

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO COMO SOLUCIÓN ALTERNATIVA PARA LA ALIMENTACIÓN
ELÉCTRICA DEL POZO CVMM-1 CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBA
DE CAVIDADES PROGRESIVAS UBICADO EN UN CAMPO EN LA CUENCA DEL
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

LAURA VANESSA PABÓN CASTRO

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Orientador:

**Ing. Arnaldo Gómez Casseres Hoyos
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.,
2024**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Arnaldo Gómez Casseres Hoyos

Firma del Director

Ing. Oscar Mauricio Ochoa Álvarez

Firma del jurado (docente)

Ing. Eliana Aldana

Firma del jurado (docente)

Bogotá D.C., enero de 2024

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decana Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Guerra Prieto

Director Departamento de Energías/Programa de Ingeniería de Petróleos

Dra. Naliny Guerra Prieto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

DEDICATORIA

A mis padres Severo y Olga, que con su constante amor y motivación fueron mi enfoque y motor para la culminación de este logro.

A mis hermanos Severo y Johanna junto con mis sobrinos y cuñados, quienes me brindaron un gran apoyo emocional durante todo este proceso.

A mi nonita Julia, que hoy no comparte con nosotros, pero su corazón y su voz de aliento estuvo presente durante estos semestres.

LAURA VANESSA PABÓN CASTRO

AGRADECIMIENTOS

Agradeciendo primordialmente a Dios, por guiarme a lo largo de mi carrera profesional siendo mi fortaleza en momentos de debilidad y guiándome en cada uno de mis aprendizajes y experiencias adquiridas.

A mis padres y hermanos por el apoyo continuo en todo el proceso.

A mis amigos y compañeros por la voz de aliento y los acompañamientos en especial a Sandra García por su aporte y consejos educativos, también a Manuel Hernández y Freyja María por su amistad incondicional.

A la fundación Universidad de América por el convenio institucional el cual permitió culminar mi proceso de estudios profesional y con el este logro.

A mi director Arnaldo Gómez Casseres Hoyos y a los docentes de ingeniería de petróleos.

LAURA VANESSA PABÓN CASTRO

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
2. JUSTIFICACIÓN	17
3. OBJETIVOS	19
3.1. Objetivo general	19
3.2. Objetivos específicos	19
4. ANTECEDENTES	20
5. MARCO TEÓRICO	23
5.1. Energías renovables	23
5.1.1. Energía solar	23
5.1.2. Energía solar fotovoltaica	24
5.2. Distribución de la intensidad de la radiación solar en Colombia	30
5.3. Bombas de cavidades progresivas (PCP)	30
5.3.1. Componentes de las bombas de cavidades progresivas	31
6. METODOLOGÍA	34
6.1. Ubicación geográfica de la mayor radiación solar en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	35
6.2. Selección del pozo CVMM-1	36
6.3. Parámetros de operación del pozo CVMM-1	37
6.4. Diseño del sistema solar fotovoltaico para energizar el pozo CVMM-1	37
6.4.1. Cálculo del consumo energético de la unidad de bombeo	37
6.4.2. Cálculo del número de paneles solares	38
6.4.3. Cálculo del número de baterías	39
6.4.4. Cálculo del número de inversores	39
6.4.5. Cálculo del número de reguladores o controladores de carga	39
6.4.6. Diagrama del sistema solar fotovoltaico para energizar el pozo CVMM-1	40
6.5. Análisis económico de la instalación del sistema solar fotovoltaico	40
6.5.1. Inversión inicial	41

6.5.2. Ingresos	42
6.5.3. Costos	43
6.5.4. Depreciación	45
6.5.5. Impuestos de renta	46
6.5.6. Indicadores financieros	46
7. RESULTADOS Y ANÁLISIS	49
7.1. Evaluación de la radiación solar en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	49
7.2. Selección del pozo CVMM-1 dentro del Campo La Cira Infantas	53
7.3. Consumo energético de la unidad de bombeo	58
7.4. Dimensionamiento de los elementos del sistema solar fotovoltaico para energizar el pozo CVMM-1	59
7.4.1. Paneles solares	59
7.4.2. Baterías	63
7.4.3. Inversores	67
7.4.4. Reguladores o controladores de carga	68
7.4.5. Disposición de los elementos del sistema solar fotovoltaico	71
7.5. Análisis económico de la instalación del sistema solar fotovoltaico	74
8. CONCLUSIONES	77
REFERENCIAS	78

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura de una celda fotovoltaica.	24
Figura 2. Celda solar monocristalino.	25
Figura 3. Celda solar policristalino.	26
Figura 4. Sistema solar fotovoltaico conectado en serie.	27
Figura 5. Sistema solar fotovoltaico conectado en paralelo.	28
Figura 6. Componentes del sistema solar fotovoltaico.	29
Figura 7. Componentes de las bombas de cavidades progresivas.	31
Figura 8. Diagrama de flujo de la metodología.	34
Figura 9. Mapa de radiación solar promedio de Colombia en el mes de marzo.	36
Figura 10. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	50
Figura 11. Mapas de radiación solar promedio en kWh/m ² .	51
Figura 12. Radiación promedio del Corregimiento El Centro y Puerto Boyacá.	53
Figura 13. Ubicación del Campo La Cira Infantas en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	54
Figura 14. Distribución de los pozos con bombas de cavidades progresivas en el Campo La Cira Infantas.	55
Figura 15. Pozo CVMM-1 con unidad de bombeo con cavidades progresivas energizado con Sistema Interconectado Nacional.	59
Figura 16. Distribución de los paneles solares y dimensionamiento del espacio físico.	63
Figura 17. Distribución de las baterías y dimensionamiento del espacio físico.	67
Figura 18. Distribución de los reguladores y dimensionamiento del espacio físico.	71
Figura 19. Sistema solar fotovoltaico para energizar la unidad de bombeo con cavidades progresivas del pozo CVMM-1.	73
Figura 20. Flujo de caja efectivo acumulado de la instalación del sistema solar en el pozo CVMM-1.	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Condiciones actuales de operación del pozo CVMM-1.	37
Tabla 2. Inversión inicial estimada de los activos fijos.	41
Tabla 3. Inversión inicial estimada de los activos diferidos.	42
Tabla 4. Ingresos generados en pesos colombianos del ahorro del consumo eléctrico.	43
Tabla 5. Descripción de los costos de operación y de mantenimiento necesarios en el proyecto.	44
Tabla 6. Proyección anual de los costos de operación y de mantenimiento a 20 años.	44
Tabla 7. Depreciación de los activos fijos en el proyecto.	45
Tabla 8. Pozos con bombas de cavidades progresivas en el área Cira Sur del Campo La Cira Infantas.	55
Tabla 9. Ficha técnica del panel solar JAM72S30.	60
Tabla 10. Ficha técnica de la batería LiFePO4.	64
Tabla 11. Ficha técnica del inversor Solis-30K-LV.	68
Tabla 12. Ficha técnica del controlador de carga SR-MC48100N15.	69
Tabla 13. Número de elementos calculados del sistema solar fotovoltaico.	71
Tabla 14. Flujo de caja de la instalación del sistema solar fotovoltaico.	74

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

A: Amperios.

Ah: Amperios hora.

API: Gravedad API.

BFPD: Barriles de petróleo global producidos por día.

B: Barriles.

BOPA: Barriles de petróleo por año.

BOPD: Barriles de petróleo por día.

BSW: Contenido de agua libre y sedimentos en el petróleo.

BWPD: Producción de agua por día.

°C: Grado Celsius.

CH₄: Metano.

CO₂: Dióxido de carbono.

CVMM-1: Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

ft: Pies.

GW: Gigavatios.

h/día: Horas por día.

Hp: Caballos de fuerza.

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

IPC: Índice de precios al consumidor.

IVA: Impuesto al valor agregado.

Km: Kilómetro.

Km²: Kilómetro al cuadrado.

kW: Kilovatios.

kWh: Kilovatios hora.

kWh/día: Kilovatios hora por día.

kWh/m²: Kilovatios hora por metro cuadrado.

m²: Metros cuadrados.

mm: Milímetros.

Petróleo BRENT: Tipo de crudo.

psi: Libras por pulgada cuadrada.

TIR: Tasa interna de retorno o de rentabilidad.

TRI: Tiempo de recuperación de la inversión.

USD: Dólar estadounidense.

US\$/B: Dólar estadounidense por barril.

V: Voltios.

VPN: Valor presente neto.

W: Vatios

\$: Pesos colombianos.

\$/kWh: Pesos colombianos por kilovatios hora.

RESÚMEN

El presente trabajo de grado está enfocado en la realización de un estudio de factibilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico como solución alternativa para energizar eléctricamente una unidad de bombeo con cavidades progresivas ubicado en un campo La Cira Infantas, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Para ello, se identificaron las zonas potenciales de radiación solar en la Cuenca (picos máximos más representativos) mediante la utilización de la herramienta *Atlas de radiación de Colombia* del IDEAM. Seguidamente, se definieron los criterios fundamentales para la selección del pozo CVMM-1 con el propósito de acoplar el sistema solar fotovoltaico. Posteriormente, se determinó el consumo energético por hora durante el día de la unidad de bombeo con cavidades progresivas. Adicionalmente, se realizó el dimensionamiento de todos los elementos que conforman el sistema solar fotovoltaico adaptados a la demanda energética de la unidad de bombeo, mediante el cálculo del número de paneles solares, baterías, inversores y reguladores. Finalmente, se realizó el análisis económico del proyecto para determinar su rentabilidad al cabo de 20 años.

Como resultado se obtuvo que el proyecto es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, lo que representa una utilidad a hoy de \$882.607.424,5 (US\$226.690,32) y una TIR de 11% a la cual se recupera la inversión. Pese a que se requiere una inversión alta de \$1.729.508.000 (US\$444.209,63), el tiempo de recuperación de la inversión se da a los 7,9 años o 95,6 meses, luego de haber instalado el sistema solar fotovoltaico.

PALABRAS CLAVE:

Energía solar, sistema fotovoltaico, bomba cavidades progresivas, pozos petroleros, Cira Infantas, Cuenca Valle Medio Magdalena.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la sociedad humana se ha basado en el aprovechamiento de las fuentes de energía disponibles en la naturaleza, lo que ha permitido mejorar impresionantemente el progreso tecnológico e industrial. Los combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas son la principal fuente de energía en todo el mundo por su alto poder calorífico en comparación con otras fuentes de energía. Sin embargo, el uso extensivo de combustibles fósiles ha ocasionado graves daños al ambiente por la liberación de dióxido de carbono (CO_2) y de gas metano (CH_4) a la atmósfera, lo que pone en peligro la vida en todas sus formas. Por ello, hoy día se están buscando nuevas opciones energéticas que sean más amigables con el medio ambiente, como las llamadas energías alternativas.

Una de las fuentes de energía alternativas con fuertes expectativas y que más desarrollo está experimentando en los últimos años es la energía solar. Cada año el sol arroja 4.000 veces más energía que la que se consume, lo que demuestra que esta fuente de energía no ha sido aprovechada en su totalidad. El aprovechamiento de la energía solar se fundamenta en la captación de la radiación solar que llega a la tierra mediante el uso de diferentes tecnologías, con el fin de emplear esa energía para diversos usos, principalmente, en la generación de energía eléctrica. Las celdas solares son tecnologías atractivas que convierten la luz solar en energía eléctrica, la cual puede abastecer a la red eléctrica con menos impacto ambiental.

Este trabajo de grado tiene como propósito el estudio de factibilidad de implementación de un sistema solar fotovoltaico con aplicación en sistemas de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas como alternativa de solución para alimentar eléctricamente el pozo CVMM-1 en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El aumento anormal de la temperatura media del planeta se debe a la concentración de los gases efecto invernadero en la atmósfera, principalmente del dióxido de carbono (CO₂), que se produce por el uso extensivo de combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas para la producción de energía eléctrica [1]. Particularmente, en los campos petroleros es casi exclusivo el uso de energía basada en combustibles fósiles en los procesos de exploración, explotación, producción y comercialización. En la etapa de producción, los pozos existentes requieren un alto consumo de energía, como es el caso de los sistemas de levantamiento artificial y de otros equipos de superficie. En ese orden de ideas, los pozos pueden ser energizados mediante red eléctrica, por generación propia del pozo (gas) o por el uso de motor diésel [2].

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia es una de las cuencas sedimentarias de importancia económica del país. Se trata de una cuenca madura con alta producción desde el año 1918. La explotación de esta cuenca inició con el descubrimiento del Campo La Cira Infantas y continuó con el descubrimiento de otros campos igualmente importantes como Casabe, Galán, Opón, Cantagallo, entre otros. Específicamente el Campo Casabe cuenta con 4 fuentes de energía eléctrica: Termo Barranca, la cual suministra alrededor del 60% de la energía consumida en el campo; la Refinería de Barrancabermeja, la cual suministra alrededor del 20% de la energía eléctrica; el Sistema Interconectado Nacional, el cual suministra en promedio el 10% y el Centro de Autogeneración suministra el 10% restante de la energía [3]; es evidente que aún existen pozos que se encuentran distantes de la red eléctrica nacional, lo que implica un costo elevado de suministro de energía eléctrica medido en kWh.

Por ese motivo, la tendencia actual a nivel mundial es la generación de energía eléctrica a partir de tecnologías que impliquen el uso de recursos renovables como la energía solar, dado que estos favorecen la sostenibilidad del planeta debido a que disminuyen las emisiones de gases efecto invernadero.

El desarrollo de este trabajo tiene como propósito el estudio de factibilidad de implementación de un sistema solar fotovoltaico con aplicación en sistemas de

levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas como alternativa de solución para alimentar eléctricamente el pozo CVMM-1.

2. JUSTIFICACIÓN

En los últimos años, los esfuerzos se han concentrado en el desarrollo y la aplicación de tecnologías limpias que sean rentables, accesibles y que no representen un riesgo para el medio ambiente. Colombia ha establecido políticas públicas claras que van encaminadas a aumentar la participación de las energías renovables a más del 12% en la matriz energética para el 2022 y reducir las emisiones de gases efecto invernadero del 20% al 51% para el 2030 [4].

Las energías renovables se consideran limpias ya que se generan a partir de recursos naturales renovables como el viento, el agua y el sol. La implantación de estas nuevas tecnologías está teniendo un buen grado de aceptación, aumentando año tras año las inversiones y la potencia instalada [5].

La energía solar es uno de los métodos más limpios de producción de energía; dentro de sus ventajas se destaca principalmente su naturaleza inagotable, renovable y su utilización libre de polución. Según Orús [6], esta es la segunda tecnología más importante dentro de las energías renovables para la generación de potencia eléctrica a nivel mundial; se estimó que para el año 2022 se alcanzó una potencia energética de 1.185 GW.

Las celdas solares son consideradas como uno de los métodos más simples de convertir energía del sol en energía eléctrica, mediante el llamado efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico se basa en el uso de materiales semiconductores, que al ser iluminados producen electricidad sin generar subproductos peligrosos para el medio ambiente. Generalmente, las celdas solares generan potencias pequeñas por lo que se hace necesario conectar varias entre sí para aumentar el voltaje o la corriente. Cabe destacar que, al conjunto de varias celdas conectadas entre sí, se les llama paneles fotovoltaicos [7].

Por tanto, el diseño de un sistema de energía solar fotovoltaico permitirá energizar los sistemas de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas para su operatividad, permitiendo la disminución del uso de combustibles fósiles y reduciendo los costos asociados a estos.

Bajo ese contexto, el presente trabajo de grado considera el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico como alternativa de energía sostenible, que aprovecha la energía del sol, para el abastecimiento eléctrico del sistema de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo general

Realizar un estudio de factibilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico como solución alternativa para la alimentación eléctrica del pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas ubicado en un campo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

3.2. Objetivos específicos

- Evaluar los niveles de radiación solar del pozo CVMM-1 ubicado en un campo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Cuantificar el consumo energético promedio por hora/día del pozo CVMM-1 que opera con sistema de bomba con cavidades progresivas.
- Dimensionar el sistema solar fotovoltaico para el funcionamiento del pozo CVMM-1 con bomba de cavidades progresivas.
- Evaluar la viabilidad económica mediante el uso de indicadores financieros para la instalación de un sistema solar fotovoltaico del pozo CVMM-1 con bomba de cavidades progresivas.

4. ANTECEDENTES

El aprovechamiento de las energías renovables ha tenido un gran auge en los últimos años a raíz del alza de los precios de los combustibles convencionales, la lucha contra el cambio climático y la búsqueda de nuevas oportunidades de negocio. Se estimó que para el año 2022 se alcanzó una potencia energética generada por diversas fuentes de energía renovable a nivel mundial cercana a los 3.481 GW [6]. En este contexto, la energía solar juega un papel fundamental, dado que la capacidad instalada es la segunda más importante dentro de las energías renovables para la generación de potencia eléctrica con 1.185 GW [6].

Se estima que en Colombia para el año 2030 se incrementará hasta el 30% del consumo de energías limpias o renovables dado que dentro de las bondades se destaca la disminución de las emisiones de contaminantes y la producción de desechos, lo que garantiza un medio ambiente más limpio y sostenible [8].

Las tecnologías fotovoltaicas permiten la transformación directa de la luz solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Los sistemas fotovoltaicos consisten en la conexión eléctrica de varios módulos en configuraciones en serie o paralelo, además de la incorporación de elementos tales como acumuladores de energía, inversores, entre otros. La tecnología fotovoltaica puede ser utilizada en un amplio rango de aplicaciones, ya sea a nivel residencial, comercial e industrial. Algunas de las limitaciones de esta tecnología son: 1) la posición de la tierra con respecto al sol, la cual varía diariamente y anualmente, sin embargo, Colombia cuenta con una posición geográfica estratégica que permite la captación de radiación solar todo el año; 2) la generación de corriente directa, lo que implica la instalación de un inversor dado que los sistemas industriales requieren corriente alterna; 3) la captación de energía únicamente durante el día, por ello la necesidad de instalar un banco de baterías para almacenar energía y así garantizar el flujo continuo de potencia y; 4) el uso de grandes extensiones de tierra para obtener la cantidad de energía aprovechable haciendo que se compita con los cultivos de alimentos. Sin embargo, hay que resaltar que esta tecnología se ha desarrollado de forma acelerada en los últimos años, propiciando un aumento en la eficiencia, en la durabilidad de los paneles solares, así como en la reducción de los costos de fabricación de estos [8].

Flores [9] realizó un estudio de factibilidad de utilización de energía solar fotovoltaica como fuente de alimentación del sistema de iluminación en el Campo Repsol-NPF bloque 16 ubicado en Ecuador. El proceso metodológico se fundamentó en el estudio de la disponibilidad del recurso solar y de la demanda de energía eléctrica para el sistema de iluminación del campo petrolero, en el diseño del sistema solar fotovoltaico y en el análisis económico del proyecto. Los resultados permitieron concluir la viabilidad de realizar el proyecto, dado que la empresa Repsol podrá recuperar su inversión al cabo de 6 años, una vez iniciado el proyecto.

Gómez, Muñoz y Vargas [8] realizaron una evaluación técnico-económico-socio-ambiental de la implementación de energías alternativas para alimentar sistemas de levantamiento artificial en pozos marginales. Específicamente, el estudio realizado para la evaluación técnica de energía solar implicó el cálculo del consumo energético diario del pozo (2.592 kWh), lo que conllevó a la construcción de un parque solar compuesto por 3.075 paneles, 4.821 baterías y 3 inversores, con gastos asociados a compra, instalación y desinstalación de los equipos de 5,2 millones de dólares sin IVA. Los resultados evidenciaron que este proyecto no es viable económicamente. Por tanto, se evaluó la posibilidad de implementar un sistema híbrido que incluya energía solar y generación de diésel sin baterías, dado que las baterías representan el mayor porcentaje del Capex. Para este caso, el Capex se redujo hasta 196 mil dólares sin IVA, lo que comprende la compra, instalación y desinstalación de 729 paneles fotovoltaicos. El estudio demostró que esta modificación del sistema permite que la energía alternativa solar híbrida tenga viabilidad.

Orjuela y Vanegas [10] realizaron la evaluación técnica-financiera del uso de paneles solares para energizar una unidad hidráulica de bombeo mecánico suministrada por la empresa Serinpet Ltda. El desarrollo del trabajo implicó la selección de un pozo petrolero ubicado en el Campo Opón de acuerdo con las características de localización, profundidad y grados API. Adicionalmente, se realizó el análisis del pozo mediante el uso del software RODSTAR para predecir la producción del pozo, a partir del diseño simulado del sistema de bombeo mecánico. Finalmente, se evaluó la viabilidad del proyecto mediante el uso del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN). Los resultados identificaron que se requiere un diseño del sistema fotovoltaico de 19 paneles solares de

310 W, 5 baterías de AGM, 1 convertidor de 600 W, la unidad hidráulica de bombeo mecánico A1-2-60 y la bomba de subsuelo de 2^{7/8}" para producir 4 barriles de petróleo por día (BOPD). Adicionalmente, el trabajo permitió la comparación de la potencia de la unidad hidráulica de bombeo mecánico de 1 Hp y de 5 Hp conectados al sistema, lo que evidenció que la unidad de 5 Hp es mucho más eficiente y tiene una mayor rentabilidad en términos financieros cuando se conecta a la red eléctrica nacional. Por tanto, el proyecto es viable para desarrollarse ya que el VPN correspondió a \$308.565 USD con una tasa de oportunidad del 3,18%.

Bernal, Rios y Latorre [11] realizaron un análisis de viabilidad para la instalación de paneles solares como suministro de energía en equipos de un sistema de cargadero de carrotanque. Para ello, se determinó el sector de Colombia que presenta mayor radiación solar para la selección del lugar más indicado para realizar la instalación. Seguidamente, se realizó un estudio técnico mediante el cálculo de la potencia eléctrica requerida por los equipos con el objetivo de identificar la cantidad de paneles solares. Por último, se realizó un análisis económico del proyecto mediante la comparación del sistema sin el uso de paneles solares y con el uso de estos. La investigación permitió la identificación de zonas potenciales con alta radiación solar, principalmente en el noroccidente y nororiente del país, en los departamentos del Meta y Bolívar, respectivamente. Específicamente se identificó la ciudad de Cartagena como ubicación estratégica para instalar los paneles solares. Por su parte, se determinó que se requiere 4 paneles solares policristalinos de 320 W cada uno para cumplir con el requerimiento energético de la unidad de control de un cargadero de crudo que trabaja 13 horas diarias. Adicionalmente, el análisis financiero por medio de cálculo del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) evidenció la viabilidad del proyecto, dado que se recuperará la inversión inicial del proyecto en el quinto mes.

5. MARCO TEÓRICO

5.1. Energías renovables

Hace referencia a aquellas energías que provienen de fuentes naturales inagotables como el sol, el viento, el agua o la biomasa. Las energías renovables están llamadas a convertirse en la fuente de electricidad más rentable para el planeta y el desarrollo económico.

La principal ventaja de las energías renovables es su limpieza, dado que no generan impacto al medio ambiente, no producen gases de efecto invernadero, así como otras emisiones contaminantes. Entre las energías renovables se destaca la solar, eólica, geotérmica, hidráulica y otras fuentes de origen natural autosuficientes [11].

5.1.1. Energía solar

La energía solar es el recurso más abundante de la energía renovable, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas y se genera en las reacciones del hidrógeno en el núcleo del sol por fusión nuclear y es emitida por la superficie solar [12]. El sol emite cerca de $3,8 \times 10^{23}$ kW, y aproximadamente el $1,8 \times 10^{14}$ kW incide en el planeta; aun así, representa una fuente inagotable que no genera residuos [13]. Dicha radiación se puede aprovechar de dos (2) maneras, por medio de calor mediante captadores o colectores térmicos o mediante electricidad a través de módulos fotovoltaicos.

Cabe destacar que Colombia está ubicada en un lugar privilegiado, pues se encuentra localizada sobre la línea ecuatorial, lo que le permite recibir la energía solar durante todo el año. Además, todas las épocas del año son muy parecidas, la duración de los días y de las noches es similar y por lo tanto la incidencia de los rayos solares es prácticamente constante durante todos los días del año [12].

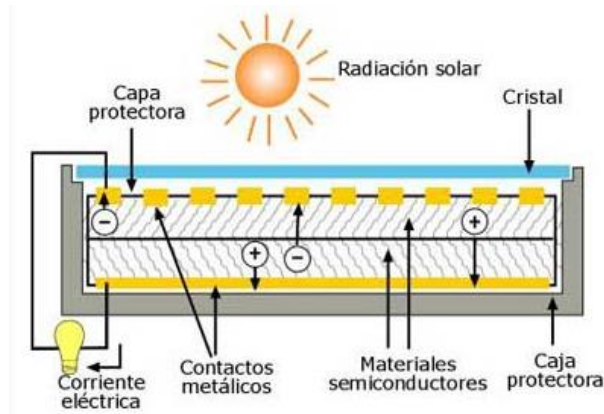
5.1.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica convierte la radiación solar que llega a la superficie del planeta en energía eléctrica, a través de celdas fotovoltaicas altamente reactivas a la energía solar, mediante el efecto fotovoltaico [11].

El principio de funcionamiento de la energía solar fotovoltaica se fundamenta en un conjunto de celdas solares o celdas fotovoltaicas que están agrupadas por módulos, que convierten la luz solar en forma de flujo de fotones, los cuales inciden en los materiales semiconductores cristalinos, haciendo que se exciten los electrones libres para que puedan fluir, provocando una corriente eléctrica que puede ser aprovechada o almacenada [13]. En la Figura 1 se presenta la estructura de una celda fotovoltaica.

Figura 1.

Estructura de una celda fotovoltaica.



Nota. La figura representa la estructura de una celda fotovoltaica. Tomado de: Canaltic (s.f.). "Energía solar fotovoltaica". [En línea]. https://canaltic.com/blog/html/exe/energias/energa_solar_fotovoltaica.html [Acceso: octubre, 2023].

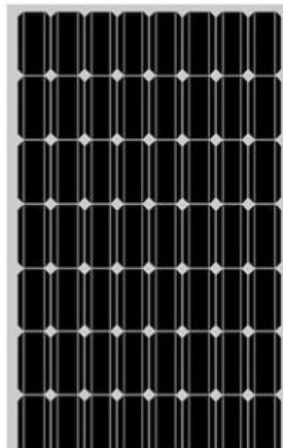
Esta energía está catalogada como una solución prometedora para las necesidades energéticas de todos los países, debido a su universalidad y acceso gratuito; además, no contamina y su captación es directa y de fácil mantenimiento [9].

5.1.2.a. Tipos de celdas solares fotovoltaicas. Las celdas más comúnmente empleadas en los módulos fotovoltaicos son:

- **Celdas solares monocristalinos.** Son las tecnologías más antiguas y más utilizadas. Su estructura ordenada se forma a partir de un sólido de silicio puro con boro cristalino intacto, esto hace que sea un buen semiconductor. Su fabricación requiere de mucho tiempo y energía. La eficiencia de las celdas puede ser de 14%, 16% e incluso de 18%, aunque se prevé una pérdida de eficiencia a medida que la temperatura supere los 25°C, lo que genera que en lugares de elevadas temperaturas, se recurra a equipos de refrigeración debajo de los paneles monocristalinos [13]. En la Figura 2 se presenta la celda solar monocristalino.

Figura 2.

Celda solar monocristalino.

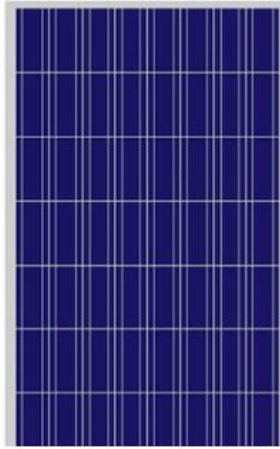


Nota. La figura representa la celda solar monocristalino. Tomado de: Plataforma solar (s.f.). “¿Cuál elegir? Paneles solares monocristalinos vs. policristalinos: ventajas y desventajas”. [En línea]. <https://blog.plataformasolar.cl/cual-elegir-paneles-solares-monocristalinos-vs-policristalinos-ventajas-y-desventajas/> [Acceso: noviembre, 2023].

- **Celdas solares policristalinos.** Las tecnologías basadas en celdas policristalinos se forman esencialmente por una red cristalina de silicio, con enlaces irregulares en las fronteras cristalinas que hace que disminuya el rendimiento de la celda, siendo este inferior al de las celdas monocristalinos. El rendimiento no sobrepasa el 15% en modelos comerciales y su costo de fabricación es inferior a las celdas solares monocristalinos [14]. En la Figura 3 se presenta la celda solar policristalino.

Figura 3.

Celda solar policristalino.



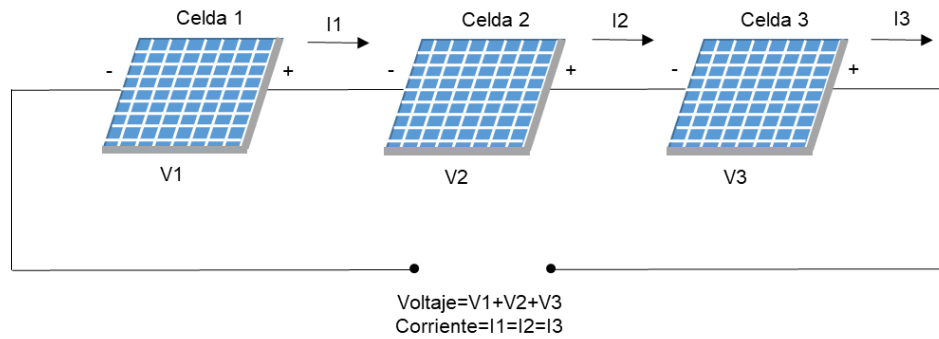
Nota. La figura representa la celda solar policristalino. Tomado de: Plataforma solar (s.f.). “¿Cuál elegir? Paneles solares monocristalinos vs. policristalinos: ventajas y desventajas”. [En línea]. <https://blog.plataformasolar.cl/cual-elegir-paneles-solares-monocristalinos-vs-policristalinos-ventajas-y-desventajas/> [Acceso: noviembre, 2023].

5.1.2.b. Tipos de celdas solares fotovoltaicas según su conexión. Un arreglo fotovoltaico es un conjunto de módulos conectados eléctricamente ya sea en serie o en paralelo.

- **Conexión en serie.** Los módulos solares se conectan en serie para obtener voltajes de salida más grandes. El voltaje de salida de los módulos conectados en serie está dado por la suma de los voltajes generados por cada módulo [11]. La forma de conexión en serie de los módulos fotovoltaicos se muestra en la Figura 4.

Figura 4.

Sistema solar fotovoltaico conectado en serie.

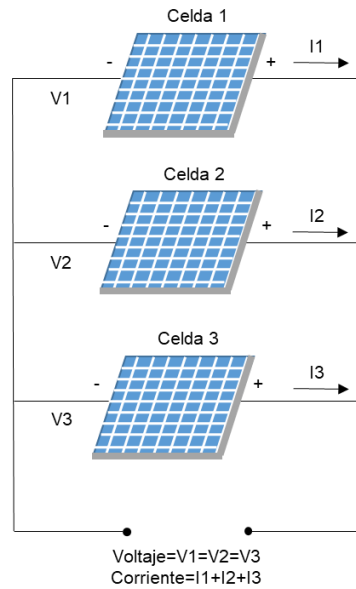


Nota. La figura representa el sistema solar fotovoltaico conectado en serie. Tomado de: L. A. Peñaloza Dávila, E. T. Peñaloza Espinoza. *Evaluación técnica y económica de un sistema eléctrico y térmico sustentable en zonas residenciales utilizando energía solar* (Trabajo de grado). Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2022.

- **Conexión en paralelo.** Los módulos solares se conectan en paralelo para obtener corrientes generadas más grandes. El voltaje del conjunto es el mismo que el de un panel, pero la corriente de salida es la suma de cada unidad conectada en paralelo [11]. La forma de conexión en paralelo de los módulos fotovoltaicos se muestra en la Figura 5.

Figura 5.

Sistema solar fotovoltaico conectado en paralelo.

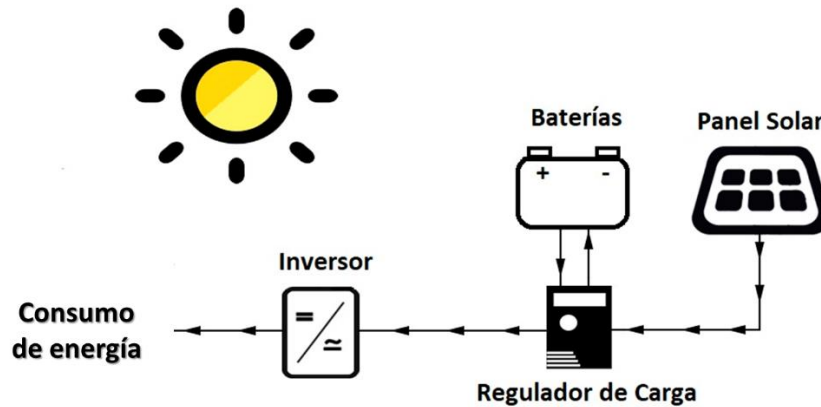


Nota. La figura representa el sistema solar fotovoltaico conectado en paralelo. Tomado de: L. A. Peñaloza Dávila, E. T. Peñaloza Espinoza. *Evaluación técnica y económica de un sistema eléctrico y térmico sustentable en zonas residenciales utilizando energía solar* (Trabajo de grado). Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2022.

5.1.2.c. Componentes de un sistema solar fotovoltaico. Los componentes necesarios para que funcione correctamente un sistema fotovoltaico se representan en la Figura 6:

Figura 6.

Componentes del sistema solar fotovoltaico.



Nota. La figura representa los componentes del sistema solar fotovoltaico. Tomado de: Aengi (junio, 2021). “¿Cuáles son los componentes necesarios para hacer un proyecto de energía solar en Colombia?”. [En línea]. <https://engi.co/componentes-energia-solar/> [Acceso: noviembre, 2023].

- **Panel fotovoltaico.** Los paneles solares o fotovoltaicos cumplen la función de convertir la energía solar en energía eléctrica. Cada panel fotovoltaico está compuesto por un conjunto de celdas solares conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte. Existen varios tipos de paneles solares fotovoltaicos, entre ellos se destacan los monocristalinos de silicio, los policristalinos de silicio y los de capa fina [11].
- **Batería solar.** Permite el correcto funcionamiento del sistema solar fotovoltaico ya que sirve como acumulador de energía eléctrica, la cual es producida por los paneles solares; de esta manera se tiene energía disponible para transformarla y utilizarla cuando se requiera [11].
- **Inversor.** Es el que transforma el voltaje y la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna. Existen dos (2) tipos de inversores, el monofásico y el trifásico [11].
- **Regulador de carga.** El regulador de carga es un equipo eléctrico que se requiere principalmente para garantizar la buena operación y vida útil de las baterías. Además, hace que los módulos fotovoltaicos trabajen a su máxima potencia, evitando que

existan sobrecargas y controlan también algunas descargas presentes en el sistema [11].

5.2. Distribución de la intensidad de la radiación solar en Colombia

El país está caracterizado por las regiones Andina, Caribe, Pacífico, Orinoquía y Amazonía.

La intensidad de la radiación solar en la región Andina colombiana muestra que las zonas de los valles del Cauca y Magdalena poseen el mayor potencial de esta región entre 4,0 y 4,5 kWh/m²; sin embargo, a medida que se aproxima a las cimas de las cordilleras ese potencial va disminuyendo gradualmente.

En las regiones Caribe y Pacífico, se muestra que la región noreste de la costa atlántica (La Guajira) el potencial solar promedio diario oscila entre 5,0 y 6,0 kWh/m², siendo el mayor del país. Este valor va disminuyendo gradualmente en dirección suroeste hacia la costa pacífica, donde se presenta el menor potencial solar del país, con valores menores de 3,5 kWh/m², aunque posee una gran zona con valores entre 4,0 y 4,5 kWh/m².

Las regiones de la Orinoquía y Amazonía, que comprenden los Llanos Orientales y zonas selváticas de Colombia, presentan una variación ascendente de la radiación solar en sentido suroeste-noreste, con valores similares a los de la Guajira en el noroeste (Puerto Carreño) entre 5,0 y 6,0 kWh/m² [15].

5.3. Bombas de cavidades progresivas (PCP)

Es una bomba rotativa de desplazamiento positivo, cuyos componentes principales son el rotor y el estator. En ella el fluido es desplazado en forma continua hasta la superficie por medio del rotor que gira dentro del estator, formando cavidades progresivas ascendentes [16].

El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al rotor. El estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto

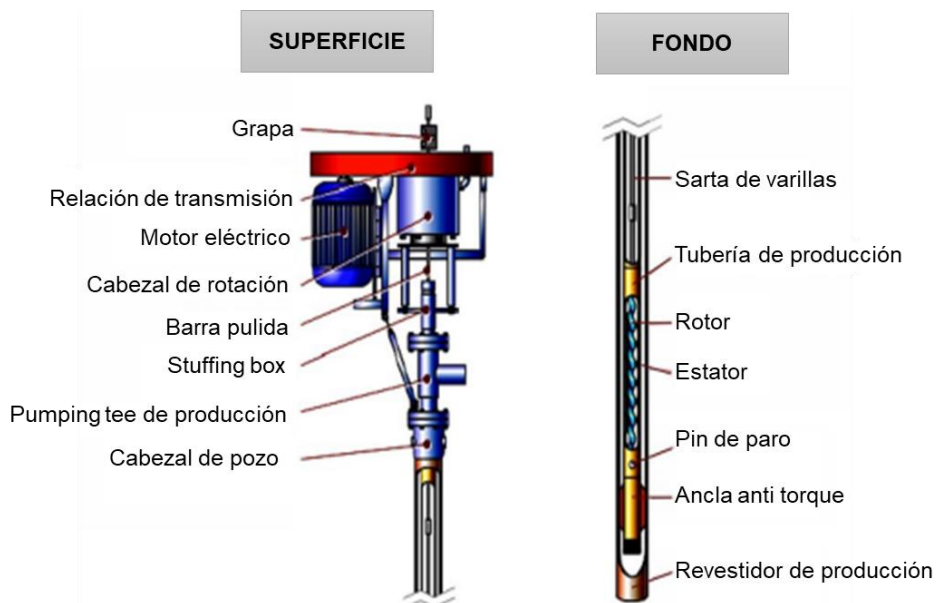
peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero [17].

5.3.1. Componentes de las bombas de cavidades progresivas

Las bombas de cavidades progresivas están integradas por dos (2) secciones de equipos: equipos de superficie y equipos de subsuelo. En la Figura 7 se presenta cada uno de estos.

Figura 7.

Componentes de las bombas de cavidades progresivas.



Nota. La figura representa los componentes de las bombas de cavidades progresivas. Tomado de: D. A. Cárdenas, M. F. Quintero Villa. *Optimización del consumo energético de pozos con sistemas de levantamiento artificial PCP y ESP de la troncal siete de Campo Rubiales mediante simulación* (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019.

5.3.1.a. Equipos de superficie. A continuación, se describen los principales equipos de superficie que conforman las bombas de cavidades progresivas [2], [16] y [17].

- **Cabezal de rotación.** Tiene como función principal aguantar el peso de la sarta de varillas y hacer rotar la misma, está ajustado a una caja de velocidad variable con su respectiva caja de engranajes. Se ubica exactamente encima de la cabeza de pozo y es de accionamiento mecánico. Está constituido por un sistema de transmisión,

integrado por poleas y correas que proveen de potencia al sistema; por un sistema de frenado que debe garantizar la capacidad de contener y regular el rango de velocidad y la potencia; por un conjunto de rodamientos que soportan la carga generada por el movimiento y por el peso del equipo de fondo; y por un ensamblaje de instalación que permite la suspensión del equipo de subsuelo y evita la filtración de fluidos.

- **Motor.** Se encarga de accionar el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas. Este puede ser eléctrico, de combustión interna o hidráulico.
- **Barra pulida.** Es un fragmento tubular similar a las varillas, que se encuentra en la parte superior de la sarta. Se encuentra soportada en el cabezal mediante un dispositivo conocido como grapa. Su función es soportar el peso de la sarta y el peso ejercido sobre la misma por efectos del fluido dentro de la tubería.

5.3.1.b. Equipos de subsuelo. A continuación, se describen los principales equipos de subsuelo que conforman las bombas de cavidades progresivas [2], [16] y [17].

- **Estator.** Es un cilindro de acero revestido internamente con un elastómero sintético moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso especial. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo.
- **Elastómero.** Constituye el elemento más delicado de la bomba de cavidades progresivas. El elastómero reviste internamente al estator y en sí es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente. Los elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.
- **Rotor.** Se conecta a la sarta de varillas las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie, es la única pieza que se mueve en la bomba. Esta consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, tornada a precisión, hecha de acero al cromo para darle mayor resistencia contra la

abrasión. Tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator.

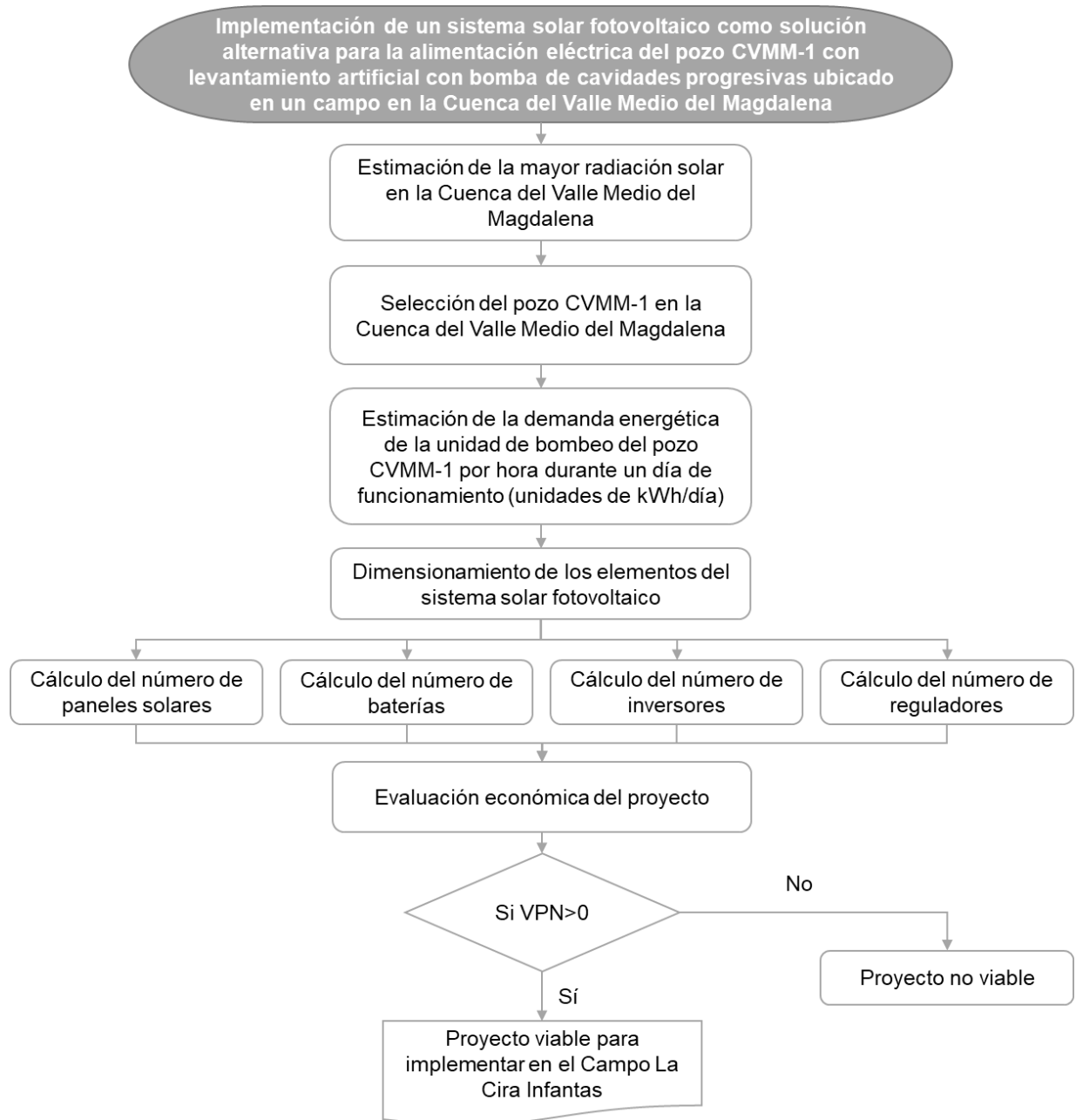
- **Sarta de varillas.** Es un conjunto de varillas unidas entre sí que se introducen en el pozo y forman parte integral del sistema de bombeo de cavidades progresivas. Tienen la función de transmitir la potencia desde el accionamiento de superficie hasta la bomba. Las varillas transfieren al rotor el movimiento rotatorio que se origina en el elemento motriz en superficie.
- **Pin de paro.** Es un tubo de pequeña longitud el cual se instala bajo el estator y cuyas funciones principales son: servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo, brindar un espacio libre al rotor de manera que permita la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema, impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas y, servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas o anti torque, filtros de arena, entre otros.
- **Tubería de producción.** Es la tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal del pozo y la línea de flujo para una acertada producción de los fluidos.
- **Cabezal del pozo.** Es donde se cuelga la tubería de producción.

6. METODOLOGÍA

En la Figura 8 se presenta el diagrama de flujo de la metodología planteada para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el presente trabajo de grado. Cada etapa se describe a continuación.

Figura 8.

Diagrama de flujo de la metodología.



Nota. La figura representa el diagrama de flujo de la metodología desarrollada en este trabajo de grado.

6.1. Ubicación geográfica de la mayor radiación solar en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

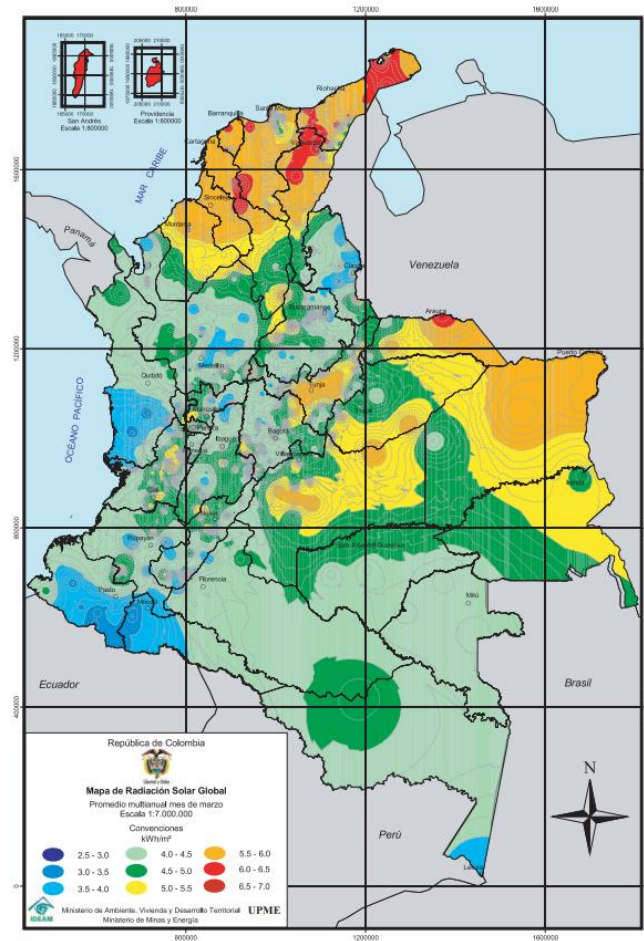
Uno de los factores que influye fundamentalmente en este estudio de factibilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico es la determinación de la ubicación geográfica con mayor radiación solar en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, dado que las zonas con más horas de sol al año son las que generan más energía.

Para identificar las zonas potenciales de radiación solar de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se utilizó la herramienta *Atlas de radiación de Colombia* del IDEAM. Este atlas tiene una colección de mapas, uno por cada mes del año, que ilustra mediante convenciones de colores desde el azul oscuro hasta el rojo oscuro, los promedios mensuales de la cantidad de energía solar que incide por metro cuadrado a la superficie sobre el territorio colombiano (ver Figura 9).

Para ello, fue necesario demarcar con una figura geométrica el área de estudio, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Además, se identificó las zonas más representativas y los sistemas de levantamiento artificial instalados en estos. Posteriormente, se realizó un análisis de la radiación solar en el área demarcada con el objetivo de identificar los picos máximos más representativos.

Figura 9.

Mapa de radiación solar promedio de Colombia en el mes de marzo.



Nota. La figura representa el mapa de radiación solar promedio en Colombia en el mes de marzo. Tomado de: IDEAM (s.f.). "Atlas de radiación de Colombia". [En línea]. <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion> [Acceso: octubre, 2023].

6.2. Selección del pozo CVMM-1

Se definieron dos (2) criterios fundamentales para la selección del pozo CVMM-1 con el propósito de acoplar el sistema solar fotovoltaico:

- 1) Definir la zona con mayor número de instalaciones con bombeo de cavidades progresivas.
- 2) Identificar el pozo con mayor potencial de producción de petróleo neto por día (BOPD).

Lo anterior permitió la identificación de un (1) único pozo CVMM-1.

6.3. Parámetros de operación del pozo CVMM-1

Una vez identificado el pozo CVMM-1 se solicitó información a una empresa del sector petrolero sobre las propiedades del fluido, los datos de producción y los equipos de superficie con el propósito de conocer el consumo energético por hora durante el día de la unidad de bombeo con cavidades progresivas. En la Tabla 1 se presentan las condiciones actuales de operación del pozo CVMM-1.

Tabla 1.

Condiciones actuales de operación del pozo CVMM-1.

Variables de entrada	Valor
Profundidad de la bomba (Ft)	2.144
Producción global (BFPD)	700
Presión del intake (psi)	127
Producción de gas (scf/día)	2.000
Presión de tubing (psi)/THP	250
Presión de casing (psi)/CHP	40
BSW (%)	77
Gravedad API	22
Eficiencia de la bomba (%)	90
Sumergencia (Ft)	200
Velocidad de la unidad de bombeo/RPM	220
Tipo de unidad de bombeo	725 – 4925 CX – Oil Lift (115-1500)
Potencia nominal de la unidad de bombeo (Hp)	30

Nota. La tabla presenta las condiciones actuales de operación del pozo CVMM-1. Tomado de: Base de datos suministrada por una empresa del sector petrolero. [Acceso: octubre, 2023].

6.4. Diseño del sistema solar fotovoltaico para energizar el pozo CVMM-1

Para el dimensionamiento de todos los elementos que conforman el sistema solar fotovoltaico adaptados a la demanda energética de la unidad de bombeo con cavidades progresivas del pozo CVMM-1 ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se utilizaron ecuaciones matemáticas establecidas en la literatura y especificaciones técnicas de cada elemento disponible en el mercado. A continuación, se presentan las ecuaciones matemáticas que se emplearon en este estudio.

6.4.1. Cálculo del consumo energético de la unidad de bombeo

Para el cálculo del consumo de energía en kWh/día de la unidad de bombeo del pozo CVMM-1 se usaron las siguientes ecuaciones matemáticas [9][10]:

Potencia nominal de la bomba

$$= \text{Potencia nominal de la bomba (Hp)} \quad \text{Ec.1}$$

** unidades de conversión de Hp a W*

Para el cálculo del consumo real de la bomba se utilizó la ecuación Ec. 2 [9][10]:

$$\text{Consumo real de la bomba} = \frac{\text{Potencia nominal de la bomba (W)}}{\text{Eficiencia de la bomba (\%)}} \quad \text{Ec.2}$$

Para el cálculo del consumo energético de la bomba por hora al día se utilizó la ecuación Ec. 3 [9][10]:

$$\begin{aligned} &\text{Consumo energético por hora al día} \\ &= \text{Consumo real de la bomba (W)} * \text{horas de consumo al día (h)} \end{aligned} \quad \text{Ec.3}$$

Lo anterior permitió determinar el consumo energético por hora al día que se requiere para el funcionamiento del sistema de bombeo con cavidades progresivas con adaptación de un sistema solar fotovoltaico.

6.4.2. Cálculo del número de paneles solares

Para calcular el número de paneles solares que transformarán la energía solar, que se capta a través de celdas fotovoltaicas, en energía eléctrica aprovechable para energizar la unidad de bombeo del pozo CVMM-1 se empleó la ecuación Ec. 4 [9]:

$$\begin{aligned} &\text{Número total de paneles solares} \\ &= \frac{\text{Consumo energético por hora al día (kWh/día)}}{\text{Potencia nominal de los paneles (kW)} * \text{horas pico solar promedio(h/día)}} \end{aligned} \quad \text{Ec.4}$$

La ecuación Ec. 4 tiene asociado el parámetro de horas pico solar promedio, que relaciona la energía por unidad de superficie que se recibe con una hipotética irradiancia solar constante de 1 kW/m². Para calcular las horas pico solar promedio se utilizó la ecuación Ec. 5 [9][10]:

Horas pico solar promedio

$$= \frac{\text{Radiación solar promedio (kWh/m}^2\text{)}}{\text{Constante de irradiancia que recibe la superficie terrestre (kW/m}^2\text{)}} \quad \text{Ec.5}$$

6.4.3. Cálculo del número de baterías

Para calcular el número de baterías que almacenará la energía eléctrica de respaldo en dado caso que los paneles solares no capten la radiación solar se requiere calcular inicialmente la capacidad del banco de baterías en Amperios-hora; para ello, se utilizó la ecuación Ec. 6 [9].

Capacidad del banco de baterías

$$= \frac{\text{Consumo energético hora al día (kWh/día)} * \text{días de autonomía sistema (día)}}{\text{Tensión nominal del sistema (V)} * \text{profundidad de descarga batería (\%)}} \quad \text{Ec.6}$$

Para el cálculo del número total de baterías se utilizó la ecuación Ec. 7 [9]:

Número total de baterías

$$= \text{Número de baterías en serie} * \text{Número de baterías en paralelo} \quad \text{Ec.7}$$

6.4.4. Cálculo del número de inversores

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua, generada por los paneles solares, en corriente alterna. Para calcular el número de inversores que se requiere instalar en el sistema se utilizó la ecuación Ec. 8 [9].

$$\text{Número total de inversores} = \frac{\text{Potencia total del sistema (kW)}}{\text{Potencia máxima del inversor (kW)}} \quad \text{Ec.8}$$

6.4.5. Cálculo del número de reguladores o controladores de carga

Los reguladores tienen la función de controlar los procesos de carga y descarga de las baterías para que siempre se encuentren en los parámetros correctos; esto con el objetivo de garantizar que se realice el llenado óptimo de la batería, así como prolongar su vida útil de posibles sobrecargas o voltajes excesivos. Para calcular el número de

reguladores que se requiere instalar en el sistema se requiere calcular inicialmente la corriente máxima que relaciona la capacidad del banco de baterías y las horas pico solar promedio del peor mes del año; para ello, se utilizó la ecuación Ec. 9 [9].

$$\text{Corriente máxima del sistema} = \frac{\text{Capacidad del banco de baterías (Ah)}}{\text{Horas pico solar promedio mínimas (h)}} \quad \text{Ec.9}$$

Para el cálculo del número total de reguladores se utilizó la ecuación Ec. 10 [9]:

$$\text{Número total de reguladores} = \frac{\text{Corriente máxima del sistema (A)}}{\text{Corriente máxima del regulador (A)}} \quad \text{Ec.10}$$

6.4.6. Diagrama del sistema solar fotovoltaico para energizar el pozo CVMM-1

Se realizó el diseño de la disposición de todos los elementos que conforman el sistema solar fotovoltaico para la alimentación eléctrica del pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas ubicado en un campo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Para ello, se utilizó la herramienta de Microsoft PowerPoint el cual permitió el diseño de elementos mediante el uso de la pestaña de “Dibujo” en la opción de forma.

6.5. Análisis económico de la instalación del sistema solar fotovoltaico

Se realizó un análisis económico que consistió en corroborar si la instalación del sistema solar fotovoltaico para alimentar eléctricamente el pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas es lo suficiente rentable como para implementarlo en el Campo La Cira Infantas. Por tanto, se analizó si la inversión del proyecto retorna a lo largo de 20 años.

Para ello, se tuvieron en cuenta aspectos tales como: inversión inicial, ingresos, costos, depreciaciones e impuestos de renta. Así mismo, se utilizaron indicadores financieros para determinar la viabilidad del proyecto.

6.5.1. Inversión inicial

Comprende el capital inicial requerido para la implementación del sistema solar fotovoltaico que permite el funcionamiento el pozo CVMM-1 con bomba de cavidades progresivas para la extracción de petróleo; por tanto, se relacionó tanto los activos fijos, como los activos diferidos del proyecto [11] [18].

Se realizó una búsqueda en línea de las principales casas comerciales que suministran equipos y elementos para soluciones energéticas solares. En la Tabla 2 se presenta el listado, la cantidad y el costo de los activos fijos que se requieren para la instalación del sistema solar fotovoltaico adaptado al pozo CVMM-1, ubicado en el Campo La Cira Infantas, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Tabla 2.

Inversión inicial estimada de los activos fijos.

Activos fijos	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo total
Panel solar referencia JAM72S30 (potencia máxima de 550 W)	462	Unidad	\$ 800.000	\$ 369.600.000
Batería referencia LiFePO4 (voltaje nominal de 73,6 V)	189	Unidad	\$ 5.300.000	\$ 1.001.700.000
Inversor referencia Solis-30K-LV (potencia nominal de 30 kW)	1	Unidad	\$ 15.840.000	\$ 15.840.000
Reguladores MPPT referencia SR-MC48100N15 (carga máxima de 100 A)	14	Unidad	\$ 2.062.000	\$ 28.868.000
Otros materiales			\$ 20.000.000	\$ 20.000.000
Sistema de soporte para panel solar	462	Unidad	\$ 500.000	\$ 231.000.000
Sistema de soporte para baterías	1	Unidad	\$ 2.500.000	\$ 2.500.000
Imprevistos			\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
Total			\$ 57.002.000	\$ 1.679.508.000

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de los activos fijos que se requieren para la instalación del sistema solar fotovoltaico en el pozo CVMM-1. Tomado de: Páginas web de empresas para soluciones energéticas. [Acceso: octubre, 2023].

Por su parte, en la Tabla 3 se presenta el listado, la cantidad y el costo de los activos diferidos asociados con la instalación del sistema solar fotovoltaico; se destacó la adecuación del área y el costo por mano de obra por la instalación de toda la estructura.

Tabla 3.

Inversión inicial estimada de los activos diferidos.

Activos diferidos	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo total
Adecuación del área	1	Unidad	\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
Mano de obra por la instalación	1	Unidad	\$ 40.000.000	\$ 40.000.000
Total			\$ 50.000.000	\$ 50.000.000

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de los activos diferidos que se requieren para la instalación del sistema solar fotovoltaico en el pozo CVMM-1.

La inversión inicial que se requiere para la instalación del sistema solar fotovoltaico fue de \$1.729.508.000 millones de pesos.

6.5.2. Ingresos

Hace referencia a todas las entradas líquidas que genera un proyecto. Para este caso se relacionó directamente con el ahorro que tendrá la empresa, posterior a la instalación y puesta en marcha del sistema fotovoltaico.

Para ello, se tuvo en cuenta el consumo energético del pozo CVMM-1 con la unidad de bombeo con cavidades progresivas (30 Hp) energizada con el Sistema Interconectado Nacional y el valor de la energía eléctrica. Cabe resaltar que el Campo La Cira Infantas también cuenta con la fuente de energía eléctrica proveniente del Centro de Autogeneración.

Para determinar el valor de la energía eléctrica que se ahorra la empresa al implementar el sistema solar fotovoltaico se utilizó la ecuación Ec. 11 [10].

Valor del consumo de la energía eléctrica anual

$$= \text{Consumo energético por hora al día (kWh/día)} * \text{Días del año} \quad \text{Ec.11}$$

$$* \text{Valor del consumo eléctrico (\$/kWh)}$$

Se tomó como referente una tarifa de energía eléctrica en el sector industrial de \$371,72 por kWh [19] y el dato calculado del consumo energético de la unidad de bombeo por hora durante un día de 1.312,26 kWh/día (ver numeral 7.3). Reemplazando los valores se obtiene:

Valor del consumo de la energía eléctrica anual

$$= 1.312,26 \text{ kWh/día} * 365 \text{ días} * 371,72 \text{ \$/kWh} = \$178.044.549,83$$

De manera que los ingresos anuales asociados a la energía eléctrica que se dejará de pagar por energizar el pozo CVMM-1 con la unidad de bombeo con cavidades progresivas representan el valor de \$178.044.549,83 en el primer año.

Para realizar una proyección de los ingresos en el tiempo, se tuvo en cuenta la inflación de Colombia, de manera que se realizó el cálculo promedio de los últimos diez (10) años del Índice de Precios al Consumidor (IPC) [20]. Según los datos reportados por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), el IPC promedio es de 5,75% [21].

En la Tabla 4 se presenta los ingresos anuales generados en pesos colombianos del ahorro del consumo eléctrico para un periodo de evaluación del proyecto de 20 años, con una tasa de aumento anual de 5,75%.

Tabla 4.

Ingresos generados en pesos colombianos del ahorro del consumo eléctrico.

Año	Valor del consumo de energía eléctrica anual (\$)
1	\$ 178.044.549,8
2	\$ 188.282.111,4
3	\$ 199.108.332,9
4	\$ 210.557.062,0
5	\$ 222.664.093,1
6	\$ 235.467.278,4
7	\$ 249.006.646,9
8	\$ 263.324.529,1
9	\$ 278.465.689,5
10	\$ 294.477.466,7
11	\$ 311.409.921,0
12	\$ 329.315.991,5
13	\$ 348.251.661,0
14	\$ 368.276.131,5
15	\$ 389.452.009,1
16	\$ 411.845.499,6
17	\$ 435.526.615,8
18	\$ 460.569.396,2
19	\$ 487.052.136,5
20	\$ 515.057.634,3

Nota. La tabla presenta los ingresos generados en pesos colombianos del ahorro del consumo eléctrico.

6.5.3. Costos

Comprende los costos de operación y de mantenimiento de los equipos. Para garantizar la correcta operación de los componentes del sistema solar fotovoltaico se programó la realización de mantenimientos anuales de carácter preventivo y correctivo, con el objetivo de prolongar la vida útil de los elementos y mantener la eficiencia de captación de energía solar [22].

Adicionalmente, el proyecto estimó la reinversión de las baterías y los reguladores en el décimo año dado que estos elementos, según los fabricantes, tienen un tiempo de duración promedio de diez (10) años.

En la Tabla 5 se presentan los costos de operación y de mantenimiento estimados en este proyecto.

Tabla 5.

Descripción de los costos de operación y de mantenimiento necesarios en el proyecto.

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo unitario
Mantenimiento anual del sistema solar	20	Unidad	\$ 5.000.000
Reinversión de las baterías a 10 años	189	Unidad	\$ 5.300.000
Reinversión de los reguladores a 10 años	14	Unidad	\$ 2.062.000

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de los costos de operación y de mantenimiento necesarios en el proyecto.

En la Tabla 6 se presenta la proyección de los costos de operación y de mantenimiento para energizar el pozo CVMM-1, en un periodo de evaluación del proyecto de 20 años, con una tasa de aumento anual de 5,75%.

Tabla 6.

Proyección anual de los costos de operación y de mantenimiento a 20 años.

Año	Mantenimiento anual del sistema	Reinversión de baterías a 10 años	Reinversión de reguladores a 10 años
1	\$ 5.000.000,0	-	-
2	\$ 5.287.500,0	-	-
3	\$ 5.591.531,3	-	-
4	\$ 5.913.044,3	-	-
5	\$ 6.253.044,3	-	-
6	\$ 6.612.594,4	-	-
7	\$ 6.992.818,6	-	-
8	\$ 7.394.905,6	-	-
9	\$ 7.820.112,7	-	-
10	\$ 8.269.769,2	-	-
11	\$ 8.745.280,9	\$ 1.059.297.750,0	\$ 30.527.910,0

Año	Mantenimiento anual del sistema	Reinversión de baterías a 10 años	Reinversión de reguladores a 10 años
12	\$ 9.248.134,6	-	-
13	\$ 9.779.902,3	-	-
14	\$ 10.342.246,7	-	-
15	\$ 10.936.925,9	-	-
16	\$ 11.565.799,1	-	-
17	\$ 12.230.832,6	-	-
18	\$ 12.934.105,4	-	-
19	\$ 13.677.816,5	-	-
20	\$ 14.464.291,0	-	-

Nota. La tabla presenta la proyección de los costos de operación y de mantenimiento para energizar el pozo CVMM-1.

6.5.4. Depreciación

Se refiere a la pérdida de valor que un bien experimenta a lo largo de su vida útil. Este cálculo se realiza con todos los activos fijos, es decir, con los objetos y bienes que se compran para aprovecharlos durante más de un año. Para calcular la depreciación de un activo se requiere saber su tiempo de vida útil y el valor del activo, como lo describe la ecuación Ec. 12 [23].

$$\text{Depreciación de activos fijos} = \frac{\text{Costo del activo (\$)}}{\text{Tiempo de vida útil (años)}} \quad \text{Ec.12}$$

En la Tabla 7 se presenta la depreciación en 20 años de los activos fijos que componen el sistema solar.

Tabla 7.

Depreciación de los activos fijos en el proyecto.

Equipos y materiales	Costo total equipos y materiales (\$)	Tiempo de vida útil (años)	Depreciación (\$/año)
Panel solar referencia JAM72S30 (potencia máxima de 550 W)	\$ 369.600.000	25	\$ 14.784.000
Batería referencia LiFePO4 (voltaje nominal de 73,6 V) – 1ra compra	\$ 1.001.700.000	10	\$ 100.170.000
Batería referencia LiFePO4 (voltaje nominal de 73,6 V) – 2da compra	\$ 1.059.297.750	10	\$ 105.929.775
Inversor referencia Solis-30K-LV (potencia nominal de 30 kW)	\$ 15.840.000	20	\$ 792.000
Reguladores MPPT referencia SR-MC48100N15 (carga máxima de 100 A) – 1ra compra	\$ 28.868.000	10	\$ 2.886.800
Reguladores MPPT referencia SR-MC48100N15 (carga máxima de 100 A) – 2da compra	\$ 30.527.910	10	\$ 3.052.791

Equipos y materiales	Costo total equipos y materiales (\$)	Tiempo de vida útil (años)	Depreciación (\$/año)
Otros materiales	\$ 20.000.000	20	\$ 1.000.000
Sistema de soporte para panel solar	\$ 231.000.000	20	\$ 11.550.000
Sistema de soporte para baterías	\$ 2.500.000	20	\$ 125.000
Total	\$ 2.759.333.660	-	\$ 240.290.366

Nota. La tabla presenta la depreciación de los activos fijos en el proyecto.

6.5.5. Impuestos de renta

Los entes gubernamentales colombianos incentivan mediante deducción de impuestos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía, según lo dispuesto en la Ley 1715 de 2014. Por la cual se establece como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización a partir de fuentes no convencionales de energía, la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por un periodo no mayor de quince años, contados a partir del año gravable siguiente en que se haya realizado la inversión, el 50% del valor total de la inversión realizada. El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá superar el 50% de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión [24]. En este sentido, las empresas petroleras mantendrán la tarifa de renta del 35% en épocas de precios bajos, pero cuando estos aumenten, la tasa subirá al 40%, 45% y hasta el 50% [25].

6.5.6. Indicadores financieros

A continuación, se describen los principales indicadores financieros que se utilizaron en este trabajo de grado.

Valor Presente Neto (VPN)

Es el valor de los flujos de efectivo proyectados, descontados al presente. El método del VPN se utiliza para evaluar inversiones en los periodos en que el proyecto tiene diferentes flujos de efectivo, diferencia entre ingresos y egresos, para determinar su viabilidad o rentabilidad. Para calcular el VPN hay que visualizar todos los flujos de caja hasta el momento actual y descontarles el tipo de interés determinado. De esta forma,

cada entrada y salida de efectivo se resta del valor actual y se suma, tal como se establece en la ecuación Ec. 13 [22].

$$VPN = -Inversión\ inicial + \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ generado\ por\ la\ inversión\ en\ cada\ periodo}{(1 + tasa\ de\ interés)^n} \quad Ec.13$$

Donde n representa el número de periodos. Si el VPN es positivo ($VPN > 0$), el proyecto es rentable; pero si el VPN es negativo ($VPN < 0$), el proyecto no es rentable. La principal desventaja de este método es que es muy sensible al valor de la tasa de interés.

Para este proyecto se estableció una tasa de interés anual del 5,75%, igual que la base de inflación promedio de los últimos diez (10) años en Colombia, y se estimó una proyección del proyecto de 20 años.

Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Es la tasa de interés o de rentabilidad que ofrece una inversión. También se le conoce como el porcentaje de ganancia o de pérdida que se obtiene como consecuencia de una inversión. Para calcular TIR se usa la ecuación Ec. 14 [26].

$$VPN = -Inversión\ inicial + \sum \frac{Flujo\ de\ caja\ generado\ en\ cada\ periodo}{(1 + TIR)^n} \quad Ec.14$$

Donde n representa el número de periodos. Si la TIR es positiva ($TIR > 0$), el proyecto es aceptable ya que su rentabilidad es mayor que la rentabilidad mínima requerida; pero si la TIR es negativa ($TIR < 0$), el proyecto no es viable ya que da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida. De manera que, cuanto mayor es la TIR mayor es la rentabilidad de un proyecto. Este método presenta más dificultades y es menos fiable que el VPN, por eso suele usarse como complementario al VPN [27].

Para este proyecto se estableció una TIR con una tasa anual del 5,75%, igual que la base de inflación promedio de los últimos diez (10) años en Colombia, y se estimó una proyección del proyecto de 20 años.

Tiempo de recuperación de la inversión (TRI)

Es el tiempo que se demora en recuperar la inversión inicial en un proyecto. Cuanto menor sea el periodo de recuperación de la inversión, más rentable es el proyecto; mientras que cuanto mayor sea el periodo de recuperación de la inversión, menor será la ganancia del proyecto. Para calcular TRI se usa la ecuación Ec. 15 [28].

TRI

= Año inmediatamente anterior de recuperación de la inversión

$$+ \frac{\text{Inversión inicial} - \text{Flujo efectivo acumulado año anterior de recuperación}}{\text{Flujo efectivo del año en que se recupera la inversión}}$$

Ec.15

7. RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se presentan los resultados y análisis obtenidos en el presente trabajo de grado, dando cumplimiento a la realización del estudio de factibilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico como solución alternativa para la alimentación eléctrica del pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas ubicado en un campo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

7.1. Evaluación de la radiación solar en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

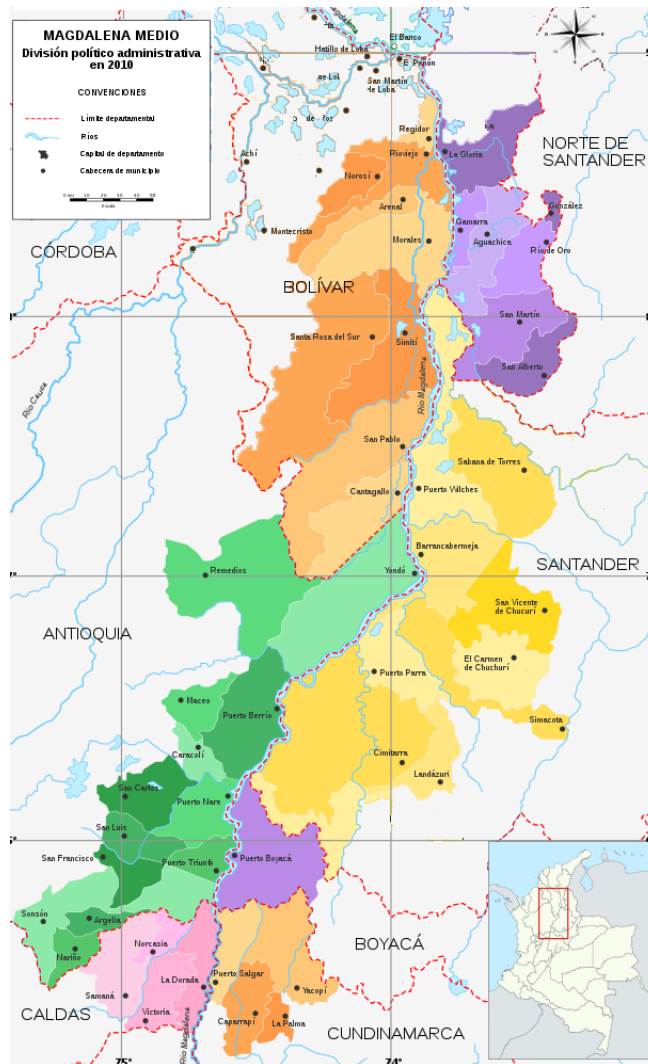
La provincia petrolera del Valle Medio del Magdalena es una cuenca localizada en la parte central de Colombia entre las cordilleras Central y Oriental, que posee una extensión de 32.949 km². Comprende parte de los departamentos de Bolívar, Cesar, Antioquia, Santander y Boyacá y, en menor medida los departamentos de Caldas, Cundinamarca y Tolima; la Figura 10 permite la identificación geográfica de la Cuenca.

En la Figura 11 se presentan los mapas de radiación solar promedio en kWh/m² de los meses de enero hasta diciembre de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, demarcado mediante el uso de la figura geométrica de un ovalo. En esta área se ubican cuatro (4) puntos estratégicos: Cantagallo, Opón, corregimiento El Centro y Puerto Boyacá, dado que son las zonas que muestran una mayor radiación solar en el año según la carta de colores que oscila entre los tonos amarillo, naranja, rojo y verde.

Hay que precisar que la zona de Cantagallo y Opón no cuenta con instalaciones de sistemas con bombas de cavidades progresivas, lo que hace que esta ubicación geográfica se descarte de este estudio, quedando las opciones del corregimiento El Centro y Puerto Boyacá, dado que en esta área se cuenta con bombas de cavidades progresivas, objetivo de estudio de este trabajo.

Figura 10.

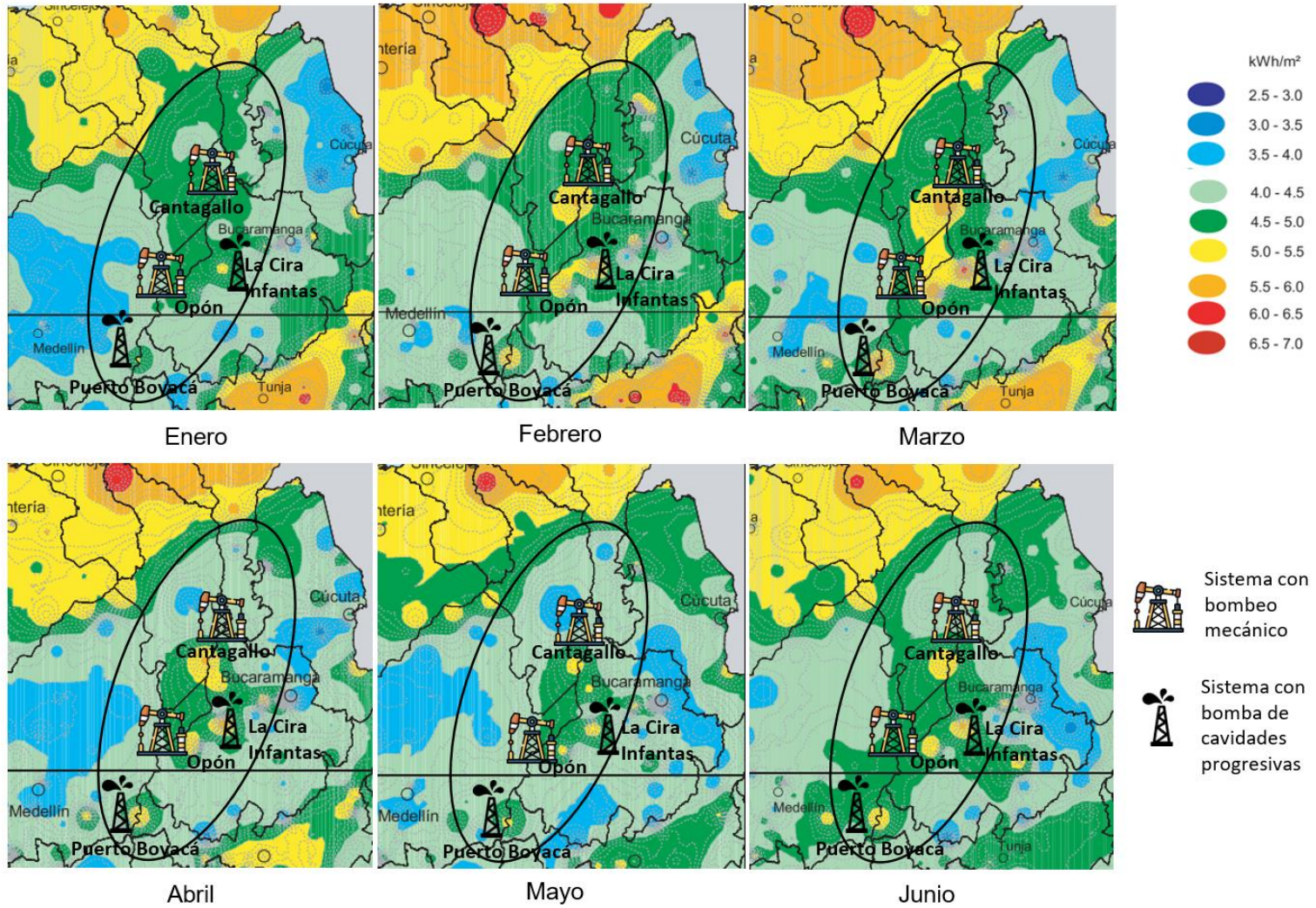
Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

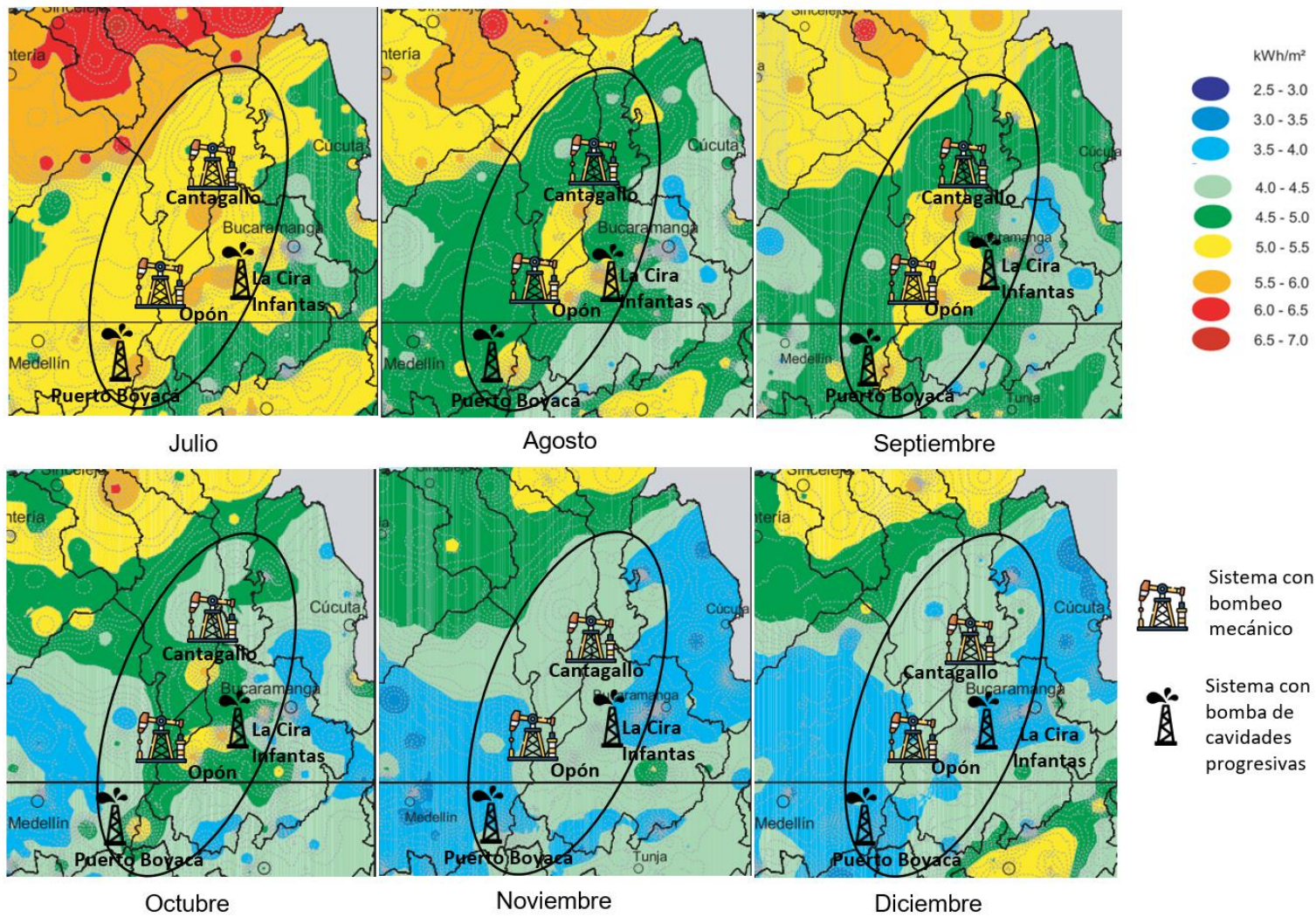


Nota. La figura representa la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de: Wikipedia (octubre, 2023). “Magdalena Medio”. [En línea]. https://es.wikipedia.org/wiki/Magdalena_Medio#:~:text=La%20regi%C3%B3n%20del%20Magdalena%20Medio,entre%20Caldas%2C%20Cundinamarca%20y%20Tolima [Acceso: octubre, 2023].

Figura 11.

Mapas de radiación solar promedio en kWh/m².



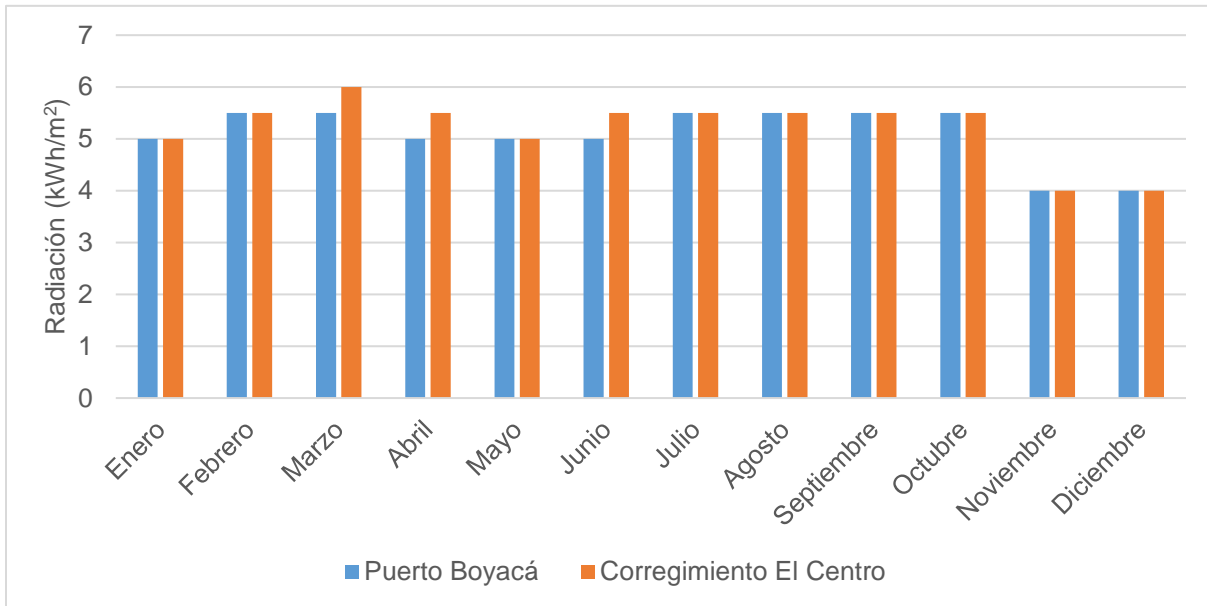


Nota. La figura representa los mapas de radiación solar promedio. Tomado de: IDEAM (s.f.). “Atlas de radiación de Colombia”. [En línea]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion> [Acceso: octubre, 2023].

Como se observa en la Figura 12, el corregimiento El Centro tiene una mayor radiación promedio de 5,21 kWh/m², que la zona de Puerto Boyacá con 5,08 kWh/m², lo que representa que el corregimiento El Centro tenga una distribución del 51% de la radiación solar a diferencia de Puerto Boyacá con 49%.

Figura 12.

Radiación promedio del Corregimiento El Centro y Puerto Boyacá.



Nota. La figura representa la radiación promedio del Corregimiento El Centro y Puerto Boyacá. Tomado de: IDEAM (s.f.). “Atlas de radiación de Colombia”. [En línea]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion> [Acceso: octubre, 2023].

Por tanto, se seleccionó el corregimiento El Centro como ubicación estratégica para la instalación del sistema solar fotovoltaico, lo que permitirá la alimentación eléctrica del pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas con una radiación promedio de 5,21 kWh/m²; cabe destacar que en esa zona se encuentra ubicado el Campo La Cira Infantas.

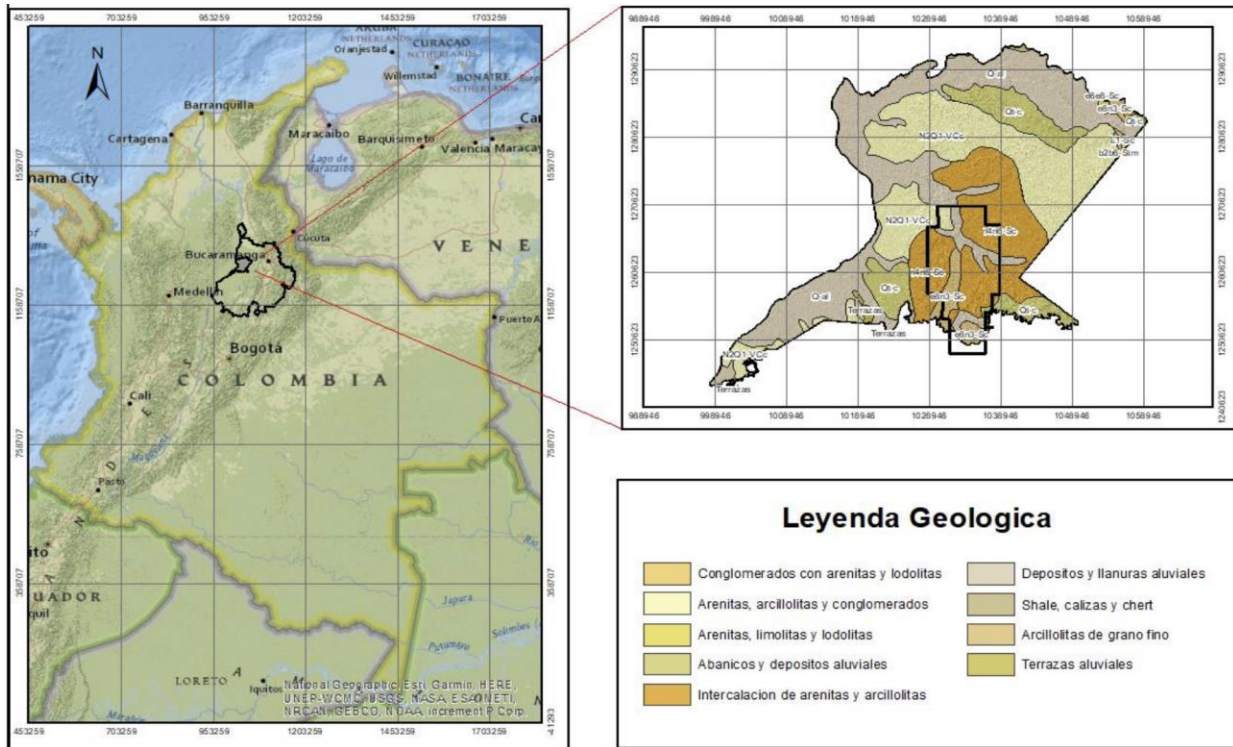
7.2. Selección del pozo CVMM-1 dentro del Campo La Cira Infantas

El Campo La Cira Infantas está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con coordenadas 7°04'N, 73°47'W, a 22 km de distancia del distrito colombiano de Barrancabermeja, con un área aproximada de 160 km² (ver Figura 13). Es el campo petrolero más antiguo de Colombia, con una producción de más de 50.000

barriles de petróleo totales por día (BFPD), sin excluir el contenido de agua y de sedimentos en el crudo.

Figura 13.

Ubicación del Campo La Cira Infantas en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Nota. La figura representa la ubicación del Campo La Cira Infantas en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de: J. S. Leal Carreño, J. A. Barrera Ardila. *Análisis estratigráfico y cartografía de las areniscas reservorio de hidrocarburos, en la formación Colorado, localizado en un bloque del Campo La Cira Infantas* (Tesis de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2023.

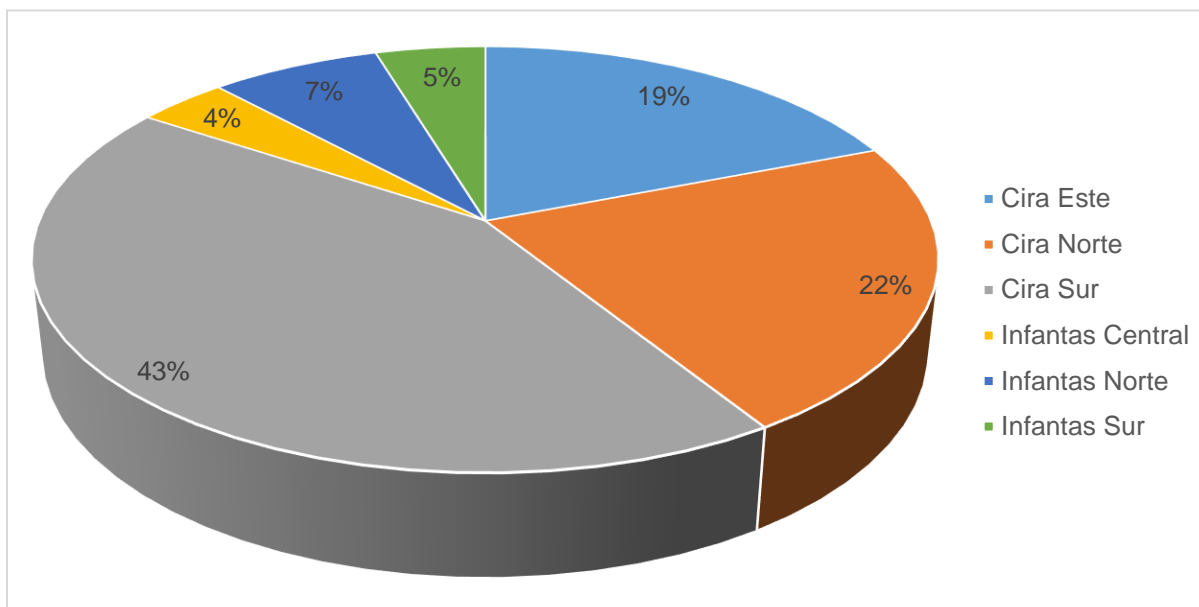
El Campo La Cira Infantas tiene instalaciones de sistemas de levantamiento artificial con bombeo mecánico, bomba de cavidades progresivas, bombeo electrosumergible y bombeo electrosumergible con cavidades progresivas; sin embargo, para este trabajo solo se tendrá en cuenta los sistemas de levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas.

En la Figura 14 se presenta la distribución de los pozos con sistema de bomba de cavidades progresivas. En este se evidencia que el área de Cira Sur tiene una mayor concentración de estos sistemas (43%), seguidamente se encuentra Cira Norte (22%), posteriormente Cira Este (19%) y finalmente, la zona de Infantas con una representación

baja (16%). Por tanto, el presente trabajo tomó como referente los pozos ubicados en el área Cira Sur del Campo La Cira Infantas.

Figura 14.

Distribución de los pozos con bombas de cavidades progresivas en el Campo La Cira Infantas.



Nota. La figura representa la distribución de los pozos con bombas de cavidades progresivas en el Campo La Cira Infantas.

En la Tabla 8 se presenta en detalle la producción total, la producción neta de petróleo y la producción de agua de los pozos ubicados en el Campo La Cira Infantas – área Cira Sur. Con el propósito de garantizar la confidencialidad de la información se nombraron los pozos con la nomenclatura CVMM-1, seguida de un número.

Tabla 8.

Pozos con bombas de cavidades progresivas en el área Cira Sur del Campo La Cira Infantas.

Área	Pozo	Producción total (BPD)	BSW (%)	Producción neta (BOPD)	Producción de agua (BWPD)
Cira Sur	CVMM-1	700	77,0	161,0	539
Cira Sur	CVMM-2	250	95,0	12,5	238
Cira Sur	CVMM-3	850	96,5	29,8	820
Cira Sur	CVMM-4	30	40,0	18,0	12
Cira Sur	CVMM-5	900	97,5	22,5	878
Cira Sur	CVMM-6	300	91,5	25,5	275
Cira Sur	CVMM-7	450	91,0	40,5	410
Cira Sur	CVMM-8	300	82,5	52,5	248
Cira Sur	CVMM-9	640	99,0	6,4	634
Cira Sur	CVMM-10	1.000	96,0	40,0	960
Cira Sur	CVMM-11	900	95,0	45,0	855

Área	Pozo	Producción total (BPD)	BSW (%)	Producción neta (BOPD)	Producción de agua (BWPD)
Cira Sur	CVMM-12	800	92,0	64,0	736
Cira Sur	CVMM-13	1.000	97,0	30,0	970
Cira Sur	CVMM-14	800	98,0	16,0	784
Cira Sur	CVMM-15	1.100	98,5	16,5	1.084
Cira Sur	CVMM-16	120	85,0	18,0	102
Cira Sur	CVMM-17	800	97,0	24,0	776
Cira Sur	CVMM-18	60	85,0	9,0	51
Cira Sur	CVMM-19	750	95,5	33,8	716
Cira Sur	CVMM-20	350	97,0	10,5	340
Cira Sur	CVMM-21	950	96,5	33,3	917
Cira Sur	CVMM-22	600	99,0	6,0	594
Cira Sur	CVMM-23	400	97,0	12,0	388
Cira Sur	CVMM-24	600	95,5	27,0	573
Cira Sur	CVMM-25	550	95,5	24,8	525
Cira Sur	CVMM-26	900	95,0	45,0	855
Cira Sur	CVMM-27	1.050	97,5	26,3	1.024
Cira Sur	CVMM-28	250	98,0	5,0	245
Cira Sur	CVMM-29	500	85,0	75,0	425
Cira Sur	CVMM-30	800	96,5	28,0	772
Cira Sur	CVMM-31	600	98,5	9,0	591
Cira Sur	CVMM-32	550	96,5	19,3	531
Cira Sur	CVMM-33	350	95,0	17,5	333
Cira Sur	CVMM-34	800	98,0	16,0	784
Cira Sur	CVMM-35	450	95,0	22,5	428
Cira Sur	CVMM-36	900	96,0	36,0	864
Cira Sur	CVMM-37	500	98,5	7,5	493
Cira Sur	CVMM-38	90	82,0	16,2	74
Cira Sur	CVMM-39	550	95,0	27,5	523
Cira Sur	CVMM-40	450	98,0	9,0	441
Cira Sur	CVMM-41	550	96,5	19,3	531
Cira Sur	CVMM-42	600	93,0	42,0	558
Cira Sur	CVMM-43	800	87,5	100,0	700
Cira Sur	CVMM-44	700	88,5	80,5	620
Cira Sur	CVMM-45	300	50,0	150,0	150
Cira Sur	CVMM-46	340	87,0	44,2	296
Cira Sur	CVMM-47	200	94,5	11,0	189
Cira Sur	CVMM-48	200	99,0	2,0	198
Cira Sur	CVMM-49	73	99,0	0,7	72
Cira Sur	CVMM-50	300	91,5	25,5	275
Cira Sur	CVMM-51	200	73,0	54,0	146
Cira Sur	CVMM-52	800	97,0	24,0	776
Cira Sur	CVMM-53	100	70,0	30,0	70
Cira Sur	CVMM-54	400	94,0	24,0	376
Cira Sur	CVMM-55	1.000	95,0	50,0	950
Cira Sur	CVMM-56	1.000	91,0	90,0	910
Cira Sur	CVMM-57	550	93,0	38,5	512
Cira Sur	CVMM-58	650	99,0	6,5	644
Cira Sur	CVMM-59	400	76,5	94,0	306
Cira Sur	CVMM-60	120	65,0	42,0	78
Cira Sur	CVMM-61	400	78,0	88,0	312
Cira Sur	CVMM-62	400	87,0	52,0	348
Cira Sur	CVMM-63	800	99,0	8,0	792

Área	Pozo	Producción total (BPD)	BSW (%)	Producción neta (BOPD)	Producción de agua (BWPD)
Cira Sur	CVMM-64	120	80,0	24,0	96
Cira Sur	CVMM-65	90	65,0	31,5	59
Cira Sur	CVMM-66	250	90,0	25,0	225
Cira Sur	CVMM-67	150	80,0	30,0	120
Cira Sur	CVMM-68	350	84,0	56,0	294
Cira Sur	CVMM-69	30	50,0	15,0	15
Cira Sur	CVMM-70	480	95,5	21,6	458
Cira Sur	CVMM-71	900	97,5	22,5	878
Cira Sur	CVMM-72	400	99,0	4,0	396
Cira Sur	CVMM-73	80	56,0	35,2	45
Cira Sur	CVMM-74	700	96,0	28,0	672
Cira Sur	CVMM-75	900	97,5	22,5	878
Cira Sur	CVMM-76	700	85,0	105,0	595
Cira Sur	CVMM-77	420	97,5	10,5	410
Cira Sur	CVMM-78	250	92,0	20,0	230
Cira Sur	CVMM-79	450	91,0	40,5	410
Cira Sur	CVMM-80	500	97,0	15,0	485
Cira Sur	CVMM-81	400	96,0	16,0	384
Cira Sur	CVMM-82	650	90,0	65,0	585
Cira Sur	CVMM-83	930	93,0	65,1	865
Cira Sur	CVMM-84	400	82,5	70,0	330
Cira Sur	CVMM-85	300	93,0	21,0	279
Cira Sur	CVMM-86	350	96,0	14,0	336
Cira Sur	CVMM-87	600	95,0	30,0	570
Cira Sur	CVMM-88	85	60,0	34,0	51
Cira Sur	CVMM-89	300	86,0	42,0	258
Cira Sur	CVMM-90	700	93,0	49,0	651
Cira Sur	CVMM-91	350	92,0	28,0	322
Cira Sur	CVMM-92	915	95,0	45,8	869
Cira Sur	CVMM-93	170	55,0	76,5	94
Cira Sur	CVMM-94	65	15,0	55,3	10
Cira Sur	CVMM-95	130	25,0	97,5	33
Cira Sur	CVMM-96	15	10,0	13,5	2
Cira Sur	CVMM-97	140	55,0	63,0	77
Cira Sur	CVMM-98	100	35,0	65,0	35
Cira Sur	CVMM-99	180	70,0	54,0	126
Cira Sur	CVMM-100	120	38,0	74,4	46
Cira Sur	CVMM-101	650	98,0	13,0	637
Cira Sur	CVMM-102	300	91,0	27,0	273

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de los pozos con bombas de cavidades progresivas en el área Cira Sur del Campo La Cira Infantas. Tomado de: Base de datos suministrada por una empresa del sector petrolero. [Acceso: octubre, 2023].

Para seleccionar el pozo CVMM se tuvo en cuenta la alta producción de petróleo neto, lo que significa que se calculó a partir de la producción de crudo total y el BSW.

La Tabla 8 permitió identificar los pozos más productores, destacándose cuatro (4) que producen más de 100 barriles de petróleo por día (BOPD), entre estos, el pozo

CVMM-1 (161 BOPD), el pozo CVMM-43 (100 BOPD), el pozo CVMM-45 (150 BOPD) y el pozo CVMM-76 (105 BOPD). Estos resultados permitieron seleccionar el pozo CVMM-1 para realizar el estudio de factibilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico como solución alternativa para la alimentación eléctrica del sistema con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas ubicado en el Campo La Cira Infantas – área Cira Sur, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

7.3. Consumo energético de la unidad de bombeo

Se tomó como referente los datos reportados en la Tabla 1 de potencia nominal de la unidad de bombeo con cavidades progresivas (30 Hp) y la eficiencia de la bomba (90%) para determinar el consumo energético del sistema por hora durante un día de funcionamiento (24 horas). Reemplazando dichos valores en la Ec. 1, Ec. 2 y Ec. 3 se obtiene el siguiente resultado:

$$\text{Potencia nominal de la bomba} = 30 \text{ Hp} * \frac{745,6 \text{ W}}{1 \text{ Hp}} = 22.368 \text{ W o } 22,37 \text{ kW}$$

$$\text{Consumo real de la bomba} = \frac{22,37 \text{ kW}}{90\%} = 24,85 \text{ kW}$$

$$\text{Consumo energético por hora al día} = 24,85 \text{ kW} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} = 596,48 \text{ kWh/día}$$

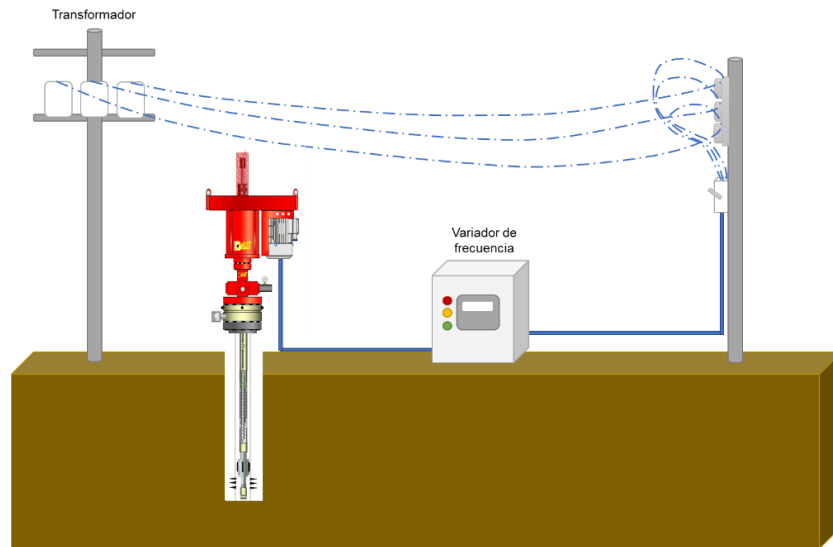
El consumo energético del sistema de bombeo con cavidades progresivas por hora durante un día es 596,48 kWh/día. Para manejar un óptimo funcionamiento de la unidad de bombeo se estimó un 10% adicional de la energía total [10]. La energía que se requiere producir para energizar el sistema es de 656,13 kWh/día.

Hay que tener presente que se requiere almacenar energía para las horas de la noche y para los días nublados, por ello, se estima un tiempo de consumo energético para dos (2) días. Por tanto, la cantidad de energía necesaria para el funcionamiento de la unidad de bombeo es de 1.312,26 kWh/día.

La Figura 15 es una representación gráfica de cómo están actualmente operando los sistemas en campo para extraer petróleo.

Figura 15.

Pozo CVMM-1 con unidad de bombeo con cavidades progresivas energizado con Sistema Interconectado Nacional.



Nota. La figura representa el pozo CVMM-1 con unidad de bombeo con cavidades progresivas energizado con Sistema Interconectado Nacional.

7.4. Dimensionamiento de los elementos del sistema solar fotovoltaico para energizar el pozo CVMM-1

A continuación, se presenta el dimensionamiento de cada uno de los componentes que conforman el sistema solar fotovoltaico para alimentar eléctricamente el pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas ubicado en un campo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

7.4.1. Paneles solares

Características de los paneles solares

Se realizó la búsqueda de los paneles que se ofertan en el mercado, teniendo en cuenta dentro de las características principales, una alta eficiencia y rendimiento en los sistemas de energía solar. La casa comercial *JA Solar* que produce el panel solar monocristalino, es reconocida por ser la primera fabricante mundial, además tiene una relación calidad-precio muy buena ya que incorpora tecnología premium a muy buen precio. Se seleccionó la referencia JAM72S30 con una potencia máxima de 550 W, ideal para aplicaciones industriales

[29]. En la Tabla 9 se presenta la ficha técnica del panel solar seleccionado para instalar en la unidad de bombeo del pozo CVMM-1.

Tabla 9.

Ficha técnica del panel solar JAM72S30.

Referencia	Características técnicas
Potencia del panel solar	550 W
Tipo de celda del panel solar	Monocristalino
Rigidez del panel solar	Rígido
Dimensiones del panel solar (ancho x largo x profundo)	2.278mm x 1.134mm x 33mm
Tensión máxima de potencia	41,80 V
Eficiencia del módulo	21,1%
Tensión en circuito abierto	49,75 V
Voltaje de trabajo del panel solar	24 V
Peso del panel solar	27,8 kg
Marco del panel solar	Aluminio anodizado
Tiempo de vida útil	25 años

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de la ficha técnica del panel solar. Tomado de: Auto Solar (s.f.). "Paneles solares". [En línea]. <https://autosolar.co/paneles-solares-24v/panel-solar-550w-24v-monocristalino-ja-solar> [Acceso: octubre, 2023].

Se tomó como referente los datos reportados en la Tabla 9 de potencia nominal del panel solar (550 W) para determinar el número de paneles solares. Adicionalmente, se tomó como referente la radiación solar promedio identificada en el corregimiento El Centro del Campo La Cira Infantas (5,21 kWh/m²), dado que ésta es la ubicación estratégica seleccionada para instalar el sistema solar fotovoltaico (ver numeral 7.2) y la energía que consume el sistema de bombeo con cavidades progresivas (1.312,26 kWh/día) calculado en el numeral 7.3.

Inicialmente se calculó las horas pico solar promedio al día, reemplazando los valores en la Ec. 5:

$$\text{Horas pico solar promedio} = \frac{5,21 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 5,21 \text{ h al día}$$

Posteriormente se calculó el número de paneles solares mediante la ecuación Ec. 4:

$$\text{Número total de paneles solares} = \frac{1.312,26 \text{ kWh/día}}{0,550 \text{ kW} * 5,21 \text{ h/día}} = 457,95 \approx 458 \text{ paneles}$$

Para energizar el pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas se requiere el uso de 458 paneles solares.

Arreglo de los paneles solares en serie y paralelo

Para la distribución de los paneles en serie y paralelo, se tomaron en cuenta los valores de la tensión máxima de potencia reportados en la Tabla 9 (41,80 V) y los requerimientos del sistema para alimentar los equipos en el Campo La Cira Infantas (480 V).

Para el cálculo de los paneles solares en serie se empleó la ecuación Ec. 16 como se muestra a continuación [9].

$$\begin{aligned} & \text{Número de paneles solares en serie} \\ & = \frac{\text{Tensión nominal del sistema (V)}}{\text{Tensión nominal del panel seleccionado (V)}} \end{aligned} \quad \text{Ec.16}$$

$$\text{Número de paneles solares en serie} = \frac{480 \text{ V}}{41,80 \text{ V}} = 11,48 \approx 11 \text{ paneles}$$

Para el cálculo de los paneles solares en paralelo se empleó la ecuación Ec. 17 como se muestra a continuación [9].

$$\begin{aligned} & \text{Número de paneles solares en paralelo} \\ & = \frac{\text{Número total de paneles}}{\text{Número de paneles solares en serie}} \end{aligned} \quad \text{Ec.17}$$

$$\text{Número de paneles solares en paralelo} = \frac{458}{11} = 41,64 \approx 42 \text{ paneles}$$

Para corroborar el número total de paneles se utiliza la ecuación Ec. 18, que representa el producto de los paneles conectados en serie por los módulos conectados en paralelo [9].

Número total de paneles solares

$$= \text{Número de paneles en serie} \quad \text{Ec.18}$$

$$* \text{Número de paneles en paralelo}$$

$$\text{Número total de paneles solares} = 11 * 42 = 462 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el número total corregido de paneles solares que se requiere para captar la radiación solar en el Campo La Cira Infantas para energizar el pozo CVMM-1 con bomba de cavidades progresivas es de 462 paneles solares, distribuidos en 11 módulos en serie y 42 módulos en paralelo. Cabe destacar que se aumentó en cuatro (4) unidades el número de paneles solares, pasando de 458 a 462, debido a que se obtienen números decimales en las operaciones matemáticas que posteriormente son redondeados.

Espacio físico para ubicar los paneles solares

Para determinar el espacio físico que se requiere para la instalación de los paneles solares se utilizó las dimensiones reportadas por el fabricante descritas en la Tabla 9 (2.278mm x 1.134mm x 33mm). Cada panel posee 144 celdas fotovoltaicas arregladas de 6x24, según lo reporta la empresa distribuidora *Auto Solar de JA solar*.

Para el cálculo del ancho del espacio requerido para la instalación del sistema de paneles solares se empleó la ecuación Ec. 19 [9].

Ancho del sistema de instalación de paneles

$$= \text{Ancho del panel} * \text{Número de paneles en serie} \quad \text{Ec.19}$$

$$\text{Ancho del sistema de instalación de paneles} = 2.278 \text{ mm} * 11 = 25.058 \text{ mm o } 25 \text{ m}$$

Para el cálculo del largo del espacio requerido para la instalación del sistema de paneles solares se empleó la ecuación Ec. 20 [9].

Largo del sistema de instalación de paneles

$$= \text{Largo del panel} * \text{Número de paneles en paralelo} \quad \text{Ec.201}$$

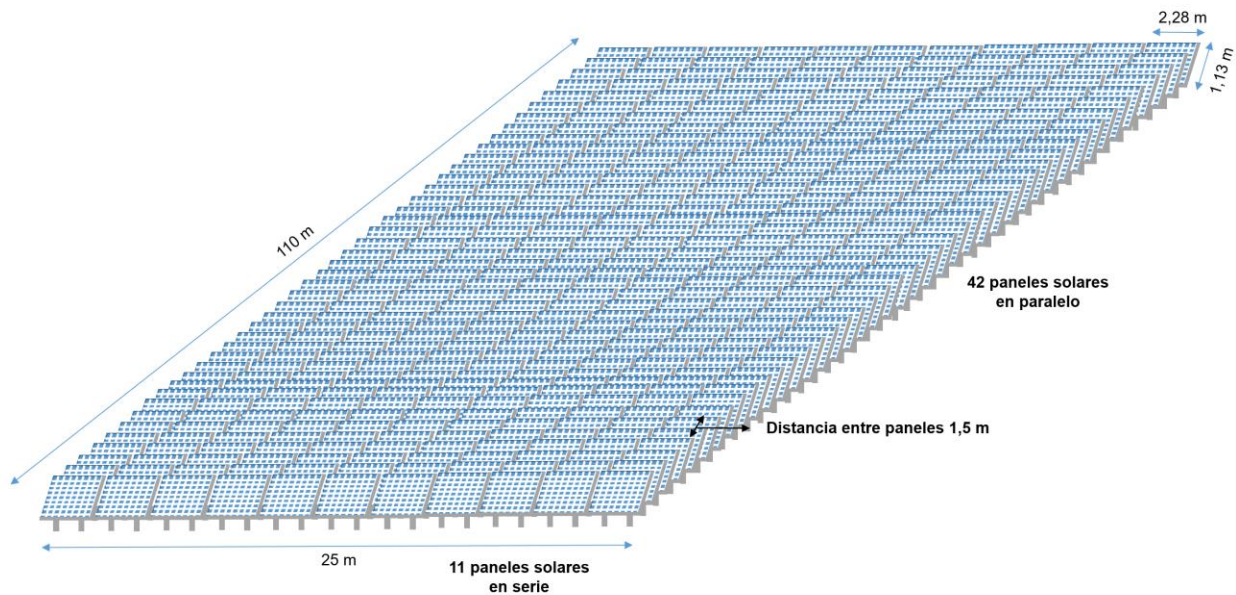
*Largo del sistema de instalación de paneles = 1.134 mm * 42 = 47.628 mm o 48 m*

Para realizar actividades de limpieza y mantenimiento de los componentes del sistema solar fotovoltaico, así como permitir el tránsito de las personas que lideran estas actividades, se dejó una distancia de 1,5 m entre cada fila de panel solar.

Por tanto, se requiere un espacio abierto de aproximadamente 2.750 m² para energizar el pozo CVMM-1 con 11 módulos de paneles en serie y 42 módulos de paneles en paralelo, obteniéndose la distribución que se muestra en la Figura 16.

Figura 16.

Distribución de los paneles solares y dimensionamiento del espacio físico.



Nota. La figura representa la distribución de los paneles solares y dimensionamiento del espacio físico.

7.4.2. Baterías

Características de las baterías

Se realizó la búsqueda de las baterías que se ofertan en el mercado, teniendo en cuenta dentro de las características principales, una alta capacidad de almacenamiento de energía, un ciclo de vida útil más largo, una tasa mayor de descarga y un rendimiento mejorado a bajas temperaturas en múltiples aplicaciones. Las baterías de litio tienen un impacto más ecológico

con el medio ambiente que las baterías de plomo-ácido tradicionales. La empresa *Redway Battery* ofrece baterías de litio confiables y económicas. Se seleccionó la referencia LiFePO4 con un voltaje nominal de 73,6 V y una capacidad de batería de 200 Ah [30]. En la Tabla 10 se presenta la ficha técnica de la batería seleccionada para instalar en la unidad de bombeo del pozo CVMM-1.

Tabla 10.

Ficha técnica de la batería LiFePO4.

Referencia	Características técnicas
Tipo de celda	LiFePO4
Voltaje nominal	73,6 V
Capacidad nominal de la batería	200 Ah
Energía nominal	14,72 kWh
Dimensiones (ancho x largo x profundo)	907mm x 396mm x 292mm
Peso	132 kg
Rango del voltaje	57,5 – 83,95 V
Corriente de carga máxima	70 A
Corriente de descarga máxima	250 A
Profundidad máxima de descarga	75%
Tiempo de vida útil	10 años

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de la ficha técnica de la batería. Tomado de: Redway Battery (s.f.). "Baterías de litio". [En línea]. <https://es.redwaybattery.com/product/72v-200ah-lithium-battery/> [Acceso: octubre, 2023].

Para determinar la capacidad del banco de baterías se tomó como referente los datos calculados de consumo de energía del sistema de bombeo con cavidades progresivas (1.312,26 kWh/día o 1.312.260 Wh/día), la profundidad máxima de descarga de la batería reportada en la Tabla 10 (75%), el requerimiento para alimentar los equipos en el Campo La Cira Infantas (480 V) y la autonomía del sistema para almacenar energía en los días poco soleados (1,5 días). Reemplazando los valores en la Ec. 6 se obtiene:

$$\text{Capacidad del banco de baterías} = \frac{1.312.260 \text{ Wh/día} * 1,5 \text{ días}}{480 \text{ V} * 0,75} = 5.467,75 \text{ Ah}$$

Por tanto, la capacidad del banco de baterías con autonomía de 36 horas es de 5.467,75 Ah, en caso de haber un día y medio completamente nublado que impida la captación de la radiación de los paneles solares.

Arreglo de las baterías en serie y paralelo

Para la distribución de las baterías en serie y paralelo se tomaron en cuenta los valores reportados en la Tabla 10 de voltaje nominal de la batería (73,6 V), capacidad nominal de la batería (200 Ah) y profundidad de descarga de la batería (75%); así mismo, los requerimientos del sistema para alimentar los equipos en el Campo La Cira Infantas (480 V).

Para el cálculo de las baterías en serie se empleó la ecuación Ec. 21 como se muestra a continuación [9].

$$\begin{aligned} \text{Número de baterías en serie} \\ = \frac{\text{Tensión nominal del sistema (V)}}{\text{Tensión nominal de la batería seleccionada (V)}} \end{aligned} \quad \text{Ec.21}$$

$$\text{Número de baterías en serie} = \frac{480 \text{ V}}{73,6 \text{ V}} = 6,52 \approx 7 \text{ baterías}$$

Para el cálculo de las baterías en paralelo se empleó la ecuación Ec. 22 como se muestra a continuación [9].

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad del banco de baterías (Ah)}}{\text{Capacidad nominal de la batería (Ah)}} \quad \text{Ec.22}$$

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{5.467,75 \text{ Ah}}{200 \text{ Ah}} = 27,34 \approx 27 \text{ baterías}$$

El número total de baterías es el producto de las baterías conectadas en serie por los módulos conectados en paralelo, según la ecuación Ec. 7.

$$\text{Número total de baterías} = 7 * 27 = 189 \text{ baterías}$$

Por lo tanto, el número total de baterías para almacenar la energía eléctrica en el sistema solar fotovoltaico para energizar el pozo CVMM-1 lo conforman 189 baterías distribuidas siete (7) en serie y 27 en paralelo, con autonomía de 36 horas en dado caso que se presente un día y medio completamente nublado.

Espacio físico para ubicar las baterías

Para determinar el espacio físico que se requiere para la instalación de las baterías se utilizó las dimensiones reportadas por el fabricante descritas en la Tabla 10 (907mm x 396mm x 292mm). De manera estratégica se ubicaron las baterías en una repisa con cinco (5) bandejas, en el que en cada bandeja se ubicó máximo 42 baterías.

Para el cálculo del ancho del espacio requerido para la instalación del sistema de baterías se empleó la ecuación Ec. 23.

$$\begin{aligned} \text{Ancho del sistema de instalación de baterías} & \\ = \text{Ancho de la batería} * \text{Número de baterías en serie} & \text{Ec.23} \end{aligned}$$

$$\text{Ancho del sistema de instalación de baterías} = 907 \text{ mm} * 7 = 6.349 \text{ mm o } 7 \text{ m}$$

Para el cálculo del largo del espacio requerido para la instalación del sistema de baterías se empleó la ecuación Ec. 24.

$$\begin{aligned} \text{Largo del sistema de instalación de baterías} & \\ = \text{Largo de la batería} * \text{Número de bandejas} & \text{Ec.24} \end{aligned}$$

$$\text{Largo del sistema de instalación de baterías} = 396 \text{ mm} * 5 = 1.980 \text{ mm o } 2 \text{ m}$$

Para el cálculo de la profundidad del espacio requerido para la instalación del sistema de baterías se empleó la ecuación Ec. 25.

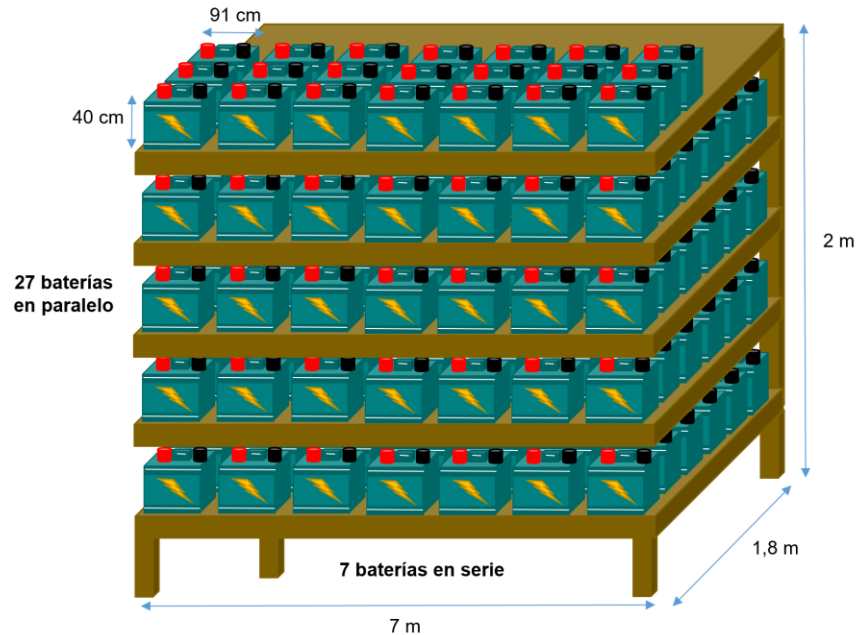
$$\begin{aligned} \text{Profundidad del sistema de instalación de baterías} & \\ = \text{Profundidad de la batería} & \text{Ec.25} \\ * \text{Número de baterías en paralelo por bandeja} & \end{aligned}$$

$$\text{Profundidad del sistema de instalación de baterías} = 292 \text{ mm} * 6 = 1.752 \text{ mm o } 1,8 \text{ m}$$

Se requiere un espacio de 7m x 2m x 1,8m para ubicar las 189 baterías en cinco (5) repisas, obteniéndose la distribución que se muestra en la Figura 17.

Figura 17.

Distribución de las baterías y dimensionamiento del espacio físico.



Nota. La figura representa la distribución de las baterías y dimensionamiento del espacio físico.

7.4.3. Inversores

Características de los inversores

Para calcular la capacidad total de los inversores del sistema se tuvo en cuenta una potencia superior al valor calculado de la carga máxima de la unidad de bombeo con cavidades progresivas de 22,37 kW o 22.368 W (ver numeral 7.3). Por tanto, se estableció una potencia total de los inversores de 30 kW o 30.000 W para asegurar el funcionamiento de todo el sistema solar fotovoltaico.

Se realizó la búsqueda de los inversores que se ofertan en el mercado, teniendo en cuenta dentro de las características principales, que trabajen de manera trifásica lo que hace que se genere tres fases de energía formando tres ondas senoidales que evitan la presencia de momentos de baja tensión. Los sistemas trifásicos soportan instalaciones muy grandes capaces de soportar potencias mayores a 10 kW, además tienen sistemas de protección muy avanzadas para evitar la realización de prácticas de mantenimiento [31].

La empresa *Ineldec Ingeniería Eléctrica* ofrece inversores trifásicos de la marca *Solis*. Por tanto, se seleccionó la referencia Solis-30K-LV con potencia nominal de 30 kW y eficiencia del 97%, ideal para aplicaciones industriales [32]. En la Tabla 11 se presenta la ficha técnica del inversor seleccionado para instalar en el sistema.

Tabla 11.

Ficha técnica del inversor Solis-30K-LV.

Referencia	Características técnicas
Voltaje máximo de entrada DC	1.100 V
Voltaje nominal	600 V
Voltaje de arranque	200 V
Rango de voltaje MPPT	200 – 850 V
Potencia nominal de salida	30 kW
Potencia máxima de salida	30 kW
Corriente nominal de salida	78,8 A
Corriente máxima de salida	78,8 A
Eficiencia máxima	97%
Peso	63 kg
Dimensiones (ancho x largo x profundo)	700 mm x 630 mm x 357 mm
Tiempo de vida útil	20 años

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de la ficha técnica del inversor. Tomado de: Ineldec (s.f.). “Productos inversores Solis”. [En línea]. <https://ineldec.com/producto/inversor-30-kw-on-grid-trifasico-solis-30k-lv/> [Acceso: octubre, 2023].

Se tomó como referente los datos reportados en la Tabla 11 de potencia máxima del inversor (30 kW) y el estimado de la carga máxima de la unidad de bombeo con cavidades progresivas de 30 kW. Reemplazando los valores en la Ec. 8 se obtiene:

$$\text{Número total de inversores} = \frac{30 \text{ kW}}{30 \text{ kW}} = 1 \text{ inversor}$$

Para convertir la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna en el sistema solar fotovoltaico se requiere el uso de un (1) inversor.

7.4.4. Reguladores o controladores de carga

Características de los reguladores o controladores de carga

Se realizó la búsqueda de los cargadores de carga que se ofertan en el mercado, teniendo en cuenta dentro de las características principales, que trabajen en su punto máximo para optimizar el funcionamiento de la batería y su vida útil.

La empresa *Auto Solar* ofrece controladores de carga MPPT de la marca *SRNE*. Por tanto, se seleccionó la referencia SR-MC48100N15 que aporta una carga máxima hacia la batería de 100 A [33]. En la Tabla 12 se presenta la ficha técnica del controlador de carga seleccionado para instalar en el sistema.

Tabla 12.

Ficha técnica del controlador de carga SR-MC48100N15.

Referencia	Características técnicas
Voltaje nominal	12 V/24 V/36 V/48 V
Amperios máximos de carga	100 A
Rango de temperatura de operación	-35 °C – 60 °C
Peso	5,7 kg
Dimensiones (ancho x largo x profundo)	314mm x 227mm x 121 mm
Tiempo de vida útil	10 años

Nota. La tabla presenta una descripción detallada de la ficha técnica del controlador de carga. Tomado de: Auto Solar (s.f.). “Controladores de carga solar”. [En línea].<https://autosolar.co/controladores-de-carga-mppt/controlador-carga-mppt-100a-lcd-122448v-srne> [Acceso: octubre, 2023].

Inicialmente se calculó las horas pico solar promedio más bajas del año, evidenciada en la Figura 12 en los meses de noviembre y diciembre de 4,0 kWh/m². Reemplazando los valores en la Ec. 5 se obtiene:

$$\text{Horas pico solar promedio mínimas} = \frac{4,0 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 4 \text{ h al día}$$

Para calcular la corriente máxima del sistema se tomó como referente el dato calculado previamente de la capacidad del banco de baterías (5.467,75 Ah). Reemplazando los valores en la Ec. 9 se obtiene:

$$\text{Corriente máxima del sistema} = \frac{5.467,75 \text{ Ah}}{4 \text{ h}} = 1.366,94 \text{ A}$$

Para el cálculo de los controladores de carga se tomó como referente el dato reportado en la Tabla 12 del amperaje máximo de carga del controlador (100 A). Reemplazando los valores en la ecuación Ec. 10 se obtiene:

$$\text{Número total de reguladores} = \frac{1.366,94 \text{ A}}{100 \text{ A}} = 13,67 \approx 14 \text{ reguladores}$$

Para controlar el proceso de carga y descarga de las baterías en el sistema solar fotovoltaico se requiere de 14 reguladores.

Espacio físico para ubicar los reguladores

Para determinar el espacio físico que se requiere para la instalación de los reguladores se utilizó las dimensiones reportadas por el fabricante descritas en la Tabla 12 (314mm x 227mm x 121 mm). De manera estratégica se ubicaron los reguladores en una repisa con tres (3) bandejas, en el que en cada bandeja se ubicó máximo cinco (5) reguladores.

Para el cálculo del ancho del espacio requerido para la instalación de los reguladores se empleó la ecuación Ec. 26.

$$\begin{aligned} \text{Ancho del sistema de instalación de reguladores} \\ = \text{Ancho del regulador} \\ * \text{Número máximo de reguladores por bandeja} \end{aligned} \quad \text{Ec.26}$$

$$\text{Ancho del sistema de instalación de reguladores} = 314 \text{ mm} * 5 = 1.570 \text{ mm o } 157 \text{ cm}$$

Para el cálculo del largo del espacio requerido para la instalación de los reguladores se empleó la ecuación Ec. 27.

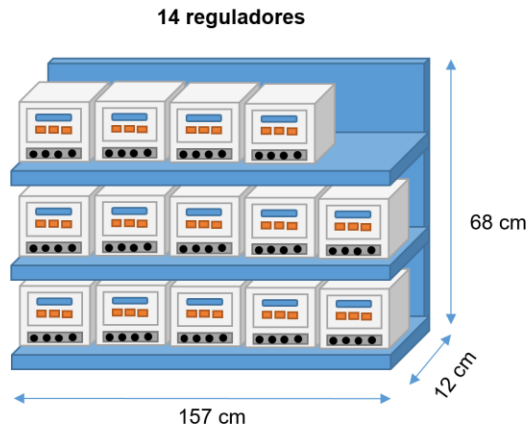
$$\begin{aligned} \text{Largo del sistema de instalación de reguladores} \\ = \text{Largo del regulador} * \text{número de bandejas} \end{aligned} \quad \text{Ec.27}$$

$$\text{Largo del sistema de instalación de reguladores} = 227 \text{ mm} * 3 = 681 \text{ mm o } 68 \text{ cm}$$

Se requiere un espacio de 157cm x 68cm x 12cm para ubicar 14 reguladores, obteniéndose la distribución que se muestra en la Figura 18.

Figura 18.

Distribución de los reguladores y dimensionamiento del espacio físico.



Nota. La figura representa la distribución de los reguladores y dimensionamiento del espacio físico.

7.4.5. Disposición de los elementos del sistema solar fotovoltaico

En la Tabla 13 se presenta el resumen de la cantidad de elementos calculados para el funcionamiento del pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas ubicado en el Campo La Cira Infantas, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, mediante la adaptación de un sistema solar fotovoltaico.

Tabla 13.

Número de elementos calculados del sistema solar fotovoltaico.

Paneles solares fotovoltaicos	
En serie	11
En paralelo	42
Total	462
Banco de baterías	
En serie	7
En paralelo	27
Total	189
Inversores	
Total	1
Reguladores o controladores de carga	
Total	14

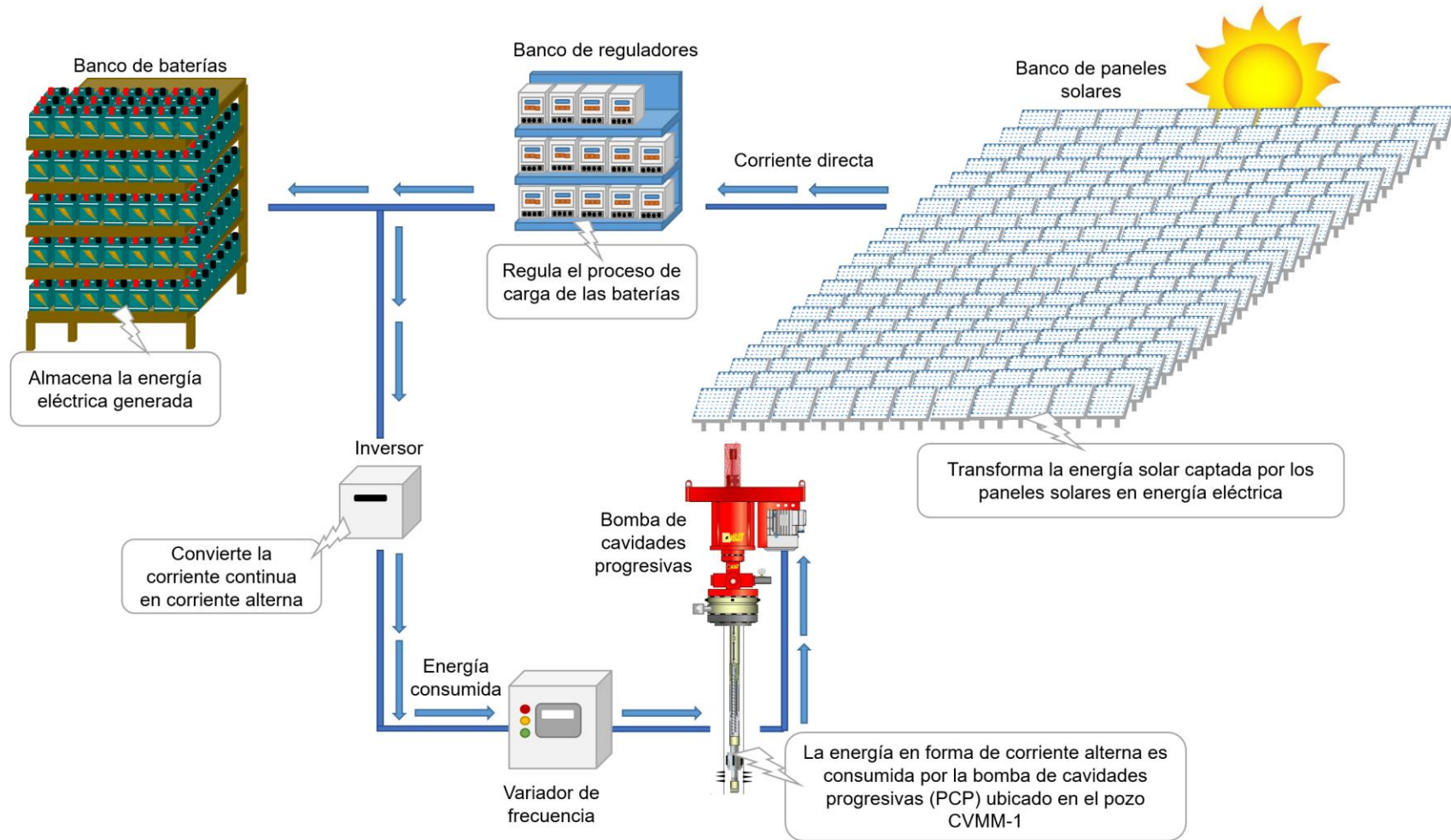
Nota. La tabla presenta una descripción detallada del número de elementos calculados del sistema solar fotovoltaico.

En la Figura 19 se presenta la disposición de los elementos del sistema solar fotovoltaico. Se ubicaron 462 paneles solares distribuidos 11 módulos en serie y 42

módulos en paralelo, 189 baterías distribuidas siete (7) en serie y 27 en paralelo, un (1) inversor y 14 reguladores de carga.

Figura 19.

Sistema solar fotovoltaico para energizar la unidad de bombeo con cavidades progresivas del pozo CVMM-1.



Nota. La figura representa la disposición de los elementos del sistema solar fotovoltaico.

7.5. Análisis económico de la instalación del sistema solar fotovoltaico

En la Tabla 14 se presenta el flujo de caja, el cual abarca la inversión inicial, los ingresos, los egresos, la depreciación anual de los activos fijos y el pago de impuestos durante el tiempo de ejecución del proyecto, 20 años.

Tabla 14.
Flujo de caja de la instalación del sistema solar fotovoltaico.

Descripción	Años				
	0	1	2	3	4
Inversión inicial (\$)	\$ 1.729.508.000,0				
INGRESOS					
Ahorro de energía eléctrica (\$)		\$ 178.044.549,8	\$ 188.282.111,4	\$ 199.108.332,9	\$ 210.557.062,0
EGRESOS					
Mantenimiento del sistema solar (\$)		\$ 5.000.000,0	\$ 5.287.500,0	\$ 5.591.531,3	\$ 5.913.044,3
Reinversión de las baterías a 10 años (\$)					
Reinversión de los reguladores a 10 años (\$)					
EGRESOS TOTALES		\$ 5.000.000,0	\$ 5.287.500,0	\$ 5.591.531,3	\$ 5.913.044,3
Depreciación de activos fijos (\$)		\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0
Utilidad antes del impuesto (\$)		-\$ 67.245.816,2	-\$ 57.295.754,6	-\$ 46.773.564,4	-\$ 35.646.348,3
Impuesto de renta (\$)		-\$ 11.768.017,8	-\$ 10.026.757,0	-\$ 8.185.373,8	-\$ 6.238.111,0
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (\$)	-\$ 1.729.508.000,0	\$ 184.812.567,7	\$ 193.021.368,5	\$ 201.702.175,4	\$ 210.882.128,6
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	-\$ 1.729.508.000,0	-\$ 1.544.695.432,3	-\$ 1.351.674.063,9	-\$ 1.149.971.888,5	-\$ 939.089.759,8

Descripción	Años				
	5	6	7	8	9
Inversión inicial (\$)					
INGRESOS					
Ahorro de energía eléctrica (\$)	\$ 222.664.093,1	\$ 235.467.278,4	\$ 249.006.646,9	\$ 263.324.529,1	\$ 278.465.689,5
EGRESOS					
Mantenimiento del sistema solar (\$)	\$ 6.253.044,3	\$ 6.612.594,4	\$ 6.992.818,6	\$ 7.394.905,6	\$ 7.820.112,7
Reinversión de las baterías a 10 años (\$)					
Reinversión de los reguladores a 10 años (\$)					
EGRESOS TOTALES	\$ 6.253.044,3	\$ 6.612.594,4	\$ 6.992.818,6	\$ 7.394.905,6	\$ 7.820.112,7
Depreciación de activos fijos (\$)	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0
Utilidad antes del impuesto (\$)	-\$ 23.879.317,3	-\$ 11.435.682,0	\$ 1.723.462,3	\$ 15.639.257,5	\$ 30.355.210,8
Impuesto de renta (\$)	-\$ 4.178.880,5	-\$ 2.001.244,3	\$ 301.605,9	\$ 2.736.870,1	\$ 5.312.161,9
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (\$)	\$ 220.589.929,2	\$ 230.855.928,4	\$ 241.712.222,4	\$ 253.192.753,4	\$ 265.333.414,9
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	-\$ 718.499.830,6	-\$ 487.643.902,2	-\$ 245.931.679,8	\$ 7.261.073,6	\$ 272.594.488,5

Descripción	Años				
	10	11	12	13	14
Inversión inicial (\$)					
INGRESOS					
Ahorro de energía eléctrica (\$)	\$ 294.477.466,7	\$ 311.409.921,0	\$ 329.315.991,5	\$ 348.251.661,0	\$ 368.276.131,5
EGRESOS					
Mantenimiento del sistema solar (\$)	\$ 8.269.769,2	\$ 8.745.280,9	\$ 9.248.134,6	\$ 9.779.902,3	\$ 10.342.246,7
Reinversión de las baterías a 10 años (\$)	\$ 1.059.297.750,0				
Reinversión de los reguladores a 10 años (\$)	\$ 30.527.910,0				
EGRESOS TOTALES	\$ 1.098.095.429,2	\$ 8.745.280,9	\$ 9.248.134,6	\$ 9.779.902,3	\$ 10.342.246,7
Depreciación de activos fijos (\$)	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0
Utilidad antes del impuesto (\$)	-\$ 1.043.908.328,5	\$ 62.374.274,1	\$ 79.777.490,9	\$ 98.181.392,7	\$ 117.643.518,8
Impuesto de renta (\$)	-\$ 182.683.957,5	\$ 10.915.498,0	\$ 13.961.060,9	\$ 17.181.743,7	\$ 20.587.615,8
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (\$)	-\$ 620.934.005,0	\$ 291.749.142,1	\$ 306.106.796,0	\$ 321.290.015,0	\$ 337.346.269,0
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	-\$ 348.339.516,5	-\$ 56.590.374,4	\$ 249.516.421,6	\$ 570.806.436,6	\$ 908.152.705,6

Descripción	Años				
	15	16	17	18	19
Inversión inicial (\$)					
INGRESOS					
Ahorro de energía eléctrica (\$)	\$ 389.452.009,1	\$ 411.845.499,6	\$ 435.526.615,8	\$ 460.569.396,2	\$ 487.052.136,5
EGRESOS					
Mantenimiento del sistema solar (\$)	\$ 10.936.925,9	\$ 11.565.799,1	\$ 12.230.832,6	\$ 12.934.105,4	\$ 13.677.816,5
Reinversión de las baterías a 10 años (\$)					
Reinversión de los reguladores a 10 años (\$)					
EGRESOS TOTALES	\$ 10.936.925,9	\$ 11.565.799,1	\$ 12.230.832,6	\$ 12.934.105,4	\$ 13.677.816,5
Depreciación de activos fijos (\$)	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0	\$ 240.290.366,0
Utilidad antes del impuesto (\$)	\$ 138.224.717,2	\$ 159.989.334,5	\$ 183.005.417,2	\$ 207.344.924,8	\$ 233.083.954,0
Impuesto de renta (\$)	\$ 24.189.325,5	\$ 55.996.267,1	\$ 64.051.896,0	\$ 72.570.723,7	\$ 81.579.383,9
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (\$)	\$ 354.325.757,7	\$ 344.283.433,4	\$ 359.243.887,2	\$ 375.064.567,1	\$ 391.794.936,1
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	\$ 1.262.478.463,3	\$ 1.606.761.896,7	\$ 1.966.005.783,9	\$ 2.341.070.350,9	\$ 2.732.865.287,0

Descripción	Años
	20
Inversión inicial (\$)	
INGRESOS	
Ahorro de energía eléctrica (\$)	\$ 515.057.634,3
EGRESOS	
Mantenimiento del sistema solar (\$)	\$ 14.464.291,0
Reinversión de las baterías a 10 años (\$)	
Reinversión de los reguladores a 10 años (\$)	
EGRESOS TOTALES	\$ 14.464.291,0
Depreciación de activos fijos (\$)	\$ 240.290.366,0
Utilidad antes del impuesto (\$)	\$ 260.302.977,4
Impuesto de renta (\$)	\$ 91.106.042,1
FLUJO DE CAJA OPERATIVO (\$)	\$ 409.487.301,3
FLUJO DE CAJA ACUMULADO (\$)	\$ 3.142.352.588,3
VPN	\$ 882.607.424,5
TIR	11%
TRI	7,9 años

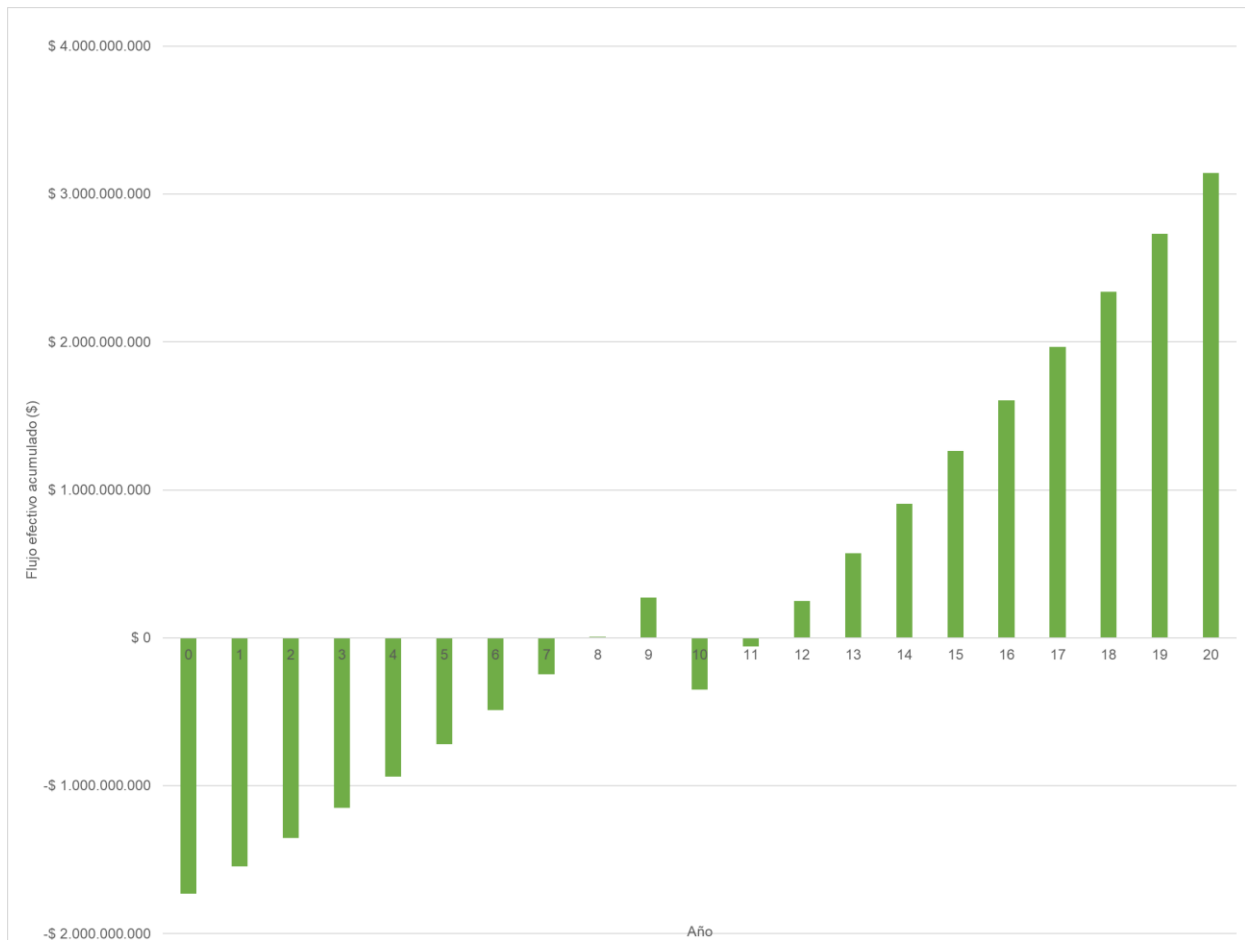
Nota. La tabla presenta el flujo de caja de la instalación del sistema solar fotovoltaico en el pozo CVMM-1.

En la Figura 20 se presenta los valores del flujo de caja acumulados obtenidos durante los 20 años de vida útil del proyecto. La gráfica muestra el año a partir del cual los ingresos son mayores que los gastos y, por tanto, los flujos de caja empiezan a ser positivos. De manera que se evidencia que el proyecto es económicamente rentable ya que el VPN es positivo, estableciendo que el pozo CVMM-1 de la unidad de bombeo con cavidades progresivas energizada con el sistema solar fotovoltaico presenta una utilidad a hoy de \$882.607.424,5 (US\$226.690,32) y una TIR de 11% a la cual se recupera la inversión, tasa muy superior a la tasa de interés anual considerada de 5,75%. Además, pese a que se requiere una inversión alta de \$1.729.508.000 (US\$444.209,63), el tiempo de recuperación de la inversión se da a los 7,9 años o 95,6 meses, luego de haber instalado el sistema solar.

Cabe destacar que el flujo efectivo acumulado decae considerablemente en el décimo año debido a la reinversión de las baterías y los reguladores en este año, dado que estos elementos según los fabricantes tienen un tiempo de duración promedio de diez (10) años.

Figura 20.

Flujo de caja efectivo acumulado de la instalación del sistema solar en el pozo CVMM-1.



Nota. La figura representa el flujo de caja efectivo acumulado de la instalación del sistema solar en el pozo CVMM-1.

8. CONCLUSIONES

Para poner en funcionamiento el pozo CVMM-1 con levantamiento artificial con bomba de cavidades progresivas mediante la adaptación de un sistema solar fotovoltaico como solución alternativa para la alimentación eléctrica, en el Campo La Cira Infantas, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se requiere de un sistema conformado por 462 paneles solares distribuidos 11 módulos en serie y 42 módulos en paralelo, 189 baterías distribuidas siete (7) en serie y 27 en paralelo, un (1) inversor y 14 reguladores de carga, para generar la energía mínima que requiere la bomba con cavidades progresivas (1.312,26 kWh/día) para producir 700 barriles de petróleo global producidos en un día (BFPD).

Por su parte, el análisis económico que se realizó al proyecto mediante el uso de indicadores económicos permite evidenciar que el proyecto es rentable en el tiempo, dado que la inversión inicial de \$1.729.508.000 (US\$444.209,63) se recupera en 7,9 años, lo que representa grandes rubros de ahorro al reemplazar la generación de energía convencional por la captación de energía solar mediante el uso de paneles solares, obteniéndose una utilidad a hoy de \$882.607.424,5 (US\$226.690,32) y una TIR de 11% a la cual se recupera la inversión, tasa muy superior a la tasa de interés anual considerada de 5,75%.

REFERENCIAS

- [1]A. Salazar Peralta, J. A. Pichardo, U. Pichardo. La energía solar, una alternativa para la generación de energía renovable. *Revista de Investigación y Desarrollo*, 2 (5), pp. 11-20, 2016.
- [2]D. A. Cárdenas, M. F. Quintero Villa. *Optimización del consumo energético de pozos con sistema de levantamiento artificial PCP y ESP de la troncal siete de campo Rubiales mediante simulación* (Trabajo de grado). Fundación Universitaria de América, Bogotá, Colombia, 2019.
- [3]J. R. Arciniegas Mantilla, A. L. Jácome Pérez. *Evaluación del proyecto de ampliación de capacidad del centro de autogeneración de energía eléctrica existente en el Campo Casabe de la Superintendencia de Operaciones del Río de Ecopetrol S.A., ubicado en Yondó Antioquia* (Trabajo de especialización). Universidad Autónoma de Bucaramanga, Bucaramanga, Colombia, 2011.
- [4]Ministerio de Minas y Energía. “*Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*”. Bogotá, Colombia: La Imprenta Editores S.A., 2021.
- [5]M. Giraldo, R. Vacca Ramírez, A. Urrego Quintanilla. “Las energías alternativas ¿una oportunidad para Colombia?”. [En línea]. Disponible: file:///C:/Users/LENOVO/Downloads/Dialnet-LasEnergiasAlternativasUnaOportunidadParaColombia-6540494.pdf [Acceso: octubre, 2023].
- [6]Statista (junio, 2023). “Potencia energética generada por las diferentes fuentes de energía renovable a nivel mundial en 2022”. [En línea]. <https://es.statista.com/estadisticas/638825/generacion-mundial-de-energia-renovable-por-tipo-de-fuente-energetica/> [Acceso: octubre, 2023].
- [7]C. Arancibia Bulnes, R. Best (abril, 2010). “Energía del sol”. [En línea]. https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaSol.pdf [Acceso: octubre, 2023].
- [8]V. L. Gómez Marulanda, J. A. Muñoz Cataño, R. D. Vargas Arévalo. *Evaluación técnico económico socio ambiental de la implementación de energías alternativas para*

alimentar sistemas de levantamiento artificial en pozos marginales (Proyecto colectivo integrador a nivel de Maestría). Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia, 2019.

[9] A. I. Flores Orquera. *Estudio de factibilidad para la aplicación de energía renovable fotovoltaica en el sistema de iluminación general del campo Repsol – NPF* (Trabajo de grado). Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador, 2013.

[10] K. Orjuela Velásquez, J. H. Vanegas Reyes. *Evaluación técnico financiera del uso de paneles solares en un sistema de bombeo mecánico, como estrategia para la optimización de la eficiencia y de los costos operativos* (Trabajo de grado). Fundación Universitaria de América, Bogotá, Colombia, 2019.

[11] D. A. Bernal Barrangán, J. F. Rios Torres, A. Latorre Cabra. *Estudio de implementación de paneles solares para la captación de energía solar en el suministro de energía para un cargadero de carrotanques en la transferencia de hidrocarburos* (Trabajo de especialización). Fundación Universitaria de América, Bogotá, Colombia, 2022.

[12] J. C. Acosta Jiménez. *Los paneles fotovoltaicos como alternativa de generación de electricidad en una zona residencial de Cartagena - Colombia* (Trabajo de maestría). Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia, 2020.

[13] J. S. Guarín Contreras, S. A. Sandoval Caro. *Comparación de celdas fotovoltaicas monocristalina y policristalina en condiciones climáticas de Bogotá* (Trabajo de grado). Universidad Antonio Nariño, Bogotá, Colombia, 2022.

[14] L. N. Flores Azcanio. *Evaluación técnica para el uso de energía fotovoltaica en la extracción de agua subterránea en la ciudad de México* (Trabajo de maestría). Universidad Autónoma Metropolitana, ciudad de México, México, 2020.

[15] R. A. Chona Suarez, J. M. Robles Cervantes. *Diseño experimental de un sistema tradicional de panel solar de pequeña escala ubicado en la ciudad de Barranquilla* (Trabajo de grado). Universidad Autónoma del Caribe, Barranquilla, Colombia, 2013.

[16] F. A. Maldonado M., B. C. Monasterios P. *Implantación de banco de prueba para bombas de cavidades progresivas (BCP)* (Trabajo de grado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2003.

- [17] N. Chacín. “Bombeo de cavidad progresiva: operaciones, diagnóstico, análisis de falla y trouble shooting” en WorkShop Internacional, Venezuela, septiembre 8 al 12 de 2003.
- [18] D. F. Arias Becerra, K. S. Martínez Gómez. *Evaluación de la viabilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico en la Notaría Única de San Luis de Gaceno, Boyacá* (Trabajo de grado). Universidad Libre, Bogotá, Colombia, 2019.
- [19] La República (noviembre, 2023). “Razones detrás de la caída del precio de la energía en bolsa por debajo de \$400/kWh”. [En línea]. <https://www.larepublica.co/economia/la-energia-en-bolsa-bajo-de-400-por-kilovatio-hora-tras-los-anuncios-de-hidroituango-3741633> [Acceso: noviembre, 2023].
- [20] J. D. Hernández Morales. *Evaluación técnica y financiera para la implementación de un sistema solar fotovoltaico en el Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, sede Floridablanca* (Trabajo de grado). Universidad Autónoma de Bucaramanga, Bucaramanga, Colombia, 2019.
- [21] DANE (noviembre, 2023). “Índice de Precios al Consumidor (IPC)”. [En línea]. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc/ipc-informacion-tecnica> [Acceso: noviembre, 2023].
- [22] D. J. Gastelbondo Mercado. *Evaluación técnica y económica de parques solares fotovoltaicos en Colombia* (Trabajo de grado). Universidad de Antioquía, Medellín, Colombia, 2019.
- [23] S. Gasbarrino, HubSpot (marzo, 2023). “Depreciación: qué es, cómo calcularla y ejemplos”. [En línea]. <https://blog.hubspot.es/sales/que-es-depreciacion> [Acceso: noviembre, 2023].
- [24] Congreso de Colombia (mayo 13, 2014). Ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”, Artículo 11.
- [25] La República (octubre, 2022). “Petroleras pagarían hasta 50% de renta con nueva fórmula de la tributaria”. [En línea]. <https://www.larepublica.co/especiales/reforma-tributaria-2022/empresas-petroleras-pagarian-hasta-50-de-renta-con-nueva-formula->

