

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA  
CONSIDERANDO TECNOLOGÍAS DE CILINDRO PARABÓLICO Y TORRE  
SOLAR EN LA GUAJIRA

CAMILA ANDREA ARGUMEDO QUINTERO

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
BUCARAMANGA

2019

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA  
CONSIDERANDO TECNOLOGÍAS DE CILINDRO PARABÓLICO Y TORRE  
SOLAR EN LA GUAJIRA

CAMILA ANDREA ARGUMEDO QUINTERO

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO EN ENERGÍA

DIRECTOR

YECID ALFONSO MUÑOZ MALDONADO

CO-DIRECTOR

LUIS SEBASTIAN MENDOZA CASTELLANOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
BUCARAMANGA

2019

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

**Firma Director Proyecto de Grado**

---

**Firma Co-Director Proyecto de Grado**

---

**Firma Calificador**

**Bucaramanga 2019**

## **AGRADECIMIENTOS**

En esta etapa final agradezco primeramente a Dios y a mi mamá que a pesar de no poder verme alcanzar mis metas sé que siempre está a mi lado, gracias por haberme ayudado a superar los obstáculos. Le doy gracias a las personas incondicionales en mi vida como lo son mi abuela Carmen, mi abuelo Humberto, mi tía Jacqueline y mi tío Orlando. Gracias por ser como mis padres, sin su apoyo no hubiese podido lograr esta meta, ustedes me motivan día a día para dar lo mejor de mí. Igualmente a mis amigos que me apoyaron en este proceso.

## Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN .....	5
1. OBJETIVOS .....	7
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	7
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	7
2. METODOLOGÍA.....	8
3. ESTADO DEL ARTE .....	9
3.1 HISTORIA.....	9
3.2 ESTADO ACTUAL.....	10
4 MARCO TEORICO.....	13
4.1 ENERGIA SOLAR TÉRMICA .....	13
4.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO CENTRALES SOLARES TÉRMICAS	13
4.3 TIPOS DE CENTRALES SOLARES TÉRMICAS .....	14
4.3.1 CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO.....	15
4.3.2 CONCENTRADORES LINEALES DE FRESNEL.....	17
4.3.3 DISCOS PARABÓLICOS .....	18
4.3.4 TORRE O RECEPTOR CENTRAL.....	19
5 ANÁLISIS MULTICRITERIO .....	24
6 SELECCIÓN DE LA ZONA .....	28
7 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL .....	31
7.1 FUNCONAMIENTO .....	31
7.2 CICLO DE POTENCIA.....	32
7.2.1RENDIMIENTO .....	34
7.2.2 POTENCIA MEDIA.....	35
7.2.3 POTENCIA NETA ESTIMADA EN EL DISEÑO .....	35
7.2.4 FACTOR DE CAPACIDAD.....	35
7.2.5 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL.....	36
7.3 CAMPO SOLAR .....	36
7.4 TORRE Y RECEPTOR.....	37
7.5 PÉRDIDAS .....	38
7.6 FLUIDO DE TRANSFERENCIA .....	39
7.7 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO .....	40

7.8	SISTEMA DE CONTROL.....	41
7.9	USO DE AGUA.....	41
7.10	SISTEMAS DE CONVERSIÓN A LA RED .....	41
8	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	43
8.1	INVERSIÓN.....	43
8.1.2	CÁLCULO PARA EL COSTO CAMPO SOLAR (SISTEMA DE CAPTACIÓN).....	44
8.1.3	CÁLCULO PARA EL COSTO SISTEMA DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN TÉRMICA.....	44
8.1.4	CÁLCULO PARA EL COSTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO.....	46
8.1.5	CÁLCULO PARA EL COSTO DEL BLOQUE DE POTENCIA.....	46
8.2	CÁLCULO COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA.....	47
9	RESULTADOS.....	48
9.1	RESULTADOS CICLO DE POTENCIA .....	48
9.2	DISTRIBUCIÓN CAMPO SOLAR, TORRE Y RECEPTOR .....	48
9.3	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y CANTIDAD DE SALES .....	49
9.4	INVERSIÓN.....	50
9.4.1	COSTO CAMPO SOLAR (SISTEMA DE CAPTACIÓN).....	50
9.4.2	COSTO SISTEMA DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN TÉRMICA.....	50
9.4.3	COSTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO .....	52
9.4.4	COSTO DEL BLOQUE DE POTENCIA.....	53
9.4.5	COSTO TOTAL DE LA CENTRAL .....	54
9.5	COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA.....	55
9.6	INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	56
10	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	57
	BIBLIOGRAFÍA.....	59
	ANEXOS.....	56
	ANEXO 1 Flujo de caja .....	56

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama metodología.....	8
Figura 2 Concentrador Cilindro parabólico, Maadi.....	9
Figura 3 Participación por tecnología en la matriz eléctrica.....	11
Figura 4 Componentes de una central solar Térmica .....	14
Figura 5. Clasificación de las tecnologías.....	15
Figura 6 Esquema Central Cilindro Parabólico .....	16
Figura 7. Solar Energy Generating System, San Bernardo.California .....	16
Figura 8. Concentradores lineares de Fresnel.....	18
Figura 9. Discos Parabólicos .....	19
Figura 10. Torre Solar.....	20
Figura 11. Esquema Receptor central .....	21
Figura 12 Metodología análisis multicriterio.....	25
Figura 13. Expertos consultados.....	26
Figura 14 Enmallado departamento La Guajira .....	28
Figura 15 Sistema interconectado nacional .....	29
Figura 16 Punto seleccionado.....	30
Figura 17. Esquema funcionamiento planta.....	31
Figura 18. Heliostato.....	36
Figura 19. Receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar.....	37
Figura 20. Pérdidas por sombras y bloqueos .....	38
Figura 21. Pérdidas atenuación atmosféricas .....	39
Figura 22. Diagrama Torre solar .....	43
Figura 23 Distribución del Campo Solar .....	49
Figura 24 Número heliostatos .....	49
Figura 25 Datos torre y receptor .....	49

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Plantas Solares Térmicas en Operación....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 2 Comparación de las tecnologías .....	13
Tabla 3 Grado de importancia de los índices.....	26
Tabla 4 Selección se la tecnología .....	27
Tabla 5 Coordenadas punto seleccionado.....	30
Tabla 6. Propiedades del fluido.....	39
Tabla 7. Costo sistema de captación .....	44
Tabla 8. Costo sistema de conversión de energía térmica .....	44
Tabla 9. Costo del sistema de almacenamiento térmico.....	46
Tabla 10. Costo bloque de potencia .....	46
Tabla 11 Datos ciclo de potencia .....	48
Tabla 12 Costo campo solar .....	50
Tabla 13 Costo sistema de conversión de energía .....	51
Tabla 14 Costo sistema de almacenamiento .....	52
Tabla 15 Costo del bloque de potencia.....	53
Tabla 16 Costo total de la central .....	54
Tabla 17 Indicadores de rentabilidad .....	56

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Desglose costos del sistema de conversión.....	51
Gráfico 2 Costo del sistema de almacenamiento.....	52
Gráfico 3 Costo bloque de potencia.....	53
Gráfico 4. Costo total de la central.....	55
Gráfico 5 Flujo de caja vs Tiempo.....	56



## RESUMEN

La diversificación de la matriz energética posibilita la implementación de energías renovables y no convencionales, las cuales permiten el aprovechamiento de los recursos y la disminución de los gases de efecto invernadero que ocasionan el cambio climático.

El presente informe contempla el estudio para la implementación de una central solar térmica en el departamento de la Guajira tomando la tecnología torre solar con almacenamiento, siendo esta la seleccionada a través de la técnica de análisis multicriterio comparada con la tecnología cilindro parabólico, obteniendo la mayor puntuación de 10,55.

Posteriormente, se realiza el dimensionamiento de la central implementando software System Advisor Model.

Seguido de esto, para el análisis económico se calculó la inversión, costos asociados a la central y costo nivelado de la energía, con el objetivo de analizar la posibilidad de la implementación de este tipo de proyecto en Colombia.

**Palabras claves:** Energía solar térmica, análisis económico, costo nivelado de la energía, torre solar.

## **ABSTRACT**

The diversification of the energy matrix enables the implementation of renewable and non-conventional energies, which allow the use of resources and the reduction of greenhouse gases that cause climate change.

This report contemplates the study for the implementation of a solar thermal power plant in the department of La Guajira taking solar tower technology with storage, selected through the technique of multicriteria analysis compared with the parabolic cylinder technology, obtaining the highest score.

Subsequently, the sizing of the plant is carried out by implementing System Advisor Model software.

Following this, for the economic analysis, the investment, costs associated with the power plant and level cost of energy were calculated, with the objective of analyzing the possibility of implementing this type of project in Colombia.

**Keywords:** Solar thermal energy, economic analysis, levelized cost of energy, solar tower.

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación se refiere al estudio para la implementación de una central solar térmica, la cual se define como un sistema que implementa elementos de captación, para concentrar los rayos provenientes del sol, los cuales calientan un fluido térmico para la generación de vapor impulsando una turbina acoplada al generador para la producción de energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica es un componente de gran importancia para el desarrollo económico y la satisfacción de necesidades básicas de la humanidad, motivando la explotación de diferentes fuentes de energía con el fin de obtenerla. A través de los años se ha ido intensificando la demanda energética por factores como la sobrepoblación, lo que ha traído un aumento en las industrias y la utilización de combustibles fósiles que en su generación producen gases de efecto invernadero causando el cambio climático.

Esta problemática ha sido tratada en diferentes cumbres de desarrollo sostenible y cambio climático, proponiendo soluciones como la implementación y generación de fuentes renovables y limpias para la producción de energía eléctrica, lo cual ha ayudado a los países a cumplir sus objetivos de política, y así, obtener un servicio seguro, confiable y asequible de energía expandiendo el acceso a la electricidad y promoviendo el desarrollo.

En sintonía con esto, Colombia en el Acuerdo de Paris del año 2015 adquirió el compromiso de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20%. Por lo que, la implementación de tecnologías no convencionales y renovables, pueden aportar a la reducción las emisiones de gases de efecto invernadero, suplir necesidades energéticas como las presentadas en zonas no interconectadas, así como la diversificación de la matriz energética.

El sector eléctrico colombiano cuenta con una capacidad instalada de 1772,5 MW, del cual la mayor participación de la generación es por parte de las centrales hidroeléctricas con un 69,18%, seguido de las centrales térmicas con un 26,36%. Así mismo, las tecnologías que utilizan como recurso la radiación solar sólo cuenta con una participación del 0.06%. [1]

Como propuesta a la diversificación de la matriz energética, este proyecto propone la implementación de una central solar térmica, debido al alto potencial solar de Colombia. La energía solar térmica o de concentración usa espejos para concentrar los rayos solares, éstos calientan un fluido térmico, lo que genera vapor para impulsar una turbina y generar electricidad. Este tipo de sistema es gestionable y se puede almacenar, es decir, su capacidad de almacenamiento permite aportar electricidad a la red cuando es necesitada aunque no se cuente con horas de luz solar.[2]

El sistema solar térmico se divide en cuatro tecnologías: cilindro parabólico, concentradores lineales de Fresnel, receptor central (torre solar) y discos parabólicos, de las cuales las que presentan un estado de madurez alto son la cilindro parabólico y torre solar.

El objetivo principal de este proyecto es analizar técnica y económicamente la implementación de una central solar térmica considerando tecnologías de cilindro parabólico y torre solar en la Guajira. Para esto se presenta el marco referencial, permitiendo conocer las tecnologías, su madurez y desarrollo tecnológico a nivel mundial. Posteriormente, se realizó un análisis multicriterio para seleccionar la tecnología, una vez escogida la tecnología se implementó el software SAM (System Advisor Model) para dimensionar la planta solar térmica. Con estos datos, se procedió a realizar el análisis económico con la que se obtuvo la inversión de la planta y el costo nivelado de la energía para dicha central.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Analizar técnica y económicamente la implementación de una central solar térmica basada en tecnologías de cilindro parabólico y torre solar en el departamento de la Guajira.

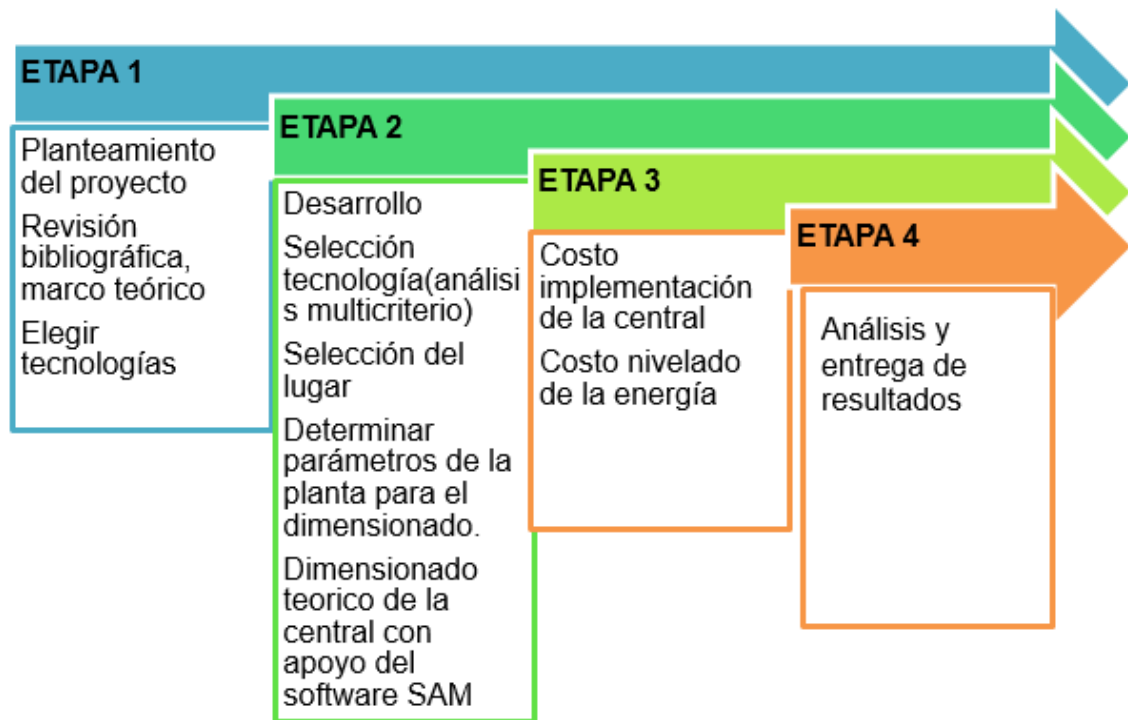
### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Seleccionar la tecnología de concentración solar adecuada mediante su respectiva caracterización y análisis multicriterio.
- Establecer los criterios necesarios para selección de la ubicación, y dimensionamiento del sistema.
- Realizar un análisis de costos, asociado a la central de generación dimensionada.

## 2. METODOLOGÍA

La metodología de investigación se resume en cuatro etapas para el correcto desarrollo del proyecto como se muestra a continuación. Estas etapas cubren el desarrollo teórico y práctico del proyecto.

Figura 1. Diagrama metodología



Fuente: Elaboración Propia

### 3. ESTADO DEL ARTE

#### 3.1 HISTORIA

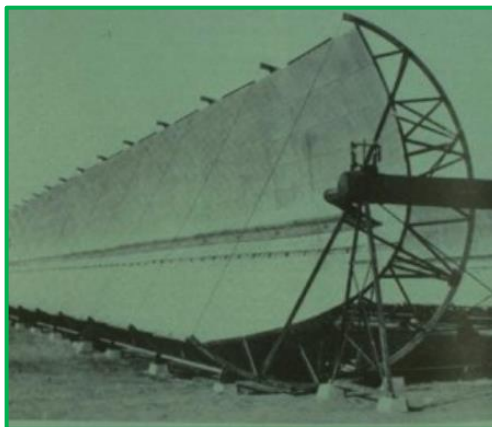
El concepto de energía solar de concentración o solar térmica principalmente fue descrito por Arquímedes en el año 200 A.C. Desarrollando un sistema de espejos para concentrar la radiación solar. Posteriormente el matemático Diocles describió las propiedades ópticas del canal parabólico en el siglo II A.C.

El desarrollo del diseño de los heliostatos se dio en 1746 gracias a Comte de Buffon, creando un concentrador de energía solar. Gracias a estos avances, en 1870 John Ericsson diseñó el colector parabólico el cual se sigue usando en diferentes aplicaciones.

En 1903 surge el proyecto de “Motor Solar” por Isidoro Cabanyes, el cual consistía en una chimenea con una turbina en su interior, por la cual en los días soleados el aire se calentaba y por convección tendía a subir transformando el aire en movimiento y este a su vez en electricidad. Este concepto fue reinventado en Alemania en 1931, dándose los primeros diseños de una central eléctrica basada en la torre solar.

En 1911, la empresa Sun Power Co implementó una planta solar con cilindros parabólicos en Tancony, Estados Unidos generando un total de 20kW. Después en 1912, se abrió una planta solar en Maadi, Egipto, consiguiendo generar 88kW. Su utilidad era la de proveer energía para bombear agua desde el río Nilo hasta unos campos de algodón. Esta central era capaz de bombear cerca de 27.000 litros por segundo. [3]

Figura 2. Concentrador Cilindro parabólico, Maadi



Fuente: Historia de la energía solar térmica

Algunas conferencias importantes que consideraron la generación de energía solar fueron organizadas por la UNESCO en 1954, la Asociación para la Energía Solar Aplicada en 1955, la Academia Nacional de Ciencias de los Estados Unidos en 1961 y las Naciones Unidas en 1961.

El mayor auge de esta tecnología a escala industrial, se produjo en California en los años ochenta, debido a las políticas gubernamentales las cuales permitieron la construcción de nuevos sistemas de generación eléctrica, conocido como *Solar Energy Generating System* (SEGS), usando la tecnología de cilindro parabólico con un total de 354 MW de capacidad instalada. La actividad comercial y de investigación en energía solar térmica concentrada (CSP), aumentó a partir de 2004, siendo pioneros Estados Unidos y España manteniendo líneas de investigación y desarrollo ante la necesidad de la introducción de energías renovables y por ende reducción en la dependencia energética.[4]

### **3.2 ESTADO ACTUAL**

Los sistemas de concentración solar o termosolares, se fundamentan en el principio de la conversión de la radiación solar directa en energía, mediante concentradores. Así mismo, en regiones de alto potencial solar suponen una mayor satisfacción de la demanda energética. Además, hacen parte de uno de los medios más económicos para la generación de electricidad a partir de energía solar, compuestos por un sistema colector, receptor y de conversión de potencia.[5]

Estos sistemas se dividen en cuatro tecnologías: sistemas de cilindro parabólico, concentradores lineales de Fresnel, sistemas de receptor central (torre solar) y discos parabólicos. Los sistemas cilindro parabólico y receptor central, se encuentran en su etapa de madurez y presentan un gran potencial en reducción de costes.

Actualmente, España es el país destacado por tener mayor potencia instalada teniendo el 50% de la potencia mundial con un total de 2304.9MW, con 50 centrales termosolares. Enseguida se encuentra Estados Unidos con alrededor de 1200.00 MW de potencia instalada, con 21 centrales operativas representando el 30.33% de la potencia mundial.

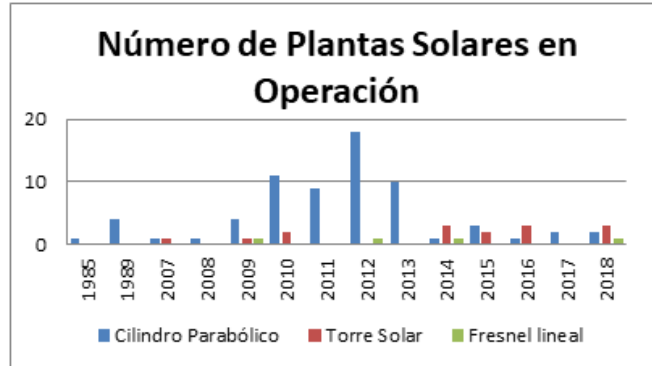
Los Emiratos Árabes Unidos y la India se benefician por su ubicación geográfica contando buena irradiación solar durante todo el año. La situación política y económica de algunos países que cuentan con buenas condiciones de buena irradiación solar no permite desarrollar este tipo de proyectos de energía termosolar.[6]

La capacidad instalada total de las plantas que actualmente se encuentran en operación alrededor del mundo es de 5744 MW [7]. A continuación, se muestra el



número de plantas que han entrado en operación por tecnología a lo largo de los años.

**Gráfico 1 Plantas Solares Térmicas en Operación**

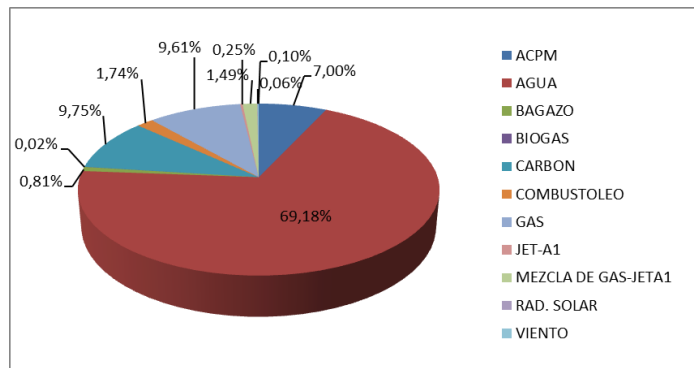


Fuente Protermosolar[7]

Como se puede observar, la tendencia de instalación se presenta en la tecnología cilindros parabólicos, por ser la primera en entrar en etapa de desarrollo desde 1985, sin embargo, se muestra como desde 2007 empiezan a operar plantas de tipo torre solar y gracias a su nivel de desarrollo y reducción de costos. Desde 2014 ha sido la tendencia en instalación. Del mismo modo, la tecnología menos aplicada es la Fresnel lineal, la cual se encuentra en etapa de demostración.

El sector eléctrico colombiano cuenta con una capacidad instalada de 1772,5 MW, contando con la participación de diferentes fuentes de generación con la cual sólo el 0,06% es de radiación solar [1]. Por lo que es necesario una diversificación en la matriz energética potencializando la participación de sistemas de generación alternativos y menos contaminantes.

**Figura 3 Participación por tecnología en la matriz eléctrica**



Fuente: Sistema de información de XM, UPME[1]

En el caso de Colombia no hay proyectos existentes con este tipo de tecnología, aunque se cuenta con alto potencial solar en la Guajira con un promedio multianual de 2.190 kWh/m<sup>2</sup>/año.

## **4 MARCO TEÓRICO**

### **4.1 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA**

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía solar concentrando la radiación en colectores o paneles solares térmicos para producir formas de energía útil, como calor, electricidad o combustibles, a través de diversas tecnologías. Los colectores se dividen por el nivel de temperatura que pueden alcanzar como se muestra a continuación:

- Colectores de baja temperatura: La temperatura alcanzada por estos colectores es de 80°C, su utilidad es para el calentamiento de agua sanitaria y climatización.
- Colectores de media temperatura: Pueden alcanzar temperaturas de hasta 500°C, este tipo de concentradores focalizan la radiación solar directa sobre un tubo largo que recorre el campo de trabajo y transporta el fluido de trabajo.
- Colectores de alta temperatura: estos colectores alcanzan temperaturas de trabajo mayores de 500°C, usados en centrales compuestas por campos de heliostatos o concentradores, captando la radiación directa sobre un receptor, donde se produce la conversión de energía radiante en energía térmica.

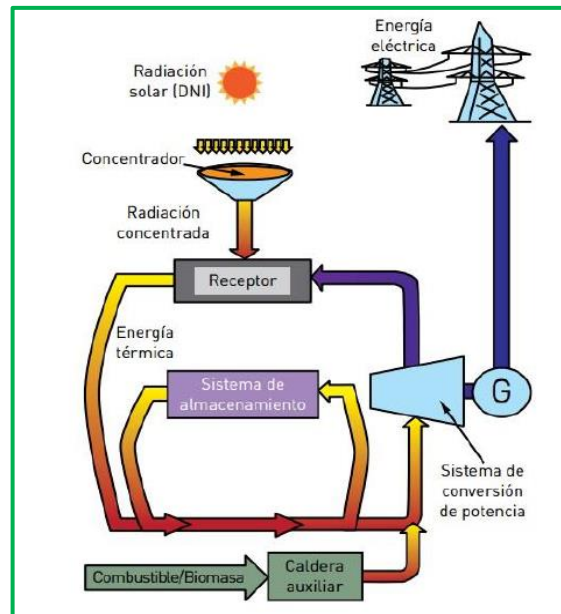
Para la producción de energía eléctrica, se utilizan colectores de media y alta temperatura, las cuales calientan un fluido con la radiación reflejada, a su vez, esta pasa a un intercambiador de calor en el cual el vapor producido pasa a una turbina transformando la energía mecánica en eléctrica. [6]

### **4.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO CENTRALES SOLARES TÉRMICAS**

Las centrales solares térmicas concentran la radiación mediante el uso de superficies refractantes, esta se dirige al receptor donde el fluido térmico (HTF), absorbe el aporte calorífico de la radiación solar reflejada y lo conduce al generador de vapor, transfiriendo su calor a un segundo fluido, generalmente agua. El vapor es conducido a la turbina para transformar la energía mecánica en eléctrica a través del generador. Este vapor recircula siendo llevado a un condensador para volver al estado líquido. Por lo general se dispone de una caldera auxiliar con el fin de suministrar calor al fluido térmico en caso de que los captadores no dispongan de suficiente energía. [6]

Las centrales solares térmicas, están compuestas por sistemas que permiten la transformación de la energía, como lo es el sistema colector, receptor y sistema de conversión de potencia. Algunas de estas con la posibilidad de incluir un sistema de almacenamiento y una fuente de energía alternativa (hibridación).

Figura 4 Componentes de una central solar Térmica



Fuente: Esquema de una CTS. Elena Navarro

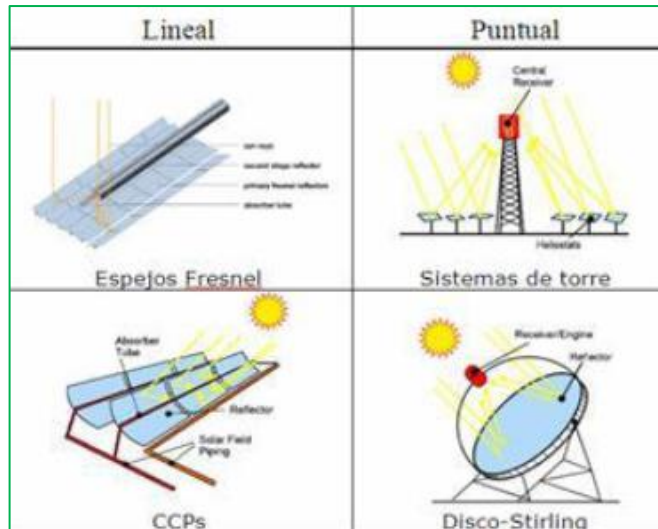
### 4.3 TIPOS DE CENTRALES SOLARES TÉRMICAS

Estas se dividen principalmente en dos grupos debido a su forma de concentrar la radiación. El primer grupo concentra la radiación solar en dos dimensiones a lo largo de una línea, concentrando la radiación en un eje, en este grupo se encuentran el cilindro parabólico y los colectores lineales Fresnel. El segundo grupo concentran la radiación solar en un punto utilizando las tres dimensiones (movimiento en dos ejes), de forma que se puede alcanzar mayores índices de concentración, son sistemas conocidos de alta temperatura en este grupo se encuentran la torre o receptor central y los discos parabólicos. [2]

Dentro de las tecnologías, las que se destacan por su grado de desarrollo y utilización en centrales solares térmicas de concentración son:

- Los sistemas de canal cilindro parabólico (CCP).
- Los concentradores lineales de Fresnel (CLFR).
- Los sistemas de receptor central (CRS).
- Los discos parabólicos (DP).

Figura 5. Clasificación de las tecnologías

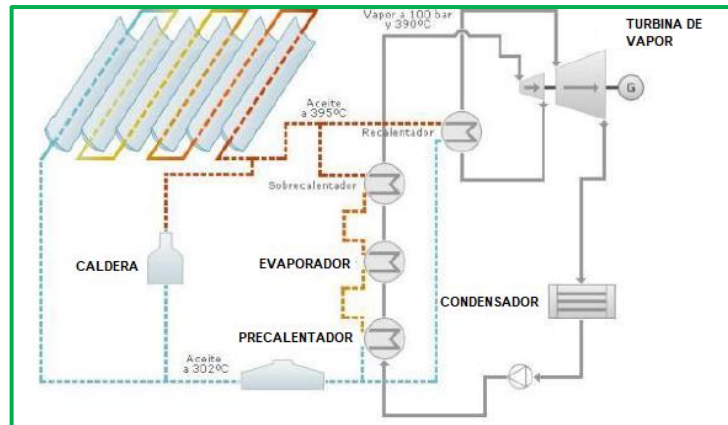


Fuente: Estudio técnico IDAE [2]

### 4.3.1 CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO

Los sistemas de cilindro parabólico también conocidos como Parabolic Trough Collectors (PTC o CCP), se orientan según la posición del sol, de tal manera que los rayos incidan perpendicularmente a la superficie de captación cilindro-parabólica, la cual, refleja la radiación solar directa, concentrándola sobre un tubo absorbente colocado en la línea focal. La radiación captada calienta el fluido transmisor de calor el cual convierte esta radiación en energía térmica en forma de calor sensible o latente del fluido. El fluido transmisor de calor normalmente es un fluido orgánico sintético HTF (Heat Transfer Fluid), donde éste es calentado hasta unos 400°C. Posteriormente pasa a través de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado que, posteriormente, se convierte en energía eléctrica a través de una turbina de vapor convencional.[6]

**Figura 6 Esquema Central Cilindro Parabólico**



Fuente Diagrama CCP. <http://www.valvospain.com>

En la actualidad, esta tecnología es la más desarrollada y madura comercialmente, supone más del 95% de la potencia de generación termosolar instalada a nivel mundial. Debido a la experiencia obtenida con los sistemas de generación de energía solar en Estados Unidos que están operando desde la década de los 80, se ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos. [8]

**Figura 7. Solar Energy Generating System, San Bernardo. California**



Fuente: Alternative energy

Los componentes principales de este tipo de tecnología son:

- Reflector: refleja y concentra la radiación solar directa en un tubo absorbente. Se trata de un espejo curvado de material reflectivo, generalmente plata o aluminio, con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura.
- Tubo absorbente: en éste, la energía solar radiante se convierte en energía térmica. Consiste en dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por donde circula el fluido de transferencia térmica, está hecho de metal y el exterior, de vidrio.

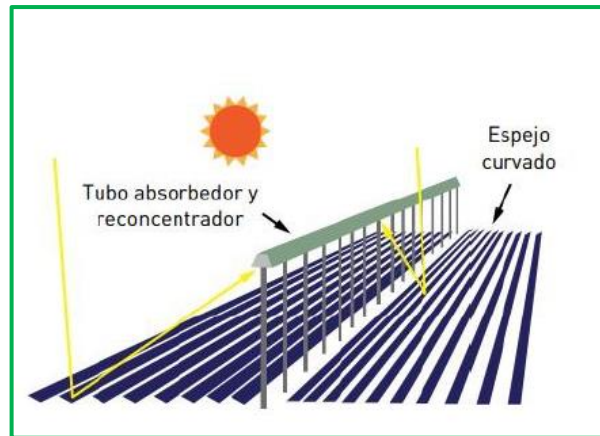
En esta tecnología, la empresa que ofrece los colectores más usados es la industria española SENER, con el colector solar SENERT rough, incorporando mejoras de diseño que permiten reducir el tiempo de montaje y el peso de la estructura de los captadores respecto a otros similares. [9]

El tipo de fluido de transferencia térmica más usado es el Therminol VP-1, es un fluido de ultra-alta temperatura sintética de transferencia de calor diseñado para satisfacer los exigentes requisitos de los sistemas en fase de vapor o sistemas en fase líquida. El segundo más usado es el Dowtherm A, Este fluido térmico está formado por la mezcla de otros dos compuestos orgánicos estables, los cuáles pueden ser tratados como uno sólo al tener prácticamente la misma presión de vapor. Este fluido se puede utilizar en sistemas que trabajen tanto en fase líquida como fase vapor. [9]

#### **4.3.2 CONCENTRADORES LINEALES DE FRESNEL**

Los Reflectores o concentradores lineales Fresnel (CLF), fueron desarrollados tras la investigación de los sistemas de colectores cilíndrico-parabólicos. Están formados por tiras de espejos delgados, ligeramente curvados o planos, permiten una mayor superficie reflectante, concentran los rayos solares sobre un tubo receptor fijo situado a varios metros de altura, calentando así el fluido de trabajo que se encuentra en él. [9]

**Figura 8. Concentradores lineales de Fresnel**



Fuente: Historia de la energía solar. 2014

La eficiencia solar-eléctrica alcanzada por este tipo de centrales se encuentra alrededor del 10%, siendo la más baja de las cuatro tecnologías.

En la actualidad es la tecnología menos implementada debido a su bajo rendimiento y a que el fluido que calienta alcanza menores temperaturas que en el resto de tecnologías, a pesar de ser la opción que mejor aprovecha el terreno. [6]

### **4.3.3 DISCOS PARABÓLICOS**

Los discos parabólicos constan de espejos cóncavos parabólicos que concentran los rayos solares en un punto situado en su foco. En ese punto se encuentra el receptor, que absorbe la energía solar y la transforma en energía térmica, para accionar un motor Stirling. El movimiento del motor Stirling lo utiliza un generador eléctrico de inducción para obtener energía eléctrica.



**Figura 9. Discos Parabólicos**



Fuente: Themorningstarg2 - WordPress.com

Los motores Stirling convierten directamente el calor a energía cinética a través de un ciclo termodinámico regenerativo con compresión y expansión cíclicas del fluido de trabajo, operando entre dos temperaturas, la del foco caliente y la del foco frío, o bien utiliza pequeñas turbinas de gas. [6]

#### **4.3.4 TORRE O RECEPTOR CENTRAL**

El sistema Torre o receptor central (SRC), consiste en un campo de helióstatos, formado por superficies reflectoras que, mediante seguimiento en dos ejes, son capaces de proyectar la radiación del sol sobre la superficie de apertura de un receptor situado, en lo alto de una torre, por este motivo esta tecnología es nombrada así.

En el receptor central tiene lugar la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica, mediante el incremento de entalpía de un fluido de trabajo. Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

Debido a los altos flujos de radiación solar que se alcanzan en el receptor, éste puede trabajar a altas temperaturas, sin excesivas pérdidas térmicas, posibilitando así su integración en ciclos termodinámicos eficientes. [10]

Esta tecnología puede incorporar un almacenamiento de energía de hasta 15 horas, de modo que el sistema puede proporcionar energía aún en condiciones de nubosidad o de noche. En la actualidad, la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la

energía para ser distribuida en otro momento. De esta manera puede conseguirse un funcionamiento continuo de la central a lo largo de las 24 horas del día.[6]

**Figura 10. Torre Solar**



Fuente: [www.xinhuanet.com](http://www.xinhuanet.com) Planta Noor III

Se compone de tres elementos característicos:

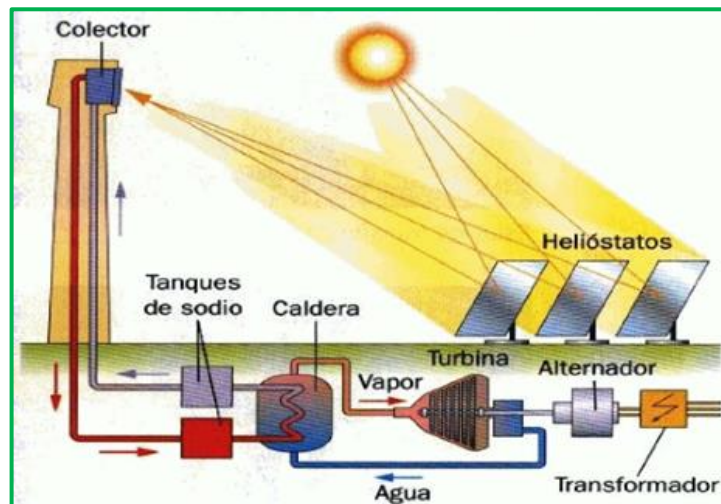
- Helióstatos: Captan la radiación solar y la dirigen hacia al receptor. Los materiales más empleados para las superficies reflectantes son de tipo vidrio-metal. Normalmente, este tipo de centrales incorporan, en sus colectores, un sistema de seguimiento de dos ejes. Esto significa que aprovechan la máxima radiación posible en cada intervalo de tiempo, lo que hace que la energía recibida sea muy elevada.
- Receptor: recibe la radiación solar concentrada y transfiere el calor recibido al fluido de transferencia de calor el cual transmite al agua ese calor para producir vapor.
- Torre: sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura. De acuerdo al estado del arte, las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón. [10]

Los fluidos de trabajo más empleados son:

- Agua/vapor. El receptor actúa como una caldera de vapor, recibe agua a presión, superior a la atmosférica, y produce vapor recalentado a la misma presión, que se conduce hasta la turbina de vapor. Presenta ventajas, frente a las sales fundidas y el sodio fundido, puesto que trabaja con un circuito único receptor-turbina.

- Sales fundidas: Consiste en utilizar una mezcla de sales (mezcla eutéctica a base de nitratos y nitritos de sodio y potasio  $\text{NaNO}_3$  y  $\text{KNO}_3$ ), con un punto de fusión apropiado para la generación de vapor. La mezcla, en estado líquido, circula por el circuito primario, normalmente presurizado con nitrógeno, que transporta el calor hasta el circuito secundario, que es el encargado de producir vapor y mover el grupo turboalternador. Es estable a altas temperaturas, normalmente entre  $220 - 560^\circ\text{C}$ . [5]

Figura 11. Esquema Receptor central



Fuente: <https://termosolarybiomasa.wordpress.com/>

Actualmente, esta tecnología ha sido probada gracias a los proyectos de la Plataforma Solar de Almería (centrales Solar-One y Solar-Two). España es el país donde esta tecnología ha tenido un gran avance aunque sólo cuenta con tres centrales (PS10 y PS20, de 11MW y 20MW, respectivamente, y agua como fluido de trabajo; y Gemasolar de 20MW, con tecnología de sales fundidas y almacenamiento de 15 horas), así mismo, se están construyendo diferentes proyectos de mayor tamaño en Estados Unidos.[5]

Los espejos o superficies reflectivas más usados son de Rioglass, la segunda marca más usada es Flabeg, empresa alemana. El receptor central más común es BrightSource Energy LPT, de la empresa Bright Source Energy. El receptor más común es Kraftanlagen München, empresa alemana y el segundo más usado es el cilíndrico externo. [5]

Las principales líneas de desarrollo se orientan a la reducción de costes de los componentes, especialmente de los helióstatos, que constituyen una fracción muy importante del coste total de una central de esta tecnología, a la mejora en los diseños de los distintos tipos de receptores mencionados y a la optimización de los sistemas de gestión y control del campo de helióstatos. [2]

A continuación, se muestra una tabla resumen comparativa con las características principales de cada tecnología:

**Tabla 1 Comparación de las tecnologías**

CARACTERÍSTICA	CILINDRO PARABÓLICO	TORRE SOLAR	FRESNEL	DISCO STIRLING
Capacidad típica (MW)	10-300	10-200	10-200	0.01-0.025
Madurez de la tecnología	Comercial	Comercial	Proyectos pilotos	Proyectos demostrados
Proveedores	Abengoa Solar, SolarMillennium, Sener Group, Acciona, Siemens, NextEra, ACS, SAMCA.	Abengoa Solar, BrightSource, Energy, eSolar, SolarReserve, Torresol	Novatec Solar, Areva	-
Temperatura operación(°C)	350-550	250-565	390	550-750
Eficiencia anual de energía solar a eléctrica (%)	11-16	7-20	13	12-25.
Hibridación	Si	Si	Si	No
Estabilidad en la red	Media	Alta	Media	Baja
Agua requerida(m3/MWh)	3 (enfriamiento húmedo) 0.3 (enfriamiento en seco)	2-3 (enfriamiento húmedo) 0.25 (enfriamiento en seco)	3 (enfriamiento húmedo) 0.2(enfriamiento en seco)	0.05-0.1 (lavado de espejo)
Almacenamiento con sal fundida	Comercialmente disponible	Comercialmente disponible	Posible pero no probado	Posible pero no probado

Fuente: Fichtner, 2010

Como se puede observar, actualmente las dos tecnologías que se encuentran accesibles comercialmente son cilindro parabólico y torre solar, es por esto que en el presente trabajo han sido las preseleccionadas para ser evaluadas, y seleccionar dentro de éstas la que se considerará para la zona de estudio en Colombia.

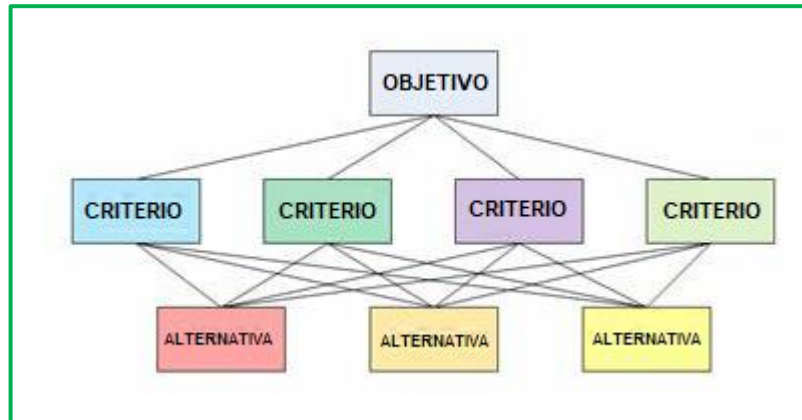
## 5 ANÁLISIS MULTICRITERIO

La toma de decisiones mediante el análisis multicriterio es un proceso de selección de alternativas basadas en un conjunto de criterios para lograr uno o más objetivos [11]. Constituye una herramienta de apoyo en el proceso de toma de decisiones, especialmente en la planificación, debido a que permite integrar diferentes criterios de acuerdo a la opinión de los participantes.

El primer paso es seleccionar los criterios a evaluarse para esto se utilizan diferentes métodos de decisión, en este caso el seleccionado es el método Delphi, el cual se basa en un panel de expertos. El proceso consta de contestar cuestionarios para la selección de criterios, evaluándose en diferentes rondas, después de cada ronda se llega a un consenso acerca de los criterios que se consideran “correctos” [12].

Ahora una vez obtenidos los criterios se utiliza el proceso analítico jerárquico (AHP), esta metodología calcula la importancia de las alternativas través de la comparación entre los criterios de evaluación y la alternativa. Es un tipo de método de suma ponderada, después de obtener los pesos, cada criterio se multiplica con su peso y luego se suman los rendimientos ponderados para obtener la alternativa con la máxima puntuación.[12]

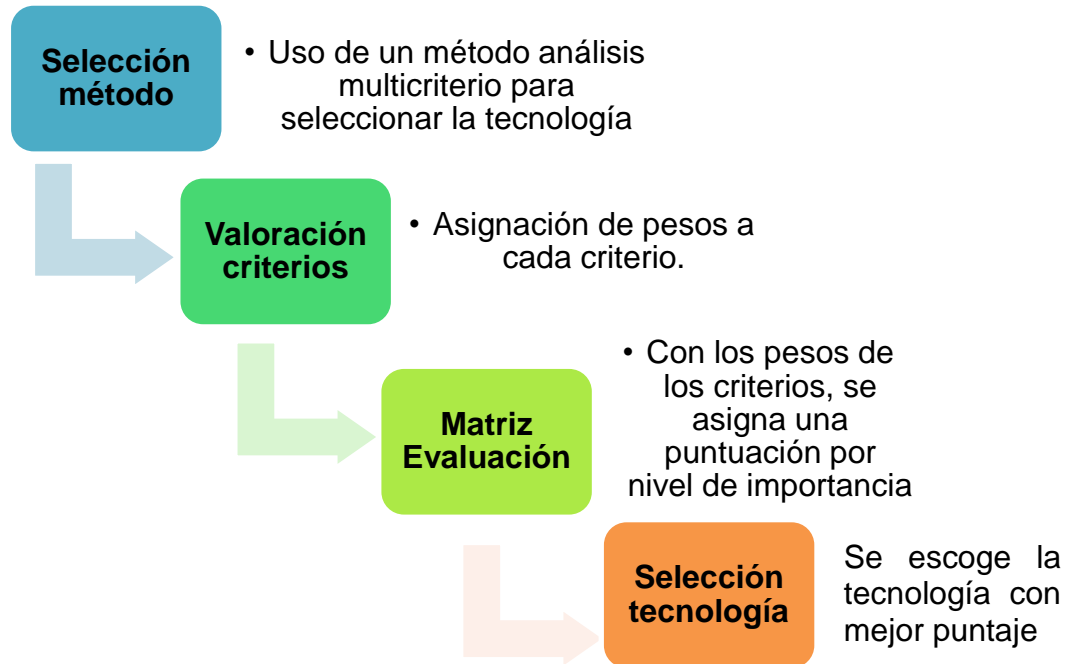
Figura 12 Estructura AHP



Fuente: Teknomo, Kardy. 2006

Para la selección de la tecnología solar térmica, los sistemas a evaluarse son el cilindro parabólico y torre solar, puesto que son las tecnologías con alto grado de madurez y desarrollo comercial aplicando la metodología mostrada a continuación:

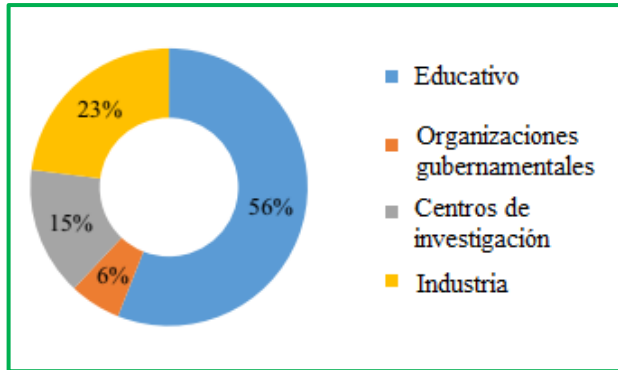
Figura 13 Metodología análisis multicriterio



Fuente 1 Elaboración propia

Para la selección de los criterios se tiene en cuenta el método Delphi, para esto es necesaria la consulta de expertos, luego de una amplia revisión, se decide tomar como referencia, los resultados del artículo “A value tree for identification of evaluation criteria for solar thermal power technologies in developing countries” [8], en el cual se identifica los parámetros de evaluación para las tecnologías solares térmicas, y realiza la consulta de expertos alrededor del mundo para conocer los niveles de importancia para ponderar cada criterio. Esta consulta se desarrolló en diferentes sectores: educativo, centros de investigación, industria y organizaciones gubernamentales en 32 países tal como se presenta en la Figura 14. Obteniendo los porcentajes de importancia de cada categoría, éstos son presentados en la Tabla 2.

Figura 14. Expertos consultados



Fuente: Kassem 2016 [8]

La métrica que utilizaron para la selección de los criterios fue por nivel de importancia en una escala de 0-100% en cada categoría como se muestra a continuación:

Tabla 2 Índices grado de importancia

INDICADORES	PESO (%)
MADUREZ DE LA TECNOLOGÍA	80
EFICIENCIA ANUAL SOLAR [%]	75
AREA REQUERIDA [Hectáreas/GW/año]	65
COSTO O&M (USD/Kw)	75
COSTO DE LA ENERGÍA LCOE (USD/Kw)	80

Fuente: Kassem 2016 [8]

Una vez obtenidos los niveles de importancia, se utiliza el método AHP para estructurar la matriz de evaluación, realizando una suma ponderada para seleccionar la tecnología. Cada índice se multiplica por el puntaje asignado en cada criterio. Los valores de la puntuación que se asignaron fueron de 1 a 3 siendo 1 Regular, 2 Buena y 3 Muy buena opción.



**Tabla 3 Selección se la tecnología**

PESO	INDICADORES	TECNOLOGÍAS		PUNTUACIÓN	
		CILINDROS PARABOLICOS (CP)	RECEPTOR/TORRE SOLAR (TS)	CP	TS
0,8	MADUREZ DE LA TECNOLOGIA	Comercial	Comercial	3	3
0,75	EFICIENCIA ANUAL SOLAR A ELECTRICA [%]	16	20	2	3
0,65	AREA REQUERIDA[Hectáreas/GWh año]	3.9	3.2	2	3
0,85	COSTO INSTALACIÓN CON 6h ALMACENAMIENTO (USD/kW)	9 800	7 500	2	3
0,8	COSTO DE LA ENERGIA LCOE (USD/kW)	0,3	0,2	2	3
TOTAL				9,7	10,55

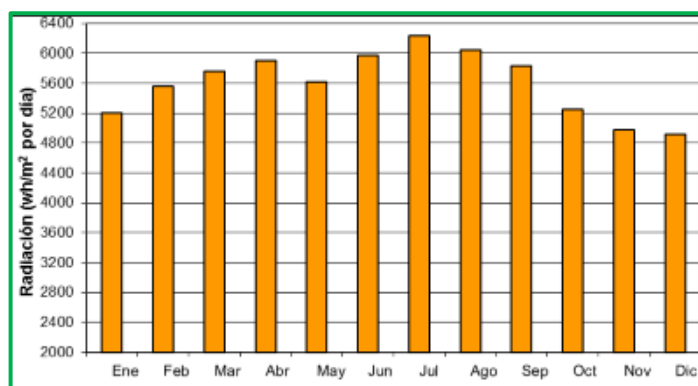
Fuente: Elaboración propia, datos IRENA CSP COST ANALYSIS SERIES[13]

Con esto, se concluye que la tecnología a evaluarse es la de torre solar, porque alcanzó el mayor puntaje siendo la mejor opción, pues los factores más influyentes en ésta son su eficiencia solar anual (conversión energía solar a eléctrica) y su costo de instalación con sistema de almacenamiento.

## 6 SELECCIÓN DE LA ZONA

Colombia cuenta con un alto potencial solar, el promedio diario multianual de irradiancia es de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>. Destacándose la península de La Guajira, con un valor promedio de 6,0 kWh/m<sup>2</sup> [14]. Por lo que, este departamento de la Guajira ha sido seleccionado como punto focal de este proyecto, sin embargo, es necesario establecer la zona óptima dentro de este departamento, donde se hace necesario un alto promedio de radiación solar, cercanía a la red y disponibilidad de terreno en el cual se instalará la planta a estudiarse.

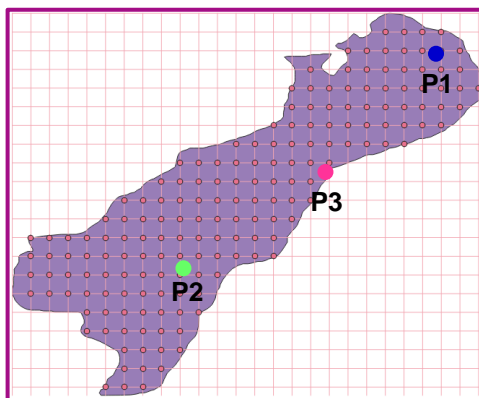
Figura 15 Radiación promedio diario multianual La Guajira



Fuente: IDEAM [14]

Para dicha selección se utiliza el software Qgis, el cual permite hacer la representación precisa acerca de la cartografía del lugar, proporcionando los puntos del área. Esta representación la realiza a través de un enmallado de la zona en este caso la Guajira, proporcionando los puntos para así en conjunto con Google Earth obtener las coordenadas.

Figura 16 Enmallado departamento La Guajira



Fuente: Software Qgis

Una vez obtenidos los puntos con sus respectivas coordenadas, se utiliza una base de datos que proporcione los datos de irradiación; la base de datos meteorológica utilizada es la de la NASA, que cuenta con el uso de satélites y sensores espaciales que permiten determinar la irradiación de cada punto.

Se obtuvieron 172 puntos, los cuales se ingresaron a la base de datos, buscando datos históricos desde el año 2014 al 2017 de temperatura promedio e irradiación, de estos se escogen los óptimos de acuerdo a un nivel alto de irradiación, el rango de irradiación en estos puntos se encuentra entre 5 kWh/m<sup>2</sup> y 6 kWh/m<sup>2</sup>.

Los tres mejores puntos se presentan a continuación:

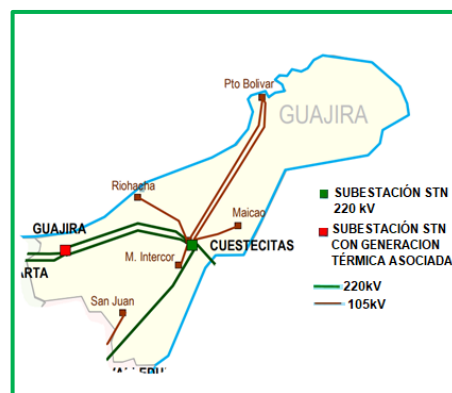
**Tabla 4 Coordenadas mejor puntos**

PUNTO	LATITUD	LONGITUD	RADIACIÓN SOLAR DIRECTA(kWh/m <sup>2</sup> )
P1	12.3652027068799	-71.65979082	6.0375
P2	11.3652027068799	-72.55979082	5.575
P3	11.3652027068799	-72.05979082	5.5975

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con estos datos, se busca el punto con mayor cercanía a la red interconectada y disponibilidad de terreno.

**Figura 17 Sistema interconectado nacional**



Fuente: UPME, 2016

El punto más adecuado se presenta en la Figura 18 con sus respectivas coordenadas e irradiación promedio, a pesar de que los puntos cumplen con los criterios de potencial solar, el punto 1 no está cercano a la red y el punto 2 no

tiene disponibilidad de terreno ya que cuenta con un área boscosa es por esto que el punto 3 cumple con todos los criterios.

Figura 18 Punto seleccionado



Fuente: Earth maps

Tabla 5 Coordenadas punto seleccionado

LATITUD	LONGITUD	RADIACIÓN SOLAR DIRECTA (kWh/m2)
11,5652027068799	72,0597908193381	5.59

Fuente: Elaboración propia

## **7 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA**

Para el presente trabajo, una vez seleccionada la tecnología se plantea que la central es de tipo torre solar con sales fundidas y almacenamiento, se procede a realizar el diseño de la planta con las características de los elementos necesarios para desarrollar el análisis económico. La salida eléctrica del ciclo es de 20 MWe y un almacenamiento de 6 horas. Los cálculos presentados a continuación se tomaron de referencia de este tipo de plantas que trabajan actualmente, así mismo, se contó con el apoyo del software SAM (System Advisor Model) para el dimensionado de algunos elementos para las características dadas.

### **7.1 FUNCIONAMIENTO**

Su funcionamiento consta de un conjunto de elementos que transforman la radiación solar en energía térmica, y esta energía térmica es transformada luego en electricidad o en calor, el cual puede ser almacenado para ser utilizado posteriormente.

En el numeral 1 de la Figura 19, se encuentra el campo de heliostatos, compuesto de espejos móviles, los cuales captan la radiación solar. Estos son los responsables de reflejarla hacia el receptor que se encuentra en lo alto de la torre, ubicada en el centro del campo. Por lo que, esta tecnología también recibe el nombre de torre central.

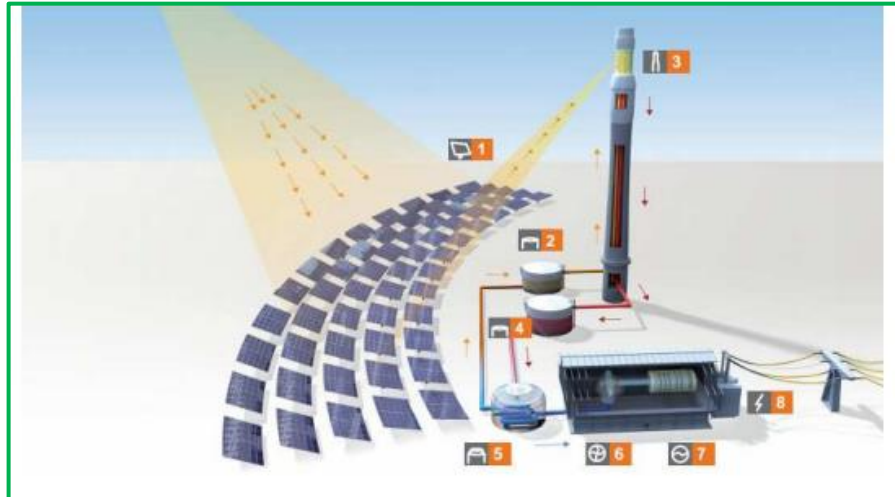
Los tanques ubicados en el numeral 2 de la figura, son los encargados de depositar el fluido de transferencia térmica, en este caso sales fundidas, este pasa hacia el receptor ilustrado en el numeral 3, donde circulan y a este fluido le es transmitido toda la radiación reflejada por los heliostatos, convirtiéndose de esa manera la energía solar en energía térmica al calentar el fluido por encima de los 500 C°. Una vez calentado pasa a la zona de generación de electricidad o a los depósitos para ser almacenado permitiendo que la planta siga en funcionamiento varias horas después de la puesta del sol o en días nublados.[5]

Como el fluido de transferencia son las sales fundidas, es necesario contar con un intercambiador de calor para transmitir el calor y generar vapor saturado para mover la turbina como se observa en el numeral 5.

Posteriormente, la generación eléctrica se da a través de la turbina acoplada a un generador eléctrico, esto mediante del ciclo de vapor Rankine. La turbina gira por el vapor generado, transformando su energía en energía cinética, la que a su vez, en el generador se convierte en energía eléctrica como se observa en la Figura 19 en el numeral 6 y 7.

La energía eléctrica producida en el generador es enviada al transformador a través del cual es inyectada en la red eléctrica.

Figura 19. Esquema funcionamiento planta



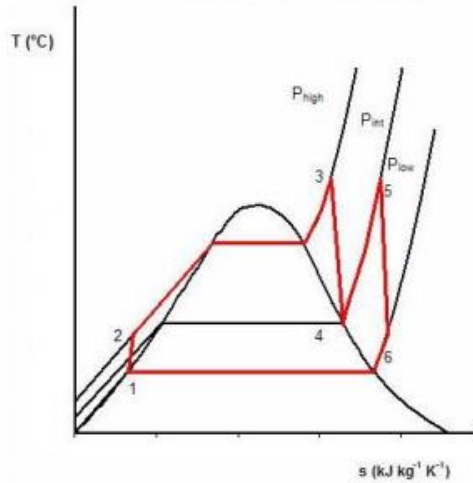
Fuente: Torresolenergy

## 7.2 CICLO DE POTENCIA

Para las centrales solares térmicas, el sistema de potencia más utilizado es el ciclo Rankine. Las sales fundidas, son calentadas en el receptor, posteriormente, pasan a un intercambiador de calor para poder generar vapor de agua, y allí, las sales pierden el calor y este es transferido al agua. Este es el encargado de transformar la energía térmica procedente del receptor en energía eléctrica, estando conformado por una turbina, un condensador y un sistema de bombeo. Para las centrales termosolares que utilizan sales fundidas, hay un intercambiador de calor entre las sales y el agua que es el fluido del trabajo del ciclo de potencia. En este proyecto, el dimensionamiento se hace de manera teórica teniendo en cuenta parámetros de este tipo de centrales.

En primer lugar, para el desarrollo de este se considera un ciclo con recalentamiento las consideraciones que se tiene en cuenta son los rendimientos de la turbina y la bomba de 0,87.

Figura 20 Diagrama T-s de un ciclo Rankine con recalentamiento



Otra consideración es que las sales fundidas que circulan al intercambiador, se encuentran a una temperatura de 565 °C, el generador eleva esta temperatura a 520 °C, el vapor que continua hacia la turbina entra a una presión de 100 bares, esta lo expande a 15 bares elevando la temperatura a 500 °C. La turbina de baja presión expande el vapor hasta una presión de 0,08 bares, la cual pasa al condensador. El agua saturada pasa al sistema de bombeo, elevando la presión nuevamente a 100 bares.[15]

Se procede a hacer el análisis del ciclo en cada punto.

- Punto 3: Como se mencionó anteriormente la temperatura de entrada en la turbina es de 520 °C y entra a esta con una presión de 100 bares con estas condiciones, se obtiene los valores de entalpia específica y entropía según la tabla de propiedades del agua

Entalpia KJ/kg	3425
Entropía KJ/kg.K	6,662

- Punto 4: se conoce la presión que es de 15 bares y el rendimiento de la turbina y con el estado isoentropico del estado 3 se obtiene que el valor de la entalpia específica del estado  $h_{4s}$  es de 2899,3 kJ/kg

$$h_4 = h_3 - \eta_t \cdot (h_3 - h_{4s})$$

Reemplazando se obtiene que la entalpia del estado 4 es de 2967,6 kJ/kg

- Punto 5: con las condiciones de 15 bares y una temperatura de 500 °C, la entalpia en este punto es de 3473 kJ/kg y la entropía es de 7,569 kJ/kg.K
- Punto 6: en este punto se presenta una mezcla de agua-vapor a una presión de 0,08 bares para esto es necesario conocer los valores de entalpia y entropía en el líquido y vapor saturado[15]

$$x_6 = \frac{S_6 - S_f}{S_g - S_f} = \frac{7,569 - 0,5926}{8,228 - 0,5926} = 0,9137$$

$$h_{s6} = x_6 \cdot h_g + (1 - x_6) \cdot h_f = 2369 \text{ kJ/kg}$$

con este se procede a calcular  $h_6$

$$h_6 = h_5 - n_t \cdot (h_5 - h_{s6}) = 2513,1 \text{ kJ/kg}$$

- Punto 1 : en este punto se tiene el líquido saturado a 0,08 bares con los valores de entalpia y entropía tomados de las tablas de propiedades del agua presentados a continuación

$$h_1 = 173,8 \text{ kJ/kg}$$

$$S_1 = 0,5926 \text{ kJ/kg K}$$

- Punto 2: en este punto el líquido saturado pasa por el sistema de bobeo incrementando nuevamente la presión a 100 bares con esto se obtiene la entalpia en este punto que es de:

$$h_1 = 185,93 \text{ kJ/kg}$$

### 7.2.1 RENDIMIENTO

El rendimiento térmico indica la cantidad de energía recibida por el fluido de trabajo en el receptor que se convierte en trabajo neto producido. [15]

$$n = \frac{(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)} = 0,357 = 35,7\%$$



### 7.2.2 POTENCIA TÉRMICA DEL CICLO

Es la potencia térmica requerida en la entrada del ciclo de potencia para que funcione en su punto de diseño.

**Ecuación 3. Potencia Térmica del ciclo**

$$W_{termicaciclo} = \frac{W_{elect}}{n} (MWt)$$

Donde:

*W<sub>elect</sub>*: Salida eléctrica del ciclo de energía

*n*: Rendimiento térmico

La potencia eléctrica del sistema es de 20 MWe, la cual es la salida eléctrica del ciclo y el rendimiento térmico de ciclo es de 0,375 como se menciona en el numeral anterior.

**Potencia Térmica del ciclo**

$$W_{termicaciclo} = \frac{20}{0,375} = 53,33(MWt)$$

### 7.2.3 POTENCIA NETA ESTIMADA EN EL DISEÑO

Es la potencia eléctrica nominal del ciclo de potencia.

**Ecuación 4. Producción neta estimada en el diseño**

Producción neta estimada en diseño = Producción bruta de diseño (MWe) ×  
Factor de conversión de bruto a neto estimado

$$\text{Producción neta estimada en diseño} = 20 * 0.9 = 18 \text{ MWe}$$

### 7.2.4 FACTOR DE CAPACIDAD

Es la relación entre la energía generada en un periodo dado y la que hubiera producido, si trabajara a plena carga a su potencia nominal.

$$FC = \frac{E}{Pn \times 8760}$$
$$FC = \frac{18000kW * 8,6 \frac{h}{día} * 365 \frac{día}{año}}{18000kW \times 8760 \frac{h}{año}} * 100\% = 35\%$$

## 7.2.5 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL

*Capacidad de generación (kW) x 8 760 horas por año x factor de capacidad  
= Energía generada en el año (kWh).*

*Energía generada en el año (kWh) = 18000 \* 8760 \* 35% = 5.5188 MWh año*

## 7.3 CAMPO SOLAR

El campo solar está conformado por los heliostatos, éstos reflejan la radiación solar al receptor. Son un conjunto de espejos planos, que actúan como superficie reflectante, denominados facetas, ubicados en un soporte, el cual posee un mecanismo de seguimiento solar orientando el heliostato según la posición del sol. Su material generalmente es de vidrio con una capa reflectante de plata o aluminio, teniendo entre 50 y 150m<sup>2</sup> de superficie reflectante.

Figura 21. Heliostato



Fuente: Revista Digital INESEM

Para el campo solar se usa la configuración circular, principalmente para zonas cercanas a la línea del ecuador. El software SAM realiza la configuración del campo solar tomando las coordenadas de la zona seleccionada. Igualmente permite calcular el tamaño de la torre y del receptor una vez obtenido el número de heliostatos.

Este campo lo calcula a través de un algoritmo, debido a su configuración, el campo de espejos está formado por círculos concéntricos de forma que el radio de cada anillo de heliostatos aumenta respecto al anterior, con la separación entre cada heliostato de un mismo anillo. [16]

Para dimensionar el campo de helióstatos hay que tener en cuenta algunos datos importantes, como lo son:

- La potencia de la central
- La radiación solar directa
- El tamaño de los helióstatos
- La altura de la torre
- La geometría del receptor

## 7.4 TORRE Y RECEPTOR

La torre es el elemento donde se encuentra el receptor, por lo general están construidas con estructuras metálicas o reforzadas con hormigón. La altura se estima para reducir posibles bloqueos por sombras.

El receptor se ubica en lo alto de la torre, este recibe la radiación solar reflejada por los helióstatos, en su interior están los tubos donde circula el fluido que se va a calentar. En este se transforma la energía solar en energía térmica. El material del que están hechos los tubos del receptor debe ser resistente a la corrosión del fluido en este caso las sales fundidas, el más usado es la aleación de acero al níquel con bajo contenido de oxígeno diluido. [17]

Figura 22. Receptor cilíndrico vertical de la central Gemasolar.



Fuente: Torresol Energy

Para dimensionar el receptor y la torre, primero se debe calcular la potencia de éste, de acuerdo con la potencia eléctrica del diseño, como se puede apreciar a continuación

### Ecuación 5. Potencia térmica del receptor

$$\begin{aligned} & \text{Potencia térmica del receptor (MWt)} \\ & = \text{Solar Multiple} \times \text{Cycle Thermal Power (MWt)} \end{aligned}$$

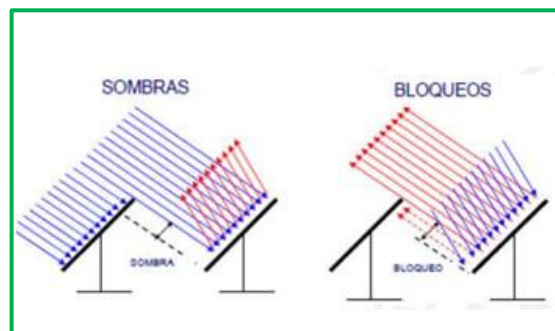
$$\text{Potencia térmica del receptor (MWt)} = 2 \times 53,33 = 106,66 \text{ (MWt)}$$

## 7.5 PÉRDIDAS

Estas pérdidas se presentan desde la captación de la radiación solar hasta la conversión foto-térmica.

Las pérdidas en la captación de la radiación se presentan de forma geométrica, fenómeno que se genera entre el campo, la torre y el receptor. En este grupo se encuentran las pérdidas por sombras debidas que hacen presencia en cada heliostato uno sobre otro o por la torre al campo; también hay que tener en cuenta las pérdidas por bloqueo, que es fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que consigue llegar al receptor al ser está obstruida por la radiación reflejada por los heliostatos vecinos; las pérdidas de reflectividad se dan cuando los heliostatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que reciben sobre su superficie reflectante, sino que hay un porcentaje que es absorbida por la misma.

Figura 23. Pérdidas por sombras y bloqueos

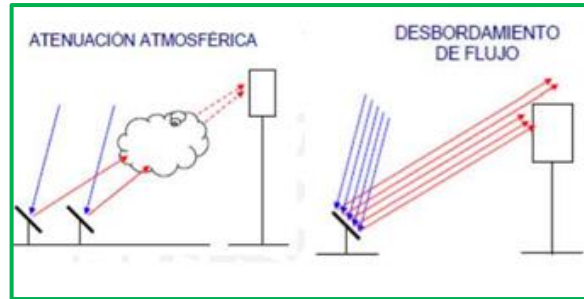


Fuente: Google imágenes

Las pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera se dan cuando la radiación solar que ha sido reflejada por el heliostato sufre un debilitamiento, también influyen las condiciones atmosféricas que se producen al nivel de superficie.

Respecto a las pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor, la radiación reflejada llega al receptor, pero no alcanza correctamente la superficie absorbidora dando origen a un factor conocido, como desbordamiento.[18]

Figura 24. Pérdidas atenuación atmosféricas



Fuente: Google imágenes

En lo concerniente a las pérdidas en la conversión foto térmica, corresponde a las pérdidas que se produce cuando la radiación solar se transforma en energía térmica, en éstas se encuentran las pérdidas por radiación que dependen de la capacidad de absorción de la superficie absorbidora y las pérdidas por emisión que dependen de la temperatura de la superficie.

Finalmente las pérdidas por convección se presentan en la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente. Pérdidas por conducción desde el absorbedor hasta los elementos estructurales y auxiliares que integran el receptor. [4]

De la literatura se obtiene que:

- Eficiencia por efectos de sombras y bloqueos.  $\eta_{sb}=0,95$
- Reflectividad o reflectancia.  $\eta_r=0,9$
- Eficiencia por atenuación atmosférica.  $\eta_{aa}=0,95$
- Factor de intercepción o desbordamiento.  $\eta_{fi}=0,9$

## 7.6 FLUIDO DE TRANSFERENCIA

El calor se transporta, desde el receptor hasta el ciclo de potencia, mediante un fluido calo-portador y se almacena en depósitos térmicos. En este caso el fluido a utilizarse son las sales fundidas (mezcla eutéctica a base de nitratos y nitritos de sodio y potasio  $\text{NaNO}_3$  y  $\text{KNO}_3$ ). Estas se calientan en el receptor entre 288-566°C.

Tabla 6. Propiedades del fluido

Propiedades del compuesto sódico estado líquido	
Calor específico, cps (promedio) (J/kg·K)	$1443+0,172 \cdot T(^{\circ}\text{C})$
Densidad, ps (kg/m <sup>3</sup> )	$2090-0,636 \cdot T(^{\circ}\text{C})$
Viscosidad, $\mu\text{s}$ (Pa·s)	$22,714-0,12 \cdot T(^{\circ}\text{C})+2,281 \cdot 10^{-4} \cdot T(^{\circ}\text{C})^2$

	$1,474 \cdot 10^{-7} \cdot T(^{\circ}\text{C})^3$
Conductividad térmica, ks (W/m·K)	$0,443 + 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot T(^{\circ}\text{C})$
<b>Fuente: Coastal Chemical Co</b>	

## 7.7 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Al hacer uso de un sistema de almacenamiento, permite que la energía sea gestionable, es decir, que tenga la capacidad de generar la energía en el momento que sea necesario a pesar de algún fenómeno meteorológico o cuando ya no hay radiación solar. El sistema cuenta con 6 horas de almacenamiento.

El sistema consta de dos tanques, uno frío y otro caliente en donde se almacenan las sales, pudiéndose almacenar energía térmica. Cuando se necesita un aporte de energía, las sales calientes que se encuentran almacenadas en tanque caliente pasan al tanque frío a través del intercambiador del proceso constituido por distintas bombas de sales conectadas. Las temperaturas óptimas de trabajo de las sales fundidas son de 290 °C ( $T_{in}=563$  K) para el tanque frío y de 565 °C ( $T_{out}=838$  K) para el tanque caliente.

Para el análisis económico es necesario conocer la cantidad de sales que van a fluir por el sistema.

Primero se calcula la capacidad máxima de almacenamiento energético con 6 horas de almacenamiento

**Ecuación 6. Capacidad de almacenamiento**

$$Q_{alm} = \frac{\dot{w}_{ciclo} * h_{alm}}{n_{ciclo} * n_{interc}}$$

Siendo:

$\dot{w}_{ciclo}$  Potencia instalada

$h_{alm}$  Horas de almacenamiento

$n_{ciclo}$  Rendimiento del ciclo

$n_{interc}$  Rendimiento del intercambiador

Ahora se calcula la cantidad necesaria del compuesto sódico, es decir, los kilogramos necesarios de sales fundidas

#### Ecuación 7. Kg de compuesto sódico

$$m_s = \frac{Q_{alm}}{cp_s * dT}$$

### 7.8 SISTEMA DE CONTROL

Los sistemas de control son utilizados en los heliostatos, conformados por una estructura y un mecanismo de orientación, el cual, permite seguir el sol para reflejar la luz solar eficientemente.

El control de dichos mecanismos se lleva a cabo desde un sistema ubicado de control, donde mediante algoritmos y cálculos matemáticos, gestionan y orientan los heliostatos, minimizando las posibles pérdidas solares. Se tiene en cuenta la posición del sol en la ubicación de la planta, la posición y modo de operación de cada heliostato.[17]

### 7.9 USO DE AGUA

Los requisitos de uso de agua para este tipo de plantas es de aproximadamente de 20 gal / MWh, para limpiar la recolección de energía solar y las superficies de reflexión como heliostatos. El suministro de agua para la torres de refrigeración, posee valores de utilización similares a las plantas térmicas convencionales (3,6 litros/kWh). [2]

### 7.10 SISTEMAS DE CONVERSIÓN A LA RED

Como se mencionó anteriormente, la energía mecánica es convertida en eléctrica en el generador, posteriormente esta debe ser adaptada para que cumpla con las condiciones de la red y pasar a esta. El sistema está conformado por:

- Generador eléctrico

Es una máquina que transforma la energía mecánica en eléctrica, consiguiéndose a través de la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre el estator. El movimiento rotativo de la turbina es transmitido al generador a través del rotor.

- Subestación eléctrica

Esta es utilizada para la tensión de red o del generador a una tensión adecuada. Cuando se trata de centrales productoras, estas elevan la tensión que está dando el generador hasta la tensión de la red de distribución a la que se esté conectado. Igualmente otras subestaciones se encargan de elevar más la tensión para las líneas de distribución de larga distancia o disminuirla para el consumo. El objetivo

de elevar las tensiones es disminuir la intensidad que circula por las líneas obteniendo una de reducción de pérdidas.[15]

El principal elemento de la subestación es el transformador, convierte la tensión del generador en el valor de la tensión de la red por donde se dirige la energía producida.



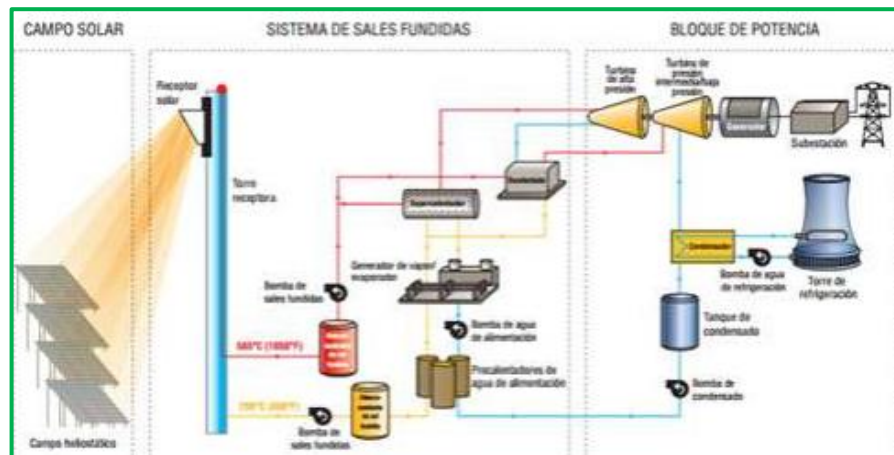
## 8 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el análisis económico se debe tener los costos asociados a la central como lo es el de la inversión, para esto se tiene en cuenta el estudio técnico de evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica del IDAE (instituto para la diversificación y ahorro de la energía) el cual proporciona información detallada sobre las previsiones de la evolución técnica y de costes de este tipo de tecnologías en España. Este documento se toma de referencia ya que España es la potencia mundial en el desarrollo de las tecnologías solares térmicas.

### 8.1 INVERSIÓN

Se realiza el análisis a la inversión necesaria de este proyecto, dividiéndolo en secciones: Sistema de captación, Sistema de conversión de la energía solar en térmica, Sistema de almacenamiento y bloque de potencia.

Figura 25. Diagrama Torre solar



Fuente: Steinfeld

### 8.1.2 CÁLCULO PARA EL COSTO CAMPO SOLAR (SISTEMA DE CAPTACIÓN)

El costo del campo solar incluye el costo de los heliostatos, las estructuras metálicas, seguidores solares como se muestra a continuación, estos datos son tomados del IDAE. (Los datos dados a continuación se presentan en dólares, como referencia internacional).

Tabla 7. Costo sistema de captación

Sistema de captación		
Elemento	Costo US\$	Unidades
Heliostatos	13,44	US\$/m2 apertura
Estructuras metálicas	94,08	US\$ /m2 apertura
Seguidores solares	7840	US\$ /unidad
Movimiento de tierras	11,76	US\$ /m2 apertura
Cimentación	7,84	US\$ /m2 apertura
Montaje	22,4	US\$ /m2 apertura
Nave de montaje	5,6	US\$/m2 apertura

Fuente: IDAE [2]

### 8.1.3 CÁLCULO PARA EL COSTO SISTEMA DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN TÉRMICA

El costo presentado a continuación es el de sistema de conversión de la energía solar a térmica, incluye el fluido de trabajo, torre, receptor y las diferentes obras entre otros.

Tabla 8. Costo sistema de conversión de energía térmica

COSTO SISTEMA DE CONVERSIÓN		
Fluido de trabajo (sales fundidas)	0,8064	US\$/kg
Sistema mecánico ( tuberías, válvulas, montaje)	32,6704	US\$ /kWt nominales. Receptor
Sistema de protección contra incendios	604800	unidades
Sistema de inertización	336000	unidades
Obra civil: torre receptor	801,490*EXP(0,012*h)	US \$(Exponencial con Altura)

Fuente: IDAE [2]

Para calcular el costo de la torre se utiliza la siguiente ecuación:

**Ecuación 8. Costo torre**

$$CTO = CT1 \cdot \left( \frac{HTOW}{H1} \right)^\alpha$$

**Fuente [15]**

Donde:

CTOW= Coste de la torre

CT1= Coste de una torre de referencia =  $4,50 \times 10^{0,6}$  COP

HTOW= Altura de la torre

H1= Altura de la torre de referencia = 130

$\alpha$  = Coeficiente exponencial = 1,5

Para calcular el costo del receptor

**Ecuación 9. Costo Receptor**

$$CREC = CR1 \cdot \left( \frac{AREC}{A1} \right)^c$$

**Fuente [15]**

Donde:

CREC= Coste receptor

CR1= Coste del receptor de referencia =  $7,31 \times 10^{0,6}$  COP

AREC= Área del receptor

A1= Altura de la torre de referencia = 240 m2

c = Coeficiente exponencial= 0,8

#### 8.1.4 CÁLCULO PARA EL COSTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Los costos que se muestran en la tabla para el sistema de almacenamiento incluyen los depósitos, las bombas que mueven el fluido de trabajo, tuberías y obra civil.

Tabla 9. Costo del sistema de almacenamiento térmico

Sistema de almacenamiento de la energía térmica		
Sistema de trasiego: tanques y tuberías. (Obra civil incluida)	16,576	US\$/kWhe capacidad
Sistema de llenado inicial	1,5792	US\$/kWhe capacidad
Obra civil	3,9536	US\$/kWhe capacidad

Fuente: IDAE [2]

#### 8.1.5 CÁLCULO PARA EL COSTO DEL BLOQUE DE POTENCIA

Tabla 10. Costo bloque de potencia

Bloque de potencia		
Intercambiadores de calor sales/vapor	268,8	US\$/kW
Equipos rotatorios y mecánicos	582,4	US\$/kW
Sistemas auxiliares (BOP)	403,2	US\$/kW
Obra civil	224	US\$/kW

Fuente: IDAE [2]

El costo del bloque de potencia se compone por el intercambiador de calor sales/vapor, los equipos rotatorios y mecánicos están compuestos principalmente por:

- Turbina de vapor.
- Alternador.
- Precalentadores de alta y baja presión.
- Bombas.
- Tanque de suministro.

En los sistemas auxiliares se encuentra:

- Torres de refrigeración.
- Bombas del sistema de refrigeración.
- Sistemas generales (tratamiento de aguas y efluentes)
- Equipamiento de instrumentación y control. [2]

## 8.2 CÁLCULO COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA

El costo nivelado de la energía permite cuantificar el costo unitario de la electricidad generada (kWh) durante la vida de la central. La forma de calcularlo, se presenta a continuación [19]

Ecuación 10. Cálculo costo nivelado de la energía

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

$I_t$  = gastos de inversión en el año  $t$

$M_t$  = gastos de operación y mantenimiento

$E_t$  = electricidad generada

$r$  = tasa de descuento

$t$  = tiempo de vida de la planta.

## 8.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Los indicadores de rentabilidad, permiten medir la capacidad de obtención de beneficios, principalmente del activo total con que se cuente. El primero que se tiene en cuenta es el VPN (Valor Presente Neto), que representa los flujos anuales llevándolos al momento presente. El segundo es la TIR (Tasa Interna de Retorno), indicador que refleja la tasa de interés o rentabilidad que ofrece la inversión.

## 9 RESULTADOS

### 9.1 RESULTADOS CICLO DE POTENCIA

A continuación, se muestran los valores obtenidos de los cálculos del ciclo de potencia:

Tabla 11 Datos ciclo de potencia

Criterio	Unidad	Valor
Rendimiento térmico	%	37,5
Eficiencia generador	-	0,9
Potencia Térmica del ciclo	[MWt]	53,33
Producción neta del ciclo	[MW]	18
Factor capacidad	[%]	35
Producción de energía anual	[kWh/año]	55188000

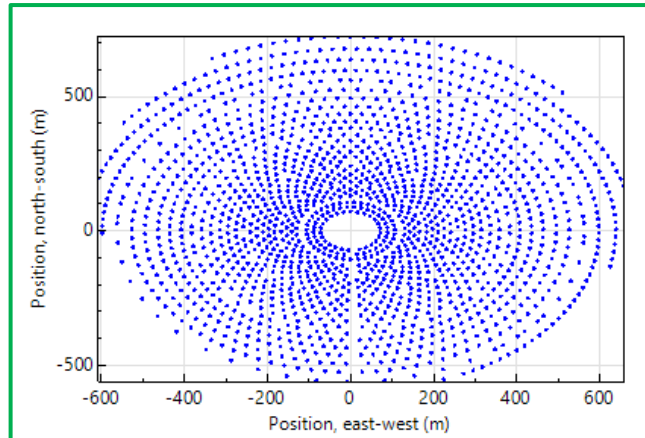
Fuente: Elaboración propia

El factor de capacidad o de planta del ciclo es del 35%, valor esperado para este tipo de tecnología. En comparación de un factor típico de planta de una central fotovoltaica que oscila entre 10-30%, es un poco más alto, tiene mayor aprovechamiento de la energía en un periodo de tiempo, sin embargo, si se compara con una central de generación convencional como hidroeléctrica, cuyo valor está por el 60% es mucho menor, debido a la disponibilidad constante de recursos en este tipo de centrales.

### 9.2 DISTRIBUCIÓN CAMPO SOLAR, TORRE Y RECEPTOR

La distribución del campo solar, así como el número de heliostatos, calculado por SAM, se detalla a continuación:

**Figura 26 Distribución del Campo Solar**



**Fuente: SAM**

**Figura 27 Número heliostatos**

Número de heliostatos	1727
Apertura m2	142.008

**Fuente: Elaboración propia**

El software SAM, recopila dichos valores y muestra la altura de la torre y el receptor como se muestra en la siguiente tabla.

**Figura 28 Datos torre y receptor**

Altura receptor [m]	9,077
Diámetro receptor [m]	7,948893
Altura Torre [m]	96,048203

**Fuente: Elaboración propia**

El área ocupada por la central es de 159 hectáreas, dimensión que facilita una distribución de equipos, herramientas, instalaciones, áreas operativas y otras que permitan el normal funcionamiento de la central.

### **9.3 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y CANTIDAD DE SALES**

Respecto a la capacidad de almacenamiento del sistema, así como la cantidad de sales fundidas necesarias para el funcionamiento de este proyecto, es:

$$Q_{alm} = \frac{20MW * 6}{0.375 * 0.9} = 355.5555 MWh = 1279999,8 MJ$$

**Kg de compuesto sódico**

$$m_s = \frac{Q_{alm}}{c_{p_s} * dT} = \frac{1279999,8 MJ}{\int_{290}^{565} (1443 + 0.172 T) dT}$$

$$m_s = 3069207,155 kg$$

## 9.4 INVERSIÓN

### 9.4.1 COSTO CAMPO SOLAR (SISTEMA DE CAPTACIÓN)

Conociendo el número de heliostatos y su apertura se calcula el costo para el campo solar, donde el costo total asciende a US\$13,577,855,24 (\$43,449,136,783,36 COP).

**Tabla 12 Costo campo solar**

Sistema de captación		
Elemento	Costo	Unidades
Heliostatos	3,360,00	US \$/m2 apertura
Estructuras metálicas	23,520,00	US \$/m2 apertura
Seguidores solares	13,539,680,00	US \$/unidad
Movimiento de tierras	2,940,00	US \$/m2 apertura
Cimentación	1,960,00	US \$/m2 apertura
Montaje	5,600,00	US \$/m2 apertura
Nave de montaje	795,24	US \$/m2 apertura
<b>TOTAL</b>	<b>US \$ 13,577,855,24</b>	

**Fuente:** Elaboración propia

Como se puede apreciar en la tabla, la mayor parte del costo total, corresponde al costo de los seguidores solares, con una participación del 99%, sobre el costo total del sistema de captación.

### 9.4.2 COSTO SISTEMA DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN TÉRMICA

Para el costo total de conversión se tiene en cuenta los valores calculados en los capítulos anteriores como lo son los kilogramos de sales fundidas, la potencia térmica del receptor y la altura del receptor. Siendo el costo total de US\$16,422,135,64 (\$52,550,834,036,80 COP), como se muestra en el desglose presentado a continuación.



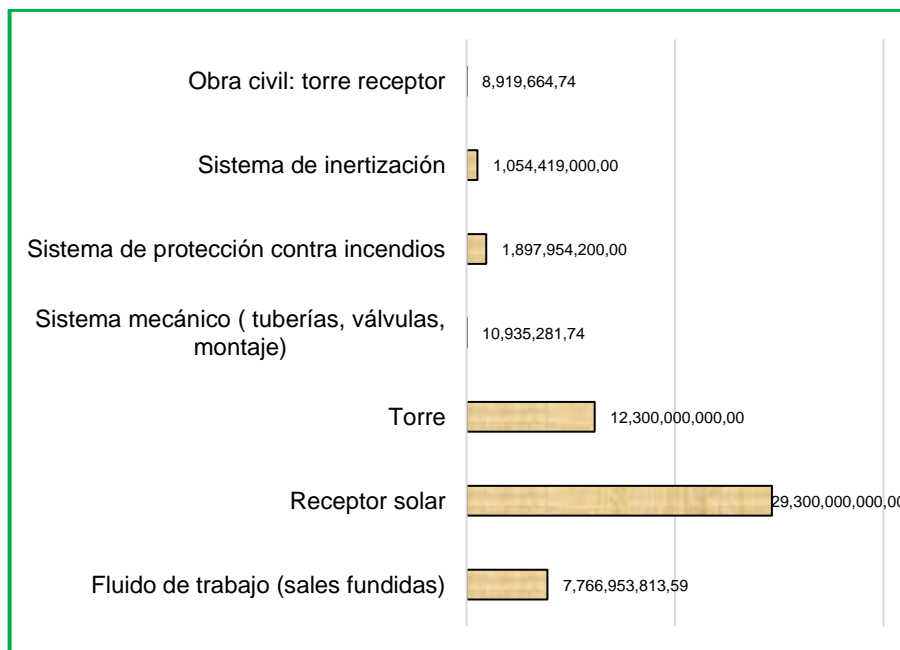
**Tabla 13 Costo sistema de conversión de energía**

COSTO SISTEMA DE CONVERSIÓN		
Fluido de trabajo (sales fundidas)	7.766.953.813,59	US\$/kg
Receptor solar	29.300.000.000,00	US\$
Torre	12.300.000.000,00	US\$
Sistema mecánico ( tuberías, válvulas, montaje)	10.935.281,74	US\$/kWt nominales. Receptor
Sistema de protección contra incendios	1.897.954.200,00	unidades
Sistema de inertización	1.054.419.000,00	unidades
Obra civil: torre receptor	8.919.664,74	US\$ (Exponencial con Altura)
<b>TOTAL</b>	<b>US \$ 16,422,135,64</b>	

Fuente: Elaboración propia

La fracción más importante en el costo del sistema de conversión, es el receptor solar, representado con el 56%, en segundo término, se encuentra la torre con un 24%.

**Gráfico 2 Desglose costos del sistema de conversión**



Fuente 2 Elaboración propia

### 9.4.3 COSTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Para determinar el costo del sistema de almacenamiento térmico se tiene en cuenta las horas de almacenamiento y la capacidad de generación neta, es decir, seis (6) horas de almacenamiento y 18MWe. El costo total del sistema es de US \$ 2,653,056,00 (\$8,489,779,200,00 COP)

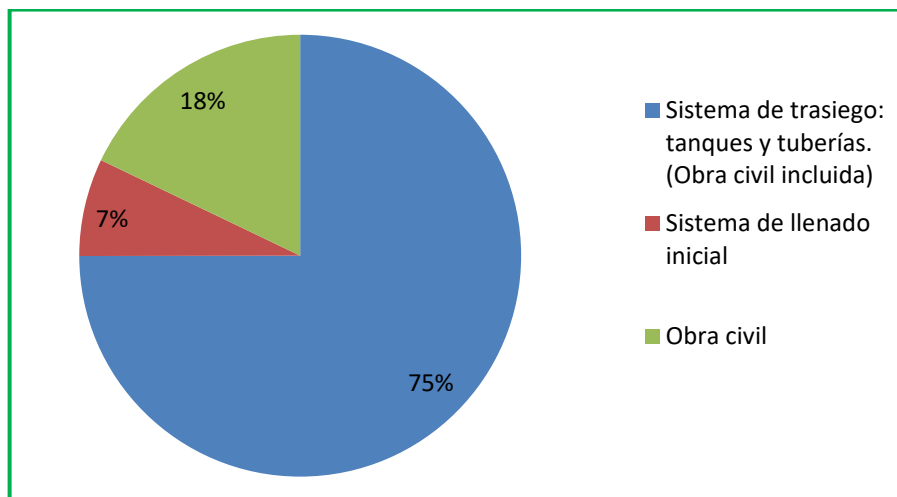
**Tabla 14 Costo sistema de almacenamiento**

Sistema de almacenamiento de la energía térmica		
Sistema de trasiego: tanques y tuberías. (Obra civil incluida)	1,989,120,00	US \$/kWhe capacidad
Sistema de llenado inicial	189,504,00	US \$/kWhe capacidad
Obra civil	474,432,00	US \$/kWhe capacidad
<b>TOTAL</b>	<b>US \$ 2,653,056,00</b>	

Fuente: Elaboración propia

Dentro del sistema de almacenamiento de energía térmica, el componente con mayor costo corresponde al sistema de trasiego, el cual es el sistema de bombeo en los tanques y tuberías que incluye los dos tanques, representando el 75% del costo total.

**Gráfico 3 Costo del sistema de almacenamiento**



Fuente: Elaboración propia

#### 9.4.4 COSTO DEL BLOQUE DE POTENCIA

El costo total del bloque de potencia es de \$26,611,200,00 (\$85,155,840,000 COP), el desglose del precio se muestra a continuación, teniendo en cuenta la potencia instalarse.

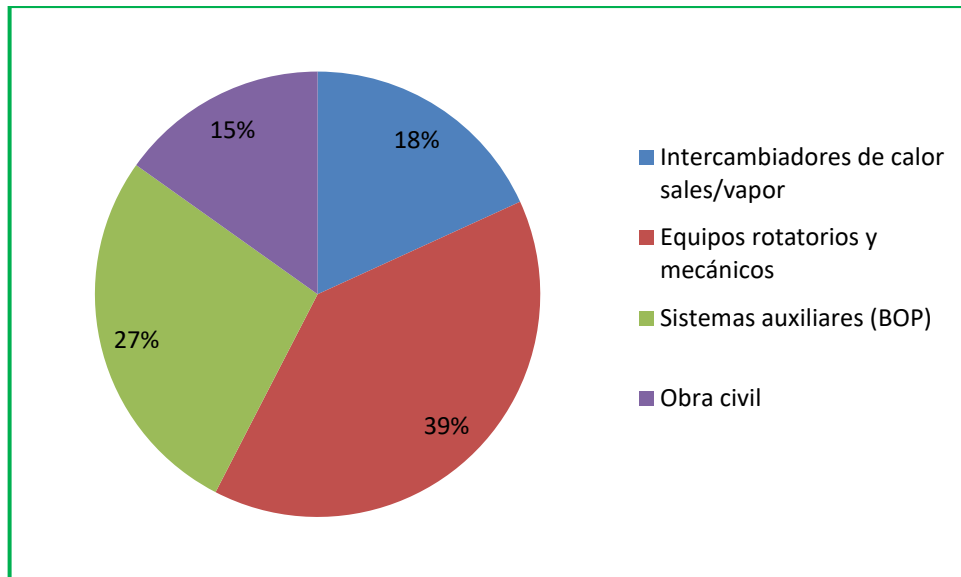
Tabla 15 Costo del bloque de potencia

Bloque de potencia		
Intercambiadores de calor sales/vapor	4.838.400,00	US \$/Kw
Equipos rotatorios y mecánicos	10.483.200,00	US \$/Kw
Sistemas auxiliares (BOP)	7.257.600,00	US \$/Kw
Obra civil	4.032.000,00	US \$/Kw
<b>TOTAL</b>	<b>US \$26.611.200,00</b>	

Fuente: Elaboración propia

El componente que más influye en el costo total del bloque de potencia son los equipos rotatorios y mecánicos con un 39% sobre el costo total, seguido de sistemas auxiliares con un 27% (US\$7.257.600,00).

Gráfico 4 Costo bloque de potencia



Fuente: Elaboración propia

### 9.4.5 COSTO TOTAL DE LA CENTRAL

El costo total de la central, incluyendo el sistema de captación, sistema de conversión, sistema de almacenamiento de la energía eléctrica y el bloque de potencia es de US\$59,264,246,88 (\$189,645,590,020,16 COP) como se detalla a continuación:

Tabla 16 Costo total de la central

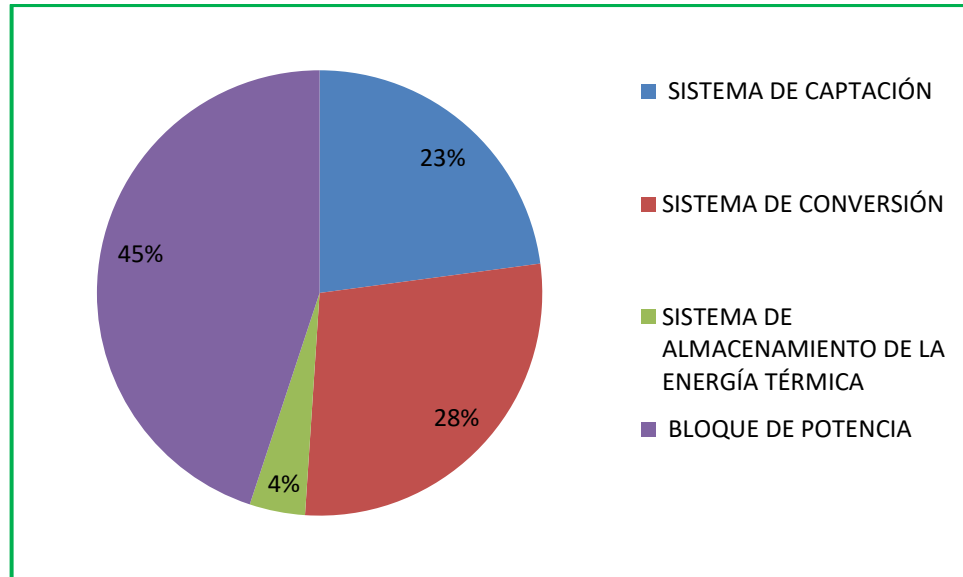
COSTO TOTAL	
SISTEMA DE CAPTACIÓN	\$ 13,577,855,24
SISTEMA DE CONVERSIÓN	\$ 16,422,135,64
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA TÉRMICA	\$ 2,653,056,00
BLOQUE DE POTENCIA	\$ 26,611,200,00
<b>TOTAL</b>	<b>US\$ 59,264,246,88</b>

Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en el gráfico, el bloque de potencia representa el 45% del costo total del sistema, seguido del sistema de conversión con un 28% del costo total del sistema.

El sistema de captación representa el 23%, producto de la reducción de costos en cuanto al número de heliostatos, puesto que en el dimensionado del campo solar la herramienta SAM permitió una optimización del mismo, conllevando así a una disminución en el costo. El sistema de almacenamiento sólo representa el 4% del costo total.

**Gráfico 5. Costo total de la central**



Fuente: Elaboración propia

## 9.5 COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA

Para el cálculo del costo nivelado de la energía, se asume el 10% de la inversión [13]. La tasa de descuento que se toma es del 9%. [20]

Además, se necesita conocer los costos de operación y mantenimiento, este valor es tomado del reporte de la IRENA sobre el análisis de costos en energías renovables, el cual es de 0,02 [USD/kWh]. [13]

Por lo tanto, el costo de operación y mantenimiento para esta planta es de US \$1,103,760 (\$3,532,032,000 COP)

**Costo ciclo de vida**

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{\$592,642,68 + \$1,103,760}{(1 + 9\%)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{55188000 \text{ kWh}}{(1 + 9\%)^t}} = US\$0.12 = 407,63 \text{ COP}$$

El costo unitario de la electricidad generada (kWh) durante el año 1 es de 407,63 pesos. Comparado con los resultados presentados por el Software SAM, el costo nivelado de energía es de 12,20 ¢/kWh es decir 390,4 pesos, este valor con respecto al calculado puede variar debido a factores internos del software y cálculos del mismo.

## 9.6 INDICADORES DE RENTABILIDAD

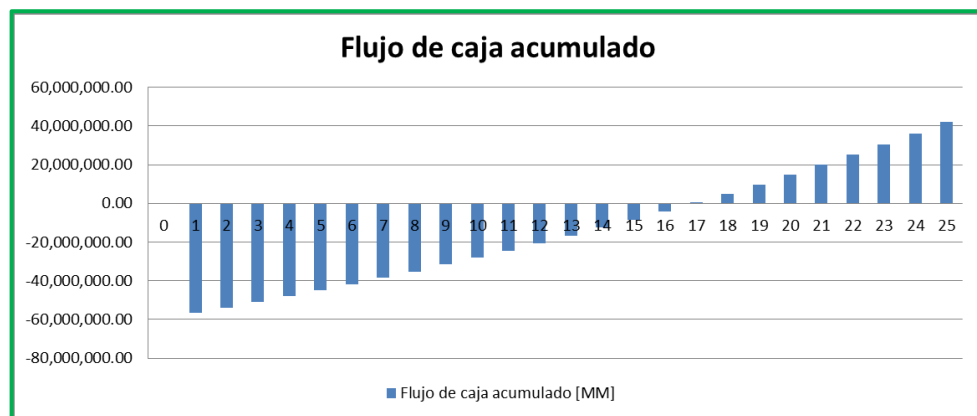
Una vez calculada la inversión de la central y los costos de operación y mantenimiento, se realiza el flujo de caja como se muestra en el ANEXO 1, con el cual se calcula el valor presente neto, la tasa interna de retorno, así como el periodo de recuperación de la inversión.

Tabla 17 Indicadores de rentabilidad

VPN	-\$24,621,258.32
TIR	7%
Payback años	19

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 6 Flujo de caja vs Tiempo



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 17, la tasa interna de retorno es del 7% y el tiempo de recuperación de la inversión es de 19 años teniendo en cuenta que el tiempo de vida útil de la central es de 25 años.

## 10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Aplicando la metodología de análisis multicriterio AHP con criterios ponderados mediante método Delphi, para la selección de la tecnología solar térmica a implementarse, se muestra que la mejor opción es la torre solar, de acuerdo a los criterios evaluados debido a que obtuvo un puntaje ponderado de 10,55 siendo la mejor opción con respecto a la tecnología cilindro parabólico la cual obtuvo un puntaje ponderado de 9,7.

Uno de los criterios para la selección de la ubicación es el alto potencial solar, en este caso el punto seleccionado cuenta con una radiación directa de 5.59 kWh/m<sup>2</sup>, cuenta con cercanía a la red, en este caso una línea de transmisión de 105kV. La central que se propone es 18MWe siendo la producción anual de energía de 55,188 GWh con un factor de capacidad del 35%, debido a que la central no opera las 24 horas del día, sin embargo, cuenta con 6 horas de almacenamiento lo que permite que la energía sea gestionable. Cuenta con un área total de 159 hectáreas, conteniendo 1727 heliostatos.

Una de las restricciones para este tipo de proyecto es la disponibilidad de recurso hídrico, la zona donde se ubica la central es un poco desértica y con escasez de agua. Como recomendación para una futura continuación de este proyecto es la aplicación de un sistema de desalinización que permita proveer a la planta así mismo beneficiar a la comunidad cercana.

El costo total de la central es de US\$59,264,246,88, siendo la parte más significativa el bloque de potencia el cual representa el 45% del costo total, el costo del sistema de captación es menor representando un 23%, esto gracias a la optimización del campo proporcionada por el software SAM. Adicionalmente el costo nivelado de la energía es de US\$0.12 siendo un valor esperado para este tipo de tecnologías.

Los indicadores de rentabilidad indican un valor de VPN negativo con una tasa interna de retorno del 7% con un tiempo de recuperación de 19 años, el valor de los rendimientos que proporciona es inferior al de los recursos que utiliza, por lo tanto no es un proyecto rentable, cabe resaltar que este análisis se aplicó con recursos propios y sin fuentes de financiamiento. Para hacer rentable el proyecto es necesaria la aplicación de los beneficios de la ley 1715 o financiamiento en lo cual se debe aplicar en un estudio financiero como continuación de este proyecto.





## BIBLIOGRAFÍA

- [1] UPME, “INFORME MENSUAL DE VARIABLES DE GENERACIÓN Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO – AGOSTO DE 2018 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN INTRODUCCIÓN,” no. 69, pp. 1–14, 2018.
- [2] IDAE, “Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. 2011-2020,” 2011.
- [3] K. Lovegrove and W. Stein, *Concentrating solar power technology*. 2012.
- [4] D. Y. Goswami, *Principles of Solar Engineering*, vol. 122, no. 2. 2015.
- [5] C. Espejo Marín and R. García Marín, “La energía solar termoeléctrica en España,” vol. 30, no. 2, pp. 81–105, 2010.
- [6] O. F. Vidal, N. O. Torre, E. C. Fogued, and J. M. Pérez, “Prospecciones de futuro de la energía termosolar en España y en el mundo,” pp. 1–72, 2013.
- [7] PROTERMOSOLAR, “PROTERMOSOLAR,” *Proyectos en el exterior: Centrales en operación, construcción y en fase de desarrollo*. [Online]. Available: <https://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/proyectos-en-el-exterior/>.
- [8] A. Kassem, K. Al-Haddad, D. Komljenovic, and A. Schiffauerova, “A value tree for identification of evaluation criteria for solar thermal power technologies in developing countries,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 16, pp. 18–32, 2016.
- [9] E. Navarro, M. Tutor, F. Javier, and P. Lucena, “Situación tecnológica actual de centrales termosolares,” 2016.
- [10] D. R. Buck *et al.*, “Sistemas de torre solar - Estado y Perspectiva,” 2014.
- [11] S. Herbert Alexander, *The new science of management decision*. New York, NY., 1980.
- [12] J. Wang, Y. Jing, C. Zhang, and J. Zhao, “Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy,” vol. 13, pp. 2263–2278, 2009.
- [13] IRENA, “RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES(Concentrating Solar Power),” vol. 1, no. 2, 2012.
- [14] IDEAM, “Atlas de Radiación Solar de Colombia.”
- [15] H. Joga López, “DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL CON SALES FUNDIDAS COMO FLUIDO DE TRABAJO Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO,” 2012.
- [16] N. Blair *et al.*, “System Advisor Model (SAM) General Description System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5 ),” *Natl. Renew.*

*Energy Lab.*, no. May, 2018.

- [17] V. C. Ocaña, "ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA TERMO-SOLAR," 2014.
- [18] Fernández and V., "Distribuciones de Flujo Radiante en Sistemas Concentradores de Radiación Solar. Aplicación al Desarrollo de un Código de Simulación, SolVer," 2004.
- [19] A. Ríos, "Evaluación de Proyectos Energía Renovable y Eficiencia Energética : Finanzas de Cambio Climático."
- [20] Departamento de planeación nacional, "Actualización de la tasa de rendimiento del capital en Colombia bajo la metodología de Harberger," 2018.

## ANEXOS

### ANEXO 1 Flujo de caja

A continuación se presenta el flujo de caja teniendo con el cual se obtienen los indicadores de rentabilidad.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Producción energía kWh		55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000	55188000
Precio (\$/kWh)	-\$ 59,264,246.88	0,068643406	\$ 0,07	\$ 0,07	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ 0,09	\$ 0,09	\$ 0,09	\$ 0,09	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,10	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,11	\$ 0,12	\$ 0,12	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,13	\$ 0,14	\$ 0,14	\$ 0,15	
TOTAL [MM]	3,788.292.30	3,911,411.80	4,038,532.69	4,169,785.00	4,305,303.01	4,445,225.36	4,589,695.18	4,738,860.28	4,892,873.24	5,051,891.62	5,216,078.09	5,385,600.63	5,560,632.65	5,741,353.21	5,927,947.19	6,120,605.48	6,319,525.16	6,524,909.72	6,736,969.29	6,955,920.79	7,181,988.22	7,415,402.83	7,656,403.43	7,905,236.54	8,162,156.73		
Inversión inicial [MM]	-\$ 59,264,246.88																										
Costo OpM [MM]	1,103.760.00	1,139,632.20	1,176,670.25	1,214,912.03	1,254,396.67	1,295,164.56	1,337,257.41	1,380,718.28	1,425,591.62	1,471,923.35	1,519,760.86	1,569,153.08	1,620,150.56	1,672,805.45	1,727,171.63	1,783,304.71	1,841,262.11	1,901,103.33	1,962,888.98	2,026,682.87	2,092,550.07	2,160,557.94	2,230,776.08	2,303,276.30	2,378,132.78		
Flujo de caja [MM]	-\$ 59,264,246.88	2,684,532.30	2,771,779.60	2,861,862.44	2,954,872.97	3,050,906.34	3,150,060.80	3,252,437.77	3,358,142.00	3,467,281.62	3,579,968.27	3,696,317.24	3,816,447.58	3,940,482.09	4,068,547.66	4,200,775.56	4,337,300.77	4,478,263.04	4,623,806.51	4,774,080.31	4,929,237.92	5,089,438.15	5,254,844.89	5,425,627.35	5,601,960.24	5,784,023.95	
Flujo de caja acumulado [MM]	-\$ 59,264,246.88	-\$ 56,579,714.58	-\$ 53,807,934.97	-\$ 50,946,072.53	-\$ 47,991,199.56	-\$ 44,940,232.42	-\$ 41,790,385.57	-\$ 38,537,351.79	-\$ 35,179,652.63	-\$ 31,712,371.03	-\$ 28,132,402.72	-\$ 24,436,085.52	-\$ 20,619,637.97	-\$ 16,679,155.88	-\$ 12,610,608.12	-\$ 8,409,832.55	-\$ 4,072,531.78	9,803,618.12	14,732,856.08	19,822,294.23	25,077,139.12	30,502,766.47	36,104,726.71	41,888,750.65			

Inflación	3,25%
Tasa descuento	9%

