

**Análisis de la integración de la energía solar fotovoltaica en un campo petrolero
colombiano**

Julián Esteban Gaviria Zuluaga

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Erik Giovany Montes Páez

Ingeniero de Petróleos MSc.

Codirector

Diego Eduardo García Reyes

Ingeniero de Petróleo MSc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por la formación brindada.

A mi director de proyecto de grado por la orientación y apoyo en el desarrollo del mismo.

A mi familia por su apoyo permanente e incondicional en todas las etapas de mi vida.

A compañeros, amigos y a las personas que de alguna manera me acompañaron en este proceso formativo.

Tabla de Contenido

Introducción 11

1. Objetivos 12

 1.1 Objetivo General 12

 1.2 Objetivos Específicos 12

2. Marco Referencial 13

 2.1 Marco Teórico 13

 2.1.1 Energía Solar 13

 2.1.1.1 Energía Solar térmica. 13

 2.1.1.2 Energía solar fotovoltaica. 14

 2.1.1.3 Efecto fotoeléctrico..... 15

 2.1.1.4 Sistemas fotovoltaicos. 15

 2.1.1.5 Sistema conectado a la red..... 15

 2.1.1.6 Sistema..... 16

 2.1.2 Campo petrolero 17

 2.1.3 Análisis económico de un sistema fotovoltaico 17

 2.2 Antecedentes investigativos 18

 2.3 Metodología 22

3. Campos petroleros en Colombia adecuados para la implementación de un sistema fotovoltaico a partir de criterios de selección..... 23

 3.1 Contextualización de campos petroleros..... 23

 3.2 Criterios para la selección de campo petrolero para el sistema fotovoltaico 27

4. Diseño de un sistema fotovoltaico para la complementación de un porcentaje de energía utilizada en el campo Brisas (Aipe, Huila) 39

 4.1 Dimensionamiento del sistema solar para cada una de las alternativas 39

 4.2 Batería 40

 4.3 Pozos 41

 4.4 Campo 41

 4.5 Panel solar 43

 4.6 Selección de inversor 45

 4.6.1 Cálculo de temperatura máxima y mínima..... 45

4.6.2 Cálculo de tensión en circuito abierto con temperatura máxima y mínima	46
4.6.3 Cálculo de tensión con temperatura mínima promedio	47
4.6.4 Cálculo de tensión con temperatura máxima promedio	47
4.6.5 Cálculo de corriente en corto circuito con temperatura máxima y mínima	48
4.6.6 Cálculo de corriente máxima con temperatura mínima promedio	48
4.6.7 Cálculo de corriente máxima con temperatura máxima promedio.....	49
4.7 Definición de sistema fotovoltaico mediante software PVsyst.....	50
5. Análisis técnico y económico de la viabilidad de la implementación	53
5.1 Cálculo de costos.....	53
5.2 Cálculo de retornos de la inversión.....	53
6. Conclusiones	60
Referencias Bibliográficas	61

Lista de Tablas

Tabla 1 Campos petroleros en Colombia.....	27
Tabla 2 Demanda energética mensual Campo Brisas.....	39
Tabla 3 Potencia de los sistemas solares.....	42
Tabla 4 Costos sistema fotovoltaico	53
Tabla 5 Costo del proyecto (25 Años)	54
Tabla 6 Producción de energía de vida por el proyecto solar	55
Tabla 7 Tarifa (COP/kWh)	56
Tabla 8 Incremento del valor del kWh	56
Tabla 9 Evaluación económica	57

Lista de Figuras

Figura 1	Energía solar térmica.....	14
Figura 2	Energía solar fotovoltaica.....	14
Figura 3	Efecto fotoeléctrico	15
Figura 4	Sistema conectado a la red	16
Figura 5	Sistema aislado	16
Figura 6	Diseño Metodológico	22
Figura 7	Campos de petróleo y gas por cuenca sedimentaria.....	24
Figura 8	Producción de crudo y gas comercializado, Colombia 2015-2020.....	25
Figura 9	Departamentos con mayor producción de petróleo y gas comercializado, 2010-2019. 26	
Figura 10	Ubicación Campo Castilla La Nueva	28
Figura 11	Irradiación solar Campo Castilla.....	28
Figura 12	Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Castilla.....	29
Figura 13	Localización Campo Yaguará	30
Figura 14	Irradiación solar Campo Yaguará.....	30
Figura 15	Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Yaguará	31
Figura 16	Localización de Campo Brisas	32
Figura 17	Irradiación solar Campo Brisas	32
Figura 18	Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Brisas.....	33
Figura 19	Ubicación Campo Casabe.....	34
Figura 20.	Irradiación solar Campo Casabe.....	34
Figura 21	Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Casabe	35
Figura 22	Ubicación Campo Cantagallo.....	36
Figura 23	Irradiación solar Campo Cantagallo	36
Figura 24	Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Cantagallo	37
Figura 25	Panel solar JAM72S30 525-550 MR.....	43
Figura 26	Ficha Técnica del panel JAM72S30 525-550 MR	44
Figura 27	Inversor Tauro ECO 100-3-P marca Fronius	49
Figura 28	Simulación de sistema fotovoltaico mediante software PVsyst	50
Figura 29	Selección del módulo	50
Figura 30	Selección del inversor.....	51

Figura 31 Resultados de la simulación	51
Figura 32 Sistema de paneles solares.....	52
Figura 33 Flujo de caja	59
Figura 34 Costos del antes y después de la implementación de la energía solar.....	59

Glosario

Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico: se hace para precisar los parámetros principales de los subsistemas que hacen parte de la instalación. Se deben tener en cuenta factores como: el ángulo en el que están inclinados los paneles, el consumo, la energía necesaria, la energía proveniente del sol que puede aprovecharse, entre otras (Hernández, 2017).

Energía fotovoltaica: es aquella que transforma la radiación del sol en energía eléctrica, mediante procedimientos que se realizan en las células solares (Grupo de Nuevas Actividades Profesionales, 2007).

Energía solar: se produce por la acción de la energía producida por el sol, esta llega al planeta en forma de fotones. La intensidad solar oscila por factores como la latitud o temporada del año (Best y Arancibia, 2010).

Irradiancia: es la rapidez a la que la radiación incide en una superficie medida en su unidad de área. Se da en W/m^2 (watts sobre metro cuadrado) (Navarro, 2010).

Módulo fotovoltaico: o panel solar, es un dispositivo que utiliza la energía del sol y la transforma en electricidad para generar una forma de energía más sustentable. (Green Power, 2022).

Sistema fotovoltaico: es la agrupación de varios módulos que, conectados por medio eléctrico generan que la energía del sol se convierta en electricidad. (Blas, 2011)

Resumen

Título: Análisis de la integración de la energía solar fotovoltaica en un campo petrolero colombiano.*

Autor: Julián Esteban Gaviria Zuluaga**

Palabras clave: sistema fotovoltaico, panel solar, campo petrolero, energía alternativa, huella de carbono.

Descripción

Trabajo de grado cuyo objetivo es integrar la energía solar fotovoltaica en el campo petrolero Brisas (Aipe, Huila) operado por Ecopetrol S.A., de modo que se reemplace un porcentaje del consumo que en este momento proviene de energías de origen fósil, con lo cual se contribuye a la disminución de emisiones, a la descarbonización y a la reducción de costos económicos. En este propósito se identifican campos petroleros colombianos y se selecciona uno según criterios como irradiación solar, consumo de energía, producción; se diseña y dimensiona un sistema fotovoltaico utilizando el programa PVSyst 7.2, el nivel de irradiación horas de pico sol y las coordenadas geográficas; posteriormente se analiza técnica y económicamente la viabilidad del sistema fotovoltaico comparando la demanda actual y posterior a la implementación de la nueva fuente de energía.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escala de ingeniería de petróleos. Director Erik Giovany Montes Páez. Codirector Diego Eduardo García Reyes.

Abstract

Title: Analysis of the integration of photovoltaic solar energy in a Colombian oil field.*

Author: Julián Esteban Gaviria Zuluaga**

Keywords: photovoltaic system, solar panel, oil field, alternative energy, carbon footprint.

Description

Degree work whose objective is to integrate photovoltaic solar energy in the Brisas oil field (Aipe, Huila) operated by Ecopetrol S.A., so that a percentage of the consumption that currently comes from fossil energies is replaced, which contributes to the reduction of emissions, decarbonization and the reduction of economic costs. For this purpose, Colombian oil fields are identified and one is selected according to criteria such as solar irradiation, energy consumption, production; a photovoltaic system is designed and dimensioned using the PVSyst 7.2 program, the irradiation level hours of peak sun and the geographical coordinates; subsequently, the viability of the photovoltaic system is analyzed technically and economically, comparing the current and subsequent demand for the implementation of the new energy source.

* Bacheletor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escala de ingeniería de petróleos. Director Erik Giovany Montes Páez. Codirector Diego Eduardo García Reyes.

Introducción

En las últimas décadas, a nivel mundial se ha dado una tendencia hacia la transición del uso de energías limpias o renovables, buscando con ello, un desarrollo sostenible no solo ambiental sino también económico, “la transición puede impulsar un amplio desarrollo socioeconómico, guiado por políticas integrales que fomenten la descarbonización transformadora de las sociedades” (IRENA, 2020). Esto ha llevado a la búsqueda e implementación de otras fuentes de energía como la solar fotovoltaica, en donde la reducción de costos, investigación y avances tecnológicos en su implementación la hacen una de las tecnologías con mayor proyección en el futuro.

En este contexto, este proyecto evalúa alternativas para la implementación de un sistema fotovoltaico como fuente de energía para la operación de un campo petrolero colombiano, uno de los costos más importantes es el asociado al consumo de energía, por lo cual, se puede implementar la generación de energía fotovoltaica para suplir una parte de la energía requerida, lo que contribuye al abaratamiento de los costos de operación.

En el desarrollo de este trabajo de grado se realiza una evaluación de alternativas para la implementación de un sistema fotovoltaico como fuente de energía para la operación de un campo petrolero colombiano, a partir de criterios de selección se diseña y dimensiona un sistema fotovoltaico que permite complementar un porcentaje de la energía utilizada en un campo petrolero y analizar técnica y económicamente la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico mediante la comparación de la demanda energética actual y posterior a la implementación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar diferentes alternativas para la implementación de un sistema fotovoltaico como fuente de energía para la operación de un campo petrolero colombiano.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar campos petroleros en Colombia adecuados para la implementación de un sistema fotovoltaico a partir de criterios de selección.
- Diseñar y dimensionar un sistema fotovoltaico para complementar un porcentaje de la energía utilizada en un campo petrolero.
- Analizar técnica y económicamente la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico en un campo a través de la comparación de la demanda energética actual y posterior a la implementación de esta nueva fuente de energía.

2. Marco Referencial

En este apartado se abordan las bases teóricas relacionadas con el objeto de estudio, para lo cual es importante tener en cuenta conceptos básicos de la energía solar fotovoltaica, los campos petroleros y aspectos importantes para realizar un análisis económico de un sistema fotovoltaico. Adicionalmente, se encuentran investigaciones de estudios similares al tema evaluado y finalmente se establece la metodología para cumplir con el objetivo principal de esta investigación.

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Energía Solar

Se entiende como una fuente de energía renovable que resulta de la radiación electromagnética proveniente del sol. Es así que la radiación que alcanza al planeta ha sido utilizada por el hombre desde hace siglos y gracias a los avances tecnológicos, actualmente la luz solar y el calor pueden usarse mediante distintos captadores como son los heliostatos, las células fotoeléctricas o los colectores solares que logran convertirse así en energía térmica o eléctrica. Un claro ejemplo de energía limpia o renovable es la energía fotovoltaica; ésta contribuye a la reducción de los diversos gases de efecto invernadero además de que reduce los costos de producción de energía y ayuda a llevar electricidad a zonas apartadas del mundo (International Energy Agency, 2011).

2.1.1.1 Energía Solar térmica. La también denominada energía termosolar se vale de la energía solar para generar calor y calentar un fluido de manera que se produzca agua caliente, calefacción por suelo radiante, energía eléctrica o vapor como muestra la figura 1 (Universidad de Murcia, 2022).

Figura 1

Energía solar térmica



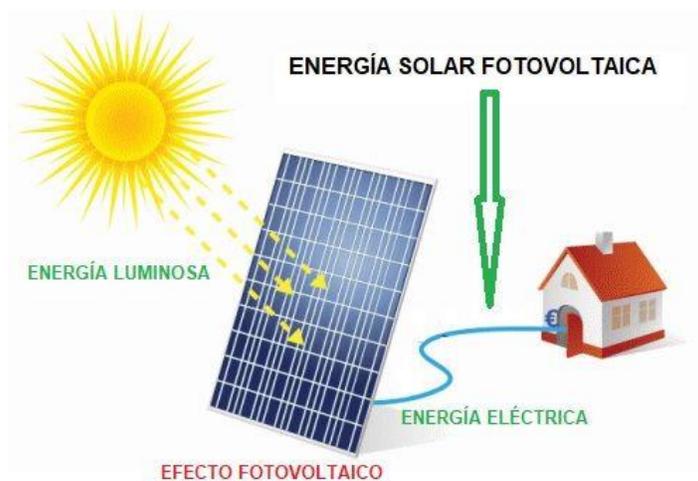
Nota: Imagen tomada de Save Energy (2020). ¿Cómo se produce la energía solar térmica?

<https://saveenergysolar.com/como-se-produce-la-energia-solar-termica/>

2.1.1.2 Energía solar fotovoltaica. Este tipo de energía renovable toma la luz solar mediante paneles solares y genera electricidad como se muestra en la figura 2. Este proceso se debe a que dichos paneles están conformados por células fotovoltaicas (Fundación Endesa, 2022).

Figura 2

Energía solar fotovoltaica

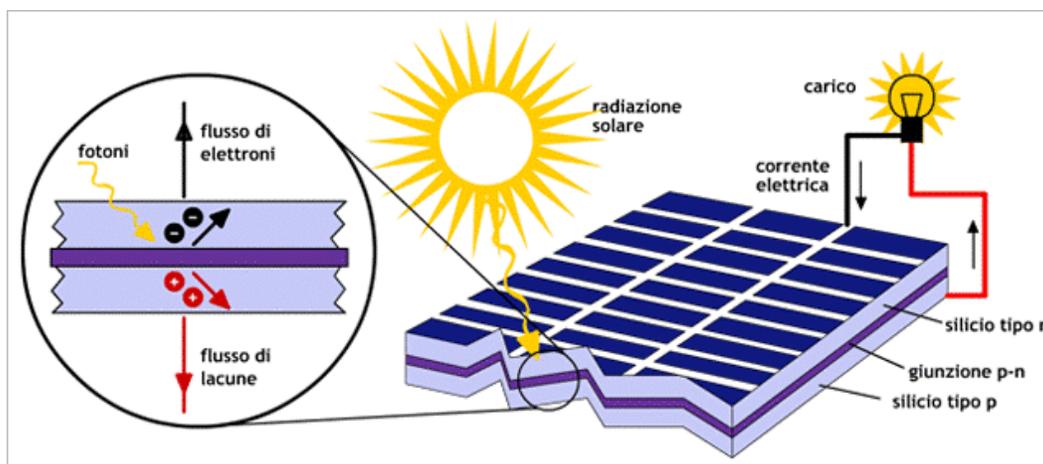


Nota: Imagen tomada de Área Tecnología (2022). Energía solar fotovoltaica.

2.1.1.3 Efecto fotoeléctrico. Es un fenómeno dado por la emisión de electrones a partir de una superficie que ha sido impactada por los fotones de partículas de la luz. Es decir; la luz que viaja como una onda hacia dicho material, al chocar con los electrones, cede su energía y se genera un impulso hacia el resto de los átomos. De esta manera se genera la denominada corriente eléctrica (Celis et al., 2020). Este efecto se puede observar en la figura 3.

Figura 3

Efecto fotoeléctrico



Nota: Imagen tomada de Mr. Watt (2022). Cómo funciona una celda solar.

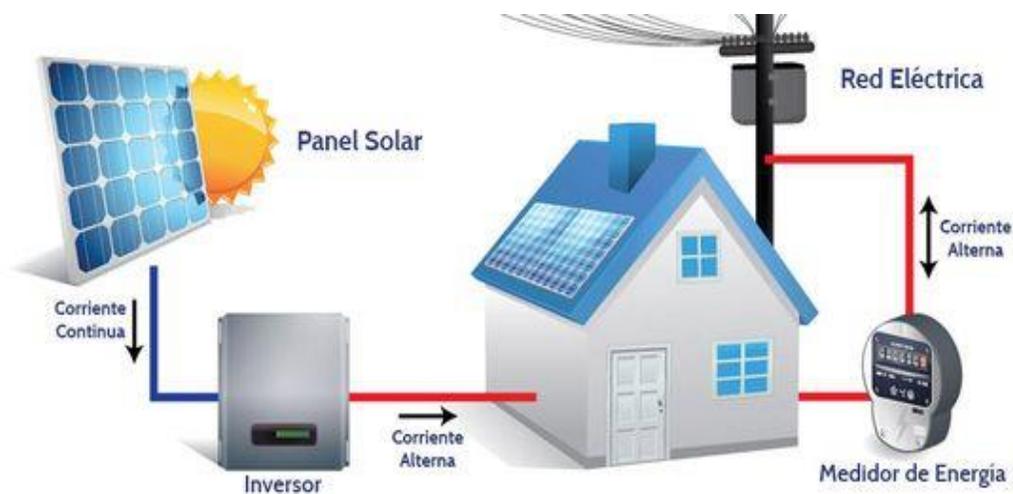
2.1.1.4 Sistemas fotovoltaicos. Los sistemas fotovoltaicos o sistemas PV se refieren a un conjunto conformado por dispositivos empleados para convertir energía solar en electricidad. Existen dos tipos de sistemas fotovoltaicos: el sistema conectado a la red eléctrica y el sistema aislado o no conectado a la red (Gobierno de México, 2016).

2.1.1.5 Sistema conectado a la red. El sistema de energía solar funciona de manera paralela con la conexión de la red eléctrica, se caracteriza por que su inversor de red permite que se mantenga la energía en tiempos donde hay mal clima o en horarios nocturnos. Este sistema no necesita baterías debido a que prioriza el uso de la energía voltaica proveniente de los paneles solares como se puede observar en la figura 4 (Cornejo, 2013).

El sistema de energía solar funciona de manera paralela con la conexión de la red eléctrica, se caracteriza por que su inversor de red permite que se mantenga la energía en tiempos donde hay mal clima o en horarios nocturnos. Este sistema no necesita baterías debido a que prioriza el uso de la energía voltaica proveniente de los paneles solares como se puede observar en la figura 4 (Cornejo, 2013).

Figura 4

Sistema conectado a la red

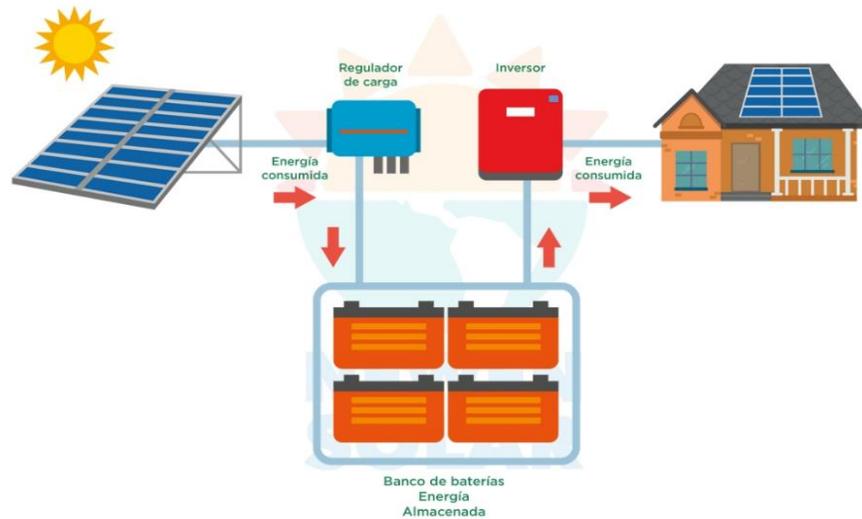


Nota: Imagen tomada de Pinterest (2022). Diagrama de conexiones de paneles solares on grid.

2.1.1.6 Sistema aislado. Este sistema funciona sin estar conectado a la red eléctrica y a su vez suministra energía solar. Usualmente permite que la energía voltaica que tiene almacenada durante el día sea usada en la noche como se evidencia en la figura 5 (Higuita, 2021).

Figura 5

Sistema aislado



Nota: Newen Solar (2022). Proyectos Solares Fotovoltaicos desconectados de la red (Off Grid).

2.1.2 Campo petrolero

Como superficie delimitada en su subsuelo puede haber uno o incluso varios yacimientos de hidrocarburos que cumplen con que su condición estratigráfica y/o estructura geológica son iguales. Los yacimientos no convencionales o en acumulación en rocas generadoras también son una superficie delimitada del área y en su subsuelo se encuentra la acumulación de hidrocarburos (Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, 2018).

2.1.3 Análisis económico de un sistema fotovoltaico

En el análisis económico se debe estimar la situación financiera y los recursos económicos existentes y qué ganancias se van a obtener a partir de esta. Asimismo, debe contemplarse la perspectiva de la ley de la oferta y la demanda y así establecer el impacto de dicha propuesta sobre el mercado financiero. De esta forma se pueden diagnosticar las ventajas, la situación del proyecto y así tomar las decisiones pertinentes. Dicho análisis es fundamental para lograr precisar los costos generados al implementar un sistema fotovoltaico. (Comunidad de Madrid, s.f).

2.2 Antecedentes investigativos

Dentro de los antecedentes investigativos que se encuentran relacionados con el tema objeto de estudio se encuentran el proyecto desarrollado por Jiménez y de la Cruz (2014) titulado “Evaluación técnica y financiera del montaje de una planta solar fotovoltaica de 300 kw de potencia en la gerencia refinera Barrancabermeja”, hace parte de las estrategias para mitigar problemas ambientales, utilizando la energía solar que permita disminuir el consumo de energías convencionales y que sea económicamente viable; los resultados reportan que el proyecto es viable si se cuenta con un ingreso adicional de \$100 COP, ya sea por tarifa o por incentivos gubernamentales.

En el artículo “Iluminación con Energía Solar Fotovoltaica para Autoservicios en Bogotá” realizado por Barbosa et al. (2014) desarrollaron un estudio técnico y económico para la iluminación de dos autoservicios, donde se obtuvo una reducción significativa en el consumo de energía, al tener como fuente primaria generadora de energía fotovoltaica la carga de baterías, concluyendo que el ahorro energético es representativo. Respecto al costo de inversión en uno de los autoservicios alcanzo los \$10.660.770 donde su recuperación se obtiene en cuatro años, ofreciendo una reducción del 84% al utilizar bombillos fluorescentes, además de contribuir en la reducción de daño al medio ambiente y de tener una duración de más de 20 años. Se tuvo en cuenta que en el año se pagaba por servicio de energía \$3.010.271.

Otro antecedente investigativo fue el propuesto por Espitia (2017) denominado “Guía metodológica para la implementación del sistema fotovoltaico a pequeña escala en Colombia”, cuyo propósito es conocer el potencial energético en donde se quiera instalar el sistema; el estudio revela información técnica de componentes, de las alternativas que existen en el mercado y se

propone una estimación de la producción a lo largo de la vida útil; la guía permite su fácil aplicación con mínimas variaciones en proyectos que también hagan uso de los sistemas fotovoltaicos.

En el artículo de Rúa et al. (2017) se estable como objetivo general realizar un análisis técnico, socio-económico y ambiental para las familias de la zona rural del municipio de Hato Corozal, Casanare en Colombia, quienes recibirán el beneficio de la instalación del sistema de energía solar fotovoltaica. Las condiciones simuladas son de 2 días sin sol y 12 días soleadas, es decir en total 14 días, arrojando resultados de gran impacto social mediante tecnologías limpias, se logró demostrar que la descarga máxima obtenida en el banco de baterías fue del 56% y la carga mínima fue del -44%, esto indica que se garantizan la demanda de energía eléctrica durante dos días de manera autónoma, en este sentido las baterías alcanzan un valor mínimo descarga del 15% únicamente. En la investigación realizada se concluye la importancia que tiene la energía solar fotovoltaica, siendo esta una gran alternativa de solución energética que se puede lograr con recursos económicos aceptables que contribuyen igualmente a recurrir a la energía renovable sin generar daños ambientales.

Un estudio muy similar fue el propuesto por Angarita y Silva (2018), titulado “Evaluación técnico-financiera del diseño de un sistema híbrido fotovoltaico como fuente de energía alternativa para el alumbrado de un campo de estudio en la cuenca Llanos Orientales”, el cual tiene como objetivo principal reemplazar las fuentes de consumo que utilizan energías convencionales, en este propósito se detalló el funcionamiento de los generadores y las tecnologías propias de sistemas híbridos; se detalló las condiciones del campo petrolero y el comportamiento de los parámetros del consumo energético; se simuló un modelo y calcularon los costos de operación, mostrando la viabilidad técnica y financiera.

En la investigación de Álvarez y Duran (2019) titulada “Análisis del uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica para la operación de un campo petrolero” para ello fue necesario inicialmente recopilar la información necesaria para analizar el uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica, seguidamente se identifica y organiza el consumo de energía eléctrica de un campo petrolero estándar determinando la demanda energética y la distribución de fuentes requeridas para su funcionamiento. Asimismo, se identificaron los consumos de energía eléctrica convencional que se podrían sustituir con energía solar y eólica; y dimensionar los sistemas de generación que se requerirían, para ello se establece un generador de energía solar fotovoltaica. Finalmente, se logró estimar la disminución de emisiones de gases efecto invernadero producto de la sustitución del consumo de energía proveniente de fuentes fósiles, en el campo caso.

Por otra parte, Lamilla (2020) propone el estudio “Diseño del sistema solar PV TIED GRID para el bloque de economía y administración de la Universidad Surcolombiana”, se escogió un sitio disponible; se calculó la proyección de generación con datos meteorológicos: para la selección de equipos y materiales se calculó corriente, tensión y potencia nominal de acuerdo con el código eléctrico colombiano; para simular el comportamiento del sistema se utilizaron tres (3) software especializados: Prospec, System Advisor Model y PVsyst S.A.; se calcularon costos de instalación, mantenimiento y punto de retorno de la inversión.

En otra investigación realizada por Rúa et al., (2021) se elabora un banco de pruebas que permite caracterizar sistemas solares fotovoltaicos autónomos, asimismo se logra calcular el rendimiento que tienen los paneles solares fotovoltaicos. En este sentido, se logró determinar aquellos componentes necesarios y su funcionamiento para generar energía en una vivienda, permitiendo poder realizar prácticas de laboratorio donde se pueda “identificar y evaluar la curva

de operación de los paneles según la radiación recibida, medir la tensión y la corriente de salida del sistema según sus conexiones en serie y paralelo, realizar conexiones para corriente directa o corriente alterna, entre otras” (p. 1).

2.3 Metodología

La figura 6 muestra los pasos que se establecen como diseño metodológico para cumplir con el objetivo de este trabajo de grado que es evaluar diferentes alternativas para la implementación de un sistema fotovoltaico como fuente de energía para la operación de un campo petrolero colombiano.

Figura 6

Diseño Metodológico



3. Campos petroleros en Colombia adecuados para la implementación de un sistema fotovoltaico a partir de criterios de selección

En este capítulo se coloca en contexto algunos campos petroleros que tiene Colombia y a su vez se establecen los criterios que se requieren para la selección de campo petrolero como alternativa para la implementación del sistema fotovoltaico como fuente de energía.

3.1 Contextualización de campos petroleros

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), lo define como una superficie o área delimitada en cuyo subsuelo existen yacimientos de hidrocarburos con similares características en su estructura geológica y estratigráfica, si el yacimiento es explotable y las reservas son probadas se dice que es un campo comercial (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017). De otra parte, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH (2020) señala que:

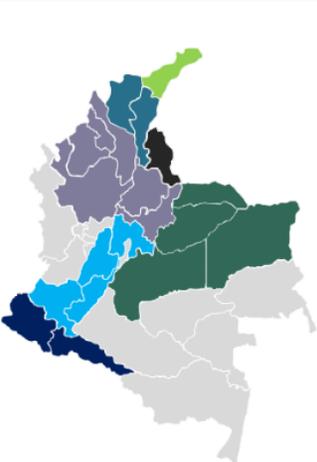
Colombia cuenta con un potencial petrolífero estimado en más de “37 mil millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 Kms² en todo el territorio nacional, además, cuenta con disponibilidad del 89,0% de esa área sedimentaria para realizar procesos de exploración y explotación de petróleo y gas natural” (Convenio CPIP- ACIPET, 2022, p. 24).

Es importante mencionar que en el informe denominado “caracterización del sector: catálogo de cualificaciones extracción de petróleo y gas” realizado por el Convenio CPIP- ACIPET (2022) relacionan a las cuencas que han tenido una actividad exploratoria alta, entre las cuales se encuentran las cuencas de los Valles del Magdalena (VIM, VSM y VMM), asimismo, en poblaciones como la Guajira, el Catatumbo, el Putumayo, la cordillera Oriental y Llanos Orientales como se indica en la figura 7. En cuanto los campos petroleros con mayor demanda en el 2020 se

encuentran: Cupiagua (Sur, Casanare y Aguazul), Cusiana (Tauramena, Casanare); Pauto Sur (Yopal, Casanare); Chuchupa y Ballena (Manaure, Guajira) y el campo Nelson (Pueblo Nuevo, Córdoba).

Figura 7

Campos de petróleo y gas por cuenca sedimentaria

Departamentos por Cuenca	Cuenca Sedimentaria	Campos CRUDO		Campos GAS	
		Nº	%	Nº	%
	Caguán – Putumayo	25	7,0%	0	0,0%
	Catatumbo	4	1,1%	3	3,0%
	Guajira	0	0,0%	2	2,0%
	Llanos Orientales	219	61,5%	27	26,7%
	Valle Inferior del Magdalena - VIM	13	3,7%	9	8,9%
	Valle Medio del Magdalena - VMM	48	13,5%	39	38,6%
	Valle Superior del Magdalena - VSM	47	13,2%	21	20,8%
	Total Nacional 2018	356	100,0%	101	100,0%

Nota: Tomado de Convenio CPIP- ACIPET. (2022). Caracterización del sector catálogo de cualificaciones extracción de petróleo y gas. Catálogo de Cualificaciones.

En contravía, los pozos que reportaron disminución productiva de petróleo están en los campos: Akacías, Jacana, La Cira, Pauto Sur y Yariguí-Cantagallo que se encuentran respectivamente en Acacías, Meta; Barrancabermeja, Santander; Yopal, Casanare y Cantagallo, Bolívar. Dicha disminución petrolera se debió a factores como los costos internacionales del petróleo crudo, la pandemia del Covid-19 u otros problemas de seguridad pública que acarrearón el cierre provisional de los mismos (Convenio CPIP- ACIPET, 2022).

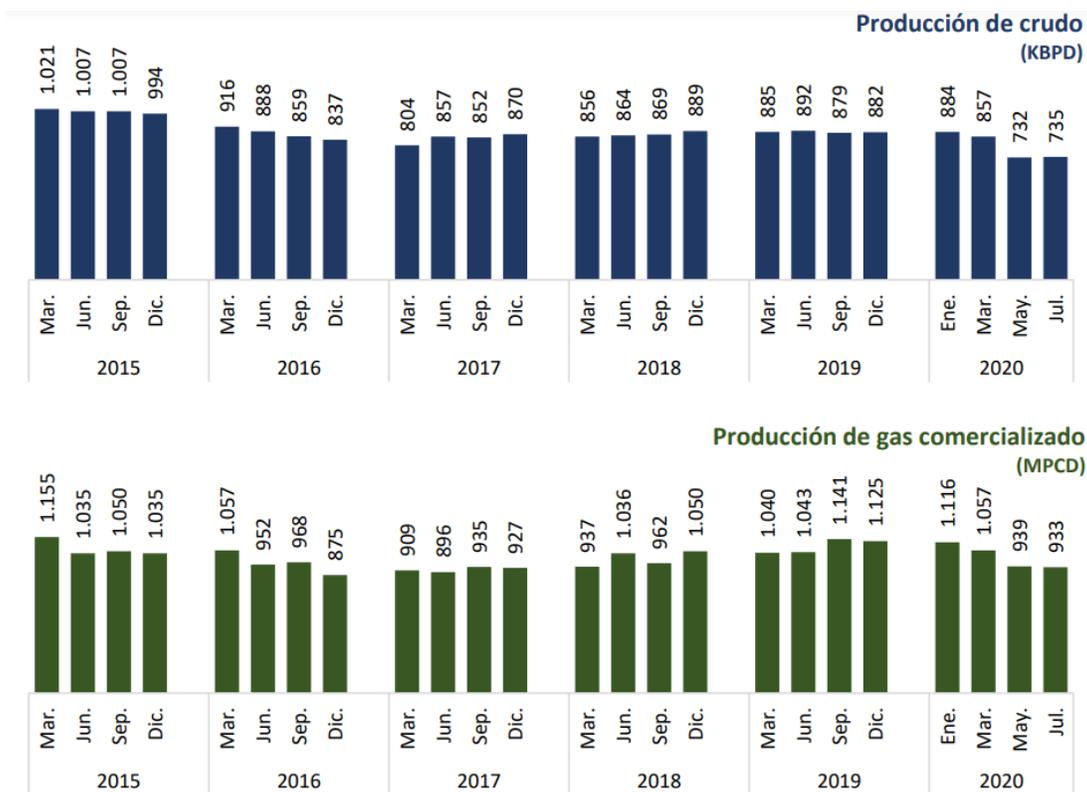
EITI (2020), estableció que entre los años 2010-2019 se redujo notablemente la producción del gas que se comercializa, para ser exactos, del 37.5%, llegando a los 720 MPC en el 2020 (es decir, 1.973 MPCD). De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía para junio de 2020 la cifra

del gas natural que se comercializó superó los 1.000 Millones de Pies Cúbicos Diarios. Por lo anterior, se concluye que este sector es fundamental para el desarrollo sostenible de Colombia (Citado en Convenio CPIP- ACIPET, 2022).

De acuerdo a EITI (2020), la producción de petróleo crudo (que oscila dependiendo de factores monetarios externos), sufrió una gran caída en el año 2016. Sin embargo, se recuperó durante el 2019, dado que según datos del ACP (2020), en este año se produjeron nacionalmente 296 MBP; es decir, 885 KBPDP como se presenta en la figura 8 (Citado en Convenio CPIP- ACIPET, 2022).

Figura 8

Producción de crudo y gas comercializado, Colombia 2015-2020



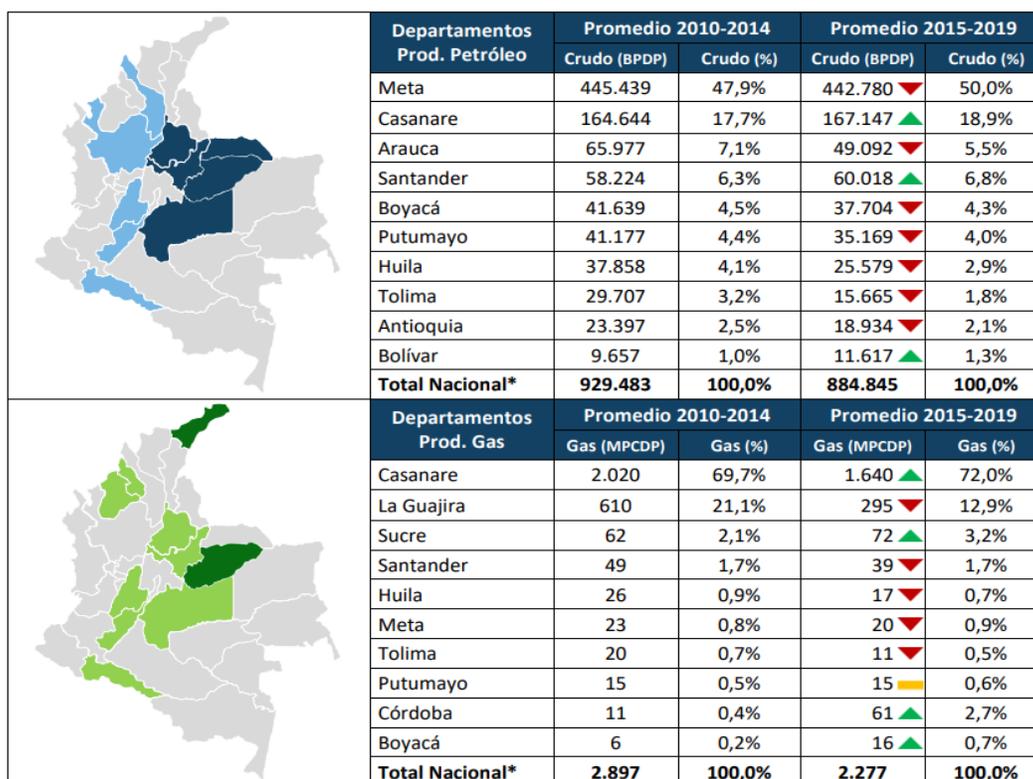
Nota: Tomado de Convenio CPIP- ACIPET. (2022). Caracterización del sector catálogo de cualificaciones extracción de petróleo y gas. Catálogo de Cualificaciones.

En 2019 los departamentos del el Meta, Casanare, Santander, Arauca y Boyacá representaron el auge de la producción de petróleo (con un total del 84.5%). Por su parte, fue en Casanare y La Guajira que se produjo la mayor cantidad de gas a nivel nacional (88.2%). (Convenio CPIP- ACIPET, 2022).

En el lapso del 2010-2019, EITI (2020) registró al departamento de Casanare como el mayor productor de gas a nivel nacional, dado que aportó el 70,7% que equivale a 1.830 Millones de Pies Cúbicos Diarios Promedio; mientras que fue el departamento del Meta el mayor productor nacional de petróleo crudo ya que alcanzó una cifra del 49,0% que a su vez corresponde a 444.110 BPDP así se evidencia en la figura 9 (Citado en Convenio CPIP- ACIPET, 2022).

Figura 9

Departamentos con mayor producción de petróleo y gas comercializado, 2010-2019



Nota: Tomado de Convenio CPIP- ACIPET. (2022). Caracterización del sector catálogo de cualificaciones extracción de petróleo y gas. Catálogo de Cualificaciones.

Tabla 1
Campos petroleros en Colombia

Campo	Operador	Contrato	Ubicación	Producción (bbl/d)
Rubiales	Ecopetrol	Rubiales	Puerto Gaitán, meta	122.499
Castilla	Ecopetrol	Cubarral	Castilla la Nueva, meta	70.687
Quifa	Frontera	Quifa	Puerto Gaitán, meta	48.917
La Cira	Ecopetrol	La Cira Infantas	Barrancabermeja, Santander	28.622
Caño Limón	Occidental	Cravo Norte	Arauca, Arauca	22.887
Acordionero	Gran Tierra	Midas	San Martin Cesar	18.766
Yariguí - Cantagallo	Ecopetrol	Magdalena Medio	Cantagallo, Bolívar	13.871
Casabe	Ecopetrol	Magdalena Medio	Yondó, Antioquia	10.251
Yaguará	Ecopetrol	Contrato Hobo-Esso Colombiana	Huila, Yaguará, Valle Superior del Magdalena	1.475
Brisas	Ecopetrol	Neiva-540	Neiva y Cuenca del Valle Superior del Magdalena	217

Nota: Tomado de ECOPETROL (2022). El petróleo y su mundo. www.ecopetrol.com.co

3.2 Criterios para la selección de campo petrolero para el sistema fotovoltaico

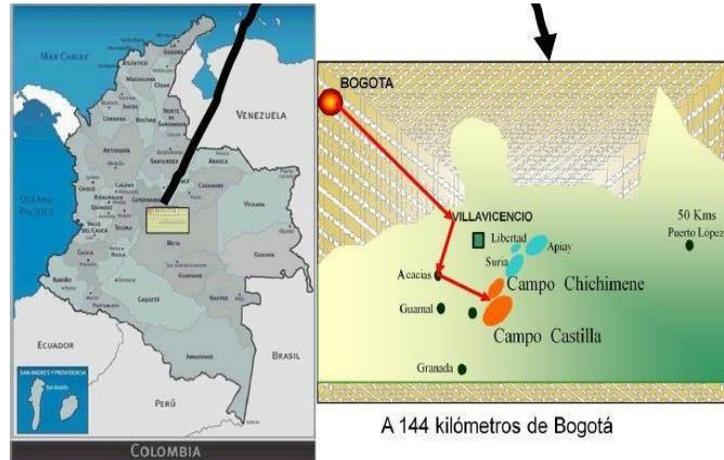
A continuación, se pueden identificar la información de los campos petroleros que permiten determinar los criterios para la escogencia del campo para el cual se diseña el sistema fotovoltaico son: radiación solar, consumo eléctrico del campo, cantidad de pozos; producción, extensión del campo.

Campo Castilla La Nueva, Meta, se ubica entre los municipios de Castilla La Nueva y Acacias, a 85 km de Villavicencio como muestra la figura 10; es el mayor campo productor de hidrocarburos operado por Ecopetrol, representa un 21% de la producción de la empresa y un 12% de la producción nacional, lo constituyen 500 pozos productores con una producción promedio de 120 mil barriles por día (BPD), actualmente solo es superado en producción por el campo Rubiales (132.949 BPD), a futuro Ecopetrol proyecta para el campo la recuperación de hidrocarburo por medio de técnicas de recobro mejorado, así como de la disponibilidad de las reservas que el campo

posee (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2016). En la figura 11 muestra la irradiación solar del campo Castilla La Nueva y en la figura 12 las horas de sol pico vs kilovatio hora del campo.

Figura 10

Ubicación Campo Castilla La Nueva



Nota: Tomado de Osorio (2007, p. 10)

Figura 11

Irradiación solar Campo Castilla

Coordenadas geográficas | **Meteo mensual** | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio:

País: Región:

Coordenadas geográficas

Decimal Grad. Min. Seg. (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Latitud:

Longitud: (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud: M por encima del nivel del mar

Zona horaria: Corresponde a una diferencia promedio

Hora Legal - Hora Solar = 0h -4m

Importación de datos meteo

Meteororm 8.0

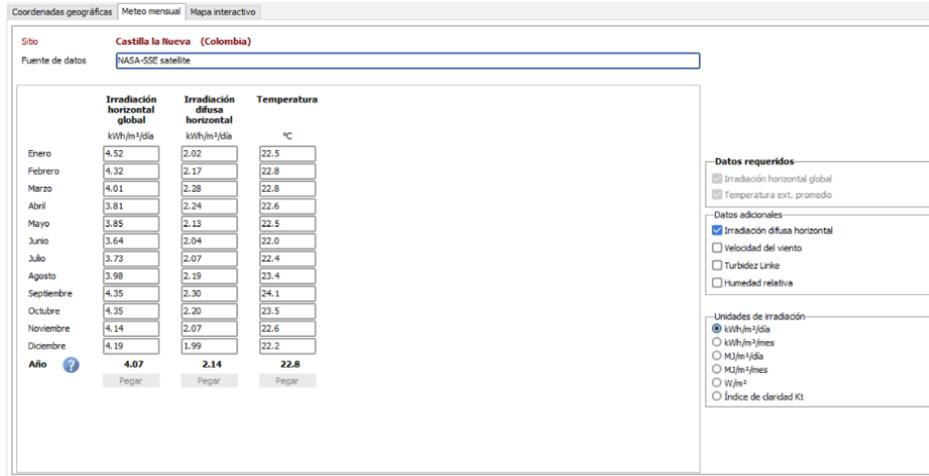
NASA SSE

PVGIS TMY Versión:

NREL / NSRDB TMY

Solcast TMY

SolarAnywhere @ TGY



Nota: Resultados obtenidos del programa de Estimaciones y Proyecciones Energéticas -PVsyst 7.2

Figura 12

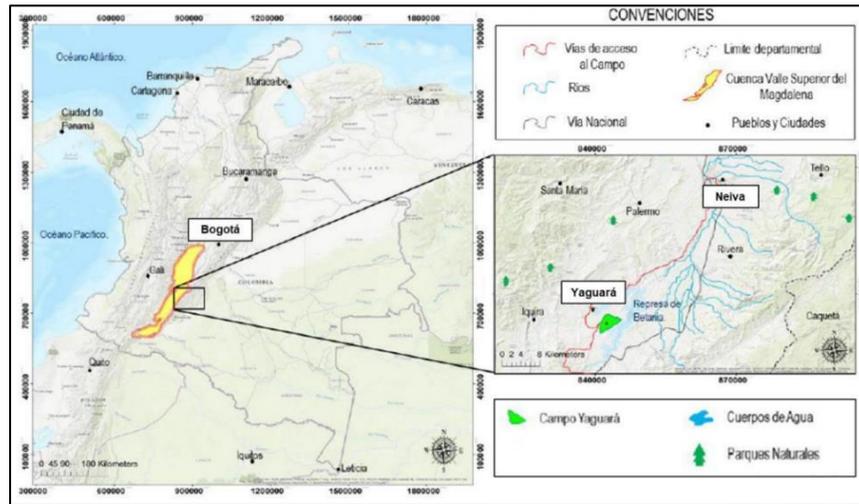
Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Castilla



Campo Yaguará, es un campo de petróleo y gas ubicado en el municipio de Yaguará (Huila). Produce petróleo (0,63 millones de barriles por año y 6,8 millones de m³/año de gas, se encuentra en la cuenca del Valle Superior del Magdalena a 40 km de Neiva. Su extensión es de 3.100 acres (3 kilómetros de ancho por 6 kilómetros de largo) como se muestra en la figura 13. El campo tiene 122 pozos perforados. En 2017 la producción de petróleo del Campo Yaguará fue de 47,4 MMbbls (Cruz, 2019). En la figura 14 muestra la irradiación solar del campo Yagurá y en la figura 15 las horas de sol pico vs kilovatio hora del campo.

Figura 13

Localización Campo Yaguará



Nota: Tomado de Castillo, I. (2018). Evaluación Técnico-financiera de La Sarta de Varilla Hueca implementada para el Sistema de Levantamiento de Bombeo de cavidades progresivas en El Pozo-A del Campo Yaguará.

Figura 14

Irradiación solar Campo Yaguará

Coordenadas geográficas | Meseo mensual | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio:

País: Región:

Coordenadas geográficas

Latitud: Decimal [°] Grad. Min. Seg. (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: [°] (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

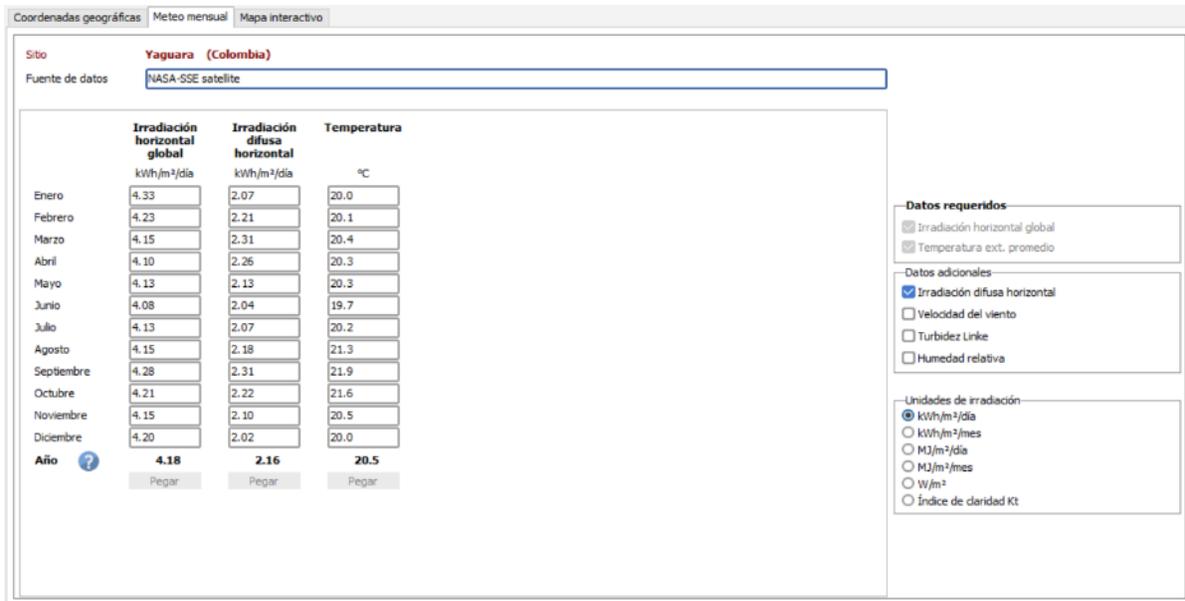
Altitud: M por encima del nivel del mar

Zona horaria: Corresponde a una diferencia promedio
Hora Legal - Hora Solar = 0h 2m

Importación de datos meteo

Meteonorm 8.0 NASA-SSE Versión

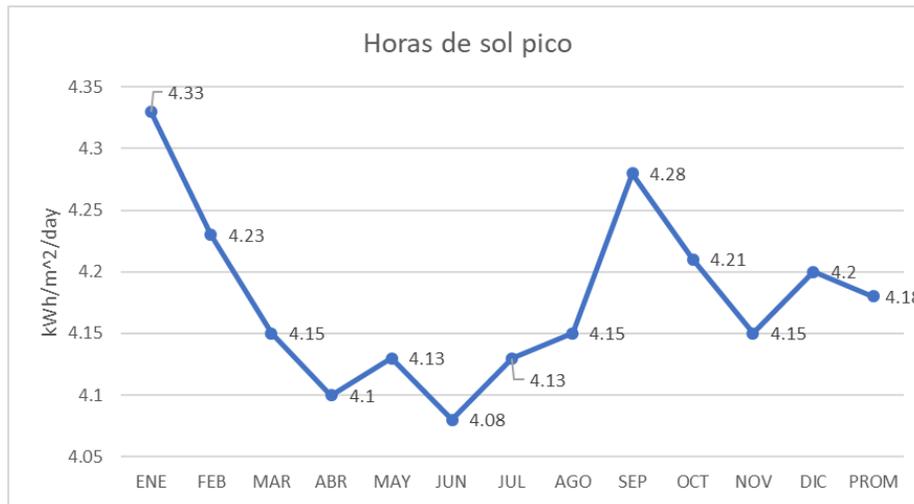
PVGIS TMY NREL / NSRDB TMY Solcast TMY SolarAnywhere® TGY



Nota: Resultados obtenidos del programa de Estimaciones y Proyecciones Energéticas -PVsyst 7.2

Figura 15

Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Yaguará

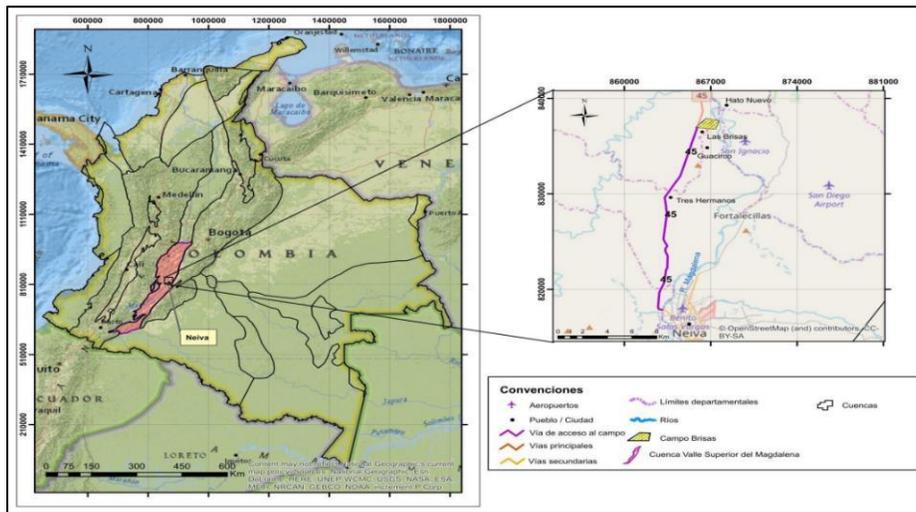


Campo Brisas (Aipe, Huila), se encuentra ubicado en jurisdicción del municipio de Neiva y hace parte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena como se muestra en la figura 16. Fue en 1973 que la Compañía Tennessee Colombia S.A descubrió esta infraestructura y desde 1982 a 1987 Hocol S.A empezó a operar el campo y lo declaró como comercialmente abierto. Este tiempo se constituyó como el pico más alto de producción logrando de 1.000 a 1.300 BOPD, alcanzando su máximo en 1983 con 2600 BOPD. Sin embargo, desde el 2003 y hasta este momento Ecopetrol

lo gerencia. Campo Brisas produce tres sustancias: petróleo crudo, agua y gas y tiene 15 pozos (la separación entre ellos es de un promedio de 50 acres) (Herrera y Jiménez, 2018). En la figura 17 muestra la irradiación solar del campo Brisas y en la figura 18 las horas de sol pico vs kilovatio hora del campo.

Figura 16

Localización de Campo Brisas

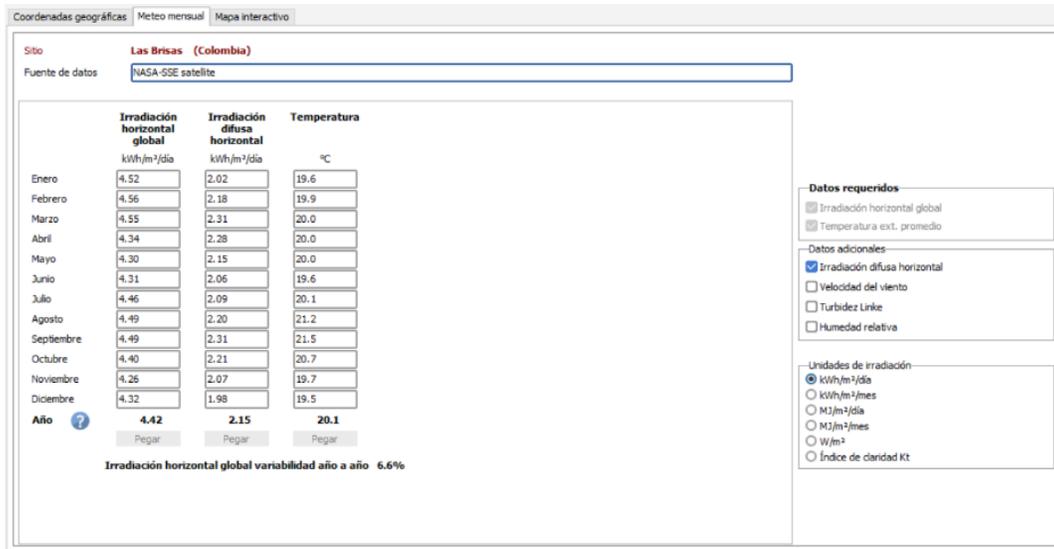


Nota: ArcGIS (s.f) Citado por Herrera y Jiménez (2018).

Figura 17

Irradiación solar Campo Brisas

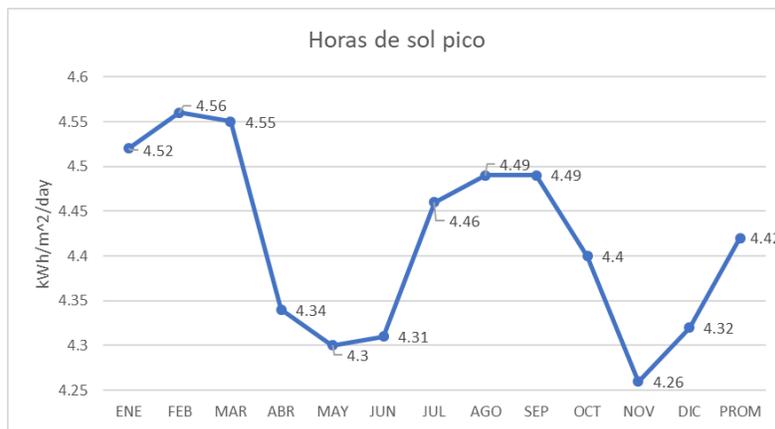
The screenshot shows a web application interface for solar radiation data. It features several sections: 'Ubicación' with fields for site name (Las Brisas), country (Colombia), and region (América del Sur); 'Coordenadas geográficas' with fields for latitude (3.1174), longitude (-75.2752), and altitude (394); and 'Importación de datos meteo' with radio buttons for different data sources like NASA-SSE, PVGIS TMY, and NREL / NSRDB TMY. A version dropdown is set to 5.2. There are also buttons for 'Obtener de coordenadas', 'Mostrar mapa', 'Recordos solares', and 'Importar'.



Nota: Resultados obtenidos del programa de Estimaciones y Proyecciones Energéticas -PVsyst 7.2

Figura 18

Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Brisas



Campo Casabe (Yondó), pertenece a la cuenca sedimentaria del Valle Medio Del Magdalena como se muestra en la figura 19. Se halló por primera vez en 1941 por la empresa anglo-holandesa SHELL. En el año 1975 la concesión retornó a Ecopetrol S.A., la cual continúa administrando el campo hasta la actualidad (Amaya, 2020). Durante la década de los 70's la producción del Campo Casabe empezó a decrecer, y como solución se desarrolló un programa de inyección de agua. Ahora bien, desde el 2004 Ecopetrol S.A. realiza proyectos de desarrollo para yacimientos de que tienen una gran complejidad, y de esta manera logró aumentar a

aproximadamente 16.000 BPD su producción. Más adelante, en 2010 el porcentaje del crudo que se podía recobrar era casi del 22% y en 2014 la empresa optó por el proceso de inyección de polímeros (Jiménez et al, 2017). En la figura 20 muestra la irradiación solar del campo Casabe y en la figura 21 las horas de sol pico vs kilovatio hora del campo.

Figura 19

Ubicación Campo Casabe



Nota: Tomado de Wikimapia (2006). Campo Casabe.

Figura 20.

Irradiación solar Campo Casabe

Coordenadas geográficas
Meteo mensual
Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio

País Colombia Región América del Sur

Coordenadas geográficas

☀️ Recorridos solares

	Decimal	Grad.	Min.	Seg.	
Latitud	<input type="text" value="7.0221"/>	<input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="29"/>	(+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	<input type="text" value="-73.9188"/>	<input type="text" value="73"/>	<input type="text" value="55"/>	<input type="text" value="7"/>	(+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
Altitud	<input type="text" value="72"/>	M por encima del nivel del mar			
Zona horaria	<input type="text" value="-5.0"/>	Corresponde a una diferencia promedio			
Hora Legal - Hora Solar = 0h -3m					

Importación de datos meteo

Meteororm 6.0

NASA-SSE

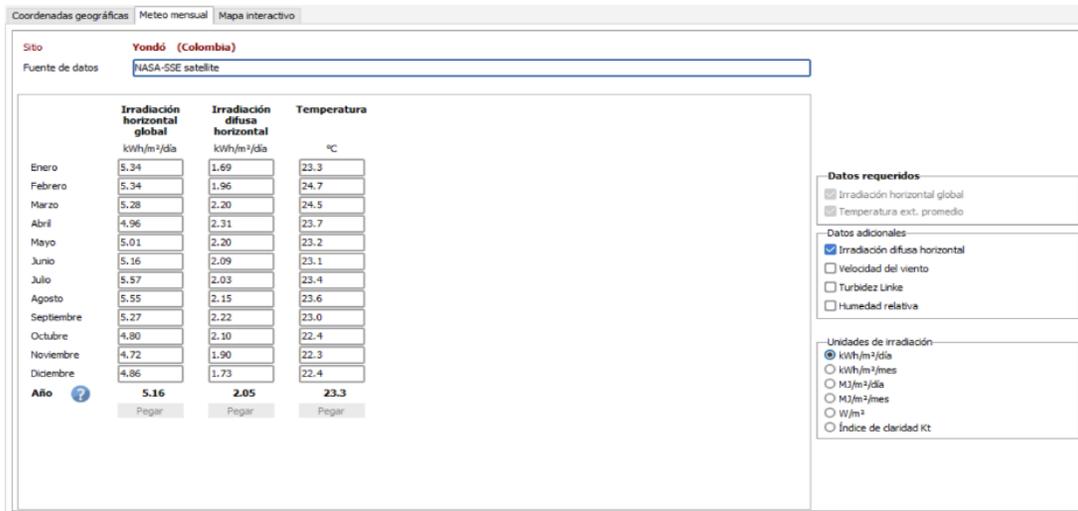
PVGIS TMY

NREL / NSRDB TMY

Solcast TMY

SolarAnywhere® TGY

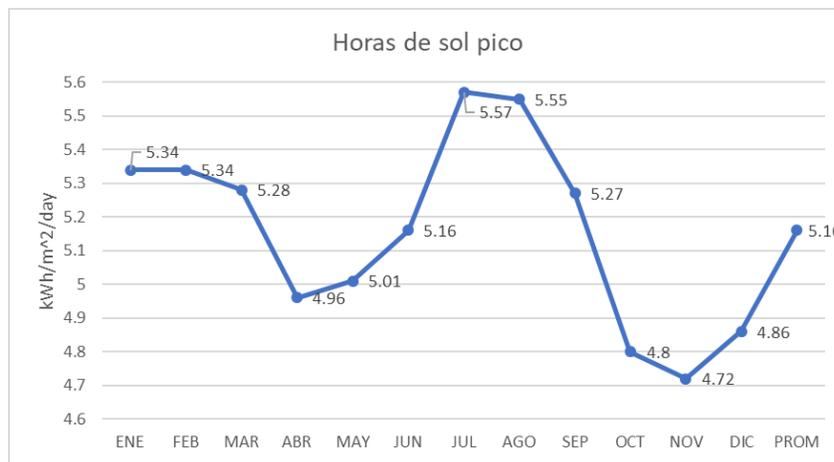
Versión 5.2



Nota: Resultados obtenidos del programa de Estimaciones y Proyecciones Energéticas -PVsyst 7.2

Figura 21

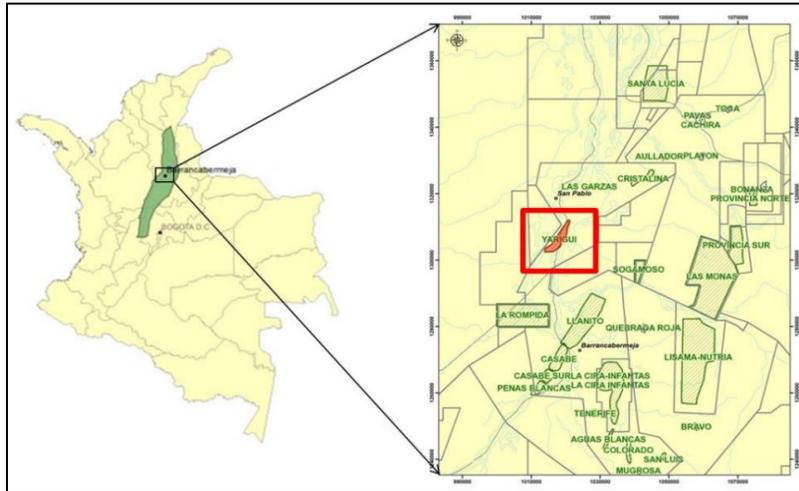
Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Casabe



Campo Cantagallo, gerenciado por Ecopetrol S.A se ubica en Cantagallo en el departamento de Bolívar, dentro de la zona de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (a 20 kms de Barrancabermeja) como se muestra en la figura 22. Son zonas de influencia los municipios de San Pablo, Bolívar; Cantagallo, Bolívar y Puerto Wilches, Santander (Moreno y Vargas, 2019). En la figura 23 muestra la irradiación solar del campo Casabe y en la figura 24 las horas de sol pico vs kilovatio hora del campo.

Figura 22

Ubicación Campo Cantagallo



Nota: Tomado de Eco petrol (s.f.) citado por Jiménez et al. (2017). Análisis comparativo de los procesos de inyección en polímeros ejecutados en Colombia.

Figura 23

Irradiación solar Campo Cantagallo

Coordenadas geográficas | Meseo mensual | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio:

País: Región:

Coordenadas geográficas

Latitud: Decimal Grad. Min. Seg. (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

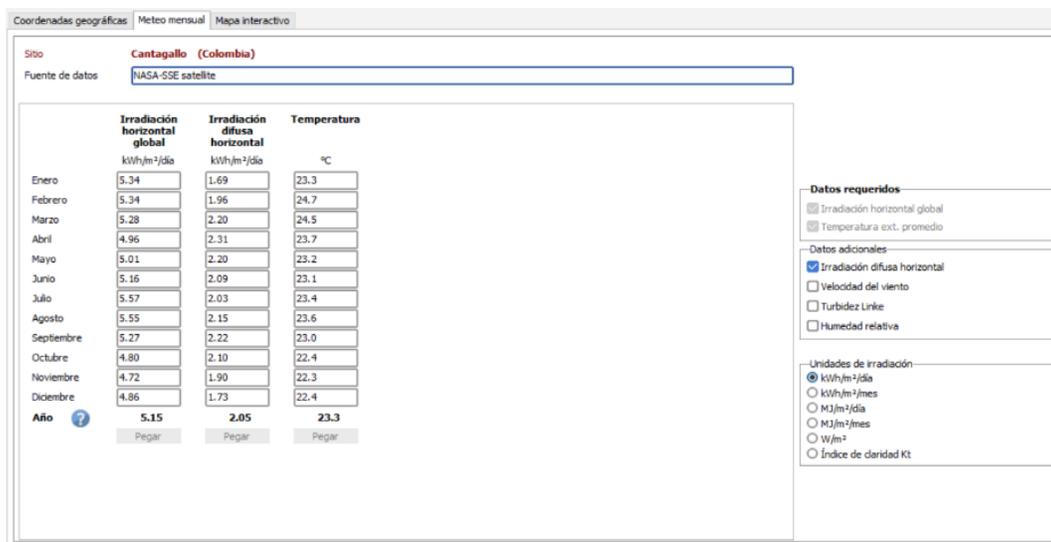
Longitud: (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud: M por encima del nivel del mar

Zona horaria: Corresponde a una diferencia promedio
Hora Legal - Hora Solar = 0h -3m

Importación de datos meteo

Meteororm 8.0 NASA-SSE PVGIS TMY Versión NREL / NSRDB TMY Solcast TMY SolarAnywhere® TGY



Nota: Resultados obtenidos del programa de Estimaciones y Proyecciones Energéticas -PVsyst 7.2

Figura 24

Horas de sol pico vs kilovatio hora Campo Cantagallo



De acuerdo con la información de cada uno de los criterios, se selecciona el campo brisas en Aipe Huila por poseer un índice de irradiación alta horizontal global alto (4,42) y de irradiación difusa (2,15); solo superado por el campo Cantagallo (5,15), pero con mejores desempeños en consumo de energía y producción.

Vale mencionar, que de acuerdo a las exigencias de la regulación colombiana sobre la implementación de este tipo de sistemas, se encuentran las resoluciones CREG 015 y la CREG

030 del 2018, en el caso de la primera corresponde a la distribución energética como nuevo marco regulatorio, donde se establecen unos tópicos basados en índices de calidad para prestar el servicio de energía, además de determinar unos criterios que permitan reducir pérdidas a cambio de la expansión energética mediante planes de inversión que conlleven a tener un sistema eficiente y de crecimiento. En el caso de la segunda resolución se reglamentan proyectos de generación solar fotovoltaica como energía distribuida y la autogeneración de energía (Electrohuila, 2019)

Asimismo, Electrohuila (2019, pp. 32-33) señala que la normativa establece los siguientes objetivos estratégicos como planes a futuro:

- Generar energía eléctrica con fuentes renovables
- Expandir y mejorar la infraestructura eléctrica
- Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio
- Reducir las pérdidas de energía
- Incrementar la participación en el mercado de energía eléctrica
- Reestructuración organizacional
- Atender integralmente al cliente
- Desarrollar tecnologías de la información y las comunicaciones
- Crecer organizacionalmente
- Mejorar la competitividad empresarial
- Fortalecer la gestión corporativa con los grupos de interés

4. Diseño de un sistema fotovoltaico para la complementación de un porcentaje de energía utilizada en el campo Brisas (Aipe, Huila)

Para el desarrollo de este apartado en relación a los cálculos de las fórmulas principalmente y en el procedimiento para diseñar el sistema fotovoltaico, se consideró la investigación realizada por Lamilla (2020). En la tabla 2 se presenta la demanda energética del campo brisas donde se puede apreciar el consumo de la batería, los pozos y el campo en general. Las alternativas a tomar en cuenta fueron: complementar el consumo de energía de solo la batería, solo los pozos y el campo completo.

Tabla 2

Demanda energética mensual Campo Brisas

Etiquetas de fila	Suma de ene-22	Suma de feb-22	Suma de mar-22	Suma de abr-22
BRISAS	124.481	118.311	154.465	140.361
Batería	56.582	53.778	70.211	63.801
Pozos BES	18.519	17.675	23.500	20.976
Pozos PCP	6.173	5.892	7.833	6.992
Pozos UBM	43.207	40.967	52.920	48.593

Nota: consumos energéticos meses de enero a abril, 2022, pozos Campo Brisas.

4.1 Dimensionamiento del sistema solar para cada una de las alternativas

Para generar el cálculo de las horas solares pico (HSP) se requiere conocer la irradiación global diaria.

Horas de Sol Pico HSP:

$$HSP = \frac{\text{Irradiacion global diaria}}{1.000 \frac{W}{m^2}}$$

$$HSP = \frac{4.42 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}}{1.000 \frac{W}{m^2}}$$

$$HSP = 4.42 h$$

4.2 Batería

Se calcula el promedio de energía consumida por la sección de Campo Brisas denominada batería.

$$\text{Consumo promedio} = \frac{(56.582 + 53.778 + 70.211 + 63.801)kWh}{4 \text{ meses}}$$

$$\text{Consumo promedio} = 61.093 \frac{kWh}{mes}$$

Potencia del sistema solar para la batería.

$$Pp = \frac{Ed}{HSP}$$

Donde

Pp: Potencia del sistema solar

Ed: Energía diaria

HSP: Horas de sol pico

$$Ed = \frac{61.093 \frac{kWh}{mes}}{30 \text{ días}} = 2036,43 \frac{kWh}{día}$$

$$Pp = \frac{2036,43 \frac{kWh}{día}}{4,42 \text{ h}}$$

$$Pp = 460.73 \text{ kWp}$$

Se sobre dimensiona un 10% ya que el sistema no funciona con una eficiencia del 100%

$$Pp = 460.73 \text{ kWp} * 1.1$$

$$Pp = 506,8 \text{ kWp}$$

4.3 Pozos

Se realiza el cálculo del promedio de energía consumida por los pozos.

$$\text{Consumo promedio} = \frac{(67.899 + 64.534 + 84.253 + 76.561)kWh}{4 \text{ meses}}$$

$$\text{Consumo promedio} = 73.311,75 \frac{kWh}{mes}$$

Potencia del sistema solar para los pozos

$$Pp = \frac{Ed}{HSP}$$

Donde

Pp: Potencia del sistema solar

Ed: Energía diaria

HSP: Horas de sol pico

$$Ed = \frac{73.311,75 \frac{kWh}{mes}}{30 \text{ días}} = 2443,73 \frac{kWh}{día}$$

$$Pp = \frac{2443,73 \frac{kWh}{día}}{4,42 \text{ h}}$$

$$Pp = 552.88 \text{ kWp}$$

Se sobre dimensiona un 10% ya que el sistema no funciona con una eficiencia del 100%

$$Pp = 552.88 \text{ kWp} * 1.1$$

$$Pp = 608,17 \text{ kWp}$$

4.4 Campo

En este caso se calcula el promedio de energía consumida en los meses de enero a abril.

$$\text{Consumo promedio} = \frac{(124.481 + 118.311 + 154.465 + 140.361)kWh}{4 \text{ meses}}$$

$$\text{Consumo promedio} = 134.404 \frac{kWh}{mes}$$

Potencia del sistema solar para el campo

$$Pp = \frac{Ed}{HSP}$$

$$Ed = \frac{134.404 \frac{kWh}{mes}}{30 \text{ días}} = 4480,13 \frac{kWh}{día}$$

$$Pp = \frac{4480,13 \frac{kWh}{día}}{4.42 h}$$

$$Pp = 1013,6 kWp$$

Se sobre dimensiona un 10% ya que el sistema no funciona con una eficiencia del 100%

$$Pp = 1013,6 kWp * 1.1$$

$$Pp = 1114,96 kWp$$

En la tabla 3 se muestran las tres potencias de los sistemas solares.

Tabla 3

Potencia de los sistemas solares

Potencia del sistema solar	
Batería	506,8 kWp
Pozos	608,17 kWp
Campo	1114,96 kWp

Por ser sistemas solares tan grandes se decide abastecer la demanda de los pozos. La demanda equivale al 54,55% de la demanda de energía del campo.

4.5 Panel solar

Se seleccionaron paneles solares de la marca JA Solar, ya que está presente en más de 100 países, son usados ampliamente en plantas fotovoltaicas, negocios y cubiertas es confiable, además tienen una vida útil de 25 años y son resistentes a ambientes fuertes. Específicamente se escogió el panel solar JAM72-S30-550-MR figura 25 el cual es un panel monocristalino de 550 watts de potencia además en la figura 26 se evidencia su ficha tecnica.

Figura 25

Panel solar JAM72S30 525-550 MR



Nota: Imagen tomada de Alibaba (2022). JAM72S30 525-550/MR Solar Panel 550w 545w 540w 535w 530w with Good Price.

Para determinar el número de panel a utilizar se debe dividir la potencia del sistema solar con la potencia de un panel, entonces se tiene que:

$$\text{Cantidad de paneles} = \frac{608 \text{ kW}}{0.55 \text{ kW}}$$

$$\text{Cantidad de paneles} = 1105$$

4.6 Selección de inversor

La selección del inversor precisa definir parámetros de salida de la configuración de los paneles solares que corresponden a valores máximos y mínimos de corriente y tensión, y la potencia total que generará el inversor.

4.6.1 Cálculo de temperatura máxima y mínima

Para realizar el cálculo de las tensiones y corrientes máximas y mínimas se hace una estimación de la temperatura a la que trabajará la celda solar, según la ficha técnica del fabricante el valor de la temperatura en condiciones NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) es de 45°C, entonces se calcula la temperatura prevista en el panel solar de la siguiente manera:

$$T_{cell} = T^{amb} + (T^{NOCT} - 20^{\circ}C) * \frac{E}{800 \frac{W}{m^2}}$$

E es la irradiación solar promedio, expresada en W/m^2 , es decir, 1000 W/m^2 , la temperatura mínima promedio en Neiva es de 22°C según el IDEAM, en este sentido, la temperatura mínima de la celda será:

$$T_{cellMin} = 22^{\circ}C + (45^{\circ}C - 20^{\circ}C) * \frac{1000 \frac{W}{m^2}}{800 \frac{W}{m^2}}$$

$$T^{\circ}CellMin = 53,25^{\circ}C$$

La temperatura máxima promedio en Neiva es 35°C según el IDEAM, entonces la temperatura máxima de la celda será:

$$T_{cellMax} = 35^{\circ}C + (45^{\circ}C - 20^{\circ}C) * \frac{1000 \frac{W}{m^2}}{800 \frac{W}{m^2}}$$

$$T^{\circ}CellMax = 66,25^{\circ}C$$

Dados los valores de temperatura máxima y mínima se calculan tensiones y corrientes máximas y mínimas.

4.6.2 Cálculo de tensión en circuito abierto con temperatura máxima y mínima

La ecuación para calcular la tensión del sistema, basado en su coeficiente de temperatura es la siguiente:

$$PVVOC(V, T) = (Voc + [(T^{\circ}cell - 25^{\circ}C) * \alpha]) * \#Modulos$$

Donde

- $PVVOC$: Tensión máxima del sistema.
- Voc : Es la tensión en circuito abierto del módulo en Volts.
- $T^{\circ}cell$: Es la temperatura de la celda solar en °C
- α : Es el coeficiente de pérdidas de tensión por temperatura del módulo, expresado en V/°C.

4.6.3 Cálculo de tensión con temperatura mínima promedio

Se calcula la tensión máxima con temperatura ambiente mínima promedio, esta temperatura en Neiva es de 22°C, este panel tiene pérdidas de V_{oc} de 0,275%/°C, es decir pierde 0,137225 V/°C, según los datos del fabricante en la sección características de temperatura, este valor se obtiene de multiplicar el V_{oc} por las pérdidas de tensión por temperatura asociadas al panel.

$$PVV_{ocMax}(V, T) = \left(49,9V + \left[(T^{ocellMin} - 25^{\circ}C) * -0,137225 \frac{V}{^{\circ}C} \right] \right) * 17$$

$$PVV_{ocMax}(V, T) = \left(49,9V + \left[(53,25^{\circ}C - 25^{\circ}C) * -0,137225 \frac{V}{^{\circ}C} \right] \right) * 17$$

$$PVV_{ocMax}(V, T) = \left(49,9V + \left[(28,25^{\circ}C) * \left(-0,137225 \frac{V}{^{\circ}C} \right) \right] \right) * 17$$

$$PVV_{ocMax}(V, T) = (49,9V - 3,8766V) * 17$$

$$PVV_{ocMax}(V, T) = 782,398 V$$

4.6.4 Cálculo de tensión con temperatura máxima promedio

Se realiza el mismo cálculo para la temperatura ambiente máxima promedio en Neiva que es 35 °C para encontrar la tensión mínima.

$$PVV_{ocMin}(V, T) = \left(49,9V + \left[(T^{ocellMax} - 25^{\circ}C) * -0,137225 \frac{V}{^{\circ}C} \right] \right) * 17$$

$$PVV_{ocMin}(V, T) = \left(49,9V + \left[(66,25^{\circ}C - 25^{\circ}C) * -0,137225 \frac{V}{^{\circ}C} \right] \right) * 17$$

$$PVV_{ocMin}(V, T) = \left(49,9V + \left[(41,25^{\circ}C) * \left(-0,137225 \frac{V}{^{\circ}C} \right) \right] \right) * 17$$

$$PVV_{ocMin}(V, T) = (49,9V - 5,6605V) * 17$$

$$PVV_{ocMin}(V, T) = 752,072 V$$

4.6.5 Cálculo de corriente en corto circuito con temperatura máxima y mínima

La ecuación para calcular la corriente del sistema, basado en su coeficiente de temperatura es la siguiente:

$$P_{visc}(I^{\circ}C) = (RatedI_{sc} + [(T_{cell} - 25^{\circ}C) * \alpha]) * \#ModulosEnParalelo$$

Donde:

- Rated I_{sc}: Es la corriente en corto circuito del módulo (Amperios)
- T_{cell}: Es la temperatura mínima promedio en °C
- α: Es el coeficiente de pérdidas de corriente por temperatura del módulo expresado en A/°C
- Módulos En Paralelo: Número de ramas conectadas en paralelo

4.6.6 Cálculo de corriente máxima con temperatura mínima promedio

La temperatura ambiente mínima promedio en Neiva es de 22°C, el panel tiene pérdidas de I_{sc} de 0,045%/°C, es decir 0,005026 A/°C, según los datos del fabricante, en la sección características de temperatura, el valor se obtiene de multiplicar la I_{sc} por las pérdidas de corriente por temperatura asociadas al panel.

$$P_{Visc}(A^{\circ}C) = \left\{ 11.17A + \left[(T_{cellMin}^{\circ}C - 25^{\circ}C) * 0,005026 \frac{A}{^{\circ}C} \right] \right\} * 7$$

$$P_{Visc}(A^{\circ}C) = \left\{ 11.17A + \left[(53,25^{\circ}C - 25^{\circ}C) * 0,005026 \frac{A}{^{\circ}C} \right] \right\} * 7$$

$$P_{Visc}(A^{\circ}C) = \left\{ 11.17A + \left[(28,25^{\circ}C) * 0,005026 \frac{A}{^{\circ}C} \right] \right\} * 7$$

$$P_{Visc}(A^{\circ}C) = \{ 11.17A + 0,1219A \} * 7$$

$$P_{Visc}(A^{\circ}C) = 11,2919A$$

4.6.7 Cálculo de corriente máxima con temperatura máxima promedio

La temperatura ambiente máxima promedio en Neiva es 35°C según el IDEAM, con un coeficiente $\alpha=0,005026 \text{ A/}^\circ\text{C}$ según los datos del fabricante.

$$P_{Visc}(A^\circ C) = \left\{ 11.17A + \left[(T_{cellMax}^\circ C - 25^\circ C) * 0,005026 \frac{A}{^\circ C} \right] \right\} * 7$$

$$P_{Visc}(A^\circ C) = \left\{ 11.17A + \left[(66,25^\circ C - 25^\circ C) * 0,005026 \frac{A}{^\circ C} \right] \right\} * 7$$

$$P_{Visc}(A^\circ C) = \left\{ 11.17A + \left[(41,25^\circ C) * 0,005026 \frac{A}{^\circ C} \right] \right\} * 7$$

$$P_{Visc}(A^\circ C) = \{ 11.17A + 0,2073A \} * 7$$

$$P_{Visc}(A^\circ C) = 11,3773A$$

Se seleccionó el inversor Tauro ECO 100-3-P marca Fronius figura 27 ya que es una de las empresas líderes a nivel mundial en productos solares.

Figura 27

Inversor Tauro ECO 100-3-P marca Fronius



Nota: Imagen tomada de Fronius Tauro Eco (2022). Tauro ECO 100-3-P.

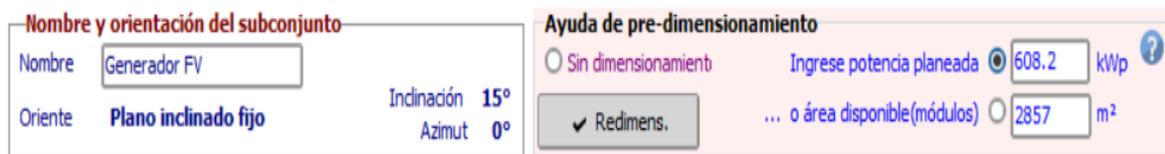
4.7 Definición de sistema fotovoltaico mediante software PVsyst

Para realizar la simulación de un sistema conectado a la red en PVsyst se debe realizar los siguientes pasos.

- Proporcionar las coordenadas geográficas del lugar del proyecto con la cual el software importara la climatología de la base de datos del satélite de la NASA
- Definir la orientación de los paneles, para el proyecto los paneles se inclinarán 15° apuntando hacia el sur esto quiere decir que la parte alta del panel estará en el norte y la parte baja hacia el sur.
- Introducir la potencia del proyecto que se calculó 608,2 kw

Figura 28

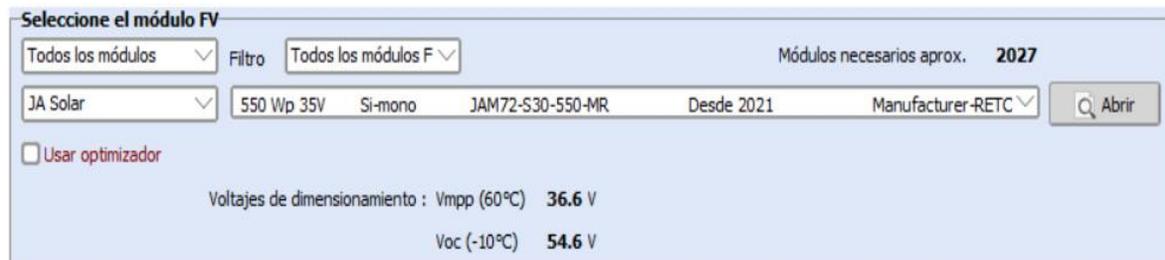
Simulación de sistema fotovoltaico mediante software PVsyst



Se selecciona el módulo fotovoltaico, el cual se debe colocar la marca JA Solar y posteriormente la referencia la cual es JAM72-S30-550-MR.

Figura 29

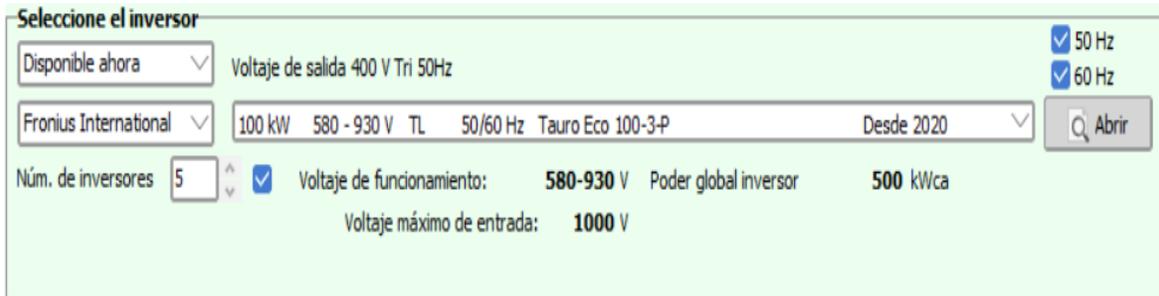
Selección del módulo



Se selecciona el inversor, se requiere elegir la marca Fronius y luego la referencia la cual es Tauro ECO 100-3-P.

Figura 30

Selección del inversor



En este punto PVsyst entrega el sistema de los paneles en serie y en cadena, los cuales satisfacen la potencia calculada y la potencia y tensión DC del inversor, además del número de módulos y el área que ocuparían.

Figura 31

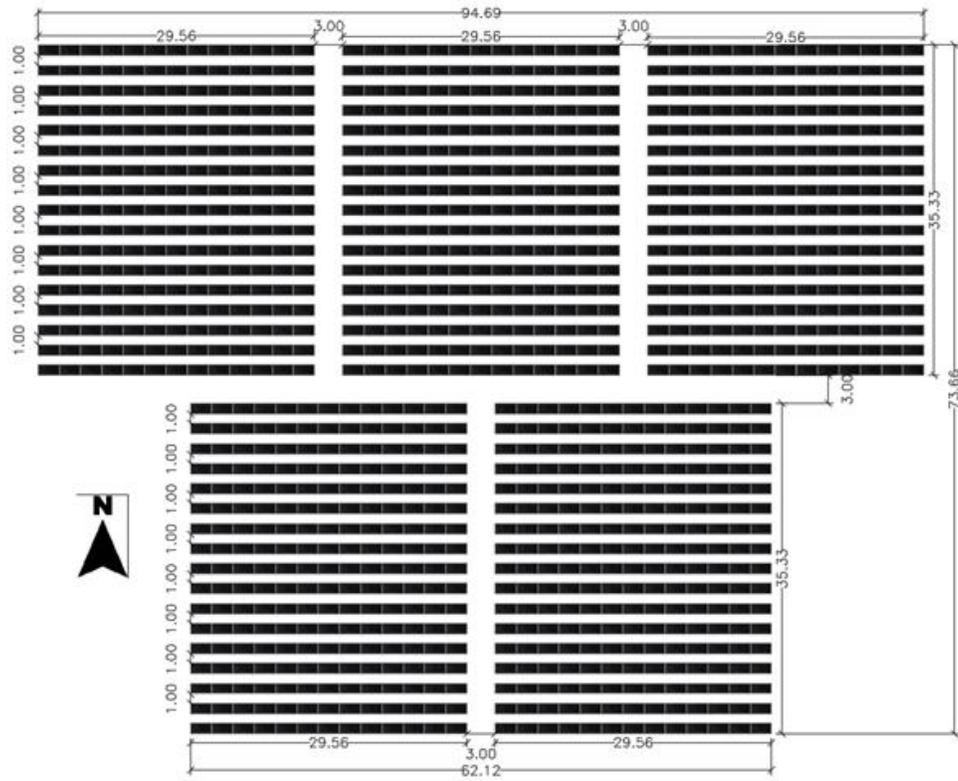
Resultados de la simulación



El sistema fotovoltaico cuenta con 17 módulos en serie y 65 en cadena, siendo un total de 1105 módulos solares, los cuales quedaran distribuidos como muestra la figura 32.

Figura 32

Sistema de paneles solares



Nota: Elaborado en autocad, 1105 paneles distribuidos en cinco áreas.

5. Análisis técnico y económico de la viabilidad de la implementación

En este capítulo se realiza el análisis técnico y económico de la viabilidad de la implementación contemplando lo desarrollado por Jiménez y de la Cruz (2014).

5.1 Cálculo de costos

Para realizar el cálculo del retorno de la inversión, se deben obtener los costos asociados de los materiales, paneles solares, inversores, cable y demás elementos que constituyen el sistema solar fotovoltaico. Estos costos fueron obtenidos en páginas web de distribuidores de estos equipos y se estimó el valor de los elementos electrónicos y de la ingeniería e instalación y fueron condensados en la tabla 4.

Tabla 4

Costos sistema fotovoltaico

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio
Panel solar	1105	\$ 998,000	\$ 1,102,790,000
inversor	5	\$ 26,000,000	\$ 130,000,000
elementos electrónicos	1	\$ 50,000,000	\$ 50,000,000
estructura	1105	\$ 400,000	\$ 442,000,000
ingeniería e instalación	1	\$ 80,000,000	\$ 80,000,000
TOTAL			\$ 1,804,790,000

5.2 Cálculo de retornos de la inversión

Para calcular el retorno de la inversión se calcula el precio del sistema solar en toda su vida útil, esto con el fin de calcular el costo nivelado de la energía o LCOE por sus siglas en inglés

Levelized Cost Of Energy. Para calcular el precio del sistema solar a lo largo de su vida útil se tienen en cuenta dos parámetros adicionales que son, los costos asociados a mantenimiento y operación, en este caso se asumió el 10% del valor del sistema solar y los costos por cambios de equipo; dado que los inversores tienen una vida útil de 15 años, esto se indica en la tabla 5.

Tabla 5

Costo del proyecto (25 Años)

Costo inicial del proyecto	\$ 1,804,790,000
Cambio de inversores (Año 14)	\$ 130,000,000
Operación y mantenimiento	\$ 180,479,000
Costo del ciclo de vida del proyecto solar	\$ 2,115,269,000

Teniendo claro cuánto costará el sistema solar, se procede a realizar el cálculo del LCOE, o *Levelized cost of energy*, o el costo nivelado de electricidad, que es una medida del costo neto promedio de generación de electricidad para una planta generadora durante su vida útil, es decir, cuánto costará producir 1 kWh con nuestro sistema solar.

$$LCOE = \frac{\text{Costo del ciclo de vida del proyecto solar}}{\text{Producción de energía de vida por el proyecto solar.}}$$

LCOE es el costo del proyecto solar sobre la energía que generará a lo largo de toda su vida útil. Se debe calcular la producción de energía de vida por el proyecto solar lo cual se hace de la siguiente manera:

$$Energía_{Anual} = HSP \times Potencia\ panel \times Número\ de\ paneles \times 365\ días$$

$$Energía_{Anual} = 4,42h \times 550W \times 1105 \times 365$$

$$Energía_{Anual} = 980.483kW$$

Se tiene en cuenta que la generación de energía disminuye a razón de 0,5% anualmente como muestra la ficha técnica del fabricante, la tabla 6 muestra la estimación de generación año tras año y la generación total en 25 años.

Tabla 6

Producción de energía de vida por el proyecto solar

Año	kW sistema al año	Año	kW sistema al año
1	980,483	14	918,928
2	975,605	15	914,356
3	970,751	16	909,807
4	965,922	17	905,28
5	961,116	18	900,776
6	956,334	19	896,295
7	951,576	20	891,836
8	946,842	21	887,399
9	942,132	22	882,984
10	937,444	23	878,591
11	932,78	24	874,22
12	928,14	25	869,87
13	923,522	Total	23,102,990

El precio por kW para el sistema es:

$$LCOE = \frac{2,115,269,000 \text{ COP}}{23,102,990 \text{ kWh}}$$

$$LCOE = 91.55 \frac{\text{COP}}{\text{kWh}}$$

Una vez encontrado el valor de generación por kWh se contrastará con el valor comercial de un kWh suministrado por el operador de red local.

El valor del kWh que se le cobra a la Ecopetrol, por parte del operador de red, está clasificado como nivel III; se recopilaron los datos del valor del kWh mes a mes desde el año 2018 hasta el 2021, con el fin de ver el crecimiento anual de la tarifa del kWh y así realizar una proyección del incremento del valor del mismo en los próximos años. Los datos recopilados se condensan en la tabla 7. Estos datos fueron tomados de la página del operador de red Electrohuila.

El valor del kWh mostrado no es el real debido a que Ecopetrol y Electrohuila tienen un acuerdo de precio y es confidencial.

Tabla 7

Tarifa (COP/kWh)

Mes	2018	2019	2020	2021
Enero	322.28	382.25	377.57	420.8
Febrero	335.08	388.92	410.61	427.67
Marzo	363.26	393.31	454.07	439.08
Abril	361.95	380.96	467.3	428.55
Mayo	354.41	374.34	446.36	437.62
Junio	371.03	383.57	417.88	445.51
Julio	377.89	389.22	410.96	469.45
Agosto	386.76	391.29	423.58	492.29
Septiembre	392.85	395.18	425.43	493.24
Octubre	389.86	383.92	438.93	486.66
Noviembre	391.3	380.02	434.22	492.92
Diciembre	389.88	370.04	419.28	499.62
Promedio	369.7	384.4	427.2	461.1

Nota: Recopilación precio del kWh desde el año 2018

Con estos datos se observó cómo incrementó el precio del kWh anualmente, esto se muestra en la tabla 8.

Tabla 8

Incremento del valor del kWh

Periodo	2019	2020	2021	PROMEDIO
<i>incremento % COP/kWh anual</i>	3.98%	11.12%	7.94%	7.68%

Tabla 9
Evaluación económica

Años	Generación anual del sistema	Precio kWh anual Electrohuila	Ahorro por energía FV Autoconsumo	Flujo de caja
0	-	-	-	-\$ 2,115,269,000
1	980,483	496.5	\$ 486,809,810	-\$ 1,628,459,191
2	975,605	534.6	\$ 521,588,859	-\$ 1,106,870,332
3	970,751	575.7	\$ 558,852,620	-\$ 548,017,712
4	965,922	619.9	\$ 598,778,608	\$ 50,760,896
5	961,116	667.5	\$ 641,557,020	\$ 692,317,916
6	956,334	718.8	\$ 687,391,641	\$ 1,379,709,557
7	951,576	774.0	\$ 736,500,815	\$ 2,116,210,372
8	946,842	833.4	\$ 789,118,485	\$ 2,905,328,857
9	942,132	897.4	\$ 845,495,308	\$ 3,750,824,165
10	937,444	966.4	\$ 905,899,849	\$ 4,656,724,013
11	932,78	1040.6	\$ 970,619,858	\$ 5,627,343,871
12	928,14	1120.5	\$ 1,039,963,644	\$ 6,667,307,515
13	923,522	1206.5	\$ 1,114,261,545	\$ 7,781,569,060
14	918,928	1299.2	\$ 1,193,867,494	\$ 8,975,436,554
15	914,356	1399.0	\$ 1,279,160,714	\$ 10,254,597,267
16	909,807	1506.4	\$ 1,370,547,519	\$ 11,625,144,786
17	905,28	1622.1	\$ 1,468,463,252	\$ 13,093,608,039
18	900,776	1746.7	\$ 1,573,374,358	\$ 14,666,982,397
19	896,295	1880.8	\$ 1,685,780,606	\$ 16,352,763,002
20	891,836	2025.3	\$ 1,806,217,469	\$ 18,158,980,471
21	887,399	2180.8	\$ 1,935,258,677	\$ 20,094,239,149
22	882,984	2348.3	\$ 2,073,518,949	\$ 22,167,758,098
23	878,591	2528.7	\$ 2,221,656,920	\$ 24,389,415,017
24	874,22	2722.9	\$ 2,380,378,280	\$ 26,769,793,297
25	869,87	2932.0	\$ 2,550,439,136	\$ 29,320,232,432

La tabla 9 consta de 5 columnas, la primera corresponde a cada año, desde el año 0 hasta el año 25, que corresponde a la vida útil del proyecto. Por su parte la columna 2 es la generación del sistema solar año tras año, comenzando desde 980.483 kWh, disminuyendo a razón de 0,5% anual que corresponde a la degradación que tienen los paneles especificada en la hoja de datos por el fabricante. La tercera columna es el valor del kWh del operador de red Local, es decir, Electrohuila, comenzando desde la proyección del valor promedio del kWh para el valor 2022, el cual es alrededor de 496,5 COP, incrementando este valor a razón de 7,68% que corresponde a la

estimación del incremento promedio que tendrá la tarifa del kWh, basados en los valores recopilados de años anteriores. En la cuarta columna se muestra el ahorro esperado para el campo por concepto de autogeneración, es decir, el ahorro que representará la energía generada por el sistema solar, esto es, la generación del sistema solar en ese año por la tarifa para un usuario oficial en nivel III del kWh en ese año. La quinta columna corresponde al flujo de caja, empezando desde la deuda que se tiene a causa de la inversión para la instalación, a medida que se avanza año tras año se resta de la deuda el ahorro obtenido por la energía generada; en esta columna se observa que en el año 3 se tendrá una deuda de 548.017.712 de pesos y en el año 4 se tendrá saldo a favor, para saber específicamente en qué fracción de tiempo entre 3 y 4 años se realizará el retorno de la inversión se hace la siguiente relación.

$$\text{Fraccion de tiempo} = \frac{\text{Deuda Actual}}{\text{Ahorro por generacion durante el año en curso}}$$

$$\text{Fraccion de tiempo} = \frac{548.017.712 \text{ COP}}{598.778.608 \text{ COP}}$$

$$\text{Fraccion de tiempo} = 0,91$$

Para obtener esta fracción de tiempo se tiene en cuenta que en el año 3 se tendrá una deuda de 548.017.712 COP y el sistema solar generará un ahorro en el año siguiente de 598.778.608 COP. En este sentido, al cabo de 3,91 años se recuperará la inversión realizada en el proyecto, considerando que el saldo a favor se obtiene en los periodos de 3 y 4 años.

A continuación, se anexa la figura 33 que muestra el comportamiento del flujo de caja en los 25 años que se proyectó la evaluación financiera y posteriormente la figura 34 que muestra los costos del antes y después de la implementación de la energía solar.

Figura 33

Flujo de caja

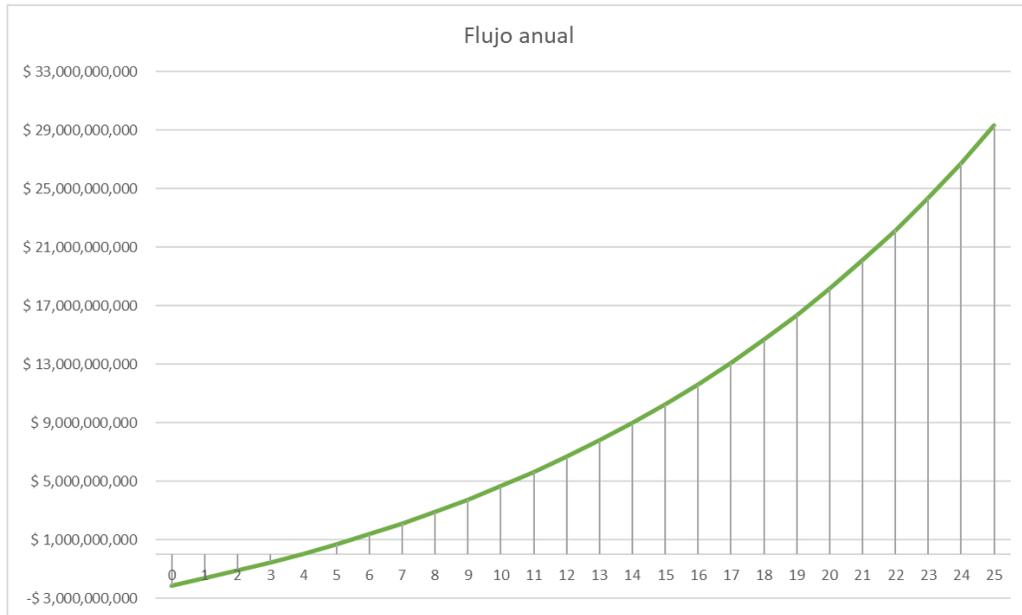
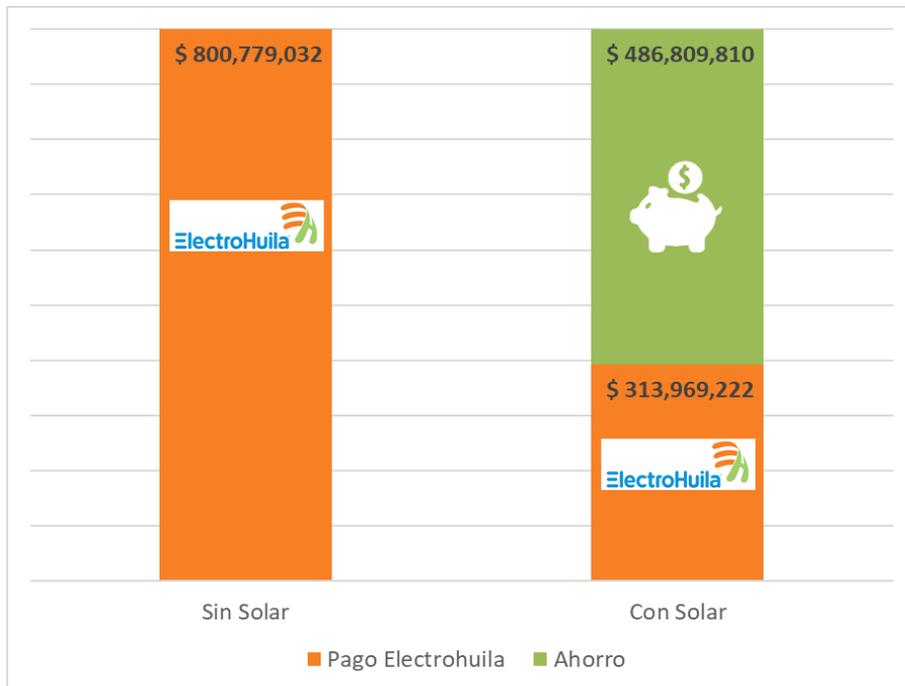


Figura 34

Costos del antes y después de la implementación de la energía solar



6. Conclusiones

Ecopetrol y su zona de operación en el Campo Brisas de Aipe (Huila) cuentan con un alto potencial de irradiación solar lo cual tiene una buena perspectiva de generación de energía permanente, continua, limpia ambientalmente, proveniente de una fuente inagotable y sin costos, en sintonía con la necesidad de implementar energías de origen no fósil dentro de la llamada transición energética.

El sistema de energía fotovoltaico en el Campo Brisas es una solución adecuada para un yacimiento en estado de madurez, en donde es necesario abaratar los costos energéticos para tener sostenibilidad financiera en la operación; se diseñó un sistema con 1105 paneles solares, con una potencia pp de 608,2 KWp, con un promedio anual de 4,42 KWh/M2-día, ajustado a condiciones de latitud, longitud, altitud (400 msnm) y velocidad del viento (1,6 m/s).

El módulo fotovoltaico seleccionado es JAM72-S30-550-MR, con sistema fotovoltaico de 17 módulos en serie y 65 en cadena, la inversión económica asciende a \$2.115.269.000 y el tiempo de retorno de esta inversión es de 3,91 años.

Referencias Bibliográficas

- Aceros et al (2019). *Prospectiva energética Colombia 2050*. Ediciones UIS.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH (2016). *Producción mensual de petróleo*.
www.anh.gov.co/operaciones_regalias_participaciones
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH (2017). *Acuerdo 02 de 2017. Anexo 1. Glosario de términos y equivalencias*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2018). ANH - Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos – Área Continental. <https://cutt.ly/6BfWPOK>
- Alibaba (2022). JAM72S30 525-550/MR Solar Panel 550w 545w 540w 535w 530w with Good Price. <https://bit.ly/3yr7NOo>
- Álvarez Carreño, S. Y., y Duran Rondón, M. F. (2019). Análisis del uso de energía solar y eólica como fuente de energía eléctrica para la operación de un campo petrolero [Tesis Doctoral, Universidad Industrial de Santander]. <https://cutt.ly/vNpqUWX>
- Amaya, M., Amaya, R., Castaño, H., Lozano, E., Rueda, C. F., Elphick, J., Gambaretto, W., Márquez, L., Olarte Caro, D. P., Peralta-Vargas, J., y Velásquez Marín, A. J (2010). Casabe: revitalización de un campo maduro. *Oilfield Review Primavera*.
- Angarita, A. y Silva, A. (2018). *Evaluación técnico-financiera del diseño de un sistema híbrido fotovoltaico como fuente de energía alternativa para el alumbrado de un campo de estudio en la cuenca Llanos Orientales* [Tesis de grado, Fundación Universidad de América] <https://cutt.ly/RBfUKCw>
- Área Tecnología (2022). Energía solar fotovoltaica. <https://bit.ly/2VeiTkh>
- Arancibia Bulnes, C. y Best y Brown, R. (2010). Energía del sol. <https://bit.ly/2DLFVr7>

- Barbosa-Urbano, J., Santamaría, W. G., Mayorga, M. A., & García-Reyes, D. M. (2014). Iluminación con energía solar fotovoltaica para autoservicios en Bogotá. *Ingenio Magno*, 5(1), 81-94. <https://cutt.ly/CNo9mzL>
- Blas Martínez, D. (2011). *Energía Solar Fotovoltaica, Instalación de paneles fotovoltaicos en Bosal S.A.* [Proyecto fin de carrera, Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza]. <https://bit.ly/3SQMtKu>
- Castillo Vargas, I. C. (2018). Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo del campo Yaguará (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).
- Celis Ospina, J.M., Escobar Jaramillo, B., Jaramillo Ramos, J.E. y Montoya Giraldo, J. (2020). El efecto fotoeléctrico. <https://cutt.ly/WBd2pl8>
- Comunidad de Madrid. (s.f). Diagnóstico tecnológico: Análisis Económico. <https://cutt.ly/CBfRTwk>
- Convenio CPIP- ACIPET (2022). Caracterización del sector catálogo de cualificaciones extracción de petróleo y gas. Catálogo de Cualificaciones. <https://cutt.ly/IVV5NtX>
- Cornejo Lalapú, H.A. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno Infantil De La Universidad de Piura* [Tesis de grado, Universidad de Piura]. <https://cutt.ly/KBfuJTp>
- Cruz Dionicio, J.S. (2019). *Análisis de una alternativa química no convencional para optimizar el factor de recobro en el campo Yaguará mediante simulación numérica* [Tesis de grado, Fundación Universidad de América]. <https://cutt.ly/aBh5SID>
- ECOPETROL (2022). El petróleo y su mundo. <https://bit.ly/3RNUCOF>
- Electrohuala. (2019). Reporte integrado 2018. Transmitimos energía. <https://cutt.ly/2NpO4ID>

- Espitia, C. (2017). *Guía metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia* [Tesis de Maestría, Universidad de Santander]
- Fundación Endesa (2022). *Central Solar*. <https://cutt.ly/4BfSbat>
- García, P. (2022). *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Prentice Hall.
- Gobierno de México. (2016). *Sistemas Fotovoltaicos Autónomos e Interconectados a Red*.
<https://cutt.ly/pBd8Ref>
- Green Power. (2022). *Módulo fotovoltaico*. <https://bit.ly/3RWGH8Y>
- Grupo de Nuevas Actividades Profesionales. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica*.
<https://www.coit.es>
- Hernández Gallegos, R. (2017). *Análisis de factibilidad para la instalación de un sistema de energía limpia mediante celdas fotovoltaicas para la alimentación eléctrica del edificio 4 en el ITSLV*. [Tesis de grado, Centro de Investigación y Asistencia Técnica del Estado de Querétaro]. <https://cutt.ly/ZBjs6Yh>
- Herrera Báez, C.A. y Jiménez Pineda, D.A. (2018). *Evaluación técnico financiera de la selección de un trazador para la comunicación entre el pozo inyector Brisas 1 y los pozos productores del campo brisas en la cuenca del Valle Superior Del Magdalena*. [Tesis de grado, Fundación Universidad de América]. <https://cutt.ly/JBjwkTf>
- Higuita Petrel, C.D. (2021). *Diseño de Sistema Solar Fotovoltaico Aislado e Individual en el Corregimiento Bocas del Atrato – Turbo* [Tesis de grado, Universidad de Antioquia].
<https://cutt.ly/oBfmyNA>
- International Energy Agency. (2011). *Solar Energy Perspectives*. Renewable Energy.
<https://stanford.io/3fQMK1n>

IRENA (2020). *Perspectivas mundiales de las energías renovables. Transformación energética de aquí a 2050*. <https://bit.ly/3xx505L>

Jasolar (2021). Panel JAM72S30. <https://bit.ly/3fWkvym>

Jiménez, L. y de la Cruz, M. (2014). *Evaluación técnica y financiera del montaje de una planta solar fotovoltaica de 300 kw de potencia en la gerencia Refinería Barrancabermeja*. [Tesis de especialización, UNAB]. <https://cutt.ly/EBfTklp>

Jiménez, R., Castro, R., Maya, G., Pérez, R., Delgadillo, C., García, H., León, J. y Cárdenas, F. (2017). Análisis comparativo de los procesos de inyección en polímeros ejecutados en Colombia. Acipet. <https://cutt.ly/vBjrYQx>

Lamilla, M. (2020). Diseño de sistema solar PV TIED GRID para el bloque de economía y administración de la Universidad Surcolombiana. <https://cutt.ly/3BfYQwG>

Mr. Watt (2022). Cómo funciona una celda solar. <https://bit.ly/3SS8PuT>

Moreno López, M.A. y Vargas Vargas, L.I. (2019). *Determinación de la configuración del estado mecánico de completamiento, basado en los parámetros de inyección de polímero para la reducción de la degradación mecánica*. [Tesis de grado, Fundación Universidad de América]. <https://cutt.ly/ZBjtTt7>

Newen Solar (2022). Proyectos Solares Fotovoltaicos desconectados de la red (Off Grid). <https://bit.ly/3ehV0XG>

Navarro Martínez, M.A. (2010). *Metodología y análisis comparativo de equipos solares prefabricados indirectos por termosifón*. [Proyecto fin de carrera, Universidad de Sevilla]. <https://bit.ly/3CocKsj>

Osorio Lopera, G. (2007). Desarrollo petrolero Departamento del Meta. Presentación Cámara de Comercio de Villavicencio. La energía de los colombianos. <https://cutt.ly/YNo8XDq>

Pinterest (2022). Diagrama de conexiones de paneles solares on grid. <https://bit.ly/3CmZLat>

Rúa Ramírez¹, Barrera Siabato A.I., Gómez Orduz, M. (2017). Análisis técnico, socioeconómico y ambiental de la electrificación con energía solar fotovoltaica aislada para vivienda rural en Hato Corozal, Casanare, Colombia. *RIAA*, 8(1), 239-248. <https://cutt.ly/mNpZUax>

Rúa-Ramírez, E., Mendoza-Jiménez, I., Torres-Suarez, E., Flórez-Serrano, E., & Serrano-Rico, J. (2021). Banco de pruebas didáctico para aprendizaje y medición del rendimiento de paneles solares fotovoltaicos. *Revista UIS ingenierías*, 20(2), 1-10. <https://cutt.ly/ANo9VyW>

Save Energy. (2020). ¿Cómo se produce la energía solar térmica? <https://saveenergysolar.com/como-se-produce-la-energia-solar-termica/>

Tauro Eco (2022). Tauro ECO 100-3-P. <https://bit.ly/3yr86J2>

Universidad de Murcia. (2022). Energía Solar Térmica. <https://bit.ly/3CkueGi>

Wikimapia (2006). Campo Casabe. <https://bit.ly/3MmrM6G>