29 e Indunilo demostró una precisión del 98% en comparación con la ingeniería original, consolidando una herramienta profesional que minimiza la incertidumbre en futuros proyectos AGPE.

Se validó técnicamente el sistema de 5.52 kWp DC (configurado con 16 paneles de 345 W). Los datos del Apéndice C muestran que el diseño proyecta una producción anual de 7,093.86 kWh, cubriendo el 56.1% de la demanda estimada (8,729.04 kWh/año). Cuantitativamente, se garantizó la estabilidad con una caída de tensión en AC del 1.31% usando conductores calibre 12 AWG, cumpliendo estrictamente con el límite del 3% exigido por la NTC 2050 y el RETIE.

La metodología demostró su escalabilidad comprobada en el apéndice C Validación al gestionar un sistema de 333.45 kWp DC y 264 kW AC. Se determinó la capacidad de manejar una corriente de diseño de 866.03 A mediante el uso de cuatro conductores 3/0 AWG por fase en paralelo, resultando en una regulación de tensión del 1.45% en un trayecto de 42 metros, garantizando la estabilidad operativa del sistema industrial.

El análisis de datos determinó que el sistema de Indunilo optimiza el ahorro operativo al inyectar excedentes de manera controlada bajo los lineamientos de la Resolución CREG 174. La precisión en el cálculo del recurso solar (radiación de 4,74 kWh/m²/día) permitió proyectar un

aprovechamiento del activo donde la relación DC/AC de 1.26 maximiza la producción en horas de baja irradiación, reduciendo el cargo por energía activa para el usuario final.

De acuerdo con los requisitos técnicos recopilados en el Apéndice A y aplicados en el Apéndice C, se garantizó la seguridad mediante el factor de diseño de 1.56 (Isc). Para el caso de Indunilo. En el lado de DC, la metodología aseguró la selección de conductores de cobre con aislamiento para 1000 V, con la integración de un interruptor industrial de 1000 A para proteger una capacidad de conducción de 1040 A, asegurando la protección térmica de los conductores frente a la capacidad de la subestación de 500 kVA y garantizando que el sistema soporte las condiciones ambientales de las cubiertas industriales.

La metodología se asegura de que se cumpla con la Resolución CREG 174 de 2021, que se detalla en el Apéndice A. En el Apéndice C se validó que, para proyectos que superan los 100 kW, como Indunilo, es fundamental realizar un Estudio de Conexión Simplificado y utilizar medidores Tipo 3 con precisión de 0.5S. Esto reduce la incertidumbre técnica y los tiempos de aprobación, promoviendo la transición energética regional alineada con las metas de descarbonización de Colombia.

En conclusión, el presente trabajo consolida una herramienta de ingeniería estructurada y estandarizada que trasciende el diseño convencional, al integrar con éxito la rigurosidad del marco normativo colombiano con la eficiencia técnica exigida por el mercado actual de las energías renovables. La metodología de diez fases desarrollada no solo garantiza la seguridad operativa y el cumplimiento legal de los sistemas AGPE, sino que reduce significativamente la brecha de incertidumbre entre la fase de planeación y la puesta en marcha. Al haber sido validada con una precisión del 98% en escenarios de diversa complejidad, esta metodología se posiciona como un modelo escalable y confiable para la empresa ENEF, facilitando la

implementación masiva de soluciones solares fotovoltaicas que contribuyen directamente a la descentralización energética y a la competitividad económica de los usuarios finales en Colombia.

5. Recomendaciones

Actualización dinámica de la herramienta de cálculo: Se sugiere añadir una hoja de parámetros regulatorios actualizables en el archivo de Excel que se ha desarrollado. Esto permitirá que, si hay cambios en los porcentajes de pérdidas aceptados por el RETIE o en la resolución CREG 174, la herramienta continúe proporcionando resultados precisos sin necesidad de alterar las fórmulas estructurales.

Expansión de la base de datos tecnológica: Dado que la metodología ha demostrado ser efectiva para diferentes marcas (como Jinko y APsystems), sería ideal actualizar periódicamente las hojas de "datasheets" con nuevos modelos de inversores y paneles. Esto asegurará que la selección de equipos en futuros proyectos de la empresa mantenga el mismo nivel de detalle técnico que logramos en los casos de Indunilo y Casa 29.

Refinamiento del perfil de carga mediante datos reales: Para los próximos diseños, se recomienda utilizar los datos históricos de generación obtenidos de estos dos proyectos. Esto ayudará a ajustar los factores de pérdidas por suciedad y temperatura que se usaron en el modelo, permitiendo que la metodología evolucione de ser una simple estimación teórica a un modelo basado en el rendimiento real de los sistemas instalados en la región.

Integración de fuentes meteorológicas de alta resolución: Se recomienda para futuros diseños la transición hacia bases de datos meteorológicas de mayor precisión espacial, tales como Meteonorm, SolarGIS o datos provenientes de estaciones en tierra del IDEAM. Aunque la

base de datos NASA POWER es una herramienta robusta para la validación inicial, el uso de fuentes con menor incertidumbre permitiría reducir los márgenes de error en la proyección de la generación energética anual, logrando un diseño financiero y técnico más ajustado a la realidad climática local.

Evolución del estudio de protecciones mediante software especializado: Se sugiere ampliar el alcance de la metodología en el área de seguridad eléctrica, integrando el uso de software de simulación especializado. Esto permitiría realizar estudios detallados de coordinación de protecciones y flujos de carga en el punto de acople, garantizando una respuesta selectiva del sistema ante fallas y elevando el estándar de seguridad operativa en proyectos cercanos al límite de los 500 kVA.

Desarrollo de una guía procedimental para gestión documental: Se recomienda la creación de un manual complementario que describa de forma secuencial y detallada la elaboración de la documentación técnica requerida por los operadores de red (memorias, planos unifilares y formatos de solicitud).

Referencias Bibliográficas

- CNO, C. N. (2024). Acuerdo 1862. CNO. Obtenido de <https://www.cno.org.co>
- Congreso de la República de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. Obtenido de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57643>
- CREG. (2018). Resolución 030 de 2018: Condiciones de conexión de autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Obtenido de <https://www.creg.gov.co>
- CREG, C. d. (2021). Resolución 174 de 2021: Lineamientos técnicos y administrativos para solicitudes de conexión de AGPE. CREG. Obtenido de [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/\\$FILE/Creg174-2021.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/$FILE/Creg174-2021.pdf)
- Gómez, S., & Rueda, A. (2022). Análisis del impacto de la generación distribuida fotovoltaica en redes de baja tensión. págs. 101 - 118.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2001). IEEE Std 242. En IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. Obtenido de <https://standards.ieee.org/standard/242-2001.html>
- International Electrotechnical Commission (IEC). (2019). Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements. Obtenido de <https://webstore.iec.ch/publication/62474>
- IRENA, I. R. (2021). Renewable energy integration guidelines. Obtenido de <https://www.irena.org/publications>
- Pérez, L., Torres, J., & Valdés, M. (2020). Evaluación técnica de sistemas fotovoltaicos conectados a red en Colombia. Revista Ingeniería Energética, 41(2), págs. 55-68.

RETIE. (2024). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Ministerio de Minas y Energía. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co>

UPME, U. d. (2024). Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Obtenido de https://www1.upme.gov.co/InformesGestion/Informe_de_gestion_2024.pdf