

Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



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

Autor:

Cristian Leonardo Manrique Pérez

Director:

Javier Andrés Ruiz Garzón

Bogotá D.C, Colombia

Enero, 2023



Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito  
Maestría en Ingeniería Eléctrica

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

**Cristian Leonardo Manrique Pérez**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magíster en Ingeniería Eléctrica**

con énfasis en:

**Recursos Energéticos**

Director(a):

Javier Andrés Ruiz Garzón, (MSc)

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

Enero, 2023



*Dedico esta publicación a mi familia, por su apoyo incondicional y el sentido que le dan a mi vida. Especialmente a mi padre (**Alfonso Manrique**) que ha sido el principal soporte (financiado, motivado, etc) de mi desarrollo profesional y personal.*



# Agradecimientos

---

Agradecimiento especial a la **EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. (EBSA)** y a la **CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC (CHEC grupo EPM)** en donde he desempeñado desde el 2019 a la fecha (año 2022), cargos profesionales relacionados con ofertas de valor para potenciales clientes regulados y no regulados, con la actividad de autogeneración en Colombia, principalmente por medio de soluciones solares fotovoltaicas. Esta experiencia, mi desarrollo profesional y los conocimientos adquiridos en la universidad (pregrado y posgrado), me han brindado las capacidades y las herramientas para llevar a cabo este proyecto de grado. Por último, agradezco todo el aprendizaje, conocimiento y apoyo recibido por la **Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito**, resaltando el acompañamiento prestado por mi director de grado, para el desarrollo de este trabajo plasmado en el presente documento.

**Acta:** 012-23

**Fecha:** Mayo 12 de 2023: 10:00

**Lugar:** Presencial – Salón E-110

**Título del Trabajo de Grado:** ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA IMPLEMENTAR SOLUCIONES DE AUTOGENERACIÓN EN USUARIOS NO REGULADOS EN COLOMBIA

**Énfasis:** Recursos Energéticos

**Línea:** Profundización

**Maestrante:** Cristian Leonardo Manrique Pérez

**Código Maestrante:** ID: 1000045301  
CC: 1057580940

**E-mail Maestrante:** - cristian.manrique-p@mail.escuelaing.edu.co  
**Comité Evaluador:** - Doctor Jorge Andrés Amaya Montejo.  
- Doctor Iván Camilo Durán Tovar - Escuela Colombiana de Ingeniería – Ingeniería Eléctrica  
- Ingeniero Javier Andrés Ruíz Garzón- Universidad Escuela Colombiana de Ingeniería – Ingeniería Eléctrica.

**Decisión:**

Aprobar el Trabajo de Grado  
 Reprobar el trabajo de grado con una nota inferior a 3.5  
 Aplazar la decisión hasta que el estudiante realice las modificaciones sugeridas

**Unánime**

Si  
 No



Maestría en Ingeniería Eléctrica  
Acta de Sustentación de Trabajo de Grado CLMP



**Calificación:** Cuatro punto seis (4.6)

**Distinciones:**  Trabajo de Grado Meritorio  
 Trabajo de Grado Laureado

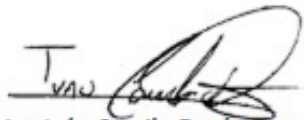
**Observaciones:** Archivo Excel 12-05-2023 Acta de Sustentación TG CLMP – Resumen Evaluación - Anexo

En Bogotá a los 12 días del mes de mayo de 2023, 11:45 am

Firmas:



Doctor Jorge Andrés Amaya Montejo PhD.  
Jurado



Doctor Iván Camilo Durán Tovar PhD  
Jurado



Ingeniero Javier Andrés Ruíz Garzon MSc  
Director



# Resumen

---

El presente trabajo de grado está enfocado en el desarrollo de una herramienta que permite brindar a los usuarios no regulados en Colombia, evaluar la factibilidad de:

- Contratar por medio de una solución de autogeneración, conectada a los activos eléctricos de su propiedad, la compra de energía eléctrica a largo plazo, mediante un contrato bilateral de compra de energía – **Power Purchase Agreement** - (**PPA** siglas en inglés), bajo la modalidad o el esquema Pague lo Generado (PLG);
- Invertir en activos de la solución de autogeneración, contratando la Ingeniería, el Suministro, la Construcción y Puesta en Operación - **Engineering, Procurement and Construction** - (**EPC** siglas en inglés).

Analizando ambas alternativas para hacerlas comparables, en un periodo de 25 años.

Lo anterior, mediante un análisis normativo, técnico y financiero, que permita tomar decisiones para reducir los gastos operativos del servicio de energía eléctrica, causados por sus requerimientos energéticos al desarrollar sus actividades productivas o actividad principal y mejorar la competitividad en su sector productivo.

Para el desarrollo de este proyecto de grado, se construyó una herramienta que incorporó un modelamiento técnico, económico y financiero en Excel, con base en un análisis técnico y normativo de la actividad de autogeneración en Colombia (Regulación vigente). Aplicando esta herramienta en un caso de estudio, para presentar su relevancia, pertinencia y beneficios asociados.

El caso de estudio es el análisis de la implementación de una solución de autogeneración solar fotovoltaica para cubrir parte de las necesidades de demanda de energía eléctrica de un usuario no regulado ubicado en el municipio de Chinchina - Caldas.



# Abstract

---

The present thesis is focused on the development of a tool that allows non-regulated users in Colombia to evaluate the feasibility of:

1. To contract through a self-generation solution connected to its property's electrical assets, the purchase of long-term electric power, by means of a bilateral energy purchase contract - **Power Purchase Agreement - (PPA)**, under the modality or the Pay for What Generated (PWG) scheme;
2. To invest in self-generating solution assets, hiring Engineering, Supply, Construction and Commissioning - **Engineering, Procurement and Construction - (EPC)**.

Both alternatives are analyzed to make them comparable over a period of 25 years.

This is achieved through a regulatory, technical and financial analysis that allows for decision-making in order to reduce operational expenses for electricity service, caused by energy requirements in carrying out their productive activities or main activity, and to improve competitiveness in their productive sector.

For the carry out of this degree paper, a tool was built that incorporated technical, economic and financial modeling in Excel, based on a technical and normative analysis of the self-generation activity in Colombia (current regulation). Applying this tool in a case study, to present its relevance, appropriateness and associated benefits.

The case study analyzed the implementation of a photovoltaic solar self-generation solution to meet part of the electricity demand needs of an unregulated user located in the municipality of Chinchina - Caldas.



# Contenido

---

Agradecimientos . . . . .	III
<b>Resumen . . . . .</b>	<b>VIII</b>
<b>Abstract . . . . .</b>	<b>X</b>
Contenido . . . . .	XI
Lista de figuras . . . . .	XV
Lista de tablas . . . . .	XVII
Lista de símbolos . . . . .	XIX
<b>1. Introducción . . . . .</b>	<b>1</b>
1.1. Planteamiento del problema . . . . .	2
1.2. Estado del arte . . . . .	4
1.3. Objetivos . . . . .	5
1.4. Metodología . . . . .	6
1.5. Organización del documento . . . . .	8
<b>2. Marco teórico . . . . .</b>	<b>10</b>
2.1. Marco normativo actividad de autogeneración . . . . .	10
2.2. Riesgos de la actividad de autogeneración . . . . .	16
2.3. Motivadores para implementar soluciones de autogeneración . . . . .	34
2.4. Potencial energético . . . . .	39
2.5. Caracterización usuario no regulado . . . . .	41
2.6. Solicitud de conexión . . . . .	44
2.7. Demanda de energía . . . . .	47
2.8. Generación solar fotovoltaica . . . . .	48
2.9. Balance de energía (Generación – Demanda) . . . . .	48
2.10. Precios del mercado de energía . . . . .	49
2.11. Estructura modelamiento financiero . . . . .	50

<b>3. Modelos del sistema</b>	<b>61</b>
3.1. Modelamiento de los ingresos y ahorros esperados . . . . .	61
3.2. Modelamiento de la estructura de capital . . . . .	64
3.3. Modelamiento de la deuda . . . . .	65
3.4. Estructura de las proyecciones financieras . . . . .	66
3.5. Modelamiento del costo nivelado de energía LCOE . . . . .	68
3.6. Estructura general de la herramienta . . . . .	70
<b>4. Casos de estudio</b>	<b>85</b>
4.1. Caso de estudio: Solución de autogeneración de 140 kW nominales . . . . .	85
4.2. Dimensionamiento del caso de estudio . . . . .	90
4.3. Balance de energía caso de estudio . . . . .	96
4.4. Precios de interés para el caso de estudio . . . . .	100
4.5. Condiciones y escenarios del caso de estudio . . . . .	101
4.6. Sensibilidades del caso de estudio . . . . .	102
<b>5. Análisis de resultados</b>	<b>103</b>
5.1. Análisis de resultados balance de energía . . . . .	103
5.2. Análisis de resultados precios de interés . . . . .	108
5.3. Análisis resultados del dimensionamiento de la deuda . . . . .	109
5.4. Análisis resultados modelamiento financiero . . . . .	111
5.5. Análisis de resultados de sensibilidad . . . . .	117
5.6. Análisis comparativo caso de estudio . . . . .	122
<b>6. Conclusiones</b>	<b>125</b>
6.1. Conclusiones generales . . . . .	125
6.2. Aportes . . . . .	126
6.3. Trabajos futuros . . . . .	126
<b>7. Anexos</b>	<b>133</b>
7.1. Oportunidades o beneficios Autogeneración . . . . .	133
7.2. Beneficios tributarios actividad de autogeneración en Colombia . . . . .	135
<b>Anexos</b>	<b>133</b>
índice de contenidos	



# Lista de Figuras

---

1.1. Demanda Nacional MNR, segmentos económicos del país . . . . .	2
1.2. Precios del mercado de energía en pesos constantes . . . . .	3
1.3. Metodología del modelamiento de la herramienta de factibilidad. . . . .	6
2.1. Árbol normativo actividad de autogeneración en Colombia. . . . .	11
2.2. Balance energético equivalente al día 3 del primer año de operación. . . . .	49
2.3. Flujo de caja acumulado del proyecto, elaborado por: Carlos Mario Arango L [32]. . . . .	59
2.4. Estructura General del Flujo de Caja del Proyecto, elaborado por: Carlos Mario Arango L [32]. . . . .	59
3.1. Modelo técnico y financiero . . . . .	70
3.2. Leyenda del la herramienta . . . . .	71
3.3. Tablero general: resultados, escenarios y supuestos . . . . .	72
3.4. Tablero general: graficas y resultados . . . . .	72
3.5. Tablero general: resultados escenarios de sensibilidad . . . . .	73
3.6. Proyecciones financieras modalidad EPC . . . . .	73
3.7. Proyecciones financieras modalidad PPA . . . . .	74
3.8. Modelamiento de la deuda para el EPC y para el PPA . . . . .	74
3.9. CAPEX de inversión de la solución de autogeneración . . . . .	75
3.10.Exclusiones de la solución de autogeneración . . . . .	75
3.11.OPEX de la solución de autogeneración . . . . .	76
3.12.Tarifas del servicio de energía del cliente . . . . .	76
3.13.Inputs: Sección 1 . . . . .	77
3.14.Inputs: Sección 2 . . . . .	77
3.15.Inputs: Sección 3 . . . . .	77
3.16.Depreciación lineal y acelerada de los activos de la solución de autogeneración	78
3.17.Costos de inversión proyectados en una curva de S de ejecución . . . . .	78

<b>3.18.</b> Operación: proyecciones de la Generación y la demanda . . . . .	79
<b>3.19.</b> Costo promedio de capital WACC EPC y PPA . . . . .	79
<b>3.20.</b> Costo promedio de capital WACC EPC y PPA: proyectado Rolling WACC .	80
<b>3.21.</b> Calculo de incentivos y pago UPME . . . . .	80
<b>3.22.</b> Indicadores mensuales periodo de construcción y puesta en operación . . . . .	81
<b>3.23.</b> Indicadores anuales de los precios del mercado, para el calculo de los ingresos	81
<b>3.24.</b> Indicadores anuales macroeconomicos del modelamiento financiero . . . . .	82
<b>3.25.</b> Indicadores tributarios del modelamiento financiero . . . . .	82
<b>3.26.</b> Matriz de balance de energía horario y mensual primer año de operación . .	82
<b>3.27.</b> Matriz de demanda horario y promedio horaria: Análisis de la demanda . . .	83
<b>3.28.</b> Matriz de generación horario y promedio horaria: Análisis de la generación .	83
<b>4.1.</b> Pesos porcentuales costos de inversión caso de estudio. . . . .	88
<b>4.2.</b> Pesos porcentuales gastos de operación y mantenimiento caso de estudio. . .	88
<b>4.3.</b> Registro fotográfico visita técnica. . . . .	91
<b>4.4.</b> Distribución de paneles en cubiertas y análisis de sombras entorno 3D. . . . .	92
<b>4.5.</b> Diagrama de conexión caso de estudio. . . . .	93
<b>4.6.</b> Distribución por arreglos o cadenas (strings) entorno 3D. . . . .	94
<b>4.7.</b> Layout del caso de estudio en AutoCAD, para estimar costos del CAPEX de inversión. . . . .	94
<b>4.8.</b> Escenarios de producción de energía ( <i>E<sub>grid</sub></i> , <i>P50</i> , <i>P75yP90</i> ) . . . . .	95
<b>4.9.</b> Demanda horaria anual [kWh/día]. . . . .	97
<b>4.10.</b> Generación horaria anual [kWh/día]. . . . .	98
<b>4.11.</b> Factor de potencia sin la entrada de la generación. . . . .	98
<b>4.12.</b> Factor de potencia con la entrada de la generación. . . . .	99
<b>4.13.</b> Matriz balance horaria promedio anual 12 x 24 generación - demanda año 1.	99
<b>4.14.</b> Cálculo del precio pactado en el PPA. . . . .	100
<b>5.1.</b> Balance de energía generación demanda primer año de operación. . . . .	104
<b>5.2.</b> Generación total de energía primer año de operación en P90. . . . .	104
<b>5.3.</b> Demanda anual representada en autoconsumo e importaciones de energía año 1	105
<b>5.4.</b> Proyección de la demanda representada en importaciones y autoconsumo. . .	106
<b>5.5.</b> Generación solución de autogeneración primer año de operación. . . . .	106
<b>5.6.</b> Proyección de la generación de energía representada en autoconsumo y exce- dentes. . . . .	107
<b>5.7.</b> Proyecciones de emisiones de CO <sub>2</sub> equ dejadas de emitir a la atmosfera. . . .	107
<b>5.8.</b> Balance de energía horario día 4 de julio año 1. . . . .	108
<b>5.9.</b> Proyecciones de precios de interés para el caso de estudio . . . . .	109

5.10.	Flujos del caso de estudio - EPC. . . . .	111
5.11.	Reducción porcentual gastos del servicio de energía por la entrada del proyecto - EPC. . . . .	112
5.12.	Flujo de caja del proyecto acumulado y descontado al WACC – EPC. . . . .	113
5.13.	Estructura de capital caso de estudio EPC. . . . .	113
5.14.	Flujos del caso de estudio - PPA. . . . .	114
5.15.	Reducción porcentual gastos del servicio de energía por la entrada del proyecto - PPA. . . . .	115
5.16.	Flujo de caja del proyecto acumulado y descontado al WACC – PPA . . . . .	116
5.17.	Estructura de capital caso de estudio PPA . . . . .	117
5.18.	Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y OPEX – EPC. . . . .	118
5.19.	Resultados sensibilidad del VPN del caso de estudio descontado al @WACC, por cambios en el CAPEX y OPEX - EPC. . . . .	119
5.20.	Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y en la tarifa de energía del caso de estudio - EPC. . . . .	119
5.21.	Resultados sensibilidad de la TIR del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y en la generación de energía del proyecto - EPC. . . . .	119
5.22.	Resultados sensibilidad de la Rentabilidad del caso de estudio, por cambios en la tarifa de energía y en la generación de energía del caso de estudio - EPC. . . . .	120
5.23.	Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y OPEX - PPA. . . . .	120
5.24.	Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y en el precio pactado del PPA. . . . .	121
5.25.	Resultados sensibilidad de la rentabilidad del caso de estudio, por cambios en el precio pactado del PPA y en la generación de energía - PPA. . . . .	121
5.26.	Costos promedio ponderados totales instalados globales (a nivel mundial) . . . . .	122
5.27.	Factor de planta promedio ponderados totales globales (a nivel mundial) . . . . .	122
5.28.	LCOE promedio ponderados totales globales (a nivel mundial) . . . . .	123



# Lista de tablas

---

2.1.	Riesgos de la actividad de autogeneración en Colombia. . . . .	17
2.2.	Principales motivadores actividad de autogeneración. . . . .	35
2.3.	Requerimientos técnicos de conexión de Autogeneración al SIN. . . . .	44
2.4.	Información primaria de la red para el estudio de conexión simplificado al SIN. . . . .	46
2.5.	Estructura de Ingresos, ahorros, costos y gastos - <b>Modelamiento financiero EPC.</b> . . . . .	51
2.6.	Estructura de Ingresos, ahorros, costos y gastos - <b>Modelamiento financiero PPA.</b> . . . . .	55
3.1.	Estructura del flujo de caja para el EPC. . . . .	66
3.2.	Estructura del flujo de caja para el PPA. . . . .	67
4.1.	Cantidades generales del caso de estudio. . . . .	86
4.2.	Costos de inversión caso de estudio. . . . .	87
4.3.	Gastos de Operación y Mantenimiento caso de estudio. . . . .	88
4.4.	Costos de inversión asociados a las exclusiones del caso de estudio. . . . .	89
4.5.	Check list información primaria y secundaria para el desarrollo de ingeniería conceptual. . . . .	90
4.6.	Generación anual esperada - reporte de PVsyst. . . . .	95
5.1.	Bancabilidad de la solución de autogeneración. . . . .	110
5.2.	Evaluación financiera caso de estudio - EPC. . . . .	111
5.3.	Evaluación financiera caso de estudio - PPA. . . . .	114



# Lista de abreviaturas

---

- ESCOs:** Empresas de servicios energéticos.
- SIN:** Sistema Interconectado Nacional.
- SDL:** Sistema de Distribución Local.
- STR:** Sistema de Transmisión Regional.
- STN:** Sistema de Transmisión Nacional.
- MEM:** Mercado de Energía Mayorista.
- CHEC:** Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. BIC.
- EPC:** Engineering, Procurement and Construction.
- PPA:** Power Purchase Agreement.
- PLG:** Pague lo Generado.
- PLC:** Pague lo Contratado.
- GEE:** Gestión Eficiente de Energía.
- MME:** Ministerio de Minas y Energía.
- CAR's:** Las Corporaciones Autónomas Regionales.
- MADS:** Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- UPME:** Unidad de Planeación Minero-Energética.
- CNO:** Concejo Nacional de Operaciones.
- CND:** Centro Nacional de Despacho.
- SDDP:** Despacho hidrotermal estocástico con restricciones de red.
- PMI:** Metodología de gestión de proyectos (Project Management Institute).
- AG:** Autogenerador de Energía.
- AGPE:** Auto-generador a Pequeña Escala.
- AGGE:** Auto-generador a Gran Escala.
- GD:** Generación Distribuida.
- \$COP:** Pesos Colombianos.
- \$USD:** Dólar Americano.
- FENOGE:** Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía.
- RETIE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

**NTC 2050:** Norma Técnica Colombiana.

**IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.

**ANSI:** Instituto Americano de Estándares Nacionales.

**NEC:** Código Eléctrico Nacional.

**FENCE:** Fuentes No Convencionales de Energía.

**SAEB:** Sistema de Almacenamiento de Emergencia con Baterías.

**GEI:** Gases Efecto Invernadero.

**LCOE:** Costo nivelado de energía.

**CUv(n,m,i,j):** Costo Variable Unitario del servicio de energía en \$COP/kWh.

**CAM:** Modelo de fijación de precios de activos de capital.

**IVA:** Impuesto de Valor Agregado.

**CAPEX:** Costos y gastos de inversión.

**OPEX:** Gastos Operativos.

**NOPLAT:** Utilidad Operativa Neta Menos Impuestos Ajustados.

**DCSR:** Ratio de cobertura de servicio de la deuda.

**FCL:** Flujo de Caja Libre.

**FCA:** Flujo de Caja del Accionista.

**VPN:** Valor Presente Neto.

**TIR:** Tasa Interna de Retorno.

**PRI:** Periodo de Recuperación de la Inversión.

**WACC:** Costo Promedio Ponderado de Capital.

**LLCR:** Índice de Cobertura de Vida del Préstamo.

**PLCR:** Relación de Cobertura de Vida del Proyecto.

**WAL:** Vida Media Ponderada.

**FPO:** Fecha de puesta en operación.



---

## Capítulo 1

# Introducción

---

Se estima que aproximadamente el **32,7%** de la demanda nacional en Colombia (año 2022, XM), corresponde al mercado no regulado, el cual es un mercado en libre competencia, es decir, pacta directamente el suministro de energía eléctrica con agentes comercializadores y/o generadores legalmente constituidos ante el Mercado de Energía Mayorista (MEM), contratando la componente  $\mathbf{G(m,i,j)}$  (costo de compra de energía en \$COP/kWh) y la componente  $\mathbf{Cv(m,i,j)}$  (margen de comercialización en \$COP/kWh), logrando establecer un valor unitario de energía ( $\mathbf{CUv(n,m,i,j)}$ ) más competitivo respecto al Mercado Regulado, sin embargo, las demás componentes de la tarifa son reguladas y son calculadas conforme a lo establecido en la regulación vigente expedida por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), bajo los principios de las leyes 142 y 143 de 1994. Por lo anterior, los precios del servicio de energía eléctrica (tarifa) no solamente dependen de las variables del mercado (oferta, demanda, precio de combustibles, nuevos proyectos de generación, etc), sino también de las condiciones macroeconómicas del país, las restricciones operativas del parque de generación, las pérdidas técnicas y no técnicas, las inversiones que ejecutan los Distribuidores y los Transmisores en el SIN; lo cual representa un incremento en el costo del servicio de energía eléctrica anual, jalonado por el crecimiento económico del país.

El incremento en la tarifa de energía ( $\mathbf{CUv(n,m,i,j)}$ ) y los volúmenes de energía demandados por los usuarios no regulados en Colombia, representan un porcentaje importante en los gastos operacionales de estos usuarios (igual o mayor al 20%), siendo una gran oportunidad implementar soluciones energéticas (autogeneración, eficiencia energética, calidad de la energía, entre otras), utilizando el poder adquisitivo y/o financiero de estos usuarios o de un tercero (modelos ESCOs), con la finalidad de optimizar los gastos operacionales, mejorar sus ingresos y reducir sus necesidades de energía tomadas del sistema eléctrico nacional.

Por otro lado, en Colombia se han establecido incentivos tributarios por medio de la ley 1715 de 2014 y la regulación vigente del sector energético (aquellas que la modifican, susti-

tuyen o complemento), que permite apalancar la implementación de soluciones energéticas o modelos de negocio asociados a estas soluciones.

Este trabajo de grado pretende evaluar la factibilidad para ejecutar soluciones de autogeneración en usuarios no regulados en Colombia, brindando un análisis para la toma de decisión y reducir el gasto operacional del servicio de energía eléctrica, al disminuir los volúmenes de energía tomados de la red, remplazándolos por energía generada en sitio más económica, proveniente de una solución de autogeneración renovable, ya sea por la contratación de un EPC (inversión de los activos de autogeneración) o la compra de energía por medio de un PPA (contrato de compraventa de energía).

### 1.1. Planteamiento del problema

Los usuarios no regulados en Colombia están distribuidos en las actividades económicas o sectores productivos del país, los cuales tienen la siguiente distribución por consumo de energía, de acuerdo con la siguiente gráfica.

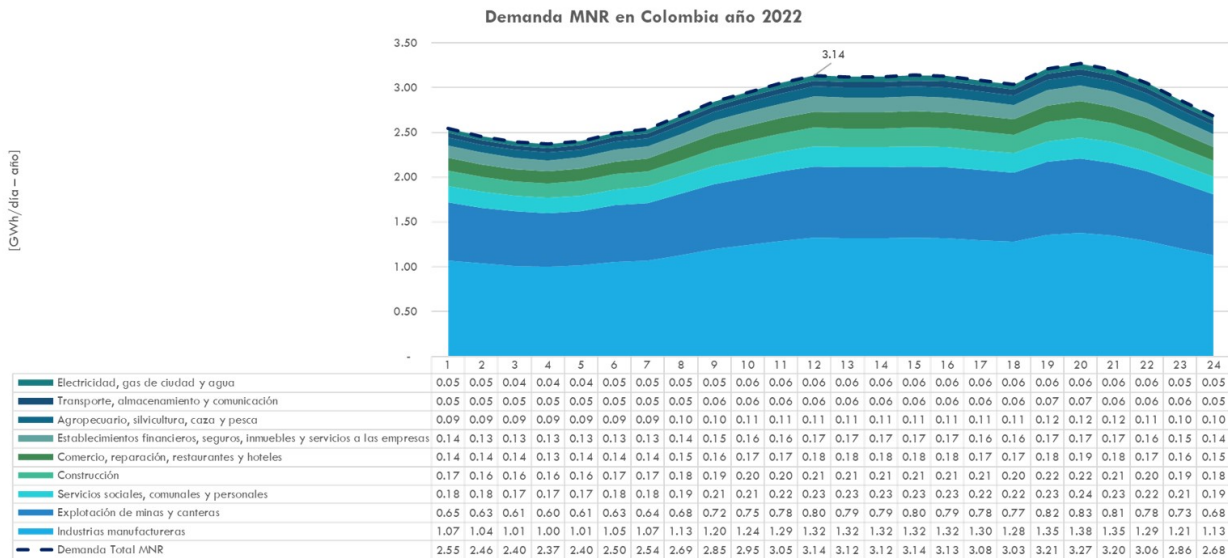


Figura 1.1: Demanda Nacional MNR, segmentos económicos del país

En donde se puede determinar que al implementar soluciones de autogeneración solar fotovoltaica, se puede llegar a instalar una capacidad aproximada de 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.

Por otro lado, están los precios de venta de energía, en específico la componente de generación  $\mathbf{G(m,i,j)}$ , la cual presentan incrementos anuales para este mercado aproximadamente del 3,5 % (data XM desde el año 2.000), que representa aproximadamente el 55 % de la tarifa o valor unitario de energía ( $\mathbf{CUv(n,m,i,j)}$ ). A continuación, se presenta el comportamiento de los precios de generación formados en el mercado desde el año 2.000 hasta el 29 de abril de 2,023.

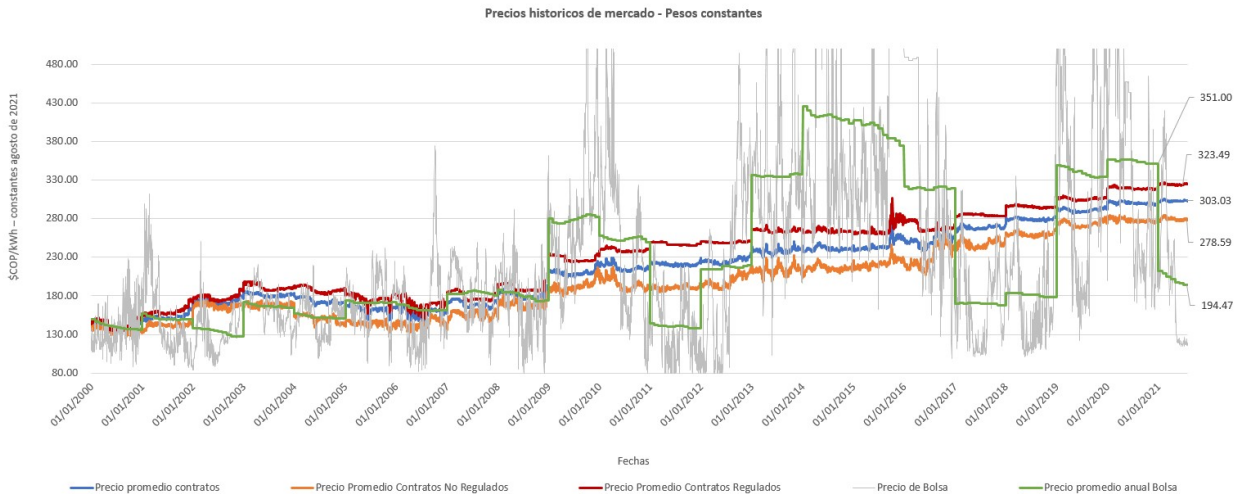


Figura 1.2: Precios del mercado de energía en pesos constantes

En consecuencia de lo anterior, el usuario no regulado, tiene dos alternativas para generar energía más económica en sitio con respecto al costo de la energía tomada de la red y autoabastecer parte de su demanda de energía eléctrica, es decir, reducir el gasto operativo de energía eléctrica, por medio de una solución de autogeneración, como:

1. Invertir en activos de autogeneración que no hacen parte de su actividad principal (contrato EPC), adicionalmente contratar o ejecutar la Administración, Operación y Mantenimiento de los mismos durante la vida útil del proyecto, por ser el propietario de los activos de generación. Adicionalmente, realizar el sostenimiento (reemplazo de equipos) del sistema de autogeneración y su disposición final.
2. Firmar un contrato bilateral de compra de energía, por lo general con un comercializador y/o generador legalmente constituido en el Mercado de Energía Mayorista (**MEM**), para que el agente construya la solución de autogeneración en sitio, conectada a los activos eléctricos de propiedad del usuario no regulado (el agente sea dueño y responsable de esos activos) y suministre la energía generada en sitio (contrato PPA) a un precio

pactado entre las partes (Usuario no regulado y agente). Por Otro lado, si el proyecto es de una capacidad instalada mayor a 1 MW, el agente generador represente los excedentes de energía ante el mercado mayorista.

Finalmente, ambas alternativas son factibles, bajo criterios de decisión del usuario final, destacándose: 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 responsable, el generar su propia energía, abastecer parte de su demanda de energía por medio de soluciones renovables, entre otros motivadores estratégicos (cualitativos o cuantitativos) de cada usuario no regulado.

Teniendo en cuenta lo anterior, como estudiante de la maestría en ingeniería eléctrica con énfasis en recursos energéticos, planteo desarrollar esta herramienta (modelo técnico, económico y financiero), que le permita al usuario no regulado en Colombia, tener herramientas para la toma de decisión, ya sea pactado por medio de un contrato bilateral la compra de energía que se genere en sitio con la solución de autogeneración (contrato PPA) o invertir en activos de la solución de autogeneración por medio de un contrato EPC.

### ■ **Formulación del problema**

¿Qué es mejor para un UNR en Colombia, contratar un EPC o firmar un acuerdo PPA, para implementar activos de generación solar fotovoltaica en sitio?

## 1.2. Estado del arte

A partir de la publicación de las resoluciones **CREG 024 de 2015 [1]** y **CREG 030 de 2018 [2]**, esta última sustituida por la Resolución **CREG 174 de 2021 [3]** (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 - normativo, la puesta en operación, la operación, el respaldo de red y la comercialización de energía, producto de su incorporación al sistema eléctrico Colombiano. En donde se establece la posibilidad de entregar excedentes al Sistema Interconectado Nacional (**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.

Lo anterior, es una oportunidad que actualmente ha sido promovida, impulsada, aprovechada e implementada por el usuario final (demanda regulada o no regulada - hogares, comercio, industria, etc -), los agentes del sector eléctrico colombiano (generadores y/o comercializadores de energía eléctrica, como por ejemplo: **CHEC grupo epm**), proveedores o fabricantes locales o extranjeros de tecnologías solares fotovoltaicas, eólica a pequeña escala, sistemas de almacenamiento electroquímico (iones de litio), entre otras tecnologías que se conecten detrás del medidor (actividad de autogeneración), por último, emprendedores o empresas cuya actividad principal o modelo de negocio u oferta de valor, esté enfocada en brindar servicios asociados a la construcción de proyectos de autogeneración y sus diferentes requerimientos en la operación, mantenimiento y gestión de activos. Lo que genera un impacto directo en la transformación energética del país, que empodera al usuario final para abastecer parte o la totalidad de su demanda o necesidad energética en sitio [4] - [5].

## 1.3. Objetivos

### ▪ Objetivo general

Desarrollar una herramienta que permita a los usuarios no regulados en Colombia, evaluar la factibilidad de invertir en activos de autogeneración o contratar la energía generada en sitio, de una solución de autogeneración solar fotovoltaica con capacidad declarada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 5 MW.

### ▪ Objetivos específicos

1. Definir el impacto técnico y financiero de la normativa vigente, de los riesgos y de los motivadores de la actividad de autogeneración, para desarrollar la actividad de autogeneración.
2. Elaborar una herramienta técnico – financiera, bajo la metodología de Project Finance, incluyendo diferentes escenarios y supuestos.
3. Aplicar un caso de estudio en un UNR, bajo criterios de ingeniería básica, recopilando información primaria y secundaria, un análisis técnico-económico, un balance energético y aplicando un análisis de sensibilidad a las variables del modelo.

## 1.4. Metodología

En la Figura 1.3, se presenta la metodología aplicada para dar alcance a los objetivos planteados:

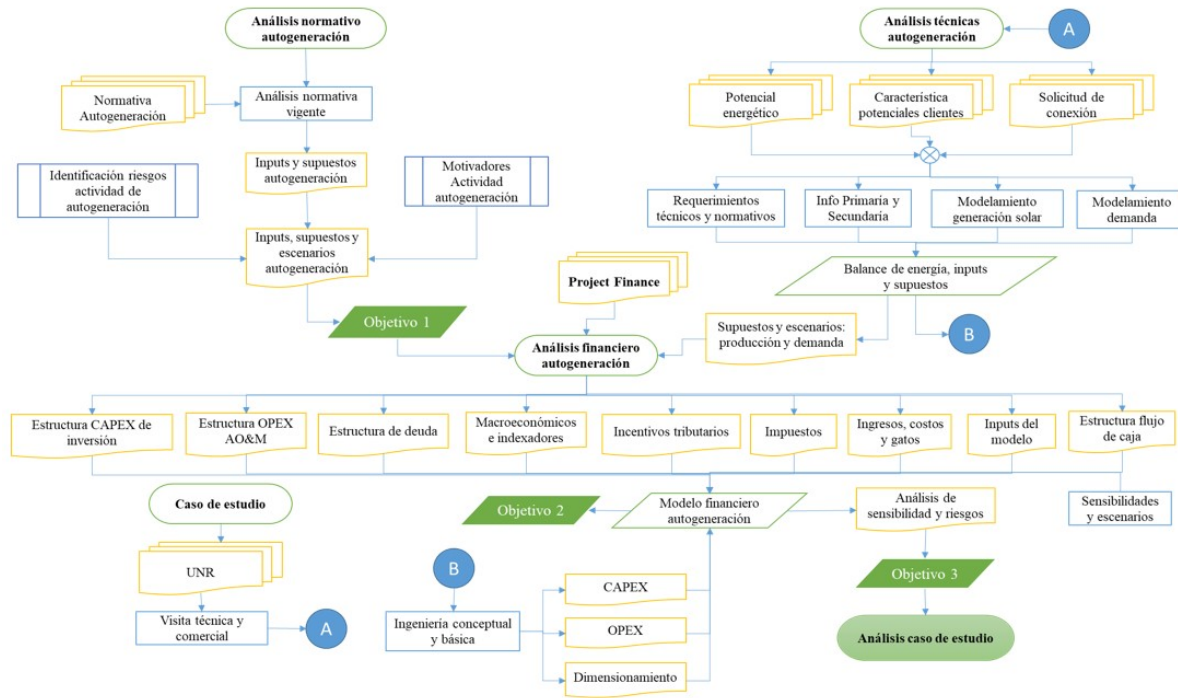


Figura 1.3: Metodología del modelamiento de la herramienta de factibilidad.

A continuación, se presentan las actividades de la metodología por objetivo trazado, con la finalidad de brindar un mejor entendimiento del alcance de los objetivos específicos.

- **Objetivo específico 1:** Definir el impacto técnico y financiero de la normativa vigente, de los riesgos y de los motivadores de la actividad de autogeneración, para desarrollar la actividad de autogeneración:

1. Identificar y analizar la normativa vigente en Colombia, relacionada con la actividad de autogeneración.
2. Definir los impactos técnicos y financieros de la normatividad en el desarrollo de proyectos de autogeneración.

3. Generar los escenarios, inputs y supuestos para el modelamiento financiero, resultado del análisis normativo vigente de la actividad de autogeneración.
  4. Identificar los riesgos en la actividad de autogeneración en Colombia, bajo supuestos y conocimientos del sector, en un contrato EPC y PPA de la actividad de autogeneración en Colombia.
  5. Identificar los motivadores de la toma de decisión, que permiten a los usuarios no regulados en Colombia, comprar la energía eléctrica generada en sitio o la adquisición de activos de generación instalados en sitio, para desarrollar la actividad de autogeneración.
  6. Definir los supuestos y escenarios del modelamiento financiero de acuerdo con el análisis regulatorio, los motivadores y la identificación de los riesgos de la actividad de autogeneración.
- **Objetivo específico 2:** Elaborar una herramienta técnico – financiera, bajo la metodología de Project Finance, incluyendo diferentes escenarios y supuestos:
1. Caracterizar el potencial energético, utilizando bases de datos secundarios para Colombia.
  2. Listar los requerimientos de la solicitud de conexión, de acuerdo con lo establecido en el estudio de conexión simplificado o requerimientos técnicos en la normativa vigente para la solicitud de conexión y generar un check list.
  3. Caracterizar la demanda de energía eléctrica y definir los supuestos del esquema PPA y EPC.
  4. Modelar el balance de energía, que incluya la generación solar fotovoltaica y demanda del usuario no regulado.
  5. Modelar análisis financiero del proyecto de autogeneración, definiendo la estructura de: CAPEX, OPEX, perfil de deuda, supuestos macroeconómicos, incentivos tributarios, impuestos, ingresos, flujo de caja, entre otros parámetros de modelamiento financiero.

- **Objetivo específico 3:** Aplicar un caso de estudio en un UNR, bajo criterios de ingeniería básica, recopilando información primaria y secundaria, un análisis técnico-económico, un balance energético y aplicando un análisis de sensibilidad a las variables del modelo:
  1. Desarrollar visita técnico comercial.
  2. Analizar las variables técnicas particulares del cliente.
  3. Desarrollar la ingeniería conceptual del proyecto de autogeneración, principalmente solar fotovoltaica.
  4. Definir el CAPEX, OPEX y el precio de venta de energía.
  5. Elaborar análisis de sensibilidad de la variación en el CAPEX de inversión, el precio de venta de energía y la generación de energía, respecto a: el retorno, el periodo de recuperación y el valor presente neto del flujo de caja del proyecto de autogeneración.

## 1.5. Organización del documento

El presente documento se encuentra organizado teniendo en cuenta lo siguiente:

- **Capítulo 1. Introducción:** En este capítulo, se presenta una introducción general, el planteamiento del problema, estado del arte, los objetivos y la metodología del proyecto de grado.
- **Capítulo 2. Marco Teórico:** En este capítulo, se profundiza en el marco normativo de la actividad de autogeneración en Colombia, la identificación de riesgos, los motivadores que impulsan la implementación de soluciones de autogeneración en Colombia, el potencial energético, la caracterización técnica del Autogenerador, la normativa técnica, buenas prácticas de construcción, las herramientas de modelamiento de la solución de autogeneración y la estructura de costos, gastos e ingresos del modelo financiero.
- **Capítulo 3. Modelo:** En este capítulo, se presenta la estructura del modelo financiero.
- **Capítulo 4. Caso de estudio:** Este capítulo, se da a conocer la información técnica más relevante del caso de estudio.



- **Capítulo 5. Análisis de resultados:** Este Capítulo, se da a conocer el análisis del caso de estudio, mostrando los resultados obtenidos.
- **Capítulo 6. Conclusiones:** En este Capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones teniendo como base los resultados obtenidos.

---

## Capítulo 2

# Marco teórico

---

En esta sección se presenta de manera general la normativa legal vigente relacionada con la actividad de autogeneración en Colombia. Igualmente, se identifican los riesgos asociados a la actividad de autogeneración, al desarrollo de proyectos de autogeneración bajo las modalidades de EPC y PPA, presentando un breve resumen de los supuestos, escenarios, inputs y sensibilidades extraídos de la identificación de riesgos de la actividad de autogeneración. Adicionalmente se presenta los principales motivadores (políticas estratégicas) que impulsan a tomar la decisión de ejecutar proyectos de autogeneración con fuentes renovables para cubrir parte de sus necesidades energéticas.

Por otra parte, se presenta un resumen de los requerimientos técnicos para la solicitud de conexión, el modelamiento técnico, se definen los supuestos, inputs y escenarios.

Por último, se evalúa la estructura del modelo financiero, identificado cuales son los ingresos, costos y gastos.

### 2.1. Marco normativo actividad de autogeneración

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 (ver Figura 2.1), lo que representa un gran paso hacia la transición energética, la complementariedad, la seguridad energética, la descentralización y la des-carbonización de la matriz energética del país.

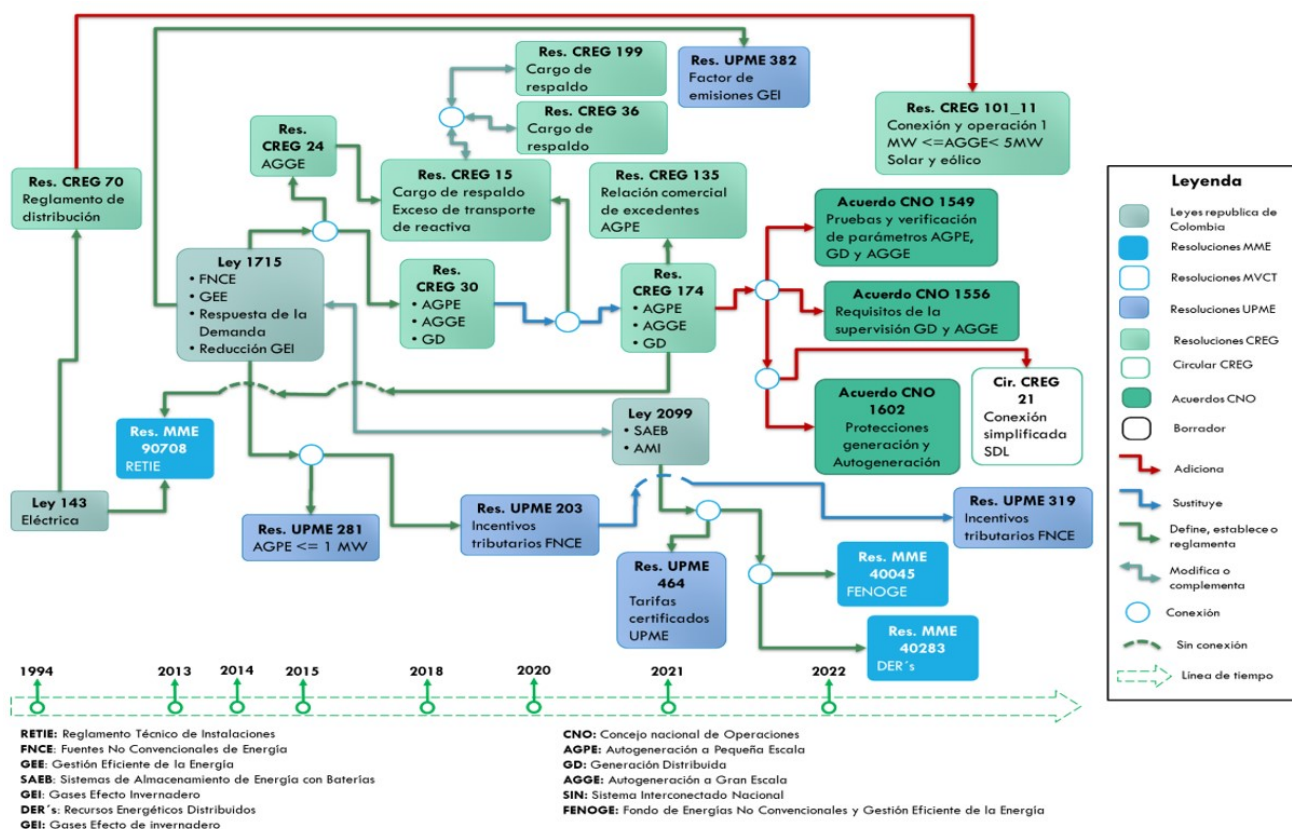


Figura 2.1: Árbol normativo actividad de autogeneración en Colombia.

A continuación, se presentan los Supuestos, Escenarios, Inputs y Sensibilidades del modelamiento financiero, como resultado del análisis normativo de la actividad de autogeneración en Colombia:

■ **Supuestos de la normatividad:**

- I. Es política pública promover e incentivar las pre-inversiones, inversiones, la operación y el mantenimiento de FNCE y del almacenamiento de energía proveniente de estas fuentes en Colombia [6].
- II. La persona natural o jurídica que se constituya como autogenerador puede ser dueño de los activos de generación o estos pueden ser de un tercero, es decir, puede contratar un EPC o puede firmar un PPA [7].
- III. Los excedentes de energía o la energía sobrante del autogenerador, puede ser entregada a la red (SIN), en cualquier porcentaje del consumo propio, para lo cual, el autogenerador deberá ser representado por un agente generador o comercializador legalmente

constituido en el mercado mayorista, en caso de no contar con dicha representación los excedentes no serán remunerados [3] - [7] - [8] - [9] -.

- IV. La solución de autogeneración debe ser diseñada principalmente para atender las propias necesidades energéticas [8].
- V. Las CAR's, en sus áreas de influencia son encargadas de establecer un ciclo de evaluación rápida para permisos, autorizaciones, licencias o concesiones de proyectos que conlleven beneficios para el medio ambiente [8].
- VI. La UPME, evalúa y certifica las pre-inversiones e inversiones de los proyectos con FN-CER, para la obtención de beneficios tributarios, estableciendo una tarifa [6] - [10].
- VII. La vigencia de los beneficios tributarios, arancelarios y fiscales tendrán vigencia de treinta (30) años, a partir del 1 de julio de 2021 [6].
- VIII. El MADS, presentará los términos de referencia de los estudios ambientales para proyectos de energía solar y eólica en el país [8] - [11] - [12].
- IX. Las entidades gubernamentales desarrollarán acciones tendientes a suprimir barreras técnicas, administrativas y de mercado para permitir la implementación de proyectos con FNCE y GEE [8] - [13].
- X. Los autogeneradores a gran escala y los generadores conectados al SIN, deberán mantener simetría en las condiciones de participación en el mercado [9].
- XI. El servicio de respaldo de red, se genera cuando el autogenerador utiliza la red para consumo en cualquier hora [1].
- XII. Para asegurar el suministro de energía de su demanda el autogenerador deberá ser representado por un comercializador, frontera de entrada [1].
- XIII. Si el AGPE o el AGGE se abstienen ante el OR de ejecutar el proyecto o este no entra con al menos el 90% de la capacidad asignada o declarada el OR libera la capacidad de transporte no empleada [3].
- XIV. La potencia máxima declarada, es la capacidad asignada en el punto de conexión, es decir, la capacidad máxima que se puede entregar en la frontera comercial (frontera de generación o salida) [3].
- XV. El OR, debe garantizar la disponibilidad de la red para que el proyecto de autogeneración opere y pueda exportar los excedentes de energía hacia la red [14].

- XVI. El AGPE, podrá vender sus excedentes de energía al agente comercializador de su preferencia o al agente comercializador que atiende su demanda, este último adquiere la obligación de recibir o comprar los excedentes [15].
- XVII. La relación comercial de un agente comercializador y/o generador con el usuario, al cual le vende algún servicio o energía en sitio, es independiente a la prestación del servicio, por tal motivo, no está sujeto a la regulación expedida por la CREG, respecto a la prestación del servicio el acuerdo en que se pacte las condiciones de un PPA [15].

■ **Escenarios de la normatividad:**

I. **Incentivos tributarios:**

- Deducción de impuesto de renta [6].
- Exclusión de IVA para los equipos, elementos, maquinaria y servicios destinados a la pre-inversión e inversión de FNCER [6].
- Exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos no producidos por la industria nacional, destinados exclusivamente para la reinversión e inversión de FNCER [6].
- Régimen de depreciación acelerada para las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la pre-inversión, inversión y operación de FNCER [6].

- II. Contrato EPC o contrato PPA PLG (Pague Lo Generado), los activos de generación pueden ser o no de propiedad del Autogenerador [1].

III. **Venta de excedentes:**

- Alternativa 1 (Net Billing): Precio pactado libremente por el AGPE y el AGGE, para atender demanda no regulada y ser representada por un comercializador o un generador legalmente constituido en el mercado mayorista y que este trance la energía en el mercado [1] - [3].
- Alternativa 2 (Net Metering): Venta de créditos de energía y valoración horaria de la energía (precio de Bolsa), transada por el comercializador que atiende al AGPE, quien podrá estar o no integrado con el OR, para atender exclusivamente la demanda regulada [3].

■ **Inputs normatividad:**

- I. Factor de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Interconectado Nacional: **0,504 ton CO<sub>2</sub>eq/MWh** [16].
  - II. Tarifas de evaluación para acceder a incentivos tributarios establecido por la UPME [16].
  - III. Cálculo del cargo del servicio de respaldo de red [14] y [17].
  - IV. Precios de las componentes del servicio de energía (G<sub>m,i,j</sub> - Generación -, T<sub>m</sub> - Transmisión -, D<sub>n,m</sub> - Distribución -, C<sub>vm,i,j</sub> - Comercialización - R<sub>m,i</sub> - Restricciones PR<sub>n,m,i,j</sub> - Pérdidas -), precios promedio de contratos del mercado no regulado y precios de bolsa, para calcular la venta de excedentes o transacción de la energía y calcular los ahorros esperados [3].
  - V. Obligaciones tributarias del agente que lo represente (comercializador y/o generador), y obligaciones tributarias del Autogenerador [3].
- VI. **CAPEX de inversión normatividad:**
- Clasificación de bienes y servicios susceptibles de beneficios tributarios [18].
  - Bienes exentos del impuesto sobre las ventas: inversor, paneles solares y controlador de carga, con derecho a compensación y devolución del impuesto del IVA [19] - [20].
  - Servicio de solicitud de conexión (ingeniería) por medio de la ventanilla única, procedimientos simplificados para autogeneradores con excedentes de energía menores a 5 MW (estudio de conexión simplificado, certificación plena de conformidad RETIE y solicitud de conexión) [3].
  - Registro de la UPME de proyectos de generación de energía eléctrica con capacidad mayor a 1 MW (ingeniería) [18].
  - Términos de referencia, para el trámite de permisos ambientales de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica (ingeniería), en caso de uso de suelos o aprovechamientos forestales [11].
  - Medida bidireccional, frontera de comercialización (entrada) y frontera de generación (salida) y cumplimiento del código de medida de la Resolución CREG 038 de 2014 [1] - [3].
  - Contrato de conexión con el OR, en caso que se requiera ampliar la capacidad de la red de distribución o se requieran activos de conexión que los ejecute el OR, en este caso los costos serán acordados con el OR [3].

- Registro de frontera comercial, cumplimiento conforme con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2017 [1] - [3].
- La firma, o la persona encargada de realizar los análisis eléctricos e ingeniería de detalle del proyecto y el instalador debe contar con certificación o experiencia en la instalación de este tipo de proyectos [3].
- Estudio de coordinación de protecciones e instalación de los equipos requeridos en el acuerdo CNO 1602 de 2022 [3] - [21].
- Supervisión de los AGGE desde el centro de control del OR, costos anuales de servicios de comunicación [3] - [22] - [23].
- Suscripción de garantía ante el mercado del AGGE, por la asignación de capacidad de transporte solicitada para el punto de conexión [3].
- Por la entrada en operación de la generación aguas abajo de la medida o frontera comercial, se ha presentado excesos de energía reactiva por el balance de energía en la frontera comercial, ajustes fijos de bancos de compensación existentes o ajuste inadecuado de los inversores de potencia, lo que implica la instalación de una solución de compensación o cambios en los sistemas de control de estos bancos de compensación para no estar sujeto a cobros por excesos de energía reactiva y el factor multiplicador [14].
- Mecanismos de participación en el control de tensión y ajuste automático del factor de potencia en el punto de conexión del Autogenerador, para lo cual se requiere de la instalación de equipos y lazos de control inversores - frontera comercial [23].

#### VII. OPEX normatividad:

- Mantenimiento y términos de referencia de permisos ambientales de proyectos de energía solar fotovoltaica, que sean instalados en terrenos [11].
- El AGGE y el AGPE deberán ser representados por un agente comercializador y/o generador legalmente constituido en el MEM [1] y [3].
- Cargo de contrato de respaldo de red conforme con lo establecido en la regulación vigente [14], aplica para proyectos de autogeneración con capacidad instalada mayor a 100 kW [7].

#### ■ Sensibilidades normatividad:

- I. El límite de un AGPE es de 1 MW, por encima de este límite se constituye como un AGGE [24].

- II. No es obligatorio suscribir un contrato de respaldo de red para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW), para proyectos de autogeneración con capacidad mayor a 0,1 MW, se requiere contratar el servicio de respaldo de red [7] - [14] - [9].
- III. El periodo de vigencia de la aprobación de la conexión, corre a partir de la fecha de notificación de la aprobación de la conexión [3]:
  - Para el AGPE 6 meses de vigencia + 3 meses de prórroga (solicitada a un (1) mes antes de finalizar los primeros 6 meses).
  - Para el AGGE que implemente FNCER diferente a la generación hidráulica, 12 meses de vigencia, con posibilidad de ampliarlo por el mismo periodo, si y solo si, por condiciones justificadas establecidas en la regulación vigente.
- IV. Para los AGPE con capacidad nominal mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor a 1000 kW (1 MW), los excedentes transados como créditos de energía con el comercializador que los representa (frontera de salida), serán reconocidos al valor de la componente de generación contratada ( $G_{m,i,j}$  - Generación -), es decir, por esa energía se cobrará las otras componentes de la tarifa ( $T_m$  - Transmisión - ,  $D_{n,m}$  - Distribución - ,  $C_{vm,i,j}$  - Comercialización - ,  $R_{m,i}$  - Restricciones - y  $PR_{n,m,i,j}$  - Pérdidas - ) [3].

## **2.2. Riesgos de la actividad de autogeneración**

No menos importante, es oportuno conocer los riesgos asociados al desarrollar la actividad de autogeneración en Colombia por medio de un contrato EPC y/o un contrato PPA, en la Tabla 2.1, se presentan de manera general los principales riesgos a los cuales están sujetos los interesados en desarrollar esta actividad, los cuales pueden causar imprevistos o sobrecostos sino se controlan, mitigan o se contemplan en la planeación del proyecto, de tal manera que pueden afectar el retorno de la inversión.



**Tabla 2.1:** Riesgos de la actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Obsolescencia tecnológica</b>	<p>El principal componente de un sistema solar fotovoltaico, son los paneles solares, estos son una tecnología emergente que cada año van perdiendo vigencia por las mejoras (innovaciones) que los fabricantes y los centros de investigación han desarrollado para que la eficiencia y el área útil por metro cuadrado sea más óptima, año tras año.</p> <p>Los sistemas de almacenamiento de energía electroquímica, como las baterías de iones de Litio, son igualmente una tecnología emergente, que ha tenido un desarrollo importante en sus propiedades energéticas y en la seguridad de la operación, por el desarrollo de la movilidad eléctrica, esto último, ha permitido disminuir precios e incrementar la vida útil o ciclos de operación (15 a 20 años).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Desarrollo de vigilancia tecnológica, que permita tomar decisiones en la adquisición de la tecnología.</li> <li>2. Repotenciar equipos durante la vida útil del proyecto y dar un segundo uso de la tecnología.</li> <li>3. Desarrollar análisis financieros, que permitan tomar decisiones en la implementación de la tecnología, y permitan cierres financieros.</li> <li>4. Definir políticas de disposición final o implementar economía circular de la tecnología, por obsolescencia o fin de la vida útil.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

<b>Riesgo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Mitigación</b>
<b>Cambios normativos y regulatorios</b>	<p>La regulación vigente puede cambiar por políticas públicas, dando resultado a cambios en las reglas de la actividad de autogeneración, entre estas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cuando la energía anual transada en créditos de energía supere el 4% de la demanda comercial regulada [3].</li> <li>2. Vigencia de los incentivos tributarios y arancelarios, esta será de 30 años a partir del 1 de julio de 2021 [6].</li> <li>3. Cambios de gobierno.</li> <li>4. Cambios en la operación del mercado y en los códigos de redes.</li> <li>5. Exigencias técnicas del SIN, regulación de tensión o factor de potencia.</li> </ol>	<p>La regulación vigente puede generar cambios, cuando así lo decida la CREG y el Gobierno Nacional, especialmente por condicionales de eficiencia en la formación de precios del mercado de energía, por tal razón el seguimiento, la participación continua y las propuestas activas por parte de los actores, es el mejor mecanismo para mitigar escenarios desfavorables para el desarrollo de la actividad de autogeneración en Colombia.</p>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Barreras técnico regulatorias</b>	Existen dos barreras que obstaculizan la implementación y penetración de proyectos de autogeneración en Colombia (Barreras):	<ol style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1036 405 1469 873">1. Los Operadores de Red junto con la CREG, los gremios y el CNO, deben definir la pertinencia y la capacidad técnica de estas dos barreras, que han tenido discusiones y mejoras, pero no son suficientes para permitir al usuario final tomar la decisión de implementar soluciones de autogeneración.</li> <li data-bbox="1036 915 1469 1602">2. El conocimiento de la regulación vigente, su aplicación y desarrollar estudios de calidad de la energía, para contemplar estos sobrecostos y ser transparente con el interesado o futuro autogenerador, implementando soluciones a la medida para cada uno de los casos. Es de gran importancia implementar la solución de autogeneración realizando ingeniería y análisis antes de implementar las soluciones de autogeneración.</li> <li data-bbox="1036 1644 1469 1850">3. Instalar equipos (inversores) con capacidad de realizar ajustes en la salida de la generación de manera controlada y automática.</li> </ol>
	<ol style="list-style-type: none"> <li data-bbox="537 541 967 968">1. Cargo de respaldo de red: se considera el Autogenerador como un sistema autónomo capaz de autoabastecer sus requerimientos energéticos, y si requiere importar energía para atender la totalidad de su demanda debe contratar capacidad de respaldo del SIN.</li> <li data-bbox="537 1010 967 1787">2. Cargo por exceso de energía reactiva: el Autogenerador es penalizado por exceso de energía reactiva inductiva y capacitiva, que se genere en su frontera comercial, lo que requiere de un sistema de compensación activa o pasiva automático que controle estos excesos de flujo de energía reactiva, vistos desde la medida, lo que incrementa el costo de implementación de la solución energética y no permite un cierre financiero esperado, al implementar una solución de compensación de energía reactiva.</li> </ol>	

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Oferta de autogeneración</b>	Promotores que ofrecen en el mercado servicios y promesas, 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 sin un conocimiento normativo, técnico y financiero idóneo.	<ol style="list-style-type: none"> <li data-bbox="963 449 1390 785">1. La regulación vigente exige un proceso de conexión donde participa la UPME y el OR, en el cual se especifican requerimientos mínimos para la conexión y puesta en operación comercial del proyecto.</li> <li data-bbox="963 827 1390 1297">2. En el mercado existen empresas que pueden brindar un valor agregado, con ofertas de valor estructuradas, cuentan con experiencia e idoneidad para el desarrollo de este tipo de soluciones (personal calificado y músculo financiero), probablemente a un mayor costo del promedio del mercado.</li> <li data-bbox="963 1339 1390 1675">3. Contar con licencias de software especializado, con equipos de calidad en la potencia, equipos de medición de sistema de tierras, entre otras herramientas que permitan realizar una ingeniería de detalle adecuada.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Penetración masiva en los Sistemas de Distribución Local</b>	<p>Instalación masiva de este tipo de soluciones que afecte la operación normal del SDL en la prestación del servicio bajo parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad. Se pueden presentar los siguientes desafíos por nivel de penetración de soluciones de generación Distribuida [25]:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Incremento en la corriente de cortocircuito en el punto de conexión.</li> <li>2. Variación en los niveles de tensión.</li> <li>3. Coordinación de protecciones.</li> <li>4. Potencia inversa.</li> <li>5. Dimensionamiento y planeación de redes.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La regulación vigente estipula límites en la penetración de capacidad de alojamiento de la red de distribución y estudios simplificados de conexión que permiten realizar análisis eléctricos en estado estable, para permitir su implementación.</li> <li>2. Realizar estudios de calidad de la potencia y coordinación de protecciones.</li> <li>3. Procesos de conexión centralizado, por medio ventanilla única de solicitud que es atendida por la UPME y el OR.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Fallas eléctricas y daños a terceros</b>	Posibles daños en la integridad física y material en la ejecución, operación y mantenimiento del sistema de autogeneración por fallas eléctricas y humanas.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realizar diseños ajustados de acuerdo con la normatividad técnica (RETIE, norma OR, acuerdos CNO y regulación vigente).</li> <li>2. Proveedores con respaldo local y confiable en posventa.</li> <li>3. Uso de materiales certificados de conformidad con normativa nacional e internacional (Certificación RETIE, entre otras certificaciones NEC, UL, IEEE, etc.).</li> <li>4. Pólizas de responsabilidad civil que cubran todo lo relacionado con la ejecución y operación del sistema de autogeneración.</li> <li>5. Sistemas de monitoreo y adecuado mantenimiento de los sistemas de autogeneración.</li> <li>6. Personal idóneo, calificado, certificado para construir y mantener este tipo de soluciones de autogeneración.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

<b>Riesgo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Mitigación</b>
<b>Riesgo de crédito</b>	Incumplimiento de los contratos por parte de los clientes por insuficiencia financiera, terminación anticipada, etc.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estudio financiero de clientes.</li> <li>2. Trayectoria de los clientes en el mercado.</li> <li>3. Garantías.</li> <li>4. Estructuración de contratos de venta de energía.</li> </ol>
<b>Desconexión del sistema de generación</b>	El OR está en la obligación de desconectar al autogenerador, lo que implica una posible desconexión de su demanda, si y solos si, cuando la red se encuentre en riesgo o por las modificaciones que el autogenerado ejecute en las características técnicas declaradas en la solicitud de conexión. Adicionalmente si el autogenerador, no realiza la solicitud de conexión ante el OR y la UPME (este último, una vez entre en operación la ventanilla única de la UPME).	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dar cumplimiento estricto a lo establecido en la normativa vigente.</li> <li>2. No fraccionar la capacidad asignada.</li> <li>3. En caso de realizar cambios futuros, que modifiquen la capacidad declarada, realizar nuevamente el proceso de solicitud ante el OR.</li> <li>4. Realizar los estudios eléctricos de calidad de la energía y coordinación de protecciones pertinentes, entre otros estudios requeridos.</li> </ol>

---

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

<b>Riesgo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Mitigación</b>
<b>Seguridad física</b>	Hurto o daños en los activos de generación, por terceros.	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Pólizas de cubrimiento por pérdida o daño de activos.</li><li>2. Vigilancia y seguridad a cargo del cliente.</li><li>3. Cerramiento físico, sistema de monitoreo remoto e iluminación del proyecto.</li></ol>

---



Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Barreras en la conexión del proyecto</b>	Para el desarrollo de los análisis eléctricos requeridos para la solicitud de conexión el OR deberá entregar información veraz, oportuna, confiable y de calidad. Que permita desarrollar estudios eléctricos pertinentes para la solicitud de la conexión en los tiempos establecidos en la planeación del proyecto, bajo los términos de la regulación vigente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contar con personal calificado que tenga conocimientos de ingeniería sólidos, que, al solicitar la información primaria ante el OR, sea la pertinente para la elaboración de estudios de conexión, adicionalmente que interprete adecuadamente la suministrada por el OR.</li> <li>2. Uso de software licenciado o software libre especializado para el desarrollo de estudios de conexión.</li> <li>3. Presentar informes con calidad que garantice la aprobación de los mismos.</li> <li>4. En caso de no obtener una respuesta en los tiempos establecidos en la regulación vigente por alguna de las partes, mediar en primera instancia con el OR - UPME y en posterior instancia con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Incremento en el valor del suministro</b>	<p>Teniendo en cuenta que tanto los paneles solares fotovoltaicos, inversores de potencia, protecciones, sistemas de almacenamiento, turbinas eólicas pequeñas, sistema de comunicación y control, entre otros activos no fabricados en Colombia que deben ser importados, estos están sujetos a incrementos en su valor de adquisición debió a los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Incremento del valor del dólar (suministro adquirido en dólares).</li> <li>■ Incremento en las tarifas en la logística de transporte marítima y terrestre (escasez de contenedores o alzas en los combustibles).</li> <li>■ Incremento en la materia prima de fabricación (semiconductores, acero, aluminio, entre otros).</li> <li>■ Tiempos de suministro mayores que impactan en los costos financieros del proyecto (tarifas banca).</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Planeación en la contratación y logística, directa con fabricantes del suministro, estableciendo garantías en el suministro.</li> <li>2. Realizar un seguimiento continuo de los costos de la tecnología (vigilancia tecnológica).</li> <li>3. Garantías y pólizas que permitan el cubrimiento por incrementos no esperados en el precio del dólar.</li> <li>4. Ofertas con tiempos de validez, condicionando a incrementos en la oferta en caso de no cerrar la negociación con el cliente en los tiempos esperados.</li> <li>5. Acuerdos con los fondos de inversión, que incluyan periodos de gracia durante la compra del suministro o ejecución del proyecto, a tarifas especiales.</li> <li>6. Aplicar a la certificación de los incentivos tributarios ante la UPME.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Producción de energía con fuentes intermitentes</b>	Al producir energía por medio de soluciones solares y eólica, se está sujeto al riesgo de no generar energía en firme, es decir, energía intermitente que depende de las condiciones de potencias solar y eólica locales (sol y viento), esto puede llegar a impactar en el retorno esperado de la inversión y/o ahorros esperados. Mantenimiento y gestión de activos que permitan valorar condiciones de indisponibilidad de la generación.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ingeniería de detalle, en lo posible con 1 año de campaña de medición en sitio, como mínimo.</li> <li>2. Cálculos de generación con data secundaria confiable y estimaciones no optimistas.</li> <li>3. Uso de software especializado que incluya análisis de sombras, optimización del mix de generación, análisis de demanda, dimensionamientos óptimos y escenarios de generación (P esperado, P50, P75 y P90).</li> <li>4. Garantizar un mantenimiento, operación y gestión de activos, que permitan un análisis predictivo y preventivos, ante condiciones de falla.</li> <li>5. Pólizas de producción de energía.</li> <li>6. Garantías extendidas de equipos (inversores de potencia).</li> <li>7. Repotenciación y cambio de tecnología durante la vida útil del proyecto.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Confiabilidad de la red (SDL y STR)</b>	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 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.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Incluir dentro del análisis energético de producción de energía la indisponibilidad de la red de distribución.</li> <li>2. Pólizas de producción de energía.</li> <li>3. Exigir al OR la confiabilidad de la red a la que se conecte el proyecto, para que este opere en condiciones normales de operación, conforme lo establecido en la regulación vigente.</li> <li>4. Programar adecuadamente los equipos de potencia para que operen bajo los requerimientos de la red, conforme con lo establecido en la regulación vigente. Para esto es importante contar con un servicio postventa pertinente por parte del fabricante de los equipos.</li> <li>5. Cumplir con lo establecido por el CNO, respecto a la coordinación de las protecciones del proyecto.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Riesgo de bolsa</b>	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 70 % hídrico, 3 % renovable no convencional y 27 % térmico (año 2021). Lo que implica bajos precios en temporada de lluvias y altos precios en temporada seca, por otra parte, existen restricciones en el SIN, que incrementan el costo de energía.	<ol style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1036 401 1469 695">1. El exponerse al precio de bolsa es una decisión de alto riesgo, en Colombia por lo general para el MNR, está contratada por contratos bilaterales, lo cual es la mejor alternativa.</li> <li data-bbox="1036 737 1469 1381">2. El sobredimensionar una solución de autogeneración, para que este expuesto al precio de bolsa, no garantiza el retorno de la inversión, por lo tanto, lo mejor es a mediano plazo incrementar la capacidad de la solución, pero al mismo tiempo instalar un sistema de almacenamiento que permita colocar esa energía en la demanda requerida, y así optimizar el cubrimiento de la demanda con la generación instalada en sitio.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Tiempos de ejecución</b>	<p>Por las siguientes condiciones listadas, se podrían presentar ampliación del plazo de ejecución del proyecto:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Logística de suministro del material, disponibilidad en el mercado y tiempos de entrega del fabricante.</li> <li>2. Condiciones climáticas de la zona del proyecto, alta precipitación.</li> <li>3. Actividades internas de cliente que por su naturaleza se tenga que suspender actividades.</li> <li>4. Gestión social, ambiental y de seguridad salud en el trabajo no adecuada.</li> <li>5. Mala planeación y bajo control en el seguimiento y comisionamiento del proyecto.</li> <li>6. Solicitudes de conexión fuera de los tiempos de respuesta establecidos en la regulación vigente.</li> <li>7. Ingeniería deficiente y mal ejecutada por empresas con poca trayectoria y conocimientos.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Adecuada planeación y logística del proyecto.</li> <li>2. Aplicar buenas prácticas de estándares internacionales como la del Project Manager Institute (PMI) – gestión de proyectos.</li> <li>3. Replanteos y aprobación de cambios antes de inicio de las etapas de suministro y ejecución de obra.</li> <li>4. Cuantificar los imprevistos y/o contingencias del proyecto.</li> <li>5. Personal altamente calificado y con experiencia, en lo técnico, social y ambiental.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Riesgos eléctricos y trabajo en alturas</b>	Condiciones inseguras que son de alto riesgo por la naturaleza del trabajo, se deberá realizar 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.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contar con buenas prácticas de seguridad y salud en el trabajo, disponer profesionales calificados que estén en obra, velando por la seguridad de las personas.</li> <li>2. Capacitar al personal y realizar charlas de sensibilidad y seguridad del personal de obra.</li> <li>3. Ejecutar los procedimientos para realizar las actividades de alto riesgo.</li> <li>4. Suministrar los equipos y elementos de protección al personal e individual para trabajo en alturas y trabajo eléctrico, adicionalmente exigir su uso adecuado.</li> <li>5. Validar que la estructura cuente con la capacidad portante para soportar el peso de los paneles y el personal, en lo posible que esté construida bajo norma NSR-10.</li> <li>6. Instalar puntos de anclaje y líneas de vida.</li> </ol>

Continuación Tabla 2.1: Riesgos actividad de autogeneración en Colombia.

Riesgo	Descripción	Mitigación
<b>Calidad y estabilidad de la obra</b>	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.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Certificación RETIE de la instalación.</li> <li>2. Garantías extendidas y compra de inventario adicional en caso de falla de equipos o mala operación.</li> <li>3. Garantizar con el fabricante o proveedor un adecuado servicio de postventa o acompañamientos.</li> <li>4. Establecer garantías de estabilidad de la obra.</li> </ol>

---

Final de Tabla 2.1

---

A continuación, se presentan **los Supuestos, Escenarios, Inputs y Sensibilidades** del modelamiento financiero, como resultado de la identificación de los riesgos asociados a la actividad de autogeneración en Colombia:

■ **Supuestos de los riesgos identificados:**

- I. La regulación vigente, especifica los motivos por los cuales se pueden generar cambios en las reglas generales de la actividad de autogeneración, aun así esta cambia en la medida que se garantice la formación de precios eficientes en el mercado.
- II. Contratar PPA o EPC con empresas que tengan un músculo financiero y personal calificado robusto, con alta experiencia y cuenten con equipos de ingeniería (software especializado, equipos de calidad de la energía, teluro metros, entre otros equipos).
- III. Realizar un dimensionamiento óptimo que permita integrar la solución solar fotovoltaica, con la generación eólica y/o el almacenamiento de energía, bajo el criterio de lograr un cierre financiero del proyecto.



- IV. Desarrollar vigilancia tecnológica y estudios de mercado de la tecnología.
- V. Conocimiento e interpretación adecuada de la normatividad vigente.
- VI. Realizar una ingeniería de detalle responsable bajo normativa y estándar recomendados, junto con la implementación de un PMI en la ejecución del proyecto.

■ **Escenarios de los riesgos identificados:**

- I. Los cambios tecnológicos han generado incrementos en la eficiencia y la densidad energética aprovechable en la tecnología solar, lo que ha permitido su producción en masa, por lo tanto, la reducción en los costos de adquisición de la tecnología, curvas de proyecciones y reducción en los costos de adquisición de la tecnología.
- II. Cargos por exceso de energía reactiva, cuantificar en caso de no instalar un sistema de compensación de energía.

■ **Inputs de los riesgos Identificados:**

- I. Cuantificar el CAPEX de sostenimiento o remplazo de equipos.
- II. Especificar la vida útil de los activos, adicionalmente, cuantificar los costos de disposición final.
- III. Costo de garantías o seguros:
  - Garantías de producción de energía.
  - Garantías de daños a terceros.
  - Garantías extendidas de los productos.
  - Garantías de estabilidad de la obra.
  - Seguros de los activos, entre otras.

- IV. Especificaciones técnicas de la tecnología solar.
- V. Cuantificar los costos administrativos, los imprevistos y la utilidad esperada del proyecto. Especificando los costos de contingencias esperados en el CAPEX de inversión.

- VI. Cuantificar los costos de estudios de ingeniería especializada, que se requiere para realizar los diseños, los estudios de conexión simplificado, los estudios de calidad de la energía, los estudios de coordinación de protecciones, los estudios previos en caso de uso de terrenos como el levantamiento topográfico, estudios geotécnicos, hidrogeológicas e hidráulicos (personal calificado).
- VII. Base de datos de potencial energético solar y eólico, incluyendo los costos asociados a las campañas de medición de potencial energético en sitio o el costo de base de datos.
- VIII. Cuantificar los costos de estudios de crédito o análisis financiero de los estados del potencial cliente de un contrato PPA.
- IX. Formación de los precios del mercado y sus indexadores (variables macroeconomicas). Adicionalmente los precios a los cuales el usuario No Regulado contrata su energía.
  - **Sensibilidades de los riesgos identificados:**
    - I. Realizar análisis de sensibilidad de los riesgos, por incremento en el CAPEX de inversión y OPEX.
    - II. Producción de energía de la tecnología solar y eólica, bajo sensibilidad de producción de energía.
    - III. Análisis de sensibilidad del retorno de la inversión (rentabilidad) y en la evaluación financiera (tiempo de recuperación) y TIR del proyecto, para identificar las condiciones más críticas.
    - IV. Al tener bienes importados se debe incluir cálculo del CAPEX del proyecto en dólares, con la finalidad de incluir el efecto de la tasa de cambio.

## **2.3. Motivadores para implementar soluciones de autogeneración**

Existen diferentes motivos o políticas estratégicas, que impulsan a los usuarios no regulados a tomar la decisión de implementar soluciones energéticas, para cubrir parte de sus necesidades requerimientos de energía, por medio de contratos EPC o PPA. En la Tabla 2.2, se presentan de manera general los principales motivadores para ejecutar este tipo de soluciones, los cuales son referentes en los diferentes sectores de la economía. Hoy día se cree que la única razón de ejecutar este tipo de soluciones energéticas solo es el factor económico,

siendo un motivador importante, pero no el principal estratégicamente para algunos usuarios no regulados [26]:

**Tabla 2.2:** Principales motivadores actividad de autogeneración.

Motivador	Descripción
Medio Ambiente	<ul style="list-style-type: none"><li>■ Generar energía con generación renovable no contaminante en su operación.</li><li>■ Reducir emisiones de Gases Efecto Invernadero (huella de carbono).</li><li>■ Incentivar la movilidad sostenible, implementando soluciones de autogeneración para la carga de vehículos eléctricos.</li><li>■ Ser carbono neutral en la actividad económica, por la huella de carbono que tienen las operaciones de la compañía, certificados de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), bonos de carbono CER o certificados de energía renovable I-REC.</li><li>■ Responsabilidad empresarial sostenible.</li><li>■ Aprovechar el potencial energético solar y eólico en sitio.</li><li>■ Producir hidrógeno a partir de fuentes de energía solar y eólica.</li></ul>

Continuación Tabla 2.2: Principales motivadores actividad de autogeneración.

Motivador	Descripción
Prosumidor - Autogenerador	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="509 405 1036 436">■ Generar su propia energía (ahorros).</li> <li data-bbox="509 474 1036 506">■ Vender energía renovable (ingresos).</li> <li data-bbox="509 543 1203 575">■ Participar activamente en el mercado de energía.</li> <li data-bbox="509 613 1406 644">■ Crear comunidades energéticas y de autoconsumo comunitario.</li> <li data-bbox="509 682 1406 758">■ Implementar soluciones innovadoras y emergentes con costos asequibles para generar y almacenar energía.</li> <li data-bbox="509 795 1406 871">■ Mínizar la dependencia energética de la red y contribuir a la transición energética.</li> <li data-bbox="509 909 1406 940">■ Participar en la gestión de la demanda (demanda desconectable).</li> <li data-bbox="509 978 1406 1100">■ Ser más eficiente en su consumo energético, implementado en paralelo a una solución de autogeneración, eficiencia energética en sus procesos productivos y administrativos.</li> <li data-bbox="509 1138 1406 1257">■ Implementar soluciones de calidad de la energía y excesos de energía reactiva, para disminuir el impacto a la red de distribución.</li> <li data-bbox="509 1295 1406 1415">■ Implementar soluciones de autogeneración dimensionada para autoabastecer sus requerimientos de energía eléctrica, con mínimos excedentes de energía hacia la red.</li> </ul>

Continuación Tabla 2.2: Principales motivadores actividad de autogeneración.

Motivador	Descripción
<b>Económico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="581 401 1482 478">■ Disminuir los gastos del servicio de energía eléctrica, reduciendo la energía demandada de la red.</li> <li data-bbox="581 516 1482 594">■ Nuevos modelos de negocio sostenibles (certificados verdes, ingresos al ejecutar como proyectos como EPC).</li> <li data-bbox="581 632 1482 709">■ Ampliar la capacidad de producción optimizando los gastos del servicio de energía.</li> <li data-bbox="581 747 1122 781">■ Aprovechar los incentivos tributarios.</li> <li data-bbox="581 819 1482 896">■ Aprovechar áreas con un menor costo de oportunidad (techos, terrenos, áreas en desuso, etc).</li> <li data-bbox="581 934 1482 1012">■ Comprar energía más económica y de cero emisiones de CO<sub>2</sub>equ en su operación.</li> <li data-bbox="581 1050 1482 1165">■ Cero inversión o mínima inversión al contratar un PPA e invertir en su actividad principal, para crecer en su mercado objetivo natural (razón social de la organización).</li> <li data-bbox="581 1203 1482 1281">■ Mecanismo para protegerse de los incrementos de la tarifa de energía eléctrica.</li> <li data-bbox="581 1318 1482 1434">■ Aprovechar el músculo financiero, administrativo, técnico, operativo y trasladar los riesgos al contratar un PPA, con una empresa sólida y conocida en la región.</li> <li data-bbox="581 1472 1482 1682">■ Ofertas de valor asequibles para contratar el EPC (oferta integral – eficiencia energética –), de este tipo de soluciones a empresas sólida y conocidas en la región, que han desarrollado la actividad durante muchos años en el sector eléctrico (Servicios de postventa, confianza y transparencia).</li> </ul>

---

Continuación Tabla 2.2: Principales motivadores actividad de autogeneración.

Motivador	Descripción
<b>Técnico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Aumentar la confiabilidad, seguridad y resiliencia del SIN.</li> <li>■ Disminuir pérdidas de energía.</li> <li>■ Conocer la tecnología y su operación (proyectos piloto o académicos).</li> <li>■ Proyectos de investigación y desarrollo de nuevos modelos de negocio.</li> <li>■ Aprovechar la flexibilidad del SIN y la complementariedad que estas fuentes brindan en la matriz energética del país.</li> <li>■ Mantenimiento de bajo costo comparado con tecnologías de generación convencionales.</li> </ul>
<b>Política pública</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Aplicar los instrumentos normativos que la CREG, el CNO, el CAC, la UPME y el Gobierno (ministerios) disponen para la implementación de soluciones de autogeneración.</li> <li>■ Dar cumplimiento a las exigencias del Gobierno Nacional, frente a la transición energética.</li> <li>■ Aprovechar los recursos públicos del <b>FENOGE</b> y financiación con buenas tasas de interés.</li> <li>■ La oportunidad de ofrecer soluciones integrales a grandes consumidores.</li> </ul>

---

Final de Tabla 2.2

---

A continuación, se presentan los **Inputs** del modelamiento financiero, como resultado de la identificación de los motivadores:

**■ Inputs de los motivadores:**

- I. Caracterización del usuario no regulado, sus motivadores, políticas y visión del negocio.
- II. Desarrollo de ingeniería conceptual, exclusiva para las condiciones y áreas útiles del usuario.
- III. Costos de la tarifa y matriz de consumos de energía horaria del usuario no regulado.

## 2.4. Potencial energético

Al evaluar el potencial energético de un sitio o emplazamiento (área de estudio), para la generación por medio de tecnologías solar fotovoltaica o eólica, es importante conocer el recurso natural, en principio la velocidad del viento (m/s) y la irradiancia horizontal global (W/m<sup>2</sup>), entre otras variables ambientales y geográficas locales del sitio de instalación de la solución energética (temperatura, densidad, humedad relativa, precipitaciones, entre otros parámetros de interés), medidos en el tiempo (series de tiempo), que son aprovechadas para producir energía renovable solar y eólica (denominado potencial energético).

Estas series de tiempo pueden ser medidas en sitio, por medio de una campaña de medición (instalar sensores, sistema de almacenamiento de información y estudios previos) –información primaria - o por medio de base de datos satelitales – información secundaria- o mediante una combinación de ambas fuentes de información primaria y secundaria (extrapolación de información). Lo ideal es contar con al menos diez (10) o más años de información primaria o un (1) año de información primaria y diez (10) años de información secundaria [27] - [28], con medición cada diez (10) minutos, pero lo anterior, representa invertir en una campaña de medición y aplazar la implementación del proyecto por lo menos un (1) año, por lo tanto, para proyectos menores de autogeneración o generación distribuida (capacidad menor a 5 MW), se utilizan las siguientes fuentes de información secundaria reconocidas y referenciadas por el CNO en los acuerdos 1042 de 2018 y 1319 de 2020:

**✓ Solar:**

- NREL - Base de datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB)
- SolarGis
- Meteonorm
- PVGIS
- IDEAM

✓ Eólico:

- 3Tier
- Wind Navigator
- Vortex
- NREL - Base de datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB)
- IRENA
- DTU
- IDEAM - UPME

Cabe resaltar:

1. La información del IDEAM en general presenta alta incertidumbre por la calidad de los datos [29].
2. La serie de NREL tiene un error de sesgo medio de 20,2 % con respecto a IDEAM (sobre estimación) [29].
3. La serie de SolarGis tiene un error de sesgo medio de 24,6 % con respecto a IDEAM (sobre estimación), en las partes montañosas de Colombia, en las llanuras el sesgo de esta fuente de información es alrededor del 5 % de errores de sesgo [29].
4. La estimación de energía eólica utilizando series de información secundaria presenta un alto nivel de incertidumbre del orden de  $\pm 50$  %, lo que indica que se requiere ejecutar una campaña de medición en sitio, por la alta incertidumbre de estas bases de datos [30].
5. Se estima que un error en la exactitud del  $\pm 5$  % en la medición de la velocidad del viento puede generar  $\pm 10$  % de imprecisión en la generación de energía eólica [30].

Por lo anterior, para el recurso solar, se tiene en cuenta la información secundaria la base de datos de NREL (NSRDB), teniendo presente que para la implementación de generación eólica a pequeña escala (eje vertical), es necesario implementar una campaña de medición en sitio, es decir, que la información secundaria del potencial eólico, solo servirá para realizar un análisis preliminar de pre-factibilidad para el desarrollo de la campaña de medición, y una vez se cuente por lo menos con un año de información primaria, medida en sitio de las



variables de interés para el desarrollo de generación eólica, se evalúa la factibilidad de la generación eólica a pequeña escala.

Por otro lado, para la implementación de almacenamiento de energía electroquímica (batería de iones de litio u otras tecnologías), es pertinente realizar un estudio de mercado y vigilancia tecnológica, que permita identificar los costos de la tecnología y los servicios que esta puede brindar para su ejecución, por lo tanto, al igual que en la incorporación de energía eólica, el almacenamiento de energía electroquímica son tecnologías que requieren mayor análisis para su implementación que la tecnología solar. Por tales razones, en este proyecto de grado se desarrollo una herramienta que solo contempla soluciones de autogeneración con tecnología solar fotovoltaica.

## 2.5. Caracterización usuario no regulado

En Colombia un usuario no regulado está caracterizado principalmente por las siguientes condiciones [31]:

- I. Debe formar parte del mercado competitivo, ser representado por un comercializador (frontera de entrada y/o salida) y comercializador y/o generador (frontera de salida), según sea el caso.
- II. Persona natural o jurídica que supere los límites de potencia ( $> 0,1$  MW) y/o energía consumida ( $> 55$  MWh/mes).
- III. Instalar un equipo de medida con telemedida, con **medición horaria**, en caso de ser un Autogenerador este equipo debe ser bidireccional (habilitar canales de salida o instalar un equipo nuevo), adicionalmente cumplir con lo establecido en el código de medida (CREG 038 de 2014).
- IV. Están sujetos al pago de contribución solidaria los usuarios no regulados de los sectores industrial y comercial ( $\leq 20\%$ ), cuya aplicación o excepción del pago se establece en la normativa vigente y cuya base del cálculo es el consumo facturado.
- V. La compra de energía es pactada libremente entre comprador (usuario no regulado) y vendedor (comercializador) a un precio acordado, componentes de  $G_m$  (generación) y  $C_{vm}$  (Comercialización), las demás componentes de la tarifa son reguladas.
- VI. Los contratos de compra de energía, deben tener una duración mínima de un (1) año, la demanda no regulada en Colombia suele contratar su demanda por periodos máximo de hasta 5 años. Por ende firmar un contrato PPA cuya duración puede ser de 12,

15 o hasta 20 años, es un cambio disruptivo en el mercado minorista de energía en Colombia.

Adicionalmente para caracterizar al usuario no regulado, es necesario tener información primaria relacionada a continuación:

1. Identificación y caracterización de áreas útiles:

- a) Planos arquitectónicos, ortofoto y levantamiento en 3D con fotogrametría (preferiblemente).
- b) Planos estructurales y análisis de la capacidad portante de la estructura (análisis estructural).
- c) Planos unifilares e información primaria para el desarrollo del estudio de conexión simplificado y la solicitud de conexión con base a los lineamientos de la Circular CREG 21 de 2022 y la Resolución CREG 174 de 2021.
- d) El tipo de cubierta o loza de concreto.
- e) Ficha catastral y POT municipal (análisis predial), en caso de construcción de soluciones en terreno.
- f) Análisis social y ambiental (ubicación, área de influencia, permisos de aprovechamiento), en caso de construcción de soluciones en terreno.
- g) Servidumbres constituidas (vías, oleoductos, redes eléctricas, otras) y restricciones ambientales (áreas protegidas o cuerpos de agua), en caso de construcción de soluciones en terreno.
- h) Estudios previos de áreas útiles en terrenos o lotes:
  - Levantamiento topográfico.
  - Estudios geotécnicos.
  - Estudio hidrogeológico.
  - Pruebas Pull out Test.

2. Identificación y caracterización de redes eléctricas internas:

- a) Definir la propiedad de los activos eléctricos del usuario.
- b) Identificar áreas disponibles para instalación de equipos (potencia y comunicación) y protecciones.
- c) Medición con analizador de redes en diferentes puntos.

- d)* Medición del sistema de puesta a tierra existente.
- e)* Unifilar existente y proyectado (calibres y tipos de conductores, longitud de conductores, generadores, transformadores).
- f)* Esquema de protecciones de los centros de consumo (estudio de coordinación de protecciones existente).
- g)* Caracterización de las cargas (iluminación, motores, transformadores, entre otras) y equipos de compensación.

### 3. Caracterización de la demanda:

- a)* Matriz de consumo anual.
- b)* Demanda anual de por lo menos 5 a 10 años (opcional).
- c)* Salidas por mantenimiento programados o paradas.
- d)* Disponibilidad de la red.

### 4. Identificar y caracterizar la compra de energía de los usuarios no regulados:

- a)* Representante de la frontera comercial de entrada (comercializador que los atiende).
- b)* Los bloques de energía contratados, en caso de contar con este tipo de condición en el contrato.
- c)* El plazo de los contratos (años en los cuales tiene contratada la energía demandada).
- d)* Si tiene límites o penalizaciones (piso o techo en el contrato).
- e)* Tiene alguna restricción por la entrada de generación, para desarrollar la actividad de autogeneración en el contrato.
- f)* Conocer con que indexador tiene contratada la energía demandada.
- g)* Precio esperado del PPA de la autogeneración (Fecha de Puesta en Operación).
- h)* El usuario no regulado está interesado en contratar un EPC o un PPA.
- i)* El usuario no regulado presenta excesos de reactiva (demandada o entregada).
- j)* El usuario cuenta con autogeneración existentes.

Por otro lado, un usuario no regulado, al atender sus requerimientos energéticos (demanda), por medio de una solución de autogeneración que atienda parcialmente su demanda, ya sea por contrato EPC o contrato PPA, debe tener presente las siguientes consideraciones:

1. Los activos de la solución de autogeneración en el EPC, serán de propiedad del usuario no regulado.
2. En el contrato PPA, los activos de generación son de propiedad del agente legalmente constituido en el mercado, que debe realizar la gestión de los activos, la operación y el mantenimiento.
3. El comercializador que lo atiende, está obligado a recibir los excedentes del AGPE o estos se pueden vender en el mercado a precio de bolsa o a un precio pactado libremente con un agente del MEM.
4. Si el proyecto es un AGGE, la frontera de salida debe ser representada por un generador que por medio de un acuerdo entre las partes negocie esta energía en el MEM.
5. El usuario no regulado, tiene la libertad de contratar la demanda (importaciones de energía) que no cubra con la solución de autogeneración, con cualquier comercializador que tenga la capacidad de atenderlo y este legalmente constituido en el mercado.

## 2.6. Solicitud de conexión

De conformidad con la regulación vigente [3], para proyectos con capacidad mayor a 100 kW, con la finalidad de desarrollar la actividad de autogeneración en Colombia, es necesario solicitar ante el Operador de Red (OR), el punto de conexión (capacidad de transporte), mediante la presentación técnica del proyecto. Por lo tanto, a continuación, se presenta un resumen general de los requisitos técnicos de conexión y la información primaria de la red de distribución requerida:

**Tabla 2.3:** Requerimientos técnicos de conexión de Autogeneración al SIN.

Ítem	Check List	Observación
1	Coordinación de protecciones	Acuerdo CNO 1602 de 2022
2	Requisitos de pruebas y verificación de parámetros de conexión	Acuerdo CNO 1549 de 2022
3	Programa de generación	Aplica para AGGE con excedentes (Resolución CREG 25 de 1995)
4	Supervisión desde el centro de control del OR	Acuerdo CNO 1556 de 2022

Continuación Tabla 2.3: Requerimientos técnicos de conexión de Autogeneración al SIN.		
Ítem	Check List	Observación
5	Estudio de conexión simplificado	Aplica para AGPE y AGGE con capacidad mayor a 100 kW y capacidad declarada menor a 5 MW, con entrega de excedentes a la red. (Circular CREG 21 de 2022)
6	Diligenciar formato CNO conexión simplificado	El OR lo dispone en su página web (Circular CREG 21 de 2022); Cuando entre en funcionamiento la ventanilla única que implementa y gestiona la UP-ME, se debe gestionar la solicitud, por medio de esta plataforma.
7	Certificado de capacitación o experiencia (1 año de experiencia) en la instalación tipo.	Certificados por institución educativa acreditado o por una empresa con idoneidad para impartir este tipo de formación.
8	Control de inyección de excedentes	Manual de dispositivo de equipo limitador de excedentes hacia la red, si el inversor lo tiene incorporado, suministrar el manual del equipo.
9	Cumplimiento de normas para inversores	Certificado RETIE de producto, adicionalmente certificado de organismo internacional. Esto de conformidad en lo reportado en el formulario de conexión.
10	Requisitos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)	Resolución MME 90708 de 2013; Documentos de diseño (unifilares y distancias de seguridad) y Certificación plena RETIE (inspección más declaración de cumplimiento).
11	Participación en regulación de tensión, entre otros requerimientos de conexión y operación en el SDL de proyectos solares y eólicos.	Resolución CREG 101_11 de 2022 Conexión y operación 1 MW AGGE < 5MW, proyectos solares y eólicos. Curva de capacidad del proyecto.

Final de Tabla 2.3

Estos requerimientos anteriormente listados, aplican dependiendo de la capacidad instalada, teniendo en cuenta que son soluciones con capacidad mayores a 1 MW y menores a 5 MW de capacidad declarada, la mayoría de estos aplica de conformidad con la regulación vigente.

A continuación, se presentan los principales aspectos a tener en cuenta, para la elaboración del estudio de conexión simplificado:

**Tabla 2.4:** Información primaria de la red para el estudio de conexión simplificado al SIN.

Ítem	Check List	Observación
1	Equivalentes de red	Subestación principal o subestaciones aledañas dependiendo el nivel de tensión y la capacidad a instalar
2	Topología de la red	Unifilar del SDL y/o STR, incluyendo distancias de conductores, calibres de conductores, transformadores, compensaciones, protecciones, parámetros eléctricos de la red, condiciones operativas y despachos típicos. Si presenta excedentes y su capacidad nominal instalada lo amerite, información del STN.
3	Generadores existentes y proyectados en el área de influencia de la solicitud de conexión.	Parámetros técnicos de generación y autogeneración conectada en el SDL y/o SRT cercanos al punto de conexión.
4	Protecciones y su capacidad de cortocircuito (Interruptores, Reconectadores y fusibles)	Niveles de corto de las protecciones.
5	Demanda subestaciones aledañas (demanda horaria) y proyección de la demanda.	Se debe suministrar la demanda asociada de las redes a modelar.
6	Despachos típicos de generación (generación existente y futura, reportes por XM).	En caso de ser necesario, se suministra la generación y sus despachos típicos en el SDL, STR y STN.

Como complemento a lo anterior, bajo criterios de buenas prácticas de ingeniería y lo establecido en la regulación vigente, es pertinente considerar lo siguiente:

- ✓ Cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique, relacionado con calidad de la potencia. Para lo cual se debe hacer un análisis de calidad de la potencia.
- ✓ Realizar análisis de corrientes de falla o capacidad de cortocircuito del punto de conexión y barras aledañas, teniendo en cuenta que los equipos de protección y maniobra deben ser superiores al nivel máximo de falla en el punto de conexión.
- ✓ El factor de potencia de la instalación con o sin solución de autogeneración debe ser superior a 0,90. Para lo cual es necesario realizar un análisis de compensación de energía reactiva.
- ✓ Los diseños deben cumplir norma técnica (IEC, ANSI, NEC), alineada a las normas de diseño adoptados por los Operadores de Red, en específico lo establecido en el RETIE y la NTC 2050.
- ✓ Realizar medición y análisis del sistema de puesta a tierra existente, adicionalmente, diseñar el sistema puesta a tierra de la solución de autogeneración bajo los cálculos y metodologías establecidas en las normas IEEE 80 y la Guía IEEE C6292.4 o aquellas que las modifiquen.
- ✓ El agente comercializador y/o generador, representante de la frontera de salida debe garantizar, que los equipos instalados de la solución de autogeneración estén debidamente coordinados (protegidos) para cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad eléctrica durante la operación de la solución de autogeneración.
- ✓ Coordinar con el comercializador que representa la frontera de entrada, el Operador de Red y el usuario no regulado, las pruebas y puesta en servicio de la solución de autogeneración.
- ✓ Validar y verificar que la medida instalada cumple con lo establecido en el código de medida (CREG 038 de 2014), en caso contrario, la medida debe ser normalizada para que cumpla con el código.

## 2.7. Demanda de energía

Teniendo en cuenta, que para los usuarios no regulados en Colombia, es obligatorio la instalación de una medida horaria (tele medida), se podría contar con por lo menos un año de mediciones horarias de la demanda del usuario (matriz de consumo anual), adicionalmente, la demanda anual de por lo menos diez (10) años (opcional); lo anterior, con la finalidad de

estimar el comportamiento del consumo de energía del usuario, por medio de un análisis estadístico determinístico y proyectarlo en el tiempo.

## **2.8. Generación solar fotovoltaica**

Mediante el uso de software especializado como PVsyst, PVSol, helioscope, PVCASE entre otros, se realiza el dimensionamiento de la generación solar fotovoltaica, utilizando el potencial energético solar fotovoltaico extraído de la base de datos como la de NREL (NSRDB) del sitio en donde se ubica el usuario no regulado u otras bases de datos secundarias. Definiendo el tipo de inversor y panel a utilizar, la configuración de conexión, un análisis de sombras y las pérdidas de la solución solar fotovoltaica del caso de estudio, entre otras consideraciones de diseño, para el dimensionamiento de la solución de autogeneración solar fotovoltaica, como también el levantamiento de la información primaria y secundaria del usuario no regulado, como la capacidad en transformación y la capacidad de la acometida que alimenta la demanda del usuario no regulado.

## **2.9. Balance de energía (Generación – Demanda)**

El balance de energía está dado por el cruce horario entre la demanda de energía activa horaria (Matriz de demanda), registrada en la frontera comercial del usuario no regulado (por lo menos de un año) y la generación horaria de la solución de autogeneración (Matriz de generación), este último resultado de simulación con software especializado. Con lo cual se realiza un análisis horario con la finalidad de determinar el impacto en términos de energía por la entrada de la generación.

Por otro lado, cuando se desarrolla la actividad de autogeneración, se debe habilitar la medición por los cuatro canales del equipo de medida existente, adicional a lo anterior es muy buena práctica instalar una medida en las salidas de la generación instalada en sitio; con la finalidad de realizar seguimiento cuando la solución de autogeneración se encuentra en operación bajo una medida calibrada. Como ejemplo se presentan las siguientes gráficas (ver Figura 2.2), que representan un día del año, como balance de energía entre demanda y generación.

Para los demás años de operación del proyecto de autogeneración, el software especializado utilizado (ejemplo PVsyst) debe permitir calcular la degradación y reducción anual en la producción de energía, adicionalmente, la demanda también es variable durante la vida útil del proyecto, lo cual se calcula con la proyección anual de los históricos de la demanda, como se menciona anteriormente.



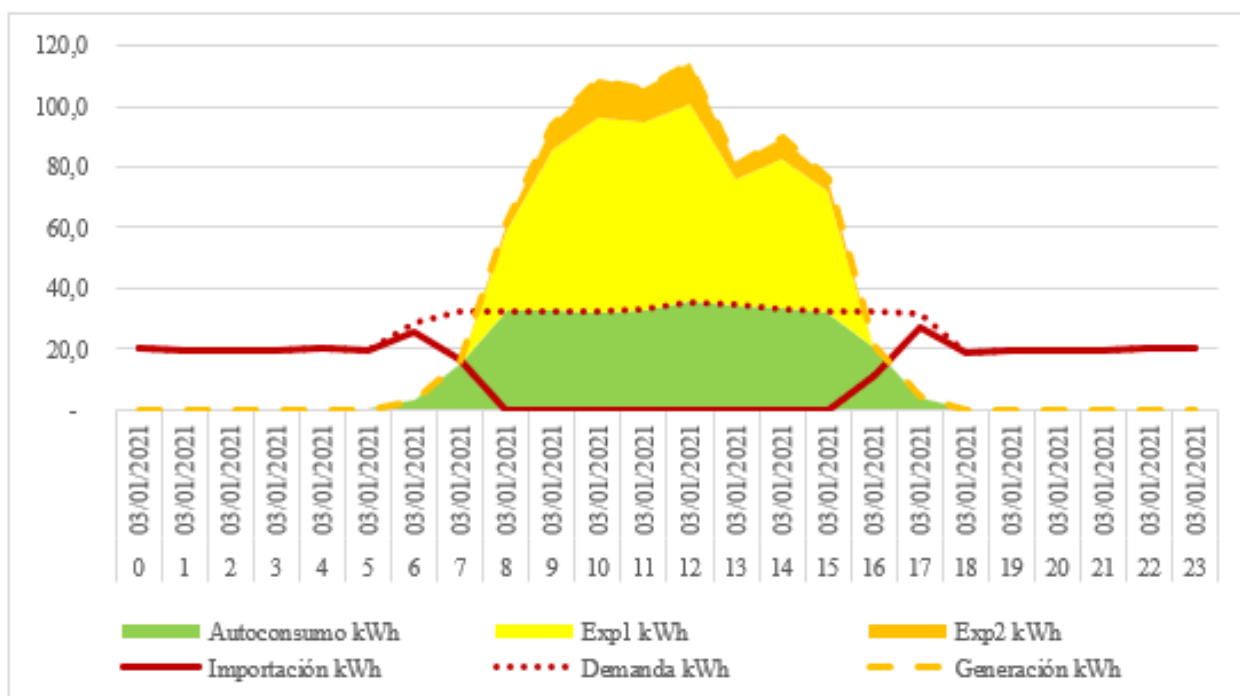


Figura 2.2: Balance energético equivalente al día 3 del primer año de operación.

## 2.10. Precios del mercado de energía

El mercado colombiano es un mercado mixto, es decir, un mercado de energía (mercado largo plazo y spot) y un mercado de capacidad (carga por confiabilidad), caracterizado por ser hidráulico en una mayor proporción (cercano al 70%), que depende de las condiciones de lluvia, correlacionadas con el nivel de temperatura superficial del mar (índice ONI), e igualmente con una capacidad importante térmica (cercano al 30%), lo que implica una volatilidad en los precios del mercado (Precio de Bolsa). Por lo tanto, en la actualidad para estimar los precios del mercado se realizan análisis estocásticos por medio de herramientas computacionales como SDDP (MPODE), considerando las variables del mercado (oferta y demanda), los proyectos futuros de generación, los precios de los combustibles, entre otras variables macroeconomicas, con la finalidad de proyectar costos estimados del precio de Bolsa, precio de formación del mercado regulado y el precio de generación para el mercado no regulado. Estos precios son incluidos en la herramienta desarrollada en este proyecto de grado como inputs del modelo.

En cuanto a la tarifa regulada, compuesta por 6 componente del Costo Unitario de energía (CUv(n,m,i,j) - \$COP/kWh -), son establecidas bajo Resoluciones CREG 119 de 2007, CREG

114 de 2018 y CREG 130 de 2019, cuyo objetivo es formar precios eficientes para el usuario final, por medio de convocatorias, subastas y formulas reguladas; para reconocer los costos de generación, los márgenes del comercializador, los cargos por uso de distribución y transmisión de la energía, las pérdidas del sistema y las restricciones del mismo sistema, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Cu(n, m, i, j) = G(m, i) + Cv(m, i, j) + Tm + D(n, m) + PR(n, m, i, j) + R(m, i) \quad (2.1)$$

**Donde:**

**n:** Nivel de tensión de conexión del usuario.

**m:** Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

**n:** Nivel de tensión de conexión del usuario.

**i:** Comercializador minorista.

**j:** Mercado de comercialización.

**Cu(n,m,i,j):** Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio \$/kWh.

**G(m,i,j):** Costo de compra de energía o costo de generación (\$/kWh).

**Cv(m,i,j):** Margen de Comercialización correspondiente (\$/kWh).

**Tm:** Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh).

**D(n,m):** Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh).

**PR(n,m,i,j):** Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh).

**R(m,i):** Costo de Restricciones y de Servicios asociados con la generación (\$/kWh)

Conforme con lo mencionado en la introducción del presente trabajo, las componentes **G(m,i,j)** y **Cv(m,i,j)**, para el mercado No Regulado son pactadas entre el usuario y el comercializador y/o generador que lo atiende bajo un acuerdo entre las partes, por lo general por periodos entre 3 a 5 años. Estas variables tambien son inputs de la herramienta.

## 2.11. Estructura modelamiento financiero

Para la estructura del modelamiento financiero es de gran importancia definir los ingresos, ahorros esperados, los costos de inversión y los gastos de inversión y los gastos operacionales, tanto para el EPC (compra de los activos – **visto desde el usuario no regulado**) y PPA (compra de la energía – **visto desde el usuario no regulado**):

**Tabla 2.5:** Estructura de Ingresos, ahorros, costos y gastos - Modelamiento financiero EPC.

Ítem	Descripción	Categoría	Definición
1	Autoconsumo y exportación tipo 1	Ingreso/Ahorro	Net Metering o Net Billing: Formula de liquidación CREG 174 de 2022, puede ser un ingreso la exportación tipo 1 o un ahorro depende como negocie con el comercializador que lo atiende, el autoconsumo se ve como un ahorro. Para proyectos con Capacidad mayor a 1 MW los excedentes son pactados a un precio de venta o son liquidados a precio de bolsa.
2	Exportación tipo 2	Ingreso/Ahorro	Net Metering o Net Billing: Formula de liquidación CREG 174 de 2022, puede ser un ingreso o un ahorro depende como negocie con el comercializador que lo atiende. Para proyectos con Capacidad mayor a 1 MW los excedentes son pactados a un precio de venta o son liquidados a precio de bolsa.
3	Certificados I-REC o Bonos de Carbono	Ingreso/Gasto para mitigar huella de carbono	Para proyectos con capacidad mayor a 1 MW, se considera la transacción de certificados I-REC o bonos de carbono, como otros ingresos u otros gastos dependiendo cual es la finalidad del Auto-generador. Ya sea que los venda o que los utilice para alcanzar la carbono neutralidad (mitigar).

Continuación Tabla 2.5: Estructura - <b>Modelamiento financiero EPC.</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Categoría</b>	<b>Definición</b>
4	Importaciones de energía para atender el consumo de energía.	Gasto operativo	Energía que toma de la red para atender demanda, que no es cubierta por la solución de autogeneración. Causados a la tarifa del servicio de energía.
5	OPEX (AO y M y gestión de activos)	Gasto	Gastos anuales generados para mantener los activos de la solución de autogeneración.
6	CAPEX de inversión y pólizas o garantías	Costo	Valor de adquisición, construcción, ingeniería y puesta en operación comercial. Cubrimiento de garantía de la obra.
7	CAPEX exclusiones del proyecto	Costo	Valor de activos asociados a la generación como costo de sistemas de compensación, líneas de vida, accesos entre otros. Que por lo general el EPC no ejecuta.
8	CAPEX de sostenimiento	Costos	Capital de trabajo en reparaciones mayores o remplazo de equipos por falla no cubierto en periodos de garantía o por termino de vida útil. Incluye en algunos casos los costos de la disposición final en el término de la vida útil del proyecto.

Continuación Tabla 2.5: Estructura - <b>Modelamiento financiero EPC.</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Categoría</b>	<b>Definición</b>
9	Cobros de energía reactiva	Gasto	Liquidación por parte del comercializador y Distribuidor local (OR), el cobro por excesos de energía reactiva que toma en exceso de la red y que exporta a la red. Lo ideal es instalar una solución de compensación y participar en el control de tensión como generador conectado al sistema, conforme con lo establecido en la regulación vigente, para lo cual se requiere la inatación de un equipo (control local) en la frontera del usuario para establecer un lazo de control entre el inversor y el punto de conexión del usuario.
10	Cargo de respaldo de red	Gasto	Para proyectos con capacidad mayor a 100 kW, el usuario debe contratar capacidad de respaldo de red, al costo de cargo de distribución.
11	Cargo de conexión	Gasto/costo	En caso de ampliación o repotenciación de los activos de la red del SDL para permitir la conexión de la generación y que esta inversión la ejecute el distribuidor se genera un gasto por cargo de conexión anual, pero si la inversión la asume el auto generador esto será un costo de inversión.

Continuación Tabla 2.5: Estructura - <b>Modelamiento financiero EPC.</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Categoría</b>	<b>Definición</b>
12	Impuestos causados, GMF, ICA o Retención	Gastos	Estos gastos son causados por pagos e ingreso, al realizar transacciones financieras.
13	Representación de frontera comercial	Gasto	Para los proyectos con capacidad mayor a 1 MW o en caso de que las exportaciones se vendan a un comercializador, se debe representar la frontera por un agente del mercado, al cual hay que reconocerle los costos del mercado.
14	Incentivos tributarios	Ahorros	Exclusión o devolución de IVA, Deducción de renta y depreciación acelerada. Son los incentivos tributarios que son más utilizados para estos proyectos de autogeneración y que apalancan el retorno de la inversión.
15	Tarifa UPME	Gasto	Para acceder al certificado por la evaluación de la certificación de incentivos, la UPME cobra una tarifa la cual esta establecida en la Resolución UPME 319 de 2022. Que depende de la capacidad a instalar.
16	Servicio de la deuda (intereses)	Gasto	En caso de financiar el proyecto por medio de deuda, el banco cobra una tarifa por los fondos prestados para apalancar la ejecución y puesta en operación comercial la solución de autogeneración.

Continuación Tabla 2.5: Estructura - **Modelamiento financiero EPC.**

Ítem	Descripción	Categoría	Definición
Final de Tabla 2.5			

**Tabla 2.6:** Estructura de Ingresos, ahorros, costos y gastos - **Modelamiento financiero PPA.**

Ítem	Descripción	Categoría	Definición
1	Pago por lo generado	Gasto	Pago a un precio pactado por la energía generada de la solución de autogeneración.
2	Importaciones de energía para atender el consumo de energía.	Gasto operacional	Energía que toma de la red para atender demanda, que no es cubierta por la solución de autogeneración. Causados a la tarifa del servicio de energía.
3	Autoconsumo y/o créditos de energía	Ahorro	Diferencia Cantidad por Volumen (PxQ) entre lo generado, lo importado y los créditos de energía cruzados para proyectos menores a 1 MW.
4	Exportaciones de energía	Ingresos	En caso de negociar los excedentes a un precio definido o que el proyecto sea mayor a 1 MW, los excedentes se transan en el mercado de energía. Lo que se convertirá en un ingreso para el Autogenerador. Adicionalmente los excedentes tipo 2 para proyecto menores a 1 MW, estos se reconocen a precio de Bolsa.

Continuación Tabla 2.6: Estructura - <b>Modelamiento financiero PPA.</b>			
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Categoría</b>	<b>Definición</b>
5	Venta de certificados I-REC o Bonos de Carbono	Ingreso/Gasto	Para proyectos con capacidad mayor a 1 MW, se considera la transacción de certificados I-REC o Bonos de Carbono, como otros ingresos o otros gastos. Ya sea que los venda o que los utilice para alcanzar la carbono neutralidad (mitigar), en el caso que se utilice para mitigar emisiones, estos gastos se reflejaran en un incremento en la tarifa del PPA pactado entre las partes.
6	CAPEX exclusiones del proyecto	Costo	Valor de activos asociados a la generación como costo de sistemas de compensación, líneas de vida, accesos, cambios o repotenciación de cubiertas entre otros. Que por lo general en el PPA, no se encuentran cuantificados y deben ser ejecutados por el usuario no regulado o Autogenerador.
7	Cobros de energía reactiva	Gasto	Liquidación por parte del comercializador y Distribuidor local (OR), el cobro por excesos de energía reactiva que toma en exceso de la red y que exporta a la red. Lo ideal es instalar una solución de compensación y participar en el control de tensión como generador conectado al sistema, conforme con lo establecido en la regulación vigente.



Continuación Tabla 2.6: Estructura - <b>Modelamiento financiero PPA.</b>			
Ítem	Descripción	Categoría	Definición
8	Cargo de respaldo de red	Gasto	Para proyectos con capacidad mayor a 100 kW, el usuario debe contratar capacidad de respaldo de red, al costo de cargo de distribución.
9	Cargo de conexión	Gasto/costo	En caso de ampliación o repotenciación de los activos de la red del SDL para permitir la conexión de la generación y que esta inversión la ejecute el distribuidor se genera un gasto por cargo de conexión anual, pero si la inversión la asume el auto generador esto será un costo de inversión.
10	Representación de frontera comercial	Gasto	Para los proyectos con capacidad mayor a 1 MW o en caso de que las exportaciones se vendan a un comercializador, se debe representar la frontera por un agente del mercado, al cual es necesario reconocer los costos del mercado.
11	Servicio de la deuda costos de exclusiones del proyecto (intereses)	Gasto	Cubrir los gastos financieros por las inversiones requeridas por las exclusiones del proyecto.
Final de Tabla 2.6			

Una vez definidos estos rubros y los indexadores e indicadores macroeconómicos, se establece el flujo de caja proyectado del caso de estudio (ver ejemplo Figura 2.3 y Figura 2.4), para valorar la factibilidad financiera, utilizando los inputs, escenarios y sensibilidades

propuestas e identificadas anteriormente en el análisis normativo, el análisis de riesgos, los motivadores y la ingeniería del proyecto. Adicionalmente se establece la duda del proyecto (dimensionamiento de la deuda), la estructura de capital, el tenor de la deuda o periodo de amortización y por ultimo, los ratios que definen si el proyecto es capaz de generar ingresos o ahorros suficientes para pagar la deuda y los intereses de misma [32]. Siendo uno de los apalancadores más importantes para este tipo de proyectos y su factibilidad, la solicitud de inventicos tributarios establecidos por la política pública en Colombia.

A continuación, se relacionan las métricas e indicadores utilizados en la herramienta desarrollada en este proyecto de grado, para la evaluación financiera y el análisis de bancabilidad:

- Valor Presente Neto.
- Tasa Interna de Retorno.
- Payback Proyecto o periodo de recuperación de la inversión.
- Rentabilidad.
- Dimensionamiento de la Deuda (Sculpted Debt).
- DSCR: refleja la capacidad de cubrir el servicio de la deuda en el momento en el que se está efectuando dicho servicio.
- LLCR: refleja la capacidad que tiene el proyecto, durante el tenor que le queda, para cubrir (en valor presente) el saldo adeudado.
- PLCR: refleja la capacidad que tiene el proyecto, durante la vida que le queda al mismo, para cubrir (en valor presente) el saldo.
- WAL: es el tiempo promedio ponderado que se toma el proyecto, en amortizar el 50 % del capital adeudado.

A manera de ejemplo, a continuación se presentan dos gráficos con el comportamiento general de sus diferentes etapas de los flujos de caja de las proyecciones financieras y el comportamiento de los flujos de dinero de un proyecto de inversión:

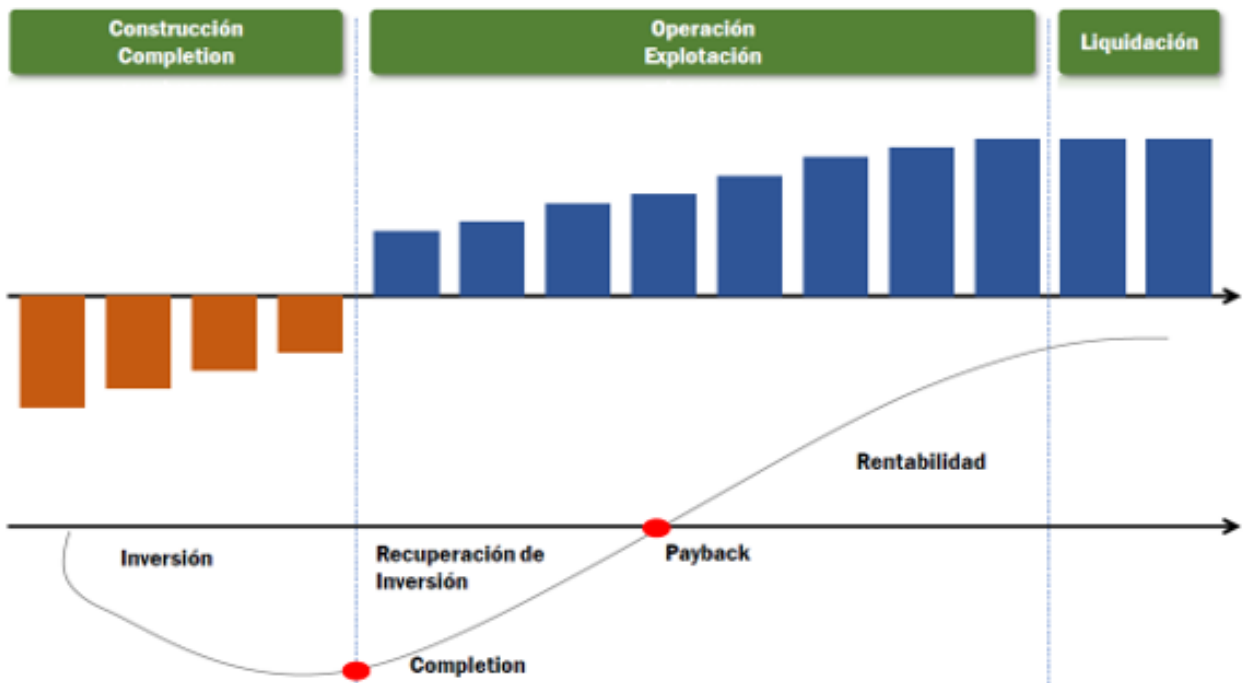


Figura 2.3: Flujo de caja acumulado del proyecto, elaborado por: Carlos Mario Arango L [32].

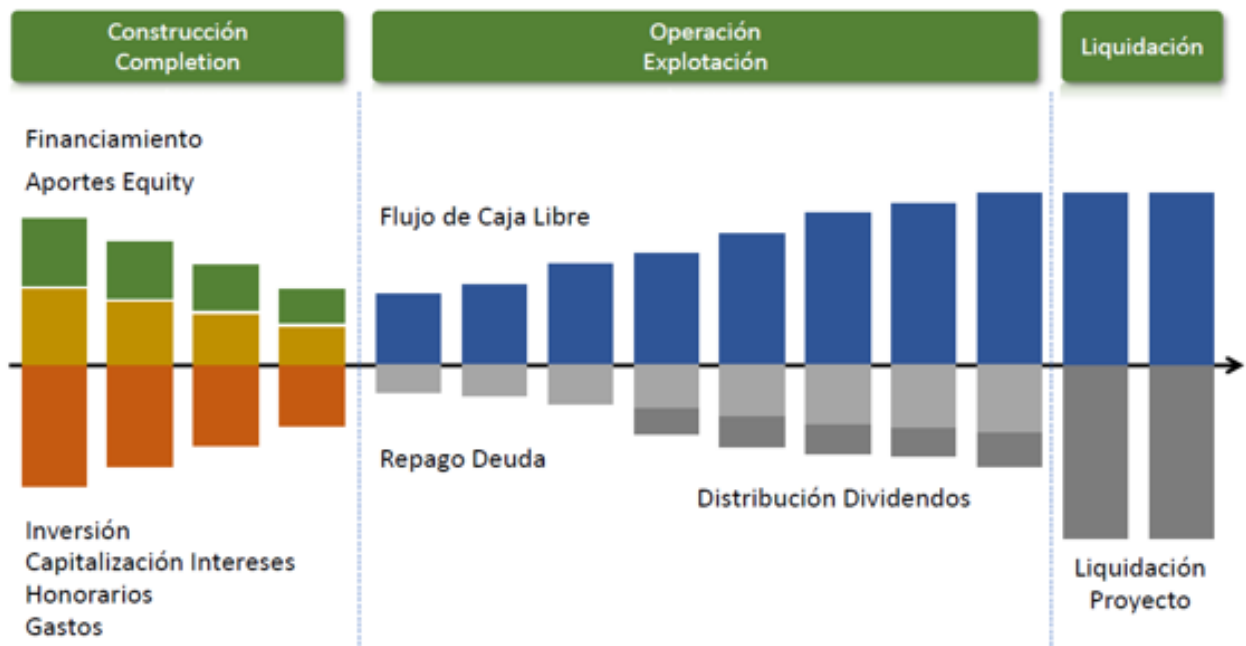


Figura 2.4: Estructura General del Flujo de Caja del Proyecto, elaborado por: Carlos Mario Arango L [32].



---

## Capítulo 3

# Modelos del sistema

---

En este capítulo, se muestran las consideraciones, las premisas y la estructura del modelamiento, con el cual se logra alcanzar los objetivos trazados.

### 3.1. Modelamiento de los ingresos y ahorros esperados

La regulación vigente estipula las alternativas de entrega de excedentes y el reconocimiento de estos (liquidación), para proyectos de autogeneración en Colombia, cuyo modelo es la base para el cálculo de los ahorros e ingresos. A continuación, se presentan las ecuaciones 3.1. y 3.2, las cuales son utilizadas para liquidar los excedentes de energía de soluciones de autogeneración que utilizan FNCER [1] - [3]:

- Para proyectos mayores a 100 kW y menores a 1 MW:

$$\begin{aligned} VE(i, j, n, m, u) &= (Exc1(i, j, m, u) - Imp(i, j, m, u)) * CUv(n, m, i, j) \\ &- [(Exc1(i, j, m, u) * (Cv(m, i, j) + Tm + D(n, m) + PR(n, m, i, j) + R(m, i))] \\ &+ \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exc2(i, j, m, u) * Pbolsa(h, m) \end{aligned} \tag{3.1}$$

**Donde:**

**u:** Usuario u.

**VE(i,j,n,m,u):** Valoración del excedente del AG u (en \$), en el mes m, que se encuentra en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i.

**Exc1**(i,j,m,u): Excedente de energía horaria acumulada en el mes m con fines de uso del crédito de energía para el usuario u, que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i, en kWh.

**Imp**(i,j,m,u): Importación de energía acumulada en el mes m del usuario u, que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i, en kWh.

**CUv**(n,m,i,j): Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, en el mes m y en el nivel de tensión n (Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya).

**Cv**(m,i,j): Margen de comercialización en \$/kWh, en el mes m (Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya).

**Tm**: Costo por uso del STN en \$/kWh, en el mes m (Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya).

**D**(n,m): Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh, en el mes m y en el nivel de tensión n (Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya).

**PR**(n,m,i,j): Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en \$/kWh, en el mes m y en el nivel de tensión n (Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya).

**R**(m,i): Costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh, en el mes m (Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya).

**Exc2**(i,j,m,u): Todo excedente de energía en la hora h del AGPE u, en kWh, iniciando h en la hora hx para el mes m, en el mercado de comercialización j.

**Pbolsa**(h,m): Precio de bolsa en la hora h del mes m, en \$/kWh.

- Para proyectos mayores a 1 MW o proyectos mayores a 100 kW, con un precio de venta de los excedentes pactado con un agente comercializador y/o generador, que representa la frontera de salida (frontera de generación):

$$VE(i, j, n, m, u) = \sum_{h \in m} ExcT(h, i, j, m, u) * PP \quad (3.2)$$

**Donde:**

**VE**(i,j,n,m,u): Valoración del excedente del AG u (en \$), en el mes m, que se encuentra en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i.

**ExcT**(h,i,j,m,u): Excedentes de energía del Autogenerador u en la hora h en mes m, en kWh, que tienen precio pactado o venden a precio de bolsa o el precio acordado bajo libre entendimiento entre el usuario no regulado y el agente que representa la frontera.

**PP:** Precio de energía pactado para el Autogenerador que no aplican crédito de energía, este puede ser el precio de Bolsa (**Pbolsa(h,m)**).

Lo anterior, visto desde las fronteras comerciales (salida y entrada), la regulación vigente establece para la ecuación 3.1. un Net Metering como créditos de energía y establece para la ecuación 3.2 un Net Billing.

En cuanto a los ahorros netos por autoconsumo o cobertura de la generación de la solución de autogeneración en la demanda del Autogenerador (energía generada y consumida en sitio), se presenta las siguientes ecuaciones:

$$Imp(h, i, j, m, u) = \sum_{h \in m} (Dem(h, i, j, m, u) - Gen(h, i, j, m, u)) > 0 \quad (3.3)$$

**Donde:**

**Dem(i,j,m,u):** Demanda de energía acumulada en el mes m, del usuario u, que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i, en kWh.

**Imp(i,j,m,u):** Importación de energía acumulada en el mes m, del usuario u, que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i, en kWh.

$$Auto(i, j, n, m, u) = \sum_{h \in m} (Dem(h, i, j, m, u) - Imp(h, i, j, m, u)) > 0 * CUv(n, m, i, j) \quad (3.4)$$

**Donde:**

**Auto(i,j,n,m,u):** Valoración de la cobertura en la demanda del AG u (en \$), que no incluye los excedentes de generación, en el mes m, que se encuentra en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i.

**CUv(n,m,i,j):** Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, en el mes m y en el nivel de tensión n (Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya).

Con las ecuaciones 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4, se estiman los ingresos y ahorros esperados por el desarrollo de la actividad de autogeneración.

En cuanto a la comparación y validación de la reducción en los pagos facturados por la entrada comercial del proyecto, se presenta la ecuación 3.4:

$$Ing + Ahor(i, j, n, m, u) = (Dem(i, j, m, u) * CUv(n, m, i, j)) - VE(i, j, n, m, u) \quad (3.5)$$

**Donde:**

**Ing+Ahor**(i,j,n,m,u): Ingresos y ahorros esperados por la entrada del proyecto del AG u (en \$), en el mes m, que se encuentra en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i.

### 3.2. Modelamiento de la estructura de capital

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:

- Capital o Equity (aporte de los socios).
- 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, en donde la porción de capital y deuda requeridas por la implementación de un proyecto de autogeneración o generación cambia durante la vida útil del proyecto, es decir, que su comportamiento es dinámico.

Para calcular la estructura de capital, en este trabajo de grado se utiliza la teoría de Modigliani y Miller en su proposición II (1963) y la teoría William Sharpe o modelo CAM (1964), de acuerdo con las siguientes ecuaciones [32]:

$$ke = ku + (ku - kd) * D/E \quad (3.6)$$

**Donde:**

**ke:** costo del capital accionario.

**ku:** costo del capital accionario para una empresa no apalancada.

**kd:** costo de capital de la deuda.

**D:** valor de mercado de la deuda.

**E:** valor de mercado del capital accionario.

Modelo CAM (Capital Assets Pricing Model):

$$ku = Rf + \beta u * (Rm - Rf) \quad (3.7)$$

**Donde:**

**Rf:** Tasa Libre de Riesgo.



**Rm:** Rentabilidad del mercado accionario.

**u:** Riesgo del sector (no diversificable) - Beta del activo – de la actividad principal del usuario no regulado.

Por lo tanto, para calcular el costo promedio ponderado del capital (WACC), se utiliza la siguiente ecuación:

$$WACC = \frac{D}{D + E} * kd * (1 - Tx) + (1 - \frac{D}{D + E}) * ke \quad (3.8)$$

**Donde:**

**Tx:** Tasa del impuesto sobre utilidades Las demás variables mencionadas en las ecuaciones 3.6 y 3.7.

De acuerdo con la teoría de Krueger, Landier, Thesmar (2011), se utiliza el concepto de Rolling WACC, para descontar los flujos durante más de un periodo de tiempo, de acuerdo con la naturaleza de la estructura de capital del proyecto (flujos finitos), utilizando varias tasas de descuento [32] - [33].

### 3.3. Modelamiento de la deuda

Para el dimensionamiento de la deuda se utiliza el método de la deuda esculpida (**SCULPTED DEBT**), esto con la finalidad de determinar la máxima capacidad de endeudamiento del proyecto en estudio y el perfil de la deuda o gradiente de amortización (**BALLOON PAYMENT**). De tal modo que se busque minimizar los aportes de capital de los inversionistas y poder maximizar el retorno, bajo una estructura altamente apalancada principalmente con deuda.

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 (financiado).
- **Paso 3:** determinar con base en los flujos de caja acotados al tenor, que porción de dichos flujos se empleará para atender el servicio de la deuda, para esto se utiliza el 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.

La herramienta elaborada en Excel para este proyecto de grado permite hacer sensibilidad en la deuda, cambiando las condiciones de cobertura de la deuda misma (DSCR), el pedido de la deuda y la tasa de interés a la cual se está financiando el proyecto (fija o Variable).

### 3.4. Estructura de las proyecciones financieras

En este proyecto de grado, se plantean dos estructuras de flujos de caja vistos desde el usuario No Regulado, la primera es la estructura del EPC (ver Tabla 3.1) y la segunda es la estructura del PPA (ver Tabla 3.2) para un plazo de 25 años con la finalidad de realizar las comparaciones en el mismo periodo, sin tener en cuenta los estados financieros del interesado, planteando un análisis que solo considere los flujos del proyecto. En esencia, la viabilidad de un proyecto está en la capacidad de que este genere los ingresos suficientes para cubrir la deuda, los intereses de la misma, los impuestos y genere dividendos.

**Tabla 3.1:** Estructura del flujo de caja para el EPC.

Descripción flujo de caja EPC
Ahorro operacional EPC
Ingreso operacional EPC
Costos y Gastos operacionales
Impuestos operacionales
NOPLAT
Depreciación Acelerada
Inversión en capital de trabajo (CAPEX Sostenimiento y Exclusiones)
CAPEX de inversión
Flujo de Caja Libre Desapalancado (FCL)
Intereses Deuda
Desembolso Deuda

Continuación Tabla 3.1 Estructura del flujo de caja para el EPC.

<b>Descripción flujo de caja EPC</b>	
Amortización Deuda	
Beneficio tributario de la Deuda (BTD)	
Beneficio tributario Deducción de renta	
Beneficio tributario Exclusión del IVA	
Beneficio tributario Arancel (bienes importados, con arancel gravado)	
Flujo de Caja al Accionista (FCA)	
Saldo Inicial Deuda	
Desembolsos	
Amortización Deuda	
Saldo Final Deuda	
VP FCL@Ku	
VP BTD@Ku	
Valor Proyecto en Marcha t	
Incentivos tributarios ley transición energética	
APV (VPN FCL@Ku + VPN BTD@Ku - Inversión)	
VPN FCL@WACC	
VPN FCA@Ke	
Final de Tabla 3.1	

**Tabla 3.2:** Estructura del flujo de caja para el PPA.

<b>Descripción flujo de caja PPA</b>
Ahorros PPA
Ingresos PPA
Costos y gastos operacionales
Impuestos operacionales
NOPLAT
Depreciación Lineal
Inversión en capital de trabajo (CAPEX Sostenimiento)
CAPEX exclusiones del PPA
Flujo de Caja Libre Desapalancado (FCL)
Intereses Deuda

Continuación Tabla Estructura del flujo de caja para el PPA.	
<b>Descripción flujo de caja PPA</b>	
Desembolso Deuda	
Amortización Deuda	
Beneficio tributario de la Deuda (BTD)	
Flujo de Caja al Accionista (FCA)	
Saldo Inicial Deuda	
Desembolsos	
Amortización Deuda	
Saldo Final Deuda	
VP FCL@Ku	
VP BTD@Ku	
Valor Proyecto en Marcha t	
APV (VPN FCL@Ku + VPN BTD@Ku - Inversión)	
VPN FCL@WACC	
VPN FCA@Ke	
Final de Tabla 3.2	

### 3.5. Modelamiento del costo nivelado de energía LCOE

En este proyecto de grado, se calculo el LCOE (precio nivelado de energía) o precio de generación de energía del proyecto. Al encontrar el precio de generación con el cual el Valor Presente Neto es igual a cero ( $VPN=0$ ) y la TIR (Tasa Interna de retorno) se igual o cercano al WACC del periodo cero ( $TIR \approx WACC$ ), este último resultado con un error de  $\pm 1,5\%$ . Este calculo es realizado por medio de una macro de la herramienta desarrollada en Excel, que busca que el valor del VPN sea igual a cero, pero esto solamente es posible calculando el precio de oportunidad y el margen del retorno de inversión, para calcular los ingresos generados por el LCEO y los ingresos generados por el margen del retorno de la inversión, estos dos valores son la suma del ahorro esperado o ingresos de la solución de autogeneración en el flujo de caja de la modalidad EPC. Estos calculos se presentan bajo las siguientes expresiones matematicas:

$$Poportunidad(a) = \frac{VE(i, j, n, m, u)}{Egereda(a)} \quad (3.9)$$

**Donde:**

**P oportunidad (a):** Precio de oportunidad anual, por la energía generada (precio ponderado).

**VE(i,j,n,m,u):** Valoración del excedente del AG u (en \$), en el mes m, que se encuentra en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i. Calculado según lo presentado en las ecuaciones 3.1 y 3.2.

**E gereda(a):** energía generada anual por cada uno de los escenarios de generación del proyecto.

El precio de oportunidad es menor a la tarifa de energía de energía pagada por el usuario no regulado, es decir, menor que precio del CUv (Costo Unitario Variable - Cu(n, m, i, j)), teniendo en cuenta lo establecido en la regulación vigente y los volúmenes de excedentes de energía que no son reconocidas a tarifa plena.

Por lo tanto, el precio del margen del retorno de la inversión para una solución de auto-generación se calculo con la siguiente expresión:

$$PMargen(a) = Popertunidad(a) - PLCOE(a) \quad (3.10)$$

**Donde:**

**P Margen (a):** Precio del margen del retorno de la inversión o margen del retorno de la inversión anual.

**P LCOE (a):** Precio del LCEO anual, que en principio es un valor aleatorio que es calculado por la macro que vuelve el valor presente neto en cero.

En consecuencia el precios de opoetunidad esperado o precio ponderado de generación es igual a:

$$Popertunidad(a) = PLCOE(a) + PMargen(a) \quad (3.11)$$

Con estos dos precios calculados se encuentran los ingresos o ahorros esperados. Incorporandolos en las proyecciones financieras de la modalidad EPC.

Los ingresos o ahorros se calculan con la siguientes expresiones:

$$Ahor(a) = (PLCOE(a) + PMargen(a)) * Egereda(a) \quad (3.12)$$

**Donde:**

**Ahor(a):** Ahorros esperados anuales o ingresos de la solución de autogeneración por la energía generada en sitio anual. La cual atiende parte de los requerimientos de energía y/o genera excedentes de energía hacia la red a la cual se conecta el usuario no regulado.

En donde la variable de sensibilidad en la macro de excel para encontrar el valor presente igual a cero es el Precio del LCEO.

Con las proyecciones financieras que incluyen los ingresos que varían con el valor del LCOE, los Costos de inversión (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX), las variables macroeconómicas, los impuestos, la deuda, la tasa de interés, el servicio de la deuda, la tasa de descuento (Rolling WACC), entre otras variables como los incentivos tributarios, durante la vida útil del proyecto, se procede a encontrar el valor del LCOE el cual da como resultado un VPN igual a cero ( $VPN = 0$ ).

### 3.6. Estructura general de la herramienta

El modelo plasmado en la herramienta desarrollada en este trabajo de grado se resume de manera general y conceptual en la siguiente figura:

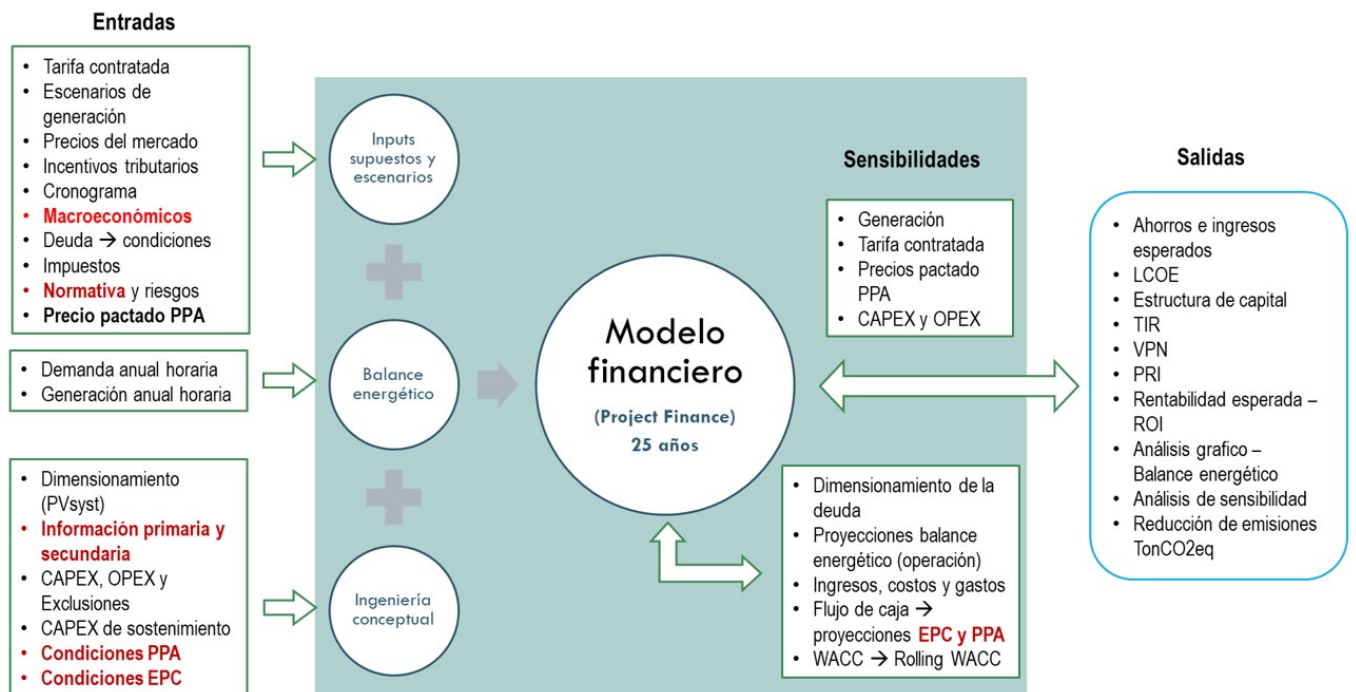


Figura 3.1: Modelo técnico y financiero

Para entender con mayor facilidad la herramienta elaborada en Excel, se presenta a continuación la descripción de las hojas de cálculo:

- **Portada:** encabezado y leyenda del modelamiento financiero, identificando por colores, entre otras condiciones de estilo del modelo, con la finalidad de interpretar con facilidad el modelo.



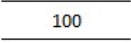
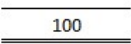

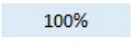
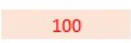
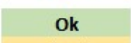
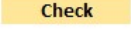
Leyenda del modelamiento		
Descripción	Diseño	Comentario u observación
Encabezado o separador		Encabezado de una tabla o separación de secciones
Límite de categoría		Separación de secciones de cola
Total o subtotal		Suma de elementos de arriba, incluyendo subtotales
Balance final		El saldo o cierre de una cuenta de control
Moneda expresada en millones	\$COP mm	Millones de pesos colombianos
<b>Condiciones iniciales</b>	<b>100</b>	Son condiciones de referencia inicial, tambien pueden ser datos de entrada
<b>Escenarios</b>	<b>100</b>	Son casillas en donde se evaluan diferentes escenarios
<b>Datos de entrada</b>	<b>100</b>	Son datos de entrada del modelo
Datos base de referencia	100	Son datos de referencia o validación del modelo, por lo general traídos de otras hojas o para control de formulas
Calculos o resultados	100	Son datos de salida resultado de un calculo aritmetico o programado
<b>Datos traído de otras hojas</b>	<b>100</b>	Son datos traídos de otras hojas, que pueden ser cualquiera de los anteriores.
Habilitadores		Son datos que habilitan un estado o condición
Comprobar total [%]		Son datos que comprueban una suma, por lo general porcentual
<b>Dato alerta</b>		Son datos que representan una condición de alerta o que son datos relevantes
Validación o check		Son comprobaciones dentro del modelo, para identificar errores o que las operaciones se encuentran bien
		

Figura 3.2: Leyenda del la herramienta

- **Tablero:** resumen general de los diferentes supuestos, inputs, escenarios, sensibilidades, gráficas y resultados tabulados.





**Análisis de sensibilidad y riesgos**

Sensibilidad de la Rentabilidad esperada del proyecto, por cambios en el CAPEX y OPEX - EPC												Sensibilidad de la Rentabilidad esperada del proyecto, por cambios en el CAPEX y OPEX - PPA																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
OPEX (ADM)	Rentabilidad esperada	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones										OPEX (ADM)	Rentabilidad esperada	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
		635.8 BCCP/mm	673.2 BCCP/mm	710.6 BCCP/mm	748.0 BCCP/mm	785.4 BCCP/mm	822.8 BCCP/mm	860.2 BCCP/mm	897.6 BCCP/mm	935.0 BCCP/mm	972.4 BCCP/mm			1009.8 BCCP/mm	1047.2 BCCP/mm	1084.6 BCCP/mm	1122.0 BCCP/mm	1159.4 BCCP/mm	1196.8 BCCP/mm	1234.2 BCCP/mm																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
7%	307.0 BCCP/mm	-8%	-9%	-5%	-2%	2%	5%	8%	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%	47%	50%	53%	56%	59%	62%	65%	68%	71%	74%	77%	80%	83%	86%	89%	92%	95%	98%	101%	104%	107%	110%	113%	116%	119%	122%	125%	128%	131%	134%	137%	140%	143%	146%	149%	152%	155%	158%	161%	164%	167%	170%	173%	176%	179%	182%	185%	188%	191%	194%	197%	200%	203%	206%	209%	212%	215%	218%	221%	224%	227%	230%	233%	236%	239%	242%	245%	248%	251%	254%	257%	260%	263%	266%	269%	272%	275%	278%	281%	284%	287%	290%	293%	296%	299%	302%	305%	308%	311%	314%	317%	320%	323%	326%	329%	332%	335%	338%	341%	344%	347%	350%	353%	356%	359%	362%	365%	368%	371%	374%	377%	380%	383%	386%	389%	392%	395%	398%	401%	404%	407%	410%	413%	416%	419%	422%	425%	428%	431%	434%	437%	440%	443%	446%	449%	452%	455%	458%	461%	464%	467%	470%	473%	476%	479%	482%	485%	488%	491%	494%	497%	500%	503%	506%	509%	512%	515%	518%	521%	524%	527%	530%	533%	536%	539%	542%	545%	548%	551%	554%	557%	560%	563%	566%	569%	572%	575%	578%	581%	584%	587%	590%	593%	596%	599%	602%	605%	608%	611%	614%	617%	620%	623%	626%	629%	632%	635%	638%	641%	644%	647%	650%	653%	656%	659%	662%	665%	668%	671%	674%	677%	680%	683%	686%	689%	692%	695%	698%	701%	704%	707%	710%	713%	716%	719%	722%	725%	728%	731%	734%	737%	740%	743%	746%	749%	752%	755%	758%	761%	764%	767%	770%	773%	776%	779%	782%	785%	788%	791%	794%	797%	800%	803%	806%	809%	812%	815%	818%	821%	824%	827%	830%	833%	836%	839%	842%	845%	848%	851%	854%	857%	860%	863%	866%	869%	872%	875%	878%	881%	884%	887%	890%	893%	896%	899%	902%	905%	908%	911%	914%	917%	920%	923%	926%	929%	932%	935%	938%	941%	944%	947%	950%	953%	956%	959%	962%	965%	968%	971%	974%	977%	980%	983%	986%	989%	992%	995%	998%	1001%	1004%	1007%	1010%	1013%	1016%	1019%	1022%	1025%	1028%	1031%	1034%	1037%	1040%	1043%	1046%	1049%	1052%	1055%	1058%	1061%	1064%	1067%	1070%	1073%	1076%	1079%	1082%	1085%	1088%	1091%	1094%	1097%	1100%	1103%	1106%	1109%	1112%	1115%	1118%	1121%	1124%	1127%	1130%	1133%	1136%	1139%	1142%	1145%	1148%	1151%	1154%	1157%	1160%	1163%	1166%	1169%	1172%	1175%	1178%	1181%	1184%	1187%	1190%	1193%	1196%	1199%	1202%	1205%	1208%	1211%	1214%	1217%	1220%	1223%	1226%	1229%	1232%	1235%	1238%	1241%	1244%	1247%	1250%	1253%	1256%	1259%	1262%	1265%	1268%	1271%	1274%	1277%	1280%	1283%	1286%	1289%	1292%	1295%	1298%	1301%	1304%	1307%	1310%	1313%	1316%	1319%	1322%	1325%	1328%	1331%	1334%	1337%	1340%	1343%	1346%	1349%	1352%	1355%	1358%	1361%	1364%	1367%	1370%	1373%	1376%	1379%	1382%	1385%	1388%	1391%	1394%	1397%	1400%	1403%	1406%	1409%	1412%	1415%	1418%	1421%	1424%	1427%	1430%	1433%	1436%	1439%	1442%	1445%	1448%	1451%	1454%	1457%	1460%	1463%	1466%	1469%	1472%	1475%	1478%	1481%	1484%	1487%	1490%	1493%	1496%	1499%	1502%	1505%	1508%	1511%	1514%	1517%	1520%	1523%	1526%	1529%	1532%	1535%	1538%	1541%	1544%	1547%	1550%	1553%	1556%	1559%	1562%	1565%	1568%	1571%	1574%	1577%	1580%	1583%	1586%	1589%	1592%	1595%	1598%	1601%	1604%	1607%	1610%	1613%	1616%	1619%	1622%	1625%	1628%	1631%	1634%	1637%	1640%	1643%	1646%	1649%	1652%	1655%	1658%	1661%	1664%	1667%	1670%	1673%	1676%	1679%	1682%	1685%	1688%	1691%	1694%	1697%	1700%	1703%	1706%	1709%	1712%	1715%	1718%	1721%	1724%	1727%	1730%	1733%	1736%	1739%	1742%	1745%	1748%	1751%	1754%	1757%	1760%	1763%	1766%	1769%	1772%	1775%	1778%	1781%	1784%	1787%	1790%	1793%	1796%	1799%	1802%	1805%	1808%	1811%	1814%	1817%	1820%	1823%	1826%	1829%	1832%	1835%	1838%	1841%	1844%	1847%	1850%	1853%	1856%	1859%	1862%	1865%	1868%	1871%	1874%	1877%	1880%	1883%	1886%	1889%	1892%	1895%	1898%	1901%	1904%	1907%	1910%	1913%	1916%	1919%	1922%	1925%	1928%	1931%	1934%	1937%	1940%	1943%	1946%	1949%	1952%	1955%	1958%	1961%	1964%	1967%	1970%	1973%	1976%	1979%	1982%	1985%	1988%	1991%	1994%	1997%	2000%	2003%	2006%	2009%	2012%	2015%	2018%	2021%	2024%	2027%	2030%	2033%	2036%	2039%	2042%	2045%	2048%	2051%	2054%	2057%	2060%	2063%	2066%	2069%	2072%	2075%	2078%	2081%	2084%	2087%	2090%	2093%	2096%	2099%	2102%	2105%	2108%	2111%	2114%	2117%	2120%	2123%	2126%	2129%	2132%	2135%	2138%	2141%	2144%	2147%	2150%	2153%	2156%	2159%	2162%	2165%	2168%	2171%	2174%	2177%	2180%	2183%	2186%	2189%	2192%	2195%	2198%	2201%	2204%	2207%	2210%	2213%	2216%	2219%	2222%	2225%	2228%	2231%	2234%	2237%	2240%	2243%	2246%	2249%	2252%	2255%	2258%	2261%	2264%	2267%	2270%	2273%	2276%	2279%	2282%	2285%	2288%	2291%	2294%	2297%	2300%	2303%	2306%	2309%	2312%	2315%	2318%	2321%	2324%	2327%	2330%	2333%	2336%	2339%	2342%	2345%	2348%	2351%	2354%	2357%	2360%	2363%	2366%	2369%	2372%	2375%	2378%	2381%	2384%	2387%	2390%	2393%	2396%	2399%	2402%	2405%	2408%	2411%	2414%	2417%	2420%	2423%	2426%	2429%	2432%	2435%	2438%	2441%	2444%	2447%	2450%	2453%	2456%	2459%	2462%	2465%	2468%	2471%	2474%	2477%	2480%	2483%	2486%	2489%	2492%	2495%	2498%	2501%	2504%	2507%	2510%	2513%	2516%	2519%	2522%	2525%	2528%	2531%	2534%	2537%	2540%	2543%	2546%	2549%	2552%	2555%	2558%	2561%	2564%	2567%	2570%	2573%	2576%	2579%	2582%	2585%	2588%	2591%	2594%	2597%	2600%	2603%	2606%	2609%	2612%	2615%	2618%	2621%	2624%	2627%	2630%	2633%	2636%	2639%	2642%	2645%	2648%	2651%	2654%	2657%	2660%	2663%	2666%	2669%	2672%	2675%	2678%	2681%	2684%	2687%	2690%	2693%	2696%	2699%	2702%	2705%	2708%	2711%	2714%	2717%	2720%	2723%	2726%	2729%	2732%	2735%	2738%	2741%	2744%	2747%	2750%	2753%	2756%	2759%	2762%	2765%	2768%	2771%	2774%	2777%	2780%	2783%	2786%	2789%	2792%	2795%	2798%	2801%	2804%	2807%	2810%	2813%	2816%	2819%	2822%	2825%	2828%	2831%	2834%	2837%	2840%	2843%	2846%	2849%	2852%	2855%	2858%	2861%	2864%	2867%	2870%	2873%	2876%	2879%	2882%	2885%	2888%	2891%	2894%	2897%	2900%	2903%	2906%	2909%	2912%	2915%	2918%	2921%	2924%	2927%	2930%	2933%	2936%	2939%	2942%	2945%	2948%	2951%	2954%	2957%	2960%	2963%	2966%	2969%	2972%	2975%	2978%	2981%	2984%	2987%	2990%	2993%	2996%	2999%	3002%	3005%	3008%	3011%	3014%	3017%	3020%	3023%	3026%	3029%	3032%	3035%	3038%	3041%	3044%	3047%	3050%	3053%	3056%	3059%	3062%	3065%	3068%	3071%	3074%	3077%	3080%	3083%	3086%	3089%	3092%	3095%	3098%	3101%	3104%	3107%	3110%	3113%	3116%	3119%	3122%	3125%	3128%	3131%	3134%	3137%	3140%	3143%	3146%	3149%	3152%	3155%	3158%	3161%	3164%	3167%	3170%	3173%	3176%	3179%	3182%	3185%	3188%	3191%	3194%	3197%	3200%	3203%	3206%	3209%	3212%	3215%	3218%	3221%	3224%	3227%	3230%	3233%	3236%	3239%	3242%	3245%	3248%	3251%	3254%	3257%	3260%	3263%	3266%	3269%	3272%	3275%	3278%	3281%	3284%	3287%	3290%	3293%	3296%	3299%	3302%	3305%	3308%	3311%	3314%	3317%	3320%	3323%	3326%	3329%	3332%	3335%	3338%	3341%	3344%	3347%	3350%	3353%	3356%	3359%	3362%	3365%	3368%	3371%	3374%	3377%	3380%	3383%	3386%	3389%	3392%	3395%	3398%	3401%	3404%	3407%	3410%	3413%	3416%	3419%	3422%	3425%	3428%	3431%	3434%	3437%	3440%	3443%	3446%	3449%	3452%	3455%	3458%	3461%	3464%	3467%	3470%	3473%	3476%	3479%	3482%	3485%	3488%	3491%	3494%	3497%	3500%	3503%	3506%	3509%	3512%	3515%	3518%	3521%	3524%	3527%	3530%	3533%	3536%	3539%	3542%	3545%	3548%	3551%	3554%	3557%	3560%	3563%	3566%	3569%	3572%	3575%	3578%	3581%	3584%	3587%	3590%	3593%	3596%	3599%	3602%	3605%	3608%	3611%	3614%	3617%	3620%	3623%	3626%	3629

Fecha	31-may-23	31-dic-24	31-dic-25	31-dic-26	31-dic-27	31-dic-28	31-dic-29	31-dic-30	31-dic-31	31-dic-32	31-dic-33	31-dic-34	31-dic-35
Meses del año	7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Año	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Proyecciones</b>													
Ahorros PPA	\$18.35	\$26.43	\$21.78	\$20.18	\$27.96	\$29.10	\$29.20	\$29.30	\$20.04	\$20.01	\$29.25	\$30.47	\$30.47
Ingresos PPA	\$0.38	\$1.07	\$3.24	\$3.14	\$0.85	\$0.85	\$0.77	\$0.80	\$2.21	\$2.96	\$0.86	\$0.94	\$0.83
Costos y gastos operacionales	-\$7.05	-\$1.71	-\$1.74	-\$1.69	-\$1.70	-\$1.74	-\$1.78	-\$1.82	-\$1.87	-\$1.88	-\$1.88	-\$1.92	-\$1.97
Impuestos operacionales	-\$0.02	-\$0.02	-\$0.05	-\$0.05	-\$0.01	-\$0.01	-\$0.01	-\$0.01	-\$0.03	-\$0.04	-\$0.02	-\$0.02	-\$0.02
NOPLAT	\$11.54	\$25.41	\$22.00	\$20.39	\$26.77	\$27.88	\$27.96	\$27.96	\$19.50	\$19.92	\$27.89	\$29.11	\$29.00
Depreciación Lineal		\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06	\$3.06
Inversión en capital de trabajo (CAPEX Sostenimiento)													
CAPEX exclusiones del PPA	\$45.86												
<b>Flujo de Caja Libre Desapalancado (FCL)</b>	-\$34.32	\$28.46	\$25.05	\$23.44	\$29.82	\$30.94	\$30.94	\$31.02	\$22.56	\$22.98	\$30.95	\$32.17	\$32.06
Intereses Deuda	\$0.00	-\$5.47	-\$2.73	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Desembolso Deuda	\$36.39	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Amortización Deuda	\$0.00	-\$18.25	-\$18.15	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Beneficio tributario de la Deuda (BTD)	\$0.00	\$1.92	\$1.04	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
<b>Flujo de Caja al Accionista (FCA)</b>	\$2.07	\$6.66	\$5.21	\$23.44	\$29.82	\$30.94	\$30.94	\$31.02	\$22.56	\$22.98	\$30.95	\$32.17	\$32.06
Saldo Inicial Deuda	\$0.00	\$36.39	\$18.15	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Desembolsos	\$36.39	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Amortización Deuda	\$0.00	-\$18.25	-\$18.15	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Saldo Final Deuda	\$36.39	\$18.15	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
VP FCL@Ku	\$217.07	\$215.33	\$216.80	\$220.05	\$217.32	\$213.15	\$208.46	\$203.11	\$205.56	\$207.90	\$202.56	\$195.33	\$195.33
VP BTD@Ku	\$2.53	\$0.92	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor Proyecto en Marcha t	\$219.59	\$216.26	\$216.80	\$220.05	\$217.32	\$213.15	\$208.46	\$203.11	\$205.56	\$207.90	\$202.56	\$195.33	\$195.33
ADJUSTED PRESENT VALUE	\$185.27	\$216.59	\$216.26	\$216.80	\$220.05	\$217.32	\$213.15	\$208.46	\$203.11	\$205.56	\$207.90	\$202.56	\$195.33
APV (VPN FCL@Ku + VPB BTD@Ku - Inversión)	\$185.27	\$216.59	\$216.26	\$216.80	\$220.05	\$217.32	\$213.15	\$208.46	\$203.11	\$205.56	\$207.90	\$202.56	\$195.33
VPN FCL@WACC	\$185.27	\$216.59	\$216.26	\$216.80	\$220.05	\$217.32	\$213.15	\$208.46	\$203.11	\$205.56	\$207.90	\$202.56	\$195.33
VPN FCA@Ke	\$185.27	\$216.59	\$216.26	\$216.80	\$220.05	\$217.32	\$213.15	\$208.46	\$203.11	\$205.56	\$207.90	\$202.56	\$195.33
Tasa Interna del proyecto (TIR)	60.1%												

Figura 3.7: Proyecciones financieras modalidad PPA

- Deuda:** desglose del dimensionamiento de la deuda que le cabe al proyecto, en base al tenor de la deuda, el monto de la inversión, el ratio de cobertura para el servicio de la deuda y el interés de la deuda. Adicionalmente se calculan los indicadores de bancabilidad del proyecto.

Fecha	31-may-23	31-dic-24	31-dic-26	31-dic-28	31-dic-30	31-dic-32	31-dic-34	31-dic-36	31-dic-38	31-dic-40	31-dic-42	31-dic-44	31-dic-46	31-dic-48	31-dic-50	31-dic-52
Meses del año	7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Año	2,023	2,024	2,026	2,028	2,030	2,032	2,034	2,036	2,038	2,040	2,042	2,044	2,046	2,048	2,050	2
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tasa de Interés Fija	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
DSCR Fija	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x
<b>Flujo de efectivo disponible para el servicio de la deuda (CFADS)</b>		\$178.80	\$164.39	\$154.44	\$155.25	\$148.47	\$140.61	\$132.66	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
Servicio de la Deuda (DS)		\$149.00	\$136.99	\$128.70	\$129.37	\$123.79	\$117.18	\$110.55	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
Factor de descuento (tasa Variable)	1,000															8
VP @ TASA INT.		\$129.52	\$103.51	\$84.54	\$78.87	\$61.41	\$50.56	\$41.46	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
<b>DEBT SIZING - EPC</b>		\$544.87														
<b>TABLA DE AMORTIZACIÓN</b>																
(+) Saldo Inicial		\$544.87	\$544.87	\$477.81	\$412.68	\$346.04	\$268.71	\$185.40	\$96.10	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
(+) Desembolso																
(-) Amortización Capital		-\$67.06	-\$65.13	-\$66.64	-\$77.33	-\$83.32	-\$89.30	-\$96.10	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
(-) Saldo Final		\$544.87	\$477.81	\$412.68	\$346.04	\$268.71	\$185.40	\$96.10	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
Intereses		\$0.00	\$81.94	\$71.86	\$62.06	\$52.04	\$40.41	\$27.88	\$14.45	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
<b>Servicio Deuda</b>		\$149.00	\$136.99	\$128.70	\$129.37	\$123.79	\$117.18	\$110.55	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
Intereses		-\$81.94	-\$71.86	-\$62.06	-\$52.04	-\$40.41	-\$27.88	-\$14.45	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
= Amortización K		\$67.06	\$65.13	\$66.64	\$77.33	\$83.32	\$89.30	\$96.10	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$
<b>BALLOON PAYMENT (GRADIENTE) - Perfil de la deuda</b>		100.0%	12.3%	12.0%	12.2%	14.2%	15.3%	16.4%	17.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
<b>DSCR: REFLEJA LA CAPACIDAD DE CUBRIR EL SERVICIO DE LA DEUDA EN EL MOMENTO EN EL QUE SE ESTÁ EFECTUANDO DICHO SERVICIO (PRESENTE)</b>																
DSCR = CFADS / DS		1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x								
DSCR Mínimo		1,20 x														
DSCR Promedio		1,20 x														
DSCR Maximo		1,20 x														

Figura 3.8: Modelamiento de la deuda para el EPC y para el PPA

- CAPEX:** desglose de la inversión requerida para la ejecución del proyecto, resultado de una pre-ingeniería o ingeniería de detalle (cantidades) y de la cotización a proveedores (suministro y servicios) o base de datos de costos de inversión (precios de mercado).

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario DDP [USD/SCOP]	Contingencia [%]	Valor DDP [USD/SCOP]	Contingencia [USD/SCOP]	Divisa	TRM	ARANCEL [%]	IVA [%]	ARANCEL [SCOP]	IVA [SCOP]	Subtotal DDP [SCOP]	Subtotal DDP [USD]
1	Panetes/modulos o celdas fotovoltaicas	Und	311,0	\$ 186,5	3%	\$ 57.596,5	\$ 1.738,1	USD	\$ 4.801,00	0,0%	0%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 286.496.693,73	\$ 59.674,38
2	Optimizadores	Und	0	\$ 0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
3	Conectores MC4	Und	90,0	\$ 7.200	5%	\$ 648.000,0	\$ 32.400,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 133.130,00	\$ 803.520,00	\$ 167,37
4	Cables solares DC	ml	2.631,2	\$ 4.593	5%	\$ 12.085.101,6	\$ 604.255,1	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 2.296.169,30	\$ 14.985.525,98	\$ 3.121,33
5	Fusibles y porta fusibles	Und	36,0	\$ 65.000	5%	\$ 2.340.000,0	\$ 117.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 444.600,00	\$ 2.901.600,00	\$ 604,37
6	Cajas combinadoras	Und	2,0	\$ 1.600.000	5%	\$ 3.200.000,0	\$ 160.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 668.000,00	\$ 3.968.000,00	\$ 836,49
7	Equipos de medición del recurso solar	Und	0	\$ 0	2%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
8	Estaciones meteorológicas	Und	0	\$ 0	2%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
9	Datalogger	Und	1,0	\$ 900	5%	\$ 799,9	\$ 40,0	USD	\$ 4.801,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 151,99	\$ 4.762.294,81	\$ 991,93
10	Bases / marcos / estructuras diseñadas para montar, anclar e instalar paneles	gl	1,0	\$ 35.541.250	3%	\$ 35.541.250,0	\$ 1.066.237,5	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 6.752.837,50	\$ 43.360.325,00	\$ 9.031,52
11	Sistemas de tracking	gl	0	\$ 0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
12	Seguidores solares	Und	0	\$ 0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
13	Inversores o microinversores (OFF Grid, Grid Tie o Híbrido)	Und	1,0	\$ 2.627	3%	\$ 2.626,8	\$ 78,8	USD	\$ 4.801,00	0,0%	0%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 12.989.505,90	\$ 2.705,58
14	Inversores o microinversores (OFF Grid, Grid Tie o Híbrido)	Und	1,0	\$ 4.903	3%	\$ 4.902,9	\$ 147,1	USD	\$ 4.801,00	0,0%	0%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 24.244.789,79	\$ 5.049,95
15	Aesoría y consultoría especializada	Und	0	\$ 0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
16	Estudios de valoración de potencial	Und	0	\$ 0	2%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
17	Estudio de pre-factibilidad	Und	1,0	\$ 850.000	2%	\$ 850.000,0	\$ 17.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 161.500,00	\$ 1.028.500,00	\$ 214,23
18	Estudio de factibilidad	Und	1,0	\$ 2.300.000	5%	\$ 2.300.000,0	\$ 115.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 437.000,00	\$ 2.852.000,00	\$ 594,04
19	Estudios estructurales	Und	0	\$ 0	5%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
20	Estudios ambientales	Und	0	\$ 0	5%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
21	Estudios de conexión	Und	1,0	\$ 3.800.000	5%	\$ 3.800.000,0	\$ 190.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 722.000,00	\$ 4.712.000,00	\$ 981,46
22	Transporte asociado al traslado de componentes al sitio de instalación	Und	26,0	\$ 60.000	3%	\$ 1.560.000,0	\$ 46.800,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 296.400,00	\$ 1.903.200,00	\$ 396,42
23	Certificación RETIE	Und	1,0	\$ 4.200.000	3%	\$ 4.200.000,0	\$ 126.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19%	\$ 0,00	\$ 798.000,00	\$ 5.124.000,00	\$ 1.067,28

Figura 3.9: CAPEX de inversión de la solución de autogeneración

- **Exclusiones:** desglose de los costos que no son incluidos dentro de la ejecución del proyecto, cuya inversión si y solo si debe ser cubierta por el usuario, son costos o gastos adicionales no incluidos dentro de la propuesta PPA o EPC.

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario DDP [USD/SCOP]	Contingencia [%]	Valor DDP [USD/SCOP]	Contingencia [USD/SCOP]	Divisa	TRM	ARANCEL [%]	IVA [%]	ARANCEL [SCOP]	IVA [SCOP]	Subtotal DDP [SCOP]	Subtotal DDP [USD]				
1	Reforzamiento estructural de cubiertas	gl	0	\$ 0,0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	1,1%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00				
2	Equipos de compensación de potencia reactiva	Und	1	\$ 8.500.000,0	5%	\$ 8.500.000,0	\$ 425.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19,0%	\$ 0,00	\$ 1.615.000,00	\$ 10.540.000,00	\$ 2.195,38				
3	Equipos para la reducción de armónicos	Und	0	\$ 0,0	5%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19,0%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00				
4	Sistema de video vigilancia	Und	0	\$ 0,0	5%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19,0%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00				
5	Cerramiento perimetral	ml	0	\$ 0,0	5%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	1,1%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00				
6	Apantallamiento cubiertas	gl	1	\$ 3.530.000,0	5%	\$ 3.530.000,0	\$ 176.500,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	1,1%	\$ 0,00	\$ 40.242,00	\$ 3.746.742,00	\$ 780,41				
7	Instalación de líneas de vida	Und	4	\$ 1.650.000,0	5%	\$ 6.600.000,0	\$ 330.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	1,1%	\$ 0,00	\$ 75.240,00	\$ 7.005.240,00	\$ 1.459,12				
8	Normalización de la subestación	gl	0	\$ 0,0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19,0%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00				
9	Punto de red local o Wifi (comunicaciones)	Und	1	\$ 1.760.000,0	5%	\$ 1.760.000,0	\$ 88.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	19,0%	\$ 0,00	\$ 334.400,00	\$ 2.182.400,00	\$ 454,57				
10	Tanques de recolección de aguas lluvias	Und	0	\$ 0,0	5%	\$ 0,0	\$ 0,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	1,1%	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00				
11	Escaleras o accesos a cubiertas	Und	1	\$ 12.000.000,0	5%	\$ 12.000.000,0	\$ 600.000,0	SCOP	\$ 1,00	0,0%	1,1%	\$ 0,00	\$ 136.800,00	\$ 12.736.800,00	\$ 2.652,95				
														\$ 32.390.000,0	\$ 1.619.500,0	\$ 0,00	\$ 2.201.682,0	\$ 36.211.182,0	\$ 7.542,4
<b>Trabajo de terceros - no incluidos en el PPA</b>																			
Administración 17,5%																\$ 6.336.956,85			
Imprevistos 2,0%																\$ 724.223,64			
Utilidad 6,0%																\$ 2.172.670,92			
IVA sobre la Utilidad 1,1%																\$ 412.807,47			
<b>Subtotal AII + IVA 27%</b>																\$ 9.646.658,88			
<b>Costo total adecuaciones</b>																<b>\$ 45.857.840,88</b>			

Figura 3.10: Exclusiones de la solución de autogeneración

- **OPEX:** desglose de los costos y gastos anuales que son necesarios para operar, mantener y administrar los activos de generación, durante la vida útil del proyecto.

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario DDP [SCOP]	Contingencia [%]	Valor DDP [SCOP]	Contingencia [SCOP]	IVA [%]	IVA [SCOP]	Subtotal DDP [SCOP]
1	Póliza o seguro de activos	Und	1	\$ 0,0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	19%	\$ 0,0	\$ 0,0
2	Seguridad física y vigilancia	Und	12	\$ 0,0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	19%	\$ 0,0	\$ 0,0
3	Arrendamiento o usufructo del terreno o área útil	gl	1	\$ 0,0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	19%	\$ 0,0	\$ 0,0
4	Gestión de activos	gl	1	\$ 2.000.000,0	3%	\$ 2.000.000,0	\$ 60.000,0	19%	\$ 380.000,0	\$ 2.440.000,0
5	Mantenimientos preventivos y predictivos, mantenimientos correctivos menores, supervisión y Retorno de la inversión	gl	1	\$ 7.833.738,1	8%	\$ 7.833.738,1	\$ 626.699,0	19%	\$ 1.488.410,2	\$ 9.948.847,4
6	Tele medida y reporte a XM (revisiones técnicas, fronteras)	Und	12	\$ 0,0	3%	\$ 0,0	\$ 0,0	19%	\$ 0,0	\$ 0,0
7	Limpieza de módulos e inversores (Suministro de agua m3)	Und	4	\$ 40.000,0	8%	\$ 160.000,0	\$ 12.800,0	19%	\$ 30.400,0	\$ 203.200,0
8	Poda de césped y/o control de maleza (limpieza de terraza o emplazamiento)	Und	6	\$ 120.000,0	8%	\$ 720.000,0	\$ 57.600,0	19%	\$ 136.800,0	\$ 914.400,0
				\$ 10.713.738,1		\$ 10.713.738,1	\$ 757.099,0		\$ 2.035.610,2	\$ 13.506.447,4

RESUMEN	OPEX SCOP	IVA	OPEX \$USD
Fotovoltaica	\$ 13.506.447,41	\$ 2.035.610,24	\$ 2.813,26
<b>OPEX</b>	<b>\$ 13.506.447,4</b>	<b>\$ 2.035.610,2</b>	<b>\$ 2.813,26</b>

Fotovoltaica		
Administración	17,5%	\$ 2.363.628,30
Imprevistos	2,0%	\$ 270.128,95
Utilidad	6,0%	\$ 810.386,84
IVA sobre la Utilidad	1,1%	\$ 153.973,50
<b>Subtotal AIU + IVA</b>	<b>27%</b>	<b>\$ 3.598.117,59</b>
<b>Total OPEX Fotovoltaica</b>		<b>\$ 17.104.565,00</b>

Figura 3.11: OPEX de la solución de autogeneración

- Tarifa:** desglose particular de la tarifa a la cual el usuario paga el servicio de energía eléctrica, para el mes de análisis del modelamiento financiero, en donde se ingresan todas las componentes del Costo Unitario Variable (CUV), esta hoja permite el desglose de la tarifa en bloques horarios y por niveles de tensión, según sea el caso que aplique, para cada usuario no regulado en Colombia.

Tarifa Mercado No Regulado (MNR)									
Pesos			Nivel 1 Propiedad OR	Nivel 1 Act. Cliente	Nivel 1 Act. Compartidos	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	
54,6%	54,7%	Gm,i,j	251,24	251,24	251,24	263,85	190,05	180,05	
9,3%	9,3%	Tm	45,03	45,03	45,03	45,03	45,03	45,03	
18,5%	18,4%	Dn,m	320,41	249,27	284,84	89,00	82,73	33,64	
4,8%	4,8%	CVm,i,j	20,25	20,25	20,25	22,94	27,92	5,50	
4,1%	4,1%	PRn,m,i,j	45,10	45,10	45,10	19,92	16,43	12,68	
8,7%	8,7%	Rm,i	41,87	41,87	41,87	41,87	41,87	41,87	
100,0%	100,0%	CUVn,m,i,j	723,89	652,76	688,32	482,61	404,03	318,76	

Contribución	Tarifa	Nivel 1 Propiedad OR	Nivel 1 Act. Cliente	Nivel 1 Act. Compartidos	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Consumo <-CS	Consumo > CS
1	-60%	E1	722,7659	651,7417	687,2539	-	-	0,26%	99,74%
2	-50%	E2	722,9533	651,9107	687,4321	-	-	0,26%	99,74%
3	-15%	E3	723,6093	652,5022	688,0558	-	-	0,26%	99,74%
4	0%	E4 - ESP - OFI - AP	723,8904	652,7557	688,3231	482,6100	404,0262	-	-
5	20%	0%	ES - E6 - Ind - Com	723,8904	652,7557	688,3231	482,6100	404,0262	318,7622
6	10%	0%	Acueducto y Alcan	723,8904	652,7557	688,3231	482,6100	404,0262	318,7622
7	20%	0%	Industrial T.Horaria	662,3699	591,2352	626,8026	481,7371	381,7199	326,9026
			Bloque 1	656,2807	585,1460	620,7134	476,7813	375,6892	320,8796
			Bloque 2	657,3977	586,2630	621,8304	481,8381	376,8062	321,9966
			Bloque 3	658,1076	586,9729	622,5403	483,4554	377,5161	322,7065
			Bloque 4	657,3977	586,2630	621,8304	481,8381	376,8062	321,9966
			Bloque 5	692,4902	621,3555	656,9229	485,0516	411,4888	356,6257
			Bloque 6	657,3977	586,2630	621,8304	481,8381	376,8062	321,9966
			Precio Ponderado	662,3699	591,2352	626,8026	481,7371	381,7199	326,9026

Figura 3.12: Tarifas del servicio de energía del cliente

- Inputs:** en esta hoja se encuentran la gran mayoría de entradas de las diferentes hojas del modelo financiero, hay que tener presente que en todas las hojas del modelo hay inputs del modelo, solo que en esta hoja se trata de centralizar la mayoría de las variables de entrada (inputs). Resultados de un análisis de precios, cotizaciones y costos de operación.

Factores de escala			Cronograma de ejecución			Inputs													
			Condicional	Pboisa	Indexadores PPA	Indexador Tarifa - EPC	DSCR	Sensibilidad - PPA		Tipos de tasa		Capital de trabajo o CAPEX Sostentamiento		Factor de emisiones (tonCO2eq/MWh)		Estampilla Departamento		Impuestos	
Miles	1.000	Análisis del modelo	17-nov-22	Si	Bolsa alta hidrología	IPP	IPP	Fijo	Rentabilidad esperada	154,4	SCOPmm	Variable	Año 11	15,0%	0,504	0,0%	GMP	0,40%	
Millones	1.000.000	Pre-factibilidad	1,5	No	Bolsa esperado	IPC	IPC	Perfil	VPN @WACC	185,3	SCOPmm	Fija	Año16	20,0%			Rete fuente	2,50%	
Horas por día	24	Inicio del desarrollo	31-dic-22		Bolsa baja hidrología	Min (IPP,IPC)	Min (IPP,IPC)		TIR Proyecto	60,1%		Año 21	10,0%				Rete ICA	0,37%	
Horas por año	8.760	Factibilidad	0,5			Perfil libre PPA	Perfil libre EPC		PRI (años)	1,4 años		Disposición final	30,0%						
Días por año	365	Solicitud de financiación	0			Esperdo MNR	Esperdo MNR												
Días por mes	30	Cierre financiero	31-dic-22			Esperdo MR	Esperdo MR												
Meses por año	12	Contratos de suministro	1			Esperdo PBoisa													
Error	0,01	Inicio de suministro	31-ene-23																
Valoración del modelo																			
Año	2,022	Inicio de la construcción	28-feb-23																
Mes	11	Puesta en Operación Fase I	31-may-23																
día	17	Meses de ejecución	7																

Figura 3.13: Inputs: Sección 1

Factores de escala			Cronograma de ejecución			Inputs													
			Condicional	Pboisa	Indexadores PPA	Indexador Tarifa - EPC	DSCR	Sensibilidad - PPA		Tipos de tasa		Capital de trabajo o CAPEX Sostentamiento		Factor de emisiones (tonCO2eq/MWh)		Estampilla Departamento		Impuestos	
Miles	1.000	Análisis del modelo	17-nov-22	Si	Bolsa alta hidrología	IPP	IPP	Fijo	Rentabilidad esperada	154,4	SCOPmm	Variable	Año 11	15,0%	0,504	0,0%	GMP	0,40%	
Millones	1.000.000	Pre-factibilidad	1,5	No	Bolsa esperado	IPC	IPC	Perfil	VPN @WACC	185,3	SCOPmm	Fija	Año16	20,0%			Rete fuente	2,50%	
Horas por día	24	Inicio del desarrollo	31-dic-22		Bolsa baja hidrología	Min (IPP,IPC)	Min (IPP,IPC)		TIR Proyecto	60,1%		Año 21	10,0%				Rete ICA	0,37%	
Horas por año	8.760	Factibilidad	0,5			Perfil libre PPA	Perfil libre EPC		PRI (años)	1,4 años		Disposición final	30,0%						
Días por año	365	Solicitud de financiación	0			Esperdo MNR	Esperdo MNR												
Días por mes	30	Cierre financiero	31-dic-22			Esperdo MR	Esperdo MR												
Meses por año	12	Contratos de suministro	1			Esperdo PBoisa													
Error	0,01	Inicio de suministro	31-ene-23																
Valoración del modelo																			
Año	2,022	Inicio de la construcción	28-feb-23																
Mes	11	Puesta en Operación Fase I	31-may-23																
día	17	Meses de ejecución	7																

Figura 3.14: Inputs: Sección 2

Dólar	TRM	Costo unitario \$USD/Wp	Perfiles	Cantidad	Salario con prestaciones [día]	AUI - EPC	Tipo contable	IVA	Unidades	Escenario de generación	Generación MWh/año	Peso de generación	Horas día	Inversores [kW]	Panels (STC) Wp	Consumo de Subsistencia	Altura m.s.n.m.	
SCOP	\$ 1,00	\$ 0,34	Técnico	3	136.070	Administración	17,5%	Bien	19%	Und	P50	258,9	108,0%	0	10	440	130	1.741
SUSD	\$ 4.801,00		Auxiliar	2	108.064	Imprevistos	2,0%	Servicio	19%	ml	P75	248,1	103,5%	1	12	455	173	
Total Cost (USD/NW)	862,10		Ingeniero	0,45	266.669	Utilidad	6,0%	Obra	1%	gl	P90	238,3	99,4%	2	15	465	173	
LCOE (USD/kWh)	0,051		Total ponderado [día]		740.339	IVA sobre la Utilidad	1,1%	In House	0%	km	E_grid	239,7	100,0%	3	17	470		
										Escenario de generación		99,4%						
										Panel	0%	m2	4	20	500			
										Inversor	0%	kg	5	30	505			
										Controlador	0%	día	6	36	530			
													7	40	535			
													8	50	540			
													9	60	545			
													10	100	550			
													11	215	555			
													12	350	575			
													13		590			
													14		595			
													15		600			
													16		615			
													17		635			
													18		650			
													19		670			
													20					
													21					
													22					
													23					

Figura 3.15: Inputs: Sección 3

- Depreciación:** cálculo de la depreciación lineal y acelerada de los activos que se deprecian en el proyecto, como equipos, obra civil, maquinaria o bienes.

			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Depreciación decreciente por suma de dígitos	Valor (\$MCOF)	Depreciar (años)	Dígitos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Obra Civil	321	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Módulos PV	286,5	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversor o controlador	37,2	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estructura solar	36,6	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SPT	1,5	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cableado en DC	13,4	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cableado en AC	33,5	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Canalizaciones	16,9	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Protecciones	28,7	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medidas	2,8	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transformador	-	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unidad de potencia	-	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Líneas	-	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comunicaciones	6,6	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Iluminación	-	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compensación	8,9	10	55		10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación acelerada Equipos y obra civil	504,8	10	880		91,8	82,6	73,4	64,2	55,1	45,9	36,7	27,5	18,4	9,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor en libros depreciación acelerada				504,8	413,0	330,4	257,0	192,7	137,7	91,8	55,1	27,5	9,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Depreciación en línea recta	Valor (\$MCOF)	Vida útil (años)	Peso	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Obra Civil	321	30	3,3%	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Módulos PV	286,5	25	4,0%	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	
Inversor o controlador	37,2	15	6,7%	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Estructura solar	36,6	25	4,0%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
SPT	1,5	30	3,3%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Cableado en DC	13,4	25	4,0%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Cableado en AC	33,5	30	3,3%	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Canalizaciones	16,9	35	2,9%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Protecciones	28,7	30	3,3%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Medida	2,8	10	10,0%	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Transformador	-	30	3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Unidad de potencia	-	30	3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Líneas	-	30	3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Comunicaciones	6,6	10	10,0%	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
Iluminación	-	15	6,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Compensación	8,9	30	3,3%	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Depreciación Equipos y obra civil	504,8	25		20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	
Valor en libros depreciación línea recta				504,8	489,9	463,1	442,2	421,3	400,5	379,6	358,8	337,9	317,0	296,2	276,3	256,4	236,4	216,5	196,6	179,2	161,7	144,3	126,9

Figura 3.16: Depreciación lineal y acelerada de los activos de la solución de autogeneración

- Construcción:** desglose de los costos por categoría o entregable con la finalidad de plasmar un plan de ejecución de los recursos (deuda mas capital), esto obedece a un juicio de un experto para definir como se causan los costos dineros en la ejecución del proyecto de acuerdo con las diferentes etapas de la ejecución y la puesta en operación del proyecto.

Cronograma de ejecución solar fotovoltaica Fase I					Fotovoltaica							
Categoría entregables	Valor [\$MCOF]	IVA [\$MCOF]	Peso [%]	Total [%]	Inicio del desarrollo	Inicio del Suministro	Inicio de la Construcción			FPO		
					17-nov.-22	31-dic.-22	31-ene.-23	28-feb.-23	31-mar.-23	30-abr.-23	31-may.-23	30-ju-
Formulación	0,9	0,16	0,1%	100%	100%							
Ingeniería	13,6	2,46	2,3%	100%		100%						
Transporte	1,6	0,30	0,3%	100%			30%	30%	40%			
Obra Civil	19,5	0,21	2,8%	100%		20%	30%	50%				
Módulos PV	286,5	-	41,2%	100%			20%	80%				
Inversor o controlador	37,2	-	5,4%	100%			20%	60%	20%			
Estructura solar	36,6	6,75	6,2%	100%			40%	60%				
SPT	1,5	0,28	0,3%	100%				40%	40%	20%		
Cableado en DC	13,4	2,42	2,3%	100%			40%	60%				
Cableado en AC	33,5	6,06	5,7%	100%					30%	60%	10%	
Canalizaciones	16,9	3,06	2,9%	100%			60%	20%	20%	100%		
Protecciones	18,1	3,27	3,1%	100%							60%	40%
Montaje	26,7	4,92	4,5%	100%			20%	20%	20%	20%	20%	20%
Medida	2,8	0,51	0,5%	100%							80%	20%
Transformador	-	-	0,0%	100%						20%	80%	
Unidad de potencia	-	-	0,0%	0%								
Líneas	-	-	0,0%	0%								
Comunicaciones	4,8	0,0002	0,7%	100%							60%	40%
Iluminación	-	-	0,0%	0%								
Certificaciones	4,3	0,80	0,7%	100%							60%	40%
Compensación	-	-	0,0%	0%								
AIU + IVA sobre la utilidad	140,0	6,26	21,0%	100%		20%	20%	15%	15%	15%	15%	15%
<b>Total costos de construcción</b>	<b>657,9</b>	<b>37,46</b>	<b>100,0%</b>	<b>Ok</b>	<b>1,0</b>	<b>49,2</b>	<b>142,4</b>	<b>330,4</b>	<b>53,1</b>	<b>73,8</b>	<b>45,4</b>	

Figura 3.17: Costos de inversión proyectados en una curva de S de ejecución

- Operación:** desglose de la generación y demanda anual dividida en componentes, para la generación se divide en Autogeneración, Excedentes totales, Excedentes tipo 1 y Excedentes tipo 2. Para la demanda se desglosa en autogeneración e importaciones.

	Fecha Meses del año	Año																
		31-may-23 7	31-dic-24 12	31-dic-25 12	31-dic-26 12	31-dic-27 12	31-dic-28 12	31-dic-29 12	31-dic-30 12	31-dic-31 12	31-dic-32 12	31-dic-33 12	31-dic-34 12	31-dic-35 12	31-dic-36 12	31-dic-37 12	31-dic-38 12	
Generación		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Generación Base en P50 (Pvsvst)	[MWh]		239,7	238,8	237,7	236,6	235,4	234	232,4	230,7	229,1	227,6	226,3	225,2	224,2	223,3	222,4	
Reducción y degradación Base	-14,4%		0,00%	-0,38%	-0,46%	-0,46%	-0,51%	-0,59%	-0,68%	-0,73%	-0,69%	-0,65%	-0,57%	-0,49%	-0,44%	-0,40%	-0,40%	
Escenario de generación: P90	[kWh/año]	5.701.563	139.691	237.406	237.034	235.938	234.837	233.630	232.215	230.588	228.848	227.198	225.640	224.281	223.125	222.068	221.113	220.154
Autoconsumo	[kWh/año]	4.240.809	109.975	172.273	158.368	156.991	182.652	185.336	182.473	179.659	152.427	150.648	175.979	178.552	175.877	173.476	146.814	145.937
Exportación Total	[kWh/año]	1.460.754	29.716	65.133	78.667	78.947	52.185	48.294	49.742	50.929	76.421	76.549	49.662	45.729	47.248	48.592	74.299	74.617
Exportación_1	[kWh/año]	1.219.115	27.654	59.662	59.569	59.293	46.773	42.910	44.391	45.616	57.511	57.097	44.462	40.561	42.107	43.475	55.568	55.327
Exportación_2	[kWh/año]	241.639	2.062	5.471	19.098	19.654	5.411	5.384	5.351	5.314	18.909	19.453	5.200	5.168	5.142	5.117	18.731	19.290
Reducción de emisiones de CO2eq	[tonCO2eq/año]	2.874	70,40	119,65	119,47	118,91	118,36	117,75	117,04	116,22	115,34	114,51	113,72	113,04	112,45	111,92	111,44	110,96
Factor de Planta		18,1%		19,4%	19,3%	19,2%	19,1%	19,1%	18,9%	18,8%	18,7%	18,5%	18,4%	18,3%	18,2%	18,1%	18,0%	18,0%
Demanda																		
Variación anual de la demanda		0,00%	0,00%	-2,62%	-2,73%	2,24%	2,87%	2,55%	2,26%	-2,62%	-2,73%	2,24%	2,87%	2,55%	2,26%	-2,62%	-2,73%	
Demanda total	[kWh/año]	20.701.120	524.876	801.876	786.972	779.550	819.838	824.918	822.305	819.967	780.872	775.550	819.838	824.918	822.305	819.967	780.872	779.550
Autoconsumo	[kWh/año]	4.240.809	109.975	172.273	158.368	156.991	182.652	185.336	182.473	179.659	152.427	150.648	175.979	178.552	175.877	173.476	146.814	145.937
Importaciones	[kWh/año]	16.460.311	413.900	629.602	622.504	622.960	637.186	639.582	639.832	640.308	628.445	629.302	643.860	646.366	646.429	646.491	634.058	634.413

Figura 3.18: Operación: proyecciones de la Generación y la demanda

- **WACC:** calculo de costo promedio de capital utilizando la metodología CAMP (Capital Assets Pricing Model), para el periodo cero.

Modelo conocido como Capital Assets Pricing Model (CAPM) -- ke

El WACC corresponde con el costo promedio ponderado de los recursos utilizados para el montaje de la operación. Considera tanto los recursos de deuda (bancos) como los recursos de patrimonio (Equity). El costo de deuda  $K_d$  y el costo de patrimonio  $K_e$ . Para el costo de patrimonio se utiliza metodología CAPM (Capital Asset Pricing Model)

WACC o TIO EPC			
Parámetro	Notación	Valor	Ponderación
Recursos propios	( $K_e$ )	5,0%	27,2%
Deuda	( $K_d$ )	9,8%	72,8%
<b>WACC o TIO potencial cliente</b>		<b>8,5%</b>	
El costo promedio ponderado de los recursos utilizados en la operación			

Estructura patrimonial del proyecto			Condición de mercado		
Parámetro	Notación	Valor	Parámetro	Notación	Valor
Equity o Patrimonio	( $E$ )	27%	Tasa libre de riesgo	( $R_f$ )	6,00%
Deuda	( $D$ )	73%	Rentabilidad mercado	( $R_m$ )	8,71%
Apalancamiento	( $w$ )	73%	Prima de mercado	( $R_m - R_f$ )	2,7%
Relación Deuda-Patrimonio	( $D / E$ )	268%			

Condición sector productivo			Condición macro país del proyecto		
Parámetro	Notación	Valor	Parámetro	Notación	Valor
Beta sector desapalancado	( $B_u$ )	2,33	Impuesto de renta	( $T$ )	35,0%

Costo deuda (Moneda local)			Costo de los activos		
Parámetro	Notación	Valor	Parámetro	Notación	Valor
Costo deuda con banco	( $K_{d1}$ )	15,0%	Costo de los activos	( $K_u$ )	12,3%
Costo equivalente de la deud ( $K_d$ )		9,8%			

WACC o TIO PPA			
Parámetro	Notación	Valor	Ponderación
Recursos propios	( $K_e$ )	1,8%	20,6%
Deuda	( $K_d$ )	9,8%	79,4%
<b>WACC o TIO potencial cliente</b>		<b>8,1%</b>	

Estructura patrimonial del proyecto		
Parámetro	Notación	Valor
Equity o Patrimonio	( $E$ )	21%
Deuda	( $D$ )	79%

Figura 3.19: Costo promedio de capital WACC EPC y PPA

- **Rollin WACC:** calculo del costo promedio del capital, durante la vida útil del proyecto.

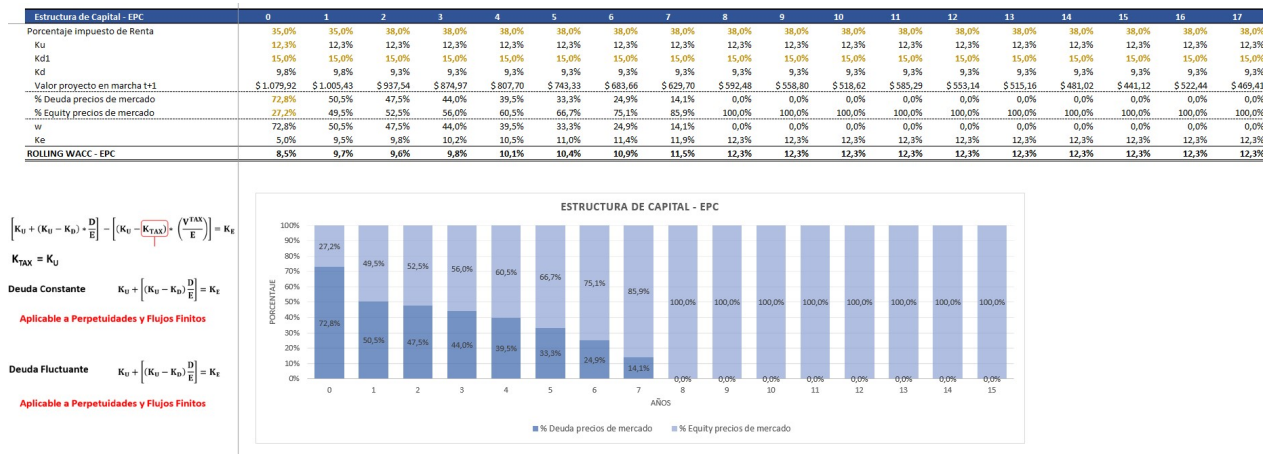


Figura 3.20: Costo promedio de capital WACC EPC y PPA: proyectado Rolling WACC

- **Incentivos UPME:** hace referencia a los cuatro incentivos tributarios otorgados y establecidos por la ley 1715 de 2014 y la ley 2099 de 2021, incluyendo el cálculo de la tarifa que la UPME cobra para la evaluación y expedición del certificado.

Incentivos tributarios Ley 1715 de 2014 y Ley 2099 de 2021	Deducción Máximo Anual	Total
Deducción de renta	50%	\$ 350,56
Depreciación acelerada de activos (Máxima anual)	33%	\$ 168,24
Exclusión del IVA	100%	\$ 40,08
Arancel (bienes importados, con arancel gravado)	100%	\$ 0,00

Rango del valor de la inversión en UVT		Rango del valor de la inversión en \$COP sin incluir IVA	
-	275	-	10.457.041
275	826	10.457.041	31.409.148
826	1.652	31.409.148	62.818.296
1.652	3.305	62.818.296	125.674.618

Fase I	
CAPEX sin IVA	701.111.249
Beneficio estimado de la solicitud	233.051.836
1,20	45.631
3,40	129.287
6,70	254.772
13,40	1.674.802
275,00	10.457.041
<b>Pago mínimo en \$COP</b>	<b>1.674.802</b>

Figura 3.21: Calculo de incentivos y pago UPME



- **Index meses:** desglose de los indexadores con periodos mensuales para los dos primeros años con la finalidad de indexar los precios y otras variables desde la fecha de evaluación del modelo financiero a la fecha de puesta en operación del modelo.

Hitos Fecha Meses del año	Inicio del desarrollo												Inicio del Suministro												Inicio de la Construcción												FPO																																																																																																																																																																													
	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24																																																																																																																																																						
<b>Indexación durante la construcción</b>	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024																																																																																																																																																				
Inflación al consumidor IPC (bienes y servicios)	1,66%	1,63%	1,00%	1,25%	0,84%	-0,21%	0,15%	0,39%	0,89%	0,12%	0,24%	1,44%	1,90%	2,34%	1,52%	3,97%	2,77%	2,23%	1,74%	1,54%	0,29%	2,64%	1,19%	0,91%	1,41%	0,89%	0,26%	0,50%	0,16%	1,45%	-0,82%	13,44%	-1,67%	5,71%	-3,27%	1,94%	-1,03%	-0,27%	10,67%	-0,06%	-0,35%	0,09%	-0,75%	24,55%	-19,85%	0,12%	0,15%	0,09%	0,24%	0,09%	0,14%	0,07%	0,11%	0,07%	0,08%	0,00%	-0,23%	0,13%	-0,14%	0,11%	1,20%	1,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,20%	1,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,20%	1,20%	0,00%	1,40%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,40%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,40%	1,40%	0,00%	1,35%	0,76%	-0,90%	-1,37%	1,52%	1,91%	-0,64%	-1,30%	0,67%	1,49%	0,67%	-0,57%	-0,28%	-0,94%	0,19%	1,33%	0,50%	-0,87%	-1,20%	1,31%	1,52%	-0,59%	-1,04%	-0,41%	1,38%	0,57%	-0,33%	-2,16%	-1,38%	0,05%	1,34%	0,63%	-0,88%	-1,29%	1,42%	1,73%	-0,62%	-1,18%	-0,48%	1,44%	0,62%	-0,46%	-2,12%	-1,15%	0,12%	0,94%	-0,17%	0,10%	-0,40%	0,17%	1,61%	-0,31%	-0,49%	-0,92%	0,66%	1,16%	0,37%	-2,67%	-2,21%	0,65%	1,35%	-0,66%	-1,04%	-0,24%	1,56%	1,11%	-0,92%	0,22%	-0,47%	0,25%	0,13%	0,41%	-1,43%	-2,77%	-0,62%	0,84%	-0,57%	-0,59%	-0,31%	1,69%	-0,78%	-0,18%	-0,49%	0,08%	0,86%	-0,26%	0,91%	-2,23%	-2,91%	-0,32%	1,19%	0,08%	-0,70%	-0,80%	1,28%	1,18%	-0,54%	-0,71%	-0,46%	1,01%	0,48%	0,06%	-2,12%	-1,90%	0,01%															
Inflación al consumidor IPC (bienes y servicios)	1,000	1,016	1,026	1,039	1,048	1,046	1,047	1,052	1,061	1,062	1,065	1,080	1,101	1,126	1,143	1,000	1,028	1,051	1,069	1,085	1,089	1,117	1,131	1,141	1,157	1,167	1,170	1,178	1,195	1,000	1,016	1,026	1,039	1,048	1,046	1,047	1,052	1,061	1,062	1,065	1,080	1,101	1,126	1,143	1,000	1,134	1,115	1,179	1,141	1,163	1,151	1,148	1,270	1,269	1,265	1,266	1,257	1,565	1,254	1,000	1,001	1,002	1,005	1,006	1,007	1,008	1,009	1,010	1,011	1,011	1,008	1,010	1,008	1,009	1,000	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,024	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,049	1,061	1,061	1,000	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,028	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,057	1,072	1,072	1,000	1,008	0,999	0,985	1,000	1,019	1,012	0,999	0,994	1,009	1,015	1,010	0,989	0,979	0,981	1,000	1,005	0,996	0,984	0,997	1,012	1,006	0,996	0,992	1,006	1,011	1,008	0,986	0,973	0,973	1,000	1,006	0,997	0,985	0,999	1,016	1,010	0,998	0,993	1,007	1,013	1,009	0,987	0,976	0,977	1,000	0,998	0,999	0,995	0,997	1,013	1,010	1,005	0,996	1,002	1,014	1,018	0,991	0,969	0,975	1,000	0,993	0,983	0,981	0,996	1,007	0,998	1,000	0,995	0,998	0,999	1,003	0,989	0,961	0,955	1,000	0,994	0,988	0,985	1,002	0,994	0,992	0,987	0,988	0,997	0,994	1,003	0,981	0,952	0,949	1,000	1,001	0,994	0,986	0,999	1,010	1,005	0,998	0,993	1,003	1,008	1,009	0,987	0,969	0,969

Figura 3.22: Indexadores mensuales periodo de construcción y puesta en operación

- **Precios años:** Indexadores anuales del modelamiento financiero, en donde se proyectan los precios del mercado.

Hitos Fecha Meses del año	Inicio del desarrollo												Inicio del Suministro												Inicio de la Construcción												FPO																																																																																																																																																																													
	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24																																																																																																																																																						
<b>Indexación durante la construcción</b>	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024	2022	2022	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2023	2024																																																																																																																																																							
Inflación al consumidor IPC (bienes y servicios)	1,66%	1,63%	1,00%	1,25%	0,84%	-0,21%	0,15%	0,39%	0,89%	0,12%	0,24%	1,44%	1,90%	2,34%	1,52%	3,97%	2,77%	2,23%	1,74%	1,54%	0,29%	2,64%	1,19%	0,91%	1,41%	0,89%	0,26%	0,50%	0,16%	1,45%	-0,82%	13,44%	-1,67%	5,71%	-3,27%	1,94%	-1,03%	-0,27%	10,67%	-0,06%	-0,35%	0,09%	-0,75%	24,55%	-19,85%	0,12%	0,15%	0,09%	0,24%	0,09%	0,14%	0,07%	0,11%	0,07%	0,08%	0,00%	-0,23%	0,13%	-0,14%	0,11%	1,20%	1,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,20%	1,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,20%	1,20%	0,00%	1,40%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,40%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,40%	1,40%	0,00%	1,35%	0,76%	-0,90%	-1,37%	1,52%	1,91%	-0,64%	-1,30%	0,67%	1,49%	0,67%	-0,57%	-0,28%	-0,94%	0,19%	1,33%	0,50%	-0,87%	-1,20%	1,31%	1,52%	-0,59%	-1,04%	-0,41%	1,38%	0,57%	-0,33%	-2,16%	-1,38%	0,05%	1,34%	0,63%	-0,88%	-1,29%	1,42%	1,73%	-0,62%	-1,18%	-0,48%	1,44%	0,62%	-0,46%	-2,12%	-1,15%	0,12%	0,94%	-0,17%	0,10%	-0,40%	0,17%	1,61%	-0,31%	-0,49%	-0,92%	0,66%	1,16%	0,37%	-2,67%	-2,21%	0,65%	1,35%	-0,66%	-1,04%	-0,24%	1,56%	1,11%	-0,92%	0,22%	-0,47%	0,25%	0,13%	0,41%	-1,43%	-2,77%	-0,62%	0,84%	-0,57%	-0,59%	-0,31%	1,69%	-0,78%	-0,18%	-0,49%	0,08%	0,86%	-0,26%	0,91%	-2,23%	-2,91%	-0,32%	1,19%	0,08%	-0,70%	-0,80%	1,28%	1,18%	-0,54%	-0,71%	-0,46%	1,01%	0,48%	0,06%	-2,12%	-1,90%	0,01%															
Inflación al consumidor IPC (bienes y servicios)	1,000	1,016	1,026	1,039	1,048	1,046	1,047	1,052	1,061	1,062	1,065	1,080	1,101	1,126	1,143	1,000	1,028	1,051	1,069	1,085	1,089	1,117	1,131	1,141	1,157	1,167	1,170	1,178	1,195	1,000	1,016	1,026	1,039	1,048	1,046	1,047	1,052	1,061	1,062	1,065	1,080	1,101	1,126	1,143	1,000	1,134	1,115	1,179	1,141	1,163	1,151	1,148	1,270	1,269	1,265	1,266	1,257	1,565	1,254	1,000	1,001	1,002	1,005	1,006	1,007	1,008	1,009	1,010	1,011	1,011	1,008	1,010	1,008	1,009	1,000	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,024	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,049	1,061	1,061	1,000	1,014	1,014	1,014	1,014	1,014	1,028	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	1,057	1,072	1,072	1,000	1,008	0,999	0,985	1,000	1,019	1,012	0,999	0,994	1,009	1,015	1,010	0,989	0,979	0,981	1,000	1,005	0,996	0,984	0,997	1,012	1,006	0,996	0,992	1,006	1,011	1,008	0,986	0,973	0,973	1,000	1,006	0,997	0,985	0,999	1,016	1,010	0,998	0,993	1,007	1,013	1,009	0,987	0,976	0,977	1,000	0,998	0,999	0,995	0,997	1,013	1,010	1,005	0,996	1,002	1,014	1,018	0,991	0,969	0,975	1,000	0,993	0,983	0,981	0,996	1,007	0,998	1,000	0,995	0,998	0,999	1,003	0,989	0,961	0,955	1,000	0,994	0,988	0,985	1,002	0,994	0,992	0,987	0,988	0,997	0,994	1,003	0,981	0,952	0,949	1,000	1,001	0,994	0,986	0,999	1,010	1,005	0,998	0,993	1,003	1,008	1,009	0,987	0,969	0,969

Figura 3.23: Indexadores anuales de los precios del mercado, para el calculo de los ingresos

- **Macroeconomicos año:** son las variables de entrada y de referencia macroeconómicas del modelamiento financiero.

CONCEPTO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Crecimiento PIB	4.40%	2.50%	2.90%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Perfil de Indexación libre PPA	3.00%	5.00%	0.00%	0.00%	0.00%	4.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	4.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Perfil de Indexación libre EPC	3.00%	3.00%	0.00%	0.00%	0.00%	3.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	3.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
IPC (E.A.)	9.80%	10.50%	8.60%	6.80%	5.50%	4.00%	3.80%	3.50%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
IJP (E.A.)	19.50%	8.90%	3.50%	1.80%	2.70%	2.70%	2.70%	2.70%	2.70%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Devaluación fin de año	7.51%	7.91%	3.80%	1.50%	-3.50%	-2.00%	-1.24%	0.95%	0.46%	0.46%	0.46%	0.46%	0.46%	0.46%	0.46%
Tasa de Cambio COP/USD (fin de año)	3.890,0	3.980,0	4.140,0	4.241,5	4.324,6	4.388,2	4.452,7	4.518,2	4.584,7	4.652,1	4.720,5	4.789,9	4.860,4	4.931,8	5.004,4
	Min	4.280,0	4.618,6	4.850,0	5.052,0	5.198,3	5.272,9	5.338,2	5.388,7	5.413,4	5.438,2	5.463,1	5.488,2	5.513,3	5.538,6
	Max	4.600,0	4.950,0	5.376,9	5.694,7	5.959,6	6.121,3	6.257,7	6.397,2	6.539,7	6.685,5	6.834,5	6.986,8	7.142,5	7.301,7
Tasa de Cambio Promedio COP/USD	4.130,6	4.449,3	4.706,4	4.830,1	4.780,9	4.648,8	4.573,3	4.566,3	4.598,3	4.619,4	4.640,6	4.661,9	4.683,2	4.704,7	4.726,3
DIF (E.A.)	10.81%	11.20%	10.10%	8.01%	6.45%	4.75%	4.35%	4.02%	3.48%	3.41%	3.41%	3.41%	3.41%	3.41%	3.41%
IR (E.A.)	10.33%	10.92%	9.82%	7.75%	6.18%	4.47%	4.00%	3.73%	3.19%	3.12%	3.12%	3.12%	3.12%	3.12%	3.12%
SMLMV	1.000,015	1.148,017	1.291,519	1.428,420	1.554,121	1.670,680	1.770,921	1.873,634	1.976,694	2.075,518	2.179,294	2.288,259	2.402,672	2.522,805	2.648,945
DCSR Variable	1,25 x	1,25 x	1,25 x	1,20 x	1,20 x	1,20 x	1,15 x	1,15 x	1,15 x	1,15 x	1,10 x	1,10 x	1,10 x	1,10 x	1,10 x

Figura 3.24: Indicadores anuales macroeconomicos del modelamiento financiero

- **Impuestos:** son las condiciones tributarias aplicadas en el modelo financiero.

Impuesto	Ley	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Renta	2155	35%	35%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
ICA	2155	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
GMF	2155	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%

Figura 3.25: Indicadores tributarios del modelamiento financiero

- **Balance:** análisis energético demanda vs generación, son perfiles horarios resultado del diseño en PVSyst o software especializado cruzado con la matriz de consumo o demanda del usuario no regulado.

Generación	Demanda	Mes	Demanda [kWh/año]	Autoconsumo [kWh/año]	Importaciones [kWh/año]	Generación [kWh/año]	Expo T [kWh/año]	Expo 1 [kWh/año]	Expo 2 [kWh/año]	Penalización Inductiva [kVArh/año]	Penalización Capacitiva [kVArh/año]	Entrada en operación
100%	74%	1	78.471	15.961	62.509	20.982	5.021	4.673	348	20.354	2.626	0
90%	77%	2	81.638	15.761	65.857	18.896	3.114	2.981	133	7.724	66	0
96%	66%	3	70.084	15.890	54.194	20.240	4.349	4.108	241	7.240	189	0
90%	31%	4	32.892	10.358	22.534	18.805	8.447	7.682	765	3.407	308	0
92%	14%	5	14.916	4.685	10.230	19.313	14.628	12.695	1.933	1.013	253	0
92%	48%	6	50.876	14.203	36.673	19.285	5.083	4.944	139	6.218	813	1
98%	49%	7	52.053	12.876	39.177	20.479	7.604	6.875	729	5.522	422	1
99%	70%	8	74.816	16.996	57.820	20.849	3.852	3.552	300	7.405	231	1
96%	82%	9	87.957	18.735	69.221	20.223	1.488	1.488	-	8.495	397	1
99%	98%	10	104.776	18.603	86.174	20.833	2.231	2.231	-	7.326	222	1
88%	100%	11	106.713	17.283	89.429	18.485	1.201	1.201	-	5.631	42	1
93%	44%	12	46.685	11.279	35.406	19.537	8.258	7.363	895	2.606	652	1
<b>Promedio</b>			66.823	14.388	52.435	19.827	5.440	4.983	457	6.912	518	
<b>Máximo</b>			106.713	18.735	89.429	20.982	14.628	12.695	1.933	20.354	2.626	
<b>Total anual</b>			801.876	172.652	629.224	237.927	65.276	59.793	5.483	82.942	6.221	

Demanda	
Autoconsumo	172.652
Importaciones	629.224
Total demanda	801.876

Suministro	
Autoconsumo	172.652
Expo_1	59.793
Expo_2	5.483
Total Suministro	237.927

Figura 3.26: Matriz de balance de energía horario y mensual primer año de operación

- **Demanda:** análisis anual de la demanda del usuario no regulado.

Mes		Fecha		Matriz Activa kWh (entrada)																	
dia	Fecha	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
12	20	20/12/2021	20,38	20,27	20,05	20,46	20,47	20,37	94,05	164,45	196,96	199,45	190,79	195,47	189,28	123,09	160,93	151,45	196,49	217,78	221
12	21	21/12/2021	188,1	190,4	190,25	192,14	187,65	131,01	53,98	165,96	204,92	204,82	196,88	201,35	208,08	63,42	52,38	154,34	189,59	185,18	177
12	22	22/12/2021	143,1	145,07	151,83	153,19	149,69	155,58	127,08	25,43	30,1	34,1	58	189,19	195,01	193,95	185,65	184,22	190,91	194,87	221
12	23	23/12/2021	185,38	160,02	104,61	174,02	170,72	97,35	35,31	143,1	192,21	191,29	193,92	200,24	192,65	186,14	190,86	73,96	65,92	171,61	172
12	24	24/12/2021	165,43	157,84	153,24	157,72	164,75	164,03	173,95	199,35	195,2	185,25	105,35	31,8	24,85	14,95	9,03	11,21	10,58	7,92	36
12	25	25/12/2021	10,45	10,49	10,02	10,47	10,49	9,95	7,96	7,25	6,76	7,17	7,22	6,88	7,2	7,33	6,93	7,49	7,56	6,97	36
12	26	26/12/2021	11,18	11,24	10,78	11,16	10,87	9,92	7,69	7,52	6,66	6,99	7,12	6,71	7,16	7,27	6,79	7,2	7,53	6,99	36
12	27	27/12/2021	10,85	10,97	10,47	11	10,94	10,05	8,54	9,17	9,83	22,55	19,51	21,39	19,91	20,3	22,43	22,78	22,77	16,92	36
12	28	28/12/2021	10,75	10,42	9,93	10,36	10,41	9,66	8,22	10,38	21,33	19,64	18,72	18,2	17,39	16,89	16,22	22,86	20,79	6,35	36
12	29	29/12/2021	10,13	10,05	9,72	9,93	9,95	8,86	7,22	14,16	15,81	18	17,94	16,59	17,34	17,51	17,87	18,37	17,94	8,12	36
12	30	30/12/2021	9,92	9,62	9,24	9,59	9,78	9,16	8,19	8,78	10,28	12,85	17,95	16,57	17,34	17,21	16,78	17,12	16,63	5,39	36
12	31	31/12/2021	9,33	9,16	8,57	9,11	9,04	8,45	6,14	0	0	0	0	0	4,47	5,78	5,26	5,68	5,81	5,29	36

kWh/día		Demanda de Energía Activa																			
		h0	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	
50%	Promedio	82,7	81,7	81,3	81,9	81,0	57,1	35,7	82,4	96,7	100,6	104,9	107,2	107,6	102,9	102,8	106,6	105,6	105,6	105,6	105
50%	P50	27,11	26,67	27,15	26,65	25,86	25,56	28,18	57,67	64,93	72,21	73,64	80,33	82,46	77,87	68,51	75,76	80,73	83,68	95	95
Desv	Desviación	80,29	79,08	78,83	79,41	78,54	52,80	29,23	64,01	73,33	74,90	75,82	77,19	77,74	75,86	76,80	77,85	78,82	79,29	81	81
95%	Máxima demand	208,679	202,234	202,796	205,231	203,541	145,824	82,257	185,822	204,344	209,739	213,405	217,941	217,495	213,541	217,338	220,937	223,171	224,208	222	222
10%	P10	9,852	9,848	9,692	9,538	9,298	8,872	8,104	9,68	10,65	12,794	13,34	13,092	12,088	12,066	10,662	10,882	10,364	8,512	10	10

Figura 3.27: Matriz de demanda horario y promedio horaria: Análisis de la demanda

- **Generación:** análisis del primer año de generación, para este caso solo se encuentra la matriz de generación solar fotovoltaica.

Mes		Fecha		Matriz Activa kWh (entrada)																	
dia	Fecha	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
12	14	14/12/2021	-	-	1,5	9,5	31,3	83,9	107,8	99,3	98,8	79,3	47,4	23,3	29,9	2,9	-	-	-	-	-
12	15	15/12/2021	-	-	-	-	14,0	29,7	55,1	56,2	55,3	59,4	72,9	47,3	32,3	3,4	-	-	-	-	-
12	16	16/12/2021	-	-	3,4	10,9	32,6	70,8	86,1	38,5	52,9	34,3	58,1	26,5	21,3	3,0	-	-	-	-	-
12	17	17/12/2021	-	-	3,5	25,4	62,9	70,2	111,1	89,3	57,6	90,3	69,3	19,0	26,8	3,0	-	-	-	-	-
12	18	18/12/2021	-	-	-	0,7	12,3	14,7	51,5	64,2	70,5	110,2	69,6	68,3	23,4	3,9	-	-	-	-	-
12	19	19/12/2021	-	-	3,1	25,1	62,7	67,9	109,6	95,3	91,4	94,8	59,4	65,7	32,9	3,9	-	-	-	-	-
12	20	20/12/2021	-	-	3,2	20,7	62,6	93,0	110,4	117,8	118,1	110,4	53,4	25,9	20,1	4,1	-	-	-	-	-
12	21	21/12/2021	-	-	3,1	19,7	41,7	77,0	91,0	97,5	91,6	86,0	75,6	55,9	19,6	2,4	-	-	-	-	-
12	22	22/12/2021	-	-	3,0	13,4	42,4	70,6	88,9	86,5	99,4	97,3	87,2	37,6	17,7	1,4	-	-	-	-	-
12	23	23/12/2021	-	-	2,8	15,7	56,6	78,8	95,1	97,1	98,5	99,0	93,9	71,3	38,4	4,2	-	-	-	-	-
12	24	24/12/2021	-	-	2,4	24,3	63,3	94,3	82,5	120,7	112,5	96,9	32,6	2,5	4,1	-	-	-	-	-	-
12	25	25/12/2021	-	-	2,3	16,7	61,0	92,2	109,8	117,3	117,9	80,1	94,5	67,2	15,3	4,8	-	-	-	-	-
12	26	26/12/2021	-	-	2,1	23,3	41,5	92,2	111,4	119,3	119,8	112,9	63,2	71,9	37,7	4,9	-	-	-	-	-
12	27	27/12/2021	-	-	0,3	2,6	29,9	51,2	70,2	76,9	118,5	112,0	96,5	71,4	37,1	5,2	-	-	-	-	-
12	28	28/12/2021	-	-	1,3	10,5	18,9	30,9	25,1	52,0	88,6	86,4	43,4	30,0	11,8	4,2	-	-	-	-	-
12	29	29/12/2021	-	-	1,8	23,1	38,7	46,8	91,3	117,5	118,0	112,0	95,8	70,5	35,7	5,5	-	-	-	-	-
12	30	30/12/2021	-	-	2,6	22,5	59,2	71,9	109,3	117,6	118,4	111,8	96,7	71,8	37,8	5,7	-	-	-	-	-
12	31	31/12/2021	-	-	1,3	22,5	60,7	92,3	110,9	118,9	119,8	113,5	85,5	39,8	38,5	5,1	-	-	-	-	-

kWh/día		Demanda de Energía Activa																			
		h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20			
50%	Promedio	-	-	3,9	22,0	51,9	77,8	87,7	90,6	86,8	79,1	69,2	51,3	29,3	7,6	-	-	-	-	-	-
50%	P50	-	-	3,02	21,53	55,28	82,04	92,62	98,15	93,90	83,34	70,95	53,52	28,97	6,94	-	-	-	-	-	-
Desv	Desviación	-	-	2,42	10,26	19,34	22,91	25,88	29,58	29,80	28,90	25,00	20,79	13,71	4,84	-	-	-	-	-	-
95%	Máxima Generac	-	-	8,59	40,93	85,81	110,18	122,41	126,63	127,74	124,83	113,24	89,04	55,12	18,62	-	-	-	-	-	-
10%	P10	-	-	-	8,25	23,83	42,04	47,60	40,79	41,59	35,28	35,65	21,66	9,82	1,15	-	-	-	-	-	-

Figura 3.28: Matriz de generación horario y promedio horaria: Análisis de la generación

Es de gran importancia tener presente que en la hoja tablero se encuentra el resumen general del la herramienta, en la cual se puede realizar análisis conforme a las condiciones, escenarios y datos de entrada del modelo.



---

## Capítulo 4

# Casos de estudio

---

En este capítulo se presenta los aspectos más relevantes a tener en cuenta para el análisis de factibilidad desarrollado para el caso de estudio del presente proyecto de grado.

### 4.1. Caso de estudio: Solución de autogeneración de 140 kW nominales

Para el caso de estudio se realiza una visita técnico comercial, al un usuario no regulado que proyecta instalar una solución de autogeneración solar fotovoltaica en las cubiertas de su inmueble.

La actividad económica principal del usuario no regulado es trillar café para exportar la esmeralda del café, la ubicación es Chinchina - Cladas, estes es atendido por el comercializador epm y el operador de red CHEC grupo epm.

Como primera actividad se realiza el levantamiento de información primaria y secundaria, tanto en sistemas de información como un levantamiento en sitio, realizando un primer reconocimiento de las áreas útiles por medio de fotogrametría con DRONE, adicionalmente se levanta información de la disponibilidad para instalar equipos en subestación o en otras áreas disponibles, la trayectoria para la conexión a la subestación, los datos relevante de la subestación, la disponibilidad de red, la capacidad de transformación, la demanda, entre otros datos de interes que se presentarán más adelante y que son recopilados para el análisis de factibilidad.

A continuación se presenta un resumen general del caso de estudio:

- Área total cubierta: **1.289 m<sup>2</sup>**.
- Nivel de tensión en media: **33 kV - nivel 3 -**.

- Nivel de tensión en baja: **440 V - nivel 1 -**.
- Consumo anual: **801.876 kWh/año**.
- Capacidad a instalar en paneles: **171.050 kWp**.
- Área de paneles: **803 m<sup>2</sup>**.
- Generación primer año, en P90: **237.451 kWh/año**.
- Cobertura solar PV: **29,6 %**.
- Autoconsumo: **21,5 %**.
- Excedentes: **8,1 %**.
- Factor de planta, primer año: **19,4 %**.
- Rendimiento específico del caso de estudio, primer año: **1.391,0 kWh/kWp**.

La solución solar fotovoltaica del caso de estudio consta de las siguientes componentes de manera general:

**Tabla 4.1:** Cantidades generales del caso de estudio.

Item	Descripción	Unidad	Cantidad
1	Paneles solares fotovoltaicos (550 Wp)	Und	311
2	Inversores de potencia (100 kW + 40 kW)	Und	2
3	Cableado ac y dc - canalizaciones	global	1
4	Gabinetes de protección	Und	2
5	Estructura soporte de paneles	global	1
6	Sistema de comunicación y dataloguer	global	1
7	Plataforma de seguimiento (inversores)	Und	1
8	Medida bidireccional	Und	2
9	Sistema de puesta a tierra	global	1
10	Canalización subterránea	ml	65
11	Caseta inversores	global	1

Los costoso de inversión (CAPEX) del proyecto son:

**Tabla 4.2:** Costos de inversión caso de estudio.

<b>Categorías entregables</b>	<b>Valor [\$MCOP]</b>	<b>IVA[\$MCOP]</b>	<b>Peso %</b>
Formulación	0,9	0,16	0,1 %
Ingeniería	13,6	2,46	2,1 %
Transporte	1,6	0,30	0,2 %
Obra Civil	19,5	0,21	3,0 %
Módulos PV	286,5	-	43,5 %
Inversores	37,2	-	5,7 %
Estructura solar	36,6	6,75	5,6 %
SPT	1,5	0,28	0,2 %
Cableado en DC	13,4	2,42	2,0 %
Cableado en AC	33,5	6,06	5,1 %
Canalizaciones	16,9	3,06	2,6 %
Protecciones	18,1	3,27	2,7 %
Montaje	26,7	4,92	4,1 %
Medida	2,8	0,51	0,4 %
Transformador	-	-	0,0 %
Unidad de potencia	-	-	0,0 %
Líneas	-	-	0,0 %
Comunicaciones	4,8	0,0002	0,7 %
Iluminación	-	-	0,0 %
Certificaciones	4,3	0,80	0,7 %
Compensación	-	-	0,0 %
AIU + IVA sobre la utilidad	140,0	6,26	21,3 %
<b>Total costos de construcción</b>	<b>657,9</b>	<b>37,46</b>	<b>100,0 %</b>

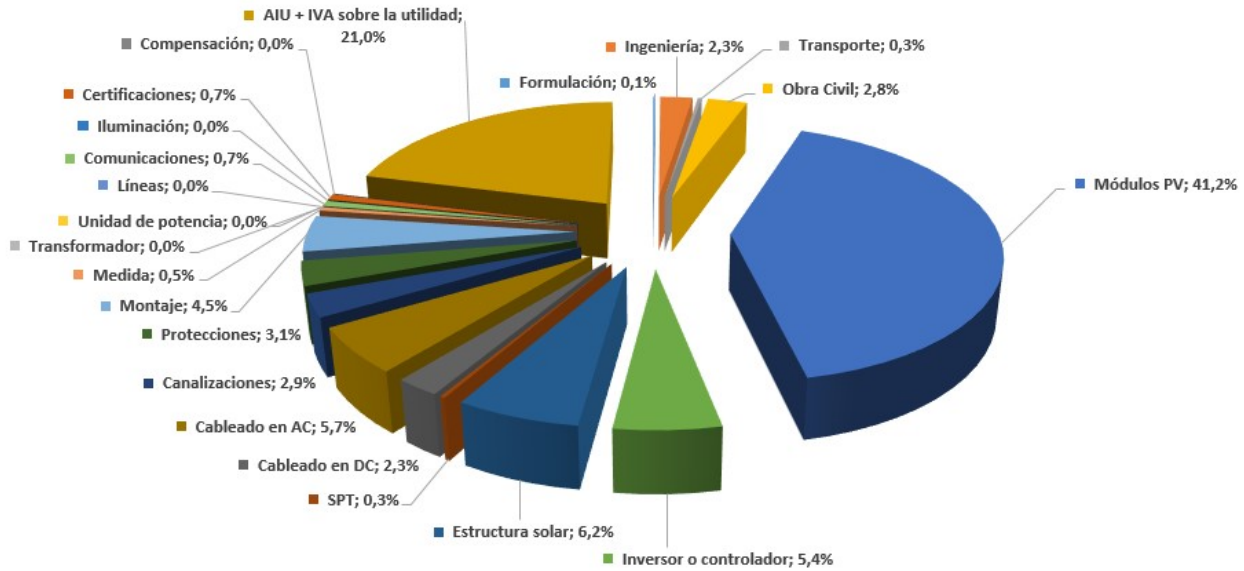


Figura 4.1: Pesos porcentuales costos de inversión caso de estudio.

Los gastos de operación y mantenimiento del proyecto anuales son:

**Tabla 4.3:** Gastos de Operación y Mantenimiento caso de estudio.

Categorías entregables	Valor [\$MCOP]	IVA[\$MCOP]	Peso %
Administración	\$ 2,1	\$ 0,40	14,3 %
Mantenimiento	\$9,4	\$ 1,7	64,7 %
Operación	\$ 0,0	\$ 0,0	0,0 %
AIU + IVA sobre la utilidad	\$ 3,4	\$ 0,2	21,0 %
<b>Total costos de A y OM</b>	<b>\$ 14,9</b>	<b>\$ 2,2</b>	<b>100,0 %</b>

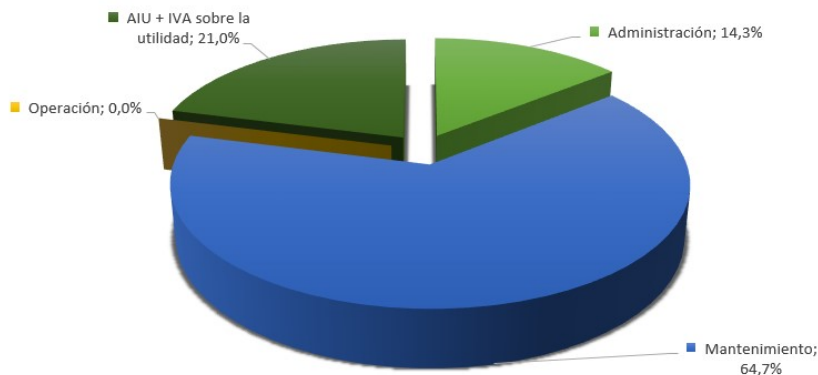


Figura 4.2: Pesos porcentuales gastos de operación y mantenimiento caso de estudio.



Dentro de las actividades de operación y mantenimiento más importantes se encuentran las siguientes:

- Informe de producción de energía y reporte de ahorro generado (seguimiento al retorno de la inversión).
- Limpieza de modulo e inversores.
- Mantenimientos preventivos y correctivos menores:
  - Termografías (puntos calientes).
  - Análisis de curvas I-V.
  - Retorque de estructura.
  - Retorqueo de puntos de conexión eléctricos.
  - Cambio de conectores, cableado o defectos de fabrica que se encuentro dentro de las garantías.
  - Atención de fallas y alertas.
  - Configuración y programación de inversores por actualizaciones.

Las exclusiones de la solución de autogeneración; son otros costos de inversión asociados al caso de estudio, que no son ejecutados por quien hace el EPC y son considerados como los costos de inversión en caso de contratar un PPA:

**Tabla 4.4:** Costos de inversión asociados a las exclusiones del caso de estudio.

<b>Categorías entregables</b>	<b>Valor [\$MCOP]</b>	<b>IVA[\$MCOP]</b>	<b>Peso %</b>
Obra Civil	12,6	0,1	27,8 %
Protecciones	10,6	0,1	23,4 %
Comunicaciones	1,8	0,3	4,8 %
Compensación	8,9	\$ 1,6	23,0 %
AIU + IVA sobre la utilidad	9,2	0,4	21,0 %
<b>Total costos de Exclusiones</b>	<b>43,2</b>	<b>2,6</b>	<b>100,0 %</b>

Para el caso de estudio las exclusiones suman 45,9 Millones de pesos, destinados para implementar:

- Equipos de compensación de potencia reactiva.
- Apantallamiento cubiertas.
- Instalación de líneas de vida.
- Punto de red local o Wifi (comunicaciones).
- Escaleras o accesos a cubiertas.

## 4.2. Dimensionamiento del caso de estudio

El dimensionamiento del proyecto se realiza teniendo en cuenta la visita técnica, el levantamiento de información (primaria y secundaria), el motivador del usuario no regulado para la implementación de la solución de autogeneración y la ingeniería conceptual desarrollada.

- **Motivador del usuario no regulado:**

Conforme con el interés del área de sostenibilidad del usuario no regulado del caso de estudio, el motivador principal para la implementación de la solución de autogeneración, es aprovechar el área total útil que existe en las cubiertas que puedan generar energía por medio de la solución solar, para sus procesos productivos, contribuyendo a que el proceso productivo se realice a partir de energías renovables.

- **Check list Información primaria y secundaria:**

**Tabla 4.5:** Check list información primaria y secundaria para el desarrollo de ingeniería conceptual.

Ítem	Descripción información primaria y secundaria	Check
1	Requerimientos mínimos del EPC y del PPA	✓
2	Ubicación exacta en kmz con áreas utiles identificadas (ubicación punto de conexión)	✓
3	Planos arquitectonico	✓
4	Concepto de estructural de capacidad portante de la cubierta o techo	✓
5	Registro fotografico	✓
6	Ficha técnica de la cubierta	✓
7	Unifilar eléctrico (Capacidades de transformación, plantas de emergencia y banco de compensacion, etc)	✓
8	Nivel de tensión frontera comercial existente	✓

Continuación Tabla Descripción información primaria y secundaria		
Ítem	Descripción información primaria y secundaria	Check
9	Nivel de tensión del punto de conexión	✓
10	Comercializador que los atiende por punto de interes	✓
11	Puntos de anclajes o líneas de vida existentes	x
12	Se cuenta con accesos a los techos o cubiertas	x
13	Sistema de apantallamiento existente	x
14	Matrices de consumo horarias de 1 año (si no se tiene medida horaria consumos mensuales)	✓
15	Autogeneración PPA existentes o en desarrollo	x
16	Aspectos generales de contrato de compra de energía al comercializador que lo atiende y ultima factura de servicio (tarifa)	✓

Final de Tabla 4.5

### Registro fotográfico visita técnica:



Figura 4.3: Registro fotográfico visita técnica.

### Ingeniería conceptual del proyecto:

Utilizando PVsyst, Excel, AutoCAD y para algunos casos Digsilent, se realiza la ingeniería conceptual de la solución de autogeneración con la finalidad de realizar la estimación del CAPEX de inversión y el OPEX del caso de estudio. Calculando la generación de energía en diferentes escenarios de probabilidad de generación (E grid, P50, P90 y P75), las pérdidas de energía y la producción durante los 25 años y la matriz horaria de producción de energía anual horaria.

A continuación, se presenta el diagrama general de conexión del caso de estudio y el Layout o implantación de la solución de autogeneración solar del caso de estudio:



Figura 4.4: Distribución de paneles en cubiertas y análisis de sombras entorno 3D.

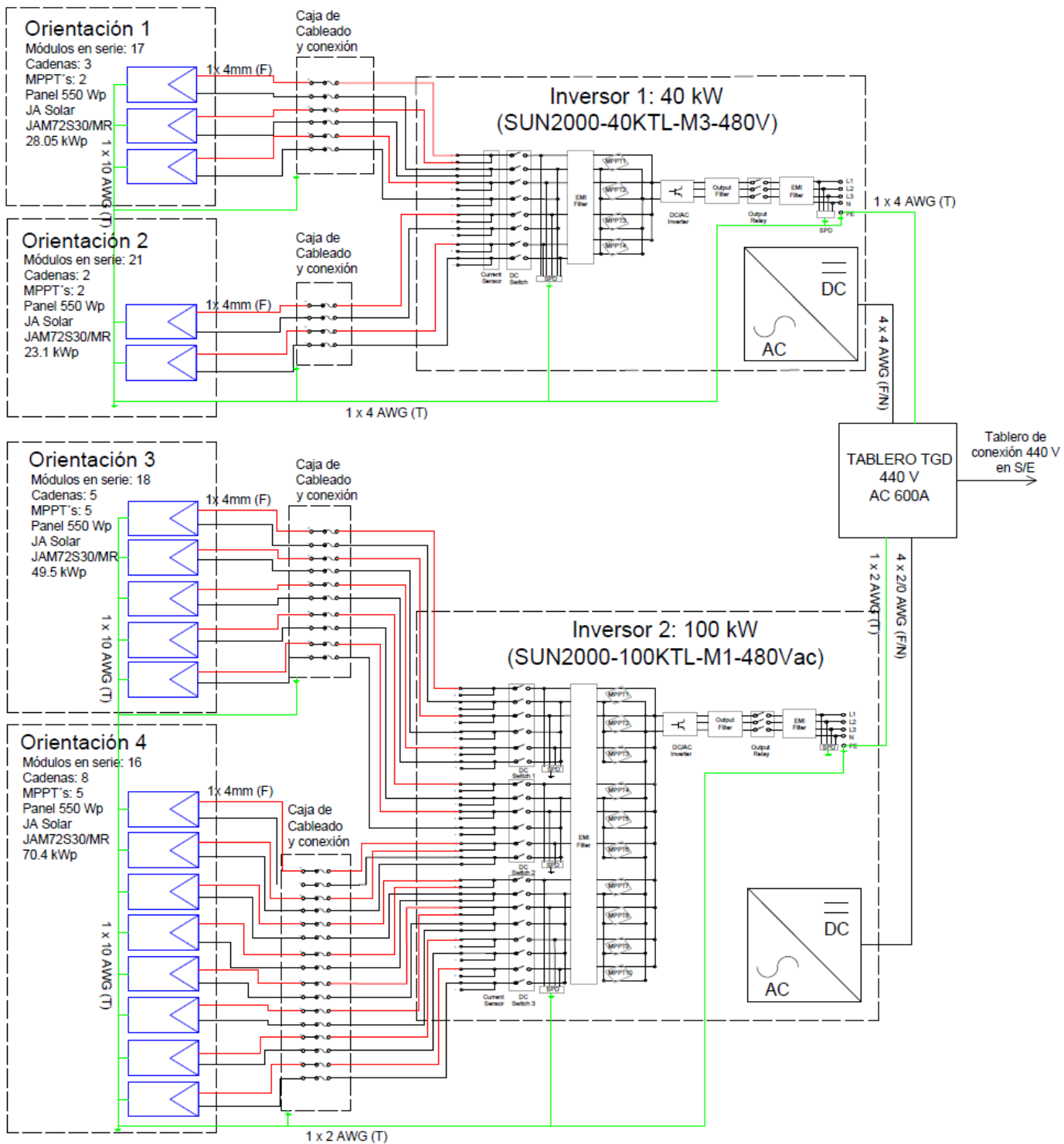


Figura 4.5: Diagrama de conexión caso de estudio.

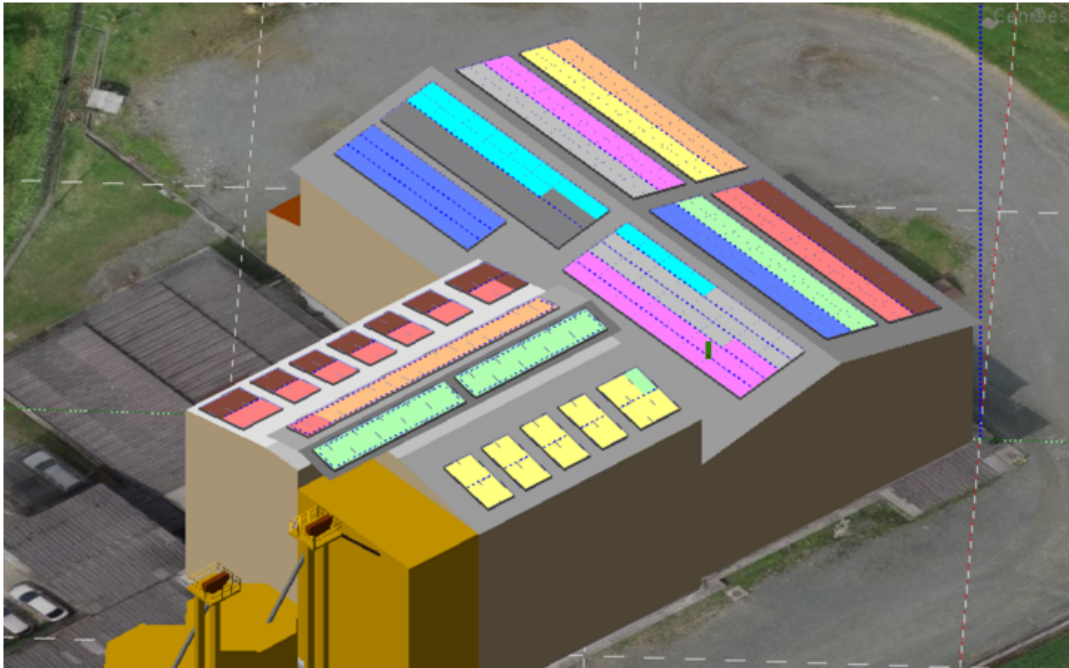


Figura 4.6: Distribución por arreglos o cadenas (strings) entorno 3D.



Figura 4.7: Layout del caso de estudio en AutoCAD, para estimar costos del CAPEX de inversión.

El software permite realizar variaciones e incluir la matriz de demanda horaria, pero no está programado para estimar que cantidad de energía son excedentes tipo 1 y excedentes tipo 2, adicionalmente no realiza un ajuste adecuado entre generación y demanda, por lo tanto, en el modelo se realiza un balance de energía horaria considerado en el modelamiento financiero del proyecto.

A continuación, se presentan la producción de energía del caso de estudio, que son utilizadas para determinar los ingresos del modelo:

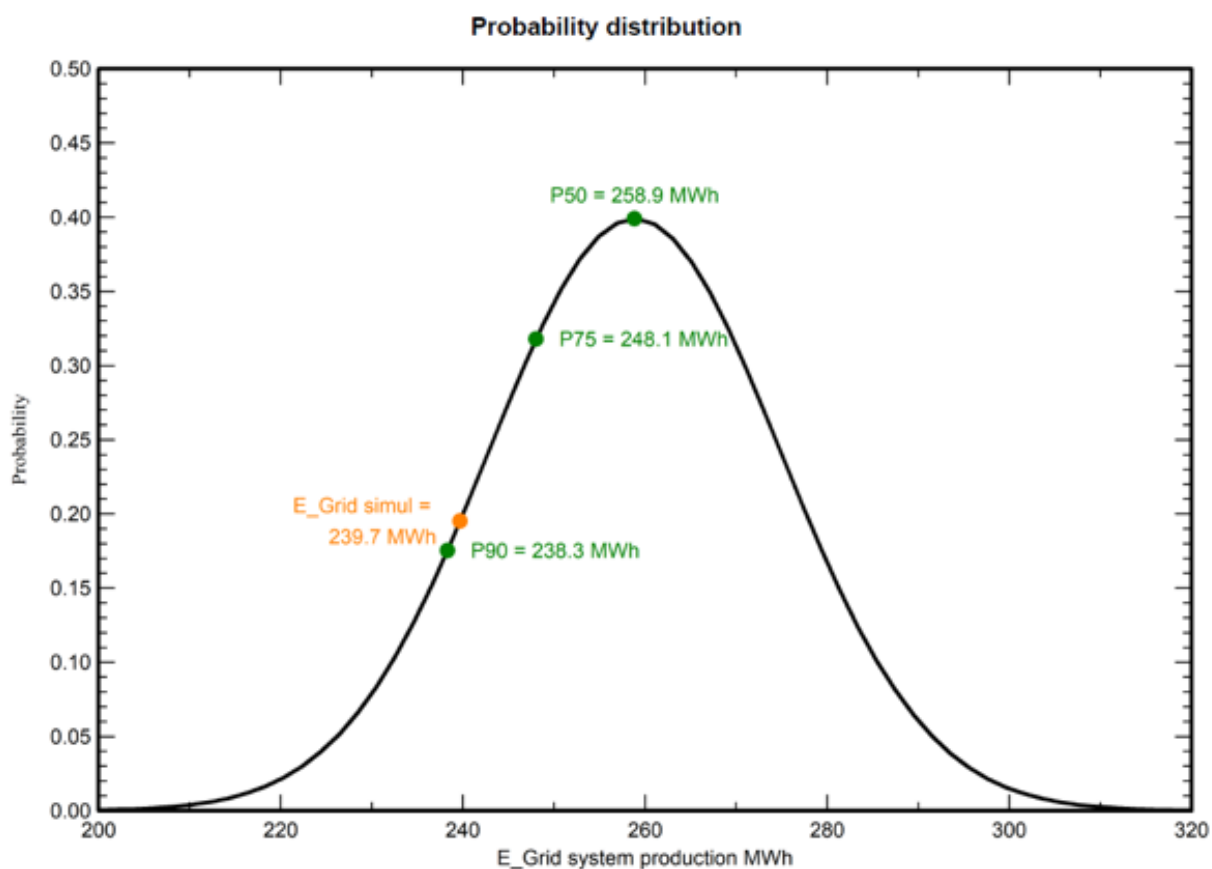


Figura 4.8: Escenarios de producción de energía ( $E_{grid}$ ,  $P50$ ,  $P75$  y  $P90$ )

Tabla 4.6: Generación anual esperada - reporte de PVsyst.

Año	Generación [MWh]	Egrid PR	Pérdidas de PR %
1	239,7	0,782	0,0 %

Año	Generación [MWh]	Egrid	PR	Pérdidas de PR %
2	238,8		0,779	-0,4 %
3	237,7		0,775	-0,8 %
4	236,6		0,772	-1,3 %
5	235,4		0,768	-1,8 %
6	234,0		0,763	-2,4 %
7	232,4		0,758	-3,1 %
8	230,7		0,752	-3,7 %
9	229,1		0,747	-4,4 %
10	227,6		0,742	-5,1 %
11	226,3		0,738	-5,6 %
12	225,2		0,734	-6,0 %
13	224,2		0,731	-6,4 %
14	223,3		0,728	-6,8 %
15	222,4		0,725	-7,2 %
16	221,5		0,722	-7,6 %
17	220,7		0,720	-7,9 %
18	219,7		0,716	-8,3 %
19	218,6		0,713	-8,8 %
20	217,4		0,709	-9,3 %
21	215,8		0,704	-10,0 %
22	213,9		0,697	-10,8 %
23	211,8		0,691	-11,7 %
24	209,6		0,683	-12,6 %
25	207,4		0,676	-13,5 %

Final de Tabla 4.6

### 4.3. Balance de energía caso de estudio

Como se ha mencionado anteriormente el balance de energía en la herramienta desarrollada en Excel, es el cruce de la demanda horaria (ver Figura 4.9) con la generación de energía horaria (ver Figura 4.10). Identificando el comportamiento de la demanda y el comportamiento típico de la generación, y un estimado del comportamiento del factor de potencia por la entrada de la solución de autogeneración visto desde la frontera.



A partir de este balance de energía se calcula:

- la importación de energía horaria.
- la exportación total de energía horaria.
- la exportación tipo 1 de energía horaria.
- la exportación tipo 2 de energía horaria.
- el autoconsumo de energía horaria.

A continuación, se presentan diferentes graficas de comportamiento horario de la generación, de la demanda y del balance de energía:

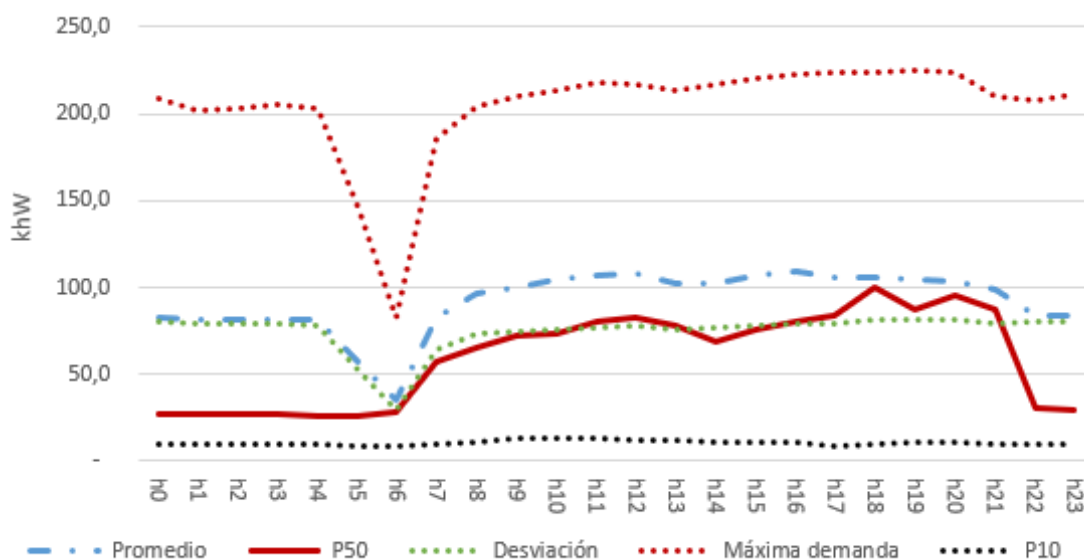


Figura 4.9: Demanda horaria anual [kWh/día].

En ambos casos, tanto en la demanda como en la generación, la desviación es alta y su comportamiento es aleatorio, estos dos volúmenes de energía dependen de hábitos de consumo y del potencial energético disponible diario.

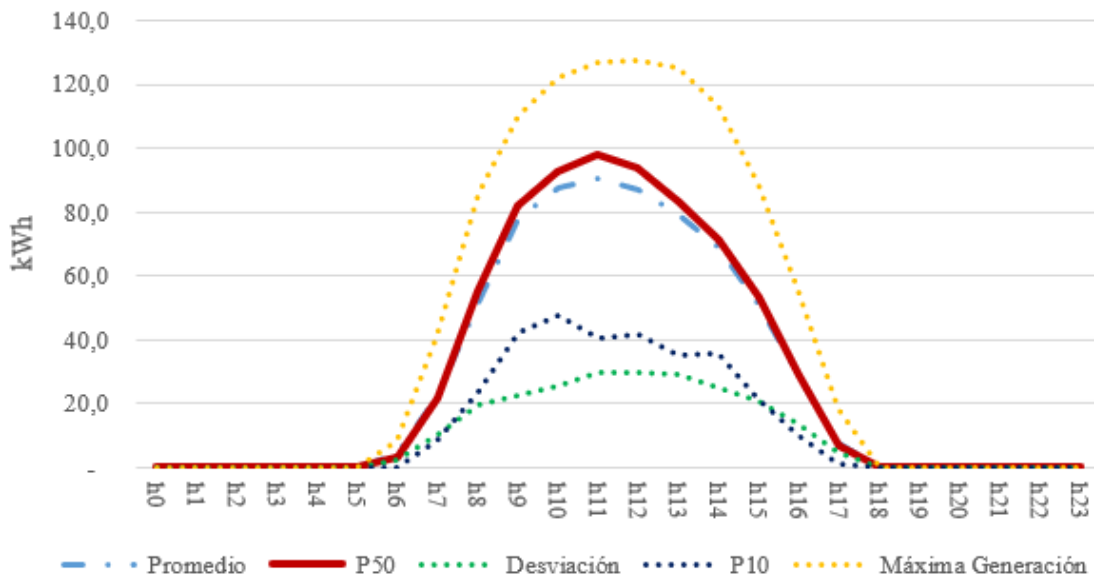


Figura 4.10: Generación horaria anual [kWh/día].

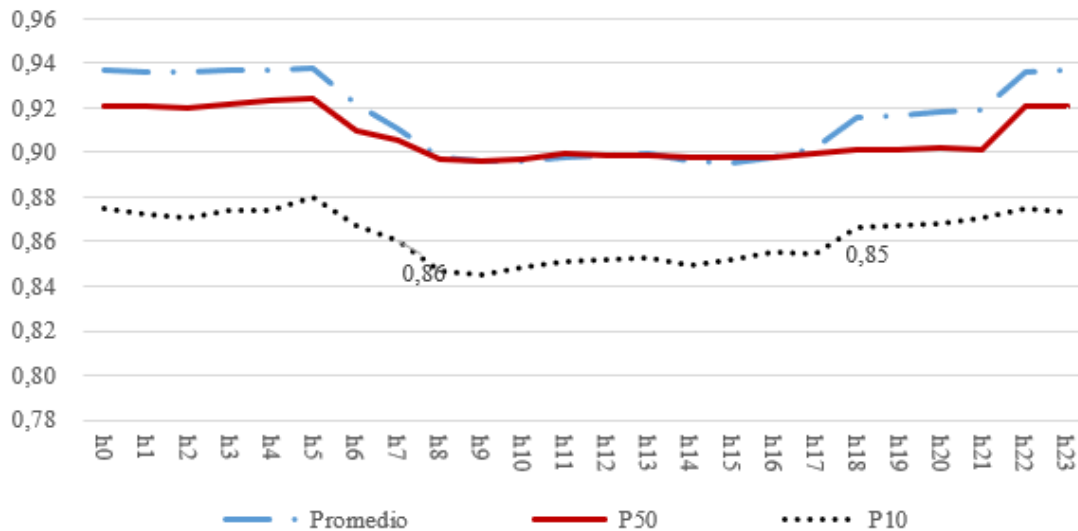


Figura 4.11: Factor de potencia sin la entrada de la generación.

Para el caso de estudio el factor de potencia presentará condición de exceso de energía reactiva, en estos casos lo recomendó es realizar unas mediciones con analizador de red antes de la entrada en operación del proyecto y después de la entrada en operación, para identificar con mayor exactitud que solución es más favorable ejecutar para controlar el exceso de energía reactiva, debido al cobro de exceso de energía reactiva.

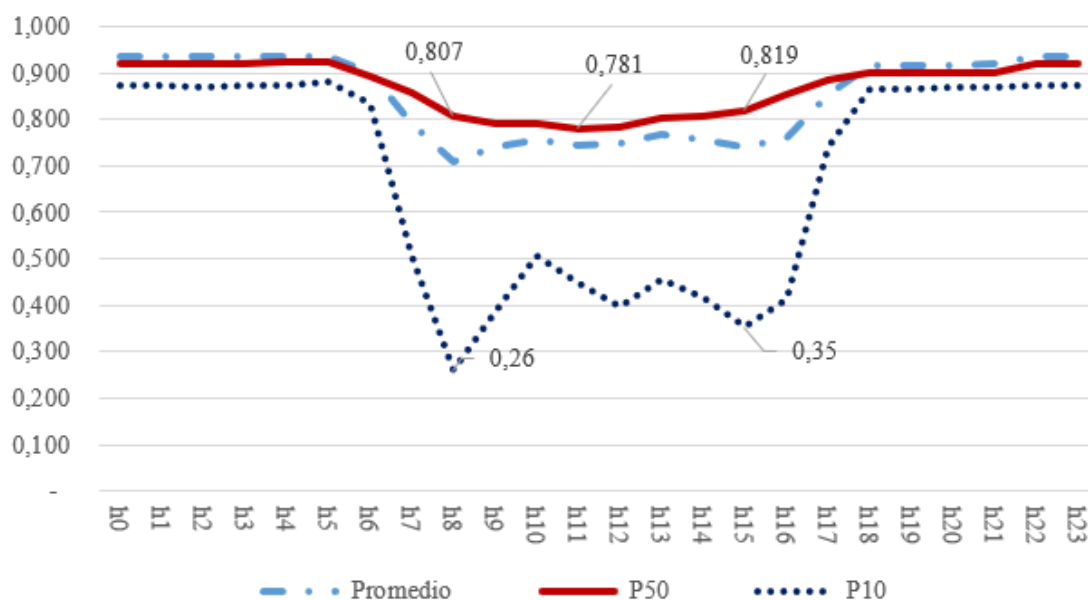


Figura 4.12: Factor de potencia con la entrada de la generación.

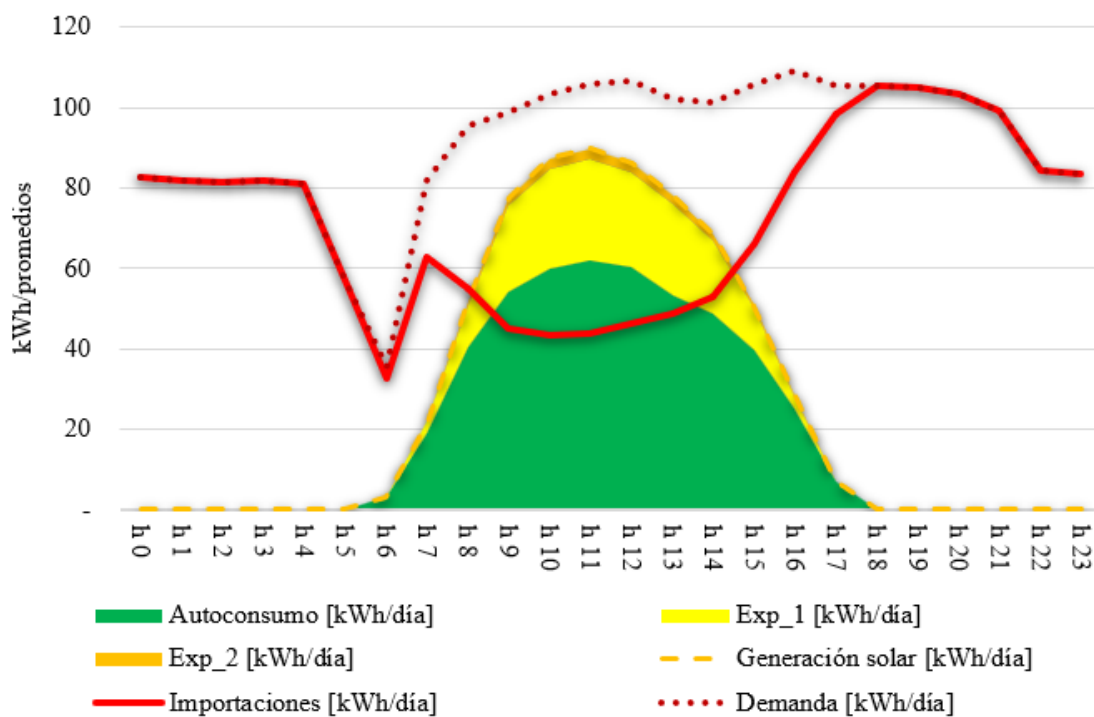


Figura 4.13: Matriz balance horaria promedio anual 12 x 24 generación - demanda año 1.

## 4.4. Precios de interés para el caso de estudio

Para la estimación de los ingresos o ahorros del caso de estudio, es necesario conocer los precios, la indexación de los mismo y las proyecciones de estos. En primera medida fue necesario conocer como estaba contratando el usuario no regulado; para el caso de estudio el comercializador que lo atiende, le contrato 6 bloques de energía, es decir, el precio al cual está pagando su tarifa mensualmente es un precio ponderado. En la herramienta se ingresa los precios por bloques de energía, para cada una de las componentes de la tarifa en cada una de las franjas horarias, calculando un precio ponderado con la demanda anual del usuario no regulado. Adicionalmente, se debe conocer las proyecciones de los precios regulados y no regulados, las proyecciones del precio de bolsa y la proyección de los indexadores; estos datos son inputs en la herramienta de excel desarrollada.

Por otro lado, se debe calcular el precio pactado del PPA el cual se determina de la siguiente manera (ver Figura 4.14):

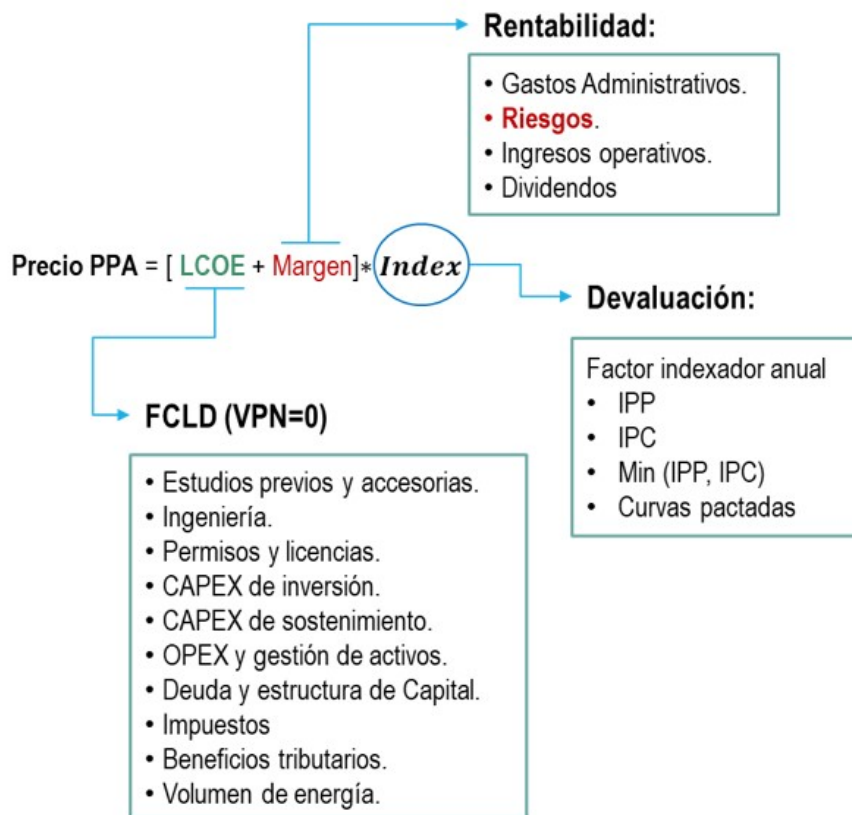


Figura 4.14: Cálculo del precio pactado en el PPA.

Con base en este precio, la herramienta permite calcular el precio nivelado de energía (LCOE), siendo el precio al cual se obtiene un VPN del proyecto igual a cero. Para este caso de estudio el margen es el 22 % del LCEO, para un precio pactado de PPA de 300,41 \$COP/kWh del 17 de noviembre de 2022.

## 4.5. Condiciones y escenarios del caso de estudio

Debido a que, dentro del modelamiento de la herramienta desarrollada en Excel, se consideran diferentes escenarios y condiciones, con la finalidad de entregar una herramienta flexible y ajustable a diferentes necesidades que permiten evaluar la factibilidad para la ejecución de la solución de autogeneración para los usuarios no regulados en Colombia; en particular para el caso de estudio se definen los siguientes escenarios y condiciones:

1. Periodo de evaluación 25 años, tanto en el EPC como en el PPA.
2. PPA bajo un esquema de contrato de compraventa de energía pague lo generado.
3. Escenario de producción de energía P90.
4. Se considera la implementación de una solución que permite eliminar el exceso de energía reactiva.
5. Usuario con frontera comercial en nivel de tensión 3.
6. Usuario con tarifa horaria de 6 boques.
7. Sin obligación del pago de contribución.
8. Proyecciones precio de bolsa esperado.
9. Indexación de la tarifa con el mínimo entre el IPC y el IPP, tanto para el EPC como para el PPA.
10. Incentivos tributarios aplicados (CAPEX de inversión y Exclusiones EPC):
  - a) Exclusión o devolución de IVA.
  - b) Deducción de renta en un periodo de 15 años.
  - c) Depreciación acelerada en un periodo de 10 años.
11. Inicio de evaluación del modelo desde el 17 de noviembre de 2022.

12. Fecha de puesta en operación del proyecto 31 de mayo de 2023.
13. El proyecto causo exclusiones en su implementación, cuyas condiciones de la deuda son:
  - a) Tasa fija DTF + 4 puntos a dos años.
14. La tasa de la deuda es fija.
15. La tasa con la que financio el proyecto es DFT + 4 puntos básicos.
16. La ratio de cobertura de la deuda (DSCR) es del 1,2x, este es fijo durante el tenor de la deuda.
17. La deuda la financio con un tenor de 6 años (periodo de la deuda).
18. Vende los excedentes como créditos de energía al comercializador que lo atiende (Net Metering).

Están son resultado del análisis de riesgos y de los motivadores analizados en este trabajo de grado.

## **4.6. Sensibilidades del caso de estudio**

Con el propósito de evaluar las diferentes condiciones que pueden afectar el retorno esperado del proyecto, la rentabilidad del mismo y su factibilidad, en la herramienta se implementa las siguientes sensibilidades:

- Sensibilidad en la generación de energía.
- Sensibilidad en la tarifa del servicio de energía en el caso del EPC.
- Sensibilidad en el precio pactado del PPA.
- Sensibilidad en los costos de construcción (CAPEX de inversión).
- Sensibilidad en el costo de la operación y mantenimiento (OPEX).

Con las cuales se realiza el análisis de riesgos de forma cuantitativa.

---

## Capítulo 5

# Análisis de resultados

---

En este capítulo, se realiza el análisis de los resultados obtenidos en el caso de estudio, partiendo de los inputs, supuestos, escenarios y sensibilidades identificadas del análisis normativo y regulatorio, análisis de riesgos, los motivadores, la visita técnica, el dimensionamiento de la solución de autogeneración, la información primaria y secundaria, el modelamiento de la demanda y la generación de energía; que fueron presentados en los anteriores capítulos y fueron modelados en la herramienta de Excel desarrollada para dar alcance a los objetivos trazados.

### 5.1. Análisis de resultados balance de energía

A continuación, se presentan los resultados del balance de energía, los cuales son de gran relevancia e importancia para el cálculo de los ingresos y ahorros esperados por la implementación de la solución de autogeneración, ya sea por medio de un contrato EPC o una compraventa de energía PPA, estos resultados son específicos del caso de estudio previamente descrito.

Estos resultados son específicos para cada usuario no regulado, ya que se incorporó en la herramienta la matriz de demanda horaria anual y la matriz de generación horaria anual de la solución solar fotovoltaica, dimensionada para este usuario no regulado, el cual se encuentra ubicado en el municipio de Chinchina - Caldas. Cuyos hábitos de consumo dependen de su actividad principal la cual es trillar el café que consiste en remover la cáscara del grano en pergamino o cereza seca hasta transformarlo y clasificarlo de forma mecánica y electrónica en café verde o excelso, dejándolo listo para Exportación, esto conlleva meses de cosecha y meses en los cuales la producción es menor, por ende un menor consumo de energía eléctrica.

La nueva matriz de energía eléctrica del caso de estudio por la entrada de la solución de autogeneración para el primer año de operación se puede observar en las Figura 5.3 y Figura 5.4.

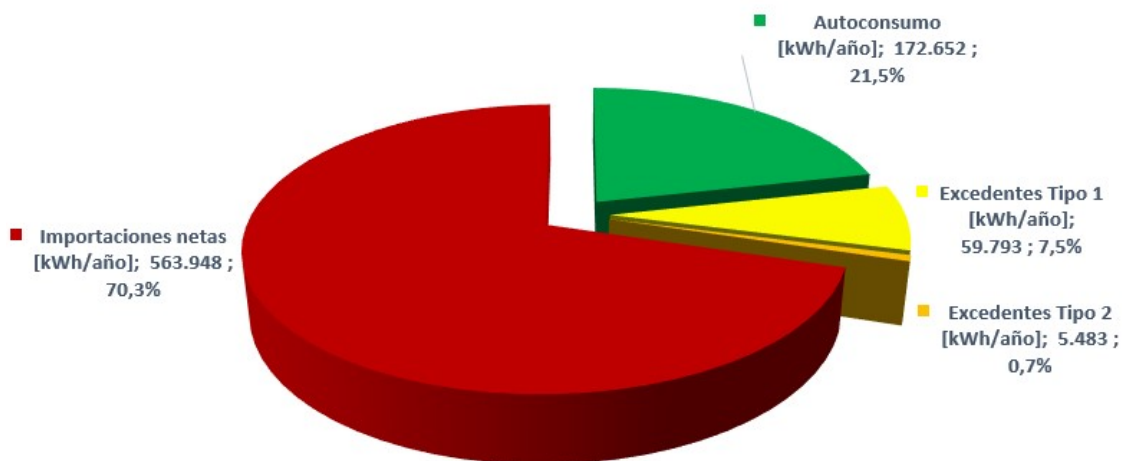


Figura 5.1: Balance de energía generación demanda primer año de operación.

La solución de autogeneración cubre el 29,6 % del total de la demanda, repartido en 21,5 % en autoconsumo, 7,4 % excedentes tipo 1 y 0,7 % en excedentes tipo 2; el 78,5 % de la demanda corresponde a energía tomada de la red, en donde las importaciones netas corresponden al 70,4 % (para este caso son importaciones netas, cruzándolo con los créditos de energía o excedentes de generación).

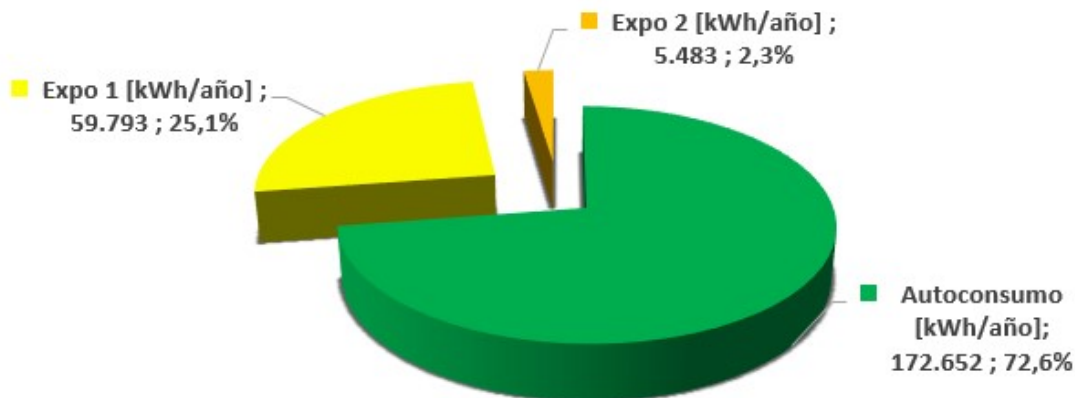


Figura 5.2: Generación total de energía primer año de operación en P90.

Visto desde la generación total, es decir, el 100 % de la energía generada en sitio; los excedentes de energía son equivalentes al 27,4 % y el autoconsumo es equivalente al 72,6 % de la generación. Siendo un porcentaje de excedentes alto (Excedentes Tipo 1 más Excedentes tipo 2; total excedentes), por la manera como se reconocen estos excedentes, para la ejecución



de un PPA bajo la modalidad pague lo generado, podría no ser tan atractivo porque el usuario no regulado estaría comprando energía solar más costosa en algunos periodos que la energía tomada de la red.

La herramienta desarrollada en Excel para el caso de estudio permite generar resultados tanto mensuales y anuales, extraídos de un balance horario anual de la demanda y de la generación, lo que representa mayor exactitud en el análisis y cálculo de los ingresos o ahorros esperados del modelo financiero (ver Figura 5.3, Figura 5.4, Figura 5.5 y Figura 5.6)

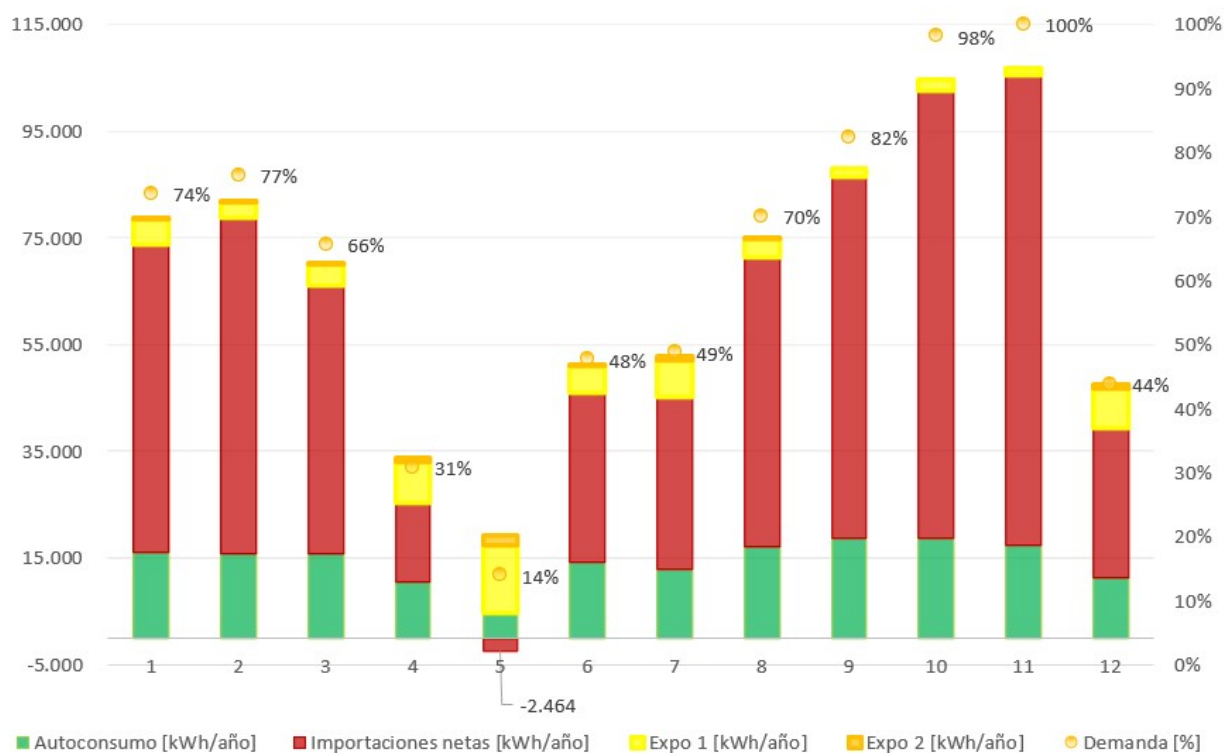


Figura 5.3: Demanda anual representada en autoconsumo e importaciones de energía año 1

Para identificar el impacto de la autogeneración durante la vida útil de proyecto (25 años), fue necesario conocer 10 años de demanda anual para incorporar en el modelo la variación anual de la misma, calculando unos resultados proyectados más ajustados a las potenciales variaciones de demanda anual, esto se puede observar con mayor detalle en la grafica Figura 5.4.

Al realizar una comparación entre las gráficas de consumo (ver Figura 5.3) y de generación (ver Figura 5.5) se encuentra que los meses de mayor generación de excedentes son naturalmente los meses de menor demanda, para este caso de estudio son los meses de abril, mayo y diciembre.

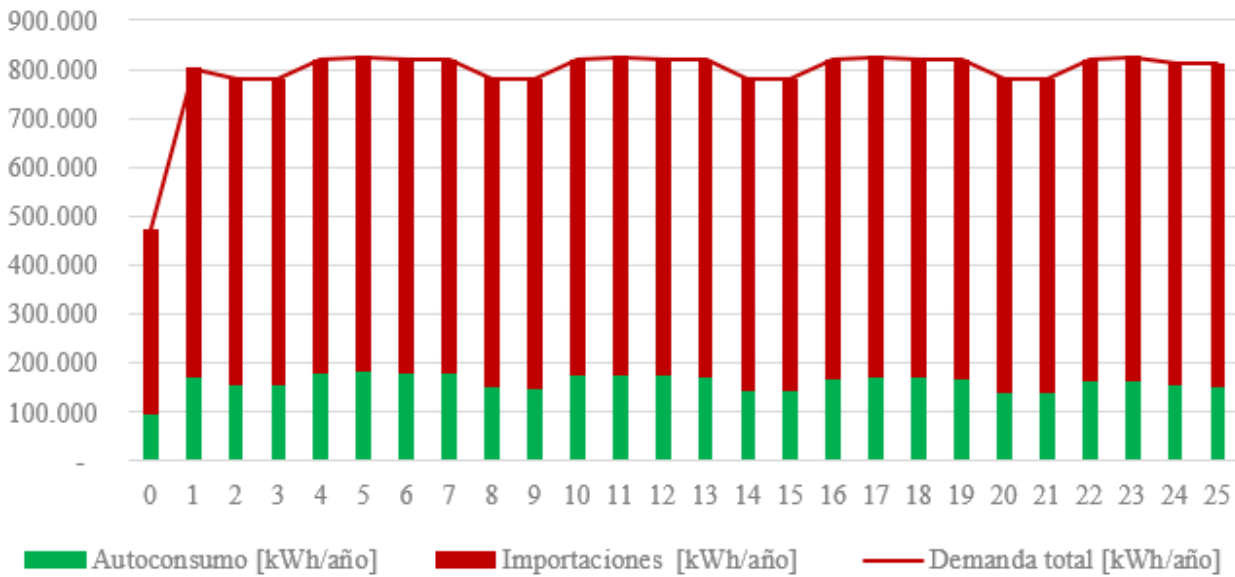


Figura 5.4: Proyección de la demanda representada en importaciones y autoconsumo.

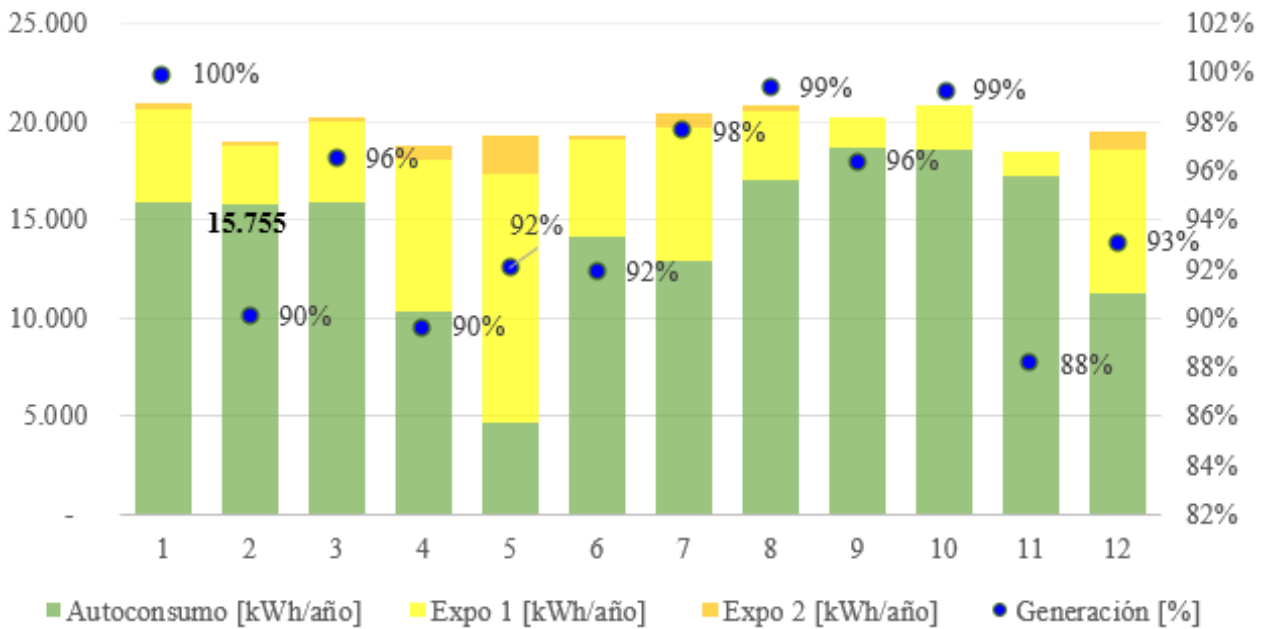


Figura 5.5: Generación solución de autogeneración primer año de operación.

Uno de los resultados complementarios es el cálculo de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>equ (equivalentes), conforme con el factor de emisiones establecido y calculado por la UPME, con esto el Autogenerador del caso de estudio, demuestra que el proceso productivo es responsable al utilizar energía renovable, mitigando la huella de carbono.

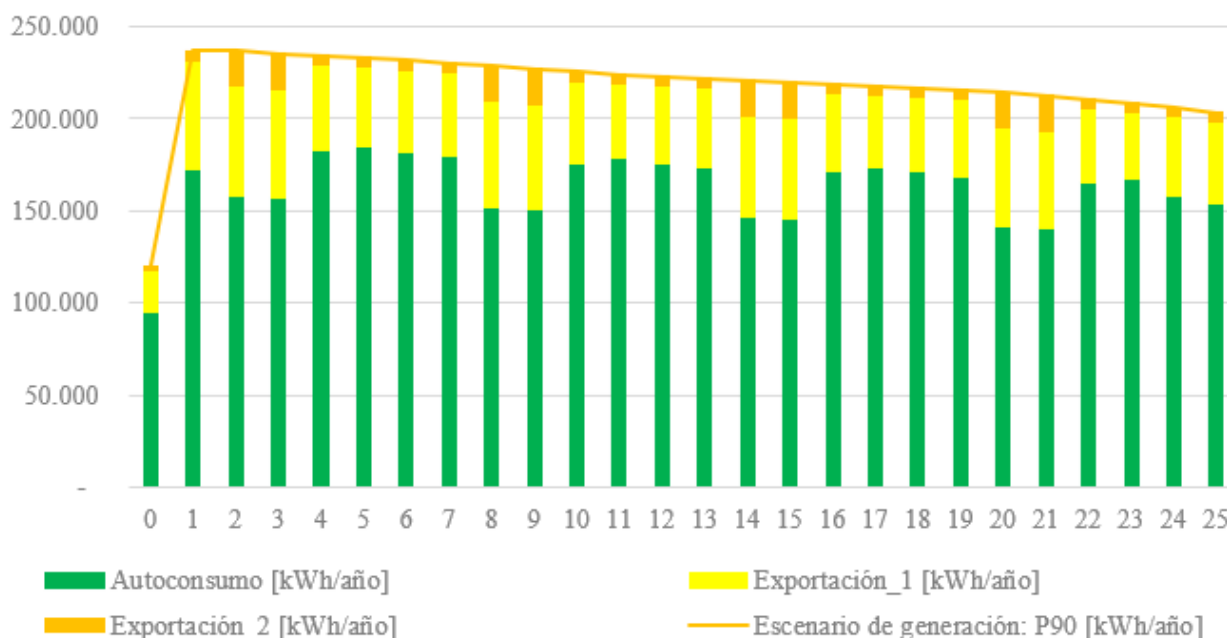


Figura 5.6: Proyección de la generación de energía representada en autoconsumo y excedentes.

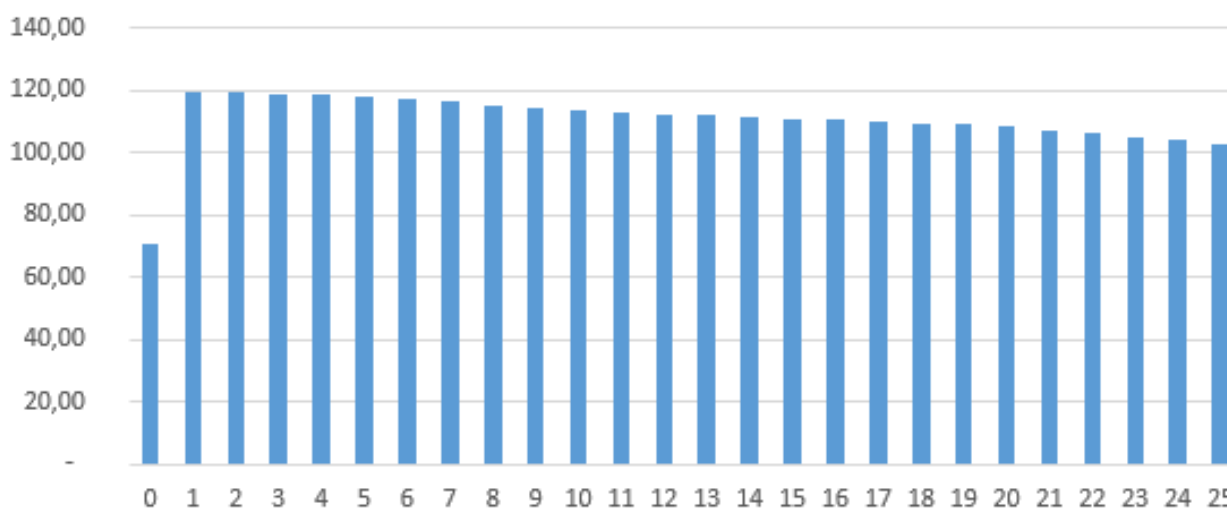


Figura 5.7: Proyecciones de emisiones de CO<sub>2</sub>eq dejadas de emitir a la atmosfera.

La herramienta desarrollada al incorporar este tipo de análisis energéticos, brinda una descripción más profunda del impacto que puede generar la implementación de esta solución energética. Siendo unos resultados más confiables en la estimación de los ahorros e ingresos esperados. A continuación, presento un balance horario de un día específico (Figura 5.7).

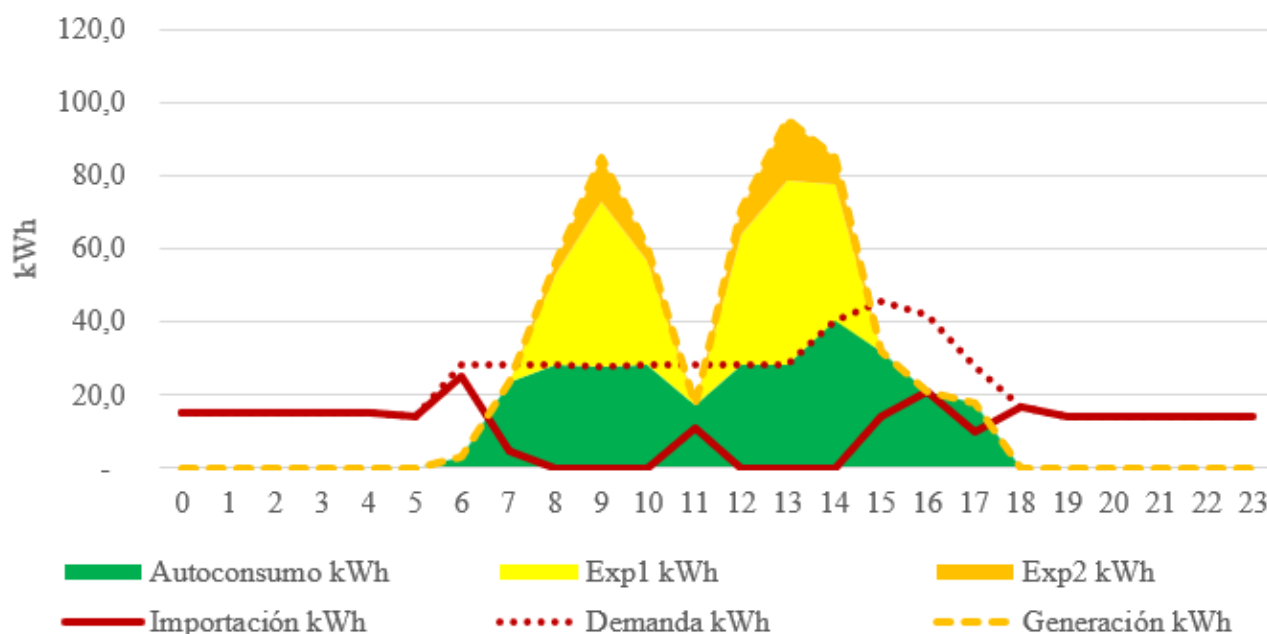


Figura 5.8: Balance de energía horario día 4 de julio año 1.

## 5.2. Análisis de resultados precios de interés

Teniendo en cuenta que los ingresos esperados son calculados en base a los precios de la tarifa de energía del usuario no regulado (componentes reguladas y no reguladas), al precio a pactar en el PPA, al precio de bolsa, al precio de generación del proyecto - LCOE - (Precios Nivelado de Energía) y a los indexados de los precios. La herramienta desarrollada en este proyecto de grado, permite ingresar estas variables conforme a las proyecciones de la formación de precios del mercado y a la tarifa con cual tiene contratado los volúmenes de energía demandados el usuario no regulado.

En la Figura 5.9, se presenta las proyecciones en los precios de intereses, con los cuales se estiman los ahorros esperados y la evaluación financiera del caso de estudio.

Estos precios y proyecciones son entradas en la herramienta, que son extraídos de un análisis de precios de mercado, junto con condiciones macroeconómicas proyectadas que también son inputs de la herramienta desarrollada.

De estas proyecciones y resultados se puede comparar el precio pactado del PPA con respecto a los demás precios; es evidente que el precio pactado del PPA es menor a la tarifa (Cu) y es mayor al LCOE. Pero eso no quiere decir, que el ahorro esperado sea el más óptimo, una de las posibles alternativas es disminuir el porcentaje de excedentes, lo que implicaría disminuir la capacidad de la solución de autogeneración y en consecuencia el precio pactado del PPA incrementaría su valor, lo cual preliminarmente indica que la mejor alternativa es

realizar la inversión de los activos (contratar un EPC) y no compartir los ahorros esperados para recuperar la inversión (contrato PPA).

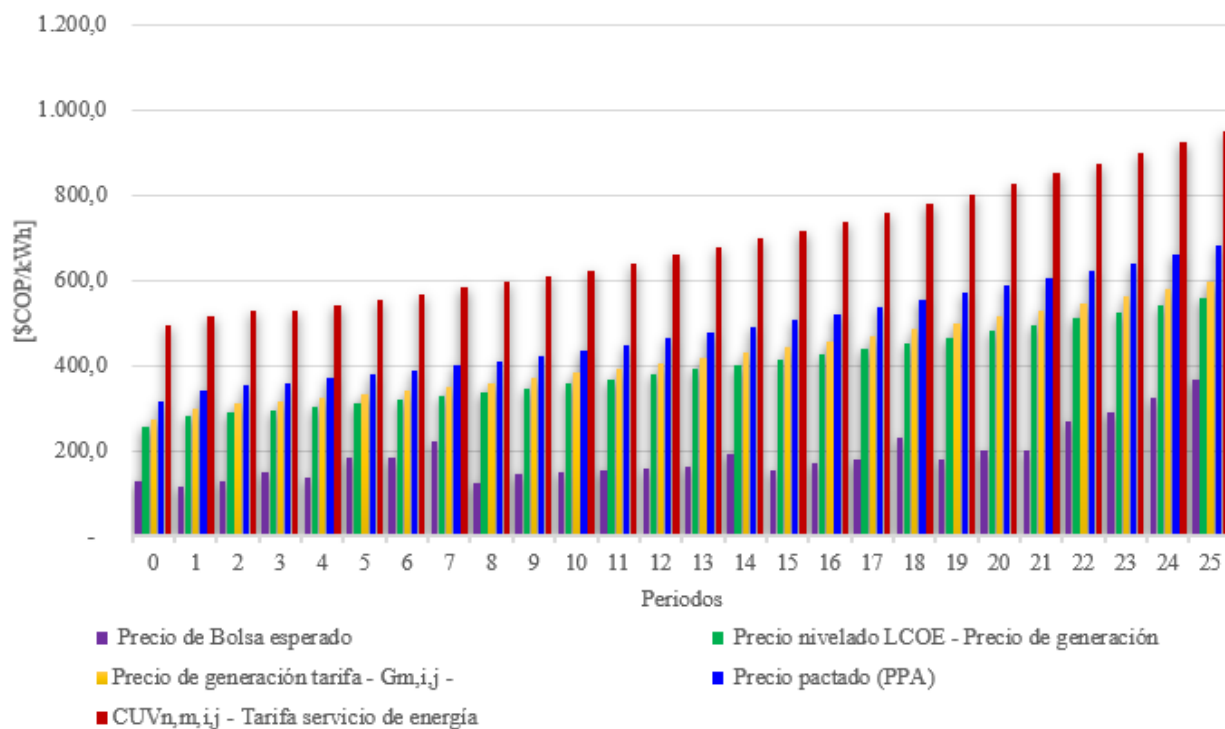


Figura 5.9: Proyecciones de precios de interés para el caso de estudio

El LCOE del caso de estudio en pesos de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) mayo de 2023, es de 245,60 \$COP/kWh, siendo este valor el costo de generación del proyecto, esto confirma que para este caso de estudio la alternativa más adecuada sin reducir la capacidad instalada del proyecto, es realizar la inversión de los activos de generación, es decir, contratar un EPC, teniendo en cuenta que este tipo de soluciones en el tiempo presentan una reducción en la salida de su generación y es una fuente intermitente de energía que claramente depende de las condiciones atmosféricas locales.

### 5.3. Análisis resultados del dimensionamiento de la deuda

Uno de los análisis más importantes de la factibilidad de un proyecto de inversión es determinar si el proyecto es bancable, es decir, que si el proyecto es capaz de por lo menos generar flujos de ingresos o ahorros esperados, que brinden la liquidez suficiente para apalancar su

materialización con deuda, de tal manera que el proyecto sea capaz de cubrir el servicio de la deuda y la deuda en su operación, optimizando el uso del capital invertido por los interesados o accionistas. Para esto es importante definir, el ratio de cobertura ( $DSCR=1.2x$ ), el tenor o periodo de la deuda (7 años para el EPC) y la tasa de interés de la deuda (DTF + 4 puntos básicos, fija) los cuales son definidos como inputs de modelo, conforme lo presentado en el capítulo 4.5 del presente documento (Condiciones y escenarios del caso de estudio).

A continuación se presenta los resultados del análisis de bancabilidad de la modalidad EPC:

**Tabla 5.1:** Bancabilidad de la solución de autogeneración.

Descripción	Porcentajes	Resultados
Total costos del proyecto (CAPEX + Exclusiones)	100 %	\$ 748,04 millones
Deuda o financiación (D)	81,8 %	\$ 611,53 millones
Equity o Patrimonio (E)	18,2 %	\$ 136,51 millones
LLCR:		1,2x
PLCR		3,32x
WAL:	50,0 % de la deuda	3,7 años
Periodo máximo de la deuda		9,0 años

Los resultados encontrados indican que el proyecto es bancable, con un cubrimiento del 50 % de la deuda en el periodo de 3,7 años, que el proyecto tiene una capacidad de cubrir la deuda con un ratio de 3,32x, al tomar un periodo de deuda de 6 años, el usuario no regulado o el agente tendrá que apalancar la inversión con deuda del 81,8 % y un capital de 18,2 %. En caso de incrementar la proporción de deuda en el 100,0 % y disminuir el capital requerido en un 0 % el periodo de deuda a tomar debe ser mínimo de 10 años.

Teniendo en cuenta que la solución de autogeneración puede llegar a tener una vida útil de 25 años o hasta 35 años (reemplazando equipos), una vez cumpla con las obligaciones de financiación, los ahorros e ingresos esperados de la solución de autogeneración, generarán rentabilidad o dividendos para invertir en la actividad principal del usuario no regulado, optimizando los gastos en el servicio de energía que paga mensualmente al generar energía renovable en sitio.

## 5.4. Análisis resultados modelamiento financiero

Con la estimación de los costos de inversión (CAPEX), los gastos de operación (OPEX), los costos de inversión de las exclusiones, los gastos de sostenimiento (CAPEX de sostenimiento), la tarifa, el precio a pactar en el PPA, el precio de bolsa, la estructuración de la deuda, la estimación de los ingresos, las proyecciones financieras, los incentivos tributarios, entre otras variables de interés modeladas (inputs y escenarios), se presenta a continuación los resultados encontrados del caso de estudio para el EPC y para el PPA visto desde el usuario no regulado:

**Tabla 5.2:** Evaluación financiera caso de estudio - EPC.

WACC (periodo 0)	8,01 %
TIR proyecto	22,86 %
PRI (tiempo de retorno)	3,4 años
VPN@WACC	879,3 \$COPmm
Rentabilidad esperada	825,7 \$COPmm
Retorno sobre la inversión (ROI)	62,4 %

En la Figura 5.10, se presenta los flujos de los pagos del servicio de energía con y sin proyecto, los ahorros esperados y los gastos operacionales, bajo la contratación de un EPC.

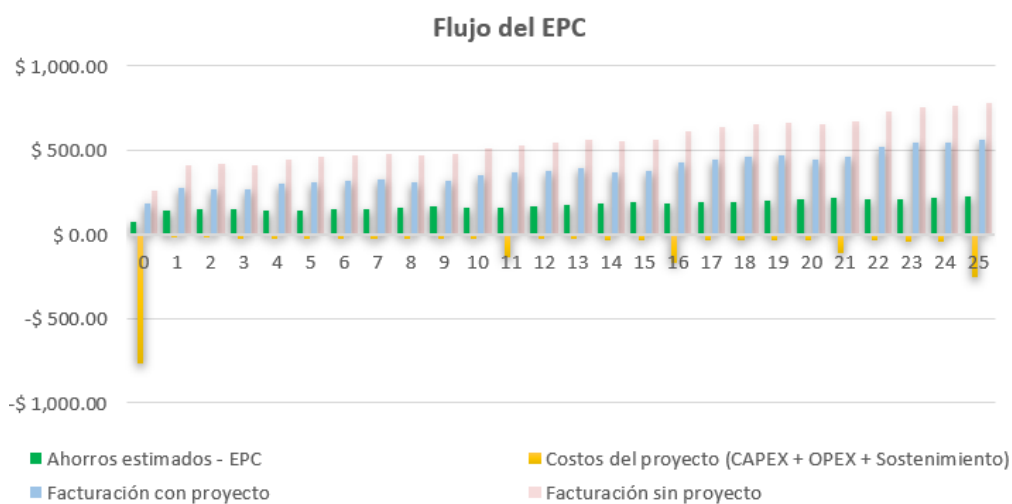


Figura 5.10: Flujos del caso de estudio - EPC.

En la Figura 5.11, se presentan los ahorros esperados anuales por la entrada del proyecto, bajo la contratación de un EPC.

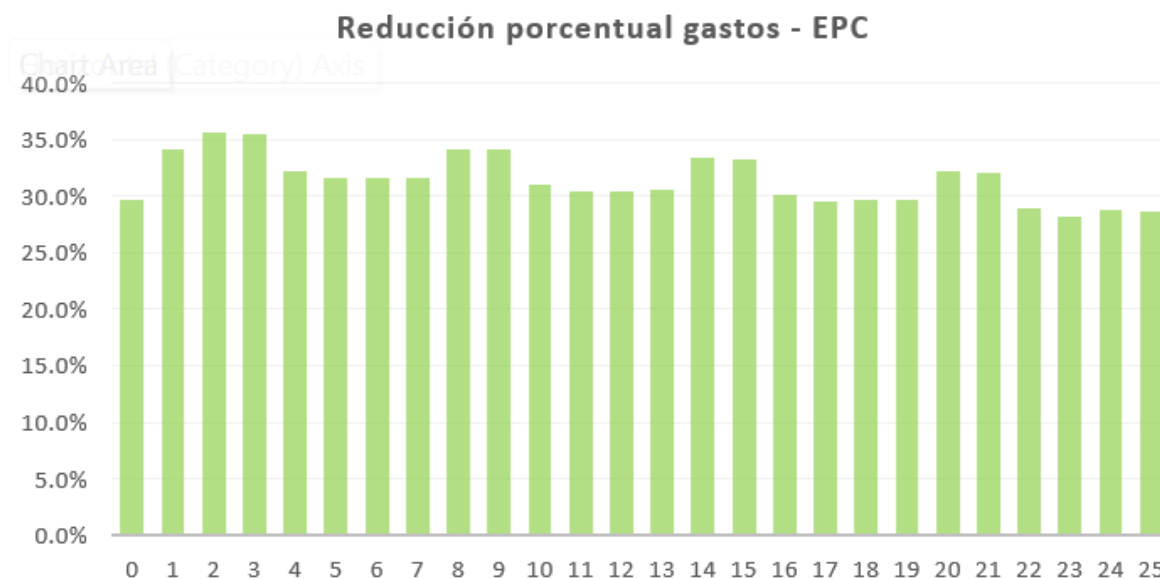


Figura 5.11: Reducción porcentual gastos del servicio de energía por la entrada del proyecto - EPC.

De esta grafica se puede evidenciar que los ahorros esperados no representan el 31,4% que es la cobertura de la solución de autogeneración sobre la demanda del usuario no regulado, estos ahorros esperados son más cercanos al autoconsumo de la solución de autogeneración sobre el volumen demandado, este resultado está relacionado al alto volumen de excedentes de la solución de autogeneración que representa el 27,4% y a la formula en con la que se liquidan los excedentes de energía en la regulación vigente (Resolución CREG 174 de 2021), adicionalmente se debe tener en cuenta que el usuario no regulado del caso de estudio, tiene unos procesos productivos con algunos meses que disminuyen sustancialmente los volúmenes requeridos de la red.

En la Figura 5.12, se presentan los resultados del flujo de caja del proyecto descontado al Rolling WACC (WACC Rodante) del EPC, en donde se evidencia que el periodo de recuperación de la inversión se estima en el periodo 4, exactamente en 3,7 años.

En la Figura 5.13, se presenta la estructura de capital del caso de estudio ejecutado por un EPC y los cambios generados en el WACC a medida que disminuye la deuda.



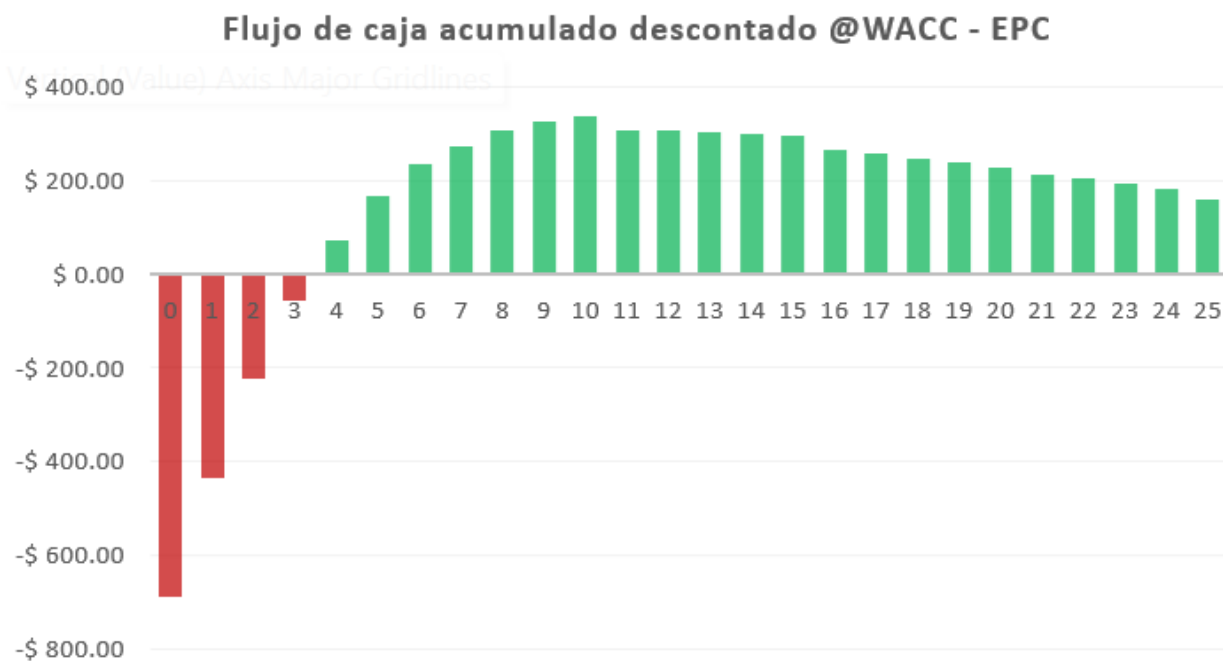


Figura 5.12: Flujo de caja del proyecto acumulado y descontado al WACC – EPC.

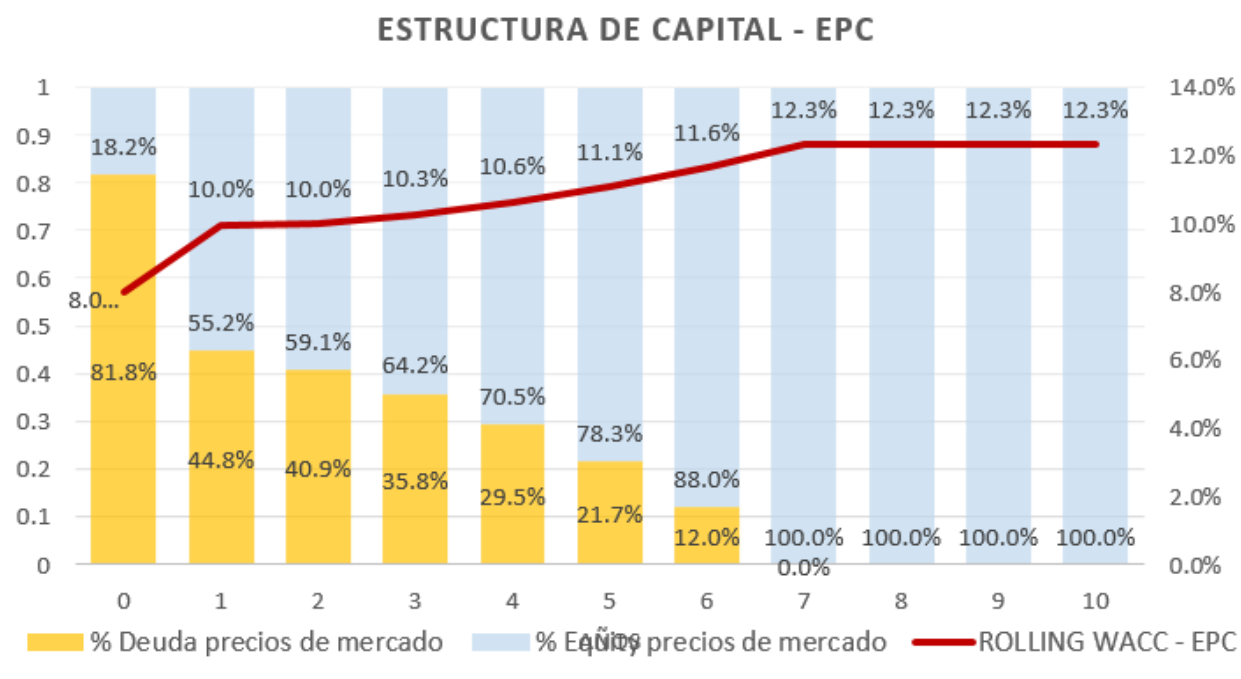


Figura 5.13: Estructura de capital caso de estudio EPC.

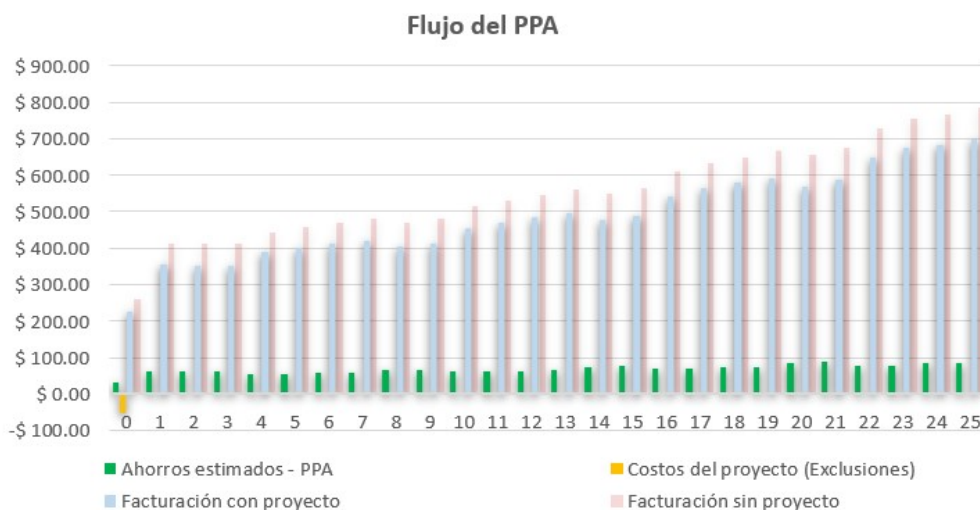
Los resultados presentados dan a conocer que el ejecutar esta solución de autogeneración contratando un EPC, es altamente atractivo para el usuario no regulado, obteniendo aproximadamente un ahorro esperado anual por la entrada del proyecto entre el 20 % al 35 % adicionalmente una rentabilidad del 62,4% del capital invertido, cuya recuperación de la inversión se da en un periodo menor a 5 años.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del caso de estudio visto desde el usuario no regulado, por medio de un PPA pague lo generado, teniendo en cuenta que se asume como inversión por parte del usuario no regualdo, las exclusiones del proyecto.

**Tabla 5.3:** Evaluación financiera caso de estudio - PPA.

WACC (periodo 0)	7,1 %
TIR proyecto	175,8 %
PRI (tiempo de retorno)	0,4 años
VPN@WACC	438,7 \$COPmm
Rentabilidad esperada	453,1 \$COPmm
Retorno sobre la inversión (ROI)	90,8 %

En la Figura 5.14, se presenta de manera general los flujos de pagos del servicio de energía con y sin proyecto, los ahorros esperados y los gastos operacionales, bajo la contratación de un PPA.



**Figura 5.14:** Flujos del caso de estudio - PPA.

En la Figura 5.15, se presentan los ahorros esperados anuales por la entrada del proyecto, bajo la contratación de un PPA.

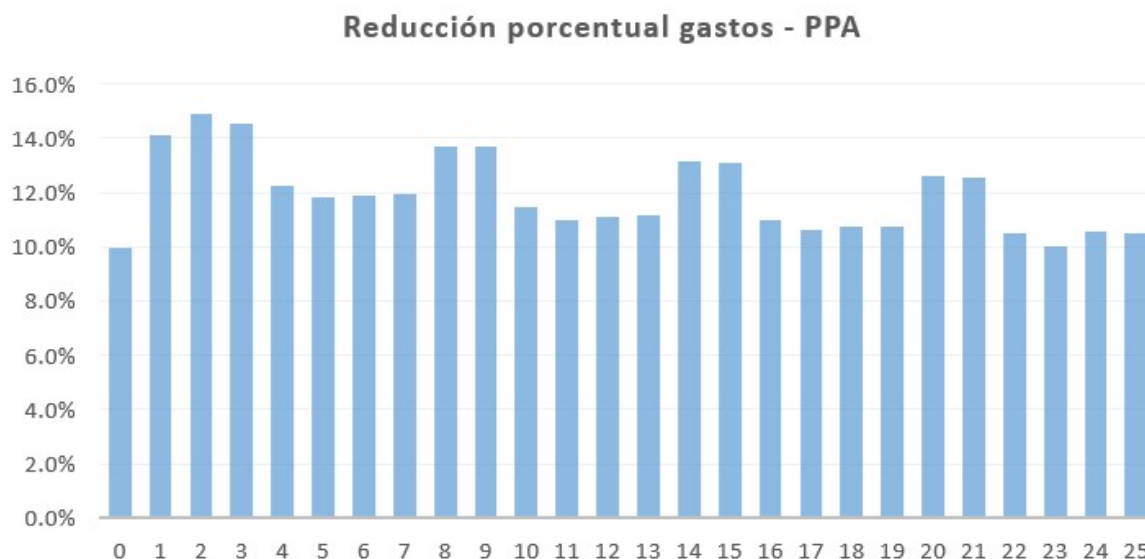


Figura 5.15: Reducción porcentual gastos del servicio de energía por la entrada del proyecto - PPA.

Los ahorros esperados por la implementación de la solución de autogeneración, al contratar la energía de la solución de autogeneración por medio de un PPA, en este caso son muy pequeños, debido a que son ahorros compartidos, entre las partes (usuario no regulado y agente), teniendo en cuenta el comportamiento horario y anual de demanda del usuario no regulado. Esto también es directamente relacionado a los altos excedentes de energía de la solución de autogeneración en el caso de estudio y también de como la regulación vigente reconoce esos excedentes para las soluciones con capacidad mayor a 100 kW, lo que indica que el usuario no regulado por sus hábitos de consumo en su actividad industrial obtendrá un costo ponderado de la energía no tan atractivo, lo que implica que potencialmente en algunos periodos compra la energía de la solución de autogeneración a un precio más caro, que la energía contratada con el comercializador que lo atiende.

Para este caso de estudio se asume que el precio pactado del PPA es igual a 300,41 \$/kWh con fecha de noviembre de 2022, equivalente a 314,65 \$/kWh con fecha mayo del 2023 (Fecha de Puesta en Operación).

En la Figura 5.16, se presentan los resultados del flujo de caja del proyecto descontado al Rolling WACC (WACC Rodante) del PPA, en donde se evidencia que el periodo de recuperación de la inversión se estima en el periodo 1, exactamente en 0,4 años.

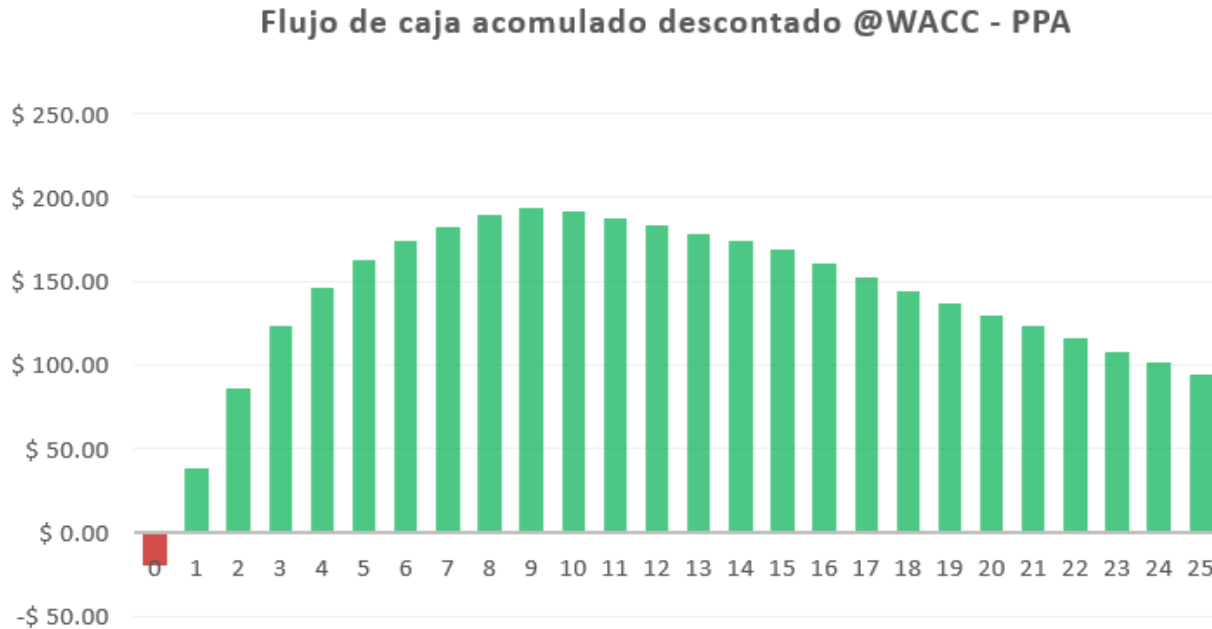


Figura 5.16: Flujo de caja del proyecto acumulado y descontado al WACC – PPA

Teniendo en cuenta que la inversión para este caso (PPA), son los costos representados en las exclusiones del caso de estudio. Al comparar las TIR de las dos alternativas (EPC y PPA) y el periodo de recuperación, en principio la modalidad de PPA, es mucho más atractiva, pero al comparar la rentabilidad esperada y los ahorros esperados la alternativa para el caso de estudio más atractiva, es invertir en los activos por medio de un contrato EPC, nuevamente la razón para este resultado es la cantidad importante de excedentes del usuario no regulado por los hábitos de consumo de su actividad principal y el precio al cual se reconocen estos excedentes de energía (Resolución CREG 174 de 2021).

En términos generales para el caso de estudio, al contratar un EPC se podría llegar a obtener una rentabilidad de la inversión de \$ 825,7 millones y al contratar un PPA se podría llegar a obtener una rentabilidad de la inversión de \$ 453,1 millones, teniendo en cuenta que a mayor riesgo mayor rentabilidad.

Al comparar los dos flujos de caja descontados, presentados en la Figura 5.12 y en la Figura 5.16, se sobre entiende que estas dos alternativas que permiten la implementación de soluciones de autogeneración, son totalmente distintas como inversiones vistas desde el usuario no regulado del caso de estudio, pero las dos permiten la implementación de este tipo de soluciones de autogeneración, para generar ahorros en el servicio de energía y generar energía con tecnologías renovables.

En la Figura 5.17, se presenta la estructura de capital del caso de estudio ejecutado por

un PPA y los cambios generados en el WACC a medida que disminuye la deuda.



Figura 5.17: Estructura de capital caso de estudio PPA

Es evidente que la estructura de capital del PPA no requiere de un endeudamiento alto ya que la inversión corresponde a las exclusiones del proyecto, que en algunos casos esta puede llegar a ser cero. Adicionalmente los costos de Operación, Mantenimiento y gestión de activos, son asumidos por el propietarios de los activos de generación.

Por otro lado, la deuda se paga con los ahorros esperados en un tiempo muy corto.

## 5.5. Análisis de resultados de sensibilidad

Uno de los análisis más importantes para una toma decisiones debidamente sustentadas, es elaborar un análisis de sensibilidad bajo un análisis de riesgos. En este caso las variables en las cuales se pueden materializar cambios y que pueden impactar negativamente el retorno de la inversión son:

- CAPEX de inversión.
- OPEX (gastos de operación).
- Variaciones en la tarifa de energía.

- Variación en la generación de energía esperada.
- Variación en el precio pactado del PPA.

En los resultados presentados se debe tener presente que tanto el CAPEX y el OPEX, para el PPA, vistos desde el usuario no regulado, no son relevantes ya que los riesgos asociados se transfieren a la contraparte (agente comercializador y/o generador con el cual se firma el PPA).

A continuación, se presentan los análisis de sensibilidad de estas variables, con relación a las variables de evaluación del retorno de la inversión, entre estas se encuentran:

- La rentabilidad esperada.
- El VPN descontado al Rolling WACC.
- La TIR del proyecto.

Sensibilidad de la Rentabilidad esperada del proyecto, por cambios en el CAPEX y OPEX - EPC										
OPEX (AO&M)	Rentabilidad esperada	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones								
		635.8 \$COPmm	673.2 \$COPmm	710.6 \$COPmm	748.0 \$COPmm	785.4 \$COPmm	822.8 \$COPmm	860.2 \$COPmm	5%	
7%	307,0 \$COPmm	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%		
21.9 \$COPmm	28%	326,74	301,38	276,03	250,70	225,38	200,08	174,79		
20.7 \$COPmm	21%	340,84	315,47	290,12	264,78	239,46	214,15	188,85		
19.5 \$COPmm	14%	354,95	329,57	304,21	278,86	253,53	228,21	202,91		
18.3 \$COPmm	7%	369,05	343,67	318,30	292,95	267,61	242,29	216,98		
17.1 \$COPmm	0%	383,16	357,77	332,40	307,04	281,70	256,36	231,05		
15.9 \$COPmm	-7%	397,27	371,88	346,50	321,13	295,78	270,44	245,12		
14.7 \$COPmm	-14%	411,38	385,98	360,60	335,23	309,87	284,53	259,20		
13.5 \$COPmm	-21%	425,50	400,09	374,70	349,33	323,96	298,61	273,28		
12.3 \$COPmm	-28%	439,62	414,21	388,81	363,43	338,06	312,70	287,36		

Figura 5.18: Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y OPEX – EPC.

En consecuencia, la mejor condición que se puede presentar es que disminuyan los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento. Esto es poco probable que suceda, pero en lo posible si se realiza un buen análisis a nivel de ingeniería conceptual por lo menos la rentabilidad esperada se puede mantener.

En la Figura 5.19, se presenta el mismo comportamiento, siendo de gran importancia que la empresa que desarrolle el EPC, haya evaluado por medio de una ingeniería conceptual muy bien elaborada los costos de inversión y mantenimiento del EPC.

Se evidencia que la implementación de la solución de autogeneración permite generar una protección ante incrementos en los precios del servicio de energía, teniendo en cuenta que, si la tarifa aumenta en un 14 % y los costos de inversión aumentan en un 10 %, condición que puede ser probable, el proyecto podría mantener o mejorar su rentabilidad.

Sensibilidad del VPN del proyecto (descontado al @WACC), por cambios en el CAPEX y OPEX - EPC										
OPEX (AO&M)	VPN @WACC	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones								5%
		635,8 \$COPmm	673,2 \$COPmm	710,6 \$COPmm	748,0 \$COPmm	785,4 \$COPmm	822,8 \$COPmm	860,2 \$COPmm	5%	
7%	583,8 \$COPmm	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%		
21,9 \$COPmm	28%	561,31	549,06	536,82	524,60	512,40	500,21	488,04		
20,7 \$COPmm	21%	576,14	563,88	551,63	539,40	527,19	515,00	502,82		
19,5 \$COPmm	14%	590,97	578,70	566,45	554,21	541,99	529,79	517,61		
18,3 \$COPmm	7%	605,80	593,52	581,26	569,02	556,80	544,59	532,39		
17,1 \$COPmm	0%	620,63	608,35	596,08	583,83	571,60	559,39	547,19		
15,9 \$COPmm	-7%	635,47	623,18	610,91	598,65	586,41	574,19	561,98		
14,7 \$COPmm	-14%	650,30	638,01	625,73	613,47	601,22	588,99	576,78		
13,5 \$COPmm	-21%	665,14	652,84	640,56	628,29	616,04	603,80	591,58		
12,3 \$COPmm	-28%	679,98	667,68	655,39	643,11	630,85	618,61	606,39		

Figura 5.19: Resultados sensibilidad del VPN del caso de estudio descontado al @WACC, por cambios en el CAPEX y OPEX - EPC.

Sensibilidad de la Rentabilidad esperada del proyecto, por cambios en la tarifa de energía y en la Generación de energía del proyecto - EPC										
Tarifa de energía	Rentabilidad esperada	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones								5%
		635,8 \$COPmm	673,2 \$COPmm	710,6 \$COPmm	748,0 \$COPmm	785,4 \$COPmm	822,8 \$COPmm	860,2 \$COPmm	5%	
7%	307,0 \$COPmm	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%		
616,62 \$/kWh	28%	658,04	632,58	607,13	581,69	556,27	530,85	505,45		
582,90 \$/kWh	21%	589,29	563,84	538,41	512,99	487,58	462,18	436,79		
549,18 \$/kWh	14%	520,55	495,12	469,71	444,30	418,91	393,53	368,17		
515,46 \$/kWh	7%	451,84	426,43	401,04	375,65	350,28	324,93	299,58		
481,74 \$/kWh	0%	383,16	357,77	332,40	307,04	281,70	256,36	231,05		
448,02 \$/kWh	-7%	314,52	289,15	263,81	238,48	213,16	187,86	162,57		
414,29 \$/kWh	-14%	245,92	220,59	195,27	169,97	144,69	119,42	94,17		
380,57 \$/kWh	-21%	177,38	152,09	126,81	101,55	76,31	51,08	25,87		
346,85 \$/kWh	-28%	108,94	83,68	58,45	33,24	8,05	17,13	42,29		

Figura 5.20: Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y en la tarifa de energía del caso de estudio - EPC.

Sensibilidad de la TIR del proyecto, por cambios en el CAPEX y en la Generación de energía del proyecto - EPC										
Generación [kWh/año]	TIR Proyecto	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones								5%
		635,8 \$COPmm	673,2 \$COPmm	710,6 \$COPmm	748,0 \$COPmm	785,4 \$COPmm	822,8 \$COPmm	860,2 \$COPmm	5%	
5%	17,3%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%		
285513 kWh/año	20%	23,5%	22,4%	21,5%	20,6%	19,8%	19,0%	18,3%		
273617 kWh/año	15%	22,6%	21,6%	20,6%	19,8%	19,0%	18,3%	17,6%		
261720 kWh/año	10%	21,7%	20,7%	19,8%	19,0%	18,2%	17,5%	16,8%		
249824 kWh/año	5%	20,8%	19,8%	18,9%	18,1%	17,4%	16,7%	16,1%		
237927 kWh/año	0%	19,8%	18,9%	18,1%	17,3%	16,6%	15,9%	15,3%		
226031 kWh/año	-5%	18,9%	18,0%	17,2%	16,4%	15,7%	15,1%	14,5%		
214135 kWh/año	-10%	17,9%	17,0%	16,2%	15,5%	14,8%	14,2%	13,6%		
202238 kWh/año	-15%	16,8%	16,0%	15,2%	14,5%	13,9%	13,3%	12,7%		
190342 kWh/año	-20%	15,8%	15,0%	14,2%	13,6%	12,9%	12,3%	11,8%		

Figura 5.21: Resultados sensibilidad de la TIR del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y en la generación de energía del proyecto - EPC.

Por supuesto que a mayor generación, mayor incremento en la TIR esperada del caso de estudio, hay que tener mucho cuidado en las pérdidas de la solución y especialmente las pérdidas generadas por sombra, por esto es de gran importancia la ingeniería conceptual y dimensionamiento de la solución, utilizando software especializado como PVsyst.

Sensibilidad de la Rentabilidad del proyecto, por cambios en la tarifa de energía y en la Generación de energía del proyecto - EPC									
Generación [kWh/año]	Rentabilidad esperada	Tarifa de energía servicio de energía contratada con comercializador frontera de entrada							
		409,48 \$/kWh	433,56 \$/kWh	457,65 \$/kWh	481,74 \$/kWh	505,82 \$/kWh	529,91 \$/kWh	554,00 \$/kWh	5%
5%	307,0 \$COPmm	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	
285513 kWh/año	20%	312,2	370,0	427,8	485,6	543,5	601,4	659,3	
273617 kWh/año	15%	274,2	329,7	385,3	440,9	496,6	552,2	607,9	
261720 kWh/año	10%	236,1	289,5	342,8	396,2	449,7	503,1	556,5	
249824 kWh/año	5%	198,2	249,3	300,5	351,7	402,9	454,1	505,4	
237927 kWh/año	0%	160,2	209,1	258,1	307,0	356,0	405,1	454,1	
226031 kWh/año	-5%	121,9	168,6	215,3	262,0	308,8	355,6	402,4	
214135 kWh/año	-10%	83,2	127,6	172,1	216,6	261,1	305,6	350,1	
202238 kWh/año	-15%	44,4	86,5	128,7	170,9	213,1	255,3	297,6	
190342 kWh/año	-20%	5,5	45,3	85,2	125,1	165,0	205,0	245,0	

Figura 5.22: Resultados sensibilidad de la Rentabilidad del caso de estudio, por cambios en la tarifa de energía y en la generación de energía del caso de estudio - EPC.

Este último resultado de sensibilidad para evaluar el EPC del caso de estudio, es un argumento más para la implementación de soluciones de autogeneración como barrera de protección ante incrementos en las tarifas del servicio de energía en el país, ya sea por medio de un EPC o un PPA.

A continuación, se presentan las sensibilidades si se pacta un PPA:

Sensibilidad de la Rentabilidad esperada del proyecto, por cambios en el CAPEX y OPEX - PPA									
OPEX (AO&M)	Rentabilidad esperada	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones							
		635,8 \$COPmm	673,2 \$COPmm	710,6 \$COPmm	748,0 \$COPmm	785,4 \$COPmm	822,8 \$COPmm	860,2 \$COPmm	5%
7%	154,4 \$COPmm	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	
21,9 \$COPmm	28%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
20,7 \$COPmm	21%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
19,5 \$COPmm	14%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
18,3 \$COPmm	7%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
17,1 \$COPmm	0%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
15,9 \$COPmm	-7%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
14,7 \$COPmm	-14%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
13,5 \$COPmm	-21%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	
12,3 \$COPmm	-28%	161,2	159,0	156,7	154,4	152,1	149,8	147,5	

Figura 5.23: Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y OPEX - PPA.

Estos resultados no cambian por variaciones en el OPEX, pero si se presenta un ligero cambio en los costos de inversión, ya que contemplan las exclusiones del caso de estudio, las cuales, si deben ser asumidas en este caso por el usuario no regulado, pero el riesgo en un PPA lo asume la contraparte.



Sensibilidad de la Rentabilidad esperada del proyecto, por cambios en el CAPEX y en el precio pactado del PPA										
Precio pactado - PPA	Rentabilidad esperada	Costos de construcción - CAPEX + Exclusiones								5%
		635,8 \$COpmm	673,2 \$COpmm	710,6 \$COpmm	748,0 \$COpmm	785,4 \$COpmm	822,8 \$COpmm	860,2 \$COpmm	5%	
3%	154,4 \$COpmm	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%		
336,46 \$/kWh	12%	67,97	65,67	63,38	61,09	58,80	56,50	54,21		
327,45 \$/kWh	9%	91,29	88,99	86,70	84,41	82,12	79,82	77,53		
318,43 \$/kWh	6%	114,61	112,31	110,02	107,73	105,44	103,14	100,85		
309,42 \$/kWh	3%	137,93	135,63	133,34	131,05	128,76	126,46	124,17		
<b>300,41 \$/kWh</b>	<b>0%</b>	<b>161,25</b>	<b>158,95</b>	<b>156,66</b>	<b>154,37</b>	<b>152,08</b>	<b>149,78</b>	<b>147,49</b>		
291,40 \$/kWh	-3%	184,57	182,27	179,98	177,69	175,40	173,10	170,81		
282,39 \$/kWh	-6%	207,89	205,59	203,30	201,01	198,72	196,42	194,13		
273,37 \$/kWh	-9%	231,21	228,91	226,62	224,33	222,04	219,74	217,45		
264,36 \$/kWh	-12%	254,52	252,23	249,94	247,65	245,35	243,06	240,77		

Figura 5.24: Resultados sensibilidad de la rentabilidad esperada del caso de estudio, por cambios en el CAPEX y en el precio pactado del PPA.

De acuerdo con la evaluación financiera de la firma con la cual se contrate el PPA, el precio pactado puede tener variaciones, que dependen de que margen están dispuestos a ganar y con el cual tendrán cubiertos los riesgos que implican el desarrollo de la solución de autogeneración y el mantenimiento de estos activos, durante el término del contrato PPA. Para este caso de estudio, la rentabilidad esperada del usuario no regulado no es tan atractiva comparada con la rentabilidad esperada si se ejecuta el proyecto por medio de un EPC. Pero este debe contemplar que a mayor riesgo mayor rentabilidad, por supuesto que la decisión de ejecutar un PPA o un EPC, también depende de los motivadores o políticas estratégicas del negocio del usuario no regulado del caso de estudio.

Sensibilidad de la rentabilidad del proyecto, por cambios en el precio pactado del PPA y en la Generación de energía del proyecto - PPA										
Generación [kWh/año]	Rentabilidad esperada	Precio pactado en el PPA								5%
		255,35 \$/kWh	270,37 \$/kWh	285,39 \$/kWh	300,41 \$/kWh	315,43 \$/kWh	330,45 \$/kWh	345,47 \$/kWh	5%	
5%	154,4 \$COpmm	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%		
285513 kWh/año	20%	314,57	267,93	221,29	174,65	128,02	81,38	34,74		
273617 kWh/año	15%	303,65	258,96	214,26	169,57	124,87	80,17	35,48		
261720 kWh/año	10%	292,71	249,96	207,20	164,45	121,70	78,94	36,19		
249824 kWh/año	5%	281,90	241,09	200,28	159,47	118,66	77,85	37,04		
<b>237927 kWh/año</b>	<b>0%</b>	<b>270,97</b>	<b>232,10</b>	<b>193,23</b>	<b>154,37</b>	<b>115,50</b>	<b>76,64</b>	<b>37,77</b>		
226031 kWh/año	-5%	259,67	222,74	185,82	148,90	111,97	75,05	38,13		
214135 kWh/año	-10%	247,88	212,90	177,92	142,94	107,96	72,98	38,00		
202238 kWh/año	-15%	235,85	202,81	169,77	136,74	103,70	70,67	37,63		
190342 kWh/año	-20%	223,70	192,61	161,51	130,42	99,33	68,23	37,14		

Figura 5.25: Resultados sensibilidad de la rentabilidad del caso de estudio, por cambios en el precio pactado del PPA y en la generación de energía - PPA.

Con estos últimos resultados, se observa que los cambios en la generación de energía esperada y en el precio pactado del PPA, son representativos tanto para la rentabilidad esperada vista desde el usuario no regulado como ahorros, como para la empresa con la cual se firme el PPA como ingresos esperados.

Por lo tanto, la estimación de estas dos variables son las más importantes y son las que determinan el éxito de una negociación justa en donde las partes firmen una propuesta en donde ambas partes ganen.

### 5.6. Análisis comparativo caso de estudio

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 [34] de IRENA (International Renewable Energy Agency), se presentan a continuación las siguientes graficas:

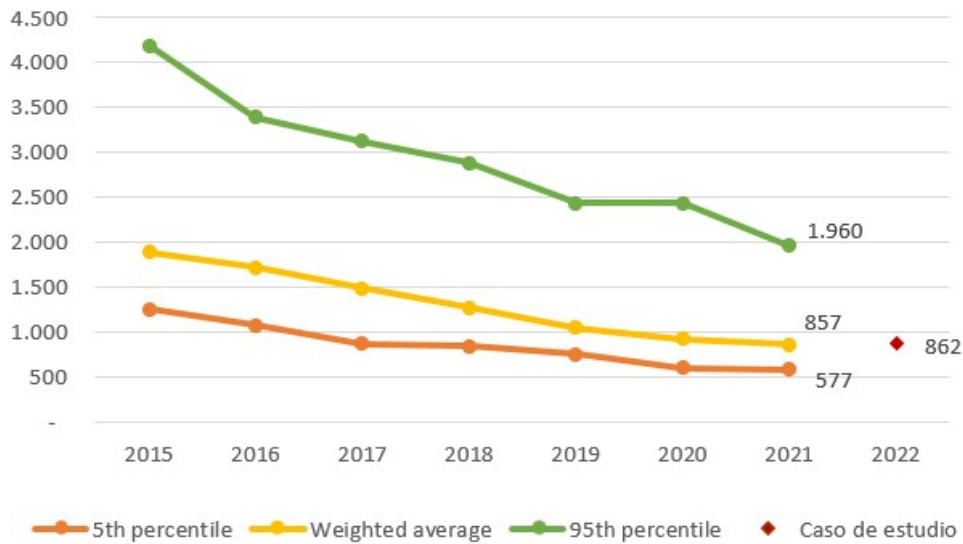


Figura 5.26: Costos promedio ponderados totales instalados globales (a nivel mundial)

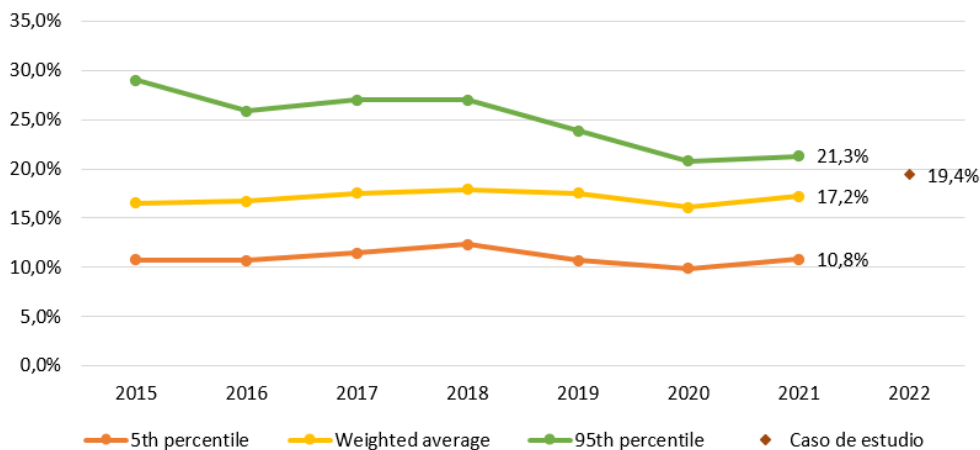


Figura 5.27: Factor de planta promedio ponderados totales globales (a nivel mundial)

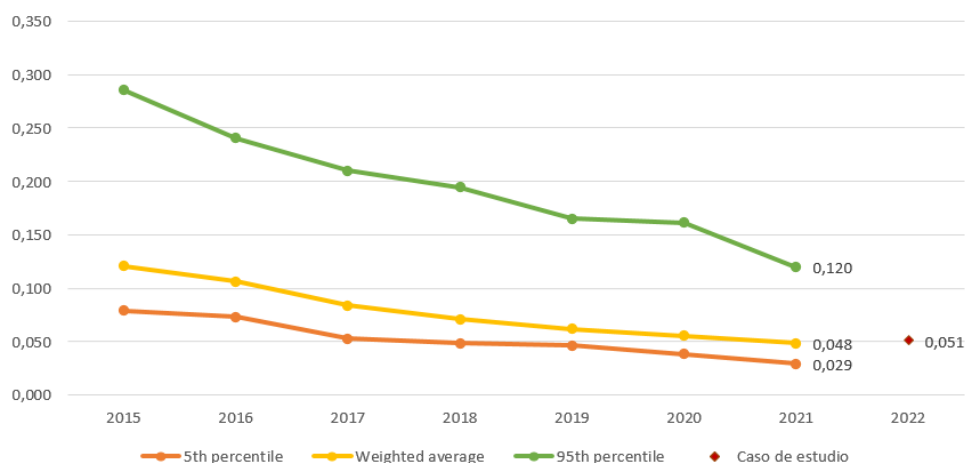


Figura 5.28: LCOE promedio ponderados totales globales (a nivel mundial)

Los datos obtenidos del caso de estudio fueron calculados con una TRM de 4.801,00 ( $COP/USD$ ) con la cual se compraron los equipos (paneles, inversores y dataloguer), los demás costos de bienes y servicios del proyectos fueron comprados en pesos colombianos, por otro lado, el panel utilizado es un panel monocristalino JA Solar de 550 Wp (JAM72-S30-550-MR) con eficiencia de 21,31 % y los inversores utilizados son Huawei uno de 100 kW (SUN2000-100KTL-M1-480Vac) y el otro de 40 kW (SUN2000-40KTL-M3-480V), para una capacidad total de 140 kW nominales instalados. En las gráficas presentadas (Figura 5.26, Figura 5.27 y Figura 5.28), se puede evidenciar que el CAPEX, el Factor de Planta y el LCOE del caso de estudio, son valores que se encuentran dentro de las proyecciones de los promedios ponderados globales, estimado por IRENA.



---

## Capítulo 6

# Conclusiones

---

En este capítulo se presentarán las conclusiones del presente documento, conforme con los objetivos trazados inicialmente.

### 6.1. Conclusiones generales

- 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 publicapública en democratizar y descentralizar la generación de energía en el país. Lo anterior, generó cambios constantes en el análisis normativo propuesto en el primer objetivo del presente documento, actualmente las barreras de entrada de la generación distribuida (autogeneración) están siendo analizadas por el regulador (CREG), para generar condiciones claras, que incentiven la implementación de soluciones de autogeneración.
- 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. La herramienta desarrollada en este trabajo de grado, se construye a partir de la necesidad de realizar análisis financieros que sean de utilidad para el usuario no regulado en Colombia.
- La herramienta desarrollada en este trabajo de grado permite brindarles a los usuarios no regulados en Colombia, unos resultados con los cuales puedan tomar decisiones de

inversión o de compra de energía, para que estos puedan desarrollar la actividad de autogeneración y reducir gastos operativos del servicio de energía. Teniendo en cuenta lo anterior se da cumplimiento al segundo objetivo y tercer objetivo trazados en el presente documento.

- 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, esto a que tanto la rentabilidad y el ahorro esperado son más atractivos que si contrata un PPA Pague lo generado, adicionalmente esto principalmente es resultado principalmente al comportamiento de su demanda durante el año.
- Al realizar la comparación del CAPEX, del Factor de Planta y del costo nivelado de energía (LCOE) con la publicación de IRENA en la sección 5.5 (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.

## 6.2. Aportes

- Se desarrollo una herramienta técnico-financiera, en donde:
  - se estructuró un modelo de balance energético conforme con lo establecido en la regulación vigente respecto al reconocimiento de los excedentes de energía.
  - se estructuró un modelo de CAPEX en base a lo establecido por la UPME (Bienes y Servicios) para la solicitud de incentivos tributarios, determinando de manera precisa el IVA, los activos a depreciar y el monto total de la inversión.
  - se estructuró un modelo financiero que incluye los incentivos tributarios y los impuestos locales en base a la estructura de Project finance.

## 6.3. Trabajos futuros

- Tomar la herramienta desarrollada en este trabajo de grado y convertirla en un aplicativo computacional más sofisticado, como un software en línea o un software licenciado.
- A medida que las tecnologías de almacenamiento de energía (electroquímica) y de generación eólica a pequeña escala (turbinas de eje vertical), sean más competitivas en cuanto a costos de adquisición (CAPEX de inversión), se podrán incluir en el

modelamiento para realizar análisis de factibilidad de soluciones de autogeneración híbridas para usuario no regulados en Colombia.

- Realizar análisis de potencial eólico local, por medio de campañas de medición por lo menos de un año, en proyectos existentes de soluciones de autogeneración solar fotovoltaica para la implementación de generación eólica a pequeña escala (turbinas de eje vertical), con la finalidad de realizar análisis de factibilidad en usuarios no regulados en Colombia, ampliando el alcance de la herramienta.
- Realizar análisis de dimensionamiento de soluciones de autogeneración con fuente solar fotovoltaica, eólica a pequeña escala (turbina de eje vertical) y almacenamiento de energía (electroquímica), para la implementación de soluciones de autogeneración para usuarios no regulados en Colombia e incorporar estos análisis en la herramienta, para determinar principalmente los ingresos o ahorros esperados de soluciones de autogeneración híbridas.
- Realizar análisis financieros complementarios del impacto por las barreras de entrada de la autogeneración en usuarios no regulado, como por ejemplo el cobro de energía reactiva que se genera por las definiciones regulatorias relacionadas con los excesos de energía reactiva y los controles en regulación de tensión por el autogenerador.





# Bibliografía

---

- [1] “Alejandría - Resolución 24 de 2015 CREG.”  
”[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0024\\_2015.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_2015.htm) (accessed Oct. 18, 2021).
- [2] “Alejandría - Resolución 30 de 2018 CREG.”  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0030\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm) (accessed Oct. 18, 2021).
- [3] “Alejandría - Resolución 174 de 2021 CREG.”  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0174\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [4] D. Mesa Puyo, “Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia Iván Duque Márquez Presidente de la República.” [Online]. Available: [www.laimprentaeditores.com](http://www.laimprentaeditores.com)
- [5] M. D. Mesa et al., “REPUBLICA DE COLOMBIA Ministerio de Minas y Energía.”
- [6] “Alejandría - Ley 2099 de 2021.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley\\_2099\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_2099_2021.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [7] “Alejandría - Decreto 348 de 2017.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto\\_0348\\_2017.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_0348_2017.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [8] “Alejandría - Ley 1715 de 2014.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley\\_1715\\_2014.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_1715_2014.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [9] “Alejandría - Decreto 1073 de 2015.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto\\_1073\\_2015.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_1073_2015.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [10] “Alejandría - Resolución 464 de 2021 UPME.”  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_upme\\_0464\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0464_2021.htm) (accessed Feb. 06, 2022).

- [11] “Alejandría - Resolución 1670 de 2017 MADS.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minambientes\\_1670\\_2017.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minambientes_1670_2017.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [12] “Alejandría - Resolución 1312 de 2016 MADS.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minambientes\\_1312\\_2016.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minambientes_1312_2016.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [13] “Alejandría - Resolución 80 de 2019 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0080\\_2019.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0080_2019.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [14] “Alejandría - Resolución 15 de 2018 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_015\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_015_2018.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [15] “Alejandría - Resolución 135 de 2021 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0135\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0135_2021.htm) (accessed Feb. 20, 2022).
- [16] “Alejandría - Resolución 382 de 2021 UPME.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_upme\\_0382\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0382_2021.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [17] “Alejandría - Resolución 36 de 2019 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0036\\_2019.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0036_2019.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [18] “Alejandría - Resolución 203 de 2020 UPME.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_upme\\_0203\\_2020.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0203_2020.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [19] “Alejandría - Ley 2069 de 2020.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley\\_2069\\_2020.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_2069_2020.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [20] “Alejandría - ESTATUTO TRIBUTARIO.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/estatuto\\_tributario.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/estatuto_tributario.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [21] “Acuerdo 1522 Por el cual se aprueban los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN — C.N.O.” <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1522-por-el-cual-se-aprueban-los-requisitos-de-protecciones-para-la-conexion-de> (accessed Jun. 05, 2022).
- [22] “Acuerdo 1556 Por el cual se aprueban los requisitos de la supervisión para la generación distribuida y autogeneración a gran escala con potencia máxima declarada inferior a 5 MW — Consejo nacional de operación del sector eléctrico

- CNO.” <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1556-por-el-cual-se-aprueban-los-requisitos-de-la-supervision-para-la-generacion> (accessed Nov. 05, 2022).
- [23] “Alejandría - Resolución 101 11 de 2022 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_101-11\\_2022.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-11_2022.htm) (accessed Nov. 05, 2022).
- [24] “Alejandría - Resolución 281 de 2015 UPME.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_upme\\_0281\\_2015.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0281_2015.htm) (accessed Feb. 06, 2022).
- [25] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, and B. Mather, “High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers,” NREL - Natl. Renew. Energy Lab., pp. 1–109, 2016, [Online]. Available: [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).
- [26] “DE LA AUTOGENERACIÓN A LOS RECURSOS ENERGETICOS DISTRIBUIDOS,” COCIER, 2020.
- [27] “Alejandría - Resolución 201 de 2017 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0201\\_2017.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0201_2017.htm) (accessed Mar. 13, 2022).
- [28] “Alejandría - Resolución 167 de 2017 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0167\\_2017.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0167_2017.htm) (accessed Mar. 13, 2022).
- [29] U. de los A. y C. N. de O. (CNO) Facultad de Ingeniería, “Protocolo: verificación y medición de series históricas para cálculo de ENFICC en plantas solares fotovoltaicas,” Cons. Nac. Operacion, pp. 1–50, 2018.
- [30] A. Pinilla, A. González, A. Pedraza, C. Ramírez, and J. Castaño, “Protocolos correspondientes a la resolución 167 de 2017,” Cons. Nac. Operación, p. 150, 2018, [Online]. Available: <https://www.cno.org.co/content/enficc-eolicas>.
- [31] “Alejandría - Resolución 131 de 1998 CREG.” [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0131\\_1998.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0131_1998.htm) (accessed Mar. 27, 2022).
- [32] M. M. Ii, “Evaluación — Valoración del Proyecto Estructura de Capital a Precios de Mercado”.
- [33] F. Mohamadi, Introduction to Project Finance in Renewable Energy Infrastructure. 2021. doi: 10.1007/978-3-030-68740-3.
- [34] IRNEA, Renewable Power Generation Costs in 2021. 2022. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)



---

## Capítulo 7

# Anexos

---

### 7.1. Oportunidades o beneficios Autogeneración

Oportunidades o beneficios que se generan al implementar o desarrollar la actividad de autogeneración:

1. El usuario se caracteriza como un participante activo de la matriz energética del país y de la transformación energética del país. Mitigando el impacto de emisiones de GEI o CO<sub>2</sub> principalmente; generadas por la generación termoeléctricas en Colombia.
2. El usuario puede generar energía en sitio para atender su demanda bajo precios competitivos, disminuyendo el riesgo de la volatilidad del mercado de energía y alzas de las tarifas de energía, por condiciones del mercado de energía y fenómenos ambientales.
3. Modelos de negocios (PPA o EPC-M), atractivos para que los clientes que tengas espacios subutilizados o en desuso como terrazas, lotes, parqueaderos o inmuebles en general, con el propósito de construir proyectos de autogeneración y atender parcial o total su demanda de energía, optimizando costos de operación.
4. El usuario puede firmar contratos PPA con comercializadoras de energía, el comercializador construye los activos de generación, los operen y los mantengan para obtener un ahorro en el diferencial de las tarifas de energía, en paralelo el usuario podrá invertir en la actividad principal de su negocio para crecer orgánicamente.
5. Generar energía con energías renovables no convencionales (solar y eólica a pequeña escala) y realizar gestión de energía con almacenamiento de energía en sitio.
6. Contribuir a generar crecimiento económico y empleo.

7. Transar los excedentes de energía a precios competitivos, e incrementar la complementariedad de la matriz energética de Colombia.
8. Disminuir las pérdidas del sistema de distribución de energía, debido a que se genera en sitio y se transporta menor energía por las redes eléctricas.
9. Optimizar el uso de la red de distribución y disminuir los costos de nuevas inversiones de infraestructura eléctrica en los sistemas de distribución o sistemas de transmisión.
10. Generar una cultura sostenible, responsable con el medio ambiente, de eficiencia energética y seguridad energética.
11. Descentralizar la matriz energética.
12. Generar complementariedad de la matriz energética del país.
13. Gestionar la energía y generar servicios conexos con almacenamiento de energía.

Entre otras oportunidades o beneficios que la generación distribuida y la autogeneración de energía eléctrica trae para las generaciones futuras y la transformación energética del país [25].

## 7.2. Beneficios tributarios actividad de autogeneración en Colombia

Conforme en lo establecido en la ley 2099 de 2021, para incentivar la inversión e investigación en Colombia de fuentes no convencionales de energía (FNCE) en las etapas de pre-inversión, inversión y operación [6], se definen los siguientes incentivos:

1. **Deducción especial del impuesto sobre la renta:** El valor máximo a deducir en un período no mayor a quince (15) años, contados a partir del año gravable siguiente a aquel en el que se efectúa la inversión, será del cincuenta por ciento (50 %) del valor total de la inversión realizada, que no supere el 50 % de la renta líquida.
2. **Depreciación acelerada:** Generadores de Energía a partir de FNCE que realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles adquiridos y/o construidos. Se regirá por la técnica contable y la tasa anual global de depreciación no podrá superar el 33.33 %.
3. **Exclusión del impuesto a las ventas – IVA:** Compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del país.
4. **Exención del gravamen arancelario:** Maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos FNCE importados.

Los cuales tendrán vigencia hasta el 2031.