

Análisis de factibilidad para implementar soluciones de autogeneración en usuarios no regulados en Colombia

Feasibility analysis to implement self-generation solutions in non-regulated users in Colombia

CRISTIAN LEONARDO MANRIQUE PÉREZ¹ - JAVIER ANDRÉS RUIZ GARZÓN² - JOSIMAR DADI TELLO MAITA³

1. Estudiante de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.
2. Master of Science Renewable Energy and Environment. University Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1551-2554>.
3. Master Scientiarum en Matemática Aplicada. Ing. Eléctrica. Universidad escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6895-794X>.

cristian.manrique-p@mail.escuelaing.edu.co - javier.ruiz@escuelaing.edu.co - josimar.tello@escuelaing.edu.co

Recibido: 31/08/2025 Aceptado: 01/10/2025

Disponible en http://www.escuelaing.edu.co/es/publicaciones_revista
<http://revistas.escuelaing.edu.co/index.php/reci>

Resumen

Este artículo presenta el desarrollo de un modelo técnico-financiero para evaluar la factibilidad de implementar soluciones de autogeneración solar fotovoltaica en usuarios no regulados (UNR) en Colombia, fundamentado en la regulación vigente y las condiciones del mercado energético nacional. Se analizan los riesgos, motivadores y aspectos técnicos de la generación solar, así como las alternativas contractuales disponibles: contrato EPC (Engineering, Procurement, and Construction) y acuerdo PPA (Power Purchase Agreement). El modelo utiliza la metodología de Project Finance para evaluar diferentes escenarios, supuestos y sensibilidades a lo largo de un horizonte de 25 años, integrando información primaria y secundaria, y considerando aspectos normativos, técnicos y financieros. Se incluyen análisis detallados del balance energético, costos de inversión (CAPEX), costos operativos (OPEX), ingresos esperados, y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Los resultados permiten a los UNR seleccionar la opción más adecuada para su contexto, alineando sus objetivos de crecimiento, sostenibilidad energética y apetito de riesgo. Un caso de estudio aplicado a una trilladora de café en Chinchiná, Caldas, demuestra la viabilidad técnica y financiera del proyecto, mostrando que la alternativa EPC ofrece mayores ahorros porcentuales y rentabilidad, aunque con una inversión inicial más alta, mientras que el PPA presenta un retorno más rápido pero con menor ahorro. Además, se comparan los resultados con datos globales de IRENA, validando la

consistencia y competitividad del modelo. Finalmente, se destaca la importancia de un marco normativo robusto y favorable para promover la democratización y descentralización de la generación eléctrica en Colombia, facilitando la transición energética hacia fuentes renovables no convencionales.

Palabras claves: autogeneración solar fotovoltaica, usuarios no regulados, modelo técnico-financiero, transición energética.

Abstract

This article introduces a comprehensive technical-financial model designed to assess the feasibility of implementing photovoltaic self-generation solutions for non-regulated users (NRU) in Colombia, based on current regulations and national energy market conditions. The study examines the risks, incentives, and technical aspects of solar photovoltaic generation, alongside contractual alternatives: Engineering, Procurement, and Construction (EPC) contracts and Power Purchase Agreements (PPA). Employing the Project Finance methodology, the model evaluates various scenarios, assumptions, and sensitivities over a 25-year period, integrating primary and secondary data, and considering regulatory, technical, and financial factors. Detailed analyses include energy balance, capital expenditures (CAPEX), operational expenditures (OPEX), expected revenues, and greenhouse gas emission reductions. The model outputs provide key decision-making indicators, enabling NRUs to select the most suitable option aligned with their

strategic growth, energy sustainability policies, and risk appetite. A case study involving a coffee milling facility in Chinchiná, Caldas, illustrates the technical and financial viability of the project, revealing that the EPC alternative yields higher percentage savings and profitability, albeit with a higher initial investment, while the PPA offers quicker returns but lower savings. Furthermore, the results are benchmarked against global data from the International Renewable Energy Agency (IRENA), confirming the model's consistency and competitiveness. The study highlights the significance of a robust and favorable regulatory framework to promote the democratization and decentralization of electricity generation in Colombia, supporting the country's energy transition towards non-conventional renewable energy sources.

Keywords: solar photovoltaic self-generation, non-regulated users, techno-economic model, energy transition.

1. INTRODUCCIÓN

La autogeneración es la actividad desarrollada por usuarios del mercado minorista de energía (Mercado Regulado y Mercado no Regulado), que producen energía, principalmente para atender sus propias necesidades, conectados a los activos eléctricos de su propiedad una generación o cogeneración de energía, debajo del medidor o frontera comercial (punto de conexión), es decir, sin usar activos de uso del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para la conexión de la generación, permitiendo la exportación de energía al SIN y la comercialización o transacción de la misma por medio de la frontera comercial de salida, en el mercado. Los autogeneradores pueden ser o no ser propietarios de los activos de generación o cogeneración, para realizar la actividad de autogeneración en Colombia (Resolución CREG 174 de 2021, 2021).

Los autogeneradores en Colombia deben ser representados ante el mercado por agentes comercializadores y/o generadores legalmente constituidos en el mercado de energía mayoristas, para el consumo (demanda) y la exportación de energía (excedentes), sin que se requiera que estos se constituyan como un agente del mercado y sin constituirse como una empresa de servicios públicos domiciliarios (Resolución CREG 080 de 2019, 2019; Resolución CREG 135 de 2021, 2021). Además, los autogeneradores cuya capacidad instalada nominal supere 1 MW, están obligados a conservar la simetría del mercado con la generación conectada en el SIN, es decir, cumplir con las reglas de mercado y los requerimientos de la regulación vigente para actividad de generación (Resolución CREG 024 de 2015, 2015).

La capacidad instalada de soluciones de autogeneración reportadas en Colombia por los agentes del

mercado a XM (Administrador del Mercado Mayorista de energía), de acuerdo con la establecido en la Resolución CREG 174 de 2021, con fecha de corte al 30 de abril de 2023, es de 117,21 MW, sin incluir los autogeneradores con capacidad declarada mayor a 5 MW conectados al SIN; esta capacidad está dividida en: 90,95 MW de solar fotovoltaica, 25,24 MW de Biomasa, 1 MW de combustibles fósiles y 0,02 MW de hidráulica, como se muestra en la Figura 1. Esto representa una penetración estimada de 0,66\% siendo un porcentaje que no representa un impacto significativo para la operación y flexibilidad del SIN, respecto a la capacidad total de generación del país que es de 17.773,03 MW al 30 de abril de 2023.

Se estima que aproximadamente el 32,7% de la demanda comercial nacional en Colombia (año 2022, XM) corresponde al mercado no regulado al cual pertenecen los UNR (XM S.A., 2023b), estos están segmentados por los diferentes sectores productivos de la economía de país, en donde el sector industrial es el mayor consumidor de energía eléctrica; de acuerdo con el perfil de demanda horario anual de los UNR (Figura 2). Del perfil horario se puede concluir que actualmente es posible implementar soluciones de autogeneración, con una capacidad instalada de aproximadamente 3 GW nominales o más, para atender parte de los requerimientos energéticos de los UNR y generar excedentes de energía para transar o comercializar en el mercado, optimizando el uso de los activos del SIN, democratizando y descentralizando la generación en el país.

Uno de los factores o habilitadores más importantes para la implementación de generación renovable en sitio para atender demanda y atender pérdidas de transporte de energía en el SIN, es el incremento en los precios del mercado y la volatilidad del precio de bolsa por la alta dependencia hidráulica de la matriz energética (ver Figura 3), que representan un incremento promedio anual de 3,5\% en la componente de generación (de la tarifa del servicio de energía eléctrica. El peso estimado de esta componente en la tarifa es alrededor del 55\% ($\pm 10\%$), lo que ha significado un incremento promedio anual estimado de 2\% en la tarifa. El valor promedio de contratos del Mercado No Regulado (MNR) para abril de 2023 es de 303,03 COP/kWh, la cual refleja el precio colocado por la oferta y la demanda para este mercado. Este valor incluye UNR grandes, medianos y pequeños.

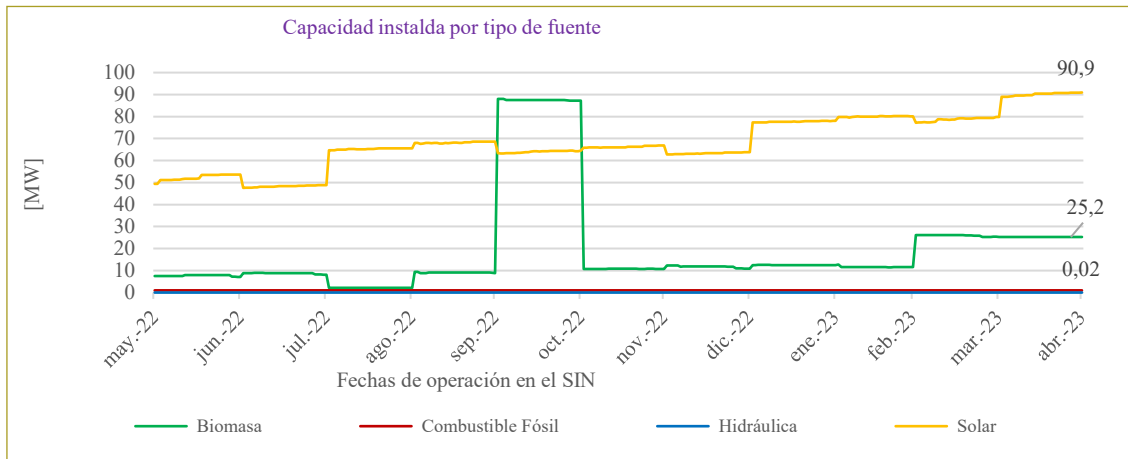


Figura 1.
Reporte de capacidad instalada de Autogeneración en Colombia.

Fuente: (XM S.A., 2023a).

Este artículo presenta un análisis integral de la factibilidad técnica y financiera para la implementación de soluciones de autogeneración solar fotovoltaica en usuarios no regulados en Colombia, considerando el marco normativo vigente, las condiciones del mercado energético y los riesgos asociados. A través de un modelo basado en la metodología de Project Finance, se evalúan diferentes escenarios y alternativas contractuales, proporcionando a los usuarios herramientas sólidas para la toma de decisiones estratégicas que contribuyan a la sostenibilidad energética, la reducción de costos y la descarbonización de la matriz energética nacional. De esta manera, se busca fomentar la democratización y descentralización de la generación eléctrica, alineando los intereses económicos y ambientales de los usuarios con las políticas públicas del país.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

En esta sección se analizan críticamente los estudios previos relacionados con la tarifa del servicio eléctrico, las alternativas tecnológicas y contractuales para la autogeneración, así como el marco normativo vigente que regula esta actividad. Además, se examinan los riesgos y motivadores que influyen en la adopción de soluciones de generación solar fotovoltaica, integrando aspectos técnicos, financieros y regulatorios. Esta revisión permite contextualizar el modelo técnico-financiero desarrollado, evidenciando la pertinencia y originalidad del enfoque propuesto para facilitar la toma de decisiones estratégicas en el sector energético colombiano.

2.1. Tarifa de servicio eléctrico en Colombia

La tarifa del servicio de energía eléctrica en Colombia, establecida por la Comisión de Regulación de Energía

Figura 2. Perfil de demanda horaria comercial UNR

Fuente: (XM S.A., 2023b)

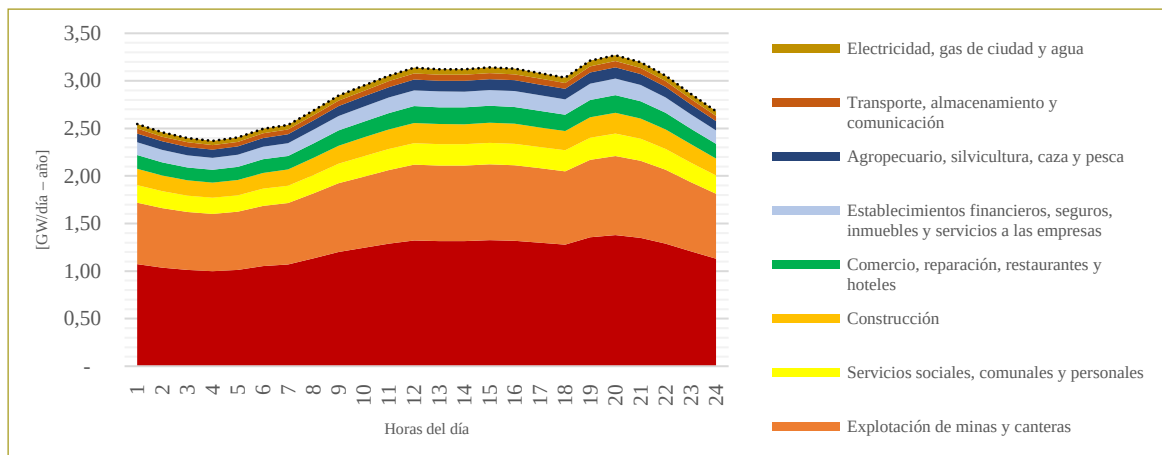
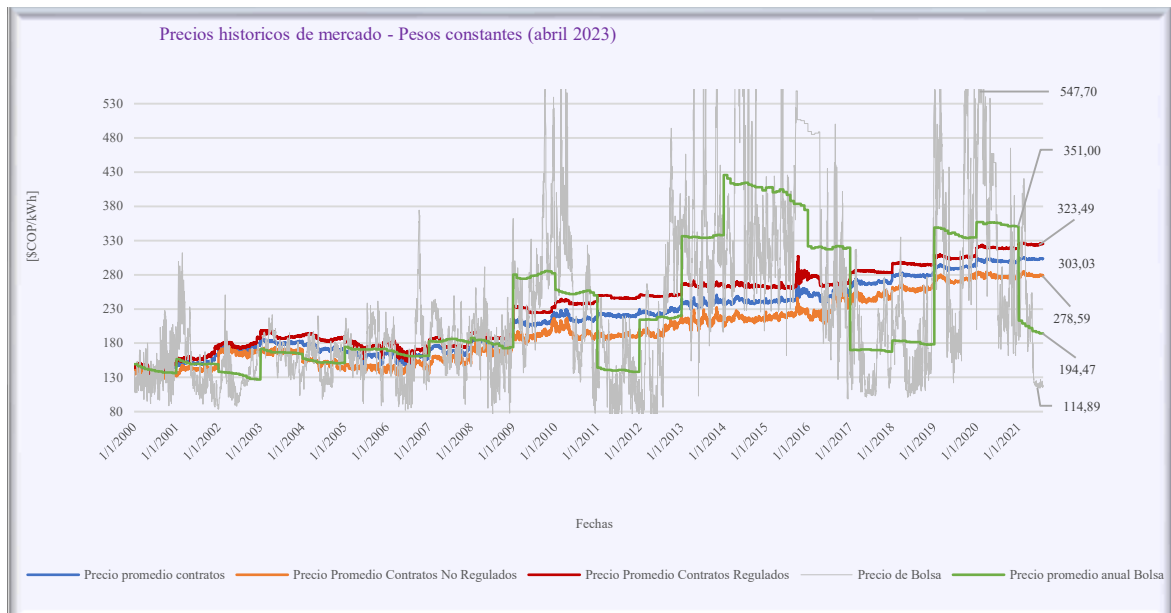


Figura 3.
Formación de
precios del
mercado.
Fuente: (XM S.A.,
2023c).



y Gas (Resolución CREG 119 de 2007, 2007), está constituida por 6 componentes, como se muestra a continuación:

$$Cu_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + Cv_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} \quad (1)$$

(COP/kWh)

donde n es el nivel de tensión de conexión del usuario, m es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio, i es el Comercializador Minorista, j es el Mercado de Comercialización, $G_{m,i,j}$ es el costo de compra de energía o costo de generación en COP/kWh, $Cv_{m,i,j}$ es el margen de comercialización en COP/kWh, T_m es el costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), $D_{n,m}$ es el costo por uso de Sistemas de Distribución, $PR_{n,m,i,j}$ es el costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía, $R_{m,i}$ es el costo de restricciones y de servicios asociados con la generación.

Los dos primeros representan los costos de generación y los costos de comercialización que son pactados entre los agentes y los UNR, suponen un peso alrededor del 60\% ($\pm 5\%$) en la tarifa, es decir, estas dos componentes representan un incremento promedio anual estimado de 2,5\% en la tarifa. Las otras cuatro componentes son costos asociados al uso y a las restricciones del SIN, por lo tanto, son componentes reguladas para los UNR, estas tienen un peso estimado del 40\% ($\pm 10\%$). En la tarifa de los UNR, estas componentes son calculadas con base en las resolucio-

nes correspondientes de la CREG, bajo los principios de las leyes 142 y 143 de 1994 (Resolución CREG 011 de 2009, 2009; Resolución CREG 062 de 2000, 2000; Resolución CREG 119 de 2007, 2007).

Por lo anterior, los precios del servicio de energía eléctrica no solamente dependen de las variables del mercado (oferta, demanda, precio de combustibles, volúmenes y aportes, nuevos proyectos de generación, entre otros), sino de las metodologías y formulas regulatorias establecidas por la CREG, en donde esta entidad considera las condiciones macroeconómicas del país (incremento en el IPP, IPC, entre otras variables), las restricciones operativas del parque de generación y sus servicios complementarios que le prestan al SIN, las pérdidas técnicas y no técnicas, las inversiones que ejecutan los Distribuidores y los Transmisores en el SIN; para el cálculo de las tarifas o costos asociados al servicio de energía eléctrica.

El incremento en las componentes reguladas es causado principalmente por los incrementos en el IPP, que es el factor indexador de las inversiones remuneradas en el cargo de distribución reconocidos a los Operadores de Red (OR), obligados a cumplir con el aseguramiento de la calidad y la seguridad del servicio de energía eléctrica en el país, lo cual actualmente está siendo replanteado por el regulador. En los últimos 5 años el IPP ha tenido un incremento promedio anual de 8,5\%. Lo que ha significado un incremento promedio anual estimado de 3,4\% en la tarifa en los últimos 5

años. Por consiguiente, la tarifa para los UNR en Colombia ha tenido un incremento promedio anual estimado en los últimos 5 años del 6\% ($\pm 2\%$), considerando los incrementos por las condiciones del mercado de energía mayorista y los incrementos por los principios económicos para establecer los costos del servicio de energía eléctrica en el país (Vélez, 2022).

El implementar soluciones energéticas (autogeneración, eficiencia energética, calidad de la energía, respuesta de la demanda, entre otras), puede representar a los UNR, mejorar sus ingresos de su actividad productiva y/o reducir la dependencia del SIN, al gestionar sus consumos y/o al generar energía en sitio más económica que la energía tomada de la red, que se factura al Costo Unitarios de Prestación del Servicio (Cu(n,m,i,j)). Obteniendo como resultado un costo promedio ponderado menor y generando ahorros por el autoconsumo de energía e ingresos por la venta de excedentes de energía, transada en el mercado.

2.2. Alternativas para Autogeneración

Las alternativas para implementar soluciones de autogeneración ya sea solar fotovoltaico u otro tipo de fuente de energía renovable no convencional en sitio, son:

- Contrato EPC: invertir en activos de generación, contratando la ingeniería, el suministro, la construcción y la puesta en operación comercial. Adicionalmente manteniendo y operando estos activos durante su vida útil.
- Acuerdo de compraventa de energía PPA: contrato bilateral de compra de energía bajo condiciones de mercado, pactado libremente, cuya energía proviene de unos activos de generación de propiedad de un tercero (agente del mercado).

Lo anterior es posible, teniendo en cuenta que el autogenerador de energía puede o no ser propietario de los activos de generación, que se conectan a los activos eléctricos aguas abajo de la frontera comercial, sin utilizar los activos del SIN.

La toma de decisiones en UNR para implementar soluciones de autogeneración involucra múltiples factores clave. En primer lugar, el análisis financiero es fundamental para evaluar qué inversión genera mayor valor económico para los accionistas, lo cual se logra

mediante un modelamiento financiero riguroso. En paralelo, el análisis técnico requiere del conocimiento especializado para dimensionar adecuadamente la tecnología y sus beneficios, un recurso que generalmente no está disponible internamente en los UNR. Además, los requerimientos normativos vigentes ofrecen un marco claro y abierto que facilita la implementación de estas soluciones energéticas.

La gestión de riesgos también juega un papel importante, ya que la disposición a asumir o transferir riesgos depende del apetito y la estrategia del UNR para maximizar beneficios económicos. La capacidad de endeudamiento, evaluada a través de indicadores financieros, determina la viabilidad de optar por un contrato EPC o un acuerdo PPA. La planeación estratégica del negocio, liderada por la gerencia o junta directiva, es crucial para alinear la autogeneración con los objetivos de crecimiento, optimización y diversificación del negocio. Finalmente, las políticas de sostenibilidad y el entorno empresarial influyen en la decisión, promoviendo la reducción de la huella de carbono, la eficiencia energética y la competitividad frente a referentes locales o internacionales que ya han adoptado estas tecnologías, incentivando así a los UNR a adoptar soluciones a la medida de sus necesidades mediante contratos EPC o PPA.

2.3. Marco normativo

En Colombia hay hechos concretos en la política pública y el marco normativo, que impulsan la incorporación de manera eficiente, segura y confiable los sistemas de energía renovables no convencionales para el desarrollo de la actividad de autogeneración (Figura 4) lo que representa un gran paso hacia la transición energética, la complementariedad, la seguridad energética, la descentralización y la descarbonización de la matriz energética del país.

A partir de la publicación de las resoluciones CREG 024 de 2015 y CREG 030 de 2018, esta última sustituida por la Resolución CREG 174 de 2021, promovidas por la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, y aquellas que las modifiquen, complementen, adicionen o sustituyan (normativa vigente). En Colombia se regula la actividad de autogeneración, estableciendo las condiciones o reglas generales de conexión, el cumplimiento técnico-regulatorio, la puesta en operación,

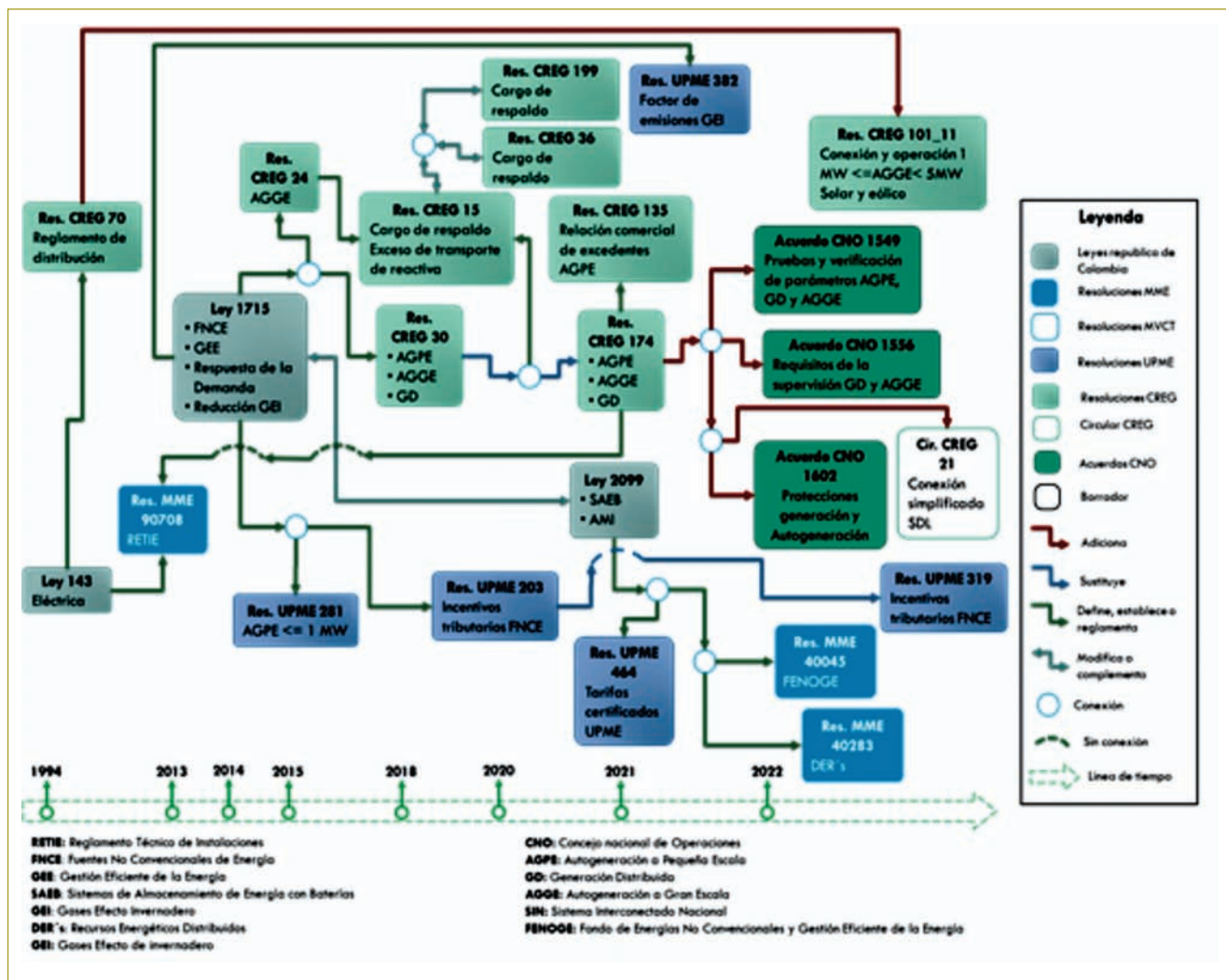


Figura 4. Marco normativo de la actividad de autogeneración en Colombia.

Fuente: Elaboración propia a partir de las resoluciones y acuerdos de la CREG.

la operación, el respaldo de red y la comercialización de energía, producto de su incorporación al SIN. En donde se establece la posibilidad de entregar excedentes al SIN y la transacción de energía en el mercado, para atender demanda de los mercados regulados y no regulados, por parte de un comercializador y/o generador legalmente constituido en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), bajo una representación pactada entre el agente y el usuario.

Colombia hoy cuenta con una regulación vigente de la actividad de autogeneración lo suficientemente robusta y que brinda garantías, para que los UNR, implementen soluciones de autogeneración. Existen barreras, pero estas han sido identificadas y la CREG está trabajando para eliminarlas, siempre y cuando se

garanticen condiciones técnicas y de mercado que no estén en contravía de los principios de las leyes 142 y 143 de 1994.

2.4. Riesgos de la Autogeneración

A continuación, se presentan de manera general los principales riesgos identificados de la actividad de autogeneración, los cuales pueden causar imprevistos o sobrecostos, sino se controlan, mitigan o se eliminan en la planeación y ejecución. Estos pueden afectar el retorno de la inversión de los activos de generación. Los cuales son contemplados en el modelo, bajo inputs, escenarios y supuestos.

- a. *Obsolescencia tecnológica*: Los paneles solares representan aproximadamente entre el 30 % al 60 % de la inversión de los activos de generación, siendo una tecnología emergente con baja eficiencia (alrededor del 22 %, tipo N), pierden rápidamente vigencia, lo que implica que no es factible comprar grandes volúmenes para almacenar y posteriormente instalar. Por consiguiente, hay que considerar tiempos de fabricación, transporte internacional, importación y transporte a sitio. Lo que implica garantías, pólizas y servicios postventa.
- b. *Cambios normativos y regulatorios*: La regulación vigente está sujeta a cambios, por lo general debido a: fallas de mercado, por vigencias, cambios de gobierno, por exigencias técnicas SIN (acuerdos CNO – Consejo Nacional de Operación), por cambios en el código de redes o en las reglas del mercado. Esto implica una participación, con los gremios, academia y agentes del sector, para favorecer el desarrollo de la actividad de autogeneración en el país.
- c. *Barreras técnico-regulatorias*: El regulador (CREG) junto con el ministerio de energía (MME), han venido avanzando en resolver estas barreras de entrada, pero hoy se identifican tres: el cargo de respaldo de red, el cargo de exceso de energía reactiva y la posición dominante. Las dos primeras están bajo propuestas regulatorias y la tercera se ha dado claras señales por medio de las Resoluciones CREG 80 de 2019, 135 de 2021 y 174 de 2021.
- d. *Oferta de autogeneración*: Promotores que ofrecen en el mercado servicios y promesas de valor, para el desarrollo de soluciones de autogeneración en Colombia, pero no cuentan con la experiencia, los conocimientos técnicos y la ingeniería, para la implementación de soluciones energéticas, e igualmente desconocen la normativa y regulación vigente, ofertando retornos de inversión o ahorros sin un conocimiento normativo, técnico y financiero idóneo.
- e. *Penetración masiva en los Sistemas de Distribución Local (SLD)*: los SDL son los activos del SIN, con tensiones menores a 57 kV, siendo los niveles de distribución de energía que suministran energía a algunos UNR y a todos los UR, si se implementan soluciones de generación en estos usuarios a un nivel que desborde la capacidad de estos sistemas, se podrían presentar los siguientes retos técnicos: incremento en la corriente de cortocircuito, variación en los niveles de tensión, coordinación de protecciones bidireccionales y diferenciales, entre otros (Seguin et al., 2016). Lo que puede causar cambios regulatorios, incremento en las pérdidas del SIN y exigencias de entrada más restrictivas.
- f. *Fallas eléctricas y daños a terceros*: posibles daños en la integridad física y material en la ejecución, operación o mantenimiento de los sistemas de autogeneración por fallas eléctricas y/o errores humanos, lo que implica el aseguramiento de los activos de generación por medio de pólizas o garantías.
- g. *Riesgo de crédito – PPA*: incumplimiento del acuerdo PPA por parte del UNR, por insuficiencia financiera, terminación anticipada, entre otros. Esto principalmente se debe a dos condiciones: abuso de poder de mercado o insuficiencia financiera del usuario, el primero es debido a un mal asesoramiento al cerrar acuerdos PPA y el segundo es el resultado de no realizar un análisis de estados financieros del UNR para validar su salud financiera. Los UNR deben tener claro que un PPA de un proyecto de autogeneración es un acuerdo de ahorros compartidos y que ambas partes deben plantear un negocio en donde ambos ganen.
- h. *Desconexión del sistema de generación y de la desconexión de la demanda*: hay dos principales razones por las cuales el OR está obligado a desconectar los activos de generación y la demanda del UNR: primera, por modificaciones en las características técnicas de los activos de generación no declaradas en la solicitud de conexión o por no surtir una nueva solicitud al ampliar o modificar; segunda, por no realizar la solicitud de conexión de los activos de generación para desarrollar la actividad de autogeneración ante el OR. Lamentablemente el no cumplimiento de requerimientos técnicos exigidos (certificación RETIE, entre otros requerimientos) ha sido una práctica que promotores no calificados realizan para vender y facturar, al ejecutar contratos EPC en Colombia.
- i. *Seguridad física*: por hurto o daño en los activos de generación, se requieren sistemas de vigilancia remota (CCTV), vigilancia permanente, cerramientos y pólizas o garantías. Dependiendo de las condiciones sociales o delincuencia en donde se instalen los activos de generación. Lo que implica incrementos en el OPEX (costos de operación) o CAPEX (costos de inversión o sostenimiento) del proyecto.

- j. *Barreras en la conexión del proyecto*: la información suministrada por el OR, para realizar los estudios de conexión simplificada, en algunos casos no ha sido veras, confiable, oportuna y de calidad, lo que ha obligado a que la UPME sea un medio por el cual se entregue esta información, por medio de la creación de la VU (Ventanilla Única), la cual está en proceso de creación para las solicitudes de conexión de autogeneración al SIN. Sin embargo, hay OR que no están preparados para este requerimiento normativo, lo que implica retrocesos y tiempos para la implementación de soluciones de autogeneración.
- k. *Incremento en el valor del suministro*: teniendo en cuenta que los activos de generación son bienes que deben ser importados y representan desde el 30 % al 60 % de la inversión (generación solar fotovoltaica), se pueden generar sobrecostos por: el incremento en la TRM (Tasa Representativa del Mercado, COP/USD), el incremento en la logística nacional o internacional, el incremento en la materia prima, el incremento en los tiempos de suministro o en el incremento de los trámites de nacionalización.
- l. *Producción de energía con fuentes intermitentes*: la generación solar fotovoltaica es una fuente de generación que depende de las condiciones ambientales, las cuales son impredecibles y variables. Lo que implica que si hay un día despejado la producción de energía tiene una probabilidad alta de generar la capacidad nominal instalada (100 % o hasta el 110 %), de lo contrario será una producción que puede llegar a cero si hay condiciones de lluvia, también puede llegar al 20 % de su capacidad en condiciones de nubosidad, en instantes de tiempo puede estar produciendo al 80 % y pasa una nube causando que baje al 20 % o hasta el 10 % de su capacidad nominal, depende de la densidad de las nubes. Lo cual se refleja en factores de planta muy bajos entre el 17 % al 23 %, adicionalmente por condiciones de polución y/o sombreado.
- m. *Confiabilidad de la red (SDL y STR)*: La red eléctrica colombiana está sujeta a eventos de falla, por las condiciones topológicas, atmosféricas y geográficas. Con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, se están implementando refuerzos y soluciones para mejorar los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia; los OR están invirtiendo en activos eléctricos que garantizan el mejorar la disponibilidad y confiabilidad de la red, que probablemente no garanticen un 100 % de disponibilidad por los retos que esto implica. Por tal razón es adecuado suponer la salida de la generación por fallas en el SIN.
- n. *Riesgo de bolsa*: El precio de bolsa en Colombia, es volátil (con alta incertidumbre) y altamente dependiente de la hidrología; la matriz energética aproximadamente está conformada por un 65% hídrico, 3% renovable no convencional y 32% térmico (año 2023). Lo que implica bajos precios en temporada de lluvias y altos precios en temporada seca, esto implica que, al vender excedentes a la red a precio de bolsa, puede ser beneficioso en condiciones secas o condición de niño, por lo contrario, es oportuno evaluar su colocación en contratos, en caso de generar un volumen importante de excedentes hacia la red.
- o. *Tiempos de ejecución*: los tiempos de un proyecto de autogeneración, pueden ser cortos, pero esa realidad no es tan cierta en la mayoría de casos, las siguientes condiciones amplían sustancialmente los tiempos de ejecución: logística de importación, condiciones climáticas de la zona de instalación, actividades internas del UNR, mala planeación de la ejecución, solicitud de conexión retrasada, ingeniería con bajos estándares y no cumplimiento de requerimientos técnicos (certificación RETIE, entre otras).
- p. *Riesgos eléctricos y trabajo en alturas*: condiciones inseguras que son de alto riesgo por la naturaleza del trabajo, realizando un estricto cumplimiento a los procedimientos de trabajo desenergizados, energizado y trabajo en alturas, tanto en la ejecución, como en las actividades de operación y mantenimiento. Para lo cual se debe contar con personal calificado y políticas de seguridad de obligatorio cumplimiento. Validando la capacidad portante de la estructura y la cubierta (análisis estructural).
- q. *Calidad y estabilidad de la obra*: los equipos y elementos que hacen parte integral del proyecto serán nuevos y deben cumplir la conformidad RETIE, por otro lado, el mantenimiento debe ser el adecuado, bajo las instrucciones de los manuales de fábrica para conservar las garantías del suministro. Adicionalmente que se realicen controles de calidad en fábrica (pruebas FAT), controles de calidad en sitio (pruebas SAT) y pruebas de puesta en operación (trazadoras, termografía con Drones y pruebas de aislamiento).

Todos estos riesgos son cuantificados o incluidos como entradas, supuestos y escenarios dentro del modelo, para identificar su impacto, estos riesgos deben ser conocidos por el UNR, teniendo en cuenta que su decisión de contratar un EPC o firmar un PPA, debe contemplar mitigar, eliminar, asumir o transferir el riesgo, conforme con su apetito al riesgo o estrategia de negocio.

2.5. Motivadores para la Autogeneración

En la toma de decisiones relacionadas con la implementación de soluciones de autogeneración con fuentes renovables no convencionales, como la solar fotovoltaica, los UNR consideran diversos aspectos estratégicos que incluyen la planeación del negocio, las políticas de sostenibilidad y el entorno empresarial. Los motivadores claves incluyen la reducción del impacto ambiental, como la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y el aprovechamiento del potencial energético solar, así como el deseo de alinearse con objetivos de carbono neutralidad. Asimismo, se busca fomentar la participación en el mercado energético y reducir la dependencia de la red mediante la generación propia de energía.

Otros factores incluyen beneficios económicos como la reducción de costos asociados al servicio eléctrico, el acceso a incentivos tributarios, y la protección frente a incrementos tarifarios. Desde el punto de vista técnico, las soluciones de autogeneración permiten disminuir pérdidas de energía, implementar proyectos piloto y explorar nuevas tecnologías. Además, las políticas públicas desempeñan un papel fundamental al promover la transición energética mediante normativas e incentivos como el FENOGE y los marcos regulatorios establecidos por entidades gubernamentales. Estos aspectos han sido incorporados como insumos y supuestos en el modelo analizado, consolidando su relevancia en el contexto de la autogeneración renovable.

Se pueden describir con más detalle algunos aspectos habilitadores que los UNR pueden tener y que les facilitan la implementación de autogeneración:

- a. *Poder adquisitivo*: por medio de socios o accionistas y su relación con la banca con la cual apalancan sus operaciones y crecimiento en su sector productivo, por supuesto de la mano de su salud financiera reportada en sus estados financieros.
- b. Grandes volúmenes de energía consumidos, un UNR para formar parte del mercado en libre competencia (Mercado No Regulado), debe consumir un volumen de energía superior a 55 MWh al mes o tener una capacidad instalada (transformación) superior a 0.1 MW.
- c. Áreas útiles disponibles: la gran mayoría de UNR, cuentan con cubiertas, terrazas, parqueaderos y/o predios en los cuales se pueden instalar activos de generación.
- d. Hacen parte del Mercado en libre competencia: ya han cerrado acuerdos de compraventa de energía con agentes comercializadores del mercado para comprar los volúmenes de energía que requieren para su operación, es decir, que conocer las condiciones generales de un acuerdo PPA comprando energía y pueden acordar plazos de 15, 20, 25 o 30 años, bajo acuerdo entre el UNR y el agente legalmente constituido (comercializador o Generador).
- e. Gastos operacionales de compra de energía altos y en incremento, los requerimientos energéticos para el desarrollo de sus actividades productivas multiplicados por la tarifa que pagan por el servicio de energía eléctrica (PxQ, cantidad por precio), es un gasto que incrementa anualmente aproximadamente entre un 3.5\% hasta un 8\% en Colombia.
- f. Incentivos tributarios: la mayoría de UNR en Colombia, contribuyen mediante el pago del IVA (Impuesto sobre el Valor Agregado) y la declaración de Renta (Impuesto sobre los ingresos), los cuales a partir de la Ley 1715 de 2014 y la ley 2099 de 2021 hasta el 2051, se convierten en mecanismos para incentivar y apalancar la inversión en FNCER.
- g. Cargas trifásicas y compensación de excesos de transporte de energía reactiva: cuentan con conexiones trifásicas con capacidades mayores a 0.1 MW, en donde se pueden implementar soluciones de calidad de la energía y/o compensaciones de energía reactiva, adicionalmente se pueden instalar equipos con capacidad de inyectar o consumir reactiva para control detención y factor de potencia en el punto de conexión, para controlar el exceso de energía reactiva penalizada de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente
- h. Medida horaria: cuentan con equipos de telemedidas, con registros históricos horarios que permiten realizar análisis de balances energéticos, los cuales son de

gran importancia para el cálculo de los ahorros y/o ingresos esperados por el autoconsumo y la venta de excedentes de energía.

- i. Contribuciones o Aporte solidario: los UNR están sujetos a realizar pago de contribuciones sobre la base del cálculo del consumo de energía eléctrica, para subsidiar el costo del servicio de los estratos 1, 2 y 3, lo que implica en un factor favorable para aquellos que están obligados a contribuir, debido a que si el consumo disminuye por la entrada de generación que atiende parte de su consumo esta contribución que puede llegar hasta el 20% del consumo facturado, proporcionalmente con su autoconsumo se disminuirá. cuya aplicación o excepción del pago de la contribución se establece en la normativa vigente.
- j. Licencias y/o permisos ambientales, cuando se aprovechan las cubiertas, los techos y los parqueaderos, para la instalación de soluciones solares fotovoltaicas, no se requieren licencias o permisos ambientales, solo contar con planes de manejo ambiental durante la construcción para realizar disposición de escombros u residuos de obra. Lo que implica que los tiempos de ejecución se acortan considerablemente, que en consecuencia disminuye los costos financieros durante la construcción.
- k. Incremento en el impuesto predial y/o cambios en el POT municipal: cuando se aprovechan las cubiertas, los techos y los parqueaderos, no se están realizando ampliaciones en áreas construidas, por lo tanto no incrementa el impuesto predial del UNR, adicionalmente no se está realizando aprovechamiento de terrenos que cuenten con clasificación de uso no compatible con la actividad de generación de energía lo que implica no realizar trámites de licencias o tramitar la adecuación o cambio de uso de suelo para la implementación de soluciones de autogeneración en estas áreas útiles.
- l. Potencial energético solar y normativa robusta y favorable para la implementación de soluciones de autogeneración: son dos factores relevantes por la ubicación geográfica de Colombia, que cuenta con un potencial energético superior a la media mundial y la política pública ha sido encaminada hacia la transición energética (complementariedad, seguridad energética, descentralización y descarbonización de la matriz energética del país).

2. METODOLOGÍA

El modelo desarrollado se presenta a nivel general y conceptual, en la Figura 5, este fue estructurado en Microsoft Excel como una herramienta. En este modelo se pueden identificar las entradas que se agrupan en tres principales grupos: el primero, son los inputs, los supuestos y los escenarios; el segundo, es el balance de energía entre demanda y generación horaria; el tercero, es la ingeniería conceptual o básica del proyecto solar fotovoltaico.

La estructura interna del modelo está conformada por la metodología *Project Finance* (Mohamadi, 2021) el dimensionamiento de la deuda (deuda esculpida), las proyecciones del balance energético entre demanda y generación anual, el cálculo de los ingresos, costos y gastos que son la entrada para el flujo de caja o proyecciones financieras para el EPC y PPA a 25 años, ambas proyecciones vistos desde la perspectiva del UNR, las cuales se descuentan por medio de la metodología de flujos finitos, por ende, se descuentan con un Rolling WACC. Para generar a partir de este modelo las salidas de toma de decisión, las cuales se ponderan conforme los motivadores y aspectos de toma de decisión para seleccionar la mejor alternativa, que corresponden a invertir en activos de generación (contrato EPC) o comprar energía (acuerdo PPA). Todo lo anterior se cruza y se pondera con las políticas estratégicas, las políticas de sostenibilidad energética y su apetito de riesgo del UNR.

Las sensibilidades del modelo son el resultado de valorar los indicadores financieros de salida del modelo, al presentarse variaciones porcentuales entre el 0% y el 15% de la generación, la tarifa del UNR, el precio pactado del PPA, el CAPEX y el OPEX. Siendo escenarios probables que determinan la materialización de los riesgos identificados de la actividad de autogeneración presentados en la Sección 2.4. Riesgos de la Autogeneración.

El Balance de energía es uno de los principales elementos del modelo, el cual fue estructurado para responder a dos metodologías establecidas en la regulación vigente relacionada con la venta de excedente (Resolución CREG 174 de 2021, 2021), el *Net Metering* como créditos de energía o el *Net Billing* como venta de energía de los excedentes al mercado, dependiendo de estos escenarios de venta de excedentes, el balance de energía se ajusta para ambos escenarios dentro del modelo. En el balance de energía se contempla la matriz

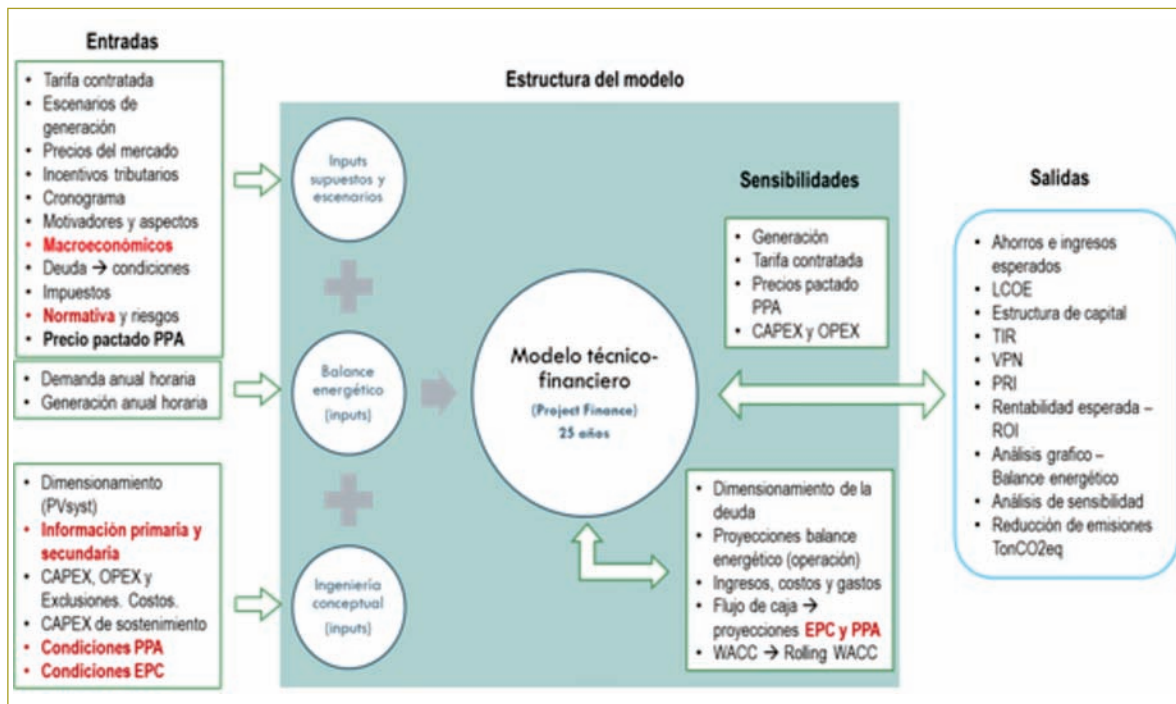


Figura 5. Estructura del modelo técnico-financiero.

Fuente: Elaboración propia.

de demanda (Figura 6) vs la matriz de generación horaria (Figura 7), cruzando los perfiles horarios proveniente de una matriz de consumos horaria real del UNR y una matriz de generación horaria sintética resultado de ingeniería conceptual utilizando software especializado como PVsyst (PVsyst SA, 2025).

En estas dos matrices se puede observar el comportamiento de la demanda y la generación, en donde podemos identificar la estacionalidad anual, la desviación anual, la volatilidad o firmeza, sus perfiles de consumo

y generación respectivamente. Que es realmente uno de los instrumentos más valiosos del modelo, ya que con este se van a realizar el cálculo de los ingresos o ahorros esperados. Adicionalmente junto con la información primaria y secundaria, los requerimientos técnicos normativos y demás aspectos de ingeniería básica, se determinan los costos inversión, los gastos y los costos de operación y mantenimiento, los cuales se proyectan en un flujo de caja, bajo la metodología *Project Finance* (Mohamadi, 2021).

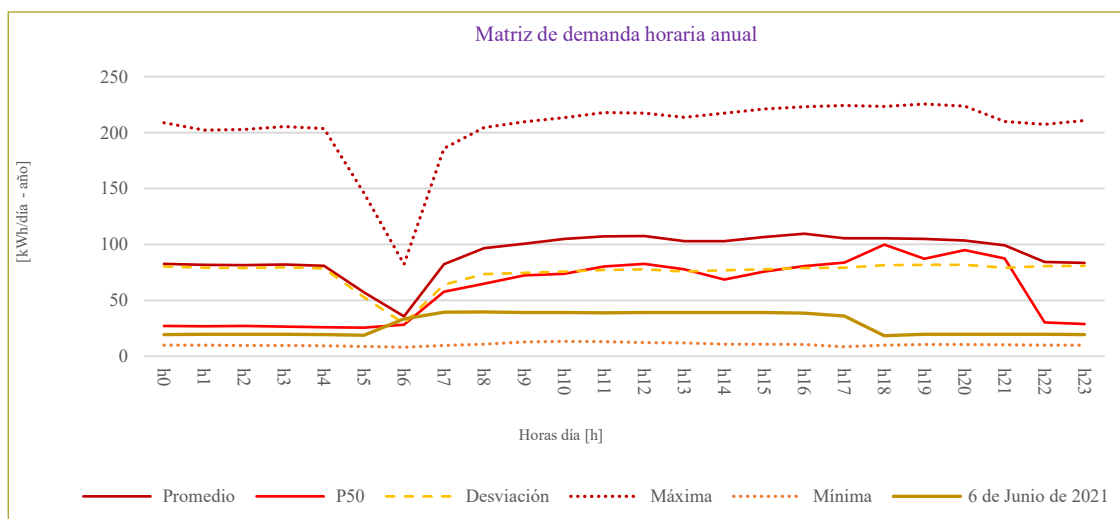


Figura 6. Matriz de demanda horaria anual, UNR – caso de estudio.

Fuente: Elaboración propia a partir de mediciones.

Al cruzar la generación y demanda con este nivel de detalle, se puede llegar a un estimado probable, que incluye un nivel de detalle que es traducido en ingresos o ahorros esperados en el modelo (Figura 8). La fecha presentada (6 de junio de 2021) corresponde a la demanda que el UNR consumió desarrollando su actividad económica.

Para el cálculo de los ahorros y/o ingresos esperados se utilizan dos fórmulas establecidas en la regulación vigente. Formulas Venta de Excedentes AG – Ahorros y/o ingresos por excedentes (Resolución CREG 174 de 2021, 2021):

- a. Para proyectos mayores a 100 kW y menores a 1 MW (*Net Metering*, Créditos de energía):

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [(Exc1_{i,j,m,u} * (Cv_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})) + \sum_{h=h_x, h_x+1, \dots, H} Exc2_{i,j,m,u} * Pbolsa_{h,m}] \quad (2)$$

Donde n es el Nivel de tensión de conexión del usuario, m es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio, i es el comercializador minorista - MNR, j es el mercado de comercialización - MNR, u es el Usuario u - MNR, $VE_{i,j,n,m,u}$ es la valoración del excedente del AG u en COP, $Exc1_{i,j,m,u}$ es el excedente de energía horaria acumulada en kWh, $Imp_{i,j,m,u}$ es la importación de energía acumulada en kWh, $CUv_{n,m,i}$ es el costo Unitario de Prestación del Servicio en COP/kWh, $Cv_{m,i,j}$ es el margen de comercialización en COP/kWh, T_m es el costo por uso del STN en \$COP/kWh, $D_{n,m}$ es el costo por uso del sistema de distribución en COP/kWh, $PR_{n,m,i,j}$ es el costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en COP/kWh, $R_{m,i}$ es el costo de restricciones y servicios asociados con generación en COP/kWh, $Exc2_{i,j,m,u}$ es todo excedente de energía en la hora h del AGPE u , en kWh y $Pbolsa_{h,m}$ es el precio de bolsa en la hora h del mes m , en COP/kWh.

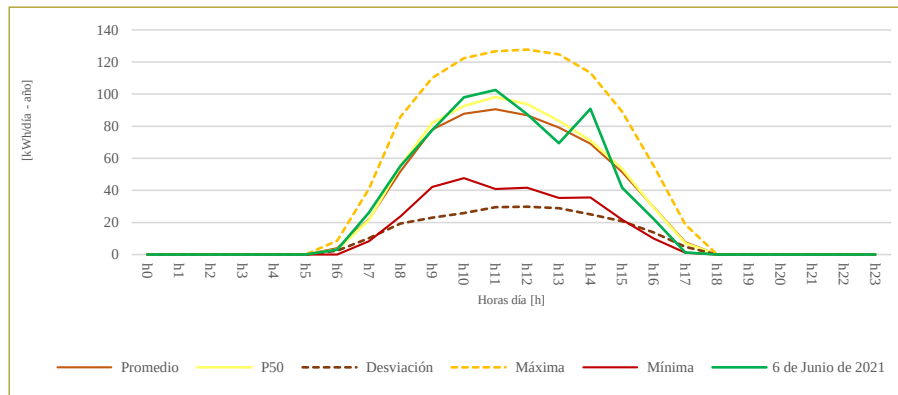
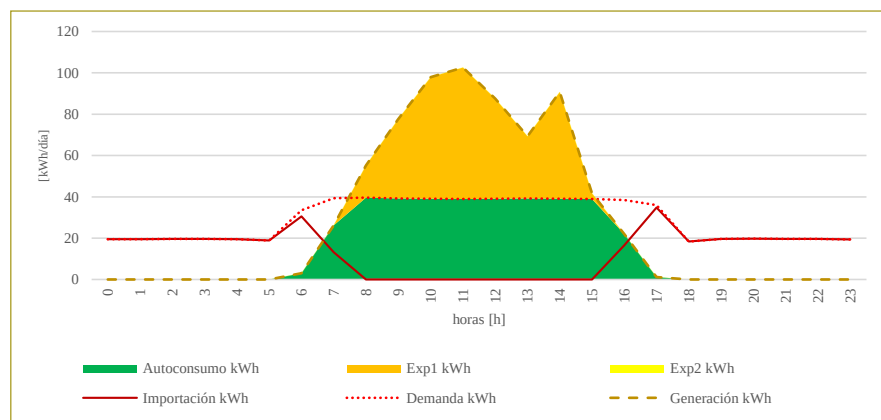


Figura 7. Matriz de generación horaria anual, PVsyst sintética – caso de estudio.

Fuente: Elaboración propia a partir de PVsyst.

Figura 8. Balance de energía horario diario para el día 6 de junio de 2021 – caso de estudio.

Fuente: Elaboración propia a partir de mediciones y PVsyst.



- b. Para proyectos mayores a 1 MW o precio pactado libremente (*Net Billing*, Venta de excedentes al mercado):

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{h,i,j,m,u} * PP \quad (3)$$

$$ExcT_{h,i,j,m,u} = Exc1_{i,j,m,u} + Exc2_{i,j,m,u} \quad (4)$$

Donde PP es el precio de energía pactado libremente para el Autogenerador del mes m en COP/kWh. Además, los ingresos y/o ahorros esperados son el resultado de la siguiente ecuación:

$$Ing + Ahor_{i,j,n,m,u} = Dem_{i,j,n,m,u} * CU_{v,n,m,i,j} - VE_{i,j,n,m,u} \quad (5)$$

Donde $Dem_{i,j,n,m,u}$: demanda de energía acumulada en kWh y $CU_{v,n,m,i,j}$ es el costo Unitario de Prestación del Servicio en COP/kWh. Este es el resultado de la liquidación esperada con y sin proyecto de autogeneración, teniendo en cuenta que para el caso de firmar un acuerdo PPA, los estos ahorros serán divididos entre el UNR y el agente (tercero) como un modelo de negocio de ahorros compartidos (modelo ESCO).

Este tipo de proyectos tiene dos fuentes para financiar la inversión durante la etapa de construcción y puesta en operación de un proyecto, estas fuentes son el Capital o *Equity* (aporte de los socios) y la Deuda (Financiamiento). Las cuales son proporcionales a las necesidades y requerimientos de capital del proyecto, es decir, es una mezcla de fuentes debidamente calculada, entre capital y deuda que se le denomina estructura de capital, y la porción de capital y deuda cambia durante la vida útil del proyecto, es decir, que su comportamiento es dinámico.

Para calcular la estructura de capital, se utiliza la teoría de Modigliani y Miller en su proposición II, (8) y la teoría William Sharpe o modelo CAM (*Capital Asset Pricing Model*) (7), (Ross et al., 2012) de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$WACC = \frac{D}{D+E} * kd * (1 - Tx) + \left(1 - \frac{D}{D+E}\right) * k_e \quad (6)$$

$$k_u = R_f + \beta_u * (R_m - R_f) \quad (7)$$

$$k_e = k_u + (k_u - k_d) * \frac{D}{E} \quad (8)$$

Donde $WACC$ es el costo promedio ponderado del capital, k_e es el costo del capital accionario, k_u costo del capital accionario para una empresa no apalancada, k_d es el costo de capital de la deuda, D es el valor de mercado de la deuda, E es el valor de mercado del capital accionario y Tx es la tasa del impuesto sobre utilidades.

Por lo anterior, se utiliza el concepto de Rolling WACC (Krüger et al., 2015) para descontar los flujos durante más de un periodo de tiempo, teniendo en cuenta la naturaleza de la estructura de capital de este tipo de proyectos la cual es de flujos finitos, utilizando varias tasas de descuento.

Respecto al dimensionamiento de la deuda, esta se realiza por el método de deuda esculpida, el cual es un método cuyo resultado es definir cuanta capacidad de deuda le cabe al proyecto y encontrar el perfil de la deuda o gradiente de amortización (*Balloon Payment*), en función de:

- El tenor de la deuda o periodo de la deuda.
- Ratio de cobertura (DSCR).
- Condiciones de mercado del préstamo.
- Indicadores de Bancabilidad.

Para esto se realizan los siguientes pasos:

Paso 1: determinar los flujos de caja, que sirven como fuente de pago del financiamiento, para esto se calcula el CFADS (Cash Flow Available for Debt Service).

Paso 2: acotar los flujos en función del plazo de amortización (tenor) indicado o determinado por el *lender* (financiadore).

Paso 3: determinar con base en los flujos de caja acotados al tenor, que porción de dichos flujos se emplear para atender el servicio de la deuda, para esto se utiliza la ratio de cobertura de la deuda misma DSCR (*Debt-Service Coverage Ratio*).

Paso 4: calcular el valor presente de la porción determinada en el paso 3, empleando como tasa de descuento la tasa de interés del financiamiento.

Paso 5: sumar los valores presentes, para determinar el tamaño máximo de la deuda necesaria a tomar para la ejecución de la solución de autogeneración.

Paso 6: tabla de amortización del proyecto, que se refleja en el flujo de caja.

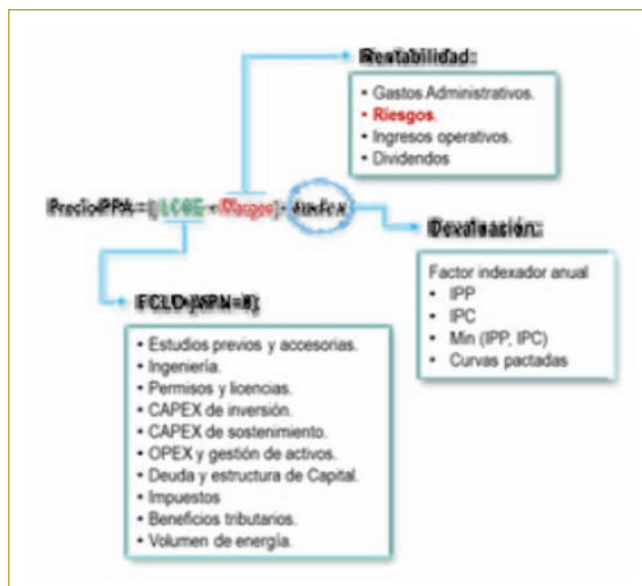


Figura 9. Cálculo del precio pactado en el PPA.

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo del Consto nivelado de la energía (LCOE: *Levelized cost of energy*), en este modelo se determina este valor, cuando el Valor Presente Neto del inversionista es igual a cero (VPN=0), bajo la premisa que los ingresos dependen de un precio de generación de energía. Una vez calculado este valor se puede estimar el precio pactado del PPA (ver Figura 9).

3. CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio, el UNR es la Trilladora de Café la Selva ubicada en el municipio de Chinchiná, Caldas, Colombia. Su consumo anual es de 801.876 kWh/año,

la capacidad de generación resultado de la ingeniería conceptual y básica es de 171,05 kWp (140 kW, ver Figura 10) y la generación estimada para el primer año es de 237,927 kWh/año, bajo un escenario de generación en P90, siendo un escenario conservador teniendo en cuenta que los datos de potencial energético (NREL) contienen errores de sesgo, pero son una de las fuentes más confiables de libre acceso (Acuerdo 1726 de 2024, 2024).

Una vez se realiza el acercamiento con el UNR, se procede a indagar por los aspectos de toma de decisión y motivadores, planteados en las secciones 2.4 y 2.5, para recopilar la ponderación asociada a estos criterios de decisión, por otro lado, se indaga cuál de los modelos piensa que más se ajusta a su necesidad o requerimientos, si quiere implementar un contrato EPC o un firmar un acuerdo PPA. Adicionalmente, se le dan a conocer los riesgos de implementar soluciones de autogeneración y cual sería los potenciales resultados del análisis técnico-financiero que se le presentaría para la toma de decisión.

Una vez generado el acercamiento comercial, se procede a realizar una visita técnica y se recopila la información necesaria para el estudio, entre otra información técnica relevante para el proceso de solicitud de conexión o requerimientos normativos y de diseño de la solución de generación solar fotovoltaica, como se relaciona a continuación:

- Inputs supuestos y escenarios: Tarifa contratada, Escenarios de generación, Precios del mercado, Incentivos tributarios (si se pueden aplicar), Cronograma, Motivadores y aspectos macroeconómicos, Deuda, condiciones de mercado, Impuestos, Normativa y riesgos, Precio pactado PPA esperado.



Figura 10. Levantamiento con Dron de la Trilladora de café la Selva y dimensionamiento de la ingeniería conceptual.

Fuente: Elaboración propia a partir de la fotogrametría de CHEC, grupo epm y PVsyst.

- Balance energético: Demanda anual horaria, matriz, Generación anual horaria.
- Ingeniería conceptual.

Una vez dimensionada la solución, se procede a realizar ingeniería básica que incluye: Dimensionamiento con PVsyst como se muestra en la Figura 10, información primaria y secundaria CAPEX, OPEX y exclusiones. Costos, CAPEX de sostenimiento, Condiciones PPA y Condiciones EPC.

Del resultado del balance energético se puede encontrar: el Balance de energía horario diario, ver Figura 14, el Balance de energía horario anual, ver Figura 15, el Balance de energía horario mensual, ver Figura 16, el Balance de energía horario anual proyectado, ver

Figura 17 y los balances de generación ver Figura 18 y ver Figura 19.

El UNR en su sector productivo demanda mayor cantidad de demanda por estacionalidades del año, que se relacionan con la cosecha de café. Lo que implica que en periodos del año generara mayor cantidad de excedentes hacia la red de Distribución.

Una de las características de la generación solar fotovoltaica es la degradación en el tiempo que depende del tipo de panel a utilizar y del mantenimiento que se le dé a estos bienes, en la Figura 18 se puede observar que en el modelo se considera este factor de degradación, el cual es generado por la salida de la ingeniería conceptual elaborada en PVsyst.

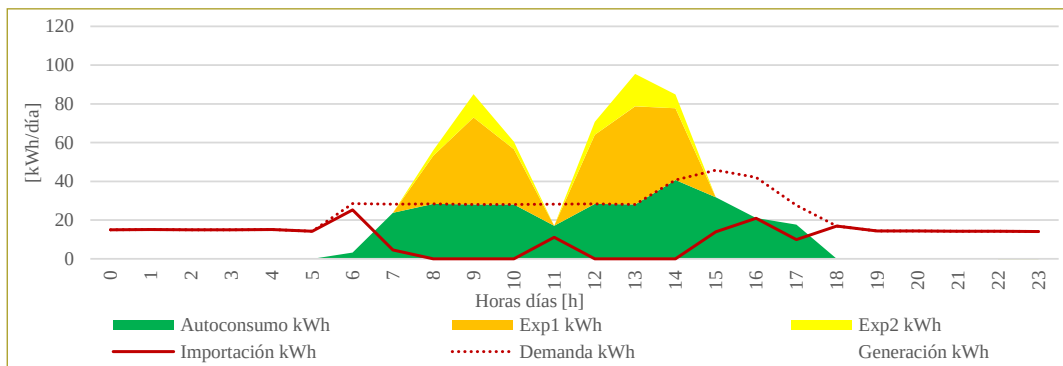


Figura 11. Resultados del balance energético horario diario (P90) para el día 4 de julio.

Fuente: Elaboración propia.

Figura 12. Resultados del balance energético horario del primer año de operación (P90)

Fuente: Elaboración propia.

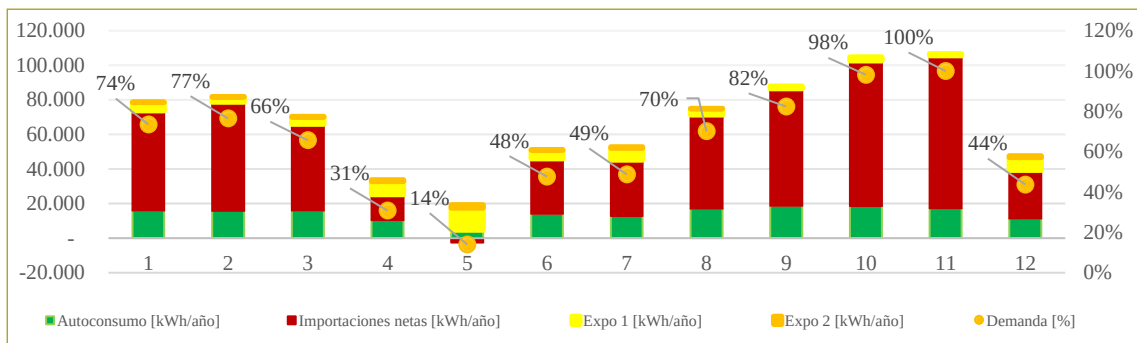
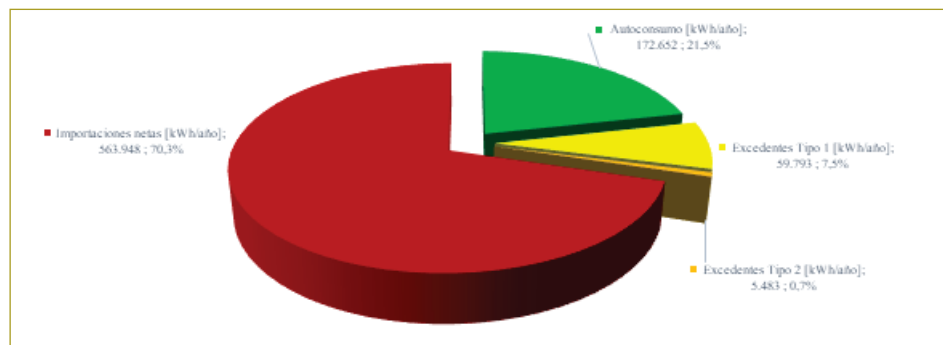


Figura 13. Resultados balance energético horario mensual del primer año de operación (P90)

Fuente: Elaboración propia.

Figura 14.
Resultados
del balance
energético
horario anual
proyectados
(P90)

Fuente: Elaboración propia.

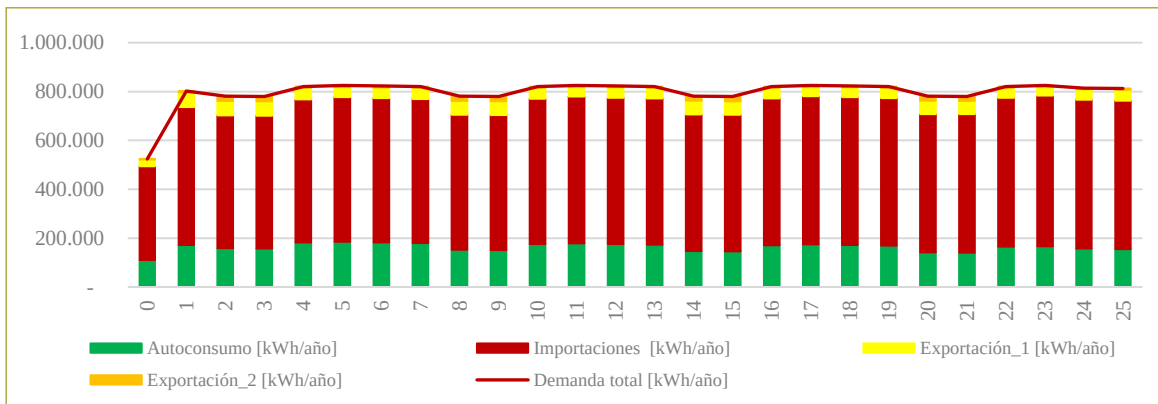


Figura 15. Resultados
de generación de
energía año 1 (P90)

Fuente: Elaboración propia.

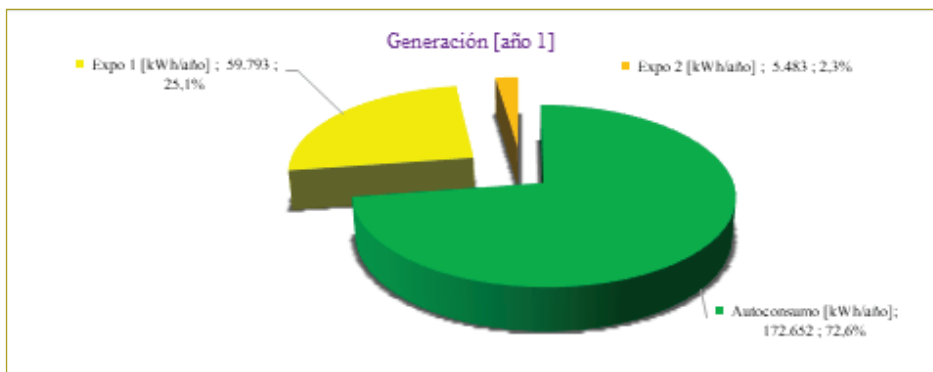
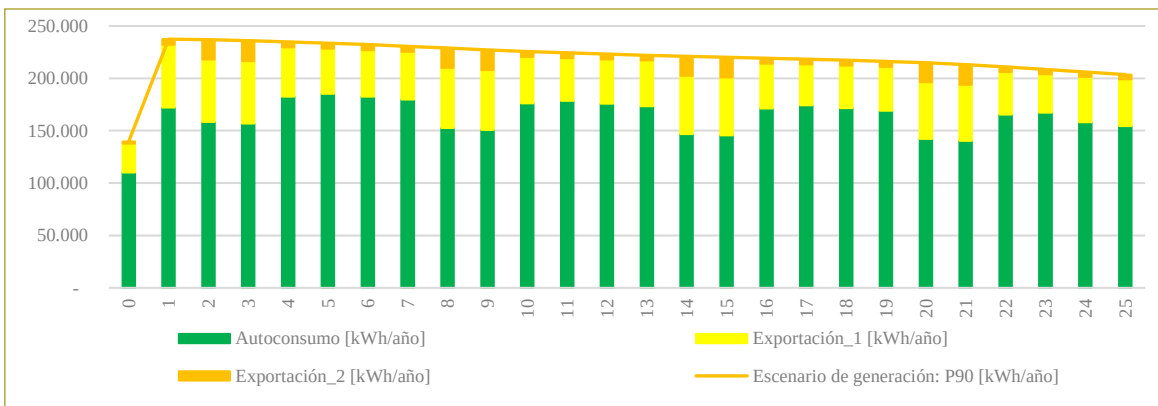


Figura 16. Resultados
de generación de
energía proyectados
(P90) a 25 años.

Fuente: Elaboración propia.



De los inputs, escenarios y supuestos se presentan las siguientes condiciones para el caso de estudio:

- Tarifa: 481,74 \$/kWh (nov.-22), Tarifa Horaria
- Precios Pactado PPA: 300,41 \$/kWh (nov.-22)
- Indexación Min (IPP, IPC)
- Nivel de tensión: 3 (33 kV)
- CAPEX: 702.18 \$MCOP
- Exclusiones: 45,86 \$MCOP (compensación de energía reactiva entre otros)
- CAPEX total de inversión: 748.04 \$MCOP
- OPEX: 17,10 \$MCOP/año
- Precios del mercado.
- Escenario de generación: P90 (PVsyst)
- Periodo de evaluación: 25 años
- Rendimiento específico: 1.391 kWh/kWp
- PPA: Pague lo generado
- Base de datos: NREL
- Incentivos tributarios:
- Devolución del IVA
- Deducción de renta a 15 años
- Depreciación acelerada 10 años

- Deuda: DFT fija + 4 puntos básicos
- Ratio de cobertura (DCSR): 1,2x
- Tenor de la deuda EPC: 6 años
- Tenor de la deuda PPA: 1 años
- Excedentes: créditos de energía – Net Metering
- Utilizar la totalidad de los techos útiles para instalar paneles solares fotovoltaicos.
- Generar energía con generación renovable.
- Minimizar la dependencia energética de la red.
- Nuevos modelos de negocio sostenibles.

Generando los resultados que se muestran en la Tabla 1 para ambas alternativas, EPC y PPA. Se observa que ambas alternativas son factibles, bajo criterios de decisión del usuario final, destacando: los análisis financieros, técnicos y de riesgos, sus estados financieros (principalmente la capacidad de endeudamiento), los requerimientos normativos vigentes, la planeación estratégica (crecimiento en su actividad principal), las políticas de producción sostenible, el generar su propia energía, el abastecer parte de su demanda de, entre otros motivadores estratégicos (cualitativos o cuantitativos) de cada usuario no regulado.

Las Figuras 17 y 18 presentan los resultados de reducción de costos en el gasto del servicio de energía eléctrica para las dos alternativas respectivamente, se puede observar que el porcentaje es considerablemente mayor para la alternativa EPC.

3.1. Análisis Comparativo

Con la finalidad de comparar y validar los costos de inversión (CAPEX), el factor de planta (FP) y el costo de generación o costo nivelado de energía (LCOE) del caso de estudio, tomando como referencia la publicación *Renewable Power Generation Costs in 2021* (International Renewable Energy Agency, 2022), se presentan las gráficas comparativas de los costos con los costos obtenidos.

Las figuras 19, 20 y 21 presentan un análisis comparativo del caso de estudio con datos globales para validar la consistencia del modelo desarrollado. La figura 19 muestra el CAPEX del proyecto comparado con los percentiles y promedios ponderados globales, evidenciando que el costo de inversión del caso de estudio es inferior al promedio global. La figura 20 compara el costo nivelado de energía (LCOE) obtenido con los valores globales, indicando que el LCOE del proyecto es competitivo y se encuentra por debajo del promedio ponderado mundial. Finalmente, la figura 21 presenta la comparación del factor de planta, donde el valor del caso de estudio se sitúa dentro del rango esperado y cercano al promedio global, lo que confirma la viabilidad técnica del proyecto en términos de generación energética. Estas comparaciones respaldan la robustez y precisión del modelo técnico-financiero desarrollado para la autogeneración en usuarios no regulados en Colombia.

Tabla 1
Salidas del modelo

Descripción Salida del modelo	EPC	PPA
Porcentaje promedio de Ahorros e ingresos esperados	31.4%	11.9%
Ahorros e ingresos esperados primer año	141.53 \$MCOP	60.18 \$MCOP
Estructura de capital	Deuda 81.75% Equity 18.25%	Deuda 98.26% Equity 1.74%
Inversión	748.04 \$MCOP	45.86 \$MCOP
Deuda	611.53 \$MCOP	45.06 \$MCOP
TIR	22.86%	175.8%
VPN	879.3 \$MCOP	483.7 \$MCOP
PRI	3.4 años	0.4 años
ROI	54.7%	90.8%
Rentabilidad esperada	825,7 \$MCOP	453.1 \$MCOP
LCOE	249.41 \$COP/kWh	
Reducción de emisiones TonCO ₂ eq	2,874 tonCO ₂ eq/vida útil	

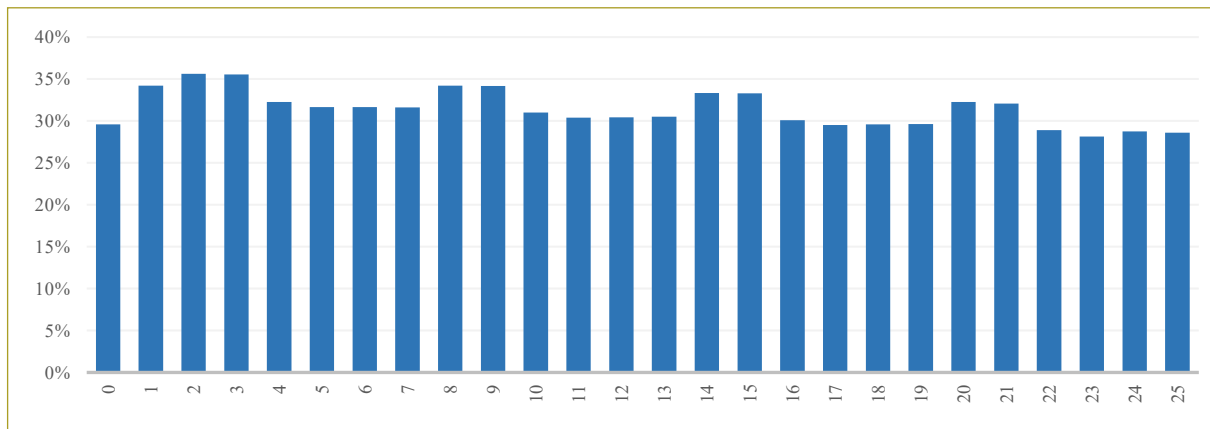


Figura 17. Resultados de reducción porcentual en el gasto de servicio de energía eléctrica, al contratar un EPC proyectado a 25 años.

Fuente: Elaboración propia.

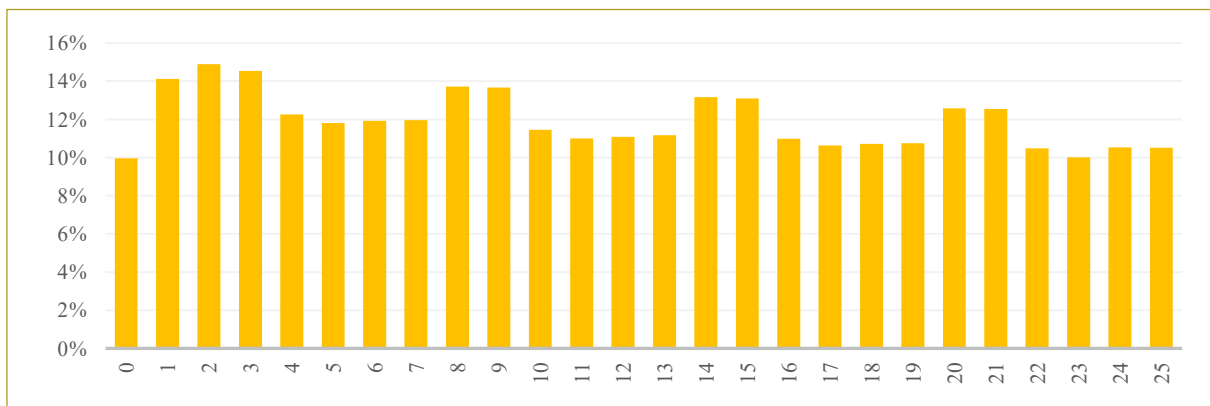


Figura 18. Resultados de reducción porcentual en el gasto de servicio de energía eléctrica, al firmar un PPA

Fuente: Elaboración propia.

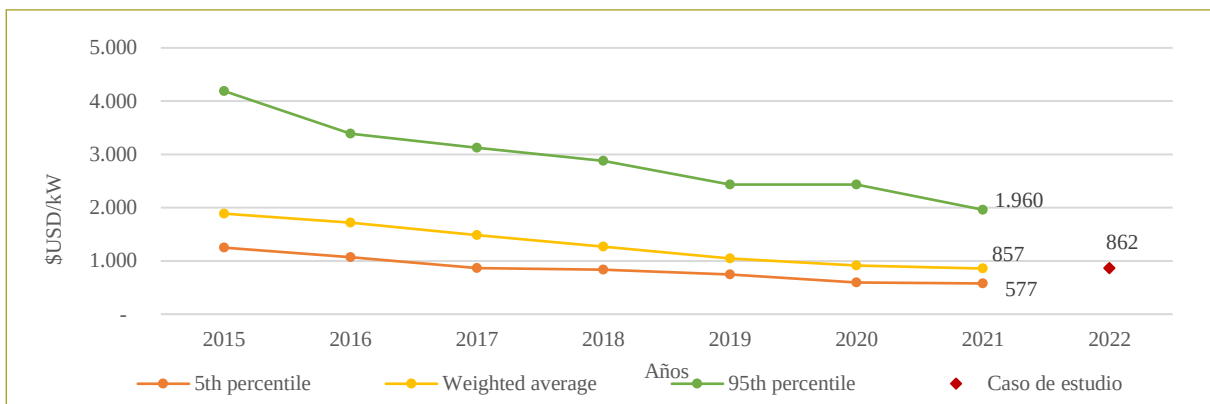


Figura 19. Análisis comparativo del CAPEX con los costos promedios ponderados globales.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA y resultados del estudio.

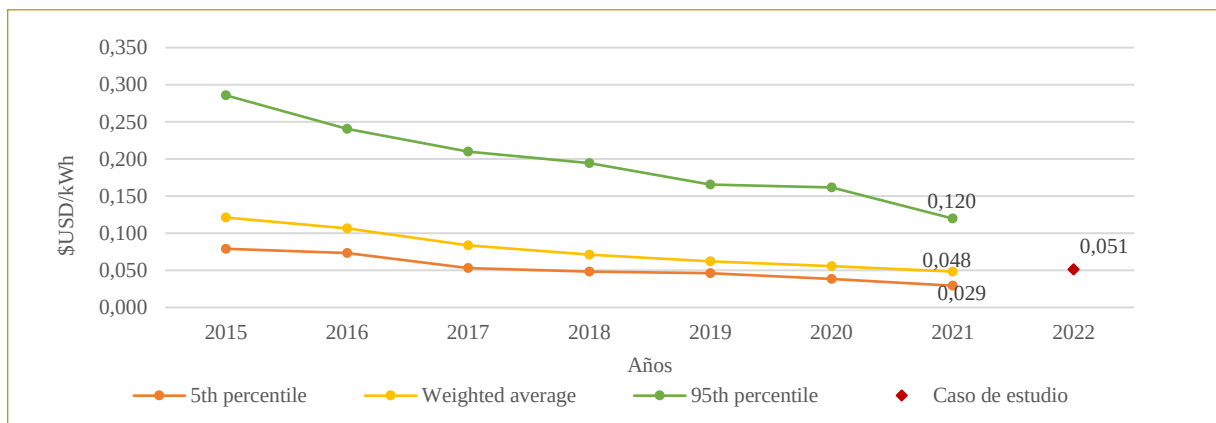


Figura 20. Comparación del LCOE obtenido para el caso de estudio y los promedios ponderados globales.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA y resultados del estudio.

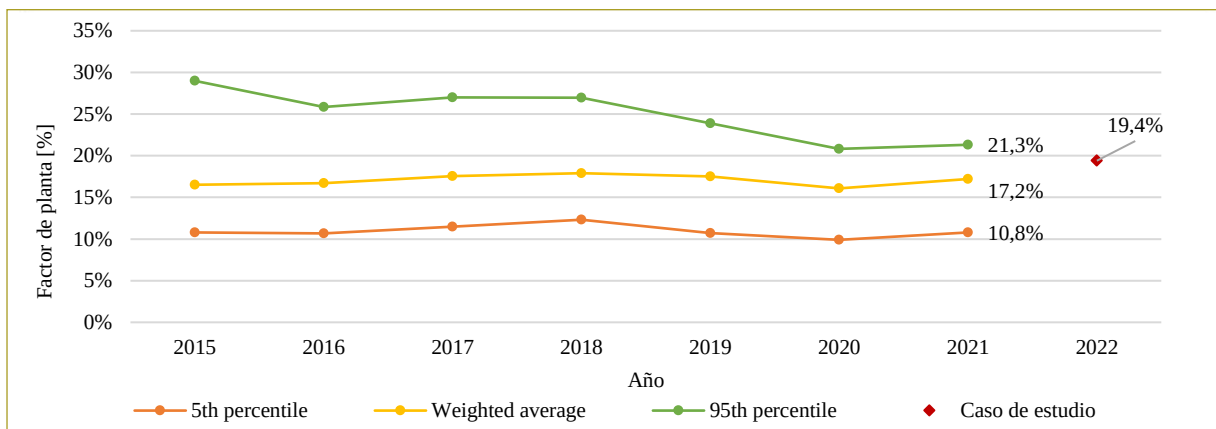


Figura 21. Comparación entre valores de Factor de planta obtenido para el caso de estudio y los promedios ponderados globales.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA y resultados del estudio.

CONCLUSIONES

En los últimos dos años la regulación vigente en Colombia relacionada con la actividad de autogeneración ha tenido avances importantes para permitir que los usuarios implementen soluciones de autogeneración a partir de fuentes no convencionales de energía y estos sean conectados al SIN, lo que evidencia el interés de la política pública en democratizar y descentralizar la generación de energía en el país.

El modelo desarrollado permite brindarles a los usuarios no regulados en Colombia, unos resultados con los cuales puedan tomar decisiones de inversión o de compra de energía, al implementar potencialmente una solución de autogeneración solar fotovoltaica.

Para el caso de estudio, se le recomendó implementar la solución de autogeneración al usuario no regulado,

utilizando la totalidad de las cubiertas útiles, por medio de un contrato EPC, teniendo en cuenta sus condiciones particulares, esto evidencia que no necesariamente el usuario tiene un beneficio mayor si cierra un PPA derivado de la implementación de una solución de autogeneración.

Al realizar la comparación del CAPEX, del Factor de Planta y del costo nivelado de energía (LCOE) con la publicación de IRENA en la Análisis comparativo del caso de estudio, se puede validar que los resultados de la herramienta desarrollada en este proyecto de grado son consistentes y presentan un grado de certeza elevado.

Hay herramientas como SAM (*System Advisor Model*) desarrollada por NREL y RetScreen desarrollado por el gobierno de Canadá, con los cuales se pueden realizar dimensionamientos y análisis financieros de soluciones

de generación (no autogeneración). Son herramientas que no consideran el análisis de soluciones de autogeneración conforme lo establecido en la normativa vigente colombiana (créditos de energía y tipos de excedentes) y adicionalmente no cuentan con el detalle de los precios del mercado, los incentivos tributarios entre otras consideraciones particulares tenidas en cuenta en esta herramienta, por ende, tampoco un análisis de balance de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- Acuerdo 1726 de 2024 (2024). <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1726-por-el-cual-se-aprueba-el-protocolo-para-la-aplicacion-de-la-metodologia-de>
- International Renewable Energy Agency. (2022). *Renewable power generation costs in 2021*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf
- Krüger, P., Landier, A., & Thesmar, D. (2015). The WACC Fallacy: The Real Effects of Using a Unique Discount Rate. *The Journal of Finance*, 70(3), 1253–1285. <https://doi.org/10.1111/jofi.12250>
- Mohamadi, F. (2021). Introduction to project finance in renewable energy infrastructure: Including public-private investments and non-mature markets. In *Introduction to Project Finance in Renewable Energy Infrastructure: Including Public-Private Investments and Non-Mature Markets*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-68740-3>
- PVsyst SA. (2025). *PVsyst Photovoltaic Software* (8). <https://www.pvsyst.com/es/>
- Resolución CREG 011 de 2009, 1 (2009). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0011_2009.htm
- Resolución CREG 024 de 2015, Pub. L. No. 024, 1 (2015). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_2015.htm
- Resolución CREG 062 de 2000 (2000). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0062_2000.htm
- Resolución CREG 080 de 2019, 1 (2019). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0080_2019.htm
- Resolución CREG 119 de 2007, 1 (2007). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0119_2007.htm
- Resolución CREG 135 de 2021 (2021). https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0135_2021.htm
- Resolución CREG 174 de 2021 (2021). [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee0709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/\\$FILE/Creg174-2021.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee0709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/$FILE/Creg174-2021.pdf)
- Ross, S., Westerfield, R., & Jaffe, J. (2012). *Finanzas corporativas*. Seguin, R., Woyak, J., Costyk, D., Hambrick, J., & Mather, B. (2016). *High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers*. <https://docs.nrel.gov/docs/fy16osti/63114.pdf>
- Vélez, L. G. (2022, September 12). *El alza en las tarifas de electricidad*. <https://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com/2022/09/el-alza-en-las-tarifas-de-electricidad.html?m=1>
- XM S.A. (2023a). *Autogeneradores a Pequeña Escala*. Sinergox. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/AGPE.aspx>
- XM S.A. (2023b). *Demanda Comercial, Real y Pérdidas de Energía*. Sinergox. <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Informes/DemandaRealPerdidas.aspx>
- XM S.A. (2023c). *Precio Promedio Ponderado de Bolsa*. Sinergox. <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Precios/preprocon.aspx>