

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EL CAMPO PETROLERO RÍO
CRAVO ESTE (RCE) PARA SUPLIR PARCIALMENTE LA GENERACIÓN A
DIESEL, DISMINUIR EL LIFTING COST Y LA HUELLA DE CARBONO

PRESENTADO POR:

ING. CRISTIAN ALEXIS DUCUARA CASTAÑO
ING. LAURA ANDREA CORTES DIAZ

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS
FACULTAD INGENIERÍA AMBIENTAL
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN TECNOLOGÍAS LIMPIAS
BOGOTÁ
2024

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EL CAMPO PETROLERO RÍO
CRAVO ESTE (RCE) PARA SUPLIR PARCIALMENTE LA GENERACIÓN A
DIESEL, DISMINUIR EL LIFTING COST Y LA HUELLA DE CARBONO**

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN
TECNOLOGÍAS LIMPIAS

PRESENTADO POR:

ING. CRISTIAN ALEXIS DUCUARA CASTAÑO
ING. LAURA ANDREA CORTES DIAZ

Trabajo de Grado para optar por el título de:
MAGISTER EN TECNOLOGÍAS LIMPIAS

DIRECTOR
DEIVER SAAVEDRA COTRINA

CODIRECTOR
PAUL YESIK MEDINA CHADID

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS
FACULTAD INGENIERÍA AMBIENTAL
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN TECNOLOGÍAS LIMPIAS
BOGOTÁ
2024

CONTENIDO

pág.

1. INTRODUCCIÓN	8
2. JUSTIFICACIÓN	10
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
4. OBJETIVOS	14
5. MARCO TEÓRICO	15
5.1 INFORMACIÓN CAMPO RCE	15
5.2 CONDICIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN EN RCE	15
5.3 ENERGÍA SOLAR.....	16
5.4 RADIACIÓN SOLAR.....	17
5.5 IRRADIANCIA	17
5.6 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	18
5.7 SIMULADOR PV-SYST	18
5.8 MEDICIÓN DE EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE 20	
5.9 ANALISIS FINANCIERO.....	21
5.10 ENTORNO LEGAL	23
6. METODOLOGÍA	25
6.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	26
6.2 ANÁLISIS DE BASES DE INFORMACIÓN DE POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR DEL CAMPO	27
6.3 DIAGNÓSTICO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA ACTUAL Y FUTURA DEL CAMPO	27
6.4 CÁLCULO DE HUELLA DE CARBONO ACTUAL Y FUTURA DEL CAMPO	27
6.5 DISEÑO DE PANELES SOLARES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO	27
6.6 DETERMINACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA	28
6.7 CÁLCULO DE DISMINUCIÓN DE EMISIONES CO₂ EQUIVALENTE EN EL CAMPO	28
6.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS	28
6.9 DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS AUTORIDAD AMBIENTAL 28	
7. INFORMACIÓN BASE PARA EL DISEÑO	29

8.	CONDICIONES ACTUALES DEL CAMPO.....	32
8.1	IRRADIANCIA SOLAR RCE (KWH/M ² /DÍA):.....	32
8.2	TEMPERATURA AMBIENTE (°C):.....	32
8.3	ORIENTACIÓN Y ÁNGULO DE INCLINACIÓN (°):	34
8.4	POTENCIA DEMANDADA (KWP):.....	35
8.5	TAMAÑO DISPONIBLE EN EL CAMPO	36
8.6	CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA LA GENERACIÓN DEL CAMPO	37
8.7	COSTO COMBUSTIBLE B-12 DIÉSEL.....	38
9.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	40
9.1	TIEMPO DE USO DIARIO	40
9.2	SOMBREADO Y OBSTRUCCIONES (%)	41
9.3	CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO Y SELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	42
9.4	ASPECTOS TÉCNICOS DE DISEÑO	44
9.5	DIAGRAMA UNIFILAR	44
9.6	SELECCIÓN DE INVERSORES.....	45
9.7	SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL SISTEMA HÍBRIDO	46
10.	SIMULACIÓN DEL SISTEMA HIBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO EN PVSYST.....	47
11.	EVALUACIÓN FINANCIERA	53
11.1	RESULTADOS FINANCIEROS CON PvSyst.....	53
11.2	RESULTADOS FINANCIEROS CON EVALUACIÓN EN EXCEL	
	56	
12.	CÁLCULO EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE.....	58
13.	DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS DE LA AUTORIDAD AMBIENTAL PARA LA INSTALACIÓN	61
14.	CONCLUSIONES	64
15.	RECOMENDACIONES.....	66
16.	BIBLIOGRAFÍA	67

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos Data Access Viewer NASA Irradiancia (kW-hr/m2/day)	32
Tabla 2. Demanda de potencia esperada RCE kWp	35
Tabla 3. Resultados simulación PvSyst.....	47
Tabla 4. Especificaciones técnicas Módulo PV	48
Tabla 5. Especificaciones técnicas Inversor	49
Tabla 6. Resultados de pérdidas	49
Tabla 8. Costos de Inversión y OPEX del Sistema.....	54
Tabla 9. Flujo de Caja y Retorno de la Inversión PvSyst.....	55
Tabla 10. Condiciones actuales de generación en RCE	58
Tabla 11. Resultados de medición de emisiones de generadores en RCE	58
Tabla 12. Resultados de medición de emisiones C2Oe total de generadores en RCE	58

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Metodología del trabajo de grado	26
Figura 2. Datos de irradiancia PvSyst bajo información Power NASA	30
Figura 3. Variación de la radiación en 1 día bajo PvSyst	31
Figura 4. Temperaturas medias y precipitaciones Orocué-Casanare	33
Figura 5. Temperaturas máximas Orocué – Casanaré	33
Figura 6. Irradiancia solar para superficies inclinadas orientadas al ecuador kW- hr/m2/day.....	34
Figura 7. Imagen aérea plataforma Gachetá - Campo RCE	36
Figura 8. Consumo de combustible B-10 en RCE.....	38
Figura 9. Costo de generación en USD\$/kW en RCE.....	39
Figura 10. Variante de simulación hora a hora de inyección de energía por el sistema PV.....	40
Figura 11. Parámetros de sombras en zona propuesta para instalación del sistema PV	41
Figura 12. Pérdida de sombra en un día	42
Figura 13. Esquema Unifilar de SFV en RCE	43
Figura 14. Diagrama unifilar actual campo RCE	44
Figura 15. Inversor Fronius Tauro ECO	45
Figura 16. Diagrama de sombras.....	50
Figura 17. Energía normalizada (kWh/kWp/day).....	51
Figura 18. Diagramas de barras del flujo de caja del sistema FV RCE generado por PvSyst.....	55
Figura 19. Datos de entrada para la valoración en Ms Excel del sistema fotovoltaico en campo RCE.....	56
Figura 20. Flujo de Caja del sistema fotovoltaico en campo RCE realizado en Excel	57
Figura 21. Flujo de caja acumulado del sistema fotovoltaico en campo RCE realizado en Excel.....	57

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Informe Geotecnico_Plataforma RCE	36
Anexo 2. Matriz Identificación de Peligros valoración de riesgos.....	63

1. INTRODUCCIÓN

El trabajo presenta el diseño de un sistema solar fotovoltaico híbrido para la generación parcial de energía eléctrica en el Campo Petrolero RCE (Rio Cravo Este) en Casanare, Colombia.

Inicialmente, se realiza el diseño técnico conociendo el potencial de radiación solar en la ubicación geográfica del Campo, junto con la proyección de la demanda de energía, de acuerdo con los planes de desarrollo del campo RCE de Petróleos Colombianos S. A. (PETROLCO), operador y contratista del bloque Tapir donde se ubica el proyecto. Para tal fin se realiza la simulación y definición de cantidad de paneles necesarios dentro del espacio disponible.

La evaluación técnica contempla la ubicación del sistema fotovoltaico, debe considerar la capacidad portante del suelo, el alcance de la obra civil que garantice una elevación por encima de la cota de inundación del terreno debido a la cercanía del Río Cravo Sur, entre otros. El sistema solar propuesto se caracteriza por ofrecer una reducción del consumo de combustible para la generación de energía eléctrica.

La evaluación de reducción del lifting cost se realiza mediante el flujo de caja de la aplicación actual de la generación completa por generadores Diésel, en comparación al costo proyectado de la aplicación parcial del sistema solar, evaluada a diez años.

Finalmente, se determina la reducción de huella de carbono a través del cálculo de las emisiones de CO₂ equivalentes actuales generadas respecto a las emisiones proyectadas bajo el consumo reducido de Diésel obtenidas con el sistema solar fotovoltaico propuesto.

Paralelamente se revisa con el área ambiental de PETROLCO el complemento de la licencia ambiental del bloque denominado Tapir y se proyecta presentar la solicitud de cambio menor a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) para dar por enterada a la entidad de los planes del operador del bloque.

2. JUSTIFICACIÓN

En la mayoría de las industrias se emplea una gran cantidad de equipos de combustión interna, al ser equipos altamente contaminantes se crea la necesidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero. Esto sumado a las normativas cada vez más estrictas de los entes regulatorios ambientales y energéticos de cada país, promueve a las empresas a tomar medidas para contribuir a la transición energética.

Con el incremento de precio del Diésel de \$8.692,56 COP/gal en 2019 a \$9.203,88 COP/gal al 2024 (base de datos de Petrolco) el costo operativo en el campo RCE ha aumentado, aunado al desarrollo de nuevos pozos los cuales generan una carga eléctrica mayor, junto con el crecimiento de las facilidades de superficie de producción y la cantidad de bombas electrosumergibles en fondo de los pozos actuales. A futuro se prevé la entrada en funcionamiento de las dos (2) bombas horizontales multietapas para la inyección de agua asociada a la producción, las cuales tienen motores de 400 Hp, lo que representa un incremento de carga ostensible para los generadores Diésel, produciendo mayores emisiones e incrementando el OPEX del campo RCE.

Una alternativa es el reemplazo de los equipos de generación con Diésel parcial o total por energías renovables, como lo es el caso de estudio, con el uso de un sistema solar fotovoltaico híbrido. La investigación se realiza con el apoyo del software PVSyst el cual es un paquete de software para PC para el estudio, dimensionamiento y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos completos (Mermoud, 2011), con este se busca determinar si la ubicación geográfica del campo RCE presenta los niveles de irradiancia necesarios para un proyecto de generación con energía solar.

La energía solar permite mitigar los impactos ambientales negativos al efecto invernadero, ya que no genera emisiones de gases tales como el dióxido de carbono y metano durante su vida útil (Equipo, 2023). Los proyectos de energía solar instalados en el país fomentan estrategias tecnológicas que disminuyen el uso de energía eléctrica tradicional sobre su uso racional y la importancia de tener una fuente de energía sostenible que no comprometa los recursos de las siguientes generaciones (González, 2009, p. 140).

Este tipo de proyectos permite que las empresas reduzcan costos de consumo eléctrico, aumenten en la generación de empleo enfocado en tecnologías limpias, disminuyan las emisiones del efecto invernadero y creen posibilidades de crecimiento económico en Zonas No Interconectadas (Quicaza & Mora, 2021, p. 10).

La creación de alternativas que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero y la huella de carbono de las operaciones petroleras colombianas es un paso decisivo en la integración del sector extractivo de hidrocarburos fósiles con la transición energética y la ayuda por el cuidado del planeta. Además de Ecopetrol, empresas como SierraCol, Frontera Energy y Geopark desde 2022 vienen desarrollando proyectos de eficiencia energética y descarbonización donde esperan reducir unas 200.000 toneladas de CO₂, estas empresas se han colocado metas de reducción de sus emisiones como SierraCol en un 51% en 2023 y Geopark entre un 35% y el 40% a 2025 (Más petroleras le apuestan a producir hidrocarburos con energía solar en Colombia, 2022).

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Al 2021 el Sistema Interconectado Nacional (SIN) abarcó aproximadamente un 34% del territorio nacional, correspondiente a zonas donde habita el 96% de la población del país, área urbana 99,35% y área rural 83,39% (Poveda & Gomez, 2021, p. 21). Las zonas del 66% restante que no cuentan con conexión a la red eléctrica nacional deben autoabastecerse. Una de estas zonas es la Vereda Carrizales en Orocué Casanare, donde se encuentra el Bloque Tapir y la plataforma Río Cravo Este (RCE).

El campo RCE abastece la energía eléctrica a partir de generadores a diésel, el costo del diésel entre 1999 y el 2012 subió un 500%, de \$1,500 a \$8,112 respectivamente, siendo un incremento del 38% efectivo anual, “De acuerdo con un estudio del Banco de la Republica del 2008, por cada 10% que se aumenta el precio de los combustibles, la inflación y el IPC aumentan en un 0.85%; estos incrementos lo pagan todos los colombianos, sin importar si consumen o no combustibles.” (Pérez, 2014, p. 33). Entre 2012 y enero 2024 el precio del Diésel solo ha incrementado el 11,7% hasta un valor de \$9,065 por galón, sin embargo, el presidente de Ecopetrol indica que para 2024 se necesitaría un aumento entre \$2,000 y \$3,000 por galón (Alonso, E, 2024); por otro lado, el profesor Sergio Cabrales de la Universidad de los Andes argumentó “en caso de que se elimine el subsidio del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, Fepc, el precio del galón Diésel debería estar casi \$5,000 por encima del precio actual” (Orozco, B, 2024), lo anterior puede llevar dicho combustible a precios de venta entre los \$14,000 a \$16,400 por galón, lo que significa un incremento entre el 54,4% y 80,9% que afectaría directamente la inflación y el costo de vida de los colombianos.

El Diésel genera altas emisiones de NOx (Óxido de Nitrógeno), CO (Monóxido de Carbono) y material particulado. De acuerdo con la herramienta de Factores de emisión multisectoriales actualizada al 2024 el combustible Diésel libera 2,91 kg de CO₂ (Dióxido de Carbono) por litro de combustible, 0,00039 kg de CH₄ (Metano) por

litro de combustible y 0,00002 kg de N₂O (Óxido Nitroso) por litro de combustible (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006).

En el Campo RCE se consume en promedio 350 galones de Diésel diario, con un costo de \$9.204 COP/GAL (datos de las bases de datos de Petrolco), obteniendo un costo total promedio día de generación de \$820 USD, al ser el Diésel el 100% del recurso que usa la Plataforma Tapir para abastecerse de energía eléctrica, es necesario evaluar un método alternativo, menos contaminante el cual pueda cubrir parcialmente la demanda de energía del Campo y generar beneficios económicos y ambientales.

Otro punto a favor del caso de estudio es el hecho de que el sistema solar híbrido podría dar cumplimiento a las medidas de mitigación propuestas en la resolución 40350 de 2021 del MME (Ministerio de Minas y Energía), la cual Modifica el Plan Integral de Gestión del cambio climático. Puede ser un paso para cumplir con los lineamientos para alcanzar la neutralidad del carbono en la ruta de reducción de emisiones mediante la sustitución de combustibles fósiles.

4. OBJETIVOS

Objetivo General:

Diseñar un sistema fotovoltaico en el campo petrolero Rio Cravo Este (RCE), ubicado en Orocué Casanare, para suplir parcialmente la generación a Diésel, disminuir el lifting cost y la huella de carbono, dando cumplimiento a la normatividad ambiental.

Objetivos Específicos:

- Diseñar un sistema solar fotovoltaico Off Grid sin almacenamiento de energía, que se ajuste al área disponible, la concentración de radiación solar de la ubicación geográfica y el pico de demanda eléctrica proyectada.
- Determinar la viabilidad financiera que disminuya el lifting cost y aumente la eficiencia del capital para la instalación del sistema solar fotovoltaico en mención.
- Calcular la reducción de gases efecto invernadero en comparación con el sistema de generación a Diésel.
- Describir los requerimientos que exigiría la autoridad ambiental para la instalación del sistema solar propuesto que garanticen un cumplimiento a la normatividad.

5. MARCO TEÓRICO

5.1 INFORMACIÓN CAMPO RCE

El proyecto “Bloque Tapir” se localiza en la Orinoquía Colombiana, en el departamento del Casanare, con jurisdicción del municipio de Orocué, específicamente en las veredas Algarrobo, Carrizales, y Mariara, como veredas de influencia directa por el desarrollo de las actividades de producción del campo RCE.

La plataforma RCE, está ubicada en la Latitud: 4.94333 y Longitud: -71.8078, la misma se construyó en 2019, para la perforación del pozo exploratorio Rio Cravo Este 1 “RCE-1” dentro del compromiso con ECOPETROL del contrato Tapir. Entre abril y junio de 2022 se perforaron los pozos Rio Cravo Este 2 “RCE-2” y Rio Cravo Sur 1 “RCS-1”.

Entre febrero y abril de 2023 se perforaron los pozos RCE-3, RCE4 y RCE-5, entre octubre y diciembre de 2023 se perforaron los pozos RCE-6, RCE-7 y RCE-8. De los 9 pozos actuales, 8 cuentan con Sistemas de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible (ESP) y 1 es un pozo inyector para disposición de agua.

La energía necesaria para las bombas electrosumergibles, sistemas de transferencia, iluminación, oficinas y equipos se suministra con generadores Diésel, 1 generador en línea de 500 kW y 1 generador de back up de 500 kW. Se estima que el consumo de los equipos actuales se mantenga constante hasta el 2028.

5.2 CONDICIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN EN RCE

En la plataforma RCE se controla el consumo de Diésel diario, según las necesidades del campo, además que con la proyección de la entrada de las bombas de inyección se tiene un aumento de consumo exponencial por la carga actual.

La máxima carga demandada en campo RCE en la actualidad con los 8 pozos en operación a las condiciones de frecuencia se establece en 380 kWp, potencia instantánea, con las cargas de la facilidad. El generador tiene un nominal de 500 kW continuos, con el prorrateo para una carga segura de operación continua se establece en 420 kW, en consecuencia, el porcentaje de carga se tasa en: 45,24%. El incremento de la carga en kW/día está ligado a la necesidad de mayor volumen de Diésel para la generación en la plataforma.

Para determinar las emisiones de CO₂ equivalente se realiza una medición de los equipos que están actualmente en la plataforma RCE, los cuales están compuestos por un (1) motogenerador de 500 kW de respaldo (back up): Cummins C625D6 y un (1) motogenerador principal de 500 kW: Cummins C625D6. Ambos motogeneradores en la plataforma RCE tienen un motor Cummins KTA19-G4 con las siguientes características: Desplazamiento: 18.9 litros, aspiración Turboalimentado y postenfriado, ciclo a 4 tiempos 6 cilindros en línea, potencia máxima continua de 355 kW a 1500 RPM, potencia máxima de emergencia: 504 kW a 1500 RPM, consumo de combustible: 100% de carga continua 86 litros/hora, 75% 82 litros/hora, 50% 57 litros/hora, 25% 30 litros/hora.

5.3 ENERGÍA SOLAR

“La energía solar es la fuente principal de vida en el planeta: dirige los ciclos biofísicos, geofísicos y químicos que mantienen la vida en la Tierra, los ciclos del oxígeno, del agua, del carbono y del clima. El sol nos suministra alimentos mediante la fotosíntesis y como es la energía del sol la que induce el movimiento del viento, del agua y el crecimiento de las plantas, la energía solar es el origen de la mayoría de las fuentes de energía renovables (la energía mareomotriz, energía de la biomasa, energía hidroeléctrica, energía eólica y de la energía solar.” (Arenas y Zapata, 2011, p. 18). La energía solar absorbida por la Tierra en un año equivale a

20 veces la energía almacenada en todas las reservas de combustibles fósiles en el mundo y 10 mil veces superior al consumo actual (Estévez y Ortiz, 2018, p. 92).

5.4 RADIACIÓN SOLAR

Se conoce por radiación solar al flujo de energía que recibe la tierra del Sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarroja y ultravioleta). (Arenas y Zapata, 2011, p. 21).

La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. Los gases de la atmósfera, en particular el ozono, absorben las ondas ultravioleta más cortas, impidiendo que la radiación llegue por completo a la superficie terrestre. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la Irradiancia, que mide la energía por unidad de tiempo y área, que alcanza la superficie de la Tierra y su unidad es el (W/m²)(vatio por metro cuadrado).

La capa más externa que es la que produce casi toda la radiación observada se llama fotosfera y tiene una temperatura de unos 6000 K. Tiene solo una anchura de entre 200 y 300 Km. Por encima de ella está la cromosfera con una anchura de unos 15000 Km. Mas exterior aun es la corona solar una parte muy tenue y caliente que se extiende varios millones de kilómetros y que solo es visible durante los eclipses solares totales.

5.5 IRRADIANCIA

La irradiancia solar total (TSI) es la irradiancia solar que se produce sobre una superficie normal en la dirección Tierra-Sol, cuando la Tierra está a una distancia de 1 UA del Sol. La constante solar es el valor medio de largo plazo de esta magnitud, que presenta pequeñas variaciones en el tiempo debido a la actividad solar. Desde 1978, la TSI es monitoreada continuamente por la NASA a través de

diversas misiones: Nimbus-7/ERB, ACRIMSat, SORCE, TCTE y, más recientemente, el TSIS-1, que se encuentra en la estación espacial internacional desde 2018. (Laguarda, 2021, p. 15).

5.6 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Se define como energía solar fotovoltaica al obtener energía eléctrica con paneles fotovoltaicos. Los módulos o colectores fotovoltaicos están conformados por dispositivos semiconductores tipo “diodo”, los cuales al recibir radiación solar mediante un proceso químico se excitan y provocan saltos electrónicos; esto se conoce como efecto fotoeléctrico. Al producirse este fenómeno se genera una pequeña diferencia de potencial en sus extremos.

Una central de generación fotovoltaica (comúnmente conocida como huerta solar) es una agrupación de instalaciones solares ubicadas en una misma localización. Cada instalación permite entregar potencia dependiendo de la demanda, aunque la potencia aproximada de cada instalación o panel es de 5 KW, aunque es posible la adquisición de una o varias instalaciones que permiten generar una potencia mayor que está por el orden de los 13 MW y eso depende de qué tan grande sea la disposición del terreno y de la cantidad de silicio disponible para fabricar las celdas. Una de las ventajas de este tipo de plantas o huertos solares es que no emiten altos niveles de contaminación. De este modo se evita arrojar a la atmósfera cantidades muy grandes de dióxido de carbono (CO₂) que liberan otros tipos de centrales generadoras, tales como las centrales térmicas que usan combustibles fósiles (carbón, fuel o gas).

5.7 SIMULADOR PV-SYST

El software PVsyst 7.4 abarca sistemas fotovoltaicos conectados a la red, autónomos, de bombeo y de red CC (transporte público), e incluye extensas bases

de datos de componentes de sistemas fotovoltaicos y meteorológicos, así como herramientas generales de energía solar (PVsyst 7 Help, 2022).

Puede generar un diseño preliminar el cual consiste en el pre-dimensionamiento de un proyecto. En este modo, las evaluaciones de rendimiento del sistema se realizan muy rápidamente en valores mensuales, utilizando sólo unas pocas características o parámetros generales del sistema, sin especificar los componentes reales del sistema y obteniendo una estimación aproximada del coste del sistema.

Otro módulo es el diseño exhaustivo del sistema mediante simulaciones horarias detalladas. Se realizan diferentes ejecuciones de simulación del sistema y se comparan. Tiene que definir la orientación del plano (con posibilidad de seguimiento de planos o montaje en cobertizo) y elegir los componentes específicos del sistema. Se le ayuda a diseñar el conjunto fotovoltaico (número de módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo), teniendo en cuenta el modelo de inversor, paquete de baterías o bomba elegidos.

Los resultados incluyen variables de simulación que pueden mostrarse en valores mensuales, diarios u horarios, e incluso transferirse a otro software. El "Diagrama de pérdidas" es útil para identificar las debilidades del diseño del sistema.

Otro módulo es realizar un sistema vinculado a la red, por defecto la red funciona como un consumidor ilimitado. Agregando perfiles de carga de autoconsumo y almacenamiento en red para manejar el autoconsumo, la reducción de picos o el aislamiento débil.

El software, mediante la elección de datos meteorológicos, diseño del sistema, estudios de sombreado, determinación de pérdidas y evaluación económica, da al estudio una simulación de un año completo en una franja de 24 horas y proporciona

un informe completo del equipo propuesto y si es aplicable a las condiciones esperadas.

5.8 MEDICIÓN DE EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE

Es necesario hacer el análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero dentro del cálculo de la huella de carbono en las organizaciones. El inventario de Gases de Efecto Invernadero de una organización es un informe donde se indican las emisiones realizadas en un determinado periodo bajo estándares internacionales (GHG Protocolo y la norma ISO 14064-1.2), en el caso de estudio se calculan las emisiones directas medidas en ambos generadores las cuales equivalen a los gases emitidos de forma directa por la combustión de Diésel y sobre las cuales se tiene un control total.

La medición se realiza con un analizador de gases de combustión Testo 350, sistema de medición profesional para la medición portátil de emisiones industriales, arrojando las siguientes concentraciones para obtener las emisiones de CO₂ equivalente:

- **ppm NO₂, NO, NO_x:** Concentraciones de dióxido de nitrógeno, monóxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno totales. Estos son indicadores de la formación de contaminantes durante la combustión. El Nitrógeno no toma parte en la combustión, entra al proceso de combustión como balasto, se calienta y luego sale por el escape. A altas temperaturas, el nitrógeno contenido en el aire y el combustible se combina con el oxígeno generando en primer lugar NO y posteriormente NO₂, ambos compuestos son tóxicos.
- **% REN (Rendimiento):** La eficiencia de la combustión. Un valor alto indica una combustión más eficiente.
- **% QA (Pérdidas):** Las pérdidas en la combustión. Un valor bajo es preferible debido a que en una combustión anormal se producen estas pérdidas y puede manifestarse como detonaciones o autoencendido prematuro, lo que

puede causar un funcionamiento irregular y una reducción en la eficiencia del motor.

- **ppm HC:** Concentraciones de hidrocarburos no quemados. Deberían ser bajas en una combustión eficiente. Los hidrocarburos inquemados se forman en el caso de combustiones incompletas y contribuyen al efecto invernadero y se generan por una mala ignición, un pobre encendido, pérdida de compresión en el motor o un desgaste excesivo del mismo.
- **% CO₂, IR:** Concentración de dióxido de carbono medida por infrarrojos. Es un indicador directo de la eficiencia de la combustión. Si se tiene un valor relativamente elevado y un pequeño exceso de aire (combustión completa), se tendrá una alta eficiencia.
- **°C TH:** Temperatura de los gases de escape. Puede influir en la eficiencia de la combustión.

5.9 ANALISIS FINANCIERO

Mediante el análisis de costo-beneficio o índice neto de rentabilidad se pueden tomar decisiones más acertadas acerca de las ventajas del cambio del Sistema de generación en el campo. Además de generar una ruta de beneficios económicos a corto, mediano y largo plazo.

El valor del costo-beneficio se obtiene al dividir el Valor Actual de los Ingresos Totales Netos (VAN) o beneficios netos entre el Valor Actual de los Costos de inversión (VAC) o costos totales:

Ecuación 1. Valor costo-beneficio

$$B/C = \frac{VAN}{VAC}$$

De acuerdo con el resultado obtenido se puede estimar si es rentable el proyecto:

- $B/C > 1$: Los ingresos son superiores a los costos, por lo que el proyecto es rentable.
- $B/C = 1$: No hay ni ganancias ni pérdidas, así que el proyecto no es viable.
- $B/C < 1$: Los costos sobrepasan a los beneficios por lo que el proyecto no es rentable.

Con la Tasa Interna de Retorno (TIR) se puede calcular el momento óptimo de recuperación de la inversión del Proyecto, calculado bajo la siguiente fórmula:

Ecuación 2. Tasa Interna de Retorno

$$TIR = \frac{F_n}{(I + i)^n}$$

- TRI = Tasa Interna de Retorno
- F_n = Flujo de caja en el año n
- I = Inversión inicial del Proyecto

Con el resultado se puede obtener la tasa de rentabilidad de la inversión del cambio de Sistema de generación en el campo, donde el compararlo con el r (Costo de Oportunidad) se evalúa la viabilidad financiera:

- $TIR < r$: El Proyecto no es rentable.
- $TIR > r$: Proyecto viable.
- $TIR = 0$: Proyecto no viable.

5.10 ENTORNO LEGAL

El gobierno de Colombia ha generado beneficios para las empresas que apliquen y fomenten el uso de energía de fuentes renovables, las mismas se regulan a través del Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). Respecto a los sistemas fotovoltaicos en resumen se tienen los siguientes incentivos:

- **Incentivo de Renta (Ley 2099 de 2021, Artículo 8):** El cliente tiene el derecho a reducir anualmente de su renta, por los 15 años a partir del año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de inversión realizada. La deducción en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión.
- **Certificado para beneficios tributarios (Res 319 de 2022 & Res 464 de 2021):** Incluye Certificación para beneficios tributarios de fuentes no convencionales de energía por la UPME (Res 319/2022). El certificado se expedirá al haber acreditado el pago según la tarifa UPME (Res 464/2021).
- **Exclusión del IVA (Ley 1955 de 2021, Artículo 175):** Para promover el uso de energía de fuentes no convencionales y la gestión eficiente de energía, se excluyen del impuesto a las ventas (IVA) los equipos, maquinaria y servicios relacionados con proyectos de generación de energía a partir de estas fuentes.
- **Depreciación acelerada (Ley 2099 de 2021, Artículo 11):** Beneficio del régimen de depreciación acelerada a una tasa anual de depreciación no mayor del treinta y tres por ciento (33.33%).
- **Exención de gravámenes arancelarios (Ley 2099 de 2021, Artículo 10):** Exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de reinversión y de inversión en nuevos proyectos de fuentes no convencionales de energía -FNCE y medición y evaluación de los potenciales

recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, incluyendo los equipos de medición inteligente, en el marco del Programa de Uso Racional y Eficiente de energía y Fuentes No Convencionales -PROURE. Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición este sujeto a la importación de estos.

6. METODOLOGÍA

El caso de estudio es una investigación de grado descriptivo, comparativo y evaluativo, basado en nueve puntos con los siguientes objetivos para el diseño de un sistema de energía solar en el Campo RCE: diagnóstico de la demanda energética y huella de carbono, proyección de estos a futuro bajo las nuevas planeaciones del Campo, diseño del sistema solar fotovoltaico, reducción de emisiones de CO₂ y rentabilidad bajo los paneles seleccionados.

La metodología se realiza bajo 4 orientaciones:

1. Método de selección del sistema solar fotovoltaico.
2. Seguridad industrial y de procesos
3. Seguridad eléctrica (Norma RETIE)
4. Gestión de proyectos bajo una ingeniería conceptual.

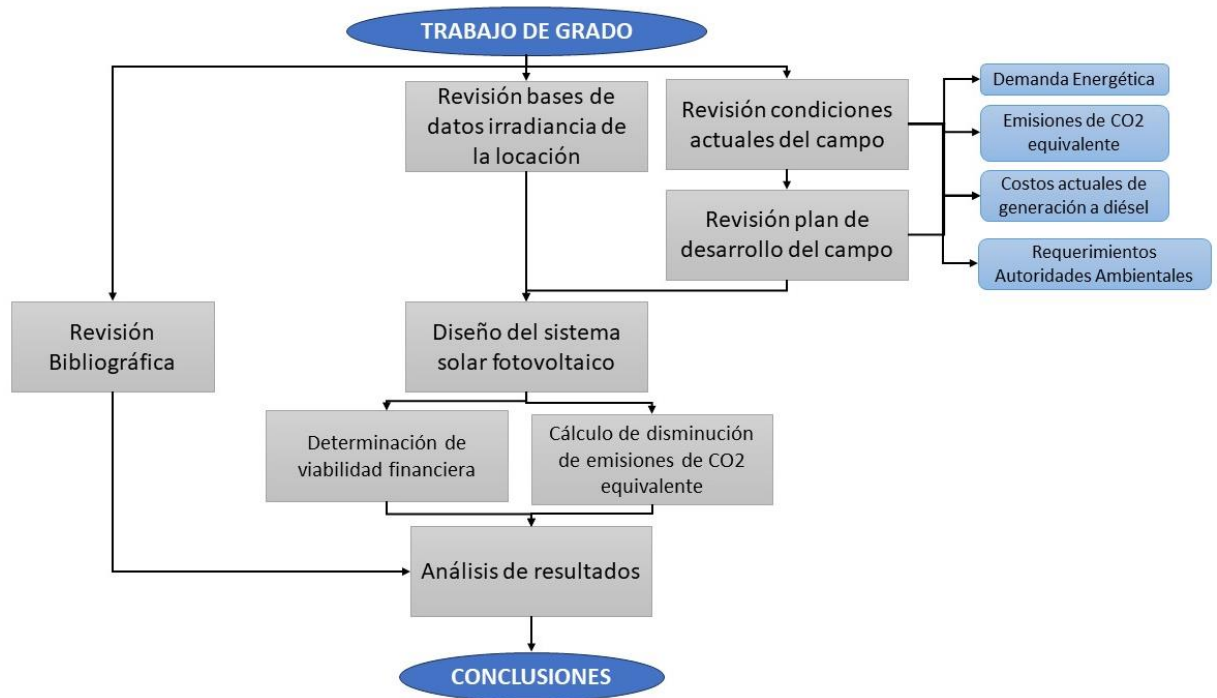
La gestión de proyectos se realiza dentro de las siguientes prácticas de incrementos de valor:

- 01 selección de tecnología
- 04 optimización de energía
- 06 mantenimiento preventivo
- 07 diseño según capacidad
- 08 ingeniería de valor
- 09 revisiones de constructibilidad
- 10 estándares y especificaciones propias

El proyecto no incluye el área de conocimiento dentro del proceso de ingeniería de detalles ya que el alcance no abarca la ejecución y la operación de paneles fotovoltaicos.

Los pasos para la ejecución del trabajo de grado se observan en la **Figura 1**.

Figura 1. Metodología del trabajo de grado



Nota. Elaboración propia.

6.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Revisión de antecedentes a nivel mundial donde se hayan desarrollado proyectos de instalación de energía solar en Campos o Plataformas Petroleras. Identificar casos de estudio donde se haya implementado cambio de generadores a diésel por sistemas fotovoltaicos.

6.2 ANÁLISIS DE BASES DE INFORMACIÓN DE POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR DEL CAMPO

Cálculo del promedio de potencial de radiación solar del Campo RCE bajo bases de datos de la NASA, METEONORM e IDEAM en la ubicación geográfica establecida.

6.3 DIAGNÓSTICO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA ACTUAL Y FUTURA DEL CAMPO

Caracterización de la demanda energética actual en el campo, calculando los consumos de energía por cada equipo disponible en Kw/día. Teniendo en cuenta consumos dentro de las actividades de producción de fluidos de los pozos con Bombas ESP, procesos de separación de agua y aceite en la facilidad temprana, iluminación y conexiones eléctricas locativas. Proyección de la demanda de energía actual a la demanda deseada basado en la estimación de perforación de nuevos pozos con Bombas ESP, equipos eléctricos y facilidad de producción final planteada para la locación.

6.4 CÁLCULO DE HUELLA DE CARBONO ACTUAL Y FUTURA DEL CAMPO

Cálculo de huella de carbono del Campo realizado con la estimación del consumo diario actual y futuro de diésel, usado para los generadores eléctricos presentes.

6.5 DISEÑO DE PANELES SOLARES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO

Para el diseño y la selección de los paneles fotovoltaicos, los inversores y obtener el cálculo de capacidad de generación se realizará simulación con el software PVsyst. Una vez se tenga la simulación de los equipos, se dará prioridad a la selección por fácil accesibilidad en Colombia y resultados óptimos para el Campo.

6.6 DETERMINACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA

Cálculo de retorno de la inversión por la aplicación del sistema fotovoltaico bajo un análisis costo-beneficio y TIR (Tasa Interna de Retorno), en comparación de seguir mantenimiento la generación actual a partir de diésel. Además de reflejar el ahorro económico a futuro del OPEX por el cambio parcial de fuente de energía.

6.7 CÁLCULO DE DISMINUCIÓN DE EMISIONES CO₂ EQUIVALENTE EN EL CAMPO

Cálculo de la huella de carbono del consumo de diésel con la implementación del sistema solar. Realizar un comparativo respecto al cálculo actual y futuro si se continúa con generadores a diésel para tener indicadores de mitigación de emisiones de CO₂ equivalente.

6.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Análisis de los resultados obtenidos a nivel técnico, económico y ambiental para seleccionar el/los equipos que presenten mejor eficiencia en el campo.

6.9 DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS AUTORIDAD AMBIENTAL

Descripción de los lineamientos o requerimientos que exige la autoridad ambiental para una futura implementación del sistema fotovoltaico en el Campo RCE.

7. INFORMACIÓN BASE PARA EL DISEÑO

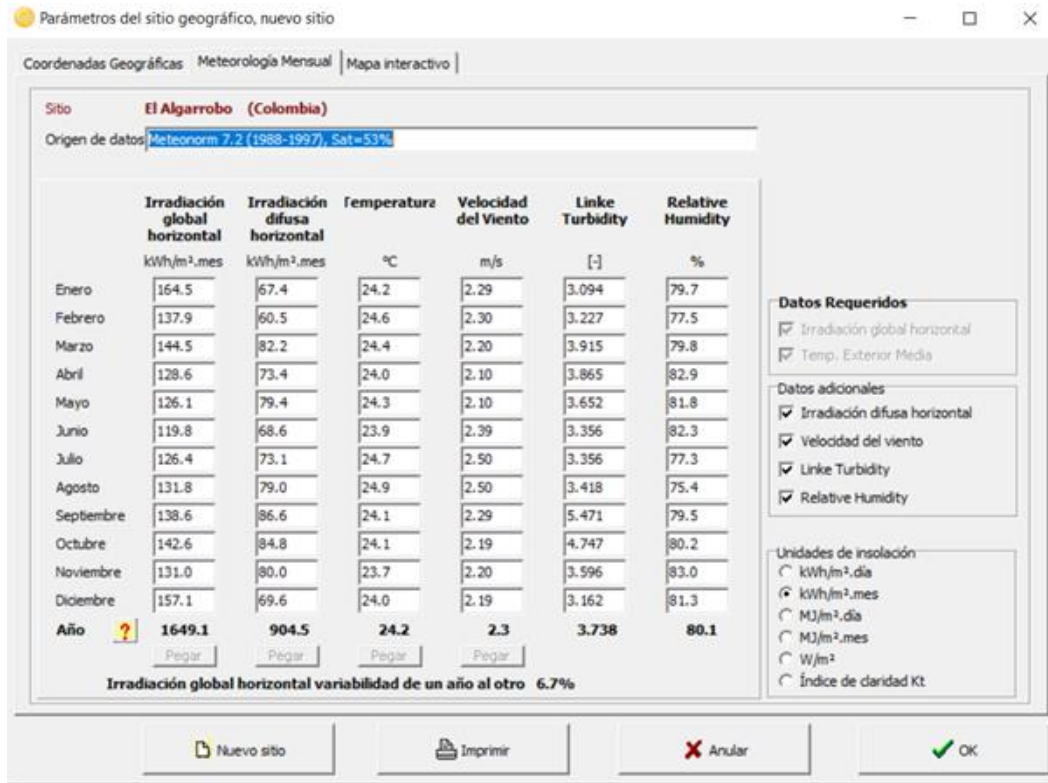
La información requerida para el estudio cuantitativo se efectúa bajo la recolección de datos reales de irradiación histórica en el área de estudio, veredas Carrizales y Algarrobo del municipio de Orocué (Casanare), para esto se realiza un muestreo probabilístico y se analiza estadísticamente para determinar los peores meses del año históricamente desde el 2018, lo cual determinará y limitará el diseño considerando el peor escenario de irradiación.

Además, también es requerida la información real de las cargas eléctricas de los equipos instalados en el campo RCE, medidas y evidencia de diferencias en tiempo de operación y carga diaria (picos durante el cargue de crudo y traslado de fluidos entre tanques), para realizar el diseño que cubra las necesidades máximas, incluso en los peores momentos históricos de radiación solar. Para los equipos e instalaciones nuevos y adicionales que entran en funcionamiento durante 2024, se proyectarán las cargas con la información teórica que suministra el proveedor de estos y el líder de mantenimiento del campo RCE.

Como los investigadores trabajan directamente en las operaciones del campo RCE, también se realiza el proceso de observación estructurada de las actividades diarias en campo y la recolección diaria de la información, su organización y compilación para la revisión. A partir de lo anterior, se establece el parámetro principal de diseño que es el requerimiento pico de energía durante el día.

La recolección de los datos de los históricos de irradiación solar se tomará a través de herramienta POWER de la página de la NASA que permite ver los datos históricos de irradiancia en W/m^2 en el punto sobre la tierra que uno seleccione, también el software PvSyst permite realizar este mismo procedimiento con los datos de latitud y longitud del punto evaluado como se observa en la figura 2.

Figura 2. Datos de irradiancia PvSyst bajo información Power NASA

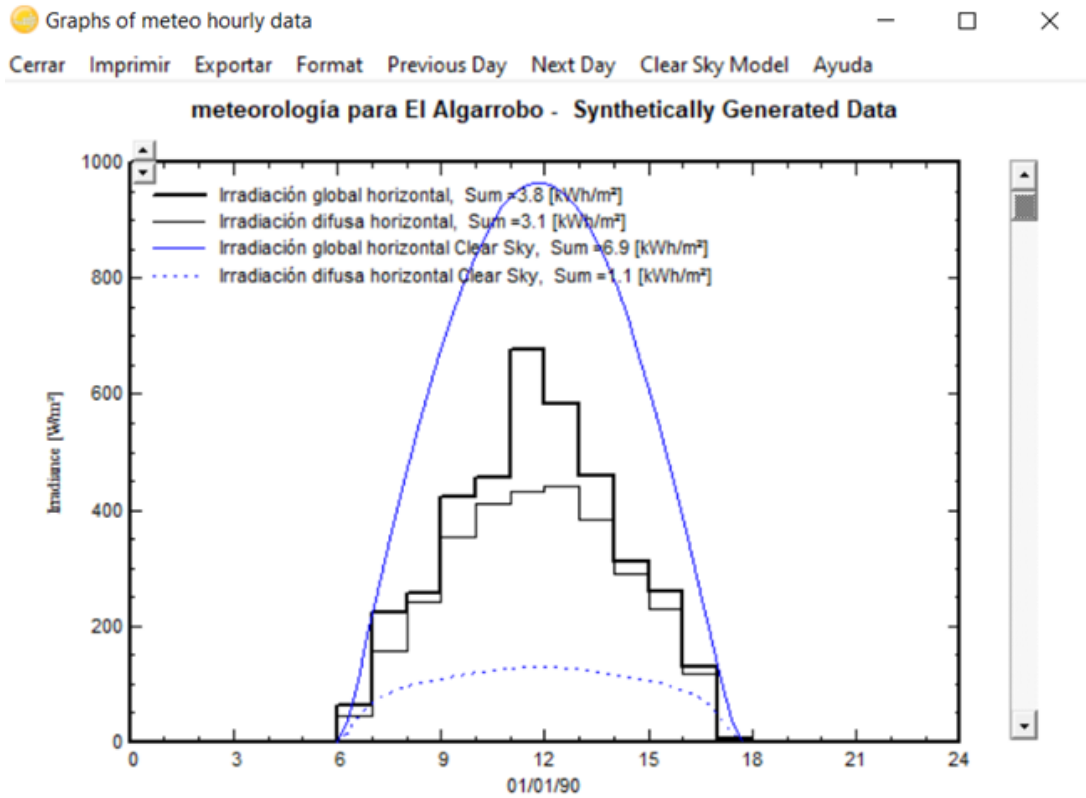


Nota. Adaptado de PVsyst 7 Help. Contents.Project design. PVsyst SA 1994-2022.

https://www.pvsyst.com/help/index.html?project_design.htm

Los datos recolectados se grafican mostrando la variación de radiación durante el día, evidenciando que la mayor se presenta hacia el mediodía, ver figura 3.

Figura 3. Variación de la radiación en 1 día bajo PvSyst



Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

8. CONDICIONES ACTUALES DEL CAMPO

8.1 IRRADIANCIA SOLAR RCE (KWH/M²/DÍA):

De acuerdo con los datos obtenidos en la página Data Access Viewer de la Nasa del histórico de irradiancia en kWh/m²/día, se descargan los valores mensuales del 2018 al 2022 en las coordenadas del Campo RCE, obteniendo un valor de HSS (Horas Estándar de Radiación Solar) de 4,058 kWh/m²/día y el peor mes histórico de 3,68 kWh/m²/día, siendo este junio del 2018.

Tabla 1. Datos Data Access Viewer NASA Irradiancia (kW-hr/m²/day)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	ANN
2018	5,39	6,22	5,07	4,08	4,31	3,68	4,04	4,75	4,98	4,72	4,93	5,9	4,83
2019	5,58	5,79	4,5	4,58	4,28	4,01	4,33	4,39	5,09	4,86	4,99	5,1	4,79
2020	5,84	6,1	5,6	4,78	4,31	4,43	4,24	4,16	5,1	5,1	4,47	5,18	4,94
2021	5,41	5,69	4,88	5,04	4,14	4,26	4,04	4,3	4,85	4,79	5,49	5,49	4,86
2022	5,84	5,11	4,9	5,03	4,43	3,91	4,4	4,8	4,9	4,92	4,67	5,84	4,9
PROMEDIO	5,612	5,782	4,99	4,702	4,294	4,058	4,21	4,48	4,984	4,878	4,91	5,502	4,864
HSS	4,058												
PEOR MES HISTÓRICO	3,68	El valor menor es la irradiancia de junio de 2018 con un valor de 3,68 kW-hr/m ² /day											

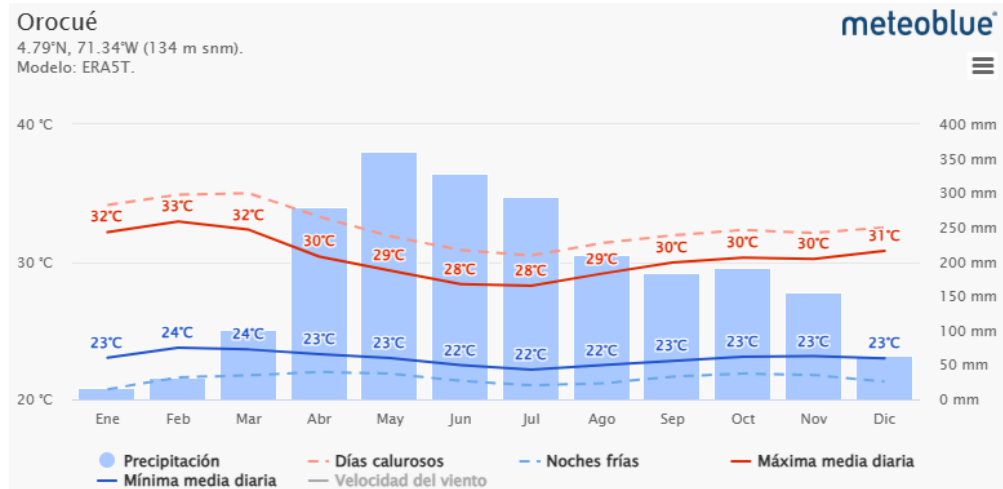
Nota: Adaptado de Stackhouse, P. (2024) Nasa Power Viewer (versión 2.4.3) [software].

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

8.2 TEMPERATURA AMBIENTE (°C):

Mediante la base de datos de Metebly se descarga la data del modelado de la temperatura ambiente promedio en la vereda Algarrobo en un año. Obteniendo picos de temperatura en enero, febrero, marzo y abril.

Figura 4. Temperaturas medias y precipitaciones Orocué-Casanare

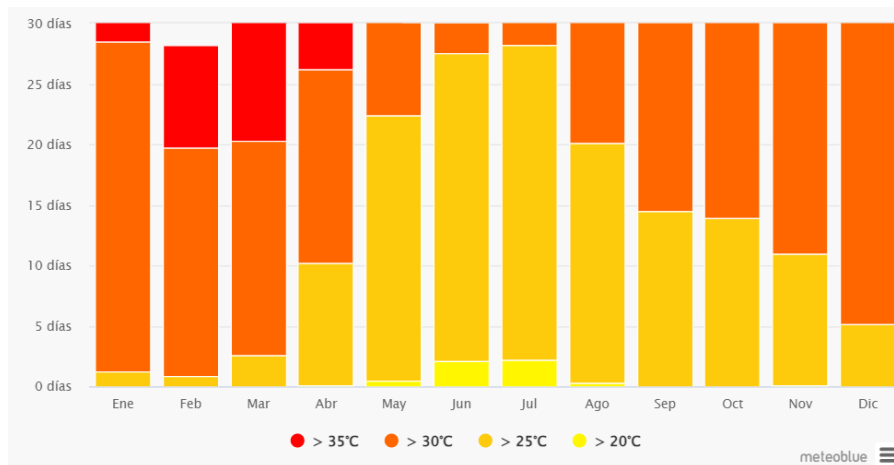


Nota: Adaptado de Meteoblue (2024), por Windy.com Company.

https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/orocu%C3%A9_colombia_3673536

El diagrama de la temperatura máxima en la vereda Algarrobo de Orocué-Casanare también indica que los meses que alcanzan la mayor cantidad de calor en el año son de enero a abril, época de verano.

Figura 5. Temperaturas máximas Orocué – Casanaré



Nota: Adaptado de Meteoblue (2024), por Windy.com Company.

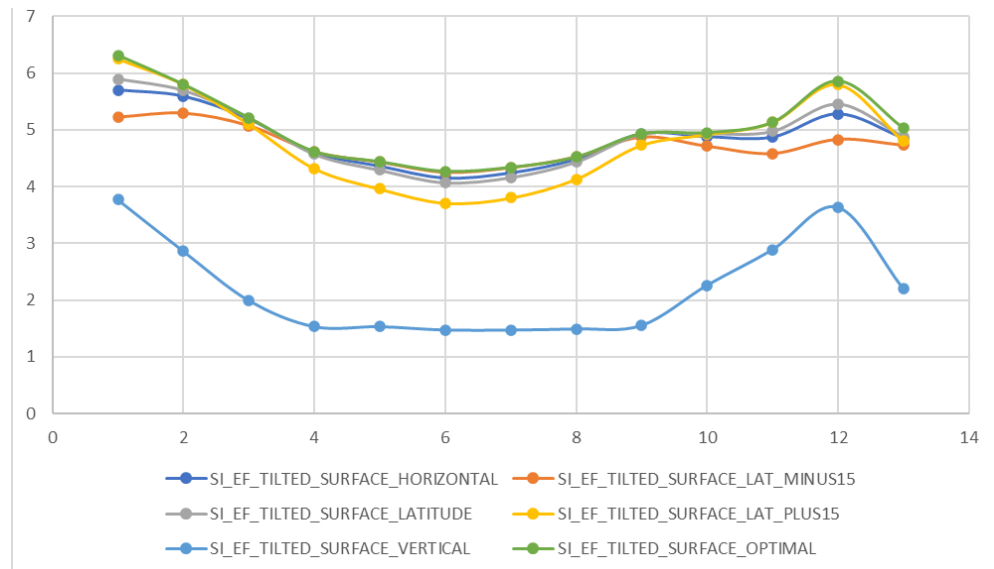
https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/orocu%C3%A9_colombia_3673536

[ombia_3673536](#). Precipitación Anual = 3000 mm. / Humedad relativa = 0.75% / Clima = 27°C. Promedio.

8.3 ORIENTACIÓN Y ÁNGULO DE INCLINACIÓN (°):

Se descargan los datos de irradiancia solar para superficies inclinadas orientadas al ecuador de la base de datos de la Nasa Power Data Access Viewer, donde se tiene el histórico de climatologías mensuales y anuales de 39 años (enero de 1984 - diciembre de 2022) en la ubicación de RCE.

Figura 6. Irradiancia solar para superficies inclinadas orientadas al ecuador kW-hr/m²/day



Nota: Adaptado de Stackhouse, P. (2024) Nasa Power Viewer (versión 2.4.3) [software].

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Estos datos se discriminan por Irradiancia solar para superficies horizontales orientadas al ecuador (kW-hr/m²/día), Irradiancia solar para el ecuador orientado hacia la latitud menos 15 de inclinación (kW-hr/m²/día), Irradiancia solar para inclinación de latitud orientada hacia el ecuador (kW-hr/m²/día), Irradiancia solar para el ecuador orientado hacia latitud más 15 Inclinación (kW-hr/m²/día), Irradiancia solar para superficies verticales orientadas al ecuador (kW-hr/m²/día),

Irradiación solar óptima (kW-hr/m²/día), Ángulo óptimo de irradiancia solar (grados), Irradiación solar Orientación de superficie inclinada (Orientación N/S). Con estos se obtiene que el mejor grado de inclinación es la latitud de 4.9433 más 15 grados, aproximadamente a 20° orientados hacia el sur geográfico, ya que la menor radiación con esta inclinación es de 3,8 kW-hr/m²/día y la máxima de 6,3, siendo este es el seleccionado para el diseño.

8.4 POTENCIA DEMANDADA (KWP):

El campo RCE cuenta con una carga de energía continua de 442,2 kW, por lo cual se usará como potencia pico una necesidad de 450 kWp para la simulación. Esta carga se contempla para los equipos que se encuentran trabajando 24 horas como las bombas electrosumergibles de los pozos y el transformador. La carga restante se suplirá de manera simultánea con la generación a Diésel, incluyendo la proyección de las bombas para el pozo inyector para lograr un suministro del 35% de la carga total máxima del campo (1286 kW).

Tabla 2. Demanda de potencia esperada RCE kWp

CARGA CONTINUA	KW	KVAr
Carga Continua Total Instalada (Normal)	442,2	332
Carga Intermitente Total Instalada	268	159
Carga de Stand-by Total Instalada	575,4	343
Carga Total Instalada	1286	834
Carga Continua Total Demandada (Fd=100%)	442,2	332
Carga Intermitente Total Demandada (Fd=50%)	134	79,5
Carga Normalmente Demandada	576,2	411
Carga Continua Total Demandada (Fd=100%)	442,2	332
Carga Intermitente Total Demandada (Fd=50%)	134	79,5
Carga de Stand By Demandada (Fd=10%)	57,54	34,3
Carga Máxima Demandada	633,7	445

Nota. Elaboración propia. Adaptada de información interna del consumo y demanda energética del campo RCE.

8.5 TAMAÑO DISPONIBLE EN EL CAMPO

El área disponible en el Campo es de 15.000 m², zona llamada Gachetá, que comparte una región de aspersión y de parqueadero de vehículos carga pesada. El municipio de Orocué, geológicamente está localizado sobre la llamada Cuenca de los Llanos Orientales, la cual está constituida por espesos sedimentos terciarios y cretáceos apoyados discordantemente sobre un Paleozoico reconocido en algunos pozos y constituido por areniscas, cuarcitas y arcillolitas depositadas en un medio marino de plataforma epicontinental, que reposan sobre el basamento cristalino del Escudo de la Guyana; estos sedimentos se encuentran totalmente cubiertos por sedimentos aluviales del cuaternario, constituidos principalmente por arcillas, limos, arenas y gravas.

Figura 7. Imagen aérea plataforma Gachetá - Campo RCE



Nota. Elaboración propia. Adaptada de fotografías propias de la empresa Petrolco del campo RCE.

De acuerdo con el estudio geotécnico realizado a la Plataforma Gachetá Anexo 1 Anexo 1. Informe Geotecnico_Plataforma RCE, los depósitos en la superficie del municipio de Orocué son:

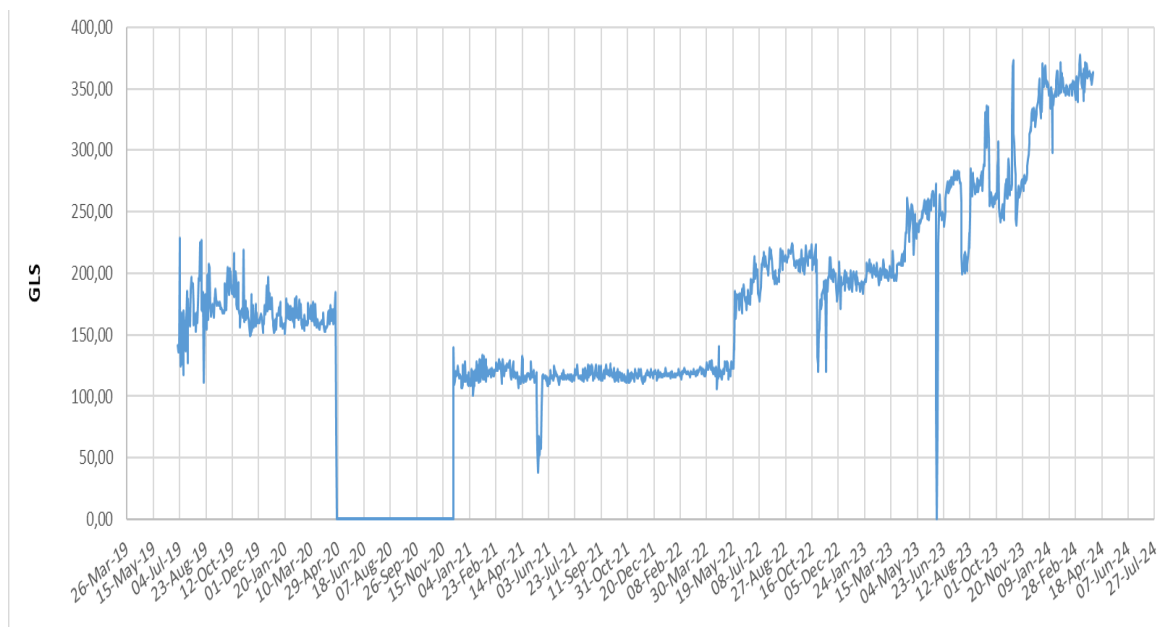
- **Depósitos aluviales fluviodeltáicos. (Qal1):** Compuesta por gravas, arenas y lodos depositados luego del levantamiento de la Cordillera Oriental en el Pleistoceno, debido al gran proceso erosivo generado por la glaciación de los Andes y por movimientos tectónicos, que originaron hundimiento y formación de la cuenca Arauca – Casanare, siendo el río Meta el límite de dicho hundimiento.
- **Depósitos aluviales con influencia eólica. (Qal2):** La mayor parte del área del Municipio de Orocué, se ha re TRABAJADO por la erosiva y el transporte del viento y, en algunos casos, sectores está cubierto por depósitos eólicos en forma de dunas o médanos y escarceos.
- **Depósitos de llanura aluvial (Qal):** Corresponden a los materiales transportados por los ríos y depositados en la llanura de divagación de los ríos Meta, Cravo Sur y en la parte interna de los meandros, están constituidos principalmente por sedimentos actuales (arena y gravas⁹ bien gradadas, de grano fino a medio grueso a muy grueso, de color café oscuro a rojizo, de composición cuarzosa y arcillosa compactada, depositados por las corrientes mayores, en las llanuras aluviales de los ríos.

Según los sondeos realizados a una profundidad de 4 a 6 metros se halló nivel freático en las siguientes medidas tomadas desde la superficie: primer sondeo de 1.80 m, segundo sondeo de 1.80 m, tercer sondeo de 1.80 m y cuarto sondeo de 1.80 m. Se contempla la plataforma, en su totalidad sobre relleno, buscando que la rasante quede por encima de los niveles de inundación.

8.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA LA GENERACIÓN DEL CAMPO

A mayo del 2024 el campo consume en promedio 360 galones de Diésel diarios para la generación de 4.780 KW/ día, con un rendimiento de 13 kW/gal.

Figura 8. Consumo de combustible B-10 en RCE

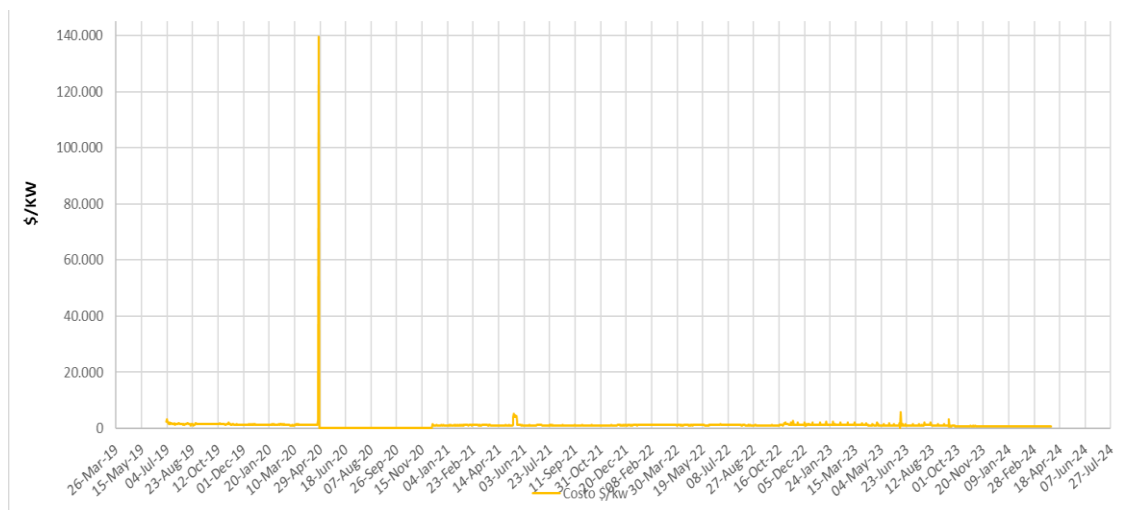


Nota. Elaboración propia. Adaptada de base de datos interna del consumo mensual de combustible para la generación del campo RCE.

8.7 COSTO COMBUSTIBLE B-12 DIÉSEL

El costo al 2024 del bioacem B-12 es de \$9.203,88 COP por galón. Bajo el consumo actual promedio de 360 gal/día, se tiene un costo total de generación de \$3.342.665,14 COP al día.

Figura 9. Costo de generación en USD\$/kW en RCE



Nota. Elaboración propia. Adaptada de base de datos interna del costo mensual de combustible para la generación del campo RCE.

Según varias fuentes se estima que para el 2024 el precio del combustible Diésel aumente de manera exponencial. El presidente de Ecopetrol Ricardo Roa afirma que el precio del Diésel subiría entre \$2.000 y \$3.000 por galón, dependiendo de la política de precios de combustibles que define el Ministerio de Minas, el Ministerio de Hacienda y el Gobierno Nacional. Por otro lado, el ingeniero Sergio Cabrales argumentó que en caso de que se elimine el subsidio del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, Fepc, el precio del galón de Diésel superaría aproximadamente en \$5.000 por encima del precio actual. Esto implicaría que el precio en promedio pasaría de \$9.065 a \$14.065, lo que significaría un aumento de 55%. El presidente de la Cámara Intergremial del Transporte Unidos Alfonso Medrano aseguró que el incremento real sin subsidio sería de \$7.000, según cálculos elaborados por el gremio con base en cifras del Ministerio de Hacienda.

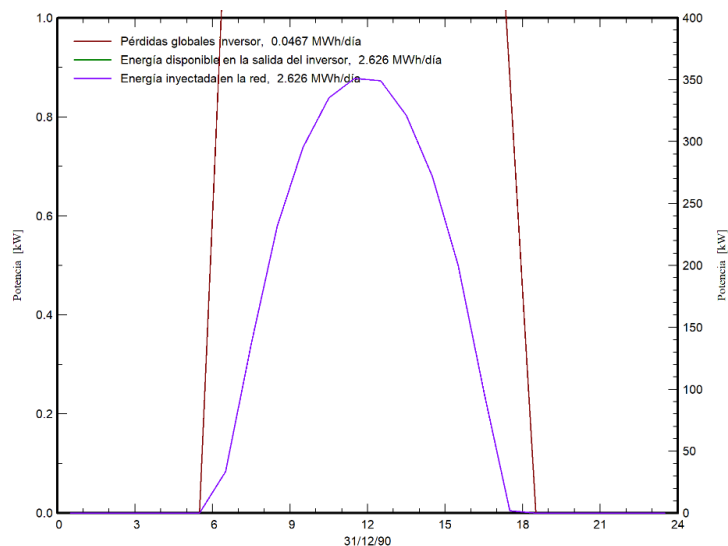
9. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Creación y gestión de sitios geográficos, generación de archivos sintéticos de datos horarios, visualización de datos meteorológicos horarios, comparación de datos meteorológicos, importación de datos meteorológicos de varias fuentes predefinidas o de archivos personalizados.

9.1 TIEMPO DE USO DIARIO

El diseño para el campo RCE es un sistema híbrido solar Diésel, sin baterías, el cual limita su capacidad de generación a las horas de mejor irradiación durante el día, las cuales de acuerdo con la simulación realizada con el software Pvsyst versión 7.4.5 se obtienen en promedio entre las 6:30 am y 5:00 pm, lo que limita la disponibilidad a 10,5 horas diarias. La simulación considera la sombra de los árboles del área seleccionada para instalar los paneles.

Figura 10. Variante de simulación hora a hora de inyección de energía por el sistema PV

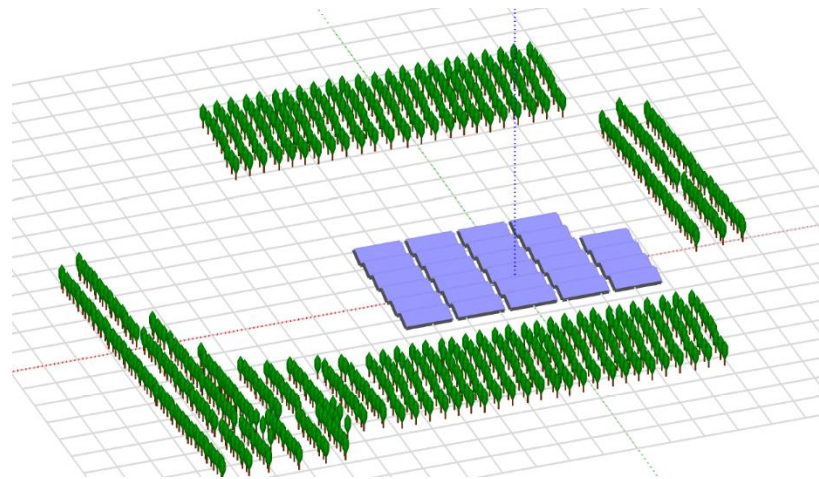


Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

De acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior, la **Figura 10** muestra las horas donde se tiene la mayor cantidad de energía inyectada a la red por el sistema fotovoltaico en campo RCE.

La **Figura 11**, muestra la perspectiva del campo fotovoltaico y los árboles que rodean la zona seleccionada para la instalación del sistema.

Figura 11. *Parámetros de sombras en zona propuesta para instalación del sistema PV*

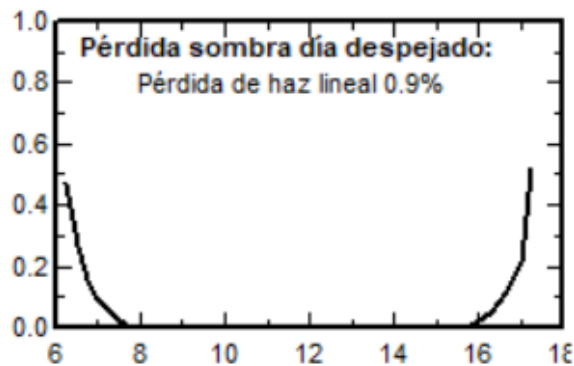


Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). Pvsyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

9.2 SOMBREADO Y OBSTRUCCIONES (%)

Con base a la simulación realizada con Pvsyst, durante el atardecer se presenta mayor efecto adverso por la sombra generada por los árboles que están localizados en la parte sur occidental del área seleccionada para instalar el sistema fotovoltaico. La **Figura 12** muestra el efecto que se observa en la simulación.

Figura 12. Pérdida de sombra en un día



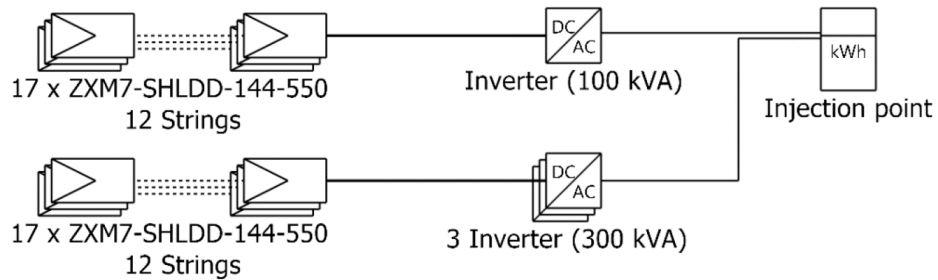
Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

9.3 CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO Y SELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El panel fotovoltaico seleccionado es el de la empresa ZN Shine, modelo ZXM7-SHLSS-44-550, Double Glass, Mono Perc. Potencia 550 Wp. Este módulo fotovoltaico tiene excelente rendimiento con poca luz, mayor potencia de salida en condiciones de niebla, nublado, etc. Adicionalmente, este módulo es TIER 1, con 12 años de garantía del producto y 30 años de garantía de producción tipo lineal. Las medidas del módulo son de 2279 x 1134 x 35 mm, estas se requieren para adquirir el soporte adecuado. Según la simulación se usarían 818 módulos fotovoltaicos, lo cuales tendrían una potencia nominal (STC) de 449 kWp, en un arreglo de 48 x 17 paneles en serie los cuales se pueden apreciar en la **Figura 13**, ocupando un área de 2.108 m².

Es fundamental el cumplimiento del proceso productivo de paneles solares con recubrimiento de grafeno: Se deberá certificar el cumplimiento de los estándares de calidad del proceso de fabricación QIS, BIPV/BAPV de los paneles solares y BNEF Tier 1.

Figura 13. Esquema Unifilar de SFV en RCE



Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

También, garantizar los ensayos sobre módulos para aceptación del suministro:

i) Se deberá entregar certificaciones de pruebas de funcionamiento sobre equipos por parte de fábrica; ii) Se deberán entregar las siguientes pruebas: Ensayos de potencia máxima, Inspección visual y de electroluminiscencia, ensayos de PID (Potential Induced Degradation).

Los paneles fotovoltaicos deben cumplir los siguientes estándares de calidad:

- Degradación libre inducida por energía (PID Free) según el estándar IEC61730.
- Operación eléctrica y mecánica segura, en caso de descargas eléctricas se dispara UL790 debido a problemas mecánicos y ambientales; según norma IEC 61730.
- Cumplir con la norma IEC61215 que garantiza la duración de los paneles solares frente a rayos UV, humedad, temperatura, carga mecánica, vientos de 80 km/h, granizo de 2400 Pascales, succión y presión del viento, carga distribuida.
- Tener un marco de aluminio que evita la corrosión.

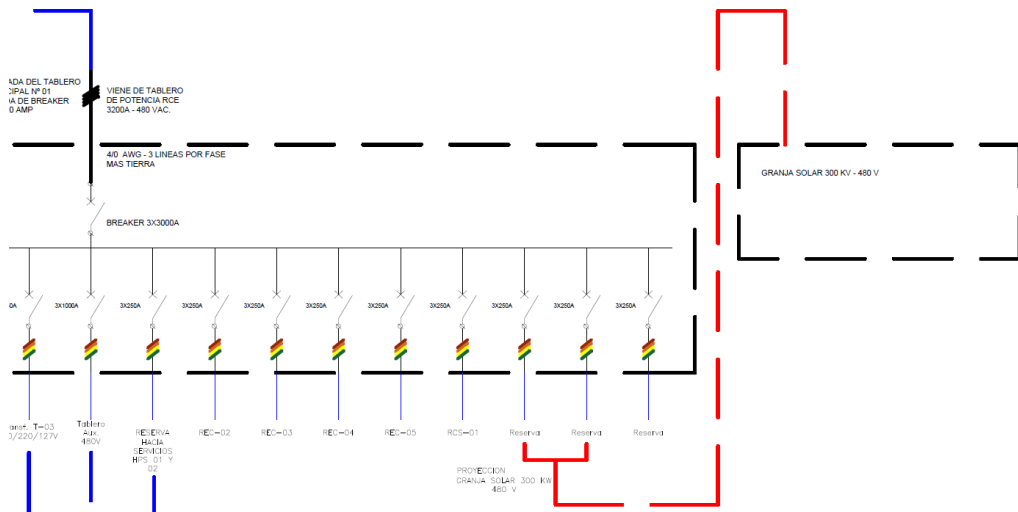
9.4 ASPECTOS TÉCNICOS DE DISEÑO

Se debe mantener la frecuencia dentro de un rango de +/- el 2% del valor nominal de la frecuencia, esto es 60 Hz, mantener la tensión dentro de un rango de +/- el 10% del valor nominal del voltaje y los indicadores de calidad y continuidad del servicio establecidos en la Resolución CREG 091-2007 o aquella que la modifique y/o adicione.

9.5 DIAGRAMA UNIFILAR

En el diagrama unifilar relacionado en los anexos se identifican los transformadores que alimentan los 5 tableros eléctricos del campo, repartidos por pozos, casetas, equipos de la facilidad y demás materiales que generan consumo eléctrico en el campo. En la **Figura 14** se observa el breaker 3X3000A los 2 puntos de reserva de 3X250A donde se tiene disponible la conexión del sistema fotovoltaico.

Figura 14. Diagrama unifilar actual campo RCE



Nota. Elaboración propia. Adaptada de base de datos interna del diagrama unifilar del campo RCE.

9.6 SELECCIÓN DE INVERSORES

Se seleccionaron cuatro (4) inversores Fronius Tauro Eco 100-3-D + 30A trifásicos, de 100 kW, los cuales ofrecen el máximo rendimiento incluso en las condiciones más difíciles, gracias al diseño inteligente del hardware. El Fronius Tauro puede utilizarse para implementar diseños de instalación tanto centralizados (variante P) como descentralizados (variante D). Son de fácil montaje y el servicio técnico más rápido del mercado garantizan la máxima seguridad. Potencia total 400 kWac, rango de operación de voltaje 600-930 V.

Figura 15. Inversor Fronius Tauro ECO



Nota. Adaptado de Fronius Solar Energy (2024), Fronius Tauro Eco.

<https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-d>

El inversor Fronius Tauro combina los beneficios de la rentabilidad, el inversor se engancha a un soporte de pared y, en caso de mantenimiento correctivo, no es necesario retirar todo el inversor, sino que solo la cubierta de alimentación, todo el cableado y el soporte mecánico permanecen en su lugar. Cuenta con conexión WLAN inalámbrica, Ethernet, gestión energética, servidor web y control, para una óptima inyección de energía reactiva y efectiva. Al igual que el resto de los productos Fronius, el Fronius Tauro se puede monitorizar, controlar y mantener cómodamente mediante un smartphone o un ordenador. Con Fronius Solar.web puedes supervisar tu instalación en todo momento.

También incluye funciones para permitir el funcionamiento estable de la red, incluso cuando la densidad del sistema fotovoltaico es muy alta y evitar interrupciones no deseadas que provoquen pérdidas de rendimiento.

Diseñado para soportar la radiación solar directa y el calor extremo: su carcasa de doble capa y su refrigeración activa hacen del Fronius Tauro un inversor duradero y resistente que ofrece el máximo rendimiento del sistema.

9.7 SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL SISTEMA HÍBRIDO

Para gestionar la integración de sistemas solares fotovoltaicos (PV) y grupos electrógenos Diésel en campo RCE, se utilizaría un dispositivo Fronius PV Genset, cuyas funciones son:

- a. Optimización energética durante el funcionamiento con grupos electrógenos.
- b. Monitorea la demanda de energía del sistema y decide cuánta energía extraer del SSFV y cuánta de la planta de combustible.
- c. El grupo electrógeno garantiza que el grupo electrógeno funcione con los puntos de ajuste de carga mínimos recomendados, lo que reduce el consumo de combustible y los costos operativos.
- d. Supervisa el rendimiento del sistema solar fotovoltaico y proporciona datos en tiempo real sobre la producción y la eficiencia del sistema.

10. RESULTADOS DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTÁICO EN PVSYS

Resumen Configuración FV

Tabla 3. Resultados simulación PvSyst

Project summary			
Geographical Site El Algarrobo Colombia	Situation Latitude 4.94 °N Longitude -71.81 °W Altitude 168 m Time zone UTC-5	Project settings Albedo 0.20	
Meteo data El Algarrobo NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintético			
General parameters			
Grid-Connected System	Sheds on ground		
PV Field Orientation Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / 0 °	Sheds configuration Nb. of sheds 28 units Identical arrays Sizes Sheds spacing 7.49 m Collector width 5.75 m Ground Cov. Ratio (GCR) 76.7 % Top inactive band 0.02 m Bottom inactive band 0.02 m Shading limit angle Limit profile angle 43.6 °	Models used Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate	
Horizon Free Horizon	Near Shadings Linear shadings : Slow (simul.)	User's needs Unlimited load (grid)	

Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

La energía consumida por mes a suplir por el sistema fotovoltaico es de 51.848,67 kWh, es decir un consumo diario de 1728 Kw/h. Teniendo que la hora HSS es de 4,058 kWh/m²/día, se obtiene una capacidad solar necesaria de 425 Kw, por lo cual dejando un margen de eficiencia se genera la simulación con una capacidad solar de 450 kWp.

Bajo las especificaciones del modelo fotovoltaico seleccionado como se observa en la tabla 6, donde la potencial nominal es de 550 Wp, se obtiene que la cantidad de módulos necesarios son 816, con un total de 17 módulos en serie y 48 en cadena. Con un Voc (Voltaje de la cadena a la temperatura mínima) de 752,57 V, un Vmp (Voltaje de la cadena a la temperatura mínima) de 674,83 v, un Voc (Voltaje de la cadena a la temperatura máxima) de 752,57 v y un Vmp (Voltaje de la cadena a la temperatura máxima) de 628,14 v.

Las especificaciones técnicas del inversor seleccionado se muestran en la tabla 5, donde para la capacidad solar necesaria de 450 kWp sobre una potencia del inversor de 100.000 Wp se obtiene que se requieren 4 inversores en total.

Tabla 4. Especificaciones técnicas Módulo PV

Módulo PV	
Parámetros	Especificaciones técnicas
Casa Fabricante	ZN Shine
Potencia nominal (Wp)	550
Tensión de circuito abierto (Voc)	50,2
Tensión del punto de máxima potencia (Vmpp)	41,9
Coefficiente de temperatura del voltaje	-0,29%
Coefficiente de temperatura de la potencia	-0,35%

Nota. Elaboración propia. Adaptada de ZnShine Solar (2024), ZXM7-SHLD144 Series Datasheet. [https://cdn.ensolar.com/z/pp/2023/4/gn1p601q25xfkf/ZXM7-SHLD144-182-](https://cdn.ensolar.com/z/pp/2023/4/gn1p601q25xfkf/ZXM7-SHLD144-182-2279-1134-30-32NH-530-555W-350mm-20220823-E.pdf?_gl=1*60nqco*_qcl_au*MTQwMjg5MjgyMC4xNzM0MDUxNDg4)

[2279-1134-30-32NH-530-555W-350mm-20220823-](https://cdn.ensolar.com/z/pp/2023/4/gn1p601q25xfkf/ZXM7-SHLD144-182-2279-1134-30-32NH-530-555W-350mm-20220823-E.pdf?_gl=1*60nqco*_qcl_au*MTQwMjg5MjgyMC4xNzM0MDUxNDg4)

[E.pdf?_gl=1*60nqco*_qcl_au*MTQwMjg5MjgyMC4xNzM0MDUxNDg4](https://cdn.ensolar.com/z/pp/2023/4/gn1p601q25xfkf/ZXM7-SHLD144-182-2279-1134-30-32NH-530-555W-350mm-20220823-E.pdf?_gl=1*60nqco*_qcl_au*MTQwMjg5MjgyMC4xNzM0MDUxNDg4)

Tabla 5. Especificaciones técnicas Inversor

Inversor	
Parámetros	Especificaciones técnicas
Casa Fabricante	Fronius
Potencia (Wp)	100000
Rango de voltaje mínimo de Mppt	580
Rango de voltaje máximo de Mppt	930
Voltaje máximo DC	1000

Nota. Elaboración propia. Adaptada de Fronius Solar Energy (2024), Fronius Tauro Eco.

<https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-d>

Tabla 6. Resultados de pérdidas

Array losses			
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor	DC wiring losses
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance	Global array res. 17 mΩ
		Uc (const) 29.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC
		Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	
Module Quality Loss		Module mismatch losses	Strings Mismatch loss
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.2 %
Module average degradation			
Year no	10		
Loss factor	0.4 %/year		
Mismatch due to degradation			
Imp RMS dispersion	0.4 %/year		
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year		

Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). Pvsyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

El módulo propuesto genera unas pérdidas del 3% debido a la acumulación de suciedad y su efecto sobre el rendimiento del sistema, esta incertidumbre depende en gran medida del entorno del sistema y las condiciones de lluvia de Carrizales. La pérdida por suciedad se contabiliza como una pérdida de irradiancia.

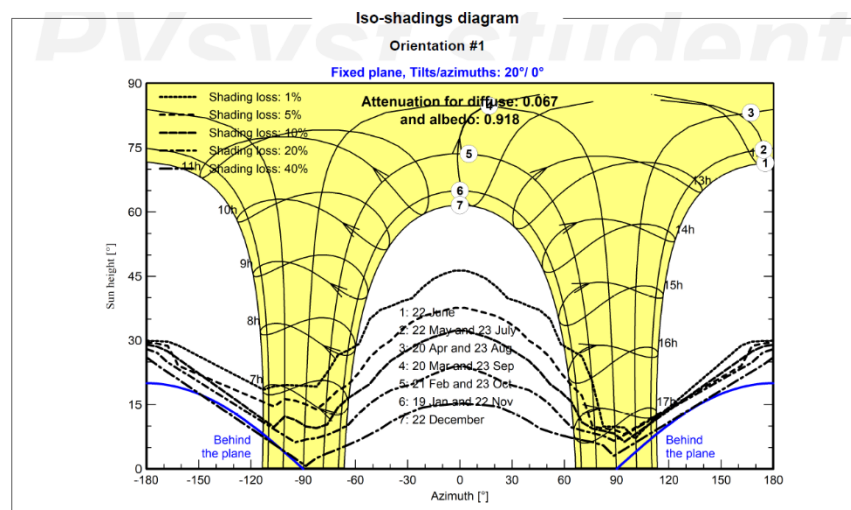
La pérdida de calidad del módulo es del -0,8% el cual impacta positivamente el rendimiento real del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. Este factor induce a una ganancia en la producción del funcionamiento del sistema fotovoltaico.

A una evaluación de 10 años del sistema se obtiene un desgaste del 0,4% por año lo cual representa una pérdida progresiva de eficiencia. Las partes que están sujetas a degradación son el módulo fotovoltaico, el desajuste creciente entre módulos, los inversores lo cuales deben repararse o reemplazarse, elementos del cableado y protectores contra sobretensiones, entre otros.

PVsyst propone valores por defecto del factor de pérdida de calor U [W/m²·k] suponiendo una velocidad media del viento, para el caso de estudio el cual es un sistema independiente (open-rack) con circulación de aire alrededor de los colectores, se tiene $U_c = 29 \text{ W/m}^2\cdot\text{k}$, $U_v = 0 \text{ W/m}^2\cdot\text{k} / \text{m/s}$.

La pérdida por desajuste obtenida es del 2,0 % al módulo, esta se debe principalmente al hecho de que en una cadena de celdas la corriente más baja impulsa la corriente de toda la cadena. PVsyst maneja este valor por defecto.

Figura 16. Diagrama de sombras

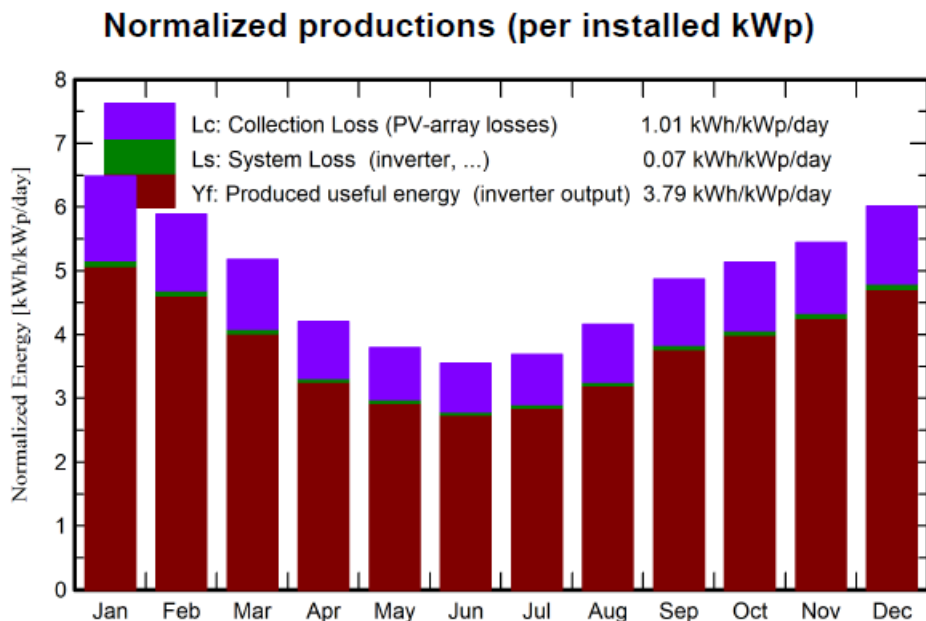


Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

La **Figura 16** es una expresión gráfica de los factores de sombreado, los cuales están superpuestos a las trayectorias del sol. Bajo el ángulo propuesto de 20° la figura muestra la línea azul donde están los límites cuando los rayos del sol son paralelos al módulo.

Se observa la mayor pérdida por sombras de un 40% en el mes de diciembre y los meses donde se obtiene mayor rendimiento del sistema fotovoltaico con pérdidas entre el 1% y 5% es en enero, mayo y junio.

Figura 17. Energía normalizada (kWh/kWp/day)



Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

El Yf mostrado en **Figura 17** de 3,79 kWh/kWp/day equivale a la energía útil diaria promedio del sistema. Se evidencia que entre los meses de noviembre a marzo se

obtiene la mayor potencia nominal, esto corresponde al efecto de la temporada invernal típica de la cuenca de los Llanos Orientales.

La pérdida L_c de 1.01 kWh/kWp/day promedio corresponde a la pérdida de captación del conjunto de elementos del sistema sin tener en cuenta la pérdida del inversor, esta afectación es mayor en época de verano ya que la suciedad y el material particulado se deposita y no se genera una limpieza natural. La pérdida del inversor se representa con el L_s el cual es de 0,07 kWh/kWp/day en promedio.

11. EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera se realizó bajo dos estudios económicos, en el primero se consideran los resultados obtenidos de la simulación del software, donde PvSyst tiene la limitante de parametrizar los beneficios tributarios que tiene el gobierno colombiano para este tipo de proyectos de fuentes no convencionales de energía. El segundo estudio se realiza en Excel incluyendo las consideraciones respecto a las exenciones fiscales.

11.1 RESULTADOS FINANCIEROS CON PvSyst

De acuerdo con los módulos seleccionados, los inversores y demás equipos que se instalarían en la granja fotovoltaica del campo RCE, se tiene una inversión de USD 605.480,56 la cual se resume en la **Tabla 7**, en la misma se tiene un crédito de IVA por USD 68.780 que corresponden a la exclusión de dicho impuesto en bienes y servicios utilizados para la concepción del piloto.

La evaluación indica que el proyecto se realizaría en su totalidad con recursos propios de PETROLCO, con una proyección de garantía de equipos a diez (10) años, lo que automáticamente el software toma como período de amortización.

Para estimar los ingresos, ya que es un valor requerido por el software, se utiliza el valor ahorrado por la no utilización de los generadores Diesel en el campo RCE en el período de tiempo que funciona el sistema fotovoltaico, que actualmente está del orden de 0,236 USD/kWh y así se obtiene un flujo de caja donde el software calcula valor presente neto, tasa interna de retorno, período de repago y retorno de la inversión. La **Tabla 8** resumen estos resultados.

Tabla 7. Costos de Inversión y OPEX del Sistema

Cost of the system			
Installation costs			
Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
ZXM7-SHLDD-144-550	816	138.63	113.122.08
Supports for modules	816	43.75	35.700.00
Inverters			
Tauro Eco 100-3-D + 30A option	4	12.000.00	48.000.00
Other components			
Wiring	1	60.690.00	60.690.00
Combiner box	1	110.670.00	110.670.00
Monitoring system, display screen	1	58.310.00	58.310.00
Measurement system, pyranometer	1	23.800.00	23.800.00
Studies and analysis			
Engineering	1	4.165.00	4.165.00
Permitting and other admin. Fees	1	17.850.00	17.850.00
Environmental studies	1	17.850.00	17.850.00
Installation			
Global installation cost per module	816	77.23	63.019.68
Transport	1	7.151.00	7.151.00
Land costs			
Land preparation	180	632.96	113.932.80
IVA			-68.780.00
		Total	605.480.56
		Depreciable asset	196.822.08
Operating costs			
Item			Total USD/year
Maintenance			
Provision for inverter replacement			9.600.00
Salaries			9.600.00
Repairs			6.000.00
Total (OPEX)			25.200.00
Including inflation (4.00%)			30.255.39

Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

De acuerdo con lo obtenido a través del software, el período de repago del proyecto es de 7,4 años, el valor presente neto es de USD 130.687,07 la tasa interna de retorno (TIR) es 14,85% y el retorno de la inversión es de 21,6%, se resalta que la evaluación utilizada considera una tasa de oportunidad o tasa de descuento de 10% y la tasa de cambio usada para los valores que estaban en pesos es de COP 4.000 por dólar.

El PvSyst también genera los diagramas de barras del flujo de caja que se encuentra reflejado en la **Tabla 8**. La **Figura 18** muestra el resultado de lo que se menciona.

Tabla 8. Flujo de Caja y Retorno de la Inversión PvSyst

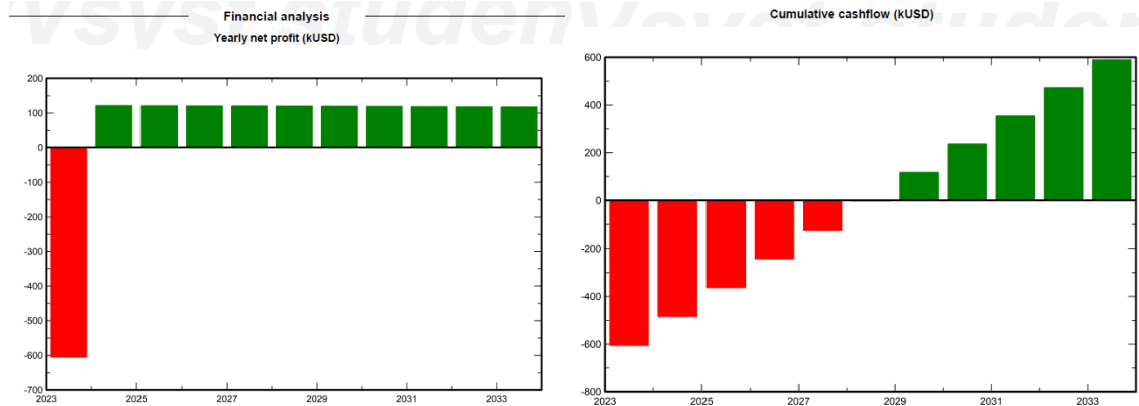
Return on investment
 Payback period 7.4 years
 Net present value (NPV) 130.687.07 USD
 Internal rate of return (IRR) 14.85 %
 Return on investment (ROI) 21.6 %

Detailed economic results (USD)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
0	0	605.481	0	0	0	0	0	-605.481	0.0%
1	146.392	0	25.200	19.682	101.510	0	121.192	-495.306	18.2%
2	147.124	0	26.208	19.682	101.234	0	120.916	-395.376	34.7%
3	147.859	0	27.256	19.682	100.921	0	120.603	-304.765	49.7%
4	148.599	0	28.347	19.682	100.570	0	120.252	-222.631	63.2%
5	149.342	0	29.480	19.682	100.179	0	119.861	-148.207	75.5%
6	150.088	0	30.660	19.682	99.747	0	119.429	-80.792	86.7%
7	150.839	0	31.886	19.682	99.271	0	118.953	-19.751	96.7%
8	151.593	0	33.161	19.682	98.749	0	118.432	35.496	105.9%
9	152.351	0	34.488	19.682	98.181	0	117.863	85.484	114.1%
10	153.113	0	35.867	19.682	97.563	0	117.245	130.687	121.6%
Total	1.497.299	605.481	302.554	196.822	997.923	0	1.194.745	130.687	121.6%

Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

Figura 18. Diagramas de barras del flujo de caja del sistema FV RCE generado por PvSyst



Nota. Adaptado de Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Simulación sistema PV proyecto actual.

11.2 RESULTADOS FINANCIEROS CON EVALUACIÓN EN EXCEL

Para la corrida económica en Ms Excel, se utilizaron los mismos valores base de inversión inicial y costos operativos anuales que se tuvieron en cuenta en la simulación con PvSyst, la **Figura 19** muestra la información básica de la valoración del proyecto fotovoltaico para el campo RCE.

Figura 19. Datos de entrada para la valoración en Ms Excel del sistema fotovoltaico en campo RCE

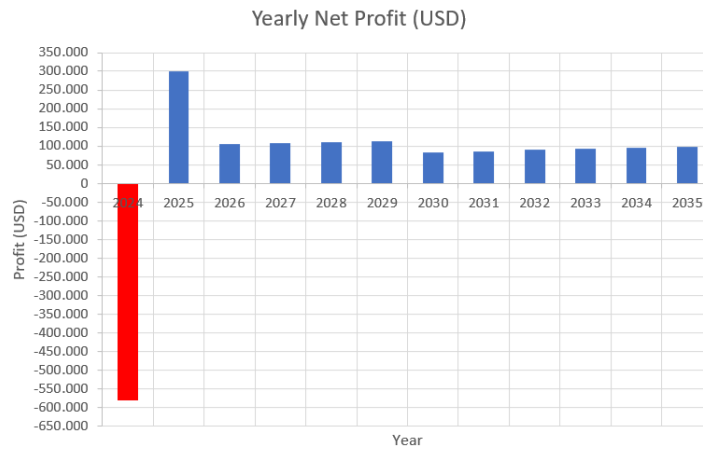
Basic information			Module Area	2.108	m ²
Pnom	449	kWp	Environmental Estudios	17.850	USD
Produced Energy	622.184	kWh/year	Permits and admon fees	17.850	USD
Specific production	1.386	kWh/Wp/tear	Combiner box (hybrid system)	110.670	USD
PV Modules	816	EA	Depreciation (Law 1715/2014 - Art 14)	5	years
Supports for modules	816	EA	Inflation	4%	year
Inverters	4	EA	VAT excluded (Law 1715/2014 - Art 12)	19%	
Transport	7.151	USD	Income Tax reduction (Law 1715/2014 - Art 11)	50%	Invested
Installation (per module)	77.23	USD	Current RCE power (diesel gen) cost	0.21	USD/kWh
Módulo ZXM7	138,63	USD (VAT Included)			
Inv Fronius Ta	12.000	USD (VAT Included)			
Support Mod	43,75	USD			
Taxes		35,0%	year		
Exchange rate		4.000	COP/USD		
Loss of efficiency PV Modules		0,5%	year		
Operting days:		365			

Nota. Elaboración propia.

*En la tabla diseñada en Excel, cada columna refleja el ejercicio de un año, en el mismo se muestra en la sección "INCOMES/SAVINGS (USD)" la exclusión del impuesto a las ventas (IVA) de los equipos, maquinaria y servicios relacionados en las inversiones y de acuerdo con la ejecución del proyecto en el semestre II del año 2024 por un valor de USD 68.780 como se consideró en PvSyst, también tiene en el año 2025 el efecto del incentivo de renta, el cual no se pudo modelar en PvSyst y significa un valor de ingreso en el Excel de USD 302.741, por esto en la **Figura 20** se nota un ingreso de USD 299.150, lo que va a acelerar la recuperación de la inversión en comparación con el resultado de PvSyst lo que se puede observar en la*

Figura 21 del flujo de caja acumulado del proyecto.

Figura 20. Flujo de Caja del sistema fotovoltaico en campo RCE realizado en Excel

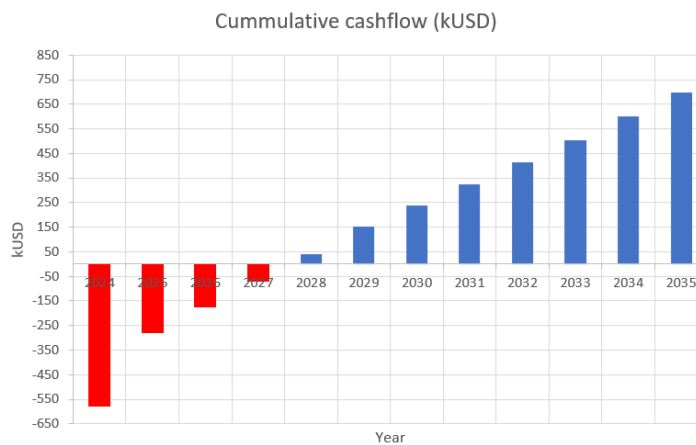


Nota. Elaboración propia.

El Anexo 1 refleja los resultados del ejercicio realizado en Excel, que usando una tasa interna de retorno de 10% tuvo como resultado lo siguiente:

- Valor presente neto a 10 años (VPN): USD 194.221
- Tasa interna de retorno a 10 años (TIR): 20,61%
- Relación beneficio-costos: 1,58

Figura 21. Flujo de caja acumulado del sistema fotovoltaico en campo RCE realizado en Excel



Nota. Elaboración propia.

12. CÁLCULO EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTE

Se realiza medición directa en los generadores del campo, bajo la recopilación de la información de manera continua cada 20 segundos del punto de muestreo del MotoGenerador #3 S/N A2303043 y MotoGenerador #4 S/N A2303042 se alcanzan valores estabilizados para lograr una muestra representativa.

De acuerdo con la información recopilada, se presenta el resumen de los valores promedios registrados para cada uno de los Motogeneradores:

Tabla 9. Condiciones actuales de generación em RCE

CONDICIONES DE LA MEDICION		
HORAS DE OPERACIÓN AL AÑO X CADA GENERADOR	4380	HORA
POTENCIA ESTIMADA GEN	203	KW
CONSUMO DIESEL PROMEDIO DIARIO	360	GAL/DIA
RENDIMIENTO	13,53	KW/GAL

Nota. Elaboración propia. Adaptada de estudio físico de medición de gases en generación.

Tabla 10. Resultados de medición de emisiones de generadores en RCE

CAMPO	GENERADOR	ESTADO	%O ₂	ppm Nox	% REN	% QA	ppm HC	% CO ₂ IR	°C TH	Flujo de gases de escape (Us)
RCE	#3 A2303043	OPERANDO	12,27	1034,35	71,54	28,46	768,67	6,92	348,14	1062,92
RCE	#4 A2303042	BACKUP	14,08	582,33	72,34	27,66	474,2	5,34	282,77	1673,12

Nota. Elaboración propia. Adaptada de estudio físico de medición de gases en generación.

Tabla 11. Resultados de medición de emisiones C₂O_e total de generadores en RCE

GENERADOR	Emisiones CO ₂ (Ton CO ₂ /año)	Emisiones HC (Ton HC/año)	Emisiones CO ₂ e (Ton CO ₂ e/año)	Emisiones CO ₂ e total (Ton CO ₂ e/año)
#3 A2303043	2296,40	25,51	535,68	2832,08
#4 A2303042	2789,40	24,77	520,18	3309,57

Nota. Elaboración propia. Adaptada de estudio físico de medición de gases en generación.

Los resultados de la medición de gases de los generadores son:

- **%Oxígeno (O₂):** La concentración de oxígeno es bastante consistente en las diversas lecturas para todos los motogeneradores, presentando una desviación estándar baja, indicando una combustión estable. Un valor promedio 12.27% y 14.07% respectivamente en cada motogenerador, indica una combustión con exceso de aire. Esto es típico en muchos motores para asegurar una combustión completa y reducir las emisiones de CO y HC. El moto-generador número 3 con un 12.27% O₂ presentando el valor más bajo, nos permite inferir una menor cantidad de aire en el proceso de combustión.
- **Óxidos de Nitrógeno (NO₂, NO, NO_x):** Hay variabilidad en las concentraciones de NO_x, lo cual es esperado debido a las fluctuaciones en las condiciones de operación y carga. Los NO_x son productos de la combustión a alta temperatura. Podemos observar que el motogenerador número 3, presenta el mayor valor de concentraciones de NO_x en ppm, lo que nos indica que en las condiciones de operación del motor puede existir menor cantidad de aire y la temperatura de combustión lo refleja al ser el valor más elevado, lo que indica el trabajo del motogenerador funcionando bajo carga pesada o con problemas de enfriamiento.
- **Rendimiento (REN):** Los valores son consistentes, lo que indica una buena eficiencia de combustión. La eficiencia de combustión en valores cercanos a los 72% promedio demuestra qué tan bien se está quemando el combustible. Un valor más alto es deseable, pero debe equilibrarse con las emisiones.
- **Hidrocarburos (HC):** Hay una variabilidad notable en las concentraciones de hidrocarburos en los gases de escape, sugiriendo la posibilidad de

combustión incompleta en algunas condiciones. De nuevo el motogenerador número 3 presenta el valor de concentración mayor, apoyando la hipótesis de baja eficiencia en el proceso de combustión de este motogenerador.

- **Dióxido de Carbono (CO₂):** Los valores son consistentes, reflejando una buena combustión del combustible. El CO₂ promedio de 5.35% indica una combustión eficiente, ya que el CO₂ es el producto final deseado de la combustión completa de hidrocarburos.
- **Flujo de Gases de Escape:** Los valores son consistentes, lo que es positivo para la estabilidad operativa de los motogeneradores. El flujo variable entre 1443.54 L/s y 1673.12 L/s es un indicador de la cantidad total de gases emitidos. Este valor es crucial para calcular las emisiones totales de contaminantes.

13. DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS DE LA AUTORIDAD AMBIENTAL PARA LA INSTALACIÓN

Al estar el campo RCE dentro del Bloque Tapir y este a su vez contar con una licencia ambiental dentro del sector de hidrocarburos, las actividades autorizadas a realizar en el campo se circunscriben a lo que se determina dentro de la Licencia Ambiental y sus modificaciones del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, bajo los requisitos, condiciones y obligaciones allí establecidos, las cuales se relacionan a continuación:

- Resolución 0520 del 22 de abril de 2005, la cual otorgó Licencia Ambiental Global a la sociedad COLTANQUES LTDA, para el proyecto de explotación y desarrollo del Campo Mateguafa, localizado en la Inspección de Policía El Algarrobo en jurisdicción del municipio de Orocué, departamento de Casanare.
- Resolución 1170 del 25 de julio de 2018, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, modifica la Resolución 520 del 22 de abril de 2005 y se toman otras determinaciones.
- Resolución 1215 del 26 de junio de 2019, por medio de la cual ANLA aclaró los numerales 37 y 41 de la tabla actividades ambientalmente viables para el desarrollo del proyecto Bloque Tapir del artículo segundo y el artículo décimo tercero de la Resolución 1170 del 25 de julio de 2018.
- Resolución 2602 del 31 de diciembre de 2019, por la cual se modifica varios artículos de las resoluciones anteriores y se toman otras determinaciones.

En la Resolución 2602, dentro de los requerimientos de la autoridad ambiental, en el artículo 33 determina lo siguiente

“ARTÍCULO TRIGÉSIMO TERCERO: *Presentar en un término no mayor a doce (12) meses, contados a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, un informe y base de datos resultantes de la estimación de las emisiones fugitivas de los gases de efecto invernadero metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) derivadas de las actividades del proyecto, dicho informe deberá incluir:*

1. *Actividades de combustión en calderas, generadores y teas*
2. *Emisiones fugitivas.*
3. *Emisiones de fuentes móviles.*

La estimación de las emisiones se debe realizar para el escenario de operación actual y el proyectado de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático – IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, incluyendo el cálculo de la incertidumbre.

PARÁGRAFO: *De acuerdo con los resultados de la estimación de las emisiones relacionadas en el presente artículo, en un término de doce (12) meses contados a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, la sociedad deberá presentar un programa que contemple actividades de mitigación de las emisiones fugitivas de los gases de efecto invernadero producto de las actividades del proyecto en el marco del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético – PIGCC, adoptado mediante la Resolución 40807 del Ministerio de Minas y Energía.”*

Teniendo en cuenta el anterior requerimiento de la autoridad ambiental y dentro del programa de mitigación de las emisiones fugitivas de los gases de efecto de invernadero, PETROLCO presentará el SF como alternativa de generación híbrida en el campo RCE.

De acuerdo con la licencia ambiental global, la generación de energía en el Bloque Tapir está autorizada con fuentes de energía localizada a partir de motores de combustión interna dual (diésel y/o gas). La generación a través de sistema fotovoltaico no se contempló como una alternativa en el momento del trámite de la licencia.

No obstante, la implementación de un proyecto piloto de generación a través de sistema fotovoltaico con capacidad de 0,45 MW se puede viabilizar a través de una solicitud de cambio menor presentándolo como un “Cambio de equipos generadores de emisiones atmosféricas por tecnologías más eficientes”, que es una de las actividades contempladas dentro de la norma de Cambio Menores para el sector de hidrocarburos, Resolución 0855 del 5 de agosto de 2022 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Para esto, la empresa PETROLCO debe preparar un documento con la descripción de la actividad a realizar, incluyendo los planos de localización, matriz de peligros y riesgos Anexo 2. Matriz Identificación de Peligros valoración de riesgos, la justificación de que la actividad se adecúa a una causal del artículo 4 de la Resolución 855 de 2022 y verificar que no ocurre en ningún caso en que se requiera modificación de licencia que señala el artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 del 26 de mayo 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

14. CONCLUSIONES

El campo de producción de petróleo RCE de PETROLCO, en Orocué (Casanare) tiene un alto potencial de irradiación solar promedio de 4,86 kWh/m²/día, lo que permite un piloto de un sistema fotovoltaico híbrido conectado al sistema de generación a diésel actual. En el que funcionaría durante diez horas diarias en los horarios de mayor aprovechamiento de la irradiación, entre las 7:00 am y las 5:00 pm, permitiendo tener alternativa mixta e implementar energías renovables en la industria de hidrocarburos.

Bajo la simulación realizada se obtiene un sistema con 816 paneles solares, una potencia nominal de 449 kWp, una potencia máxima efectiva de 409 kWp, una producción de energía de 620.304 kWh/año y una producción específica de 1.382 kWh/kWp/año.

El módulo fotovoltaico seleccionado es ZNShine ZXM7-SHLDD-144-550 de 550 Wp, el arreglo del sistema fotovoltaico es de 17 módulos en serie y 48 en cadena, con cuatro (4) inversores Fronius referencia Tauro Eco 100-3-D + 30A de 100 kWac cada uno, ocupando un área total de 2.108 m².

Con base en la evaluación económica realizada en excel por flujo de caja, el sistema fotovoltaico híbrido en el Campo RCE ayudaría a reducir el consumo diario de diésel disminuyendo los costos operativos (OPEX) anuales. Se obtiene una reducción de 1.807.702 USD en diez (10) años por el menor consumo de diésel, lo que da 150.642 USD/año en promedio.

La inversión calculada para la instalación del sistema fotovoltaico, la adecuación del terreno, el transporte de la energía desde la ubicación de los módulos a la entrada de la generación, el dispositivo para manejar la integración del sistema FV al sistema de generación diésel y el sincronismo de estos es de USD 680.561,

teniendo en cuenta los beneficios tributarios que otorga el gobierno nacional, específicamente el no arancel en la importación de los equipos, la exclusión del IVA, la depreciación acelerada y el incentivo de renta hacen que el proyecto sea viable y se recomiende a la empresa PETROLCO su implementación.

La evaluación económica del proyecto se realiza a 10 años con una tasa de oportunidad del 10%, obteniendo una tasa interna de retorno (TIR) de 20,61%, un valor presente neto (VPN) de 194.221 USD, una relación costo-beneficio de 1,58 Y recuperación de la inversión en 4,5 años.

Con la disminución del consumo de diésel anual se realizó la evaluación de la de las emisiones de CO₂ y CO₂ equivalente obteniendo una reducción total de 636,52 Ton CO₂ por año, lo que corresponde a 105.221 árboles plantados en 10 años.

Desde el punto de vista de permiso ambiental, aunque la licencia global de la empresa PETROLCO en el bloque Tapir no contempla la generación de energía usando un sistema fotovoltaico, se puede viabilizar a través de una solicitud de cambio menor ante el ANLA como un “Sustitución parcial de equipos generadores de emisiones atmosféricas por tecnologías más eficientes”. Esta es una de las actividades contempladas dentro de la norma de Cambio Menores para el sector de hidrocarburos, Resolución 0855 del 5 de agosto de 2022 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

15.RECOMENDACIONES

Según los resultados del sistema fotovoltaico en el campo RCE, es posible evaluar la implementación en los demás campos en desarrollo de la empresa PETROLCO, se puede implementar los sistemas fotovoltaicos en sus operaciones obteniendo beneficios en reducción de costos y disminuyendo el impacto en el calentamiento global. Adicional de contemplar el uso de la energía solar para aplicación en calderas y procesos térmicos en las facilidades de la compañía.

Se puede evaluar el uso del sistema híbrido de generación para un proceso térmico donde mediante la electrólisis se obtenga hidrógeno verde, aprovechando el agua asociada a la producción tratada.

Si el proyecto piloto de la generación parcial es satisfactorio, se puede evaluar la implementación del sistema fotovoltaico para que supla el 100% de la generación en el campo bajo un sistema Off Grid con almacenamiento. Esto teniendo en cuenta que la operación del campo es constante 24 horas 7 días a la semana y el suministro de energía de los paneles es variable en función de la irradiancia dependiendo de la hora del día.

Implementar un sistema de monitoreo continuo puede ayudar a detectar variaciones en la eficiencia de la combustión y las emisiones en tiempo real, permitiendo ajustes operativos inmediatos y reduciendo el impacto ambiental.

16. BIBLIOGRAFÍA

Arenas, D. A., y Zapata, H. S. (2011). Libro interactivo sobre energía solar y sus aplicaciones. (Tesis de pregrado). p. 18. Universidad Tecnológica de Pereira.

Alonso, E. (04 de marzo, 2024). 'Precio del diésel podría subir entre \$ 2.000 y \$ 3.000, según presidente de Ecopetrol'. *El Tiempo*. Recuperado de <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/precio-del-diesel-puede-subir-hasta-3000-pesos-por-galon-dice-ricardo-roa-de-ecopetrol-861093>

Equipo Transición Energética Factor energía. (2023, May 15). Energía solar: todo lo que tienes que saber. <https://www.Factorenergia.Com/Es/Blog/Autoconsumo-Elctrico/Energia-Solar/>.

Escobar, J. (1 de enero, 2024) Transportadores de carga advierten de congelamiento del precio del ACPM no será suficiente para evitar los altos costos de la canasta familiar. *Infobae*.

Fronius Solar Energy (2024), Fronius Tauro Eco. <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-d>

Galón del diésel costará más de \$16,000 cuando se elimine el subsidio al combustible. (15 de marzo, 2024). *La República*.

2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. TABLE 2.2 Default emission factors for stationary combustion in the energy industries. CHAPTER 2 Stationary combustion. *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

González, J. (Ed.) (2009). *Energías Renovables*. Editorial Reverté S.A.

Laguarda, A. (2021). Modelado de la irradiancia solar sobre la superficie terrestre: Modelos físicos e híbridos utilizando información satelital sobre la Pampa Húmeda. (Tesis de doctorado). Universidad de la República, Uruguay.

Más petroleras le apuestan a producir hidrocarburos con energía solar en Colombia. (12 de mayo, 2022). *Revista Semana*. Recuperado de <https://www.semana.com/economia/macroeconomia/articulo/mas-petroleras-le-apuestan-a-producir-hidrocarburos-con-energia-solar-en-colombia/202246/>.

Meteoblue (2024), por Windy.com Company. <https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/orocu%C3%A9 Colombia 3673536>

Mermoud, A.. (2011). PvSyst Photovoltaic Software. (versión 7.4.5) [software]. University of Geneva. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>

Orozco, B. (15 de marzo, 2024). 'Galón del diésel costará más de \$16.000 cuando se elimine el subsidio al combustible'. *La República*. Recuperado de <https://www.larepublica.co/economia/galon-del-diesel-costara-mas-de-16-000-cuando-se-elimine-el-subsidio-3821441>

O'Donnell, J., & Bierman, B. (2020). Solar thermal field experience at a south Oman oilfield. Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019, 583–589. <https://doi.org/10.18086/swc.2019.12.09>

Pérez Uribe, L. M. (2014). Calidad y precio de los combustibles en Colombia comparados con algunos países de América Latina; por qué exigir la disminución

de los precios de la gasolina y diésel (Tesis de maestría). Universidad EAFIT, Medellín.

Poveda, K., & Gomez, N. (2021). Propuesta de una tecnología apropiada de energía renovable no convencional en el municipio de Mapiripán Meta para suministro de energía eléctrica en el área rural (Tesis de pregrado). Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas, Bogotá.

PVsyst 7 Help. Contents.Project design. PVsyst SA 1994-2022.
https://www.pvsyst.com/help/index.html?project_design.htm

Quicaza, A., & Mora, S. (2021). Formulación de estrategias para la implementación y fomento de fuentes no convencionales de energías renovables en zonas no interconectadas de Colombia (Tesis de maestría). Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas, Bogotá.

Stackhouse, P. (2024) Nasa Power Viewer (versión 2.4.3) [software].
<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

ZnShine Solar (2024), ZXM7-SHLD144 Series Datasheet.
https://cdn.ensolar.com/z/pp/2023/4/gn1p601q25xfkf/ZXM7-SHLD144-182-2279-1134-30-32NH-530-555W-350mm-20220823-E.pdf?_gl=1*60nqco*_gcl_au*MTQwMjg5MjgyMC4xNzM0MDUxNDg4