

**Evaluación técnico – económica de la implementación de energía solar fotovoltaica
en un centro de producción de hidrocarburos**

Maria Juliana Mora Silva

Carlos Alberto Olano Martínez

Monografía para optar el título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director

Daniel Fernando Maya Cerón

Esp. en Automatización de Procesos Industriales

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Gerencia de Hidrocarburos
Bucaramanga**

2025

Dedicatoria

A Dios por su guía durante el transcurso de mi carrera, para así seguir cumpliendo mis metas y sueños.

A mi mamá Maria Elena, por siempre motivarme, aconsejarme y apoyarme en todos mis proyectos.

A mis abuelitos Juan y Cecilia, por su amor incondicional, guía y compañía en cada una de las etapas de mi vida.

A mi papá Julio Cesar, por inspirarme a crecer como persona constantemente.

A mi pareja, Carlos, por los sueños y metas compartidos, es mi apoyo constante y motivación diaria.

Maria Juliana Mora Silva.

Dedicatoria

A Dios, quien es el autor de todos mis logros y que cada día me ayuda a crecer profesionalmente con sus bendiciones.

A mi mamá Eda María y mi papá Jorge Alberto, quienes con su gran ejemplo y entrega me motivan a dar lo mejor de mí.

A mi hermana María José, que es la persona de la cual aprendo todos los días y es parte de mi motivación para seguir estudiando tal como ella lo ha hecho.

A mi sobrino Emilio, que a través de sus enseñanzas como niño me ha hecho recordar mi infancia.

A mi abuelita Gilma, que con su gran sabiduría y experiencia me aconseja siempre y quiere lo mejor para mí.

A mi compañera de vida y monografía MaJu, quien es mi apoyo día a día y que gracias a ella he crecido personal y profesionalmente en mi vida.

Carlos Olano.

Agradecimientos

Mención especial a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formarnos como profesionales desde el pregrado hasta la actual especialización y nos brindó todas las herramientas para crecer como personas y profesionales en la industria.

A la PhD. Zuly Himelda Calderón, directora de posgrados, por su guía y ayuda prestada en nuestro proceso de formación, aportando desde el día uno hasta la culminación del posgrado y monografía.

Al director de la monografía Esp. Daniel Maya, el cual realizó aportes valiosos para la conclusión del trabajo de grado, brindando toda su experiencia en el área de estudio.

A todos los profesores de las asignaturas cursadas en la especialización, que aportaron todo su conocimiento en las clases con el fin de enseñar y darnos herramientas para aplicar en la vida profesional.

A todos los que de una u otra forma aportaron al desarrollo de la monografía y especialización.

Maria Juliana Mora & Carlos Olano.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Marco teórico	19
2.1 Energía solar fotovoltaica	19
2.2 Componentes del sistema solar fotovoltaico.....	21
2.2.1 Módulo fotovoltaico.....	21
2.2.2 Regulador de carga	22
2.2.3 Inversores.....	22
2.2.4 Sistema de montajes y estructuras	23
2.2.5 Baterías	23
2.3 Uso de la energía generada	24
2.3.1 Instalaciones aisladas.....	24
2.3.2 Instalaciones conectadas a la red eléctrica.....	24
2.4 Equipos de proceso de un <i>CPF</i>	27
2.5 Conceptos económicos.....	30
2.5.1 Costo nivelado de energía (<i>LCOE, Levelized Cost of Energy</i>).....	31

2.5.2 Inversión inicial	32
2.5.3 Costo de operación y mantenimiento.....	34
3. Generalidades del campo de estudio y perfil de consumo energético	35
3.1 Características del yacimiento y sus fluidos.	35
3.2 Características del tratamiento de los fluidos en el <i>CPF</i>	35
3.3 Caracterización del perfil energético	36
3.4 Cálculo económico del perfil de gas consumido (QCg) por comercializar	38
4. Análisis y evaluación del potencial de generación de energía solar fotovoltaica en el campo de estudio.....	40
4.1 Conceptos sobre los parámetros utilizados	40
4.2 Recurso solar del campo de estudio.....	43
4.3 Simulación realizada en software <i>System Advisor Model (SAM)</i>	45
4.3.1 Módulo fotovoltaico seleccionado en <i>SAM</i>	49
4.3.2 Inversor configurado en <i>SAM</i>	52
4.3.3 Diseño del sistema en configuraciones	53
4.3.4 Distribución y sombreado configurado en <i>SAM</i>	54
4.3.5 Pérdidas configuradas en <i>SAM</i>	54
4.3.6 Límites de la malla.....	55
4.3.7 Resultados de la simulación en <i>SAM</i>	55
4.3.8. Metodología de estimación del área requerida	60
5. Pre-factibilidad económica del sistema solar fotovoltaico propuesto.....	61
5.1 <i>CAPEX</i> asociado a la instalación solar fotovoltaica	61

5.2 <i>OPEX</i> asociado a la instalación solar fotovoltaica	64
5.3 <i>LCOE</i> calculado a través del software <i>SAM</i>	65
5.4 Oportunidad de comercialización del gas consumo.....	67
5.5 Pre-factibilidad económica del proyecto solar fotovoltaico	69
6. Comparación de emisiones de CO_2 : generación convencional contra generación de energía solar fotovoltaica.	71
6.1 Cuantificación de emisiones de CO_2 a través de metodología propuesta.	71
7. Conclusiones.....	76
8. Recomendaciones	78
Referencias bibliográficas.....	80

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Tipos de paneles solares y sus características.....	22
Tabla 2. Mejoras en la eficiencia	26
Tabla 3. Sistemas que componen un CPF.....	28
Tabla 4. Caracterización perfil gas producido, consumo y generación eléctrica.....	37
Tabla 5. Relación gas consumo, energía y costo de comercialización	39
Tabla 6. Comparativa entre irradiancia y radiación solar	42
Tabla 7. Irradiancia y temperatura promedio horaria anual.....	43
Tabla 8. Promedios anuales calculados por el software SAM.....	46
Tabla 9. CAPEX asociado al proyecto	64
Tabla 10. OPEX asociado al proyecto	65
Tabla 11. Proyección del gas consumo y posible comercialización hasta el año 2.055.....	68
Tabla 12. Cuantificación de emisiones de CO ₂ hasta el año 2.055.....	73
Tabla 13. Emisiones de CO ₂ por cadena productiva del panel por región	74

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Componentes Sistema Fotovoltaico.	23
Figura 2. Diagrama general de sistemas que componen un <i>CPF</i>	29
Figura 3. Esquema general <i>CPF</i> campo de estudio	36
Figura 4. Irradiancia solar promedio por hora	44
Figura 5. <i>DNI</i> , <i>DHI</i> y <i>GHI</i> durante los meses del año en la zona de estudio	47
Figura 6. Perfiles horarios promedios mes a mes	48
Figura 7. Mapa de calor de la <i>GHI</i> mes a mes.....	49
Figura 8. Curva I-V y características del módulo fotovoltaico.....	50
Figura 9. Resultado simulación <i>SAM</i>	57
Figura 10. Distribución horaria de energía generada en un año	58
Figura 11. Distribución gráfica del sistema solar fotovoltaico propuesto	59
Figura 12. Nuevo esquema general del <i>CPF</i> integrando el sistema solar fotovoltaico	60
Figura 13. Financial Parameters en software <i>SAM</i>	66
Figura 14. LCOE calculado en simulación del software <i>SAM</i>	66
Figura 15. Ingresos de comercialización del gas consumo hasta el año 2.055.....	69
Figura 16. Recuperación de la inversión por comercialización del gas consumo	70

Lista de Apéndices

Apéndice A. Simulación sistema solar fotovoltaico en *SAM*.

Apéndice B. Ficha técnica módulos fotovoltaicos Trina Solar.

Apéndice C. Ficha técnica inversores Bonfiglioli Vectron.

Los apéndices están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS.

Glosario

CAPEX (*Capital Expenditure*): Gasto de inversión inicial necesario para adquirir, instalar y poner en marcha el sistema fotovoltaico, incluyendo paneles, inversores, estructuras, obra civil, permisos y comisionamiento.

DHI (*Diffuse Horizontal Irradiance*): Irradiancia solar dispersa por la atmósfera, nubes o partículas, medida en un plano horizontal y relevante para sistemas de paneles fijos.

DNI (*Direct Normal Irradiance*): Irradiancia solar que incide directamente en un plano perpendicular a los rayos del sol, fundamental para sistemas con seguidores solares.

GCR (*Ground Coverage Ratio*): Relación entre el área total de módulos fotovoltaicos y el área del terreno ocupado; permite optimizar densidad de instalación y minimizar sombras mutuas.

GHI (*Global Horizontal Irradiance*): Suma de la componente directa (*DNI* proyectada horizontalmente) y la difusa (*DHI*), representa la energía solar total disponible en una superficie horizontal.

IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*): Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, organismo científico de la ONU que evalúa datos globales sobre cambio climático, emite guías metodológicas para inventarios de gases de efecto invernadero.

LCOE (Levelized Cost of Energy): Costo nivelado de la energía, indicador que promedia el costo (*CAPEX + OPEX*) por cada kWh generado durante la vida útil del proyecto.

NSRDB (National Solar Radiation Database): Base de datos pública del *NREL* que proporciona series climáticas y de irradiancia global, directa y difusa para simulaciones de energía solar.

OPEX (Operating Expenditure): Gastos operativos anuales de un sistema fotovoltaico, que incluyen mantenimiento, limpieza, monitoreo *SCADA*, seguros, repuestos y personal técnico.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Sistema de supervisión y control remoto que recopila datos operativos (energía, voltaje, estado de equipos) y permite ajustes en tiempo real.

Resumen

Título: Evaluación técnico – económica de la implementación de energía solar fotovoltaica en un centro de producción de hidrocarburos*

Autores: Maria Juliana Mora Silva, Carlos Alberto Olano Martínez**

Palabras Clave: Energía, solar, fotovoltaico, CPF, emisiones CO₂, diversificación energética, SAM.

Descripción: La industria *Oil & Gas* enfrenta retos relacionados con los costos operativos, la dependencia de fuentes energéticas convencionales y el impacto ambiental debido a sus procesos. Uno de los problemas detectados en los centros de producción de hidrocarburos (*CPF*, *Central Processing Facility* por sus siglas en inglés), es el uso del gas como fuente energética interna, lo cual limita su comercialización y genera emisiones de CO₂ al ser usado como combustible para los generadores de energía eléctrica. Esta monografía tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnico–económica de la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico en un *CPF*, como alternativa para diversificar la matriz energética. El estudio comprende la caracterización del perfil de consumo energético del *CPF*, la evaluación del potencial de generación solar con base a las condiciones climáticas del campo de estudio y el análisis económico de la implementación considerando la inversión inicial (*CAPEX*), costos operativos (*OPEX*) y posibles beneficios económicos. Además, se cuantifican las emisiones de CO₂ actuales y las que resultarían después de la instalación del sistema solar fotovoltaico, con el fin de establecer su aporte en términos de sostenibilidad. La metodología incluye el uso del software *System Advisor Model (SAM)* para simular el desempeño del sistema solar y analizar su cobertura sobre la demanda energética. Los resultados permitirán determinar si esta fuente renovable representa una solución viable desde el punto de vista técnico–económico, cumpliendo con los objetivos de la monografía.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Daniel Fernando Maya Cerón. Esp. en Automatización de Procesos Industriales.

Abstract

Title: Technical – economic evaluation of photovoltaic solar energy implementation in a hydrocarbon production center*

Authors: Maria Juliana Mora Silva, Carlos Alberto Olano Martínez**

Key Words: Energy, solar, photovoltaic, CPF, CO₂ emissions, energy diversification, SAM.

Description: The Oil & Gas industry faces challenges related to operational costs, dependence on conventional energy sources, and the environmental impact of its processes. One of the identified issues in hydrocarbon production facilities (CPF) is the use of gas as an internal energy source, which limits its commercialization and generates CO₂ emissions when used as fuel for electric power generators. This monograph aims to evaluate the technical and economic feasibility of implementing a solar photovoltaic energy system in a CPF as an alternative to diversify the energy matrix. The study includes the characterization of the CPF energy consumption profile, the identification of equipment with the highest energy demand, the evaluation of the solar generation potential based on the field's climatic conditions, and the economic analysis of the implementation considering the initial investment (CAPEX), operational costs (OPEX), and possible economic benefits. Additionally, current CO₂ emissions and those projected after the installation of the photovoltaic solar system are quantified to establish its contribution in terms of sustainability. The methodology includes the use of the System Advisor Model (SAM) software to simulate the performance of the solar system and analyze its coverage of the energy demand. The results will allow us to determine if this renewable energy source represents a technically and economically viable solution, fulfilling the objectives of the monograph.

*Thesis Project

**Physicalchemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Advisor: Daniel Fernando Maya Cerón, Spe. in Industrial Process Automation.

Introducción

Dentro de la industria *Oil & Gas*, uno de los principales desafíos es la reducción de costos operativos en las diferentes etapas del proceso de producción de hidrocarburos.

En los centros de producción de hidrocarburos (*CPF, Central Processing Facility* por sus siglas en inglés), como objeto de estudio, el gas natural se utiliza como fuente de energía para los equipos de proceso, lo que implica una pérdida de ingresos potenciales al no destinarlo a la comercialización. Además, la combustión de este gas genera emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo que ha llevado a las empresas del sector a buscar alternativas más sostenibles tanto económicas como ambientales, con el objetivo de diversificar su matriz energética. La implementación de energía solar fotovoltaica representa una solución viable para reducir la dependencia del gas natural en los procesos de producción.

Su uso contribuiría a disminuir los costos de generación de energía y podría fortalecer las políticas de sostenibilidad ambiental mediante la reducción de emisiones de CO₂, asimismo, permitiría optimizar la rentabilidad del proceso al utilizar una mayor cantidad de gas natural para su comercialización, generando beneficios tanto económicos como ambientales para la industria *Oil & Gas* y de esta manera crear una sinergia entre ambos tipos de energía.

Desde la perspectiva empresarial, la monografía permitirá evaluar la viabilidad técnico-económica del proyecto, lo que podría traducirse en una disminución de los costos operativos relacionados con el consumo energético. Debido a la optimización de los recursos y la reducción del impacto ambiental, la adopción de energías renovables podría posicionar a las empresas

respecto a la sostenibilidad dentro de la industria de *Oil & Gas*, mejorando su competitividad y reputación.

Los resultados esperados de la monografía permitirán evaluar la efectividad de la energía solar fotovoltaica en el proceso productivo de los hidrocarburos, determinando si esta integración contribuye no solo a la reducción de costos y emisiones, sino también a mejorar la percepción pública de la industria. Al incorporar prácticas energéticas sostenibles, se abriría la puerta a la diversificación de la matriz energética y al fomento de la innovación en la gestión de recursos energéticos.

En resumen, este trabajo de revisión busca generar posibles beneficios económicos para las empresas y contribuirá al análisis de alternativas sostenibles para la industria, impulsando la sinergia entre las energías renovables y la industria *Oil & Gas*, alineado con los desafíos globales de sostenibilidad.

1. Objetivos

Para el desarrollo de la monografía, se proponen el objetivo general y cuatro objetivos específicos.

1.1 Objetivo General

Evaluar la viabilidad técnico-económica de la implementación de energía solar fotovoltaica en un centro de producción de hidrocarburos, determinando su impacto en la demanda energética y los costos asociados, con el fin de proponer una alternativa para diversificar el esquema energético en el campo de estudio.

1.2 Objetivos Específicos

Caracterizar el perfil de consumo energético del campo de estudio, identificando los principales equipos y procesos con mayor demanda energética y su relación con los costos operativos.

Evaluar el potencial de generación de energía mediante un sistema solar fotovoltaico, considerando las condiciones técnicas y operativas del campo de estudio y su capacidad para satisfacer la demanda energética.

Estimar la viabilidad económica de la implementación de un sistema solar fotovoltaico, mediante un análisis económico que incluya el *CAPEX* y *OPEX*.

Cuantificar y comparar las emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica convencional en el campo de estudio con las emisiones obtenidas tras la implementación de un sistema solar fotovoltaico.

2. Marco teórico

A lo largo de los años, la industria *Oil & Gas* ha avanzado en la integración de energías renovables, estableciendo una sinergia entre ambos sectores. La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las fuentes más implementadas, ya que las compañías operadoras han innovado y adaptado sus procesos para satisfacer las necesidades específicas de la industria. Esto responde no solo a la elevada demanda energética del sector, sino también a la necesidad de diversificar las fuentes de generación, reducir la huella de carbono y optimizar los costos operativos.

La incorporación de la energía solar fotovoltaica en los *CPF* se fundamenta en dos pilares clave:

- **Optimización económica:** Al reducir el consumo de gas en los generadores eléctricos, se abre la posibilidad de comercializar este gas natural, generando flujo de caja.
- **Beneficio ambiental:** La implementación de esta fuente de energía renovable permite abrir la evaluación de la disminución de la huella de carbono del *CPF*, evidenciando el compromiso ambiental de la compañía en el campo de estudio.

2.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquel tipo de energía renovable que se obtiene a partir de la luz solar por medio de un sistema fotovoltaico, se produce la electricidad utilizando módulos fotovoltaicos los cuales son capaces de transformar la energía solar en energía eléctrica. Los

paneles solares contienen células fotovoltaicas que reciben la luz de forma directa liberando electrones que interactúan entre sí para la generación de energía eléctrica.

Según (Espejo, 2004) la luz solar transporta energía a través de un flujo de fotones, estos cuando inciden en determinado tipo de materiales bajo ciertas condiciones, provocan corriente eléctrica; es lo que se denomina efecto fotovoltaico.

Se deben tener en cuenta diferentes conceptos para el desarrollo del proyecto y así lograr un mayor entendimiento de este, como lo son: Corriente eléctrica (I), corriente alterna (CA), corriente continua (CC), tensión eléctrica (V), potencia eléctrica (P) y eficiencia energética.

- **Corriente eléctrica (I):** Se define como el flujo de cargas eléctricas las cuales pasan a través de un material conductor debido a la diferencia de potencial entre dos puntos, esta se mide en amperios o amperes (A), puede ser de tipo alterna o continua.
- **Corriente alterna (CA):** En este tipo de corriente eléctrica el flujo de electrones cambia de dirección periódicamente, es la más usada en redes eléctricas debido a que transporta de manera eficiente la energía eléctrica a largas distancias.
- **Corriente continua (CC):** En este tipo de corriente eléctrica, los electrones fluyen en una única dirección de forma constante, es utilizada en baterías y paneles solares.
- **Tensión (V):** Es conocida como tensión eléctrica y es la diferencia del potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito y se mide en Voltios o Volts (V). En el

sistema fotovoltaico la tensión eléctrica generada por los paneles solares varía en función de la irradiación solar y la configuración del sistema.

- **Potencia eléctrica (P):** Es la cantidad de energía generada o consumida en un determinado tiempo, se mide en Vatios o Watts (W).
- **Eficiencia energética:** Es la capacidad del sistema o dispositivo para aprovechar la energía suministrada de la manera más óptima, minimizando las pérdidas de energía y se expresa en porcentaje.

2.2 Componentes del sistema solar fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico está compuesto por diferentes elementos los cuales permiten hacer la conversión de la energía solar en energía eléctrica y su integración al sistema eléctrico, dentro de los componentes que hacen parte de una instalación solar fotovoltaica (ISF) se tienen los que se describen a continuación.

2.2.1 Módulo fotovoltaico

Es el módulo principal del sistema eléctrico, está compuesto por la unión de diversos paneles solares, los cuales son los encargados de captar la radiación solar y convertirla en electricidad.

2.2.1.1 Tipos de paneles solares

Los paneles solares pueden clasificarse en distintos tipos según la tecnología de fabricación como monocristalinos, policristalinos, película delgada, bifacial e híbridos como se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1*Tipos de paneles solares y sus características*

Tipo de panel	Eficiencia (%)	Vida útil (años)	Características	Aplicaciones
Monocristalino	18 – 22	25 – 30	Silicio monocristalino, estructura rígida.	Residencial e industrial.
Policristalino	15 – 18	20 – 25	Silicio policristalino, estructura rígida.	Residencial y comercial.
Película delgada	10 – 12	15 – 20	Telurio de cadmio (CdTe), cobre, indio, galio, selenio y silicio amorfo. Son de capa fina y flexibles.	Grandes áreas, móviles.
Bifacial	20 – 24	25 – 30	Silicio monocristalino o policristalino, capta luz por ambas caras.	Industrial y estaciones solares.
Híbridos	22 – 25	25 – 30	Silicio monocristalino con capas adicionales que mejora eficiencia.	Espacios con alta demanda energética.

2.2.2 Regulador de carga

Dispositivo que gestiona la energía que se genera del sistema solar fotovoltaico, evita sobrecargar las baterías o que se descarguen excesivamente.

2.2.3 Inversores

Tienen como objetivo transformar la corriente continua generada por el módulo fotovoltaico en corriente alterna, lo que permite su integración a la red y posterior uso en los procesos.

2.2.4 Sistema de montajes y estructuras

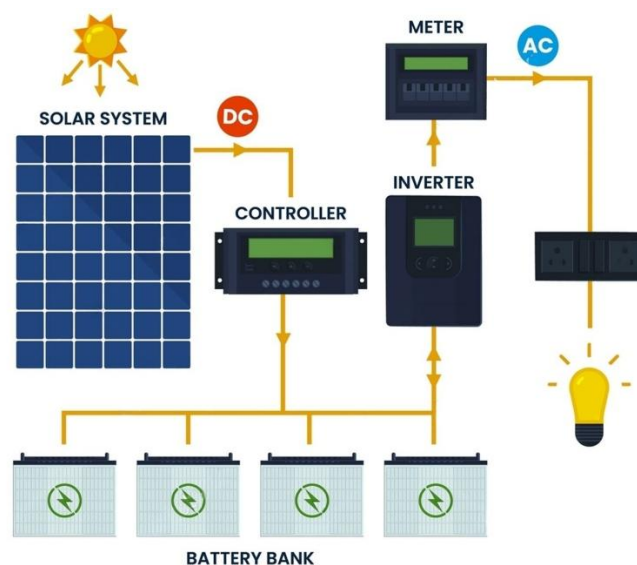
Con estas estructuras se orientan los módulos fotovoltaicos de acuerdo con la posición más adecuada para permitir la recepción de la radiación solar. Estos sistemas pueden ser fijos o móviles los cuales siguen la trayectoria del movimiento de la luz solar, este último sistema se conoce como seguidores solares.

2.2.5 Baterías

Permiten almacenar la energía eléctrica generada para aquellos momentos donde se presente una baja radiación como nubosidad y lluvias, así mismo en las horas nocturnas para la operación del CPF. En la Figura 1, se presenta un diagrama típico de una instalación solar fotovoltaica con todos sus componentes.

Figura 1

Componentes sistema fotovoltaico



Nota. Tomado de esquema general de componentes de un sistema fotovoltaico

<https://n9.cl/79umyn>

En la Figura 1, se observan los paneles solares que a su vez se denominan módulos fotovoltaicos, estos realizan la generación de energía en corriente continua, por lo que están conectados a un regulador y a las baterías de almacenamiento. Posteriormente, se realiza la conexión a un inversor el cual va a permitir transformar la corriente continua en corriente alterna y así disponer de la energía eléctrica para ser utilizada en el campo de estudio.

2.3 Uso de la energía generada

Este tipo de energía eléctrica obtenida a través del sistema fotovoltaico puede ser utilizada de dos maneras diferentes.

2.3.1 Instalaciones aisladas

En este tipo de sistemas se utilizan baterías para el almacenamiento de energía para tenerla disponible en cuanto se requiera. Según (Espejo, 2004) se requiere la instalación de un convertidor, que transforma la corriente continua de las baterías en corriente alterna para el abastecimiento de energía.

2.3.2 Instalaciones conectadas a la red eléctrica

La energía producida por los módulos fotovoltaicos se transforma mediante un inversor en corriente alterna de la misma tensión y frecuencia que la de la compañía eléctrica. (Espejo, 2004).

Se debe tener en cuenta que los paneles solares tienen una vida útil entre los 20 y 30 años, por lo que su rendimiento va disminuyendo a través del tiempo, esto se debe a la degradación de

los materiales que componen el panel por exposición a las condiciones naturales como la humedad, granizos, viento, fluctuaciones térmicas y la suciedad o polvo que se acumulan en la celda. La degradación anual en la eficiencia de los paneles solares es alrededor del 1% al año según (González et al, 2018). Teniendo en cuenta lo anterior, el sistema de generación presenta ineficiencias que se traducen en pérdidas de potencia, entre las más importantes se encuentran:

- Pérdidas por sombreado
- Pérdidas por temperatura
- Pérdidas por suciedad y polvo
- Pérdidas por orientación y ángulos de los paneles
- Pérdidas en el inversor, cable y conexiones
- Pérdidas por degradación natural de los materiales

Para mejorar la eficiencia y evitar las pérdidas mencionadas anteriormente, se deben tener en cuenta algunos aspectos los cuales optimizan el rendimiento y durabilidad de los paneles solares. Aspectos como orientación e instalación de los paneles solares, su correcto mantenimiento preventivo, mitigación de impactos por altas temperaturas y la adecuada ventilación y enfriamientos del inversor lo cual podría prolongar su vida útil la cual es aproximadamente 10 años, estos aspectos tienen diferentes características y son mencionados por (González et al, 2018) en su artículo “Análisis de eficiencia y degradación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica” y se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2*Mejoras en la eficiencia*

Mejoras	Características
Orientación e instalación	Es importante aprovechar al máximo la luz solar por lo tanto es preferible instalar seguidores de sol, esto permite que el panel cambie su posición automáticamente y esté en dirección perpendicular al sol.
Mantenimiento	Se deben realizar limpiezas periódicas a los paneles ya que la acumulación de suciedad disminuirá la eficiencia y los circuitos estarán expuestos a daños adicionales.
Prevenir impactos de altas temperaturas	Tener el espacio adecuado entre el suelo y el panel en su estructura, permite que el flujo del aire pase por debajo de la instalación y así evitar el calor excesivo que puede afectar la eficiencia de los paneles.
Ventilación y enfriamiento del inversor	Se debe garantizar el buen funcionamiento del sistema de ventilación que tiene el inversor, esto para mejorar la eficiencia y prolongar su vida útil que es de aproximadamente 10 años.

Nota. Modificado de análisis de eficiencia y degradación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica (Gonzalez et al, 2018).

Dentro de la industria *Oil & Gas*, se ha estudiado la energía solar fotovoltaica para diversas aplicaciones creando una sinergia entre ambos tipos de energía, como el estudio realizado Amabuo et al. (2023), donde se analizó la viabilidad de integrar energía solar en las unidades de producción (*FPSO*) en África, donde este tipo de energía se presenta como una alternativa prometedora, capaz de cubrir hasta un 60% de las necesidades energéticas de las *FPSO*, lo que podría reducir costos operativos y contribuir a la diversificación energética y Absi Halabi et al. (2015), donde se determina que la demanda energética del sector *Oil & Gas* a nivel mundial aumentara desde 28 EJ, hasta aproximadamente 39 EJ para 2035 debido a las necesidades técnicas y operativas de la industria. La energía solar, aunque actualmente limitada a aplicaciones en la extracción, está comenzando a materializarse su uso en la industria y a medida que estas tecnologías maduran y se

vuelven más económicas, se anticipa un aumento en su aplicación, lo que podría mejorar la huella ambiental y ahorro en los costos de operación.

Por lo tanto, la energía solar fotovoltaica se está consolidando como una tecnología clave dentro de la industria *Oil & Gas*; esto se debe no solo a las altas demandas energéticas del sector, sino también a la necesidad de diversificar las fuentes de generación de energía, reducir la huella de carbono y optimizar los costos operativos.

Dentro del campo de estudio se busca implementar la energía solar fotovoltaica en un *CPF*; el cual se define como una instalación industrial donde se procesan los fluidos (petróleo y gas) obtenidos de los pozos petroleros cercanos a la facilidad, con el objetivo de separar, tratar y acondicionar tanto el petróleo como el gas, para entregarlo en las condiciones óptimas para su transporte y comercialización.

2.4 Equipos de proceso de un *CPF*

Dentro de un *CPF* se realizan procesos como separación de fluidos (petróleo, gas y agua), tratamiento del crudo, tratamiento del gas, manejo y disposición del agua de producción. En la Tabla 3 se presentan los procesos que se llevan a cabo a través de sistemas que están compuestos por diversos equipos como separadores bifásicos y trifásicos, calentadores, deshidratadores, compresores y generadores.

Tabla 3*Sistemas que componen un CPF*

Sistema	Equipos de proceso	Aplicación
Separación de fluidos	Separadores bifásicos y separadores trifásicos	Separa los fluidos extraídos (petróleo, gas y agua) para iniciar el proceso de tratamiento.
Tratamiento del crudo (petróleo)	Calentadores, deshidratadores, estabilizadores y tanques de almacenamiento	Procesa y acondiciona el crudo para cumplir con los estándares de calidad requeridos para su transporte y comercialización.
Tratamiento del gas	<i>Slug catcher</i> , compresores, deshidratadores y endulzadores del gas	Acondiciona el gas eliminando impurezas, preparándolo para su transporte o reinyección.
Tratamiento y disposición del agua de producción	Bombas, filtros, tanques de almacenamiento, sistema de reinyección del agua de producción	Trata el agua separada en el proceso, eliminando contaminantes para su disposición o reúso.
Sistema de generación de energía eléctrica	Generadores, turbinas a gas, motores diésel, red de distribución eléctrica	Suministra la energía eléctrica necesaria para operar la planta, integrando diversas fuentes de energía. Se utiliza gas natural para alimentar los generadores, produciendo la energía eléctrica necesaria durante el proceso de tratamiento.

Nota. Modificado de facilidades de superficie, recolección y tratamiento (Aranda, 2010)

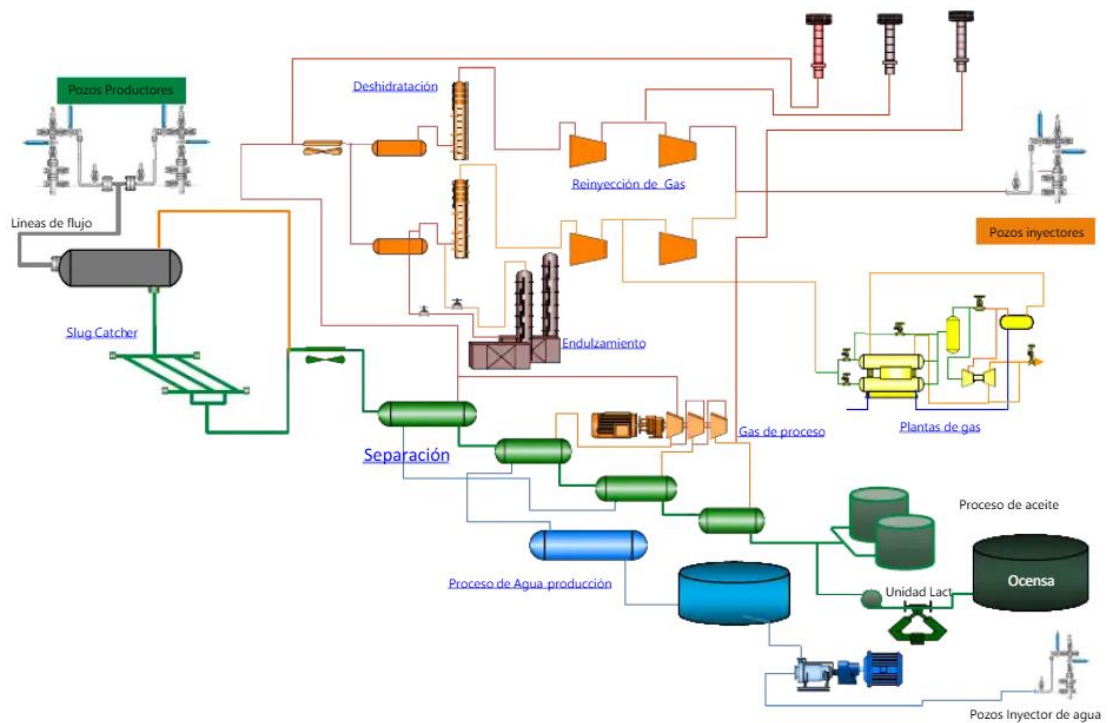
Teniendo en cuenta la Tabla 3, el sistema de generación eléctrica se realiza utilizando el gas natural, desaprovechando este fluido para su comercialización.

Operar un *CPF* conlleva sus retos; entre estos se destacan el mal funcionamiento de equipos, que ocasiona tiempos de inactividad por lo que aumenta los riesgos y los errores humanos, que pueden derivar en accidentes e ineficiencias. Además, es esencial garantizar el cumplimiento normativo y gestionar adecuadamente el impacto ambiental de las operaciones, aspectos

fundamentales para mantener la eficiencia y la seguridad en la planta. En la Figura 2, se presenta un diagrama general de los sistemas que componen un *CPF*, se observa el tratamiento del crudo, gas y agua.

Figura 2

Diagrama general de sistemas que componen un CPF



Nota. Tomado de *CPF Cusiana Didáctico* <https://goo.su/YUTsYKy>

Dentro de los *CPF*, la demanda energética es crítica debido a que se abarcan diversos procesos que requieren alto flujo de energía. Una alta demanda impacta directamente en los costos operativos y la huella de carbono, lo que impulsa la evaluación técnico-económica para integrar fuentes renovables, como la energía solar fotovoltaica, con el fin de reducir tanto gastos operativos como emisiones de CO_2 .

La integración de la energía solar fotovoltaica en un *CPF* puede llegar a ser beneficiosa ya que aparte de brindar generación de energía, puede cubrir parte de la demanda energética en áreas con abundante radiación solar, reduciendo la dependencia del gas de producción y disminuyendo las emisiones CO_2 . Además, se diversifica el mix energético de la planta mejorando su sostenibilidad ambiental. La eficiencia energética y el uso de nuevas tecnologías permiten optimizar el uso de energía, minimizar pérdidas operativas y mejorar el rendimiento global del sistema. Estas medidas, al integrarse de manera coordinada, no solo reducen los costos operativos y la huella ambiental, sino que también potencian la seguridad y la continuidad en la operación del *CPF*.

Teniendo en cuenta el contexto sobre la posible integración de la energía solar fotovoltaica en un *CPF*, la cual se presenta como una alternativa para reducir el consumo de gas como fuente de generación de energía aprovechándolo para su comercialización y además mitigar las emisiones de CO_2 durante este proceso, también es importante centrarse en la evaluación técnico-económica, teniendo presente términos como: Costo nivelado de energía (*LCOE*), inversión inicial, costo de operación y mantenimiento (*O&M*).

2.5 Conceptos económicos

Los proyectos energéticos requieren evaluar su viabilidad y sostenibilidad mediante conceptos como el Costo Nivelado de Energía (*LCOE*), la inversión inicial y los costos de operación y mantenimiento (*O&M*). Estos conceptos permiten comparar tecnologías y estimar la

rentabilidad, siendo esenciales en la toma de decisiones sobre la implementación de energías renovables como la solar fotovoltaica.

2.5.1 Costo nivelado de energía (*LCOE, Levelized Cost of Energy*)

Según el (*International Business Machines Corporation, Ibm, s.f*) el costo nivelado de la energía (*LCOE*) es una métrica para medir el costo medio de la generación de electricidad a lo largo de la vida útil de un activo energético. El *LCOE* ayuda a determinar la viabilidad y competitividad de un proyecto de generación de electricidad. El análisis energético que incorpora el *LCOE* ayuda a empresas, promotores e inversores a evaluar la competitividad de un proyecto de producción de energía. También permite comparar los costos de generación de energía entre distintos tipos de éstas. El *LCOE* es una medida importante para la transición energética global: el cambio de fuentes de energía de combustibles fósiles de altas emisiones a tecnologías de energía renovable y alternativas bajas en carbono. A medida que cambian las condiciones económicas y políticas, también cambia el panorama de la transición energética.

Los factores que a menudo se utilizan para su cálculo son:

- Periodo de análisis
- El factor de capacidad del sistema a implementar
- Costo del capital
- Costo del combustible
- Tasa de calor: La tasa de calor es la cantidad de energía utilizada en la producción de electricidad para generar un kilovatio-hora (kWh) de electricidad, (IBM, s.f)
- Costo de operación y mantenimiento O&M

Teniendo en cuenta lo anterior el *LCOE*, es una variable fundamental en los proyectos energéticos permitiendo de esta manera evaluar su viabilidad y competitividad, para determinar si el proyecto está alineado a la demanda de generación energética y los precios en el mercado, lo que daría una visión más amplia del panorama actual.

Considerando la energía solar fotovoltaica en el 2022, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (*IRENA*), el *LCOE* de este tipo de energía fue de 0,049 USD/kWh. Países como China son el principal impulsor de la reducción de costos gracias a innovaciones tecnológicas en la fabricación de los paneles solares. Estos costos más competitivos hacen que la energía solar sea una opción viable en zonas de alta irradiación solar, superando los desafíos de almacenamiento para asegurar la continuidad del suministro de energía. De acuerdo con *DPV Energy*, se espera que el *LCOE* de la energía solar fotovoltaica siga disminuyendo, alcanzando los 0,02 USD/kWh para 2025, debido a menores costos de inversión y un aumento en la capacidad de instalación. A medida que crezca el uso de esta energía, también se espera un incremento en la capacidad de almacenamiento e integración al sistema eléctrico, donde China y Estados Unidos liderarán el uso de este tipo de fuente de energía renovable.

2.5.2 Inversión inicial

Esta se refiere al monto de dinero inicial destinado para empezar un proyecto, donde se tiene en cuenta la adquisición de los activos fijos (ejemplo, la infraestructura del proyecto); la inversión inicial se diferencia del *CAPEX* (*Capital Expenditure*) el cual se refiere a las inversiones que realiza una empresa para adquirir, mejorar o mantener activos a largo plazo como terrenos,

maquinaria o equipos. El *CAPEX* incluye gastos en activos físicos que son necesarios para las operaciones de la empresa y se espera que proporcionen beneficios durante un largo periodo de tiempo, según (*Munich Business School*, s.f).

Dentro de la inversión inicial de un sistema solar fotovoltaico comúnmente se contemplan:

- Paneles solares fotovoltaicos y estructura de soporte
- Terreno para la instalación del sistema
- Cableado, sistema eléctrico e inversores
- Baterías
- Sistemas de monitoreo
- Mano de obra para la instalación y puesta en marcha
- Permisos y trámites administrativos

Esta inversión inicial es similar al *CAPEX*, su diferencia radica que el *CAPEX* incluye todos los gastos de capital asociados al sistema a lo largo de su vida útil.

También es importante tener en cuenta que esta inversión inicial depende de la magnitud del proyecto y las características específicas del mismo, por lo que es importante la adecuada planificación y gestión de los recursos económicos.

2.5.3 Costo de operación y mantenimiento

Estos se refieren a los gastos asociados a la operación y mantenimiento de los equipos, estos costos se destinan a asegurar el rendimiento óptimo del sistema y a prolongar la vida útil del mismo.

Un manejo adecuado de estos recursos permite garantizar la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones, identificando fallencias en el proceso, las cuales se convierten en oportunidades de mejora.

Dentro de los costos de operación de un sistema solar fotovoltaico se tienen:

- Inspección y monitoreo del rendimiento del sistema
- Costos administrativos

Los costos de mantenimiento de un sistema solar fotovoltaico hacen referencia a:

- Limpieza de los paneles solares
- Mantenimiento de inversores y baterías
- Reemplazo de los componentes defectuosos
- Actualizaciones de software

La transición hacia fuentes de energía más sostenibles dentro de la industria *Oil & Gas* es una necesidad en el contexto actual de descarbonización y optimización operativa. La implementación de sistemas solares fotovoltaicos en los *CPF* se puede presentar como alternativa para reducir el consumo de gas natural y las emisiones de CO₂ y ofrecer beneficios económicos al permitir la comercialización del gas que antes se destinaba a la generación eléctrica. A partir del

análisis del marco teórico presentado anteriormente, este estudio evaluará la viabilidad técnica y económica en esta propuesta, proporcionando un marco de referencia para futuras aplicaciones en el sector.

3. Generalidades del campo de estudio y perfil de consumo energético

El campo de estudio se encuentra localizado en el municipio de Puerto Boyacá, departamento de Boyacá. Este cuenta con una extensión de 9.800 hectáreas y queda a 35 km de la cabecera municipal. Hace parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y fue descubierto en el año 1.954.

3.1 Características del yacimiento y sus fluidos.

Produce de un yacimiento de aceite pesado con gas asociado, con diferentes mecanismos de producción identificados como empuje por agua, expansión roca-fluido y gas en solución. Su gravedad *API* ronda entre los 12° y 22° con una producción promedio de 8.483 BPD y 5,841 MPCD, el *GOR* promedio es de 688 SCF/STB.

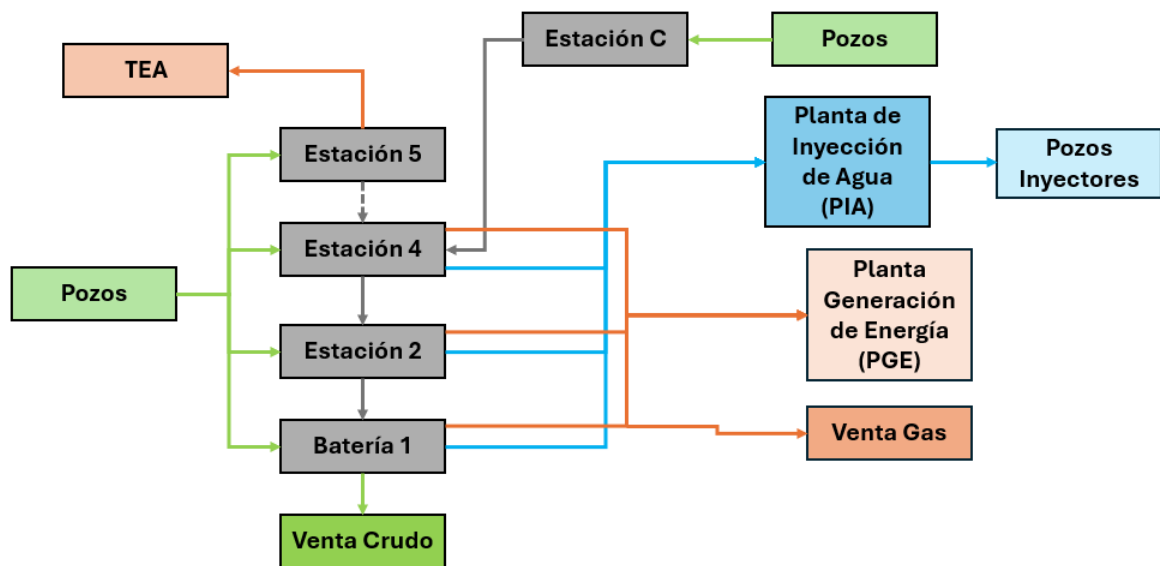
3.2 Características del tratamiento de los fluidos en el CPF

En las estaciones y batería se realiza la separación de crudo, gas y agua proveniente de los pozos, por lo que el crudo se comercializa, el agua se dirige a la Planta de Inyección de Agua (PIA) y el gas producido se dirige a su comercialización, consumo en la Planta de Generación de Energía (PGE) y se quema únicamente el gas recibido de los pozos pertenecientes a la Estación 5. El crudo y agua de la Estación 5 se transporta por carrotanques hacia la Estación 4, ya que no se cuenta con

una línea de transferencia por su considerable distancia. En la Figura 3 se presenta el esquema general del tratamiento de crudo y uso del gas en el campo de estudio, siendo este último el de interés.

Figura 3

Esquema general CPF campo de estudio



Nota. Elaboración propia.

3.3 Caracterización del perfil energético

En el campo de estudio, se cuenta con tres generadores de energía los cuales operan las 24 horas del día, estos suplen la demanda energética del campo y la comunidad de la vereda aledaña. Se tiene también conexión a la red eléctrica nacional por lo que si un generador sale de servicio o se encuentra en mantenimiento se procede a recibir energía del sistema nacional el cual se considera lo suficientemente confiable. Los generadores eléctricos son los equipos de proceso que

utilizan parte del gas producido para la generación de energía. En la Tabla 4 se presenta la caracterización del perfil energético y se observa el comportamiento de 17 meses.

Tabla 4

Caracterización perfil gas producido, consumo y generación eléctrica

Fecha	Qg (MPCD)	QCg (MPCD)	Ge (kW/h)
1/02/2024	5,663	0,620	2.187
1/03/2024	5,261	0,676	2.474
1/04/2024	5,391	0,810	2.159
1/05/2024	6,100	0,698	2.233
1/06/2024	5,451	0,806	2.551
1/07/2024	5,205	0,711	2.467
1/08/2024	5,308	0,763	2.390
1/09/2024	5,932	0,756	2.459
1/10/2024	6,100	0,694	2.596
1/11/2024	6,243	0,831	2.201
1/12/2024	6,174	0,723	2.227
1/01/2025	5,992	0,654	2.109
1/02/2025	6,726	0,445	1.662
1/03/2025	5,524	0,548	1.567
1/04/2025	6,583	0,538	2.011
1/05/2025	5,493	0,689	2.110
1/06/2025	6,160	0,766	2.439

Nota. Tomado de informe de producción campo de estudio

Donde Qg es el caudal de gas total que se produce en el campo de estudio en millones de pies cúbicos por día (MPCD) y QCg es el volumen del gas en MPCD que se utiliza para la generación de energía eléctrica (Ge) en kilovatios por hora (kW/h) que suple la demanda energética del campo.

3.4 Cálculo económico del perfil de gas consumido (QCg) por comercializar

El gas que se genera en el campo de estudio dada su composición tiene un poder calorífico de 1.029,5 BTU/PC, su valor comercial dado a las condiciones contractuales es de 4,2 USD/MBTU. Para efectos de cálculos económicos preliminares se realiza la conversión de MPCD a MBTU/día, a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Energía diaria} \left(\frac{\text{MBTU}}{\text{día}} \right) = \frac{\text{Volumen de gas (PCD)} * \text{Poder Calorífico} \left(\frac{\text{BTU}}{\text{PC}} \right)}{1.000.000} \quad (1)$$

En el campo de estudio, el gas producido es enviado a través de la red que lo transporta a los diferentes sitios de consumo y una parte de este gas es utilizado en la planta de generación eléctrica; el factor de ventas promedio es de 0,765 para un caudal de gas ventas promedio de 4,468 MPCD y con un factor de consumo promedio para generación eléctrica de 0,12 para un caudal de gas consumo promedio de 0,7 MPCD.

En la Tabla 5 se presenta la relación del gas consumo (QCg), energía equivalente a ese gas en MBTU/día y su relación con los ingresos que se podrían generar al comercializar este gas teniendo en cuenta el valor de 4,2 USD/MBTU, este cálculo es realizado con base en el poder calorífico del gas que se produce en el campo de estudio como se mencionó anteriormente (1029,5 BTU/PC) esto para aplicar la Ecuación 1 y así tener la energía diaria en MBTU/día en cada mes (ver Tabla 5).

Tabla 5*Relación gas consumo, energía y costo de comercialización*

Fecha	QCg (MPCD)	Energía (MBTU/día)	Costo (USD/día)
1/02/2024	0,620	638,29	2.680,82
1/03/2024	0,676	695,94	2.922,96
1/04/2024	0,810	833,90	3.502,36
1/05/2024	0,698	718,59	3.018,08
1/06/2024	0,806	829,78	3.485,06
1/07/2024	0,711	731,97	3.074,29
1/08/2024	0,763	785,51	3.299,14
1/09/2024	0,756	778,30	3.268,87
1/10/2024	0,694	714,47	3.000,79
1/11/2024	0,831	855,51	3.593,16
1/12/2024	0,723	744,33	3.126,18
1/01/2025	0,654	673,29	2.827,83
1/02/2025	0,445	458,13	1.924,14
1/03/2025	0,548	564,17	2.369,50
1/04/2025	0,538	553,87	2.326,26
1/05/2025	0,689	709,33	2.979,17
1/06/2025	0,766	788,60	3.312,11

Nota. Elaboración propia.

Los resultados que se muestran en la Tabla 5 demuestran que el consumo energético oscila entre valores de 458,13 MBTU/día y 855,51 MBTU/día con un promedio mensual de 710,23 MBTU/día, teniendo en cuenta el valor de la comercialidad del gas, la oportunidad de comercialización del gas consumido fue de 2.892,98 USD/día en los 17 meses de estudio, por lo que se tendría un costo estimado de \$1.088.788 USD sin contar *OPEX* asociado; esto equivale a un costo promedio de perforación de un pozo en el campo de estudio. Durante lo que va del año 2025 se está dejando de comercializar 476.498 USD.

Este valor indica la importancia de evaluar la viabilidad técnico-económica de implementar una fuente alternativa de energía, como un sistema solar fotovoltaico, que podría reducir estos

costos operativos, especialmente si se considera la tendencia creciente en la tarifa del gas, la necesidad de este tipo de combustible en Colombia y la oportunidad de mitigar las emisiones de CO₂.

4. Análisis y evaluación del potencial de generación de energía solar fotovoltaica en el campo de estudio

La zona donde se ubica el campo de estudio se caracteriza por su alto nivel de radiación solar, el cual es constante a lo largo del año (4,5 kWh/m²) y también por su clima cálido entre 24 °C y 34 °C, en promedio se registran 12 horas de luz solar en condiciones de cielo despejado, esto representa una condición favorable para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica.

4.1 Conceptos sobre los parámetros utilizados

La base de datos tomada para la monografía fue obtenida a través de *The National Solar Radiation Database (NSRDB)* la cual es una base de datos publica de Estados Unidos desarrollada por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* junto con el *Department of Energy (DOE)* los cuales recopilan información sobre los recursos solares y meteorológicos a nivel mundial. La información obtenida a través de esta base de datos sobre la zona donde se ubica el campo de estudio es la siguiente:

- *Direct Normal Irradiance (DNI)*: Es la irradiancia solar que llega del sol en línea recta sin haber sido dispersada por la atmosfera, esta variable es importante cuando

se analiza la instalación de sistemas solares fotovoltaicos con seguidores solares y permite estimar la energía disponible.

- *Diffuse Horizontal Irradiance (DHI)*: Tiene en cuenta la irradiancia solar que ha sido dispersada por la atmosfera, nubes y partículas. Esta variable es importante cuando se analizan sistemas fotovoltaicos fijos y se presentan ambientes nublados.
- *Global Horizontal Irradiance (GHI)*: Es la irradiancia solar que se presenta en una superficie horizontal.

$$GHI = (DNI * \cos \theta) + DHI \quad (2)$$

Donde el $\cos \theta$ es el ángulo cenital del sol (ángulo entre el sol y la vertical).

- *Dew Point (Punto de Rocío)*: Es la temperatura en la cual el aire se satura y el vapor de agua se condensa, esta variable es importante debido a que la humedad puede reducir la eficiencia de los paneles solares por la condensación sobre estos.
- *Temperatura*: Representa la temperatura ambiente de la zona y es clave para el cálculo de las pérdidas térmicas, debido a que los módulos fotovoltaicos pierden eficiencia a mayor temperatura.
- *Presión*: Corresponde a la presión atmosférica de la zona y se usa para la simulación y los modelos climáticos, puede llegar a afectar la densidad del aire y por lo tanto la transmisión de la radiación solar.
- *Humedad relativa*: Esta variable define el porcentaje de saturación del aire con respecto al vapor de agua, es importante tenerla en cuenta debido a que una alta humedad puede reducir la radiación solar útil debido a la generación de niebla o nubosidad.

- Dirección y velocidad del viento: Con esta variable se planifica la orientación de los módulos fotovoltaicos para evitar el asentamiento del polvo y partículas que reducen la eficiencia del panel, además altas velocidades de viento pueden afectar las estructuras de los módulos por la carga del viento.
- *Surface Albedo*: Es el porcentaje de radiación reflejada por el suelo, se expresa con un numero entre 0 y 1 o como porcentaje. Es utilizada en la evaluación de paneles solares bifaciales debido a que influye en irradiancia reflejada que llega a la parte trasera de los paneles.
- *Clearsky DHI, DNI, GHI*: Es la irradiancia solar bajo las condiciones ideales de cielo despejado, representa un modelo teórico la cual sirve como referencia para comparar las condiciones reales contra las ideales y calibrar las simulaciones.

Se debe tener en cuenta las diferencias entre la irradiancia y radiación solar las cuales se observan en la Tabla 6.

Tabla 6

Comparativa entre irradiancia y radiación solar

	Irradiancia	Radiación solar
Concepto	Mide la intensidad de la energía solar en un instante específico.	Mide la cantidad total de energía solar recibida durante un período de tiempo.
Unidad	W/m ² (vatios por metro cuadrado).	kWh/m ² (kilovatios-hora por metro cuadrado)
Uso	Al ser una tasa instantánea de energía, se utiliza para medir la potencia solar en un momento puntual del día.	Al ser la energía acumulada en un tiempo dado, se utiliza para saber cuánta energía solar llega al sitio en un día, mes o año.

Nota. Elaboración propia.

4.2 Recurso solar del campo de estudio

Para el análisis se utilizaron datos de irradiancia solar expresados en W/m^2 , los cuales representan la potencia de la radiación recibida en superficie en intervalos de 30 minutos. A partir de estos datos, se calculó la irradiancia promedio horaria anual para los componentes *DNI*, *DHI*, *GHI* en W/m^2 y temperatura en $^{\circ}C$, tal como se observa en la Tabla 7.

Tabla 7

Irradiancia y temperatura promedio horaria anual

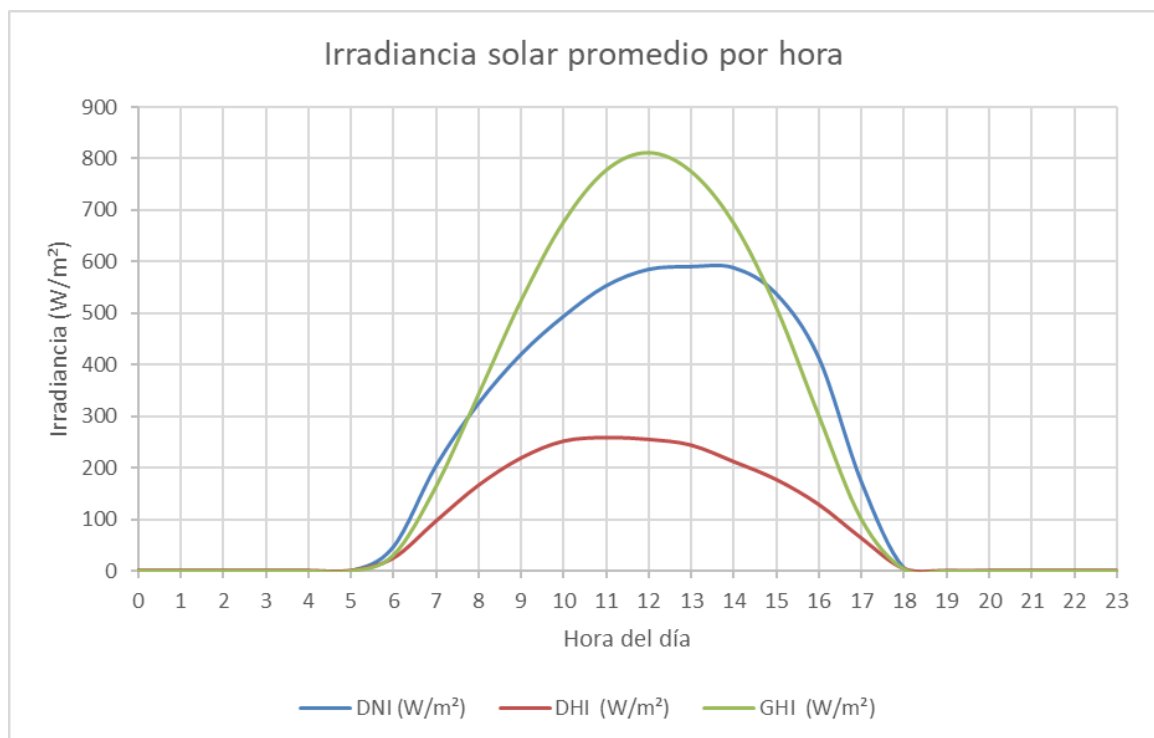
Hora del día	DNI (W/m^2)	DHI (W/m^2)	GHI (W/m^2)	Temperatura ($^{\circ}C$)
0	0,00	0,00	0,00	24,69
1	0,00	0,00	0,00	24,45
2	0,00	0,00	0,00	24,22
3	0,00	0,00	0,00	24,02
4	0,00	0,00	0,00	23,84
5	0,00	0,00	0,00	23,74
6	46,33	24,21	30,58	24,09
7	203,12	96,20	163,06	25,20
8	324,50	165,90	341,84	26,62
9	419,79	219,08	523,56	28,04
10	493,63	252,15	676,65	29,23
11	552,79	259,21	777,34	30,11
12	584,82	255,65	811,52	30,63
13	590,10	244,48	775,29	30,76
14	588,11	212,35	674,95	30,50
15	537,58	177,48	511,88	29,87
16	413,82	128,80	302,08	28,90
17	173,69	63,37	101,02	27,69
18	6,27	3,81	4,04	26,63
19	0,00	0,00	0,00	26,07
20	0,00	0,00	0,00	25,73
21	0,00	0,00	0,00	25,46
22	0,00	0,00	0,00	25,20
23	0,00	0,00	0,00	24,95

Nota. Adaptado de *The National Solar Radiation Database (NSRDB)*

En la Figura 4 se muestran los datos gráficos anteriormente presentados, esto con el fin de observar el comportamiento de la irradiancia a través del tiempo, en la zona de estudio se puede evidenciar que en 12 horas del día se tiene irradiancia desde las 6:00 hasta las 18:00 horas. También, es importante observar que las horas donde se tienen los picos más altos de irradiación es entre las 11:00 y las 13:00 horas, por lo que el punto de mayor generación de energía se da en este lapso.

Figura 4

Irradiancia solar promedio por hora



Nota. Elaboración propia.

4.3 Simulación realizada en software *System Advisor Model (SAM)*

El dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico que se va a simular para el uso en el campo de estudio, se utilizó el software *System Advisor Model (SAM)*, el cual es de uso libre y fue desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, con este software se pueden realizar las evaluaciones técnico – económicas para implementación de proyectos sobre diferentes tipos de energías renovables.

En el desarrollo de la monografía se utilizó el modo de simulación fotovoltaica (*Detailed PV Model*) con la subcategoría *LCOE Calculator (FCR Method – Capital Recovery Factor)*, siendo este el escenario escogido debido a que este indicador es estándar para evaluar el proyecto y es utilizado por entidades como el *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, el Banco Mundial y el *NREL*.

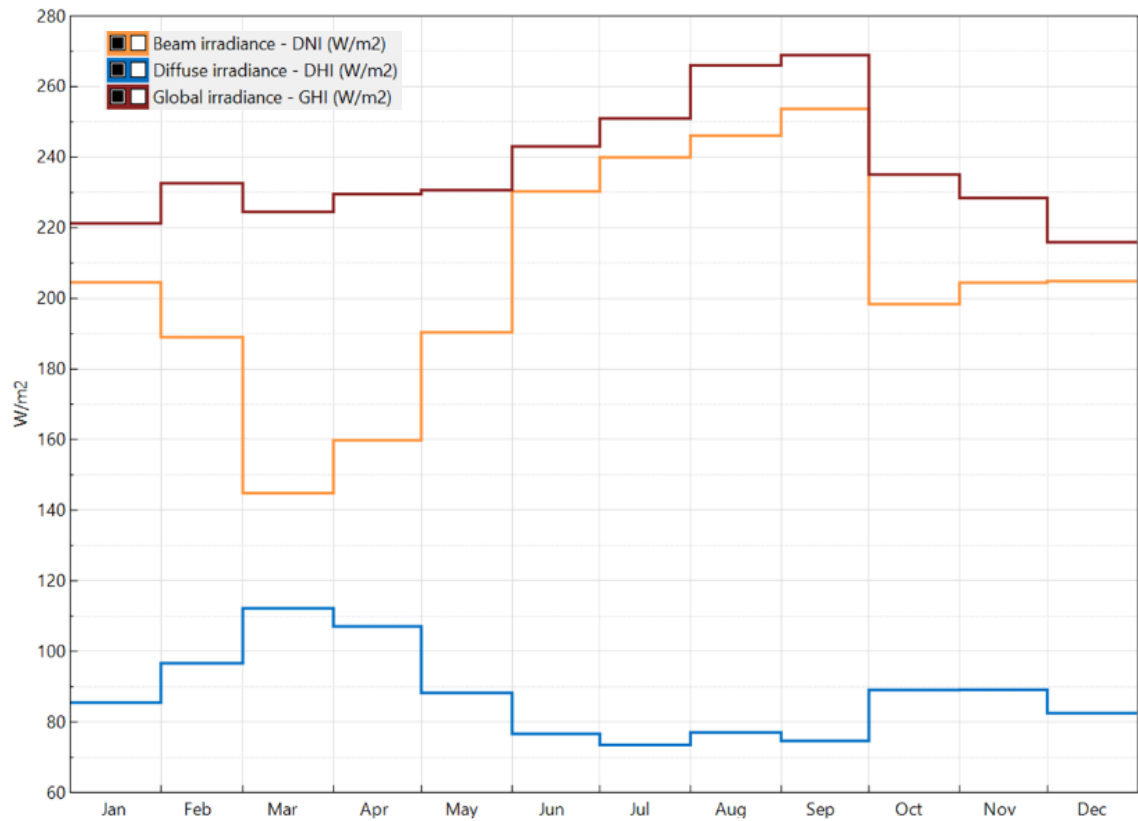
El software *SAM* dentro de la categoría *LCOE Calculator* cuenta con un módulo inicial para descargar y agregar a la biblioteca, los datos del clima de la zona de estudio, los cuales algunos se presentan en la Tabla 7. Una vez agregados los datos climáticos a la biblioteca, el software realiza una tabla del promedio anual de las variables requeridas calculadas a través de esta base como se observa en la Tabla 8. Las variables son la radiación global horizontal, la radiación directa normal, la radiación difusa horizontal, la temperatura promedio y la velocidad del viento promedio, que son de importancia al momento de realizar la simulación.

Tabla 8*Promedios anuales calculados por el software SAM*

Variables	Datos
Radiación Global Horizontal	5,69 kWh/m ² /día
Radiación Directa Normal	4,93 kWh/m ² /día
Radiación Difusa Horizontal	2,10 kWh/m ² /día
Temperatura Promedio	26,7 °C
Velocidad del Viento Promedio	0,2 m/s

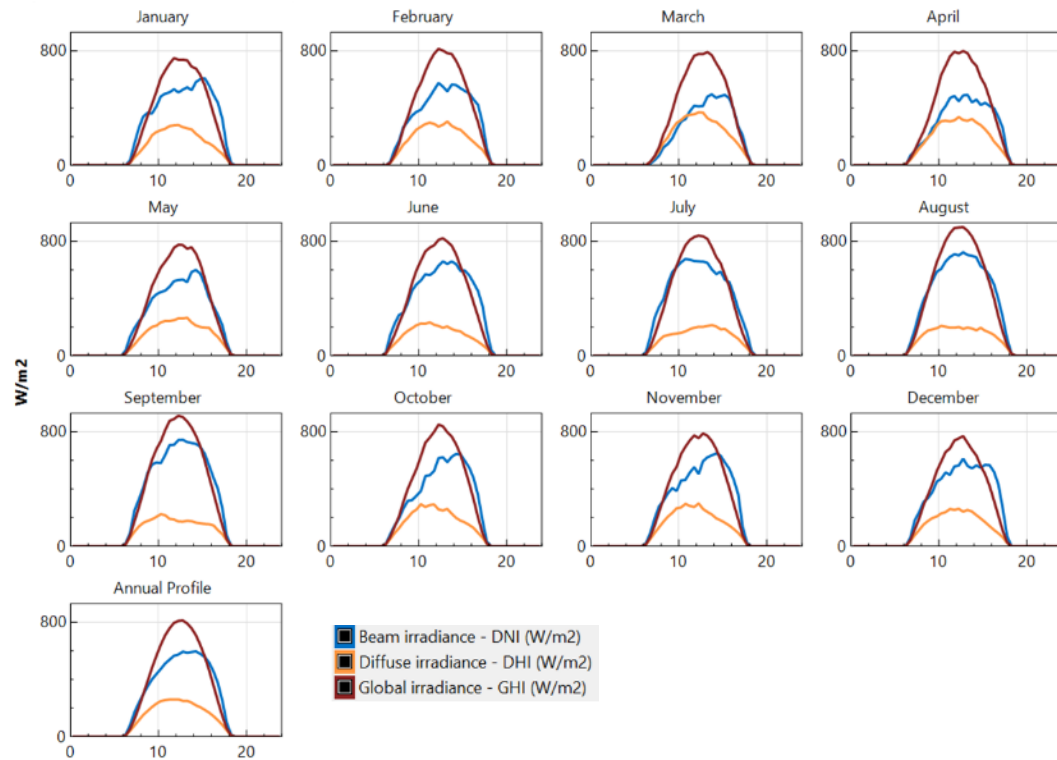
Nota. Tomado de software *SAM*.

En la Figura 5 se observan los diferentes tipos de irradiancia que se manejan en la simulación a lo largo de los meses del año con los datos relacionados de la zona de estudio. La curva de la *DNI* presenta un pico de máxima irradiancia en el mes de septiembre esto se debe a factores climáticos de la región debido a que este mes presenta una menor cobertura de nubes en la región andina central, por lo tanto, hay un mayor número de días despejados y menor humedad relativa del ambiente lo que permite que la radiación solar llegue de manera directa a los paneles solares, mientras que su punto más bajo es en marzo donde ocurre el efecto contrario, se presenta nubosidad y mayor precipitación debido a que es la primera temporada de lluvias en la región y por dicha razón aumenta la *DHI*. La *GHI* presenta un comportamiento similar al *DNI* con un pico más alto en septiembre y más bajo en marzo y diciembre donde el componente difuso se incrementa.

Figura 5*DNI, DHI y GHI durante los meses del año en la zona de estudio*

Nota. Tomado de simulación en software *SAM*.

En la Figura 6 se presentan los perfiles horarios promedio de irradiación solar para cada mes del año en la zona de estudio de la *DNI*, *DHI* y *GHI*. Esta gráfica permite observar el comportamiento diario de la radiación solar, donde se evidencian las horas de mayor generación de energía solar a lo largo del año. También, se incluye un perfil anual promedio que resume el comportamiento general de la irradiación en la región, lo cual es importante para estimar la producción energética de un sistema fotovoltaico y evaluar su desempeño.

Figura 6*Perfiles horarios promedios mes a mes*

Nota. Tomado de simulación en software *SAM*.

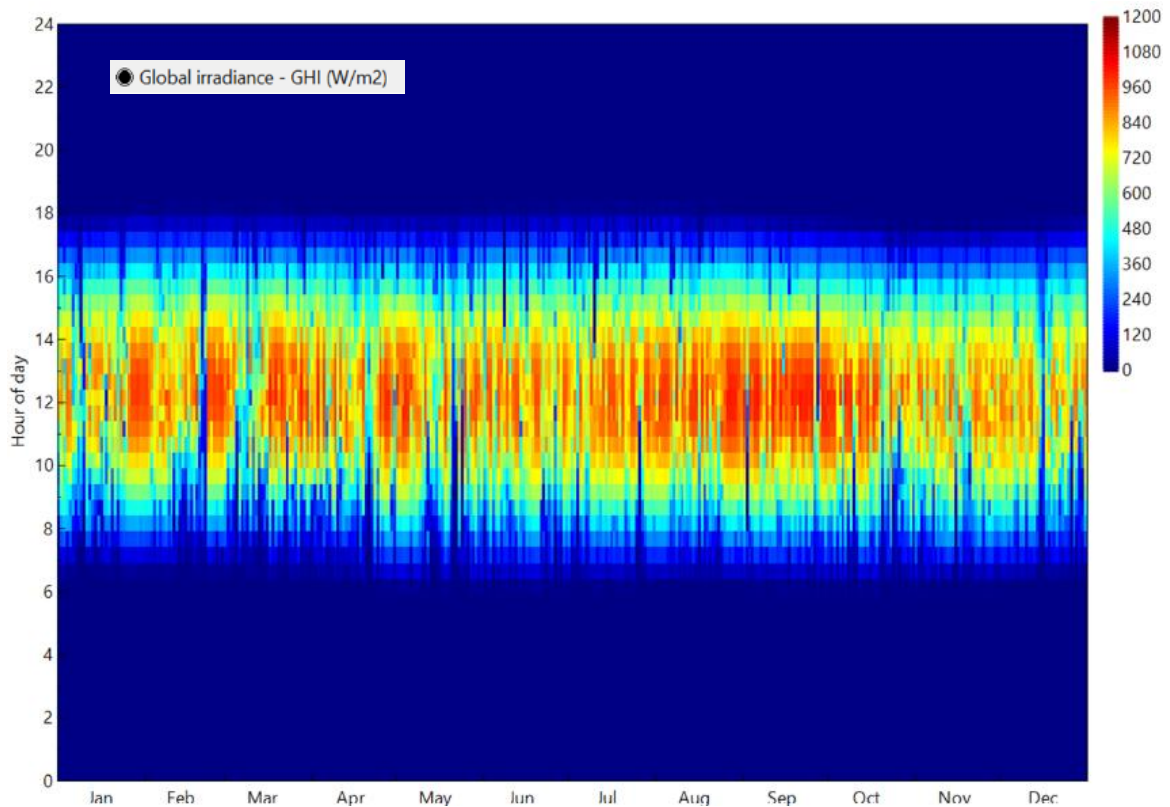
La mayor disponibilidad de energía solar en la región ocurre entre julio y septiembre, siendo septiembre el mes más favorable para la generación de energía en sistemas fotovoltaicos, gracias a la alta *DNI* y *GHI*. Por el contrario, los meses de marzo y abril presentan los valores más bajos de irradiancia, especialmente el *DNI*, debido al aumento de la nubosidad y las precipitaciones, lo que se consideró para el dimensionamiento y la simulación.

En la Figura 7 se presenta un mapa de calor de la *GHI* con su distribución horaria y mensual. La escala de colores representa los datos de irradiancia, siendo el color rojo los valores más altos y los azules los más bajos. Los meses de agosto y septiembre destacan por tener las

condiciones más favorables para la generación de energía solar fotovoltaica, mientras que marzo, abril y diciembre reflejan mayor variabilidad posiblemente por lluvias y nubosidad.

Figura 7

Mapa de calor de la GHI mes a mes



Nota. Tomado de simulación en software *SAM*.

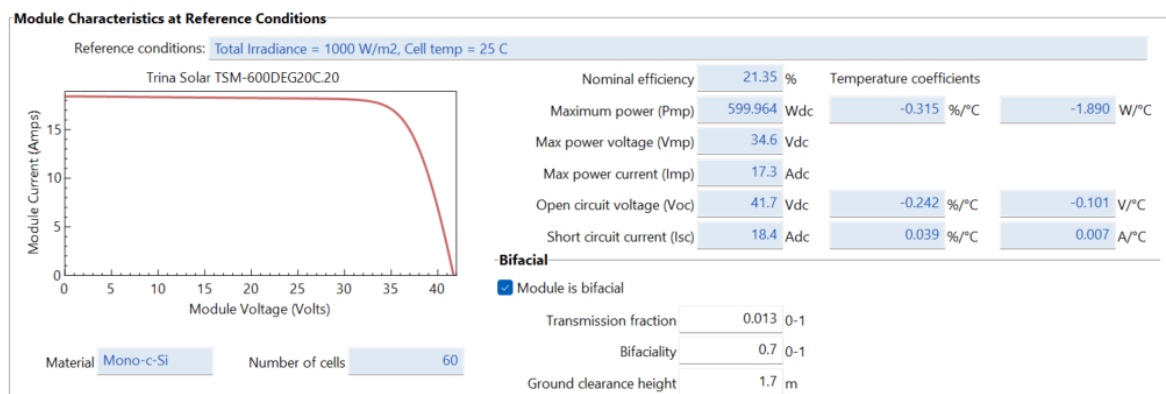
4.3.1 Módulo fotovoltaico seleccionado en *SAM*

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado y siguiendo con la simulación, se escoge el módulo fotovoltaico a utilizar, el seleccionado es el Trina Solar TSM-DEG20C.20, el cual es un módulo monocristalino bifacial con potencia máxima de 600 W y una eficiencia máxima de 21,35%, ampliamente conocido en el mercado internacional porque representa una opción

confiable y eficiente para proyectos solares fotovoltaicos, además estos módulos se encuentran certificados bajo estándares internacionales de calidad y resistencia (IEC 61215, IEC 61730). Trina Solar es una marca de paneles solares posicionada en Colombia y sus cualidades de operación la convierte en una opción altamente competitiva para proyectos solares de mediana y gran escala. Su diseño bifacial permite aprovechar la radiación reflejada desde el suelo, aumentando la generación de energía solar fotovoltaica total. Sus bajos coeficientes de temperatura indican un comportamiento estable incluso en condiciones cálidas como se presenta en la zona de estudio. Gracias a estas características, este módulo optimiza el rendimiento energético por metro cuadrado instalado, reduce el *LCOE* y mejora la viabilidad técnica-económica de los proyectos fotovoltaicos. Las características del panel se muestran en la Figura 8.

Figura 8

Curva I-V y características del módulo fotovoltaico



Nota. Tomado de software *SAM*.

La curva mostrada en la Figura 8 representa la curva corriente contra tensión del módulo fotovoltaico seleccionado bajo condiciones de referencia dadas 1.000 W/m² de irradiancia y 25 °C

de temperatura. Esta curva permite visualizar cómo se comporta el módulo ante diferentes cargas eléctricas y permite entender su rendimiento.

Para la selección del módulo bifacial se realizó una comparación frente a un panel monocristalino convencional de 600 W, bajo las mismas condiciones de irradiancia y configuración. En cuanto a la capacidad de generación, los paneles bifaciales permiten captar la radiación reflejada por el suelo (albedo), lo que incrementa la producción de energía entre un 5% y 15% dependiendo de las condiciones del terreno y la reflectividad según Deline et al, 2019. En el campo de estudio, considerando un albedo promedio del 0,25, el incremento estimado es de 8% adicional de energía anual respecto a un panel convencional.

Según (IRENA, 2022) en su informe “*RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022*”, el costo unitario de un panel bifacial puede ser entre un 5% y 10% superior al convencional, sin embargo, al generar más energía en la misma área, el LCOE se reduce. En la simulación con SAM, este comportamiento se evidenció en un LCOE 6% menor para el sistema bifacial. Si bien, el costo inicial es ligeramente mayor, la ganancia en producción energética y la reducción de LCOE hacen que la alternativa bifacial sea más favorable técnica y económicamente para el CPF, especialmente considerando que se cuenta con suficiente área para su instalación y un recurso solar adecuado en la zona.

Para suplir la demanda energética del campo de estudio, se estima que el sistema solar fotovoltaico debería ser de 5 MW, una vez seleccionado el panel Trina Solar de 600 W, a través

de la siguiente ecuación, se estima el número de módulos necesarios para llegar a 5 MW de capacidad:

$$\text{Número de módulos} = \frac{5.000.000 \text{ W}}{600 \text{ W}} = 8.334 \text{ módulos} \quad (3)$$

Dado lo anterior, para el caso base, se requieren 8.334 módulos fotovoltaicos, sin embargo, para tener una mayor capacidad y confiabilidad del sistema se utilizarán 9.600 módulos de 600 W.

4.3.2 Inversor configurado en SAM

Continuando con el paso a paso de la simulación, se escogió el inversor Growatt 500kW de la marca Bonfiglioli Vectron, este será el encargado de convertir la corriente continua (CC) que generan los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna (CA) la cual es compatible con la red instalada. A través de la siguiente ecuación se calculó la cantidad de inversores necesarios para el sistema:

$$\text{Número de inversores} = \frac{\text{Potencia total de los paneles (DC)}}{\text{Potencia total del inversor (AC)}} \quad (4)$$

Dado que se utilizarán 9.600 módulos y cada módulo tiene una potencia de 600 W, la potencia total de los paneles será:

$$P_{DC} = N_{módulos} \times P_{módulos} \quad (5)$$

$$P_{DC} = 9.600 \times 600 \text{ W} = 5,76 \text{ MW} \quad (6)$$

Por lo tanto, la potencia nominal de cada inversor seleccionado de la marca Bonfiglioli Vectron es de 0,5 MW, la cantidad de inversores requeridos para el sistema será:

$$\text{Número de inversores} = \frac{5,76 \text{ MW}}{0,5 \text{ MW}} = 11,52 \approx 12 \text{ inversores} \quad (7)$$

Se configuraron 12 inversores 0,5 MW cada uno, debido a su alta eficiencia y compatibilidad con los módulos solares seleccionados. El tamaño y cantidad de inversores se determinó para garantizar una operación estable y evitar sobrecargas, debido a esto se decide utilizar 13 inversores para que el sistema tenga más confiabilidad en la generación de energía en caso de fallas o mantenimientos.

4.3.3 Diseño del sistema en configuraciones

Dentro de la simulación en el software *SAM*, se diligenciaron los datos relacionados del inversor escogido y se continuo con el siguiente paso referente al diseño del sistema fotovoltaico simulado, en este se realizaron tres configuraciones, cada una con una disposición eléctrica de 21 módulos bifaciales por cadena. El sistema total está compuesto por 9.600 módulos solares Trina Solar de 600W, lo cual representa una capacidad instalada en corriente directa (DC) de

aproximadamente 5,76 MW. Esta energía es gestionada por 13 inversores Bonfiglioli Vectron RPS 056D de 0,5MW cada uno, lo que da una relación DC/AC de 0,88, el sistema fue configurado con orientación fija en azimut 180° y una inclinación establecida de 7° , teniendo en cuenta las condiciones de irradiancia directa y difusa de la zona de estudio. Cada configuración incluye una cantidad específica de cadenas conectadas en paralelo (152, 153 y 151) para distribuir uniformemente la generación de energía y mantener niveles de tensión y potencia adecuados dentro del rango de operación de los inversores.

4.3.4 Distribución y sombreado configurado en SAM

En la configuración de *Shading and Layout*, se mantuvieron los parámetros de diseño sugeridos por SAM sin realizar ajustes personalizados, manteniendo todas las configuraciones sin sombreado propio, debido a la ausencia de obstáculos en el área de instalación que pudieran generar pérdidas por sombreado externo o entre filas. El diseño de las configuraciones se orientó en formato vertical, lo que generó una distribución homogénea y eficiente. Las dimensiones y espaciamiento fueron calculadas automáticamente por el software, arrojando un total de 38, 178,5 y 176,17 filas para las configuraciones 1, 2 y 3 respectivamente. Se utilizó una relación de cobertura del terreno (GCR) de 0,35 para las tres configuraciones, este valor fue sugerido por SAM para evitar pérdidas innecesarias por sombra entre filas y optimizar el uso del área disponible.

4.3.5 Pérdidas configuradas en SAM

Continuando con la simulación, en la configuración de *Losses*, se consideraron las pérdidas por irradiancia y pérdidas eléctricas en corriente directa (DC), las cuales impactan directamente el rendimiento energético del sistema. Para las pérdidas por irradiancia, se incluyó una pérdida anual

promedio por suciedad del 5% para cada configuración, así como un 3% adicional asociado a la suciedad y sombreado en la parte trasera de los módulos bifaciales, estos valores fueron sugeridos por el software *SAM*, en cuanto a las pérdidas eléctricas en DC, se establecieron valores de 2% por desajuste entre módulos, 0,5% por conexiones y diodos, 2% por cableado y 1% por condiciones nominales del módulo, resultando en una pérdida total en corriente directa de aproximadamente 5,5%. Los valores utilizados representan condiciones estándar de instalación y operación de un sistema solar fotovoltaico y permiten estimar de manera más precisa el rendimiento energético dadas las condiciones reales de funcionamiento.

4.3.6 Límites de la malla

En la sección correspondiente a los *Grid Limits*, no se aplicaron restricciones adicionales al sistema fotovoltaico, no se habilitó un límite de interconexión, ni tampoco se definieron valores de recorte de energía, ni se programaron reducciones forzadas de potencia entregada al sistema, esta configuración utilizada permite evaluar el rendimiento del sistema bajo condiciones ideales de entrega total de energía generada a la red, sin pérdidas por limitaciones externas.

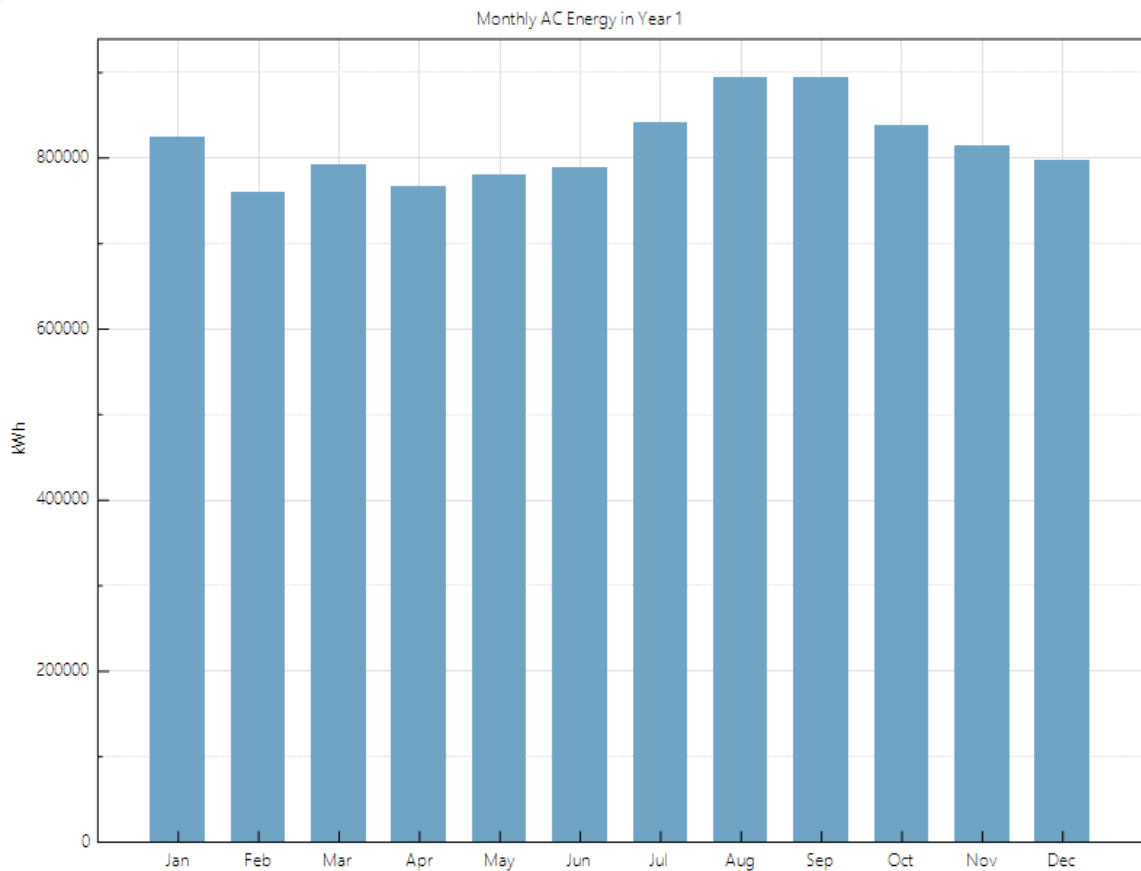
4.3.7 Resultados de la simulación en *SAM*

El análisis del recurso solar y la configuración detallada del sistema fotovoltaico en *SAM* demuestran que en la zona de estudio ofrece condiciones muy favorables para la generación de energía solar donde se tiene una radiación global estable de alrededor de 4,5 kWh/m², temperaturas entre 24°C - 34°C y hasta 12 horas de luz efectiva al día. Se seleccionaron 9.600 módulos Trina Solar TSMDEG20C.20 (600 W bifaciales) y 13 inversores Bonfiglioli Vectron RPS 056D (0,5 MW), distribuidos en tres configuraciones con 21 módulos por cadena, orientados con azimut

180° e inclinados a 7° y con un GCR de 0,35 para minimizar sombreado. Las pérdidas por suciedad, sombreado y eléctricas en DC fueron ajustadas al perfil bifacial, resultando en un total de 5,5% aproximadamente. No se impusieron límites de interconexión, permitiendo evaluar la máxima inyección de energía eléctrica posible. Con esta configuración, el sistema de 5 MW optimiza la captación de *DNI*, *DHI* y *GHI*, maximizando la producción anual, lo que confirma la viabilidad técnica del proyecto para aportar energía eléctrica al campo de estudio.

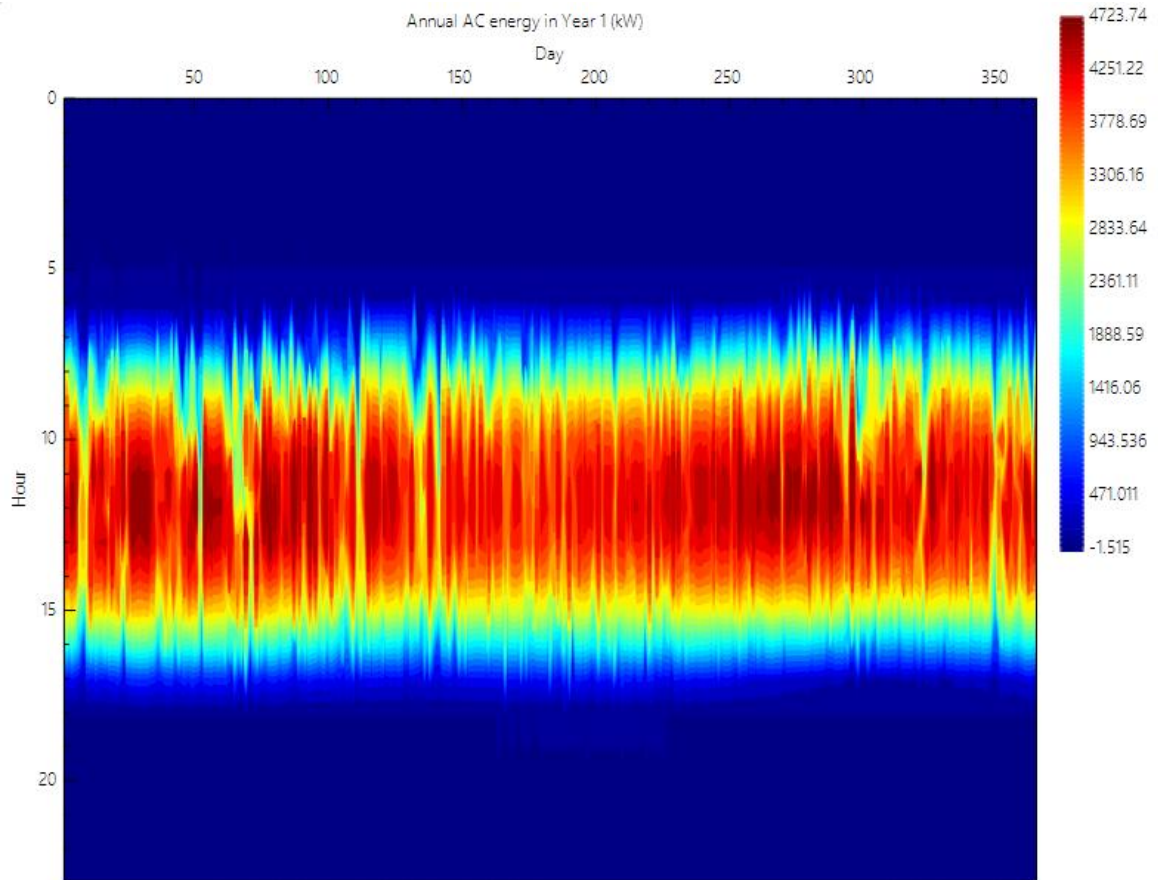
La Figura 9 muestra la energía eléctrica mensual en unidades de kWh que el sistema fotovoltaico entrega en corriente alterna durante el primer año de operación. El valor anual generado es de aproximadamente 9.787.002 kWh, con una producción más alta en los meses de agosto y septiembre, lo que refleja una mayor irradiancia solar en ese periodo e indica un buen aprovechamiento del sistema.

Por otra parte, entre los meses de febrero, marzo y abril, se presenta una disminución en la irradiancia solar de la zona de estudio, lo cual presenta una menor generación de energía eléctrica. Esto se debe principalmente a la nubosidad y periodos de lluvia característicos de la zona en los meses indicados.

Figura 9*Resultado simulación SAM*

Nota: Tomado del software *SAM*.

La Figura 10 muestra la energía generada por hora a lo largo de todo el año. Los colores representan la intensidad de generación, donde se observa que la generación ocurre principalmente entre las 6:00 y 18:00 horas, con un pico alrededor del mediodía. La mayor intensidad se da en los meses intermedios del año, reflejando mejor radiación solar, mientras que al inicio y fin de año se presentan menor producción por ángulos solares más bajos y posibles condiciones climáticas menos favorables. El sistema produce energía de forma consistente durante todo el año, con variaciones diarias y estacionales de la zona de estudio.

Figura 10*Distribución horaria de energía generada en un año*

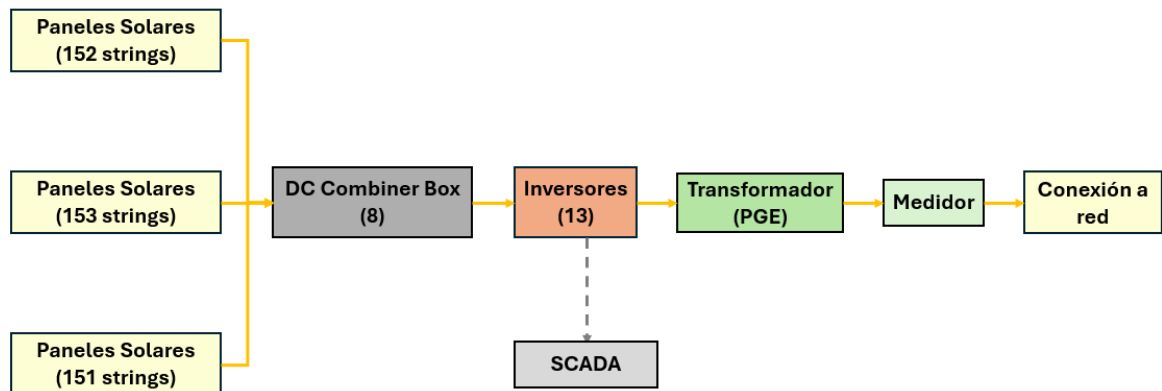
Nota. Tomado del software *SAM*.

Teniendo en cuenta la simulación realizada, el sistema solar fotovoltaico del campo de estudio está representado como se muestra en la Figura 11. El sistema solar fotovoltaico está compuesto por tres configuraciones de paneles solares con 152, 153 y 151 cadenas respectivamente, que en conjunto suman 456 cadenas y 9,600 módulos. La energía generada en corriente continua es conducida a través de 8 *DC Combiner Box*, donde se agrupan las cadenas para optimizar el cableado. Posteriormente, esta energía se dirige a 13 inversores, que convierten

la corriente continua en corriente alterna. La instalación cuenta con un sistema *SCADA* para monitoreo y control en tiempo real. La energía alterna pasa a través del transformador para ajustar la tensión y luego pasa a través un medidor que cuantifica la energía entregada.

Figura 11

Distribución gráfica del sistema solar fotovoltaico propuesto

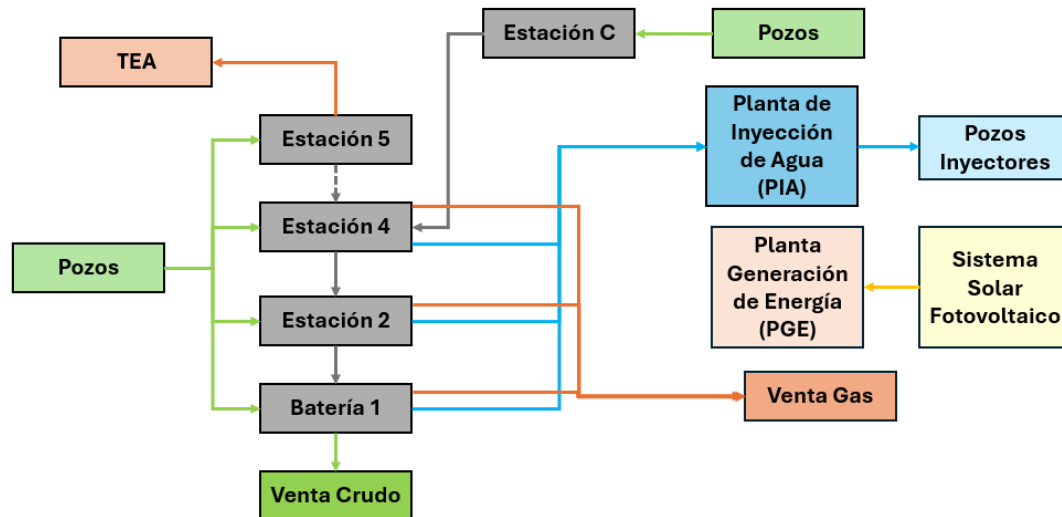


Nota. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta la Figura 11, el sistema solar fotovoltaico queda integrado al *CPF* del campo de estudio presentado en la Figura 3. Se destaca la incorporación de un sistema solar fotovoltaico el cual se conecta directamente a la PGE donde se encuentran los transformadores y líneas, las cuales permiten el transporte de la energía a los diferentes puntos del campo, esto permite que el gas destinado para consumo pueda ser redireccionado hacia su comercialización, tal como se observa en la Figura 12.

Figura 12

Nuevo esquema general del CPF integrando el sistema solar fotovoltaico



Nota. Elaboración propia

4.3.8. Metodología de estimación del área requerida

Se propone dos métodos para estimar el área requerida para la implementación del proyecto.

- **Método A:** Regla empírica (MW instalado)

Este método es de uso típico en proyectos a escala donde se estima que se requiere de 1 a 1,5 Ha por MW instalado. Por lo que para la instalación 5,76 MW propuesta se requiere de 5,76 a 8,64 Ha.

- **Método B:** Cálculo por módulo (área efectiva)

Siguiendo la ficha técnica del panel Trina Solar 600 W, en cuanto a sus dimensiones se tiene una longitud de 2,17 m y un ancho de 1,3 m, por lo que calculando el área por panel es de 2,8 m². Al considerar pasillos, sombreado entre filas y acceso, se

usa un factor de área efectiva entre 2,0 y 2,5 sobre el área física como un factor. De acuerdo con esto, el área efectiva por módulo aplicando el factor se encuentra entre 5,6 a 7,0 m². En el caso de 9.600 módulo fotovoltaicos está entre 53.760 a 67.200 m², esto en hectáreas es de 5,3 a 6,7 Ha.

La estimación entre métodos sitúa el área requerida entre 5,3 y 8,64 Ha. Por seguridad de diseño y para permitir accesos, zonas de maniobra e infraestructura auxiliar (inversores, subestación, obras civiles), se propone adoptar un área de diseño de 7,0 Ha.

5. Pre-factibilidad económica del sistema solar fotovoltaico propuesto

La evaluación económica del sistema solar fotovoltaico propuesto es fundamental para determinar su viabilidad en el campo de estudio. El enfoque es analizar los costos de inversión inicial (*CAPEX*) y los costos operativos y de mantenimiento anuales (*OPEX*) del sistema simulado de 5 MW. A partir de estos datos, se establece una base para proyectar la rentabilidad del proyecto y su impacto en la reducción de costos energéticos a largo plazo. Tanto el *CAPEX* como el *OPEX* se estiman en USD, utilizando una TRM de 4.000 COP.

5.1 *CAPEX* asociado a la instalación solar fotovoltaica

La estimación del *CAPEX* del sistema solar fotovoltaico se realizó con base en las siguientes consideraciones:

- Número de paneles definido en la simulación (9.600 unidades Trina Solar de 600 W), con precios referenciales de mercado.

- Los inversores: la cantidad y capacidad determinados en la simulación (13 unidades de 0,5 W Bonfiglioli Vectron).
- Transformador principal y sistema eléctrico auxiliar: dimensionados a nivel conceptual para soportar la capacidad instalada de 5 MW.
- Cableado y estructuras: estimados en función del número de cadenas de módulos, longitudes promedio de conexión y calibres típicos de conductores empleados en instalaciones de esta escala.
- Obras civiles, montaje y SCADA: considerados a partir de porcentajes referenciales sobre el costo de equipos principales, ajustados a las características del campo de estudio.

Es importante resaltar que los valores presentados corresponden a un estudio de pre-factibilidad inicial, donde las cantidades y especificaciones se estiman con base en configuraciones generales y catálogos de fabricantes. Para un dimensionamiento preciso se requiere avanzar hacia la ingeniería básica y posteriormente a la ingeniería de detalle, donde se obtendrá el *CAPEX* definitivo.

En el *CAPEX* asociado al proyecto se incluyen los costos iniciales de adquisición, instalación y puesta en marcha del sistema solar fotovoltaico. En la Tabla 9 se detallan cada uno de los componentes que hacen parte de este indicador, como lo son: los módulos fotovoltaicos, los inversores, las estructuras de soporte, el cableado, la obra civil, los equipos de protección, los sistemas de monitoreo, los servicios de ingeniería, entre otros. Estos costos representan la

inversión de capital necesaria para dejar el sistema completamente operativo y son fundamentales para determinar la viabilidad del proyecto, que impactan directamente en el análisis del *LCOE*.

El proyecto de generación de energía solar fotovoltaica que se está evaluando contempla una inversión total de \$6.563.300 USD (ver Tabla 9), estos se distribuyen en costos preliminares que contemplan: la obra civil para la adecuación del terreno, la adquisición de módulos fotovoltaicos, los inversores, los transformadores, el cableado, los equipos de protección, el sistema *SCADA* y los servicios relacionados con la interconexión a la red eléctrica.

También, se incluyen las pruebas *SAT (Start-Up and Testing)*, necesarias para verificar que los sistemas funcionen adecuadamente antes de su puesta en marcha, y la certificación RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas), la cual es exigida por la normativa colombiana para garantizar que las instalaciones eléctricas cumplan con estándares de seguridad y calidad, siendo ambas fundamentales para la legalización, operación y conexión segura del sistema solar fotovoltaico.

Los valores presentados en la Tabla 9, se estimaron con base en las configuraciones definidas en la simulación del software *SAM*, catálogos de fabricantes y referencias de mercado. A nivel de pre-factibilidad no se detallan las cantidades exactas de obra, ya que dichos valores requieren ser precisados en la fase de ingeniería básica y de detalle. Por lo tanto, los costos asociados corresponden a una aproximación conceptual que permite analizar la viabilidad económica inicial del proyecto.

Tabla 9*CAPEX asociado al proyecto*

Ítem	Costo (USD)
Costos preliminares (obras civiles)	\$1.466.000
Sistema Puesta a Tierra	\$40.000
Módulos Fotovoltaicos	\$2.000.000
Inversores	\$534.000
Transformador	\$400.000
Pruebas SAT	\$2.500
Interconexión con la PGE	\$145.500
Equipos de operación y protección de la línea eléctrica	\$150.000
Cableado fotovoltaico	\$160.000
Estructuras, canalizaciones y cárcamos	\$1.502.500
Sistema SCADA	\$159.000
Certificación RETIE	\$3.800
Total	\$6.563.300

Nota. Elaboración propia.

5.2 OPEX asociado a la instalación solar fotovoltaica

El *OPEX* del sistema solar fotovoltaico corresponden a los gastos recurrentes necesarios para garantizar su funcionamiento eficiente, seguro y continuo a lo largo del tiempo. Dentro de estos se incluyeron actividades como el mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos, la operación del sistema *SCADA*, el reemplazo de componentes menores, la contratación de personal técnico, costos administrativos, entre otros tal como se observa en la Tabla 10.

Tabla 10*OPEX asociado al proyecto*

Ítem	Costo (USD/año)
Mantenimiento preventivo y correctivo	\$32.000
Reemplazo de componentes menores	\$8.000
Operación sistema SCADA	\$10.000
Personal operativo	\$35.000
Póliza de seguros	\$10.000
Actualización y cumplimiento normativo	\$5.000
Costo por conexión y uso de red	\$7.000
Costos administrativos y logísticos	\$20.000
Total	\$127.000

Nota. Elaboración propia.

El *OPEX* asociado al proyecto se estima en \$127.000 USD/año, asumiendo el mantenimiento del sistema durante 4 veces al año, la actualización de la licencia del software para el sistema *SCADA* y componentes menores como fusibles, conectores y sensores. Este *OPEX* puede variar dependiendo de los indicadores económicos de Colombia.

5.3 LCOE calculado a través del software *SAM*

El proyecto está estimado para tener una duración de 30 años después de su instalación, con base a esto se realizó en el software *SAM* la simulación en *Financial Parameters* ingresando el valor del *CAPEX* y *OPEX* anteriormente expuestos en las tablas 9 y 10. El costo operativo variable de 13 USD/kW-año tal como se observa en la Figura 13.

Figura 13

Financial Parameters en software SAM

Capital and Operating Costs

System capacity kW

Enter costs in \$ Enter costs in \$/kW

Capital cost

Fixed operating cost (annual)

Variable operating cost \$/kWh

Financial Assumptions

Enter fixed charge rate Calculate fixed charge rate

Fixed charge rate (real) Analysis period years Fixed charge rate (FCR)

Inflation rate %/year FCR = CRF · PFF · CFF (see below)

Internal rate of return (nominal) %/year

Project term debt % of capital cost

Nominal debt interest rate %/year

Effective tax rate %/year

Depreciation schedule % of capital cost

Annual cost during construction % of capital cost

Nominal construction interest rate %/year

Reference Values

Capital recovery factor (CRF) Capital cost (CC) \$

Project financing factor (PFF) Fixed operating cost (FOC) \$

Construction financing factor (CFF) Variable operating cost (VOC) \$/kWh

$LCOE = (FCR \cdot CC + FOC) / \text{Annual Energy} + VOC$ WACC (for reference only)

Nota. Tomado de software SAM

Una vez el software toma los datos, realiza el cálculo del *LCOE* obteniendo como resultado 8,15 ¢/kWh lo que equivale a 0,0815 USD/kWh de acuerdo con la simulación en la Figura 14.

Figura 14

LCOE calculado en simulación del software SAM

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	9,787,002 kWh
DC capacity factor in Year 1	19.4%
Energy yield in Year 1	1,703 kWh/kW
Performance ratio in Year 1	0.81
LCOE Levelized cost of energy	8.15 ¢/kWh

Nota. Tomado de software SAM

5.4 Oportunidad de comercialización del gas consumo

Al hacer la comparación con el gas consumo que se puede comercializar dejando de usar generadores eléctricos a gas contra la implementación del sistema solar fotovoltaico. Se parte de las siguientes premisas:

- Proyección a 30 años que se estima como el tiempo de vida útil del sistema solar fotovoltaico.
- Tasa de declinación de producción de gas del 5% ea, sin tener en cuenta futuras campañas de perforación, workover y estimulación, por lo tanto, se estima una disminución en la generación de energía a lo largo de los años apalancado por salida de pozos a través del tiempo.
- Un poder calorífico del gas, mencionado anteriormente de 1.029,5 BTU/PC.
- Costo de gas de venta constante de 4,2 USD/MBTU.
- Punto de amarre del caudal de gas a 2.025 de 6,07 MPCD.
- Factor de consumo de gas de 0,12.

Dado lo anterior, en la Tabla 11 se presenta el perfil de producción de gas, consumo de gas y el costo de comercialización del gas consumo desde el año 2.025 hasta el año 2.055, los cuales representan los 30 años de duración del proyecto.

Tabla 11*Proyección del gas consumo y posible comercialización hasta el año 2.055*

Año	Qg (MPCD)	QCg (MPCD)	MBTU/día	Ingreso Anual (USD)
2025	6,07	0,73	749,89	\$ 1.149.578,00
2026	5,77	0,69	712,39	\$ 1.092.099,10
2027	5,48	0,66	676,77	\$ 1.037.498,88
2028	5,20	0,62	642,94	\$ 988.326,17
2029	4,94	0,59	610,79	\$ 936.347,38
2030	4,70	0,56	580,25	\$ 889.530,95
2031	4,46	0,54	551,24	\$ 845.043,99
2032	4,24	0,51	523,67	\$ 804.991,22
2033	4,03	0,48	497,49	\$ 762.660,72
2034	3,83	0,46	472,62	\$ 724.518,22
2035	3,63	0,44	448,99	\$ 688.288,52
2036	3,45	0,41	426,54	\$ 655.668,38
2037	3,28	0,39	405,21	\$ 621.188,77
2038	3,12	0,37	384,95	\$ 590.129,33
2039	2,96	0,36	365,70	\$ 560.622,86
2040	2,81	0,34	347,42	\$ 534.052,78
2041	2,67	0,32	330,05	\$ 505.965,83
2042	2,54	0,30	313,54	\$ 480.663,75
2043	2,41	0,29	297,87	\$ 456.630,56
2044	2,29	0,27	282,97	\$ 434.978,98
2045	2,18	0,26	268,82	\$ 412.105,72
2046	2,07	0,25	255,38	\$ 391.500,43
2047	1,96	0,24	242,61	\$ 371.917,84
2048	1,87	0,22	230,48	\$ 354.307,04
2049	1,77	0,21	218,96	\$ 335.669,20
2050	1,68	0,20	208,01	\$ 318.889,53
2051	1,60	0,19	197,61	\$ 302.943,16
2052	1,52	0,18	187,73	\$ 288.580,68
2053	1,44	0,17	178,34	\$ 273.398,81
2054	1,37	0,16	169,43	\$ 259.725,08
2055	1,30	0,16	160,95	\$ 246.752,09

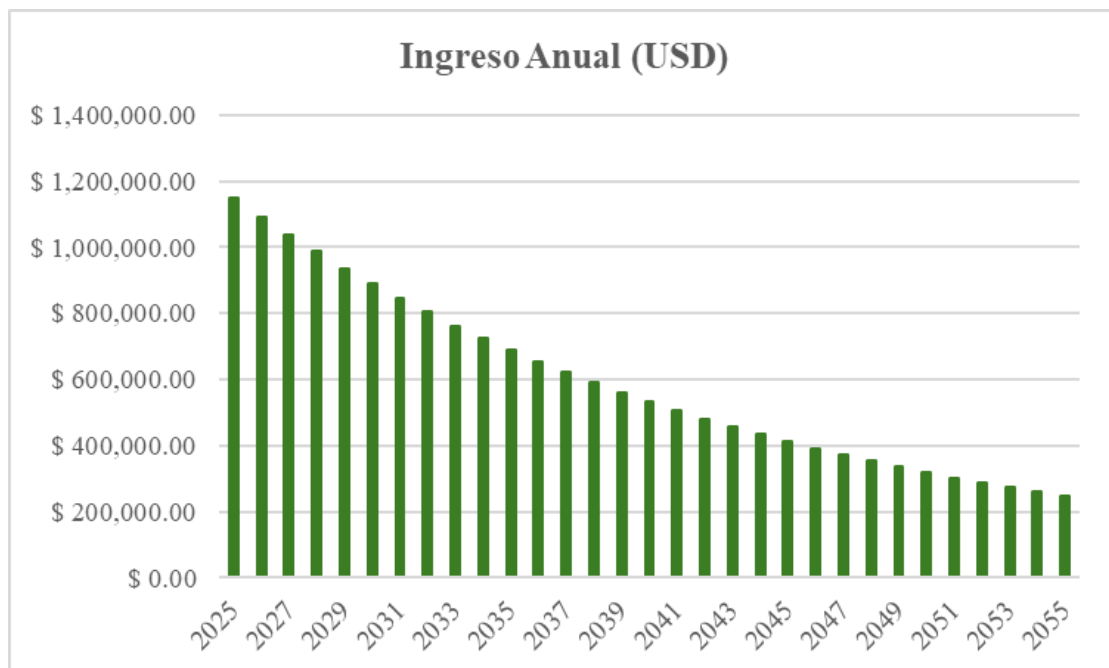
Nota. Elaboración propia.

En la Figura 15 se representan los datos de la Tabla 11, mostrando durante los 30 años de la estimación cuánto sería el ingreso del gas consumo del campo de estudio que puede ser

comercializado, este va disminuyendo a lo largo del tiempo debido a que no se consideraron campañas adicionales de perforación, a través de que pasa el tiempo se va a requerir menos energía, lo que significa en una menor demanda de gas combustible para generación eléctrica. Esta tendencia descendente también evidencia el comportamiento natural de declinación del yacimiento, lo que impacta directamente en los ingresos asociados a la comercialización del gas que podría ser reemplazado por la generación a través de la instalación solar fotovoltaica.

Figura 15

Ingresos de comercialización del gas consumo hasta el año 2.055



Nota. Elaboración propia.

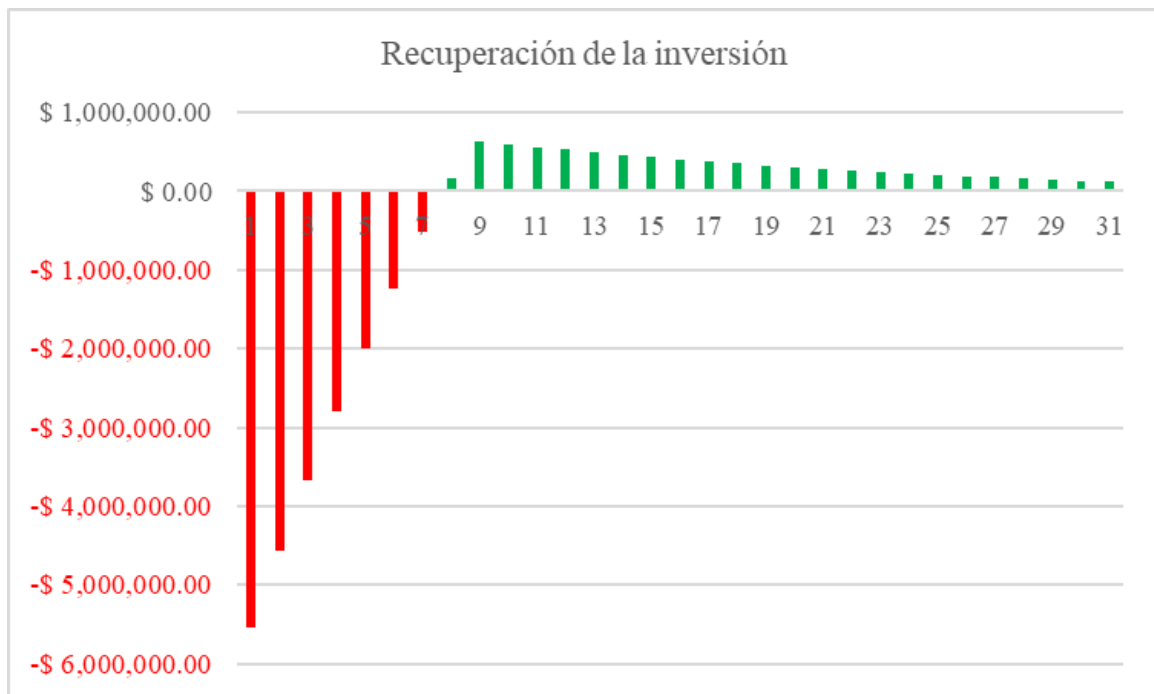
5.5 Pre-factibilidad económica del proyecto solar fotovoltaico

En la Figura 16 se observa la recuperación de la inversión, debido a la comercialización del gas consumo. Los valores negativos, representan la recuperación a través del tiempo del

CAPEX y *OPEX* con la comercialización del gas consumo en los primeros 7 años, en el año 8 se observan valores positivos, los cuales representan los ingresos una vez se hace la recuperación del *CAPEX* y el descuento anual del *OPEX*.

Figura 16

Recuperación de la inversión por comercialización del gas consumo



Nota. Elaboración propia.

Con lo anteriormente mencionado, los ingresos proyectados por la sustitución del gas consumo y los costos del sistema solar fotovoltaico con un *CAPEX* de \$6.563.300 USD y *OPEX* anual de \$127.000 USD, el proyecto se considera viable, sin considerar depreciaciones del sistema y venta de excesos de energía generada por el sistema solar fotovoltaico; el retorno de la inversión se alcanzaría aproximadamente en 7 años para el año 2031.

6. Comparación de emisiones de CO₂: generación convencional contra generación de energía solar fotovoltaica.

La generación de energía eléctrica a partir del gas natural suele ser eficiente y menos contaminante que otros combustibles fósiles, sin embargo, contribuye a la generación de emisiones de CO₂. Por otro lado, la energía solar fotovoltaica se posiciona como una alternativa ambientalmente amigable, al no generar emisiones directas durante su operación. El análisis contempla la cuantificación y comparación de las emisiones de CO₂ derivadas del sistema de generación eléctrica convencional con gas contra las asociadas a la operación de un sistema solar fotovoltaico.

6.1 Cuantificación de emisiones de CO₂ a través de metodología propuesta.

La metodología propuesta para el cálculo de emisiones de CO₂ está estandarizada y reconocida por organismos internacionales como el *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* y la *Environmental Protection Agency (EPA)*.

La ecuación utilizada se expresa como:

$$Emisiones\ de\ CO_2\ \left(\frac{ton}{año}\right) = \frac{Consumo\ gas\ \left(\frac{MBTU}{año}\right) \times Factor\ emisión\ \left(\frac{kgCO_2}{MBTU}\right)}{1.000} \quad (8)$$

Para este análisis, se utiliza un factor de emisión promedio de 60 kgCO₂/MBTU, representativo del gas natural según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Además, el

consumo de energía es de 273.709,85 MBTU/año en el año 2.025 según los datos representados en la Tabla 12.

$$Emisiones\ de\ CO_2\ \left(\frac{ton}{año}\right) = \frac{273.709,85\ \left(\frac{MBTU}{año}\right) \times 60\ \left(\frac{kgCO_2}{MBTU}\right)}{1.000} \quad (9)$$

$$Emisiones\ de\ CO_2\ \left(\frac{ton}{año}\right) = 16.422,59\ \left(\frac{ton}{año}\right) \quad (10)$$

Dado el cálculo anterior a través de la metodología utilizada, para el año 2.025 se emite un total de 16.422,59 toneladas de CO₂.

En la Tabla 12, se presenta el cálculo de emisiones de CO₂ desde el año 2.025 al año 2.055 durante los 30 años que se estima la utilización de energía solar fotovoltaica.

La generación eléctrica a partir del consumo de gas natural en el campo de estudio produce aproximadamente 261.635,96 toneladas de CO₂ en los 30 años de estudio, esta cifra significativa refleja el impacto ambiental de continuar utilizando fuentes fósiles para suplir la demanda energética, por lo tanto, se considera la generación de energía eléctrica a través del sistema solar fotovoltaico como una oportunidad para reducir la huella de carbono del sector en el largo plazo. Este análisis se observa en la Tabla 12 y muestra los datos año a año de la cuantificación de emisiones de CO₂ a la atmosfera, a través de la metodología propuesta por organismos internacionales como el *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* y la *Environmental Protection Agency (EPA)*.

Tabla 12

Cuantificación de emisiones de CO₂ hasta el año 2.055 considerando la generación de energía eléctrica utilizando gas.

Año	QCg (MPCD)	MBTU/año	Emisiones CO ₂ generadas (ton/año)
2025	0,73	273.709,85	16.422,59
2026	0,69	260.022,35	15.601,34
2027	0,66	247.021,05	14.821,26
2028	0,62	235.316,04	14.118,96
2029	0,59	222.938,35	13.376,30
2030	0,56	211.791,25	12.707,48
2031	0,54	201.202,60	12.072,16
2032	0,51	191.663,22	11.499,79
2033	0,48	181.583,85	10.895,03
2034	0,46	172.506,30	10.350,38
2035	0,44	163.881,35	9.832,88
2036	0,41	156.113,64	9.366,82
2037	0,39	147.901,65	8.874,10
2038	0,37	140.506,75	8.430,41
2039	0,36	133.480,50	8.008,83
2040	0,34	127.155,72	7.629,34
2041	0,32	120.468,25	7.228,10
2042	0,30	114.442,10	6.866,53
2043	0,29	108.722,55	6.523,35
2044	0,27	103.567,02	6.214,02
2045	0,26	98.119,30	5.887,16
2046	0,25	93.213,70	5.592,82
2047	0,24	88.552,65	5.313,16
2048	0,22	84.355,68	5.061,34
2049	0,21	79.920,40	4.795,22
2050	0,20	75.923,65	4.555,42
2051	0,19	72.127,65	4.327,66
2052	0,18	68.709,18	4.122,55
2053	0,17	65.094,10	3.905,65
2054	0,16	61.841,95	3.710,52
2055	0,16	58.746,75	3.524,81

Nota. Elaboración propia.

La generación de energía eléctrica a través de un sistema solar fotovoltaico no produce emisiones directas de CO₂ durante su operación, lo que la convierte en una alternativa para la disminución de emisiones de CO₂. Sin embargo, se producen emisiones indirectas asociadas al ciclo de vida del sistema desde su fabricación, transporte, instalación y disposición final, que son inferiores a las de las fuentes convencionales, estimándose entre 21 y 65 grCO₂/kWh, según (Pereira et al., 2024).

Durante el ciclo de fabricación de los paneles solares fotovoltaicos también se generan emisiones de CO₂, las cuales varían según la región de producción y las tecnologías empleadas. De acuerdo con el análisis realizado por Liu & van den Bergh (2020), se compararon las emisiones asociadas a la fabricación de paneles solares monocristalinos en tres regiones del mundo (Asia, Europa y América). Los resultados de esta comparación se presentan en la Tabla 13, donde se observa la diferencia en la huella de carbono dependiendo del lugar de fabricación.

Tabla 13

Emisiones de CO₂ por cadena productiva del panel por región

Tipo de panel	Región	Emisiones CO ₂ generadas (g/kWh)	Emisiones CO ₂ generadas (ton/año)
Monocristalino	China	68.1	667
	Unión Europea	42.2	413
	Estados Unidos	55.0	538

Nota. Tomado y adaptado de *Differences in CO₂ emissions of solar PV production among technologies and regions: Application to China, EU and USA*.

De acuerdo con la simulación presentada, el país de fabricación de los paneles solares evaluados es China, por lo tanto, se tienen unas emisiones de CO₂ asociadas a 667 ton/año, así

mismo, realizando la evaluación de los 30 años en los que va a operar el sistema solar fotovoltaico sería de 20.010 tonCO₂. Dado lo anterior y comparando las emisiones de CO₂ por el uso de los generadores eléctricos a gas las cuales son 261.635,96 tonCO₂ y la cadena productiva de los paneles solares que son 20.010 tonCO₂, se estaría dejando de emitir a la atmósfera un total de 241.625,96 tonCO₂.

Para este estudio, dichas emisiones indirectas pueden considerarse marginales, dada su baja incidencia frente al volumen de energía producida. Sin embargo, es importante resaltar que las granjas solares también pueden generar impactos ambientales relacionados con el uso del suelo, al impedir en algunos casos su aprovechamiento agrícola o forestal. Una alternativa que mitiga este efecto es la agrovoltaica, que consiste en integrar cultivos debajo de los paneles solares, lo cual permite un uso dual del terreno y disminuye las emisiones asociadas al cambio de uso de la tierra (Hernandez et al., 2014; Barron-Gafford et al., 2019). Esta comparación resalta el potencial de la energía solar fotovoltaica como solución eficaz para la reducción de la huella de carbono en el sector energético, siempre que se implementen buenas prácticas de gestión del suelo.

7. Conclusiones

Es importante señalar que los resultados aquí presentados se obtuvieron a partir de datos recopilados de fuentes secundarias, literatura y simulaciones en software. En consecuencia, el presente estudio constituye un ejercicio de pre-factibilidad, cuyo fin es demostrar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema solar fotovoltaico en el CPF del campo de estudio. En caso de llevarse a cabo el proyecto, será necesario avanzar hacia la ingeniería básica y de detalle, con levantamiento de información directamente en el campo a intervenir, lo que permitirá afinar los supuestos y obtener un diseño definitivo con sus costos asociados.

El diseño de un sistema solar fotovoltaico de 5 MW con 9.600 módulos bifaciales Trina Solar TSM-DEG20C.20 de 600 W y 13 inversores Bonfiglioli Vectron RPS 056D de 0,5 MW ha estimado, mediante la simulación en *SAM*, una generación anual de 9.787.002 kWh. Estos resultados preliminares establecen que la configuración del sistema con 21 módulos/cadena, GCR de 0,35, inclinación 7° y azimut 180° es adecuada para las condiciones de irradiancia del campo de estudio.

Con un *CAPEX* de \$6.563.300 USD y un *OPEX* anual de \$127.000 USD, el análisis *LCOE* es de 0,0815 USD/kWh. El cual es rentable implementar debido que se observa un retorno de la inversión en aproximadamente 7 años.

El reemplazo de la generación de energía eléctrica con gas por energía solar fotovoltaica evita aproximadamente 241.625,96 toneladas de CO₂ en los 30 años de estudio. Este impacto climático refuerza el compromiso con los objetivos de descarbonización de la compañía.

El gas que se consume producto de la generación eléctrica a gas no es considerado como reserva probada y dado a la necesidad que tiene el país de incorporar nuevas reservas de gas debido al déficit que se presenta en la actualidad se podrían incorporar aproximadamente 4.225,6 MPC de acuerdo con la proyección realizada.

Al destinar sólo el 12 % del gas producido a generación de energía eléctrica en lugar del consumo actual, se comercializaría más de 6,07 MPCD para venta al mercado, generando ingresos anuales aproximados de \$1,15 MUSD en 2025 y manteniendo flujos decrecientes pero sostenidos hasta el año 2.055, debido a la declinación natural del yacimiento. Esta estrategia optimiza el valor del recurso y mejora la liquidez operacional del *CPF*.

La incorporación de energía solar fotovoltaica fortalece la seguridad del suministro eléctrico al reducir la dependencia de fuentes fósiles en los generadores eléctricos a gas. Al integrarse, la energía solar fotovoltaica permite tener menores costos operativos y menores emisiones de CO₂, ampliando la matriz energética del campo. Esta diversificación mitigará riesgos asociados a la volatilidad de precios y al abastecimiento de gas, consolidando un modelo energético más estable, eficiente y sostenible.

8. Recomendaciones

Es importante precisar que las recomendaciones aquí formuladas se basan en información recopilada de fuentes secundarias, literatura y resultados de simulación. Por lo tanto, constituyen una guía inicial en el marco de un estudio de pre-factibilidad. Para llevar a cabo el proyecto será necesario realizar levantamiento de información directamente en el campo, así como avanzar hacia la ingeniería básica y de detalle, con el fin de afinar las especificaciones técnicas, validar los supuestos utilizados y definir con precisión los costos y beneficios del sistema propuesto.

Evaluar la viabilidad de añadir seguidores solares al diseño, podría aumentar la producción anual de generación de energía eléctrica, lo que reduciría el *LCOE* y mejoraría la generación en periodos críticos de irradiancia, cuando la curva de energía presenta picos más bajos entre febrero, marzo y abril.

Revisar la posibilidad de venta de excedentes de energía eléctrica generados por el sistema solar fotovoltaico con contratos de compra de energía a largo plazo, asegurando ingresos adicionales que permitan reducir el tiempo de retorno de la inversión.

Realizar un análisis financiero detallado de la implementación del sistema solar fotovoltaico, que incluya el cálculo de indicadores clave como EBIT, EBITDA, NOPAT, VPN y TIR, además, de un estudio de sensibilidad ante variaciones en la tasa de descuento, precio de la energía y costos de operación, con el fin de cuantificar riesgos, optimizar el modelo de financiamiento y asegurar la viabilidad económica a largo plazo.

Incorporar al análisis económico los incentivos fiscales y beneficios tributarios contemplados en la legislación colombiana que puedan ser aprovechados, especialmente en la Ley 1715 y la Ley 2099 de 2021, que permite la deducción del impuesto de renta, exención de IVA y aranceles, así como la depreciación acelerada para los activos asociados a proyectos de energía solar fotovoltaica.

Incluir en el análisis técnico – económico las campañas de perforación, *workover* y estimulación de pozos. Esta sensibilización permite evaluar de forma anticipada el impacto positivo de sustituir generación eléctrica con gas por energía con paneles solares fotovoltaicos, liberando gas para su comercialización.

Referencias Bibliográficas

- Absi Halabi, M., Al-Qattan, A., & Al-Otaibi, A. (2015). Application of solar energy in the oil industry—Current status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 296–314. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.030>
- Amabuo, C., Ibrahim, B., Ebere, E., & Ayodele, E. (2023). The Use of Solar Energy to Power the Oil and Gas FPSO in Africa. Day 2 Tue, August 01, 2023, D021S011R005. <https://doi.org/10.2118/217247-MS>
- Aranda, E. A. (2010). FACILIDADES de SUPERFICIE.
- Ariza, J. C. V. (2018). ANÁLISIS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO ALTERNATIVA DE DESARROLLO SOSTENIBLE PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DE COLOMBIA.
- Barragán, D. A. B., Torres, J. F. R., & Cabra, A. L. (s/f). ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE PANELES SOLARES PARA LA CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA UN CARGADERO DE CARROTANQUES EN LA TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS.
- Barron-Gafford, G. A., Pavao-Zuckerman, M. A., Minor, R. L., Sutter, L. F., Barnett-Moreno, I., Blackett, D. T., ... & Macknick, J. E. (2019). Agrivoltaics provide mutual benefits across

the food–energy–water nexus in drylands. *Nature Sustainability*, 2(9), 848–855.
<https://doi.org/10.1038/s41893-019-0364-5>

CapEx. (s/f). Recuperado el 13 de marzo de 2025, de <https://www.munich-business-school.de/es/l/diccionario-de-estudios-empresariales/capex>

Castro, O. L. A., Jaramillo, J. E., & Blanco, H. A. (2013). Estimación de emisiones de gei (co2 y ch4) generadas durante el transporte de gas natural en colombia, aplicando metodología ipcc. *Fuentes, el reventón energético*, 11(2), Article 2.
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/3830>

Cera, E. O., Moreno, R. F., Arturo, Y. R., Moreno, J. C., & Raymond, L. M. (s/f). Código Página ANH-XX-PR-XX 1 de 15 Fecha Versión. 1.

Cusanguá Cisneros, Y. X., Sánchez Moncayo, H. M., Calva Sánchez, L. M., Salazar Analuisa, B. A., Mantilla Rivadeneira, A. V., Cusanguá Cisneros, Y. X., Sánchez Moncayo, H. M., Calva Sánchez, L. M., Salazar Analuisa, B. A., & Mantilla Rivadeneira, A. V. (2021). Aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras, caso de estudio campo Sacha. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 12(2), 26–36.
<https://doi.org/10.29166/revfig.v12i2.3090>

Costos de generación de energía renovable en 2022. (2023, agosto 29).

<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022-ES>

Demayo, T. N., Herbert, N. K., Hernandez, D. M., Hendricks, J. J., Velasquez, B., Cappello, D., & Creelman, I. (s/f). Lost Hills Solar Project: Powering an Oil and Gas Field with California Sunshine.

Energía solar: Qué es, características y ventajas principales. (s/f). REPSOL. Recuperado el 13 de marzo de 2025, de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>

Espejo Marín, C. (2004). La energía solar fotovoltaica en España. <https://repositorio.ual.es/bitstream/handle/10835/1443/espejomarin.pdf>

Fagerberg, J. (2023). Book review. *Research Policy*, 52(1), 104632. <https://doi.org/10.1016/j.respol.2022.104632>

Gonzalez, P., & Jurado, F. (s/f). Análisis de eficiencia y degradación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica. <http://reibci.org/publicados/2018/dic/3200116.pdf>

Hernandez, R. R., Easter, S. B., Murphy-Mariscal, M. L., Maestre, F. T., Tavassoli, M., Allen, E. B., & Allen, M. F. (2014). Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 766–779. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.041>

International Energy Agency. (2023). *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions*. OECD. <https://doi.org/10.1787/fd522f59-en>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *Renewable power generation costs in 2022*. IRENA. <https://www.irena.org/publications>

Liu, H., & van den Bergh, J. C. J. M. (2020). Differences in CO₂ emissions in the production of solar PV panels. *Energy Policy*, 145, 111728. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111234>

Ravishankar, K. R. (2024). *Decarbonization Technologies Screening for Enabling Net Zero in Onshore Oil and Gas Operations*. SPE International Health, Safety, Environment and Sustainability Conference and Exhibition, D031S027R002. <https://doi.org/10.2118/220479-MS>

M, S. (2023, octubre 26). El LCOE de la energía solar fotovoltaica se reducirá a 0,021 \$/kWh en 2050—DPV ENERGY. <https://dpvenergy.com/el-lcoe-de-la-energia-solar-se-reducira-a-0021-kwh/>

National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2019). Bifacial PV systems: Performance and economics. U.S. Department of Energy. <https://www.nrel.gov>

Nations, U. (s/f). La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI | Naciones Unidas. United Nations; United Nations. Recuperado el 10 de julio de 2025, de <https://www.un.org/es/chronicle/article/la-promesa-de-la-energia-solar-estrategia-energetica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en-el>

Pereira, C. C. G., Ayabaca, Á. R. P., Carpio, C. X. P., & Ruiz, D. M. V. (2024). Evolución de las Energías Renovables Basados en la Optimización Energética en su Relación con el Consumo Energético en la Fundación Albergue para Desamparados Divina Misericordia de la Ciudad de Machala en el Periodo 2023 – 2025. Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar, 8(4), Article 4. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i4.12504

Pérez, A. R., & Vázquez, J. S. (s/f). ANÁLISIS DEL BALANCE ENERGÉTICO, VIABILIDAD ECONÓMICA Y REDUCCIÓN DE EMISIONES DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA FOTOVOLTAICA EN BASE A LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.

Pinto, D. J. H., & Avellaneda, S. A. P. (s/f). IDENTIFICACIÓN DE LOS PASIVOS AMBIENTALES GENERADOS POR LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO PALAGUA, FINCA EL DESQUITE, PUERTO BOYACÁ - FASE.

Publications—IPCC-TFI. (s/f). Recuperado el 10 de julio de 2025, de <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol1.html>

Saadawi, H. (2019). Application of Renewable Energy in the Oil and Gas Industry. Day 2 Tue, March 19, 2019, D022S060R002. <https://doi.org/10.2118/194972-MS>

Sistemas fotovoltaicos: Que son, componentes, dimensiones, tipos e instalación | SunFields. (s/f). SunFields | Expertos en Energía Fotovoltaica para Ahorro Energético en España. Recuperado el 13 de marzo de 2025, de <https://www.sfe-solar.com/sistema-fotovoltaico/>

Think Topics | IBM. (2024, noviembre 1). <https://www.ibm.com/think/topics>

US EPA, O. (2015, agosto 10). Greenhouse Gas Equivalencies Calculator—Calculations and References [Data and Tools]. <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator-calculations-and-references>

Vista de Evolución de las Energías Renovables Basados en la Optimización Energética en su Relación con el Consumo Energético en la Fundación Albergue para Desamparados Divina Misericordia de la Ciudad de Machala en el Periodo 2023 – 2025. (s/f). Recuperado el 10 de julio de 2025, de <https://www.ciencialatina.org/index.php/cienciala/article/view/12504/18092>

40 CFR 98.33—Calculating GHG emissions. (s/f). Recuperado el 10 de julio de 2025, de <https://www.ecfr.gov/current/title-40/part-98/section-98.33>