

Sistema de información para caracterización de comunidades
energéticas en Santander basado en la herramienta de software

Power BI

Heidimber Yesid Peña Duarte

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

Iván David Serna Suárez

Ph.D en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Manuel José Ortiz Rangel

Magister en Ingeniería

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Bucaramanga

Ingeniería eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mi madre, Luz Mary Duarte, por su amor incondicional, su apoyo constante y por ser una fuente de fortaleza en cada etapa de mi vida. A mi padre, Orlando Rueda, por su afecto, sus consejos y por motivarme siempre a seguir adelante. A mis abuelos, tíos y primos, por su cariño, compañía y apoyo, los cuales fueron fundamentales para alcanzar este objetivo. A mis amigos, por hacer de mi paso por la universidad una etapa inolvidable, llena de aprendizajes, experiencias y momentos que siempre llevaré conmigo.

Heidimber Yesid Peña Duarte

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por darme la fortaleza, la salud y la perseverancia necesarias para culminar esta etapa tan importante de mi vida. Expreso mi más sincero agradecimiento al Doctor Iván David Serna Suárez y al Magister Manuel José Ortiz Rangel, por su acompañamiento, orientación y valiosos aportes durante la construcción de este trabajo de grado. Su guía fue fundamental para el desarrollo y consolidación de este proyecto. Agradezco también a todo el equipo de trabajo de la E3T, así como a mis compañeros, quienes compartieron conmigo su tiempo, conocimiento y apoyo durante mi proceso como estudiante de pregrado. De manera especial, agradezco a mi jefe y amigo, Luis Laporte, por su apoyo incondicional, por sus palabras de ánimo y por impulsarme constantemente a no rendirme. Gracias por recordarme, incluso en los momentos de mayor dificultad, que este objetivo estaba cerca y que con esfuerzo y disciplina era posible alcanzarlo. Su motivación y confianza fueron un impulso importante para continuar y culminar este trabajo. Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra forma, hicieron parte de este camino y contribuyeron a la realización de este logro académico y personal.

Heidimber Yesid Peña Duarte

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	12
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo general.....	15
1.2 Objetivos específicos.....	15
2. Cuerpo del trabajo.....	16
2.1 Marco teórico.....	16
2.1.1 Energía solar fotovoltaica.....	16
2.1.2 Comunidades energéticas.....	17
2.1.3 Herramientas de análisis energético y toma de decisiones (Power BI).....	18
2.1.4 Marco conceptual.....	20
2.1.5 Marco legal.....	24
2.1.6 Marco geográfico y territorial.....	26
2.1.7 Antecedentes regionales sobre energía solar en Santander.....	27
3. Método.....	28
3.1 Flujo de procesamiento (ETL) y estandarización de datos.....	28
3.2 Indicadores mensuales del recurso solar.....	29
3.2.1 Rango mensual.....	29
3.2.2 Variabilidad relativa mensual.....	30
3.3 Construcción de indicadores anuales por municipio.....	31
3.3.1 Promedio anual del recurso.....	31
3.3.2 Mínimo anual y máximo anual.....	31

3.3.3 Variabilidad relativa anual	32
3.3.4 Recurso del peor mes típico y meses críticos	32
3.4 Integración al modelo económico: dos supuestos de evaluación.....	33
3.4.1 Escenario base (promedio anual)	33
3.4.2 Escenario conservador (peor mes)	33
3.5 Estimación de la demanda eléctrica mediante perfiles horarios típicos (ESSA)	34
3.6 Construcción de perfiles horarios normalizados (p.u. → fracción horaria).....	34
3.7 Entradas del usuario y cálculo de energía diaria equivalente (modo rápido)	36
3.8 Generación del perfil horario por categoría y perfil mixto total	37
3.9 Estimación de la producción fotovoltaica y balance energético	40
3.10 Modelo económico y financiero del sistema fotovoltaico	44
3.11 Evaluación de incentivos tributarios	48
3.12 Implementación del sistema de información en Power BI	49
3.13 Metodología de validación mediante casos reales	51
4. Resultados	52
4.1 Sistema de información desarrollado en Power BI.....	52
4.2 Resultados de caracterización del recurso solar.....	54
4.3 Resultados del perfil horario de demanda.....	55
4.4 Resultados del análisis económico del sistema fotovoltaico	56
4.5 Resultados del módulo de finanzas avanzadas	58
4.6 Resultados del flujo financiero del proyecto.....	59
4.7 Resultados del escenario con incentivos tributarios	61
4.8 Resultados de la validación mediante casos reales.	62

4.8.1 Caso 1: Proyecto fotovoltaico en Floridablanca	63
4.8.2 Caso 2: Proyecto fotovoltaico en Bucaramanga	64
4.8.3 Resultado consolidado	64
4.9 Síntesis de resultados y alcance de la herramienta	65
5. Conclusiones	66
6. Recomendaciones.....	68
Referencias bibliográficas.....	69

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Indicadores mensuales del recurso solar por municipio.	30
Tabla 2 Indicadores anuales del recurso solar por municipio.....	33
Tabla 3 Estructura de la tabla consolidada de perfiles horarios de demanda	35
Tabla 4 Variables de entrada del usuario en modo rápido (INPUTS_RAPIDO).	36
Tabla 5 Curva horaria total estimada (perfil mixto)	38
Tabla 6 Indicadores de demanda (energía diaria, potencia promedio y potencia pico).....	39
Tabla 7 Comparación entre el proyecto real y SICES para el caso de Floridablanca.....	63
Tabla 8 Comparación entre el proyecto real y SICES para el caso de Bucaramanga.....	64

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Editor de Power Query mostrando (tipificación y transformaciones).....	29
Figura 2 Curva horaria total estimada (perfil mixto)	39
Figura 3 Estructura general del sistema de información desarrollado en Power BI.....	53
Figura 4 Visualización del recurso solar por municipio en Power BI	55
Figura 5 Módulo de perfiles horarios de demanda en Power BI	56
Figura 6 Módulo de análisis económico del sistema fotovoltaico en Power BI.....	57
Figura 7 Módulo de finanzas avanzadas del sistema fotovoltaico en Power BI.....	59
Figura 8 Flujo financiero del proyecto fotovoltaico en Power BI	60
Figura 9 Evaluación de incentivos tributarios en Power BI.....	62

Lista de Apéndices

Los apéndices están disponibles en el Repositorio Institucional UIS

Apéndice A. Base final de radiación solar por municipio

Apéndice B. Base final de perfiles y curvas de demanda

Apéndice C. Documento técnico de referencia ESSA

Apéndice D. Sistema de información en Power BI y productos entregados

Apéndice E. Manual de usuario del sistema desarrollado en Power BI

Resumen

Título: Sistema de información para la caracterización de comunidades energéticas en Santander basado en la herramienta de software Power BI.*

Autor: Heidimber Yesid Peña Duarte **

Palabras Clave: Comunidades energéticas, Energías renovables, Caracterización energética, POWER BI, Ley 1715.

Descripción:

Las comunidades energéticas representan una alternativa clave para avanzar hacia un modelo energético más sostenible, descentralizado y con participación activa de la sociedad. En este contexto, el presente trabajo de grado desarrolla un sistema de información en Power BI para la caracterización del potencial solar fotovoltaico en los municipios del departamento de Santander, empleando las series históricas de radiación solar publicadas por la UPME para el periodo 1980–2020. La metodología contempla el procesamiento de la información solar por municipio, la construcción de indicadores técnicos, la incorporación de perfiles de demanda y el análisis económico de sistemas fotovoltaicos mediante variables como producción energética, cobertura de demanda, CAPEX, OPEX, flujo de caja, VPN, TIR, relación beneficio/costo, payback e incentivos tributarios. Como resultado, la herramienta permite visualizar de forma interactiva la disponibilidad del recurso solar, identificar patrones espaciales y temporales, estimar la capacidad de generación posible y evaluar escenarios técnicos y financieros asociados a proyectos solares comunitarios.

Finalmente, el sistema propuesto busca ofrecer una visión integral del potencial energético de Santander y servir como plataforma de apoyo para la planeación energética local, facilitando la toma de decisiones en etapas de prefactibilidad y fortaleciendo la autonomía y sostenibilidad de las comunidades del departamento.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Iván David Serna Suárez. Doctor en ingeniería eléctrica. Codirector: Manuel José Ortiz Rangel. Magister en Ingeniería

Abstract

Title: Information System for the Characterization of Energy Communities in Santander Based on the Power BI Software Tool*

Author: Heidimber Yesid Peña Duarte **

Key Words: Energy communities, Renewable energies, Energy characterization, Power BI, Law 1715.

Description:

Energy communities represent a key alternative for moving toward a more sustainable, decentralized energy model with active social participation. In this context, this undergraduate thesis develops an information system in Power BI to characterize the photovoltaic solar potential in the municipalities of the department of Santander, using historical solar radiation data published by UPME for the period 1980–2020. The methodology includes the processing of solar resource information by municipality, the construction of technical indicators, the incorporation of demand profiles, and the economic analysis of photovoltaic systems through variables such as energy production, demand coverage, CAPEX, OPEX, cash flow, NPV, IRR, benefit-cost ratio, payback period, and applicable tax incentives.

As a result, the tool enables interactive visualization of solar resource availability, identification of spatial and temporal patterns, estimation of potential generation capacity, and evaluation of technical and financial scenarios associated with community solar projects.

Finally, the proposed system aims to provide an integrated view of Santander's energy potential and serve as a support platform for local energy planning, facilitating decision-making in pre-feasibility stages and strengthening the autonomy and sustainability of the department's communities.

* Degree Work

** Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Iván David Serna Suárez, Ph.D. in Electrical Engineering. Co-Directors: Manuel José Ortiz Rangel, M.Sc. in Engineering.

Introducción

El modelo energético colombiano enfrenta el desafío de avanzar hacia una transición sostenible, equitativa y descentralizada. En este contexto, las comunidades energéticas se consolidan como una estrategia clave para democratizar el acceso a la energía, fomentar la participación social y promover el uso de fuentes renovables locales. Estas iniciativas permiten integrar a los ciudadanos en la generación, gestión y consumo de energía limpia, impulsando el desarrollo económico y social en territorios históricamente marginados del sistema interconectado nacional (SIN) (Carvajal-Romo et al., 2019).

El departamento de La Guajira representa uno de los casos más emblemáticos del país en materia de energía renovable. Diversos estudios han demostrado que su potencial solar y eólico supera ampliamente la demanda eléctrica nacional proyectada (Carvajal-Romo et al., 2019). Sin embargo, gran parte de sus comunidades indígenas continúan sin acceso confiable a la electricidad, lo que evidencia la necesidad de modelos de desarrollo energético basados en la apropiación social y la sostenibilidad a largo plazo (Carvajal-Romo et al., 2019).

Santander posee una radiación solar promedio entre 4,2 y 5,6 kWh/m²/día, de acuerdo con la información de radiación solar tomada de la plataforma de predicción espacial de radiación solar en Colombia de la UPME.^{††} Estos valores, aunque inferiores a los de La Guajira, demuestran un recurso solar suficiente para proyectos de autogeneración y microrredes rurales, especialmente en zonas con baja densidad poblacional y alto costo de conexión al SIN.

^{††} Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME]. (2025). Predicción espacial de la radiación solar en Colombia. Gov.co. Recuperado el 3 de noviembre de 2025, de <https://sig.upme.gov.co/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=5c48f9c11e9f4cd6a9d7f928549d2a39&page=Enero>

El sistema de información propuesto en esta tesis busca consolidar, mediante la herramienta Power BI, una plataforma interactiva que permita visualizar el potencial solar por municipio, identificar patrones espaciales y temporales, y estimar la capacidad de generación disponible. Este enfoque integra la analítica de datos con la planificación energética territorial, aportando una herramienta accesible para tomadores de decisiones, comunidades rurales y entidades gubernamentales (Andres David Florido et al., 2024).

Adicionalmente, el presente trabajo plantea la creación de un modelo económico simplificado, diseñado para que las comunidades comprendan los aspectos financieros de la energía solar sin requerir conocimientos técnicos avanzados. Este modelo busca fortalecer la confianza en los proyectos comunitarios, al ofrecer una metodología clara para evaluar la rentabilidad y sostenibilidad de las inversiones en energías renovables (Bella Fernanda Bravo Díaz, 2025). El sistema desarrollado se enmarca en los principios del desarrollo sostenible, promoviendo la inclusión social, la resiliencia energética y la reducción de emisiones de carbono en el contexto regional de Santander (Andrés Abel García Bojacá & Edgar David Lasso López, 2021).

El trabajo también pretende servir como referencia para la planeación energética descentralizada, alineada con los lineamientos del Plan Energético Nacional (PEN) y la Política de Transición Energética del Ministerio de Minas y Energía (UPME, 2020). De este modo, se busca fortalecer la articulación entre la academia, las comunidades y las entidades públicas, contribuyendo al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7 y 13).

En síntesis, este proyecto no solo propone una caracterización técnica del recurso solar en Santander, sino que incorpora un enfoque social y económico que lo convierte en una herramienta de apoyo para la autonomía energética comunitaria. Su desarrollo constituye un paso hacia la

construcción de territorios más sostenibles, participativos e inclusivos, capaces de gestionar sus propios recursos bajo principios de equidad, innovación y sostenibilidad.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Desarrollar un sistema de información basado en Power BI que integre la caracterización del recurso solar, los perfiles de demanda y la evaluación técnico-económica de comunidades energéticas en Santander, como herramienta de apoyo para el análisis de prefactibilidad de proyectos de generación solar fotovoltaica.

1.2 Objetivos específicos

Identificar las variables técnicas, climáticas, de demanda y económicas relevantes para la caracterización energética y la evaluación preliminar de proyectos solares fotovoltaicos en comunidades del departamento de Santander.

Recopilar, depurar, estandarizar y estructurar información oficial de radiación solar y perfiles de demanda, principalmente de la UPME y la ESSA, para conformar las bases de datos utilizadas por el sistema de información.

Implementar en Power BI un sistema de información interactivo que integre los datos procesados y permita calcular y visualizar indicadores del recurso solar, la demanda, el balance energético y la evaluación económica y financiera de proyectos fotovoltaicos.

Evaluar la consistencia y el desempeño del sistema mediante verificaciones internas, comparación de escenarios y contraste con dos proyectos solares fotovoltaicos reales, cuantificando las diferencias porcentuales entre los valores reportados y los resultados estimados.

Generar reportes y visualizaciones dinámicas que faciliten la interpretación de resultados y apoyen la toma de decisiones preliminares en la planificación de proyectos fotovoltaicos comunitarios.

2. Cuerpo del trabajo

2.1 Marco teórico

2.1.1 *Energía solar fotovoltaica*

La energía solar fotovoltaica (FV) es una tecnología que convierte directamente la energía de la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico, el cual ocurre en materiales semiconductores al ser expuestos a la luz solar. Su desarrollo ha impulsado una de las transiciones energéticas más significativas de las últimas décadas, al ofrecer una alternativa limpia, modular y adaptable a diferentes escalas de generación.

Un sistema fotovoltaico está compuesto principalmente por módulos solares, inversores, estructuras de soporte, protecciones y, en algunos casos, sistemas de almacenamiento. La eficiencia de conversión depende de variables como la radiación incidente, la temperatura de operación, la orientación de los paneles y las pérdidas eléctricas asociadas a los componentes del sistema (Robert & Gopalan, 2018).

Diversos estudios han mostrado que, en zonas rurales y no interconectadas, la energía fotovoltaica puede sustituir parcialmente la generación diésel, reduciendo costos operativos y emisiones contaminantes. Además, su implementación dentro de microrredes híbridas permite mejorar la confiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico (Colmenares-Quintero et al., 2023). En Colombia, esta tecnología constituye la base de múltiples proyectos piloto que buscan fortalecer la transición energética en territorios rurales mediante la integración de fuentes renovables y esquemas de autogeneración (Cerón et al., 2025).

El potencial solar del departamento de Santander, respaldado por los registros históricos de irradiancia de la UPME (1980–2020), muestra valores promedio anuales favorables para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos descentralizados. La incorporación de estos datos en

herramientas digitales como Power BI permitirá analizar tendencias, estimar producción energética y facilitar la toma de decisiones en el diseño de soluciones energéticas para comunidades rurales.

2.1.2 Comunidades energéticas

Las comunidades energéticas se definen como asociaciones o colectivos locales que gestionan de forma conjunta la generación, el consumo y, en algunos casos, la comercialización de energía. Su propósito principal es fomentar la participación ciudadana, la autogestión energética y la adopción de tecnologías renovables a nivel comunitario, con el fin de lograr un modelo más sostenible, inclusivo y resiliente.

A nivel internacional, las comunidades energéticas han adquirido un papel protagónico dentro de la transición energética. En Europa, diversos estudios evidencian que la organización cooperativa de los usuarios permite aumentar la eficiencia de los sistemas, reducir los costos de operación y mejorar la estabilidad de la red eléctrica (Villa & Henao, 2022). Estos proyectos demuestran que la energía no solo es un recurso técnico, sino también un medio de cohesión social y desarrollo local.

En Colombia, el concepto ha comenzado a consolidarse como una alternativa para fortalecer la autonomía energética de los territorios rurales y periurbanos. Iniciativas como la Comunidad Energética La Estrecha en Medellín, promovida por la Universidad EIA, representan un ejemplo pionero de gestión local de la energía, integrando a los ciudadanos, empresas y entidades públicas en un mismo esquema de gobernanza (Juan Pablo Cárdenas Álvarez et al., n.d.).

De igual forma, las metodologías de co-creación aplicadas en comunidades rurales colombianas han demostrado que involucrar a los habitantes en las fases de diagnóstico, diseño y evaluación de proyectos energéticos garantiza la sostenibilidad técnica y social de las soluciones

implementadas (Quiroz et al., 2025). Este enfoque participativo resulta fundamental para proyectos basados en análisis de información, como el presente estudio, que busca caracterizar comunidades energéticas rurales mediante una herramienta de visualización y toma de decisiones desarrollada en Power BI. En este sentido, las comunidades energéticas constituyen un pilar de la transición energética justa y descentralizada, al promover un modelo en el que la energía se gestiona como un bien común, fortaleciendo la equidad, la resiliencia y el desarrollo sostenible de los territorios.

Los estudios revisados en este capítulo aportan directamente a la presente investigación al ofrecer marcos conceptuales, metodologías participativas y experiencias nacionales e internacionales que permiten comprender cómo se organizan estas comunidades, qué factores condicionan su éxito y qué indicadores son relevantes para su caracterización. Estos elementos sirven de base para el diseño del modelo de análisis en Power BI, el cual buscará integrar variables técnicas, sociales y económicas para apoyar la planificación de proyectos solares en comunidades rurales de Santander.

2.1.3 Herramientas de análisis energético y toma de decisiones (Power BI)

La planificación y evaluación de proyectos energéticos requiere cada vez más el uso de herramientas digitales que integren datos técnicos, climáticos y socioeconómicos de manera visual y comprensible. Estas plataformas permiten transformar grandes volúmenes de información en indicadores útiles para la toma de decisiones, fortaleciendo los procesos de diseño y seguimiento de soluciones energéticas sostenibles.

En el ámbito de las microrredes y la generación distribuida, el uso de software especializado como HOMER Pro ha demostrado su utilidad para modelar el comportamiento energético, estimar la producción fotovoltaica y analizar la viabilidad económica de los sistemas

(Robert & Gopalan, 2018). Sin embargo, estas herramientas suelen requerir un nivel técnico elevado y están orientadas principalmente a la simulación. En contraste, plataformas de análisis visual como Microsoft Power BI ofrecen un entorno más accesible, flexible e interactivo para representar y explorar datos energéticos mediante visualizaciones interactivas, sin necesidad de programación avanzada.

La aplicación de Power BI en estudios energéticos ha permitido consolidar modelos de información que facilitan la interpretación de variables clave —como la radiación solar, la temperatura ambiente, la demanda eléctrica y los costos de generación—, posibilitando la generación de tableros dinámicos que apoyan tanto a investigadores como a tomadores de decisiones (Vegar Aabrek et al., 2018). En el contexto colombiano, este tipo de herramientas puede emplearse para fortalecer la planeación energética en territorios rurales, donde la disponibilidad de datos suele ser limitada.

El desarrollo de sistemas de información basados en Power BI permite además integrar resultados de simulaciones, datos de campo y estadísticas públicas (UPME), en un solo entorno visual. De esta manera, se convierte en un instrumento de gestión del conocimiento que facilita la priorización de proyectos, la comparación de alternativas tecnológicas y la identificación de zonas con alto potencial para la implementación de comunidades energéticas solares.

Power BI constituye una herramienta estratégica para la caracterización energética rural, al combinar análisis técnico y visualización interactiva, promoviendo decisiones más informadas, transparentes y sostenibles.

2.1.4 Marco conceptual

2.1.4.1 Conceptos clave

2.1.4.1.1 Zona no interconectada (ZNI). En Colombia, las Zonas No Interconectadas (ZNI) son territorios que no están vinculados al Sistema Interconectado Nacional y dependen de soluciones locales, en su mayoría basadas en combustibles fósiles. Estas regiones concentran una parte importante de la población rural y presentan condiciones geográficas y económicas que dificultan el acceso continuo a la electricidad. La integración de tecnologías renovables en estas zonas se considera una estrategia prioritaria dentro de la política de transición energética nacional (Cerón et al., 2025), (JORGE ANDRÉS DÍAZ MANTILLA, 2023).

2.1.4.1.2 Autogeneración y Prosumidor. El concepto de autogeneración hace referencia al usuario que produce energía para su propio consumo, mientras que el prosumidor participa activamente tanto en la generación como en el intercambio energético dentro de la comunidad. Este modelo fomenta la descentralización y la corresponsabilidad en el uso de la energía, principios que están en el centro de las comunidades energéticas modernas (Juan Pablo Cárdenas Álvarez et al., n.d.).

2.1.4.1.3 Sostenibilidad energética. La sostenibilidad energética busca equilibrar el desarrollo económico, la equidad social y la protección ambiental a través del uso racional de los recursos. En el contexto de las comunidades rurales, se asocia con la implementación de soluciones energéticas que sean técnicas y económicamente viables, pero también socialmente apropiadas y duraderas (Guevara-Cedeno & Torres, 2023).

2.1.4.1.4 Viabilidad técnica y económica. La viabilidad técnica de un proyecto se refiere a la capacidad del sistema para operar bajo condiciones reales, considerando variables como la radiación solar, la demanda eléctrica y el rendimiento de los equipos. La viabilidad económica,

por su parte, evalúa la relación entre costos e ingresos del proyecto, analizada mediante indicadores financieros el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). Estos indicadores se mencionan aquí como marco de referencia, pero su desarrollo detallado se abordará en la metodología (Guerrero Hernandez & de Arruda, 2021).

2.1.4.1.5 Transición energética justa. La transición energética justa es un enfoque que busca que el paso hacia fuentes limpias de energía sea equitativo, participativo y sostenible. Este concepto destaca la necesidad de incluir a las comunidades en la planificación y ejecución de proyectos energéticos, asegurando beneficios sociales y económicos para todos los actores involucrados (Juan Pablo Cárdenas Álvarez et al., n.d.).

2.1.4.2 Variables de estudio. Las variables de estudio permiten analizar de manera integral los aspectos técnicos, climáticos, de demanda y económicos que intervienen en la caracterización de comunidades energéticas rurales basadas en energía solar fotovoltaica. En el presente trabajo, estas variables se seleccionaron considerando la disponibilidad de información oficial, la posibilidad de ser integradas en Power BI y su utilidad para apoyar análisis de prefactibilidad técnica y financiera.

2.1.4.2.1 Variables climáticas y del recurso solar. La variable climática principal utilizada en el modelo es la radiación solar global, expresada en kWh/m²·día. Esta variable representa la energía solar diaria promedio incidente sobre una superficie y se emplea como aproximación práctica a las horas sol pico disponibles para la generación fotovoltaica.

A partir de la base histórica de radiación solar de la UPME se construyen indicadores mensuales y anuales por municipio, tales como el promedio anual del recurso, el mínimo anual, el máximo anual, la variabilidad relativa y el mes crítico. Estos indicadores permiten comparar el

potencial solar entre municipios y definir escenarios de evaluación, como el escenario base y el escenario conservador.

Aunque variables como temperatura ambiente, nubosidad, orientación e inclinación de los módulos influyen en el desempeño real de un sistema fotovoltaico, en este trabajo no se modelan de forma independiente. Sus efectos se consideran de manera agregada mediante un factor de eficiencia global del sistema, utilizado para representar pérdidas generales asociadas al proceso de conversión energética.

2.1.4.2.2 Variables técnicas del sistema fotovoltaico. Las variables técnicas permiten estimar la capacidad de generación del sistema y su interacción con la demanda eléctrica. Entre las principales variables utilizadas se encuentran el número de paneles, la potencia nominal de cada módulo, la potencia instalada, la eficiencia global del sistema y la arquitectura de conexión.

La potencia instalada representa la capacidad nominal del arreglo fotovoltaico y se calcula a partir del número de paneles y la potencia individual de cada módulo. La eficiencia global del sistema agrupa pérdidas asociadas a condiciones de operación, conversión, cableado, suciedad, temperatura y demás factores que reducen la energía efectivamente aprovechable.

A partir de estas variables se estiman la producción diaria y anual del sistema, la cobertura de demanda, la energía importada desde la red y la energía excedente disponible para exportación, en caso de que la arquitectura seleccionada lo permita.

2.1.4.2.3 Variables de demanda eléctrica. La demanda eléctrica se caracteriza mediante consumos mensuales promedio y perfiles horarios típicos. Para ello, el modelo considera el número de usuarios por categoría, el consumo mensual promedio por usuario y los perfiles horarios en por unidad publicados por el operador de red ESSA.

Estos perfiles permiten distribuir la energía diaria equivalente en valores horarios, obteniendo una curva de demanda representativa para cada categoría de usuario y un perfil mixto total de la comunidad. A partir de esta curva se calculan indicadores como demanda diaria, potencia promedio y potencia pico.

2.1.4.2.4 Variables económicas y financieras. Las variables económicas y financieras permiten evaluar la viabilidad preliminar del sistema fotovoltaico. Entre ellas se consideran la tarifa de energía, el costo de importación desde la red, la compensación o ingreso por excedentes, el CAPEX, el OPEX, la tasa de descuento, el crecimiento tarifario, la vida útil del proyecto y las condiciones de financiación.

Con estas variables se calculan indicadores como el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio/costo (B/C) y el período de retorno de la inversión, también denominado payback. En este trabajo, el payback se analiza tanto en términos simples como descontados, según el tratamiento financiero aplicado al flujo de caja.

2.1.4.2.5 Variables tributarias. Adicionalmente, el modelo incorpora variables relacionadas con incentivos tributarios aplicables a proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable. Entre estas variables se incluyen el porcentaje de CAPEX elegible, la deducción especial, el CAPEX depreciable, la tasa de impuesto de renta, la renta líquida gravable y el período de aplicación de los beneficios.

Estos incentivos se simulan como una reducción potencial de la carga tributaria y no como ingresos automáticos del proyecto, dado que su aplicación depende de condiciones normativas, tributarias y de certificación técnica.

2.1.5 Marco legal

El marco legal colombiano ha evolucionado para fomentar la adopción de energías renovables, especialmente en territorios rurales y zonas no interconectadas (ZNI). Este conjunto normativo habilita técnica y financieramente los proyectos solares fotovoltaicos comunitarios, y ofrece una base estructural para la caracterización de comunidades energéticas en esta investigación.

La Ley 1715 de 2014 constituye el eje central de la regulación en energías renovables. Define y habilita la figura de la autogeneración a pequeña y gran escala, legalizando la posibilidad de que usuarios individuales o colectivos generen su propia energía e inyecten excedentes a la red. Además, establece una serie de incentivos tributarios fundamentales para viabilizar proyectos comunitarios: deducción en el impuesto de renta, exclusión del IVA, exención de aranceles para importación de equipos, y depreciación acelerada de activos. Todos estos beneficios están condicionados a la certificación técnica del proyecto por parte de la UPME, lo cual garantiza que los recursos fiscales se destinen a proyectos técnicamente viables y sostenibles. Esta ley también promueve el desarrollo de proyectos en ZNI, incentivando la sustitución de generación diésel por fuentes renovables, e introdujo el FENOGE como fondo de financiación para este tipo de iniciativas.

La Ley 1955 de 2019, correspondiente al Plan Nacional de Desarrollo 2018–2022, reforzó el marco anterior al establecer una cuota obligatoria de compras de energía renovable (entre 8% y 10%) para los comercializadores del mercado mayorista, dinamizando el mercado de generación FNCER. También autorizó a la UPME a cobrar por los trámites de evaluación técnica de proyectos, fijando un tope del 1% del valor del incentivo solicitado. Esta disposición, aunque representa un

costo adicional, asegura la sostenibilidad institucional del proceso y mejora los tiempos de respuesta para proyectos pequeños y comunitarios.

El Decreto 0972 de 2025 creó el programa Colombia Solar, el cual promueve la autogeneración de energía con sistemas solares fotovoltaicos en hogares de estratos 1, 2 y 3, tanto en el SIN como en las ZNI. El objetivo es reemplazar parcialmente los subsidios tarifarios por soluciones de autogeneración, aumentando la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico y la autonomía energética de las comunidades. Este decreto prioriza zonas rurales y vulnerables, definiendo mecanismos de financiación pública y fomentando la organización comunitaria para implementar soluciones colectivas.

Por su parte, la Resolución UPME 0135 de 2025 regula el procedimiento técnico y administrativo para acceder a los beneficios de la Ley 1715. Establece los requisitos documentales, criterios de evaluación y tarifas aplicables para obtener el certificado UPME, necesario para acceder a los incentivos fiscales. Esta resolución unifica criterios técnicos y fortalece la trazabilidad del proceso, facilitando el seguimiento de los proyectos renovables a nivel nacional.

El marco legal aporta lineamientos que orientan el diseño del modelo de análisis en Power BI, permitiendo considerar variables relevantes en la caracterización de comunidades energéticas rurales. Entre estas variables se incluyen aspectos como el tipo de territorio, el perfil socioeconómico de la población, el acceso a incentivos tributarios, la certificación técnica por parte de la UPME, o la participación en programas gubernamentales como *Colombia Solar*. En conjunto, estos elementos legales funcionan como referencias para establecer filtros analíticos y criterios de evaluación. El marco legal se utiliza como referencia para interpretar los resultados y parametrizar los incentivos tributarios. No obstante, SICES no certifica el cumplimiento normativo ni reemplaza los trámites requeridos ante las entidades competentes.

2.1.6 Marco geográfico y territorial

El departamento de Santander, ubicado en la región nororiental de Colombia, presenta una diversidad geográfica, climática y socioeconómica que lo convierte en un territorio estratégico para el análisis de soluciones energéticas basadas en fuentes no convencionales. Su conformación territorial abarca áreas montañosas, zonas de valle y regiones semiáridas, lo cual se traduce en distintos niveles de acceso a servicios públicos, incluyendo el servicio de energía eléctrica.

La caracterización territorial resulta fundamental para esta investigación, ya que las condiciones geográficas inciden directamente en la viabilidad técnica y económica de los sistemas fotovoltaicos. Factores como la ubicación, altitud, conectividad a redes eléctricas y densidad poblacional condicionan las posibilidades de implementación de soluciones descentralizadas, ya sea a través de autogeneración individual o comunitaria.

En Santander conviven municipios con amplia cobertura eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y otros en los que aún persisten condiciones limitadas o costosas de acceso, especialmente en zonas rurales dispersas. Esta diversidad plantea un escenario propicio para evaluar, desde un enfoque territorial, cómo se podrían integrar estrategias de transición energética localizadas, que reconozcan las particularidades sociales y geográficas de cada municipio.

Así mismo, la oferta solar en el departamento representa un potencial importante. Aunque no es la región con los mayores niveles de radiación del país, diversos estudios muestran que en gran parte del territorio santandereano se dispone de niveles adecuados de irradiación para el aprovechamiento fotovoltaico, especialmente en municipios del sur, nororiente y zonas de ladera expuestas al sol. Este potencial, sumado a la necesidad de mejorar la calidad del servicio y reducir costos en zonas rurales, convierte a la energía solar en una alternativa técnica y socialmente viable.

Desde el punto de vista metodológico, la dimensión territorial se representa mediante la selección del municipio y sus respectivos indicadores históricos del recurso solar. Aunque la cobertura eléctrica, la densidad poblacional y las condiciones socioeconómicas son factores relevantes para la estructuración de comunidades energéticas, estas variables no forman parte del modelo implementado y podrán incorporarse en desarrollos posteriores.

2.1.7 Antecedentes regionales sobre energía solar en Santander

Diversos trabajos desarrollados recientemente en el departamento de Santander aportan referencias técnicas y contextuales clave para esta investigación. En Girón, se realizó un análisis detallado de los requerimientos energéticos y se evaluaron posibles soluciones renovables para la vereda Chocoa, resaltando la importancia de caracterizar las condiciones locales para proponer sistemas sostenibles (Dayan Fernando Castiblanco Parra & Karen Julieth Grajales Arévalo, 2024). De manera complementaria, otro estudio exploró el suministro energético del corregimiento Llano de Palmas mediante FNCER, destacando la necesidad de adaptar el diseño a las particularidades sociales y de consumo de cada comunidad (Cristian Fabian Serna Sánchez et al., 2024).

Finalmente, el diseño conceptual de una comunidad energética urbana en Barrancabermeja, Tamarindos Club, incluyó un análisis de alternativas técnicas para sistemas fotovoltaicos colectivos y propuso un modelo replicable de gestión energética participativa (Christiam José Daniel Hernández Díaz et al., 2025). Estas investigaciones, desarrolladas en diferentes contextos territoriales del departamento, brindan insumos metodológicos y técnicos valiosos para estructurar el presente modelo de análisis georreferenciado con Power BI.

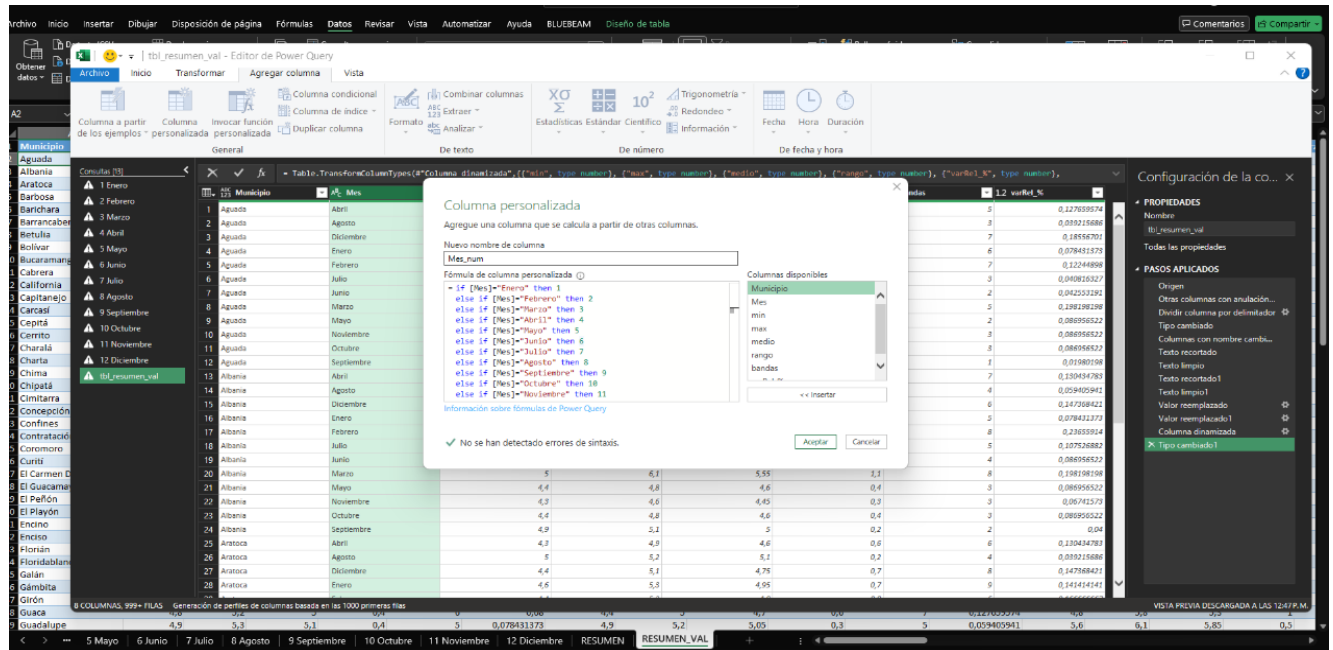
3. Método

Para la caracterización del recurso solar en el departamento de Santander, se empleó como fuente principal la base oficial de radiación solar de la UPME con resolución mensual por municipio para el periodo 1980–2020. Los datos se reportan en la unidad kWh/m²/día, la cual representa la energía diaria promedio incidente por unidad de área y es ampliamente utilizada en estudios de prefactibilidad y dimensionamiento fotovoltaico debido a su equivalencia práctica con el concepto de Horas Sol Pico (HSP) en condiciones estándar. En este trabajo, dicha unidad se emplea como indicador directo del potencial solar disponible para la generación fotovoltaica. UPME (1980–2020).

3.1 Flujo de procesamiento (ETL) y estandarización de datos

Con el fin de garantizar consistencia, trazabilidad y reproducibilidad, se implementó un flujo tipo ETL (Extract–Transform–Load) mediante Power Query en Excel. Este flujo permitió consolidar la información mensual por municipio y preparar un conjunto de datos robusto para análisis estadístico y posterior integración en el modelo económico.

En primer lugar, se ejecutó una etapa de limpieza y normalización, que incluyó: (I) estandarización del texto en campos categóricos (municipio y mes), (II) recorte de espacios y normalización de nombres para evitar duplicidades por variaciones de escritura, y (II) tipificación de datos numéricos en las columnas de radiación para asegurar cálculos correctos. En paralelo, se verificó la presencia de valores nulos o inconsistentes, con el objetivo de reducir errores de propagación en etapas posteriores.

Figura 1*Editor de Power Query mostrando (tipificación y transformaciones)*

3.2 Indicadores mensuales del recurso solar

Se definieron indicadores (KPI) orientados a describir tanto el nivel del recurso como su variabilidad. En este contexto, el término KPI se utiliza como “indicador clave de desempeño” aplicado al recurso solar, es decir, indicadores anuales y mensuales que sintetizan el comportamiento del recurso para apoyar decisiones de diseño y evaluación financiera.

3.2.1 Rango mensual

El rango mensual cuantifica la amplitud entre el máximo y el mínimo del recurso en un mes:

$$rangom = maxm - minm \quad (1)$$

Este indicador facilita la identificación de meses con mayor dispersión del recurso. Un rango elevado sugiere mayor variación interna en el mes, lo cual puede asociarse a condiciones climáticas más fluctuantes y, en consecuencia, a mayor incertidumbre operativa.

3.2.2 Variabilidad relativa mensual

Para normalizar el rango respecto al nivel del recurso, se definió la variabilidad relativa mensual como:

$$varRel_{\%} = \frac{rangom}{mediom} = \frac{(maxm - minm)}{mediom} \quad (2)$$

En la Tabla 1 se presentan los indicadores mensuales del recurso solar obtenidos para el municipio de Bolívar a modo de ilustración.

Tabla 1

Indicadores mensuales del recurso solar por municipio.

Municipio	Mes	min	max	medio	rango	varRel %
Bolívar	Enero	4,9	5,4	5,15	0,5	10%
Bolívar	Febrero	4,4	5,3	4,85	0,9	19%
Bolívar	Marzo	5	5,8	5,4	0,8	15%
Bolívar	Abril	3,9	5,1	4,5	1,2	27%
Bolívar	Mayo	4,4	4,8	4,6	0,4	9%
Bolívar	Junio	4,4	4,9	4,65	0,5	11%
Bolívar	Julio	4,8	5	4,9	0,2	4%
Bolívar	Agosto	5	5,3	5,15	0,3	6%
Bolívar	Septiembre	4,9	5,2	5,05	0,3	6%
Bolívar	Octubre	4,6	4,8	4,7	0,2	4%
Bolívar	Noviembre	4,3	4,8	4,55	0,5	11%
Bolívar	Diciembre	4,3	5,1	4,7	0,8	17%

Nota: La Tabla 1 presenta un extracto (recorte) de la información contenida en la hoja tbl_resumen_val del archivo de procesamiento. La hoja completa incluye los resultados para los

87 municipios de Santander y sus 12 meses; por razones de espacio, aquí se muestra únicamente una porción representativa.

En términos interpretativos, una $varRel_%$ baja indica un mes relativamente estable mientras que una $varRel_%$ alta sugiere alta variabilidad respecto al recurso medio del mes. Desde la perspectiva de toma de decisiones, meses con alta variabilidad pueden requerir supuestos más conservadores en el análisis económico o un enfoque de robustez en el diseño (por ejemplo, considerar márgenes mayores o estrategias de gestión de demanda).

3.3 Construcción de indicadores anuales por municipio

Con el objetivo de integrar el recurso solar al modelo de evaluación económica, se construyó una tabla anual por municipio. Esta tabla resume el comportamiento del recurso durante el año y se diseñó específicamente para alimentar dos enfoques de modelación: un escenario base y un escenario conservador (“peor mes”).

3.3.1 Promedio anual del recurso

Se calculó como el promedio de los valores mensuales medio:

$$Promedio_{anual_{medio}} = \frac{1}{12} \sum_{m=1}^{12} mediom \quad (3)$$

Este indicador representa el nivel típico del recurso durante el año y se adopta como referencia para el escenario base del modelo económico.

3.3.2 Mínimo anual y máximo anual

Con el fin de describir los extremos anualizados del recurso, se estimaron los valores mínimo y máximo mediante la siguiente relación:

$$Min_{anual_{min}} = \min(minm), \quad Max_{anual_{max}} = \max(maxm) \quad (4)$$

Estos indicadores facilitan la identificación del “piso” y el “techo” anual del recurso. Su utilidad es particularmente relevante para análisis de sensibilidad y para entender la dispersión global del recurso en el municipio.

3.3.3 Variabilidad relativa anual

La variabilidad relativa anual se determina mediante la relación entre la amplitud de los valores extremos y el promedio anual del recurso:

$$varRe_{prom_{anual}} = \frac{Max_anual_max - Min_anual_min}{Promedio_{anual_{medio}}} \quad (5)$$

Este indicador resume la amplitud anual del recurso en términos relativos. Un valor alto indica que el municipio presenta una dispersión significativa entre extremos anualizados, lo cual puede traducirse en mayor incertidumbre si se usan supuestos únicos para todo el año. Por el contrario, valores bajos sugieren mayor estabilidad del recurso a lo largo del año.

3.3.4 Recurso del peor mes típico y meses críticos

Para caracterizar el escenario conservador, se calculó el mínimo anual de la variable medio correspondiente al peor mes típico:

$$Medio_min_anual = \min(mediom) \quad (6)$$

Adicionalmente, se identificaron los meses críticos como aquellos donde el valor **medio** coincide con *Medio_min_anual*. En caso de empates (dos o más meses con el mismo mínimo), la metodología conserva **todos los meses** y los reporta en un único campo concatenado (por ejemplo: “Mayo / Octubre / Noviembre”). Esta decisión es importante porque, desde la perspectiva

de evaluación financiera, un empate indica la existencia de una “ventana crítica” más amplia y no un único mes aislado.

Tabla 2

Indicadores anuales del recurso solar por municipio

Municipio	Promedio (kWh/m ²)	Mín. anual	Máx. anual	Var. Rel.	Mín. típico	Mes crítico
Aguada	4,89	4,40	6,10	0,35	4,60	Mayo / Octubre / Noviembre
Albania	4,80	4,10	6,10	0,42	4,45	Noviembre
Aratoca	4,82	4,10	5,80	0,35	4,45	Noviembre
Barbosa	4,99	4,40	6,10	0,34	4,65	Noviembre
Barichara	4,85	4,30	5,80	0,31	4,60	Mayo / Octubre / Noviembre

Nota. La Tabla 2 muestra un caso con empate en Mes_crítico. Promedio: Promedio_anual_medio;

Mínimo: Min_anual_min; Máximo: Max_anual_max; Var. Rel.: VarRel_prom_anual; Mín.

Anual: Medio_min_anual.

3.4 Integración al modelo económico: dos supuestos de evaluación

A partir de los indicadores anuales, se establecieron dos supuestos de recurso solar para la evaluación financiera:

3.4.1 Escenario base (promedio anual)

Utiliza Promedio_anual_medio como valor representativo del recurso anual, adecuado para estimaciones promedio y comparaciones municipales en condiciones típicas.

3.4.2 Escenario conservador (peor mes)

Utiliza Medio_min_anual y los Meses_críticos, representando condiciones desfavorables de disponibilidad solar. Este escenario se incorpora para evaluar la robustez financiera del proyecto ante meses críticos, evitando sobreestimar la energía generada y, por ende, los ingresos esperados.

3.5 Estimación de la demanda eléctrica mediante perfiles horarios típicos (ESSA)

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y la evaluación técnico-económica, es necesario contar con una estimación del perfil horario de demanda. En comunidades rurales, la medición horaria continua suele ser limitada; por ello, en este trabajo la demanda se aproxima a partir de: (i) consumos mensuales reportados en facturación (kWh/mes) y (ii) perfiles horarios típicos en por unidad (p.u.) publicados por el operador de red ESSA para categorías residenciales por estrato, comerciales y rurales. Los perfiles en p.u. representan la forma relativa del consumo durante 24 horas y permiten distribuir la energía diaria equivalente en valores horarios consistentes y reproducibles (*Ntg-01 Norma Electrificación Rural*, n.d.; *Ntg-02 Marco General Norma Urbana*, n.d.)

La implementación se organizó en tres componentes: una tabla consolidada de perfiles horarios normalizados, una tabla de entradas del usuario (modo rápido) y una tabla/figura de resultados con el perfil mixto total. En las siguientes subsecciones se describe el procedimiento de cálculo y las verificaciones de consistencia.

3.6 Construcción de perfiles horarios normalizados (p.u. → fracción horaria)

Para cada categoría de usuario (por ejemplo: Res_E1...Res_E6, Comercial y Rural) se dispone de un conjunto de 24 valores horarios en p.u. $pu_{c,h}$ correspondientes a las horas $h=1, \dots, 24$. Con el fin de emplear estos perfiles como una distribución energética, se normalizan para obtener una fracción horaria $f_{c,h}$ que cumpla conservación de energía, es decir, $\sum_{h=1}^{24} f_{c,h} = 1$. Esta fracción horaria indica qué proporción de la energía diaria ocurre en cada hora.

Tabla 3*Estructura de la tabla consolidada de perfiles horarios de demanda*

Perfil	Hora	pu	frac_norm	Fuente	Observación
Res_E1	1	0,29	0,024	ESSA – Norma Técnica OR – Curvas típicas de demanda (p.u.)	Perfil residencial estrato 1
Res_E1	2	0,31	0,025	ESSA – Norma Técnica OR – Curvas típicas de demanda (p.u.)	Perfil residencial estrato 1
Res_E1	3	0,26	0,021	ESSA – Norma Técnica OR – Curvas típicas de demanda (p.u.)	Perfil residencial estrato 1
Res_E1	4	0,27	0,022	ESSA – Norma Técnica OR – Curvas típicas de demanda (p.u.)	Perfil residencial estrato 1
Res_E1	5	0,31	0,025	ESSA – Norma Técnica OR – Curvas típicas de demanda (p.u.)	Perfil residencial estrato 1
Res_E1	6	0,33	0,027	ESSA – Norma Técnica OR – Curvas típicas de demanda (p.u.)	Perfil residencial estrato 1
Res_E1	7	0,38	0,031	ESSA – Norma Técnica OR – Curvas típicas de demanda (p.u.)	Perfil residencial estrato 1

Nota. La tabla completa contiene 24 registros por perfil (Hora 1–24) para las categorías Res_E1...Res_E6, Comercial y Rural. La variable $pu_{c,h}$ corresponde a valores en por unidad (forma relativa) y $f_{c,h}$ a la fracción horaria normalizada ($\sum_{h=1}^{24} f_{c,h} = 1$). Fuente: perfiles típicos del operador de red ESSA.

La fracción horaria normalizada del consumo diario se obtiene mediante la Ecuación 7:

$$f_{c,h} = \frac{pu_{c,h}}{\sum_{h=1}^{24} pu_{c,h}} \quad \text{con} \quad \sum_{h=1}^{24} f_{c,h} = 1 \quad (7)$$

Donde:

- c : categoría de usuario (perfil) residencial por estrato, comercial o rural.
- h : hora del día (1–24).
- $pu_{c,h}$ [p.u]: Valor del perfil típico (forma relativa) de la categoría c en la hora h .
- $f_{c,h}$: fracción horaria normalizada del consumo diario.

3.7 Entradas del usuario y cálculo de energía diaria equivalente (modo rápido)

Con el objetivo de minimizar la información solicitada al usuario, se emplea el **modo rápido**, donde la demanda se ingresa de forma agregada por categoría. Para cada categoría c , el usuario proporciona el número de usuarios N_c y un consumo mensual promedio por usuario E_c^{mes*} (kWh/mes·usuario). Con estos datos se calcula el consumo mensual total por categoría E_c^{mes} y posteriormente su equivalente diario E_c^{dia} asumiendo un mes típico de 30 días para estimación preliminar.

Tabla 4

Variables de entrada del usuario en modo rápido (INPUTS_RAPIDO).

Perfil	N_usuarios	kWh_mes_prom	kWh_mes_total
Res_E1	10	70	700
Res_E2	8	90	720
Res_E3	5	120	600
Res_E4	2	160	320
Res_E5	1	200	200
Res_E6	1	250	250
COMERCIAL	3	300	900
RURAL E1-E2	6	80	480

Nota. En esta modalidad el usuario proporciona los valores de entrada sin requerir cálculos previos para estimación de demanda.

A partir de los datos ingresados, el consumo mensual total por categoría se determina mediante la relación:

$$E_c^{mes} = N_c \cdot E_c^{mes*} \quad (8)$$

Posteriormente, la conversión a consumo diario equivalente se calcula asumiendo un mes típico de 30 días:

$$E_c^{dia} = \frac{E_c^{mes}}{30} \quad (9)$$

Donde:

- N_c : *número de usuarios en la categoría c.*
- E_c^{mes*} : *[kWh/mes·usuario] consumo mensual promedio por usuario en la categoría c.*
- E_c^{mes} : *[kWh/mes] consumo mensual total de la categoría c.*
- E_c^{dia} : *[kWh/día] consumo diario equivalente.*

3.8 Generación del perfil horario por categoría y perfil mixto total

A partir del consumo diario equivalente E_c^{dia} y la fracción horaria normalizada $f_{c,h}$ se calcula la energía por hora asociada a cada categoría como el producto de ambos términos.

$$E_{c,h} = E_c^{dia} \cdot f_{c,h} \quad (10)$$

Donde:

- $E_{c,h}$ [kWh]: *energía horaria estimada para la categoría c en la hora h.*

Posteriormente, el perfil mixto total del sistema se obtiene sumando los aportes de todas las categorías consideradas.

$$E_h^{tot} = \sum_c E_{c,h} \quad (11)$$

- E_h^{tot} [kWh]: *energía horaria total del sistema (perfil mixto), equivalente a kW promedio en esa hora.*

En esta formulación, E_h^{tot} se expresa en kWh, magnitud numéricamente equivalente a la potencia promedio en kW durante la hora h . Por claridad, el resultado se presenta como potencia promedio (kW) en las figuras

Tabla 5*Curva horaria total estimada (perfil mixto)*

Hora	kWh_hora_total
1	2,844
2	2,880
3	2,598
4	2,662
5	2,776
6	3,442
7	4,071
8	3,765
9	4,840
10	6,442
11	7,202
12	7,779
13	7,168
14	5,600
15	6,290
16	6,893
17	7,548
18	7,890
19	9,958
20	10,188
21	8,748
22	7,435
23	5,917
24	4,063

Una vez construida la curva total E_h^{tot} se calculan tres indicadores principales:

- *Energía diaria total (E^{dia} , en kWh/día):*

$$E^{dia} = \sum_{h=1}^{24} E_h^{tot} \quad (12)$$

- *Potencia promedio (P_{prom} , en kW):*

$$P_{prom} = \frac{E^{dia}}{24} \quad (13)$$

- *Potencia pico (P_{pico} , en kW):*

$$P_{pico} = \max(E_h^{tot}) \quad (14)$$

A continuación, se presenta la Tabla 6.

Tabla 6

Indicadores de demanda (energía diaria, potencia promedio y potencia pico).

Energía diaria (kWh/día)	Potencia promedio (kW)	Potencia pico (kW)
139	5,792	10,188

Figura 2

Curva horaria total estimada (perfil mixto)



Nota. El eje Y se presenta como potencia promedio (kW), numéricamente equivalente a kWh en intervalos horarios. El perfil total se obtiene como suma por categorías usando la fracción horaria normalizada $f_{c,h}$ y el consumo diario equivalente E_c^{dia} (Ntg-01 Norma Electrificación Rural, n.d.; Ntg-02 Marco General Norma Urbana, n.d.)

Adicionalmente, para integrar los perfiles de demanda con la producción fotovoltaica, se construyó una estructura horaria anual compuesta por las 8.760 horas del año. Esta tabla permite relacionar cada hora con su respectivo mes, día, peso solar y perfil de consumo, facilitando el cálculo de la demanda horaria, la producción fotovoltaica estimada, la energía importada desde la red y los posibles excedentes exportados. A partir de esta estructura se consolidan los resultados diarios, mensuales y anuales utilizados en las visualizaciones e indicadores del sistema desarrollado en Power BI.

3.9 Estimación de la producción fotovoltaica y balance energético

Para integrar el recurso solar y la demanda eléctrica dentro del modelo técnico-económico, se desarrolló un módulo de estimación de producción fotovoltaica y balance energético horario. Este módulo permite relacionar la radiación solar disponible en cada municipio, la potencia instalada del sistema fotovoltaico, el perfil horario de demanda y la arquitectura de conexión definida para el análisis.

La potencia instalada del sistema fotovoltaico se calcula a partir del número de paneles y la potencia nominal de cada módulo, como se expresa en la Ecuación (15).

$$P_{FV} = \frac{N_{paneles} \cdot P_{panel}}{1000} \quad (15)$$

Donde:

- P_{FV} : potencia instalada del sistema fotovoltaico [kW].
- $N_{paneles}$: número de módulos fotovoltaicos.
- P_{panel} : potencia nominal de cada panel [W].

La producción diaria fotovoltaica se estima a partir de la potencia instalada, el recurso solar seleccionado y la eficiencia global del sistema. En este trabajo, la radiación solar expresada en

kWh/m²·día se emplea como una aproximación práctica a las horas sol pico disponibles en el municipio seleccionado. La producción diaria se calcula mediante la Ecuación (16).

$$E_{FV,dia} = P_{FV} \cdot HSP \cdot n \quad (16)$$

Donde:

- $E_{FV,dia}$: *energía fotovoltaica diaria estimada [kWh/día].*
- P_{FV} : *potencia instalada del sistema fotovoltaico [kW].*
- HSP : *horas sol pico equivalentes [h/día].*
- n : *eficiencia global del sistema.*

Con el fin de representar de manera más aproximada la distribución diaria de la generación solar, la energía fotovoltaica diaria no se asigna de forma uniforme durante las 24 horas. En su lugar, se distribuye mediante un factor solar horario normalizado. Este factor asigna mayor peso a las horas de mayor disponibilidad solar y valor nulo a las horas sin radiación. La suma de los pesos horarios considerados durante el día es igual a uno, garantizando que la energía diaria estimada se conserve al pasar a escala horaria, según la siguiente relación:

$$E_{FV,h} = E_{FV,dia} \cdot f_{s,h} \quad (17)$$

Con la condición:

$$\sum_{h=1}^{24} f_{s,h} = 1$$

Donde:

- $E_{FV,h}$: *energía fotovoltaica estimada en la hora h [kWh].*
- $E_{FV,dia}$: *energía fotovoltaica diaria estimada [kWh/día].*
- $f_{s,h}$: *factor solar horario normalizado para la hora h.*
- h : *hora del día, entre 1 y 24.*

La demanda horaria, por su parte, se obtiene a partir del perfil mixto construido en las secciones anteriores. De esta manera, el modelo cuenta con dos curvas horarias principales: la curva de consumo eléctrico y la curva de generación fotovoltaica estimada. La comparación entre ambas permite determinar, para cada hora del día, si la energía generada por el sistema fotovoltaico es suficiente para cubrir la demanda o si es necesario importar energía desde la red, mediante la siguiente expresión:

$$E_{red,h} := \max(E_{demanda,h} - E_{FV,h}, 0) \quad (18)$$

Donde:

- $E_{red,h}$: *energía importada desde la red en la hora h [kWh].*
- $E_{demanda,h}$: *demanda eléctrica estimada en la hora h [kWh].*
- $E_{FV,h}$: *energía fotovoltaica generada en la hora h [kWh].*

Cuando la producción fotovoltaica supera la demanda horaria, el excedente disponible se calcula mediante la Ecuación (19).

$$E_{exec,h} := \max(E_{FV,h} - E_{demanda,h}, 0) \quad (19)$$

Donde:

- $E_{exec,h}$: *energía excedente disponible en la hora h [kWh].*
- $E_{FV,h}$: *energía fotovoltaica generada en la hora h [kWh].*
- $E_{demanda,h}$: *demanda eléctrica estimada en la hora h [kWh].*

Posteriormente, los valores horarios se agregan para obtener indicadores diarios, mensuales y anuales. La producción anual fotovoltaica se calcula mediante la siguiente relación:

$$E_{FV,anual} = E_{FV,dia} \cdot 365 \quad (20)$$

La energía anual importada desde la red se obtiene como la suma de los valores horarios de importación durante las 8760 horas del año:

$$E_{red,anual} = \sum_{h=1}^{8760} E_{red,h} \quad (21)$$

De forma análoga, la energía anual excedente se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E_{exec,anual} = \sum_{h=1}^{8760} E_{exec,h} \quad (22)$$

La cobertura de demanda del sistema fotovoltaico se determina comparando la energía generada con la demanda total del sistema:

$$Cobertura = \frac{E_{FV,dia}}{E_{demanda,dia}} \cdot 100 \quad (23)$$

Donde:

- *Cobertura: porcentaje de demanda cubierta por generación fotovoltaica [%]*
- *$E_{FV,dia}$: energía fotovoltaica diaria estimada [kWh/día].*
- *$E_{demanda,dia}$: demanda eléctrica diaria estimada [kWh/día].*

En este trabajo, la cobertura energética se interpreta como la relación anual entre la generación fotovoltaica estimada y la demanda total. Por esta razón, el indicador puede superar el 100 % cuando la generación anual es mayor que la demanda; no corresponde necesariamente al porcentaje de autoconsumo ni a la cobertura instantánea de la carga.

El balance energético horario permite diferenciar tres condiciones principales de operación: autoconsumo de la energía generada, importación de energía desde la red y generación de excedentes. En el caso de sistemas conectados a red, los excedentes pueden ser considerados

dentro del análisis económico de acuerdo con la arquitectura seleccionada y las condiciones regulatorias aplicables. Para escenarios en los que la producción fotovoltaica es menor que la demanda, el beneficio económico se obtiene principalmente por la reducción de energía comprada a la red.

En Power BI, este procedimiento se implementa mediante una estructura horaria anual compuesta por 8.760 registros, correspondiente a las 24 horas de cada día del año. Esta estructura permite relacionar cada hora con el mes correspondiente, el perfil de consumo, el peso solar horario y los cálculos de generación, importación y excedentes. A partir de esta base se alimentan los indicadores técnicos y económicos visualizados en el sistema de información.

Este balance energético constituye la base del análisis económico posterior, debido a que permite cuantificar la energía autoconsumida, los costos evitados por reducción de compra de energía y, cuando aplica, los posibles ingresos asociados a excedentes exportados.

3.10 Modelo económico y financiero del sistema fotovoltaico

El modelo económico y financiero se construyó a partir del balance energético obtenido en la sección anterior. Su propósito es estimar los beneficios económicos asociados al sistema fotovoltaico, considerando la reducción de compra de energía desde la red, los posibles ingresos por excedentes, los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento, y los indicadores financieros requeridos para evaluar la prefactibilidad del proyecto.

En primer lugar, se calcula el costo anual de energía en el escenario sin sistema fotovoltaico. Este valor representa el costo que asumiría la comunidad si toda la demanda eléctrica fuera suministrada desde la red o mediante la fuente convencional de energía considerada en el análisis, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$C_{sinFV} = E_{demanda,anual} \cdot T_{energia} \quad (24)$$

Donde:

- C_{sinFV} : *costo anual de energía sin sistema fotovoltaico [COP/año].*
- $E_{demanda,anual}$: *demanda eléctrica anual estimada [kWh/año].*
- $T_{energia}$: *tarifa de energía utilizada en el análisis [COP/kWh].*

Posteriormente, se calcula el costo anual de importación de energía desde la red en el escenario con sistema fotovoltaico. Este costo depende de la energía que no logra ser cubierta por la generación solar y que debe ser suministrada desde la red eléctrica:

$$C_{red} = E_{red,anual} \cdot T_{energia} \quad (25)$$

Donde:

- C_{red} : *costo anual de energía importada desde la red [COP/año].*
- $E_{red,anual}$: *energía anual importada desde la red [kWh/año].*

Para el tratamiento económico de la energía excedente, el modelo diferencia entre autoconsumo, excedentes tipo I y excedentes tipo II. La energía autoconsumida corresponde a la generación fotovoltaica que es utilizada directamente para cubrir la demanda del usuario o de la comunidad; por tanto, su efecto económico se representa como una reducción en la energía comprada a la red.

Por otra parte, la energía exportada a la red se clasifica en excedentes tipo I y excedentes tipo II, de acuerdo con la relación entre la energía importada y la energía exportada durante el periodo de análisis. Cuando la energía importada desde la red es mayor o igual que la energía exportada, toda la energía exportada se considera excedente tipo I. En este caso, no se presentan excedentes tipo II. Cuando la energía exportada es mayor que la energía importada, una cantidad equivalente a la energía importada se reconoce como excedente tipo I, mientras que la diferencia entre la energía exportada y la energía importada se considera excedente tipo II.

Esta diferenciación es relevante porque los excedentes tipo I y tipo II pueden tener valores de reconocimiento diferentes. En el modelo desarrollado, el excedente tipo I se asocia a la compensación de energía frente al consumo importado, mientras que el excedente tipo II se valora mediante un precio de referencia definido por el usuario, como el precio de bolsa promedio o el valor regulatorio aplicable. De esta forma, el ingreso por excedentes no se calcula únicamente a partir de la energía total exportada, sino considerando la clasificación regulatoria del excedente.

A partir de la energía importada, la energía autoconsumida y los excedentes reconocidos, el modelo calcula el beneficio económico anual del sistema fotovoltaico. Este beneficio se obtiene considerando la reducción de compra de energía desde la red, los ingresos o compensaciones por excedentes y los costos de operación y mantenimiento del sistema:

$$B_{neto} = C_{sinFV} - C_{red} + I_{exc} - OPEX \quad (26)$$

Donde:

- B_{neto} : *beneficio económico anual neto del sistema fotovoltaico [COP/año].*
- C_{sinFV} : *costo anual de energía sin sistema fotovoltaico [COP/año].*
- C_{red} : *costo anual de energía importada desde la red [COP/año].*
- I_{exc} : *ingreso o compensación anual por excedentes [COP/año].*
- $OPEX$: *costo anual de operación y mantenimiento [COP/año].*

La inversión total del proyecto, denominada CAPEX, agrupa los costos asociados a módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, protecciones, cableado, instalación, ingeniería y demás elementos requeridos para la implementación del sistema. En el modelo, el CAPEX total se obtiene como la suma de los rubros definidos por el usuario:

$$CAPEX_{total} = \sum_{i=1}^n CAPEX_i \quad (27)$$

Donde:

- $CAPEX_{total}$: inversión total del sistema fotovoltaico [COP].
- $CAPEX_i$: costo asociado al rubro i del proyecto [COP].
- n : número total de rubros considerados.

Con el beneficio económico anual neto se construye el flujo de caja del proyecto. En el año cero se registra la inversión inicial como un flujo negativo, mientras que en los años posteriores se registran los beneficios netos generados por el sistema fotovoltaico. Cuando el análisis considera financiación, el modelo permite incorporar el efecto del crédito sobre los flujos anuales, teniendo en cuenta el porcentaje financiado, la tasa de interés y el plazo de pago:

$$FC_0 = CAPEX_{total} \quad (28)$$

$$FC_t = B_{neto,t} \quad (29)$$

Donde:

- FC_0 : flujo de caja en el año cero [COP].
- FC_t : flujo de caja en el año t [COP].
- $B_{neto,t}$: beneficio económico neto del proyecto en el año t [COP/año].

Para evaluar la rentabilidad del proyecto se calcula el valor presente neto (VPN), el cual descuenta los flujos futuros a una tasa de descuento definida por el usuario. Un VPN positivo indica que, bajo los supuestos considerados, el proyecto recupera la inversión inicial y genera valor económico:

$$VPN = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (30)$$

Donde:

- VPN : *valor presente neto del proyecto [COP].*
- FC_t : *flujo de caja en el año [COP].*
- r : *tasa de descuento.*
- N : *horizonte de evaluación del proyecto [años].*

Adicionalmente, el modelo calcula la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio/costo (B/C) y el período de retorno de la inversión o payback. La TIR permite identificar la rentabilidad porcentual del proyecto, la relación B/C compara los beneficios descontados frente a la inversión inicial, y el payback indica el tiempo requerido para recuperar la inversión. En el sistema desarrollado se considera tanto el payback simple como el payback descontado, este último incorporando el valor del dinero en el tiempo.

Finalmente, el modelo económico y financiero implementado en Power BI permite modificar los principales supuestos de entrada, como tarifa de energía, valor de excedentes, CAPEX, OPEX, tasa de descuento, vida útil, financiación y crecimiento tarifario. De esta forma, la herramienta permite evaluar diferentes escenarios de prefactibilidad y observar cómo los cambios en los parámetros afectan la rentabilidad del sistema fotovoltaico.

3.11 Evaluación de incentivos tributarios

El modelo incorpora un módulo de análisis de incentivos tributarios aplicables a proyectos solares fotovoltaicos, con el propósito de evaluar su posible efecto sobre la rentabilidad del proyecto. Estos beneficios se consideran como una reducción potencial de la carga tributaria y no como ingresos directos del sistema, debido a que su aplicación depende del cumplimiento de requisitos normativos, fiscales y de certificación técnica.

En el sistema desarrollado se consideran principalmente dos mecanismos: la deducción especial sobre la inversión elegible y la depreciación acelerada de activos. Para ello, el usuario puede definir parámetros como el porcentaje de CAPEX elegible, la tasa de impuesto de renta, la renta líquida gravable, el porcentaje de CAPEX depreciable y el número de años durante los cuales se distribuye el beneficio.

La deducción especial se modela como un ahorro tributario limitado por la renta líquida disponible, evitando asumir que todo el beneficio puede aplicarse automáticamente en un solo periodo. Por su parte, la depreciación acelerada se calcula sobre el CAPEX depreciable definido por el usuario y se distribuye durante los primeros años del proyecto, de acuerdo con el escenario configurado.

Los beneficios tributarios estimados se incorporan al flujo de caja como un ahorro adicional durante los años en que aplican. Posteriormente, el modelo recalcula los indicadores financieros del proyecto, tales como VPN, TIR, relación beneficio/costo y payback descontado, permitiendo comparar el escenario base frente al escenario con incentivos.

Finalmente, este módulo permite evidenciar que los incentivos tributarios pueden mejorar la viabilidad financiera del sistema fotovoltaico; sin embargo, su aplicación real requiere la validación normativa correspondiente, certificación del proyecto y existencia de renta líquida gravable e impuesto de renta causado.

3.12 Implementación del sistema de información en Power BI

El sistema de información se implementó en Power BI con el propósito de integrar en un mismo entorno visual los datos de recurso solar, perfiles de demanda, balance energético, análisis económico, flujo financiero e incentivos tributarios. La herramienta se estructuró mediante páginas

temáticas que permiten al usuario navegar de forma ordenada por cada etapa del análisis y modificar parámetros de entrada para evaluar diferentes escenarios de prefactibilidad.

La primera página corresponde a la caracterización del recurso solar, donde se visualizan los indicadores municipales contruidos a partir de la base histórica de radiación solar de la UPME. Esta sección permite consultar el comportamiento del recurso por municipio, identificar valores promedio, mínimos, máximos, variabilidad relativa y meses críticos, facilitando la comparación territorial del potencial fotovoltaico en Santander.

La segunda página corresponde al módulo de perfiles de demanda. En esta sección el usuario puede configurar el número de usuarios y el consumo mensual promedio por categoría, con el fin de construir una curva horaria representativa de la comunidad. Esta curva se obtiene a partir de los perfiles horarios típicos normalizados y permite calcular indicadores como energía diaria, potencia promedio y potencia pico.

Posteriormente, el sistema incorpora una página de análisis económico del sistema fotovoltaico, en la cual se relacionan la radiación solar utilizada, la potencia instalada, la producción diaria y anual, la cobertura de demanda, la energía importada desde la red y los excedentes exportados. Esta página constituye el enlace entre el análisis técnico y la evaluación económica del proyecto.

El modelo también incluye páginas orientadas al análisis financiero, donde se integran los costos de inversión, operación y mantenimiento, financiación, crecimiento tarifario, tasa de descuento y vida útil del proyecto. A partir de estos parámetros se calculan indicadores como el valor presente neto, la tasa interna de retorno, la relación beneficio/costo, el payback simple y el payback descontado.

Finalmente, se desarrolló un módulo específico para la evaluación de incentivos tributarios, el cual permite comparar el escenario base del proyecto frente a un escenario con beneficios aplicables. Este módulo estima el efecto de la deducción especial y la depreciación acelerada sobre el flujo de caja, permitiendo observar su impacto sobre los indicadores financieros.

En conjunto, el sistema desarrollado en Power BI funciona como una herramienta de apoyo para la toma de decisiones en etapas de prefactibilidad. Su estructura permite modificar supuestos de entrada, comparar escenarios, visualizar resultados técnicos y financieros, y facilitar la interpretación de la información por parte de usuarios técnicos, comunidades o entidades interesadas en la planificación de proyectos solares fotovoltaicos comunitarios.

3.13 Metodología de validación mediante casos reales

Con el propósito de evaluar el desempeño del sistema desarrollado, se realizó un contraste con información correspondiente a dos proyectos solares fotovoltaicos reales ubicados en los municipios de Floridablanca y Bucaramanga. En cada caso, SICES se configuró con la potencia instalada, el número de módulos, la potencia nominal de los paneles y las demás condiciones disponibles del proyecto real.

La comparación consideró cinco indicadores: potencia instalada, número de módulos, generación anual, inversión total y periodo de recuperación simple. La potencia instalada y el número de módulos se utilizaron como parámetros de entrada para reproducir la configuración de los proyectos y, por tanto, no se incluyeron en el cálculo del error promedio del modelo.

Para la generación anual, la inversión inicial y el periodo de recuperación se calculó el error porcentual absoluto mediante la siguiente expresión:

$$ERROR_i\% = \frac{|X_{SICES,i} - X_{real,i}|}{X_{real,i}} \cdot 100 \quad (31)$$

Donde $X_{SICES,i}$ corresponde al valor estimado por el sistema y $X_{real,i}$ al valor reportado por el proyecto real para el indicador i . Por razones de confidencialidad, se omiten la identidad de los propietarios y la ubicación exacta de las instalaciones.

4. Resultados

El resultado principal de este trabajo corresponde al desarrollo de un sistema de información en Power BI orientado a la caracterización del potencial solar fotovoltaico y la evaluación técnico-económica preliminar de proyectos solares comunitarios en el departamento de Santander. La herramienta integra información histórica de radiación solar, perfiles horarios de demanda, parámetros técnicos del sistema fotovoltaico, variables económicas, flujo financiero e incentivos tributarios.

El sistema permite al usuario seleccionar municipios, modificar parámetros de entrada y comparar escenarios de evaluación, facilitando la interpretación de resultados mediante visualizaciones dinámicas, tarjetas de indicadores, gráficos, tablas resumen y filtros interactivos. A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos a partir de los módulos desarrollados.

4.1 Sistema de información desarrollado en Power BI

El sistema de información fue estructurado en páginas temáticas que representan las etapas principales del análisis. En primer lugar, se desarrolló una página de caracterización del recurso solar, donde se visualiza el comportamiento de la radiación solar por municipio. Posteriormente, se implementó un módulo de perfiles de demanda, en el cual se construye la curva horaria representativa de la comunidad a partir de perfiles típicos y consumos mensuales.

El sistema también cuenta con una página de análisis económico del sistema fotovoltaico, en la cual se calcula la producción energética, cobertura de demanda, energía importada desde la red y excedentes exportados. Adicionalmente, se incorporaron módulos financieros para estimar CAPEX, OPEX, flujo de caja, VPN, TIR, relación beneficio/costo y período de retorno de la inversión. Finalmente, se desarrolló una página para evaluar el efecto de incentivos tributarios sobre la rentabilidad del proyecto.

Figura 3

Estructura general del sistema de información desarrollado en Power BI



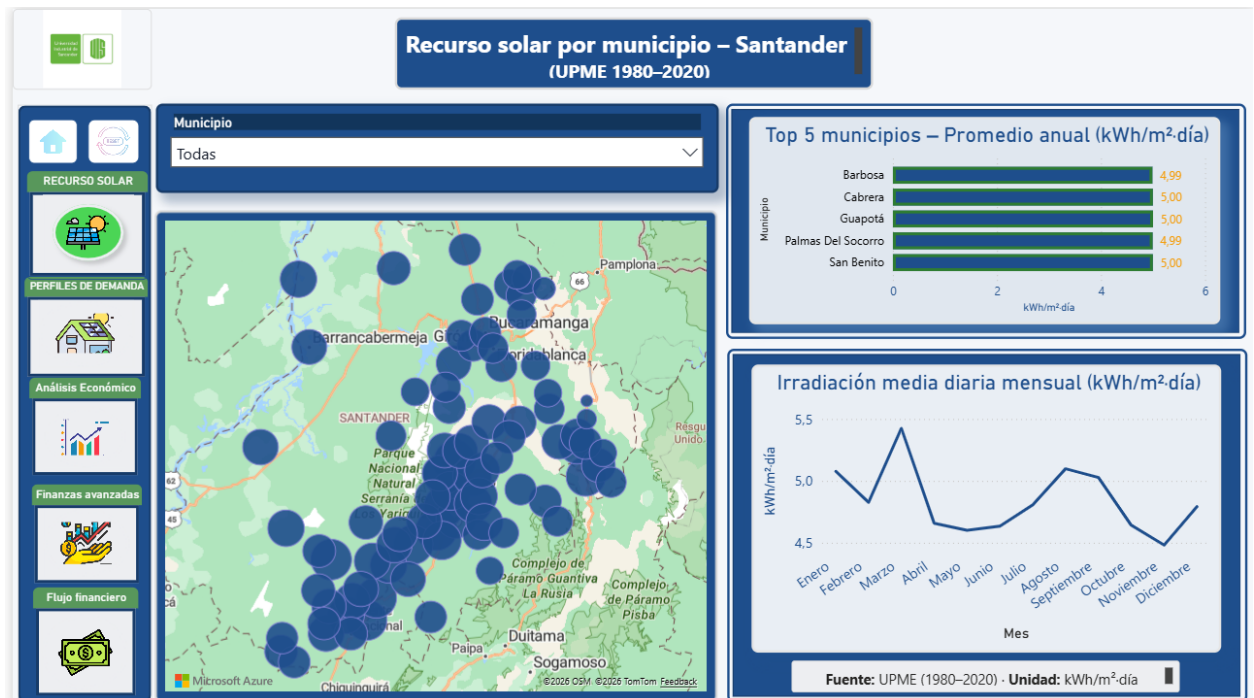
Nota. La figura presenta la pantalla inicial del sistema desarrollado en Power BI, desde la cual se accede a los módulos de recurso solar, perfiles de demanda, análisis económico, finanzas avanzadas, flujo financiero e incentivos tributarios.

4.2 Resultados de caracterización del recurso solar

El módulo de recurso solar permite visualizar la disponibilidad del recurso fotovoltaico en los municipios del departamento de Santander. A partir de la base histórica de radiación solar de la UPME para el periodo 1980–2020, se calcularon indicadores mensuales y anuales que permiten comparar el comportamiento del recurso entre municipios.

Entre los indicadores presentados se encuentran el promedio anual del recurso solar, el mínimo anual, el máximo anual, la variabilidad relativa y el mes crítico. Estos resultados permiten identificar municipios con mayor estabilidad del recurso y municipios en los que la diferencia entre valores máximos y mínimos puede generar mayor incertidumbre para el dimensionamiento del sistema.

El tablero facilita la selección de un municipio específico y permite observar su comportamiento mensual, lo cual resulta útil para diferenciar entre un escenario base, construido a partir del promedio anual, y un escenario conservador, asociado al mes de menor disponibilidad solar. Esta comparación permite evitar una sobreestimación de la generación fotovoltaica en etapas de prefactibilidad.

Figura 4*Visualización del recurso solar por municipio en Power BI*

Nota. La figura muestra los indicadores de radiación solar por municipio, incluyendo promedio anual, valores extremos, variabilidad relativa y mes crítico.

4.3 Resultados del perfil horario de demanda

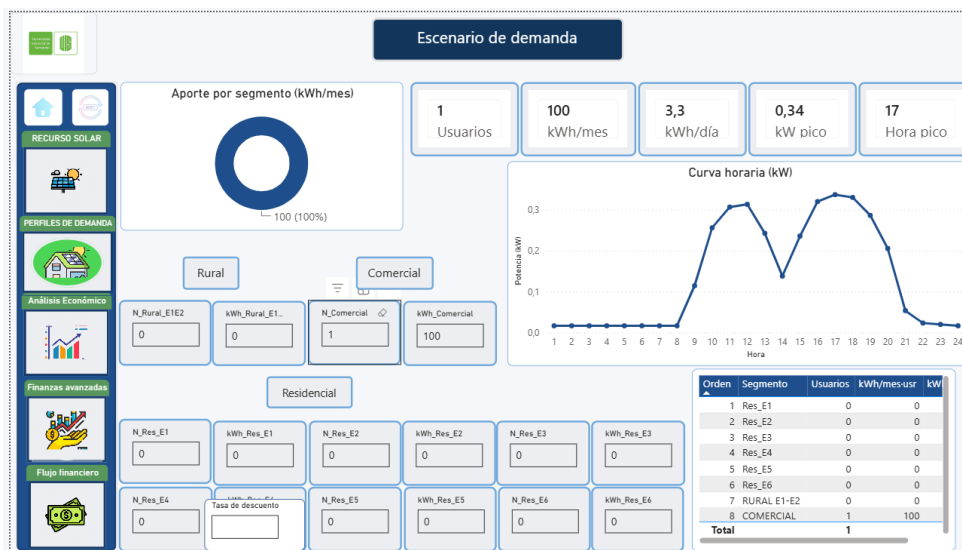
El módulo de perfiles de demanda permitió construir una curva horaria representativa a partir de los consumos mensuales ingresados por el usuario y los perfiles horarios típicos publicados por ESSA. Para ello, se normalizaron los perfiles en por unidad y se distribuyó la energía diaria equivalente en 24 intervalos horarios.

Como resultado, el sistema permite estimar la demanda diaria, la potencia promedio y la potencia pico de la comunidad. Estos indicadores son necesarios para comparar la demanda eléctrica con la producción fotovoltaica estimada y para realizar el balance energético horario.

En el caso de referencia utilizado en el modelo, la curva horaria total muestra una demanda variable durante el día, con mayor consumo en las horas de la noche. Este comportamiento es coherente con perfiles residenciales y rurales, donde el uso de energía tiende a incrementarse al final de la jornada.

Figura 5

Módulo de perfiles horarios de demanda en Power BI



Nota. La figura presenta la estimación del perfil horario total de demanda a partir de perfiles normalizados y consumos mensuales por categoría de usuario.

4.4 Resultados del análisis económico del sistema fotovoltaico

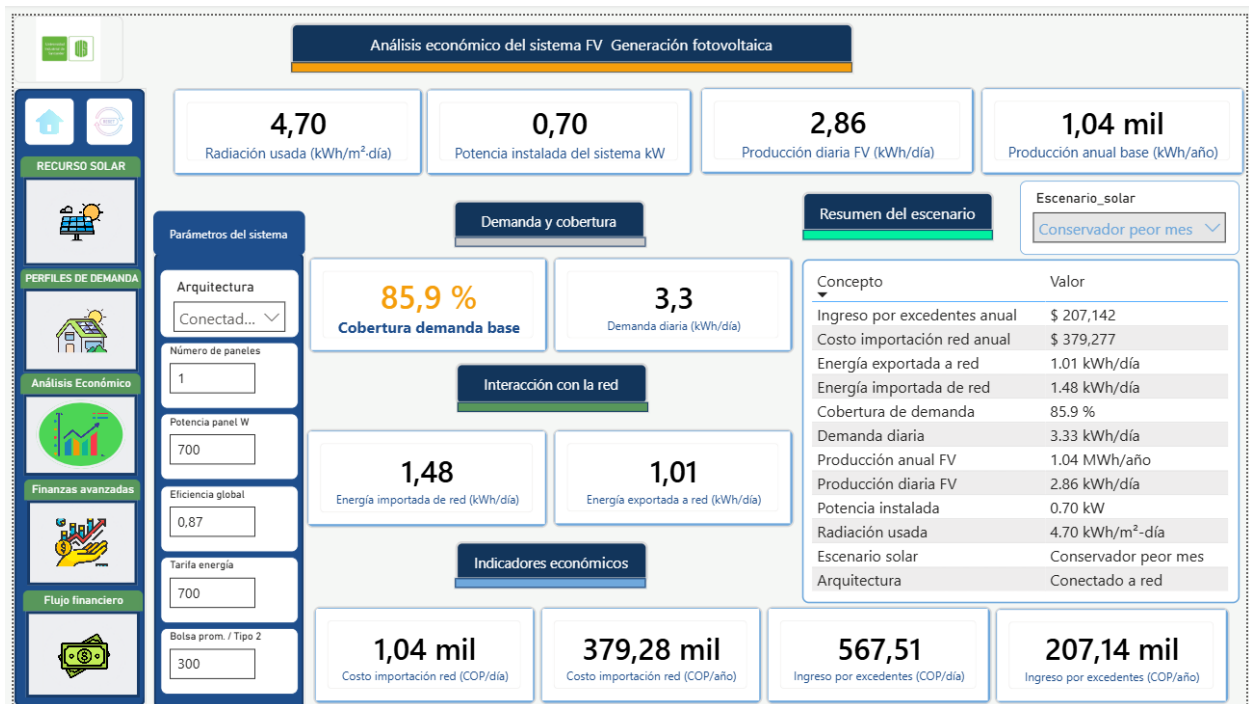
El módulo de análisis económico permite relacionar el recurso solar seleccionado, la demanda eléctrica estimada y los parámetros técnicos del sistema fotovoltaico. A partir de estos valores, la herramienta calcula la potencia instalada, la producción diaria y anual, la cobertura de demanda, la energía importada desde la red y los excedentes exportados.

En esta página, el usuario puede modificar parámetros como el municipio, el escenario solar, el número de paneles, la potencia nominal del módulo, la eficiencia global del sistema y la tarifa de energía. De esta forma, el modelo permite analizar cómo los cambios en las variables técnicas y económicas afectan el desempeño preliminar del proyecto.

Los resultados presentados permiten identificar si la generación fotovoltaica estimada es suficiente para cubrir total o parcialmente la demanda de la comunidad. Cuando la producción solar es inferior al consumo, el sistema calcula la energía que debe importarse desde la red. Cuando la producción supera la demanda, se estiman los excedentes disponibles para exportación, los cuales pueden ser considerados dentro del análisis económico según la arquitectura del sistema y las condiciones regulatorias aplicables.

Figura 6

Módulo de análisis económico del sistema fotovoltaico en Power BI



Nota. La figura presenta los indicadores técnicos y económicos del sistema fotovoltaico, incluyendo radiación utilizada, potencia instalada, producción energética, cobertura de demanda, energía importada, excedentes exportados y ahorro estimado.

4.5 Resultados del módulo de finanzas avanzadas

El módulo de finanzas avanzadas permite incorporar los principales costos de inversión y los supuestos financieros necesarios para evaluar la prefactibilidad del sistema fotovoltaico. En esta página se integran parámetros como costos unitarios por rubro, porcentaje de contingencia, O&M anual, degradación del sistema, IPC, porcentaje financiado, tasa de crédito y plazo de financiación.

Los costos de inversión se organizan por componentes del sistema, tales como paneles, inversores, sistema eléctrico, estructura, transporte, montaje, puesta en marcha, ingeniería, RETIE, legalización, adecuaciones civiles y contingencia. En el modelo, estos valores se parametrizan como costos unitarios asociados a la potencia instalada del sistema, expresados en COP/kW o COP/unidad según el componente configurado. De esta forma, el CAPEX total se actualiza automáticamente cuando el usuario modifica la potencia del sistema o los valores de cada rubro.

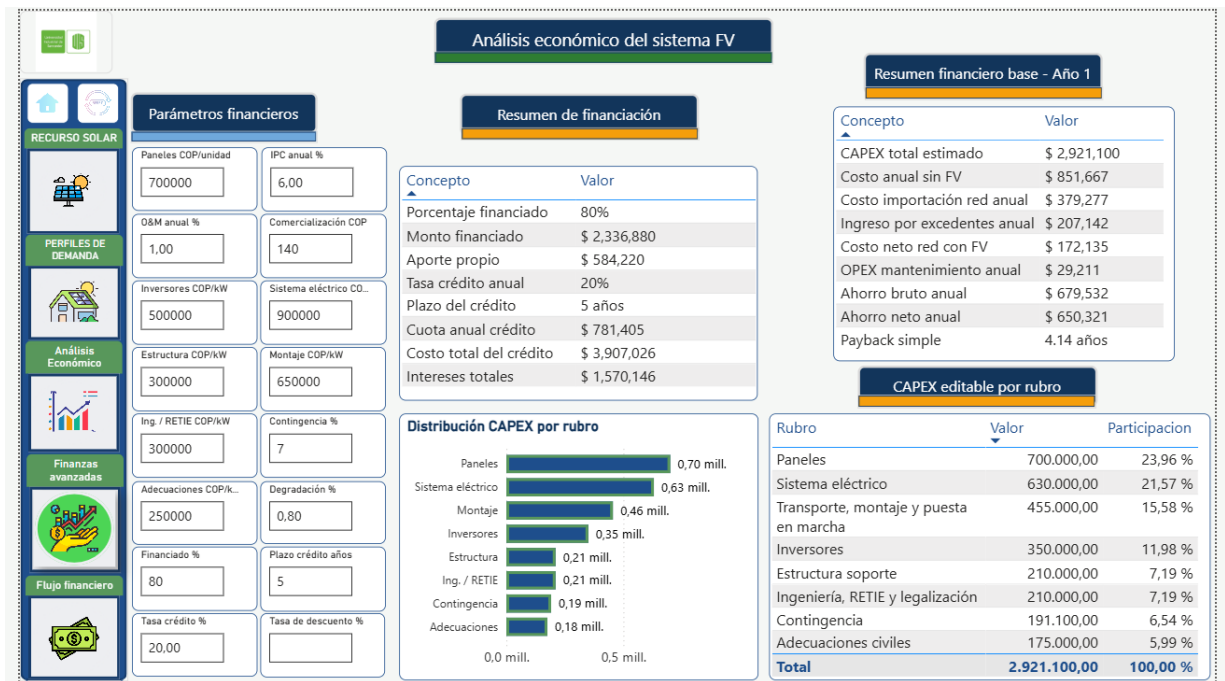
La página también presenta un resumen de financiación, donde se calcula el monto financiado, el aporte propio, la cuota anual del crédito, el costo total del crédito y los intereses totales. Esto permite evaluar el efecto de las condiciones de financiación sobre los resultados económicos del proyecto.

Para el escenario mostrado, el sistema estima el CAPEX total del proyecto, el costo anual sin sistema fotovoltaico, el costo anual de importación desde la red, el ingreso por excedentes, el costo neto con sistema fotovoltaico, el OPEX de mantenimiento, el ahorro bruto anual, el ahorro neto anual y el payback simple. Estos resultados permiten tener una visión preliminar de la

estructura económica del proyecto antes de realizar el análisis financiero completo del flujo de caja.

Figura 7

Módulo de finanzas avanzadas del sistema fotovoltaico en Power BI



Nota. La figura muestra los parámetros financieros editables del proyecto, la distribución del CAPEX por rubro, el resumen de financiación y los indicadores económicos base del sistema fotovoltaico.

4.6 Resultados del flujo financiero del proyecto

El módulo de flujo financiero permite visualizar el comportamiento económico del proyecto durante el horizonte de evaluación. En esta página se presenta la evolución del flujo de caja anual, el flujo acumulado y los principales indicadores financieros asociados al sistema fotovoltaico.

El flujo de caja considera la inversión inicial del proyecto en el año cero y los beneficios netos generados durante la operación del sistema. Estos beneficios provienen principalmente de la reducción en la compra de energía desde la red, los posibles ingresos o compensaciones por excedentes exportados y la resta de los costos de operación y mantenimiento.

La visualización del flujo acumulado permite identificar el momento aproximado en el que el proyecto recupera la inversión inicial. Este resultado se relaciona con el período de retorno de la inversión o payback, tanto simple como descontado. Adicionalmente, la herramienta permite observar el efecto de la tasa de descuento sobre los flujos futuros, lo cual fortalece la evaluación financiera del proyecto en condiciones de prefactibilidad.

En conjunto, esta página permite interpretar si el proyecto genera valor económico durante su vida útil y facilita la comparación de escenarios al modificar parámetros como CAPEX, OPEX, tarifa de energía, crecimiento tarifario, tasa de descuento o financiación.

Figura 8

Flujo financiero del proyecto fotovoltaico en Power BI



Nota: La figura presenta el flujo de caja anual, el flujo acumulado y los indicadores financieros utilizados para evaluar la recuperación de la inversión y la rentabilidad del sistema fotovoltaico.

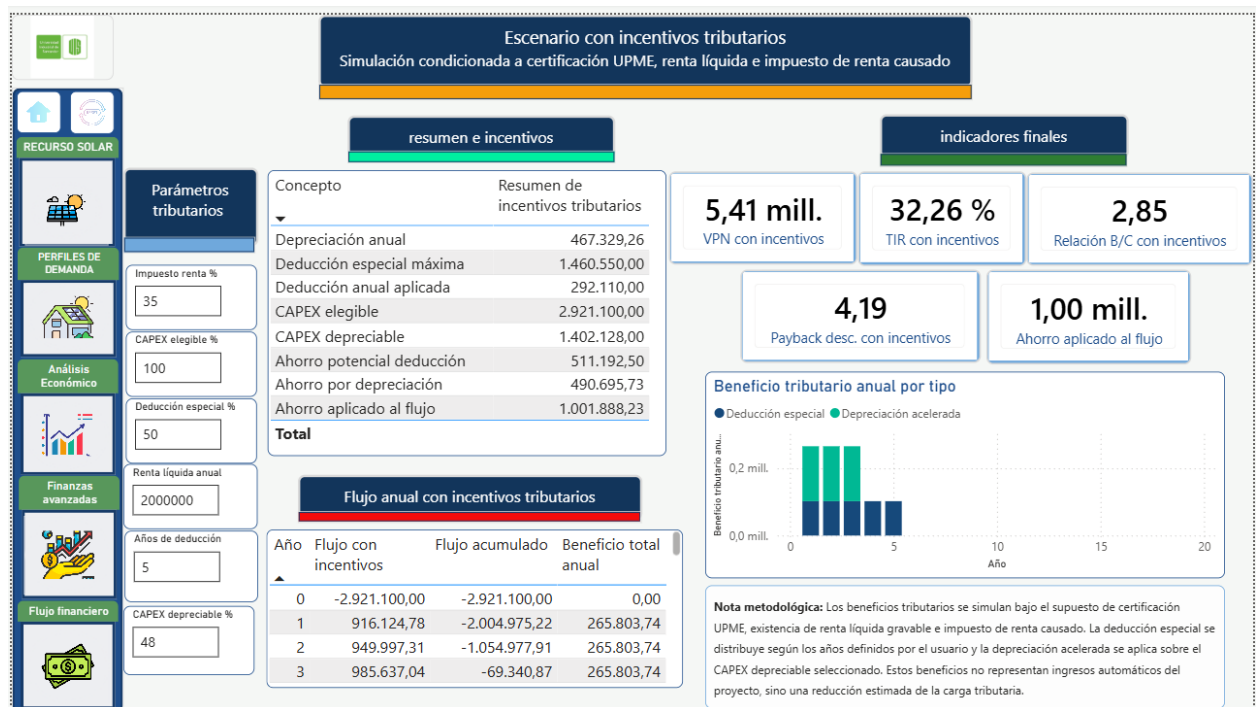
4.7 Resultados del escenario con incentivos tributarios

El módulo de incentivos tributarios permite evaluar el efecto potencial de los beneficios fiscales aplicables a proyectos solares fotovoltaicos sobre la rentabilidad del sistema. En esta página se consideran principalmente la deducción especial sobre la inversión elegible y la depreciación acelerada de activos.

Los resultados permiten comparar el escenario financiero base frente a un escenario con incentivos tributarios. Para ello, el modelo calcula el ahorro tributario estimado y lo incorpora al flujo de caja durante los años en los que aplica el beneficio. Posteriormente, se recalculan indicadores como VPN, TIR, relación beneficio/costo y payback descontado.

La herramienta también permite modificar parámetros como el porcentaje de CAPEX elegible, el porcentaje de CAPEX depreciable, la tasa de impuesto de renta, la renta líquida gravable y los años de aplicación de la deducción. Esto permite analizar diferentes escenarios tributarios y observar su efecto sobre la viabilidad financiera del proyecto.

Es importante resaltar que los incentivos tributarios no se consideran ingresos automáticos del proyecto, sino reducciones potenciales de la carga tributaria. Su aplicación real depende del cumplimiento de requisitos normativos, certificación técnica del proyecto, existencia de renta líquida gravable e impuesto de renta causado.

Figura 9*Evaluación de incentivos tributarios en Power BI*

Nota: La figura presenta el efecto estimado de la deducción especial y la depreciación acelerada sobre el flujo de caja y los indicadores financieros del proyecto.

4.8 Resultados de la validación mediante casos reales.

Para evaluar el desempeño del sistema desarrollado, los resultados obtenidos mediante SICES se contrastaron con la información técnica y económica disponible de dos proyectos solares fotovoltaicos reales ubicados en Floridablanca y Bucaramanga. La comparación incluyó la potencia instalada, el número de módulos, la generación anual, la inversión total y el periodo de recuperación simple.

La potencia instalada y el número de módulos se utilizaron como parámetros de entrada para reproducir en SICES la configuración de cada proyecto. Por esta razón, estos valores coincidieron con los proyectos reales y no se incluyeron en el cálculo del error medio.

4.8.1 Caso 1: Proyecto fotovoltaico en Floridablanca

El primer caso corresponde a un sistema fotovoltaico de 34,50 kWp, conformado por 60 módulos de 575 W. Para reproducir las condiciones económicas reportadas, se consideraron una tarifa de energía de \$450/kWh, un precio de bolsa de \$200/kWh, costos de operación y mantenimiento de \$1,50 millones anuales y una tasa de descuento del 10 %. Los resultados de la comparación se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7

Comparación entre el proyecto real y SICES para el caso de Floridablanca

Indicador	Proyecto real	SICES	Error absoluto
Potencia instalada	34,50 kWp	34,50 kWp	0,00 %
Número de módulos	60	60	0,00 %
Generación anual	42.864,87 kWh	47.656,32 kWh	11,18 %
Inversión total	\$166,75 millones	\$161,56 millones	3,11 %
Periodo de recuperación simple	6,80 años	7,93 años	16,62 %

Nota. La potencia instalada y el número de módulos corresponden a parámetros de entrada. El error medio de los tres resultados estimados por SICES fue del 10,30 %. Elaboración propia a partir de la información del proyecto analizado y los resultados obtenidos mediante SICES.

En este caso, la menor diferencia se presentó en la inversión total, con un error del 3,11 %, mientras que la mayor correspondió al periodo de recuperación simple, con un error del 16,62 %. La generación anual estimada por SICES fue un 11,18 % superior al valor reportado por el proyecto.

4.8.2 Caso 2: Proyecto fotovoltaico en Bucaramanga

El segundo caso corresponde a un sistema de 13,80 kWp, conformado por 24 módulos de 575 W. Para la evaluación se consideraron una demanda de 1.390 kWh/mes, una tarifa de energía de \$900/kWh, un costo de comercialización de \$140/kWh y un precio de \$300/kWh para los excedentes tipo 2. El proyecto reportó aproximadamente 2,15 MWh/año de excedentes tipo 2.

Tabla 8

Comparación entre el proyecto real y SICES para el caso de Bucaramanga

Indicador	Proyecto real	SICES	Error absoluto
Potencia instalada	13,80 kWp	13,80 kWp	0,00 %
Número de módulos	24	24	0,00 %
Generación anual	16.742,16 kWh	19.062,53 kWh	13,86 %
Inversión total	\$47,00 millones	\$52,00 millones	10,64 %
Periodo de recuperación simple	3,50 años	3,43 años	2,00 %

Nota. La potencia instalada y el número de módulos corresponden a parámetros de entrada. El error medio de los tres resultados estimados por SICES fue del 8,83 %. Elaboración propia a partir de la información del proyecto analizado y los resultados obtenidos mediante SICES.

En el caso de Bucaramanga, SICES reprodujo el periodo de recuperación simple con una diferencia del 2,0 %. Los errores obtenidos para la generación anual y la inversión total fueron del 13,86 % y 10,64 %, respectivamente.

4.8.3 Resultado consolidado

El error porcentual absoluto medio de los seis resultados estimados fue del 9,57 %. Por indicador, los errores medios fueron del 12,52 % para la generación anual, 6,88 % para la inversión total y 9,31 % para el periodo de recuperación simple. Las diferencias individuales se mantuvieron entre el 2,00 % y el 16,62 %.

Estos resultados muestran que, para los dos casos analizados y bajo los supuestos disponibles, SICES permitió obtener estimaciones del mismo orden de magnitud que los valores reportados. No obstante, debido al número limitado de proyectos evaluados, el resultado no debe interpretarse como una precisión general garantizada, sino como evidencia inicial de la aplicabilidad del sistema en estudios de prefactibilidad.

4.9 Síntesis de resultados y alcance de la herramienta

Los resultados obtenidos evidencian que el sistema desarrollado en Power BI permite integrar en una sola herramienta el análisis del recurso solar, la estimación de demanda, el balance energético, la evaluación económica, el flujo financiero y la simulación de incentivos tributarios para proyectos solares fotovoltaicos comunitarios.

La herramienta facilita la comparación entre municipios de Santander, la modificación de parámetros técnicos y financieros, y la visualización de indicadores clave para la toma de decisiones. Esto permite que el modelo sea utilizado como apoyo en etapas de prefactibilidad, donde se requiere una primera aproximación al potencial técnico y económico de un proyecto solar.

El sistema también permite analizar diferentes escenarios de evaluación. Por ejemplo, el usuario puede seleccionar un escenario solar promedio o conservador, modificar la cantidad de paneles, ajustar costos de inversión, cambiar tarifas de energía, variar condiciones de financiación y evaluar el efecto de incentivos tributarios. Esta flexibilidad fortalece la utilidad de la herramienta como apoyo para comunidades, entidades territoriales, académicos o formuladores de proyectos.

No obstante, los resultados deben interpretarse como una estimación preliminar. El modelo no reemplaza estudios de ingeniería de detalle, diseños eléctricos definitivos, estudios de conexión, análisis tributarios formales ni procesos de certificación ante entidades competentes. Su principal

aporte consiste en organizar la información disponible y facilitar una evaluación inicial de escenarios para comunidades energéticas solares en Santander.

Como parte de la evaluación del sistema, se realizó un contraste cuantitativo con dos proyectos solares fotovoltaicos reales ubicados en Floridablanca y Bucaramanga. Para los indicadores de generación anual, inversión total y periodo de recuperación simple se obtuvo un error porcentual absoluto medio del 9,57 %. Este resultado respalda el uso de SICES como herramienta de prefactibilidad bajo los supuestos considerados, aunque se requiere ampliar la validación con un mayor número de proyectos para evaluar su comportamiento en otras condiciones técnicas y económicas.

5. Conclusiones

El presente trabajo permitió desarrollar un sistema de información en Power BI para la caracterización del potencial solar fotovoltaico en los municipios del departamento de Santander, integrando información histórica de radiación solar, perfiles horarios de demanda, balance energético, análisis económico, flujo financiero e incentivos tributarios. La herramienta facilita la visualización de indicadores técnicos y financieros mediante mapas, gráficos, tablas y escenarios interactivos, por lo que constituye un apoyo para estudios de prefactibilidad de proyectos solares fotovoltaicos comunitarios.

A partir del procesamiento de la información histórica de radiación solar publicada por la UPME para el periodo 1980–2020, se construyeron indicadores mensuales y anuales para los municipios de Santander, incluyendo el promedio anual, los valores mínimos y máximos, la variabilidad relativa y el mes crítico. Estos indicadores permiten comparar territorialmente el comportamiento del recurso solar y evaluar tanto un escenario promedio como una condición conservadora asociada al periodo de menor disponibilidad solar.

La incorporación de perfiles horarios de demanda permitió relacionar el consumo estimado de una comunidad con la producción fotovoltaica calculada. A partir de este balance energético, SICES permite estimar la energía autoconsumida, la energía importada desde la red, los excedentes exportados, los costos evitados, el CAPEX, el OPEX y los principales indicadores financieros, como el VPN, la TIR, la relación beneficio/costo y los periodos de recuperación simple y descontado.

El contraste con dos proyectos solares fotovoltaicos reales ubicados en Floridablanca y Bucaramanga permitió evaluar cuantitativamente el desempeño del sistema. Para la generación anual, la inversión total y el periodo de recuperación simple se obtuvo un error porcentual absoluto medio conjunto del 9,57 %, con diferencias individuales comprendidas entre el 2,00 % y el 16,62 %. Estos resultados muestran que, para los casos analizados, SICES produjo estimaciones del mismo orden de magnitud que los valores reportados. Sin embargo, el número limitado de proyectos evaluados no permite generalizar una precisión garantizada para cualquier instalación.

Finalmente, SICES debe interpretarse como una herramienta de apoyo para análisis de prefactibilidad y no como un diseño definitivo. El modelo no reemplaza los estudios particulares del sitio, la ingeniería de detalle, los análisis de conexión, la verificación tributaria ni los procesos de certificación ante las entidades competentes. Asimismo, la versión desarrollada se orienta principalmente a sistemas conectados a la red y los incentivos tributarios representados corresponden a simulaciones condicionadas al cumplimiento de los requisitos normativos aplicables.

6. Recomendaciones

Se recomienda ampliar la validación de SICES mediante su contraste con un mayor número de proyectos fotovoltaicos construidos o en operación, considerando distintas capacidades instaladas, municipios, condiciones de demanda y estructuras de costos. Esto permitirá evaluar el comportamiento del error en una muestra más representativa y ajustar los supuestos técnicos y económicos del modelo.

Se recomienda actualizar periódicamente las bases de radiación solar, los perfiles de demanda y los parámetros económicos utilizados por el sistema, especialmente los costos de equipos, las tarifas de energía, los precios de los excedentes, las condiciones de financiación y los valores asociados a la operación y mantenimiento.

Para desarrollos posteriores, se recomienda ampliar el modelo a sistemas aislados e híbridos mediante la incorporación de almacenamiento energético, fuentes de respaldo, estado de carga, eficiencia, degradación, ciclos de operación, reemplazo de baterías y criterios de autonomía.

Antes de emplear los resultados para formular o ejecutar un proyecto real, se recomienda complementarlos con mediciones y estudios específicos del sitio, análisis de sombras y pérdidas, diseños eléctricos, evaluación de conexión, verificación del RETIE y revisión normativa y tributaria por parte de profesionales competentes.

Referencias bibliográficas

- Andrés Abel García Bojacá, & Edgar David Lasso López. (2021). *8.GarciaBojacaAndresAbelLassoLopezEdgarDavid*.
- Andres David Florido, Estefania Bustos, Ivan Darío Cristancho, & Jeyson Huertas. (2024). *Estudio de Viabilidad para la Implementación de un Sistema de Paneles Solares*.
- Bella Fernanda Bravo Díaz. (2025). *7.BravoDíazBellaFernanda2025*.
- Carvajal-Romo, G., Valderrama-Mendoza, M., Rodríguez-Urrego, D., & Rodríguez-Urrego, L. (2019). Assessment of solar and wind energy potential in La Guajira, Colombia: Current status, and future prospects. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 36. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100531>
- Cerón, J. A., Gómez-Luna, E., & Vasquez, J. C. (2025). Driving the Energy Transition in Colombia for Off-Grid Regions: Microgrids and Non-Conventional Renewable Energy Sources. *Energies*, 18(4). <https://doi.org/10.3390/en18041010>
- Christiam José Daniel Hernández Díaz, Emily Narvaez Castellanos, & José Duván Ruiz Ribero. (2025). *Diseño Conceptual Basado En Un Análisis De Alternativas Técnicas Para Comunid*.
- Colmenares-Quintero, R. F., Maestre-Gongora, G., Valderrama-Riveros, O. C., Baquero-Almazo, M., & Stansfield, K. E. (2023). A Data-Driven Architecture for Smart Renewable Energy Microgrids in Non-Interconnected Zones: A Colombian Case Study. *Energies*, 16(23). <https://doi.org/10.3390/en16237900>
- Cristian Fabian Serna Sánchez, Franklin Duván Díaz Cadena, & Diego Fernando Carreño. (2024). *Evaluación de alternativas para el suministro energético del corregimiento Llano de Palmas, Santander, empleando fuentes no convencionales de energía renovable*.

Dayan Fernando Castiblanco Parra, & Karen Julieth Grajales Arévalo. (2024). *ANÁLISIS DE LOS REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS Y EXPLORACIÓN DE POSIBLES SOLUCIONES BASADAS EN SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LA VEREDA CHOCOA DEL MUNICIPIO DE GIRÓN.*

Guerrero Hernandez, A. S., & de Arruda, L. V. R. (2021). Economic viability and optimization of solar microgrids with hybrid storage in a non-interconnected zone in Colombia. *Environment, Development and Sustainability*, 23(9), 12842–12866. <https://doi.org/10.1007/s10668-020-01188-w>

Guevara-Cedeno, J., & Torres, D. F. G. (2023). Holistic Methodology for Microgrid Sustainability in Rural Communities: Strategic Analysis and Synthesized Perspective. *1st IEEE Colombian Caribbean Conference, C3 2023*. <https://doi.org/10.1109/C358072.2023.10436201>

JORGE ANDRÉS DÍAZ MANTILLA. (2023). *13.Propuesta metodologica microrredes ZNI.*

Juan Pablo Cárdenas Álvarez, Jan George, Juanita Giraldo Quiroz, & Juan Andrés Estrada Walker. (n.d.). *REDEFINIENDO LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS PARA UNA TRANSICIÓN JUSTA.*

ntg-01 norma electrificación rural. (n.d.).

ntg-02 marco general norma urbana. (n.d.).

Quiroz, J. G., Manuel, J., Forero, E., Arango, S. O., Estefanía, D., & Pedroza, L. (2025). *Co-creation Methodologies for Designing Bottom-up Solar Energy Communities: a Case Study From Colombia.* <https://doi.org/10.24050/reia>

Robert, F. C., & Gopalan, S. (2018). *XXX-From Solar Microgrid Simulation to Field Deployment: Accuracy and Uncertainties.* <https://power.larc.nasa.gov/>

- Vegar Aabrek, Ingvid Forseth, Maximiliano Bueno-Lopez, & Marta Molinas. (2018). *GHTC 2018 : IEEE Global Humanitarian Technology Conference : 2018 conference proceedings : DoubleTree By Hilton San Jose, California, USA, October 18-21, 2018*. IEEE.
- Villa, C., & Henao, F. (2022). Oversizing grid-connected microgrids as a business model—An optimisation assessment approach. *Energy Reports*, 8, 2100–2118.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.01.117>