

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA UTEC

Carrera de Ingeniería de la Energía



**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN
DE UNA PLANTA DE ENERGÍA TERMOSOLAR DE
CONCENTRACIÓN DE TIPO CILINDRO PARABÓLICO (CSP-PTC)
Y DE SU HIBRIDACIÓN**

**TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE
IMPLEMENTATION OF A CONCENTRATED SOLAR THERMAL
POWER PLANT - PARABOLIC TROUGH COLLECTOR (CSP-PTC)
AND ITS HYBRIDIZATION**

Tesis para optar el título profesional de Ingeniero de la Energía

Vladimir Said Carrera Párraga

Código 201310042

Asesor

Eunice Villicaña Ortiz

Lima – Perú

Julio 2019

La tesis

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE ENERGÍA TERMOSOLAR DE CONCENTRACIÓN DE TIPO CILINDRO PARABÓLICO (CSP-PTC) Y DE SU HIBRIDACIÓN

Ha sido aprobada

[Nombres y apellidos del Presidente de Jurado]

Eunice Villicaña Ortiz

[Nombres y apellidos del Tercer jurado]

Dedicatoria:

Dedicado a mi familia, por impulsarme a ser mejor cada día, a mi asesora y profesores, por la contribución con sus conocimientos y confianza depositada en mí

Agradecimientos:

Agradezco el apoyo de mi asesora Eunice Villicaña Ortiz por el tiempo, conocimiento, esfuerzo y dedicación brindado, al director y profesores del departamento de Energía de la UTEC que contribuyeron a la realización del presente trabajo, en especial a la profesora Ximena Guardia Muguruza y al profesor Francisco Porles Ochoa

ÍNDICE

	Pág.
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	10
1.1 Mercado de generación eléctrica a partir de energía solar.....	10
1.1.1 Generación eléctrica a nivel mundial.....	10
1.1.2 Generación eléctrica en el Perú.....	12
1.2 Concentrador solar térmico de potencia	14
1.3 Estado del arte de la tecnología CSP	15
1.3.1 Tipos de tecnología CSP.....	15
1.3.1.1 Colector lineal Fresnel	15
1.3.1.2 Colector Cilindro Parabólico.....	16
1.3.1.3 Torre central	17
1.3.1.4 Discos parabólicos.....	18
1.3.2 Consideraciones económicas de la tecnología CSP.....	19
1.4 Colector cilindro parabólico (PTC)	21
1.4.1 Elementos.....	21
1.4.1.1 Suelo.....	21
1.4.1.2 Colector	22
1.4.1.3 Tubo Receptor	23
1.4.1.4 Eje de seguimiento	24
1.4.1.5 Fluido caloportador	25
1.4.2 Almacenamiento de energía.....	26
1.4.3 Bloque de potencia.....	27
1.4.4 Acceso al agua	28
1.5 Aprovechamiento del recurso solar	28
1.5.1 Radiación solar directa.....	29
1.6 Comparación de la tecnología PTC con respecto a otras tecnologías CSP	29

CAPÍTULO II.....	31
METODOLOGÍA.....	31
2.1 Evaluación técnica	33
2.1.1 Definición del recurso solar	33
2.1.2 Selección del lugar de emplazamiento.....	36
2.1.3 Diseño de la planta para escenarios propuestos	36
2.1.3.1 Potencia de diseño	37
2.1.3.2 Campo solar.....	38
2.1.3.3 Tubo absorbedor.....	38
2.1.3.4 Fluido caloportador	40
2.1.3.5 Colector	41
2.1.3.6 Almacenamiento de energía	43
2.1.3.7 Tamaño de la planta	44
2.1.4 Producción de energía.....	46
2.2 Evaluación económica de escenarios.....	46
CAPÍTULO III	48
RESULTADOS	48
3.1 Definición del recurso solar para el lugar seleccionado	48
3.2 Selección del lugar de emplazamiento.....	50
3.3 Diseño y producción de energía para el escenario CSP-PTC	57
3.3.1 Diseño de la planta.....	57
3.3.1.1 Tubo absorbedor.....	58
3.3.1.2 Fluido caloportador	59
3.3.1.3 Colector	60
3.3.1.4 Tamaño de la planta	61
3.3.2 Almacenamiento de energía.....	62
3.3.3 Producción de energía.....	62
3.4 Diseño y producción de energía para el escenario CSP-PTC/PF	63

3.4.1	Diseño de la planta.....	63
3.4.1.1	Tamaño de la planta	64
3.4.2	Almacenamiento de energía.....	64
3.4.3	Producción de energía.....	65
3.5	Evaluación económica	66
CONCLUSIONES		67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		69

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Centrales Fotovoltaicas en el Perú.....	13
Tabla 1.2. Costos actuales de las partes de un CSP y proyección al 2025.	20
Tabla 1.3. Especificación de plantas CSP en operación.	21
Tabla 1.4. Fluidos caloportadores o de transferencia de calor y sus propiedades.	26
Tabla 1.5. Comparación de los sistemas CSP.	30
Tabla 2.1 Criterios de selección de componentes del campo solar	38
Tabla 3.1. Datos de lugar y tiempo.....	48
Tabla 3.2. Cálculo de los fenómenos geográficos y atmosféricos.....	49
Tabla 3.3. Niveles de irradiancia normal directa.	49
Tabla 3.4. Coordenadas de Moquegua	50
Tabla 3.5. Potencia eléctrica y térmica.....	57
Tabla 3.6. Datos del tubo absorbedor	58
Tabla 3.7. Pérdidas ópticas y pérdidas totales.	59
Tabla 3.8. Datos del fluido caloportador.	59
Tabla 3.9. Datos del colector	60
Tabla 3.10. Energía solar incidente mensual y potencias finales	61
Tabla 3.11. Características de almacenamiento.....	62
Tabla 3.12. Potencia eléctrica y térmica.....	64
Tabla 3.13. Características de almacenamiento.....	65
Tabla 3.14. LCOE final y producción de energía.....	66

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Matriz de generación eléctrica a nivel global.	10
Figura 1.2 Capacidad instalada a nivel mundial de tecnología PV.	11
Figura 1.3 Capacidad instalada global de tecnología CSP.	12
Figura 1.4. Resultados de las subastas RER.	13
Figura 1.5 . Tecnología de colector lineal Fresnel.	15
Figura 1.6. (a) Unidad de colector cilindro parabólico, (b) sección de un tubo receptor ...	16
Figura 1.7. Tecnología de torre de potencia 17	17
Figura 1.8. Tecnología de disco parabólico 19	19
Figura 1.9. Proyección de la reducción de costo de la tecnología CSP al 2025..... 20	20
Figura 1.10. Estructura de un módulo Eurotrough 23	23
Figura 1.11. Receptor en sistemas PTC (a) elementos del receptor, (b) tubo de conexión. 23	23
Figura 1.12. Seguimiento de un solo eje para tecnología PTC 24	24
Figura 1.13. Esquema de tecnología CSP-PTC con almacenamiento térmico..... 28	28
Figura 2.1 Metodología del trabajo de investigación 32	32
Figura 3.1 Mapa de radiación solar de Moquegua. 51	51
Figura 3.2 Mapa de áreas protegidas por el Estado. 52	52
Figura 3.3. Mapa de conflictos sociales. 53	53
Figura 3.4 Mapa de brecha de servicios básicos: porcentaje sin abastecimiento de agua... 54	54
Figura 3.5 Mapa de líneas de transmisión eléctrica. 55	55
Figura 3.6 Mapa de brecha servicios básicos: porcentaje de viviendas sin alumbrado eléctrico. 56	56
Figura 3.7 Mapa de vías nacionales. 57	57
Figura 3.8 Producción de energía anual 63	63
Figura 3.9 Producción de energía anual 65	65

RESUMEN

En el presente trabajo de tesis se realiza un análisis técnico y económico de la implementación de una planta de energía termosolar de concentración de tipo cilindro parabólico (CSP-PTC) y de su hibridación con la tecnología solar fotovoltaica (CSP-PTC/PV).

Se seleccionó el distrito de Moquegua, en la provincia de Mariscal Nieto, como el lugar de emplazamiento para la planta; tomando en consideración requisitos como un buen nivel de radiación ($6.29 \text{ kWh} / \text{m}^2\text{día}$), la inexistencia de áreas protegidas por el Estado, la inexistencia de conflictos sociales, la cercanía a infraestructura eléctrica y cercanía a la planta fotovoltaica de Rubí, con la cual se realizaría la hibridación. Luego se procedió al diseño de la planta CSP-PTC en base a la energía solar ofertada en la cuarta subasta de energía renovable determinando el campo solar, los componentes a utilizar como tubo absorbedor, colector, fluido caloportador y el sistema de almacenamiento de energía. Luego se hizo un reajuste del diseño para el escenario de hibridación CSP-PTC/PV, para producir la misma cantidad de energía entre el sistema CSP-PTC y la Planta Solar Fotovoltaica Rubí. Finalmente, se hizo el análisis económico y la comparación del mismo entre ambos escenarios, encontrando que con el diseño CSP-PTC se obtiene un precio de energía entre 141 y 173 US\$ / MWh generado, mientras que en el diseño CSP-PTC/PV se obtienen precios entre 68 y 75 US\$ / MWh.

Palabras clave: Análisis técnico, Análisis económico, Energía termosolar de concentración, Hibridación.

INTRODUCCIÓN

Al hablar sobre aprovechamiento del recurso solar, hay dos enfoques principales para generar electricidad, la tecnología fotovoltaica (de ahora en adelante PV) que convierte directamente la radiación solar capturada en electricidad, y la tecnología de concentración solar térmica (de ahora en adelante CSP), que se basa en el principio de concentración de la radiación solar utilizando espejos reflectores sobre un punto receptor, para calentar un fluido de trabajo a alta temperatura y posteriormente utilizarlo en un ciclo termodinámico [1]. Esta última tecnología presenta numerosas ventajas, dentro de las cuales resaltan las bajas emisiones de gases de efecto invernadero (de ahora en adelante GEI) y el sistema de almacenamiento de energía, que permite tener una producción continua ante variaciones de radiación [2].

Actualmente, España y Estados Unidos dominan el mercado de las CSP con 2 375 MW y 1 300 MW instalados respectivamente. España comenzó con la operación de plantas CSP en el 2007 con el objetivo de investigar este tipo de tecnología, lo que permitió el desarrollo de nuevos proyectos. Actualmente cuenta con experiencia operacional comprobada con sistemas de almacenamiento de sales fundidas y su producción incrementa anualmente; sin embargo, las condiciones políticas del país están limitando el desarrollo e investigación de las CSP. En el caso de Estados Unidos, la introducción de las CSP se realizó gracias a créditos otorgados por el Estado, garantías de préstamo y normas estatales que enfocan el requerimiento de generación de energía por medio de fuentes renovables.

Por otro lado, este tipo de tecnología, debido a sus resultados, resulta atractiva para mercados emergentes y con altos niveles de radiación, como en ciertos países en África y Sudamérica, en donde ya existen proyectos en construcción [3].

Sin embargo, en Perú, el aprovechamiento del recurso solar se enfoca principalmente en la tecnología PV, descartando la generación a través de la CSP debido, en gran medida, a los costos y a la escasa investigación existente de su factibilidad en el Estado Peruano, esto asociado a que el marco legal nacional no establece con precisión las condiciones técnicas,

económicas y legales para iniciar los estudios e implementación de este tipo de tecnología [1].

Por estas razones, el presente trabajo de tesis evalúa si es factible técnica y económicamente la implementación de una Planta de Energía Termosolar de Concentración de Tipo Cilindro Parabólico (CSP-PTC) como alternativa de generación en el sector eléctrico peruano y la evaluación económica de su hibridación con un sistema solar fotovoltaico para determinar el nivel de factibilidad.

Dichas alternativas se diseñarán con la capacidad de inyectar a la red la misma cantidad de energía solar requerida en la última Subasta de Recursos Renovables No Convencionales en el año 2015, equivalente a 520 GWh/año.

Alcance

El presente trabajo de investigación se basa en la evaluación técnica y económica de la implementación de una planta CSP-PTC y de una planta híbrida con la tecnología CSP-PTC y FV, en una región peruana que reúna las condiciones básicas para el suministro de 520 GWh / año.

El estudio técnico evalúa la disponibilidad del recurso solar, la selección del lugar de emplazamiento y el diseño de la planta para los dos escenarios propuestos. Por otro lado, la evaluación económica incluye el costo de instalación de la planta y el costo de Operación y Mantenimiento (O&M), así como la obtención del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) para ambos escenarios.

El estudio se realizó en gabinete tomando información secundaria de estaciones meteorológicas del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI). Asimismo, se utilizó información y mapas del territorio peruano de tipos físicos y geográficos de portales institucionales públicos; artículos científicos e investigaciones sobre la tecnología de concentración solar de cilindro parabólico; y fichas técnicas de los equipos y materiales, tales como aceites térmicos, colectores, turbinas y todo componente necesario para la planta.

Antecedentes

Hasta el año 2016, la tecnología CSP alcanzó una capacidad instalada de aproximadamente 5 GW a nivel global, de los cuales el 61% se concentra en España, mientras que el 18% en Estados Unidos. Sin embargo, mercados emergentes como África y Sudamérica se han interesado en este tipo de tecnología debido a la gran disponibilidad del recurso solar en su territorio y a las políticas energéticas que vienen adoptando en relación a la ampliación del porcentaje de energía renovable en sus matrices energéticas [3].

En el caso de África, el desarrollo de la tecnología CSP es lento y la mayoría de sus proyectos se encuentran en tramitación. Los principales proyectos se concentran en cuatro países; Argelia, Egipto, Marruecos y Sudáfrica. Actualmente, el continente africano cuenta con 328 MW instalados de tecnología CSP en operación, que en su mayoría pertenecen a la tecnología de cilindro parabólico. Con la llegada de los nuevos proyectos se espera que la capacidad de potencia por planta aumente sustancialmente, dado que la mayoría usará sistemas de almacenamiento [4].

Para el caso de Sudamérica, aún no se tienen plantas en operación; sin embargo, Chile es la pionera de la tecnología CSP en el continente [4], contando con cuatro proyectos en construcción, todos de tecnología de torre central: Cerro Dominador, con una potencia instalada de 110 MW; Copiapó, con una capacidad instalada de 260 MW; Likana, con una capacidad instalada de 390 MW; y Tamarugal, con una capacidad instalada de 450 MW [5].

A pesar del incipiente desarrollo, otros países sudamericanos están considerando su implementación, tal es el caso de la investigación *“Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system”* [6], en la cual se evalúa la posibilidad de desarrollar la tecnología de cilindro parabólico en diferentes lugares de Brasil.

En el Perú, se ha impulsado el desarrollo de las energías renovables (de ahora en adelante RER) a través de una serie de incentivos, tal es el caso de las Subastas de Energías Renovables No Convencionales organizadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), en

donde se oferta la generación de energía a través del aprovechamiento del recurso solar. Sin embargo, la participación de las energías renovables en la matriz energética es aún incipiente, pues solo representa un 5.4% del total y de esta participación solo el 0.8% proviene de energía solar fotovoltaica (PV) con el aporte de cinco proyectos ya en operación con una potencia instalada total de 240 MW y un proyecto en construcción de 40 MW [7].

Dada la escasa experiencia en el campo de las CSP y el marco legal, que no establece parámetros técnicos, económicos y legales para el estudio e implementación de este tipo de tecnología, no se ha iniciado el desarrollo de generación eléctrica a través de este tipo de sistemas en el país [1]. Sin embargo, se cuenta con investigaciones en el campo de concentración solar de media temperatura con construcciones de sistemas de concentración de disco Stirling o Lineal Fresnel para la producción de vapor de agua, entre otros usos. Además, la tesis *“Viabilidad Técnica y Económica para la construcción de una Central Termosolar en la Región Puno”* enfoca los sistemas CSP como un medio para la reducción de CO₂ con una simulación por medio del Software System Advisor Model (SAM) y elaborando un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Justificación y motivación

La generación de energía a nivel nacional, según nuestra matriz energética, se enfoca en el uso de las centrales hidráulicas (49.1%) y térmicas (48.4%), siendo el gas natural el combustible de mayor demanda en los ciclos combinados. Este último tiende a posicionarse como la materia prima de varios sectores de consumo, lo que pone de manifiesto la vulnerabilidad del modelo energético peruano, pues al considerarse la masificación del gas natural sin restricciones y control alguno, puede presentarse a mediano o largo plazo un escenario en donde el agotamiento del gas sea inevitable y el desabasto desemboque en una problemática nacional [8], tal y como ocurrió en Argentina en 2004, en donde el gobierno tuvo que recurrir a la importación del gas de Bolivia y de energía eléctrica de Brasil para reducir el efecto de la falta de gas, lo que también trajo como consecuencia que Chile, al depender de abasto de gas de Argentina, se preparara regulatoria y técnicamente para un cambio en su matriz energética [9].

Asimismo, el sector hidráulico del cual depende el 79.8% de nuestra generación, también es vulnerable a los efectos climáticos y a los desastres naturales, por lo que es necesario tomar medidas para la diversificación de nuestra matriz energética [10].

La tecnología CSP constituye una buena opción para la generación de energía dado que la eficiencia de la planta es superior respecto a las centrales solares PV, y al contar con un sistema de almacenamiento de energía, permite una producción continua ante variaciones de radiación solar.

El Perú cuenta con un potencial solar de 25 000 MW, del cual solo se está aprovechando el 1.26% [11]. La zona de mayor potencial de energía solar del territorio se encuentra principalmente en la costa sur, donde se dispone en promedio de 6.0 a 6.5 kWh/m²día. A finales de diciembre, en las terrazas desérticas de Arequipa, Moquegua y Tacna, se alcanzan los mayores valores de radiación solar durante el año y de todo el territorio nacional. Esto se debe a que están ubicadas por encima de la capa de inversión térmica y presentan cielo despejado durante todo el año [12]. Por este motivo, la presente tesis se centrará en la evaluación del recurso solar en el sur del país.

En términos económicos, según Greenpeace y la Agencia Europea del Medio Ambiente, los costos de la tecnología CSP han disminuido en los últimos años debido al volumen del mercado, llegando a costos de generación entre 0.2 US\$/kWh a 0.55 US\$/kWh. Al igual que con cualquier otra tecnología energética, los costos han disminuido debido a programas de despliegue basados en decisiones políticas para establecer la tecnología en el país. Estas decisiones conducen a un clima de inversión positivo con condiciones de financiamiento preferenciales y/o incentivos fiscales y de inversión. En los últimos diez años, gracias a las decisiones gubernamentales de algunos países, se ha logrado impulsar tecnología a la CSP, lo que favoreció su crecimiento [3] [13] [14].

En este sentido, se eligió el sistema concentrador cilindro parabólico por ser uno de los más estudiados y tener mejores avances tecnológicos, así como ser uno de los más implementados en el mundo. Asimismo, se evaluó su hibridación con la tecnología solar fotovoltaica para analizar si a través de ella se logran ahorros económicos.

Objetivo general

Analizar técnica y económicamente la implementación de una planta de energía termosolar de concentración de tipo cilindro parabólico (CSP-PTC) y de su hibridación para demostrar la factibilidad de esta tecnología como alternativa a las propuestas presentes en las subastas de energías renovables.

Objetivos específicos

- Identificar la disponibilidad del recurso solar en la región sur del Perú.
- Seleccionar el lugar de emplazamiento para la implementación de la planta CSP-PTC y de la planta híbrida CSP-PTC / FV en base a factores críticos como: disponibilidad de recurso solar e hídrico, accesibilidad a la red, accesibilidad a la zona de emplazamiento, condiciones socioambientales y presencia de una planta solar fotovoltaica existente.
- Realizar el diseño la planta CSP-PTC y de su reconfiguración para hibridarla con un sistema fotovoltaico en el lugar seleccionado.
- Realizar la evaluación económica de la implementación de ambos escenarios.
- Comparar la implementación de la planta CSP-PTC y de la planta híbrida CSP-PTC / FV en términos económicos.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1 Mercado de generación eléctrica a partir de energía solar

1.1.1 Generación eléctrica a nivel mundial

A nivel global, la generación eléctrica a partir de centrales solares representa el 15.27% de la matriz energética, con una capacidad instalada total de 2 016 GW, de la cual el 15.03% corresponde a plantas solares fotovoltaicas y un 0.24% a plantas CSP, como se observa en la **Figura 1.1** [14].

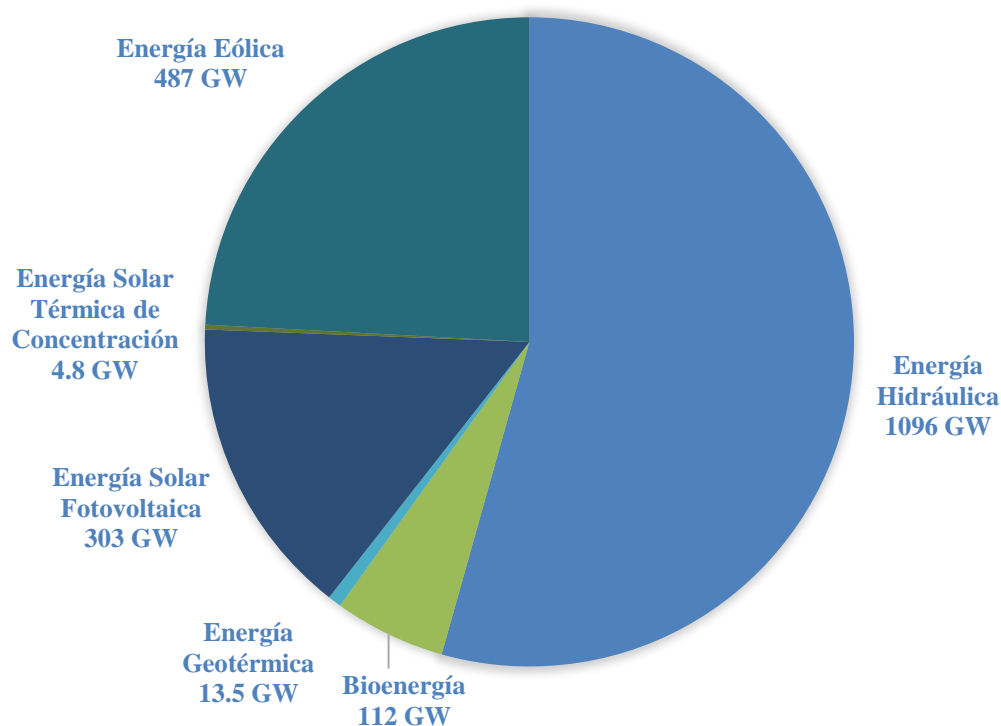


Figura 0.1 Matriz de generación eléctrica a nivel global.
Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2017 [14].

Al finalizar el año 2016 se tuvieron grandes adiciones de capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. Durante este año se agregaron 75 GW de potencia. De esta manera se logró cerrar el año con una potencia instalada global de 303 GW. De esta potencia, Italia, Estados Unidos, Japón, Alemania y España son los países con mayor capacidad instalada (ver **Figura 0.2**). De esta manera, por cuarto año consecutivo, el continente asiático fue el mercado dominante. Además, China continuó como líder en el mercado PV tanto en fabricación como en instalación [14].

En la **Figura 0.2** se puede ver los principales países en agregar mayor potencia instalada en tecnología PV.

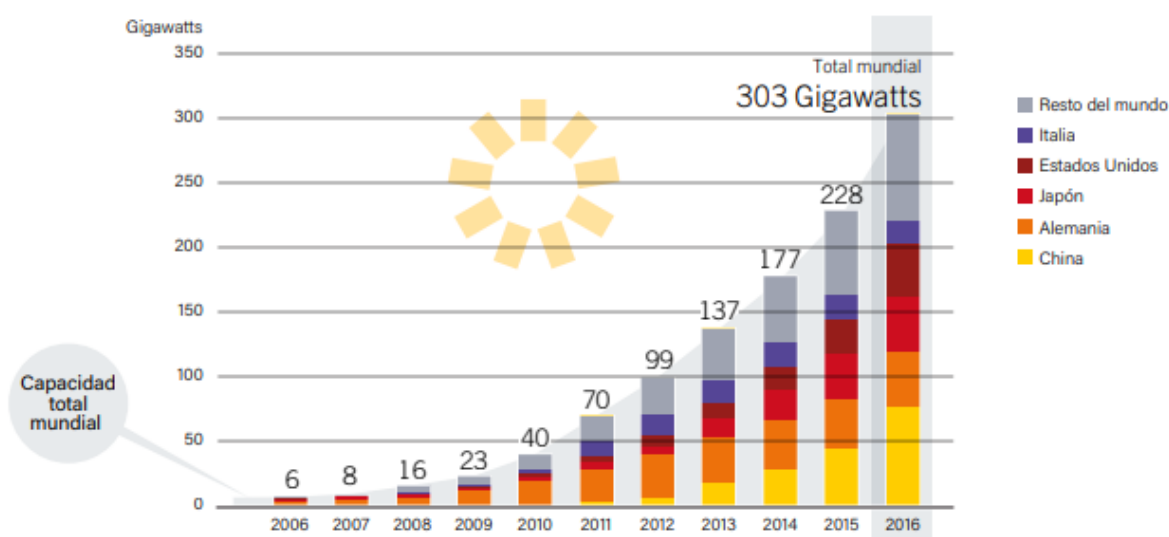


Figura 0.2 Capacidad instalada a nivel mundial de tecnología PV.
Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2017 [14].

Como se puede observar, existe una expansión considerable en el uso de este tipo de tecnología. Esta expansión se debe, en gran parte, a la creciente competitividad de la tecnología PV, así como a la creciente demanda de electricidad proveniente de energías renovables en cada país, buscando aliviar la contaminación y reducir las emisiones de CO₂.

En cuanto a la tecnología CSP, como muestra la **Figura 0.3**, hasta finales del 2016 ésta alcanzó una capacidad instalada de 4.8 GW a nivel global, donde España y Estados Unidos dominaron el mercado con 2.3 GW y 1.7 GW instalados respectivamente.

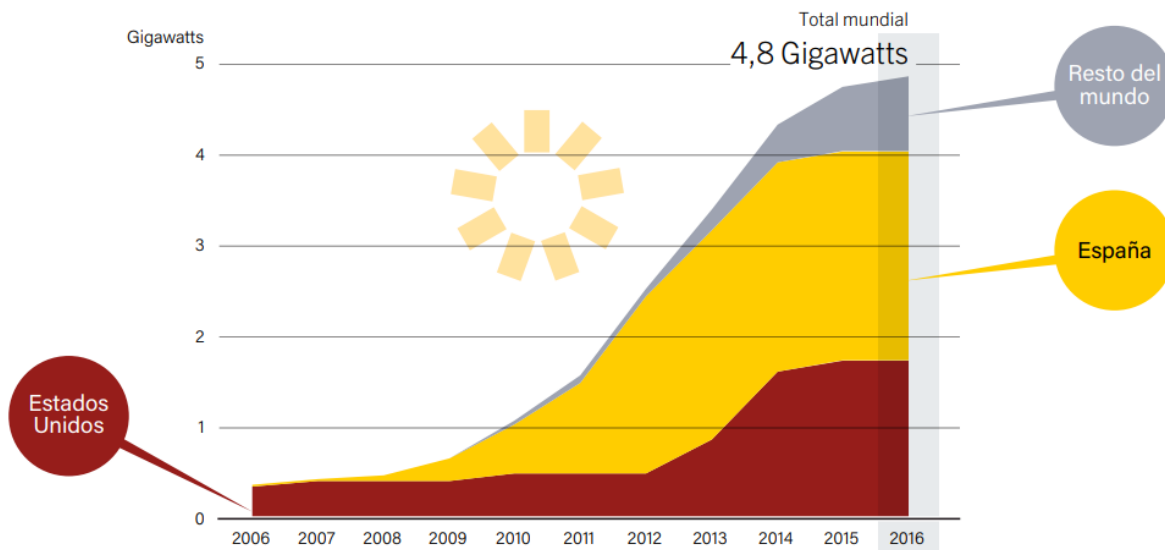


Figura 0.3 Capacidad instalada global de tecnología CSP.
Fuente: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2017 [14].

Los numerosos proyectos adjudicados y en construcción ponen a Sudáfrica como líder en nuevas incorporaciones en 2016. A este le siguió China, donde se puso en marcha la primera de numerosas plantas nuevas de CSP en 2016.

Respecto al tipo de tecnología, las plantas de tipo cilindro parabólico y de torre central continuaron dominando el mercado. Donde los sistemas cilindro parabólicos representan la mayor parte de la capacidad que entró en funcionamiento en 2016 [14].

1.1.2 Generación eléctrica en el Perú

Dentro de la generación RER, existen seis plantas solares fotovoltaicas, cuatro de ellas tienen una capacidad instalada de 20 MW cada una, mientras que la quinta tiene una capacidad de 16 MW y las recientemente inauguradas Rubí e Intipampa son de 144.48 MW y 40 MW respectivamente. Todas estas se encuentran ubicadas en el sur del País (ver **Tabla 0.1**) [15]. Actualmente se está construyendo la central de Intipampa con una potencia instalada de 40 MW ubicada en la provincia de Mariscal Nieto, Moquegua [16].

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA	INVERSION (MM US\$)	TARIFA DE ADJUDICACIÓN (US\$/kWh)
Central Majes Solar 20T	20 MW	73.6	222.5
Central Panamericana Solar	20 MW	94.6	215.0
Central Solar Moquegua	16 MW	43.0	119.9
Central Repartición 20T	20 MW	73.5	223.0
Central Tacna Solar	20 MW	94.6	225.0
Central Solar Rubí	144.48 MW	165.0	47.9
Central Solar Intipampa	40 MW	55.3	48.5

Tabla 0.1. Centrales Fotovoltaicas en el Perú

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), 2017 [17] [18].

El crecimiento en la capacidad instalada de centrales solares se debe a las subastas ejecutadas por el Estado, a través de las cuales se ha logrado alcanzar precios competitivos de generación de energía, disminuyendo en el caso de los sistemas fotovoltaicos hasta en un 78% con respecto a la primera subasta, como se puede observar en la **Figura 0.4**. Esta disminución en precios se debió a los avances en la tecnología y al incremento de la competencia dada en el proceso de la oferta, contando con 21 propuestas más de las requeridas por la subasta [19].

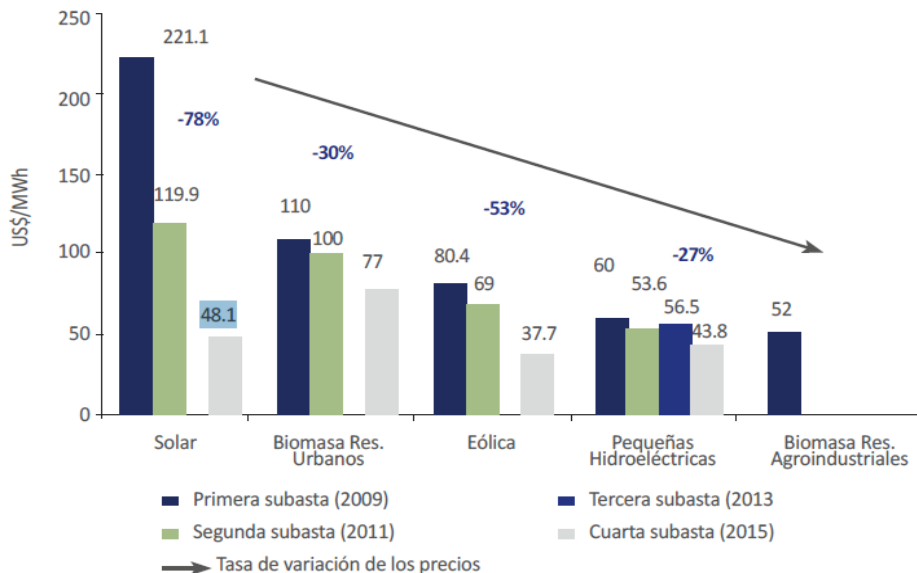


Figura 0.4. Resultado de las subastas RER

Fuente: La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático, 2017 [17].

Con la última subasta se logró alcanzar un precio de 48.1 US\$/MWh para la generación eléctrica proveniente de centrales solares, situando al Perú como el tercer país con los precios más bajos en América Latina [20].

1.2 Concentrador solar térmico de potencia

Los sistemas CSP concentran la radiación solar directa en un receptor para calentar un fluido de trabajo que pasa por su interior. Este fluido se utiliza en un ciclo térmico para producir electricidad. Actualmente, existen cuatro tecnologías CSP: Reflector cilindro parabólico y reflector lineal Fresnel (considerados concentradores de foco lineal), torre central y discos parabólicos (considerados concentradores de foco puntual). Dentro de cada tecnología existen tres partes principales: *el campo solar*, encargado de concentrar la radiación solar hacia un punto y convertirla en calor utilizable para el bloque de potencia; *la unidad de almacenamiento térmico*, encargada de almacenar la energía solar del campo y *el bloque de potencia*, encargado de utilizar la energía térmica para convertirla en energía eléctrica [21].

La temperatura alcanzada en el receptor depende de la relación de concentración del colector. Así, los concentradores de foco lineal reflejan los rayos solares con una concentración del orden de entre 60-80 veces (tecnologías de media concentración), alcanzando temperaturas máximas de alrededor de 550 °C. Por otro lado, en los concentradores de foco puntual, los espejos concentran la luz solar en un solo punto (tecnologías de alta concentración). Es así como la tecnología de torre central alcanza una relación de concentración de 600 veces, llegando a temperaturas de hasta 800 °C, mientras que los discos parabólicos alcanzan una relación de concentración de alrededor de 1000 veces, llegando 1600 °C de temperatura [22].

1.3 Estado del arte de la tecnología CSP

1.3.1 Tipos de tecnología CSP

A continuación, se describen las características de los principales tipos de tecnología CSP disponibles a la fecha.

1.3.1.1 Colector lineal Fresnel

El colector lineal Fresnel (en adelante LFC, por sus siglas en inglés), usa largas hileras de espejos planos o ligeramente curvados posicionados en diferentes ángulos, equipadas con un sistema de seguimiento de un solo eje, que concentra la luz solar en un receptor fijo. Por este receptor circula un fluido de transferencia de calor que recolecta y transporta energía térmica a unidades de producción y almacenamiento de energía, ubicada sobre el campo de espejos. En estas últimas unidades, el fluido se evapora y entra a la turbina de vapor asociada a un generador para la generación de eléctrica [23]. En la **Figura 0.5**, se muestra el tipo de tecnología.

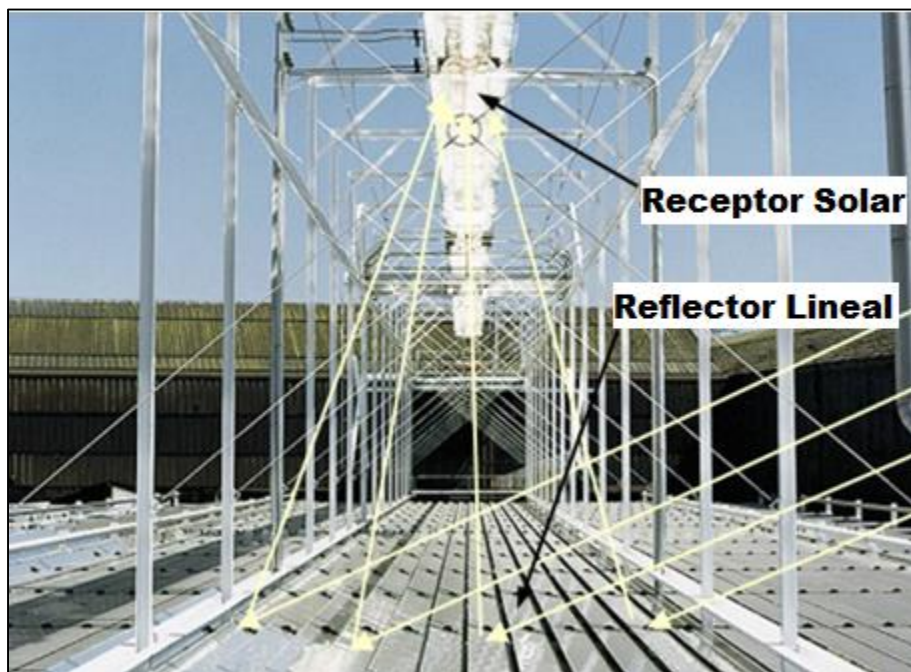


Figura 0.5 . Tecnología de colector lineal Fresnel.
Fuente: CFD Modelling in Solar Thermal Engineering, 2015 [24].

La ventaja de este tipo de sistemas es su fácil diseño y el menor número de receptores fijos que requiere. Esto influye en la disminución del costo de inversión, ocasionando que estos sistemas sean significativamente más económicos que los colectores cilindro parabólico (en adelante PTC, por sus siglas en inglés). Sin embargo, las plantas de LFC son menos eficientes que las PTC y las de torre central (de ahora en adelante HFC, por sus siglas en inglés) [25].

1.3.1.2 Colector Cilindro Parabólico

El colector solar cilindro parabólico (en adelante PTC, por sus siglas en inglés), es un tipo de tecnología CSP que está compuesto por una canal de espejos, hecho con material reflectante, que concentra la radiación solar en un tubo receptor colocado en la línea focal a lo largo de su estructura, por el cual circula un fluido de trabajo [3]. Actualmente, la tecnología CSP es la más madura en el mercado, representando un 90% de la capacidad instalada total [22]. En la **Figura 0.6 (a)** se muestra una unidad de tecnología PTC.

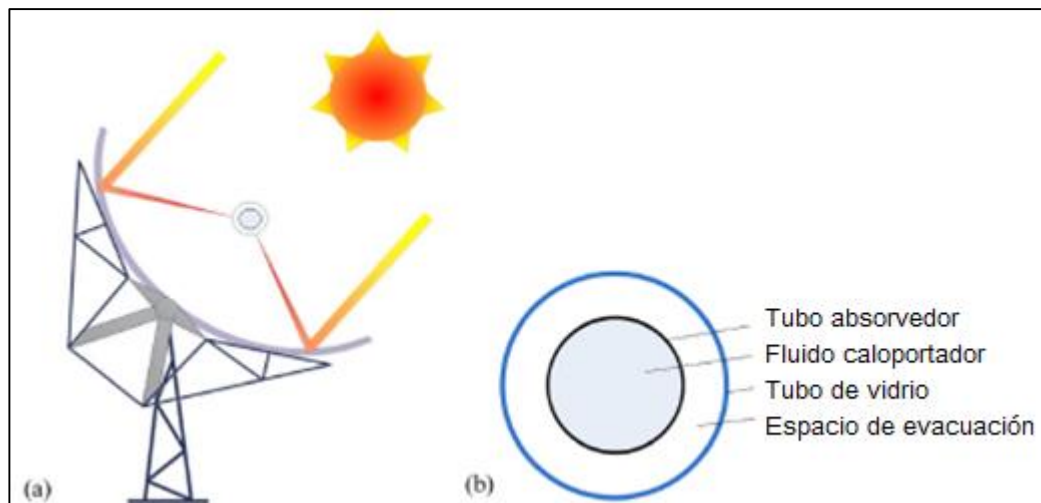


Figura 0.6. (a) Unidad de colector cilindro parabólico, (b) sección de un tubo receptor
Fuente: Similarity analysis of Parabolic-Trough Solar Collectors, 2017 [26].

1.3.1.3 Torre central

La tecnología de torre central (en adelante HFC, por sus siglas en inglés) está compuesta por una gran cantidad de heliostatos (conjunto de uno o varios espejos), normalmente planos o ligeramente cóncavos, con un sistema de seguimiento de dos ejes; una torre central con un receptor, por el cual circula el fluido de trabajo y un sistema de generación de energía. Esta tecnología es la segunda que puede alcanzar la mayor temperatura dentro de todas las tecnologías CSP [22]. En la **Figura 0.7**, se muestra su principio de funcionamiento.

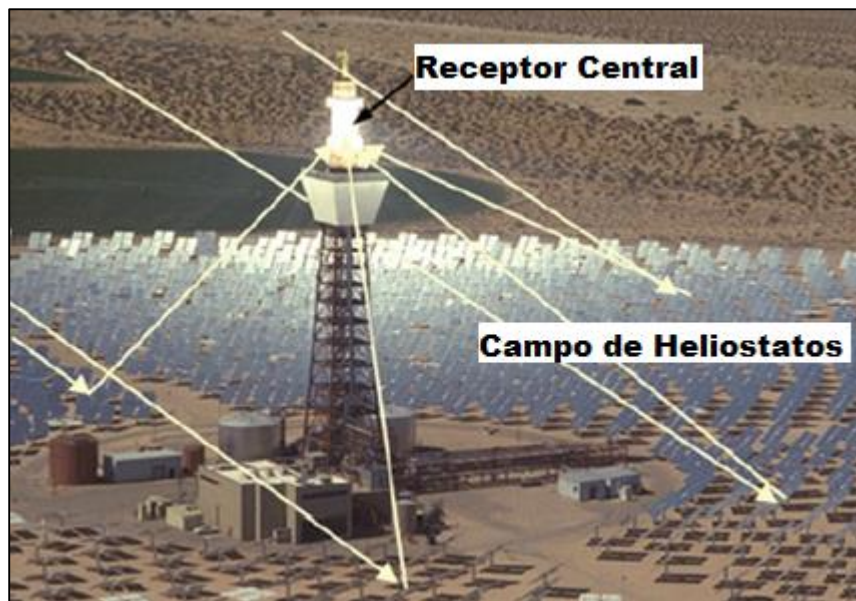


Figura 0.7. Tecnología de torre de potencia
Fuente: CFD Modelling in Solar Thermal Engineering, 2015 [24].

Para el fluido de trabajo, al igual que los PTC se puede utilizar aceite sintético, sales fundidas o agua. Usualmente se utilizaba agua; sin embargo, sistemas más modernos están empezando a utilizar sal de nitrato fundido. Los beneficios de la utilización de esta sal están enfocados en un mejor almacenamiento de la energía [22].

Cuando se utiliza el método de generación directa, el agua se bombea hacia el receptor, donde es calentada hasta altas temperaturas por la energía térmica del mismo.

Cuando se utiliza este tipo de proceso, no se requiere un intercambiador de calor; sin embargo, el almacenamiento térmico es más difícil. El rendimiento de este, dependerá del fluido primario. Actualmente, el mejor rendimiento se obtiene utilizando sales fundidas a 565 °C. Esto permite que el almacenamiento de calor sea eficiente y barato, además de tener un eficiente ciclo de vapor supercrítico [24].

Las plantas HFC ofrecen considerables ventajas frente a otras tecnologías CSP en términos de eficiencia, costos de almacenamiento, rendimiento y factor de capacidad. Sin embargo, los costos de la tecnología son muy altos con respecto a los sistemas CSP. Este tipo de tecnología puede seguir disminuyendo en términos de inversión, pero se necesita más experiencia comercial para lograrlo [24].

1.3.1.4 Discos parabólicos

El sistema de disco parabólico (en adelante PD, por sus siglas en inglés) consiste en un plato de material reflectante de forma parabólica que concentra la luz solar en un receptor, el cual puede ser un motor Stirling o una micro-turbina, situado en el punto focal. Los PD requieren un sistema de seguimiento de dos ejes y una temperatura de funcionamiento elevada [27]. En la **Figura 0.8**, se puede observar el principio de funcionamiento de este tipo de tecnología.



Figura 0.8. Tecnología de disco parabólico
Fuente: CFD Modelling in Solar Thermal Engineering, 2015 [24].

La ventaja de este tipo de sistema es que no es necesario el uso de un fluido de trabajo ni de agua de refrigeración. Además, ofrece la mayor eficiencia posible dentro de los sistemas CSP (hasta de un 30%). Sin embargo, los PD son una tecnología cara y no tienen una buena compatibilidad con sistemas de almacenamiento térmico [25].

1.3.2 Consideraciones económicas de la tecnología CSP

En los sistemas de torre de potencia, el costo del campo solar ocupa el mayor porcentaje de la inversión, dada la mayor cantidad de heliostatos que se emplean. Además, la alta temperatura de funcionamiento de la tecnología favorece al sistema de almacenamiento [28].

En la **Tabla 0.2** se puede observar los costos actuales y esperados en el año 2025 para las diferentes partes de un sistema CSP.

	Costo actual	Proyección al 2025
Campo Solar (€/m ²)	160-250	100-160
Almacenamiento térmico (€/kWh _{th})	26-30	18-21
Bloque de potencia (€/kWe)	720-765	700-790
Eficiencia del sistema	15%-17%	18%-20%

Tabla 0.2. Costos actuales de las partes de un CSP y proyección al 2025.

Fuente: Solar Thermal Electricity Global Outlook, 2016 [3].

Tal como se aprecia en la tabla anterior, para el 2025 se proyecta la reducción de costos de CSP debido a varios factores como el avance tecnológico en el campo solar y la disminución de costos en el bloque de potencia, los cuales representan las inversiones más fuertes en este tipo de tecnología. En la **Figura 0.9**; Error! No se encuentra el origen de la referencia., se puede observar las diversas influencias para la reducción de costos de la tecnología.

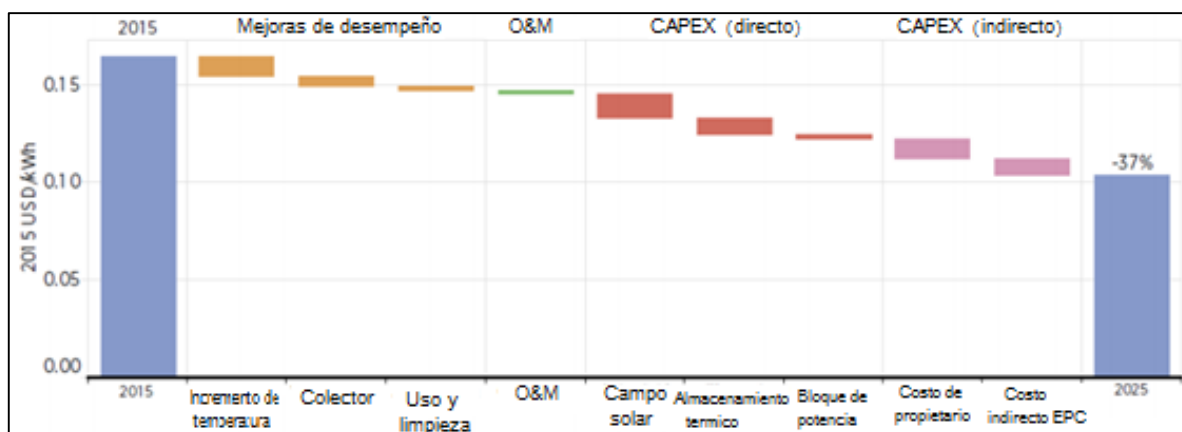


Figura 0.9. Proyección de la reducción de costo de la tecnología CSP al 2025.

Fuente: The Power to Change, 2016 [29].

Respecto a lo anterior, en la **Tabla 0.3** se pueden observar las características de algunos proyectos de tecnologías CSP actualmente en funcionamiento.

Nombre del proyecto:	Ivanpah	Arcosol 50	NOOR 1
Ubicación	Primm, Nevada, USA	San José del Valle, Cádiz, España	Ouarzazate, Marruecos
Ubicación en coordenadas	35°33'8.5'' N 115°27'30.97'' W	36°39'40.0'' N 5°50'0.0'' W	30°59'40.0'' N 6°51'48.0'' W
Recurso solar	2 717 kWh/m ² año	2 097 kWh/m ² año	2 635 kWh/m ² año
Potencia instalada	392 MW	50 MW	160 MW
Tipo de tecnología	Torre de potencia	Cilindro parabólico	Cilindro parabólico
Área	3500 acres	568 acres	1112 acres
Generación	1 079 GWh/año	145 GWh/año	370 GWh/año
Inversión	2 200 MM\$	320 MM\$	1 164 MM\$
LCOE	-	30.14 centavos de US\$/kWh	18.90 centavos de US\$/kWh

Tabla 0.3. Especificación de plantas CSP en operación.
Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017 [30].

La planta Ivanpah utiliza tecnología de torre central y es la más grande en el mundo. Está ubicada en Nevada, Estados Unidos y cuenta con una producción de 1 079 GWh/año, requiriendo una inversión de 2 200 millones de dólares.

También se presenta el proyecto Arcosol 50, ubicado en Cádiz, España el cual cuenta con una producción de 145 GWh/año, con una inversión de 320 millones de dólares. Por último, el proyecto NOOR 1, el cual es parte de un ambicioso proyecto de 3 fases ubicado en Ouarzazate, Marruecos y se espera sea la planta más grande del mundo.

1.4 Colector cilindro parabólico (PTC)

1.4.1 Elementos

1.4.1.1 Suelo

Las plantas PTC requieren una cantidad considerable de área para su instalación. Esta cantidad puede variar entre 500 acres hasta más de 3 000 acres dependiendo de la potencia instalada [30]. Otro aspecto importante para el uso de los suelos, que está relacionado con el

uso de zonas fuera de la protección del Estado, dado a que por aspectos legales sería más difícil la implementación de este tipo de tecnología.

1.4.1.2 Colector

Son canales de espejos curvos que tienen un receptor en su línea focal. Los espejos están encargados de reflejar la radiación solar hacia el receptor, llevándolo a altas temperaturas [3].

La alta reflectividad del material es la propiedad más importante a tomar en cuenta. Esta varía dependiendo de las diferentes longitudes de onda, por lo que debe especificarse el rango de longitud de onda con el que se trabajará. Los espejos de vidrio recubierto de plata son los más utilizados actualmente a nivel mundial. Sin embargo, la gran inversión que involucran los espejos del campo colector, ha llevado a buscar materiales alternativos para su elaboración, los cuales son a base de películas de polímero recubiertas de plata y aluminio en el frente. Estos materiales sin embargo, aún no se han aplicado a centrales PTC [31] [3].

Para el posicionamiento y estabilidad de los canales de espejos, existe la estructura de soporte. Para cumplir con estas funciones, la rigidez de esta estructura es muy importante, ya que cualquier desviación de la forma ideal del colector provoca pérdidas en la eficiencia óptica. Además, es importante que los canales parabólicos no se deformen ni por su propio peso ni por la carga del viento. Dado que el área de apertura es de gran tamaño y está expuesta a las cargas del viento, la estructura debe estar construida de tal manera que soporte estas cargas con desviaciones geométricas muy pequeñas. En la mayoría de los casos, el material del cual está construida es de un armazón espacial o una estructura de tubo hecha de acero o aluminio [31].



Figura 0.10. Estructura de un módulo Eurotrough

Fuente: Photogrammetry: A powerful tool for geometric analysis of Solar Concentrators and their Components, 2005 [32].

1.4.1.3 Tubo Receptor

El tubo receptor está compuesto por un metal absorbedor y externamente por un vidrio de borosilicato. El recubrimiento externo ayuda a la reducción de las pérdidas de calor y a la obtención de la mayor cantidad de radiación absorbida. Además, debido al espacio anular entre los tubos interno y externo, ayuda a reducir las pérdidas de energía debidas a la convección [26] [22]. En la **Figura 0.11** se muestra el tubo receptor y sus componentes.

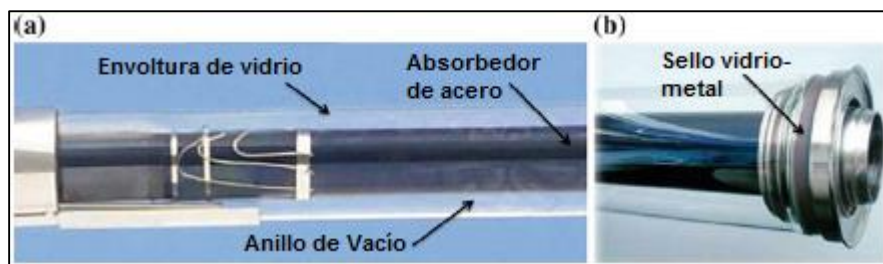


Figura 0.11. Receptor en sistemas PTC (a) elementos del receptor, (b) tubo de conexión

Fuente: Concentrating Solar Thermal Technologies: Analysis and Optimization by CFD Modelling, 2017 [22].

1.4.1.4 Eje de seguimiento

La tecnología PTC utiliza un sistema de seguimiento de un eje, esto con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar durante el día, desde que amanece hasta el ocaso [31]. En la **Figura 0.12**, se muestra el seguimiento de este tipo de tecnología.

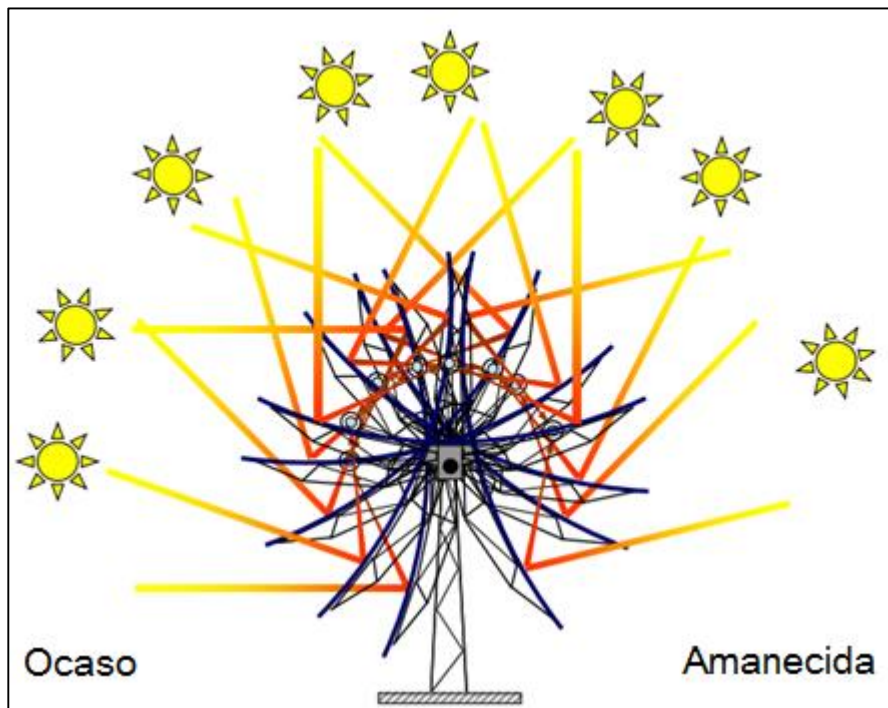


Figura 0.12. Seguimiento de un solo eje para tecnología PTC
Fuente: STE plants with parabolic trough collectors, 2012 [33].

Para lograr el seguimiento, este sistema cuenta con una unidad de accionamiento con la potencia necesaria para la correcta rotación del conjunto de colectores. La unidad de accionamiento se puede iniciar de forma mecánica o como un sistema electrohidráulico [31].

Para aprovechar el recurso solar al máximo, el control del seguimiento necesita información sobre la posición del sol. Esta información se puede calcular con un algoritmo matemático o se puede medir mediante sensores que dan una señal al controlador en operación. Además, estos sistemas cuentan con un controlador central que registra las condiciones ambientales.

En caso se presenten condiciones de operación peligrosa, todos los colectores se mueven a una posición de seguridad, que es casi la posición vertical, con una ligera inclinación de los espejos hacia la parte inferior [31] [34].

1.4.1.5 Fluido caloportador

El fluido caloportador o de transferencia de calor (en adelante HTF, por sus siglas en inglés), puede ser sal fundida o aceite térmico sintético; sin embargo, la mayoría de las plantas utilizan la última opción debido a las temperaturas de operación.

El fluido es bombeado a través de los tubos colectores donde se acumula la energía térmica, para posteriormente transferir su calor al fluido de trabajo del ciclo de Rankine (agua) por medio de un intercambiador de calor. Al finalizar la transferencia de calor del fluido, este es recirculado al sistema para ser reutilizado [35] [25].

Para la selección de un buen HTF se debe tener en consideración téngalos siguientes parámetros: [22]:

- Alta temperatura de evaporación.
- Baja temperatura de congelación.
- Baja inflamabilidad.
- Estabilidad térmica.
- Alta capacidad calorífica para almacenamiento de energía.

La temperatura de evaporación y la estabilidad térmica son criterios muy importantes porque determinan la temperatura máxima del ciclo de vapor, además de la eficiencia del bloque de potencia. Hoy en día, la gran mayoría de las plantas que utilizan tecnología PTC usan aceite térmico sintético como HTF [31]. En la **Tabla 0.4**, se observan diferentes tipos de HTF y algunas de sus características.

Medio	Temperatura máxima (°C)	Capacidad calorífica (J/kg*K)	Conductividad térmica (W/m*K)	Vol. espec. Capacidad calorífica (kWh/m ³ *K)	Costo
Aceite mineral	300	2600	0.12	0.55	Bajo
Aceite sintético	400	2300	0.11	0.57	Alto
Aceite de silicona	400	2100	0.1	0.525	Alto
Sal de nitrato	450	1500	0.5	0.75	Moderado
Sal de nitrato	565	1600	0.5	0.8	Bajo
Sal de carbonato	850	1800	2.0	1.05	Alto
Sodio (liquido)	850	1300	71.0	0.3	Moderado

Tabla 0.4. Fluidos caloportadores o de transferencia de calor y sus propiedades.
Fuente: Advanced CSP Teaching Materials, 2012 [31].

El aceite térmico es el más utilizado en la tecnología PTC y satisface perfectamente los requisitos de media temperatura. Existen tres tipos de aceite térmico: aceite mineral, aceite de silicona y aceite sintético, que tienen casi la misma conductividad térmica ($0,1 \text{ W} / \text{m} * \text{K}$) y pueden ser térmicamente estables sólo hasta $400 \text{ }^\circ\text{C}$. Además, cuentan con una temperatura de congelación de hasta $12 \text{ }^\circ\text{C}$. Esta es la razón por la que no se usan para sistemas térmicos solares de alta temperatura como el sistema de torre central [22] [31].

1.4.2 Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía térmica (en adelante TES, por sus siglas en inglés) es uno de los componentes principales dentro de una planta PTC. Esta permite la producción de energía en horas sin radiación solar, además de mejorar la calidad de la energía y estabilizar la operación de la planta. Actualmente el TES de mejor rendimiento probado en el mundo es el compuesto por sales fundidas [36].

El TES se compone de dos tanques de grandes dimensiones, uno para el almacenamiento de sales calientes y otro para las sales frías. Se extrae la sal del tanque de almacenamiento en frío, donde se mantiene a más de $260 \text{ }^\circ\text{C}$, posteriormente pasa por los

intercambiadores de calor, donde la sal fundida se calienta con el HTF a más de 550 ° C, para finalmente ser almacenado en un tanque. Sin embargo, las sales fundidas se congelan a temperaturas relativamente altas de 120 ° C a 220 ° C, por lo que se debe tener mucho cuidado de que esta no se congele en la tubería del campo solar durante la noche [36].

1.4.3 Bloque de potencia

El bloque de potencia consiste en un ciclo termodinámico de vapor convencional, obtenido mediante el fluido caloportador por medio de varios intercambiadores de calor. El vapor impulsa una turbina que consta de dos cilindros con una turbina de alta presión y otra de baja presión [37] [36].

En la turbina de alta presión, el flujo queda dividido en dos corrientes. Una corriente se dirige hacia el recalentador para la obtención de vapor sobrecalentado llegando a la turbina de baja presión, mientras que la otra corriente se utiliza en el precalentamiento de agua procedente del condensador y que va de camino al generador de vapor. En la turbina de baja presión, el vapor se expande hasta la presión del condensador [38].

En el condensador, por un lado, circula la mezcla de líquido y vapor obtenido de la turbina y por otro, circula el agua derivada de la torre de refrigeración. Esta última es impulsada por dos bombas: Una que la lleva hacia el desgasificador y otra que la lleva al generador de vapor [37] [36].

En la siguiente figura se puede apreciar el esquema de tecnología CSP-PTC con almacenamiento térmico.

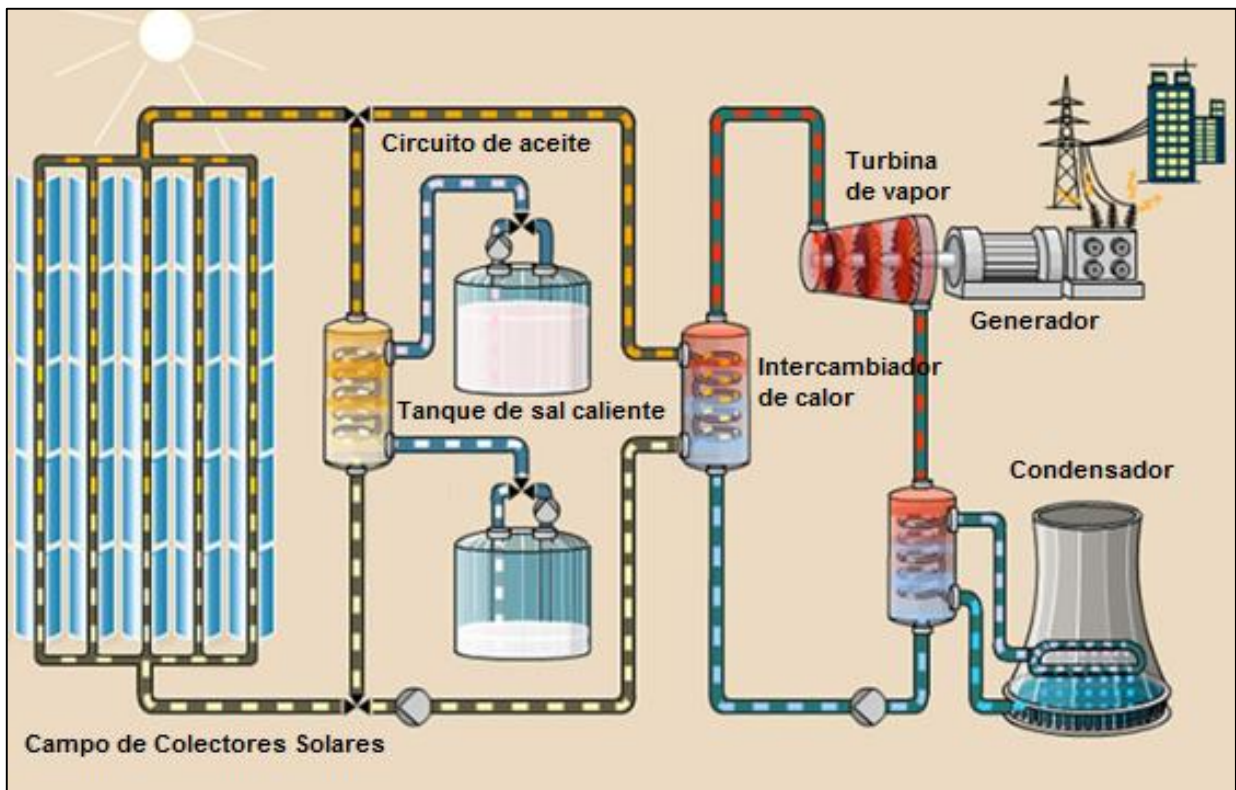


Figura 0.13. Esquema de tecnología CSP-PTC con almacenamiento térmico
 Fuente: Parabolic Trough Power Plants, 2008 [39].

1.4.4 Acceso al agua

Las plantas CSP requieren agua para procesos de enfriamiento y condensación. Actualmente, los requerimientos de este fluido son relativamente altos, alrededor de 3 000 L/MWh para colectores cilindro parabólicos. El acceso a grandes cantidades de agua es un desafío importante para el uso de CSP, sobre todo en zonas donde el agua es escasa [40].

1.5 Aprovechamiento del recurso solar

Para el funcionamiento de las diferentes tecnologías CSP, es indispensable contar con un buen recurso solar. Existe una gran cantidad de datos de irradiancia horizontal global (en adelante GHI) para muchas ciudades. Sin embargo, para los concentradores solares se

requiere la evaluación de irradiancia normal directa (en adelante DNI, por sus siglas en inglés) [41], ya que la irradiancia difusa, debido a su bajo nivel energético, tiene una contribución en la conversión de energía final útil poco significativa.

1.5.1 Radiación solar directa

Es la radiación solar que llega a la superficie terrestre sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna [42]. Para determinar su valor es necesario realizar mediciones in situ mediante el uso de pirheliómetros. Estos instrumentos, deben ser calibrados y ubicados en zonas que serán objeto de estudio.

Otra de las alternativas es el utilizar datos de radiación global de diferentes medios públicos, como el Atlas Solar del Perú, y utilizando modelos matemáticos que permitan el cálculo de la fracción difusa y la irradiancia directa.

1.6 Comparación de la tecnología PTC con respecto a otras tecnologías CSP

En la **Tabla 0.5** se presenta la comparación de las principales características de las diferentes tecnologías de CSP. Claramente la tecnología de cilindro parabólica tiene la mayor experiencia comercial, mientras que el disco parabólico y el reflector lineal de Fresnel están todavía en su fase de crecimiento.

Además, la tecnología CSP presenta un bajo costo en comparación con el resto, así como un riesgo relativamente bajo para su instalación debido al hecho de que la tecnología ha estado en el mercado por un largo período de tiempo.

Cuando se trata de una planta de CSP de gran magnitud y gran inversión, es razonable proceder con una tecnología que ha estado durante un tiempo prolongado en el mercado y ha demostrado su valía. Al ser la tecnología CSP, una tecnología de bajo riesgo, se convierte en más accesible y convincente para los inversores. En términos de coste de energía (LCOE), aunque es relativamente alto en comparación con las otras tecnologías térmicas, se espera que el LCOE disminuya entre 0.06 a 0.08 US\$/MWh en el futuro a medida que la tecnología continúa mejorando [43].

	Cilindro Parabólico	Torre Central	Disco Sterling	Colector Linear Fresnel
Experiencia comercial	>20 años	<4 años	-	-
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto	Medio
Escala óptima /modularidad	50 MW a > 100 MW	50 MW a > 100 MW	100 kW a > 100 MW	50 MW a > 100 MW
Requisito de construcción	Exigente	Exigente	Moderado	Simple a moderado
Temperatura de operación	300 – 550 °C	260 – 570+ °C	750 °C	270 °C
Eficiencia	14 – 16%	15 – 22%	24 – 31%	9 – 11%
Almacenamiento	Si	Si	No	Si
LCOE (\$/kWh)	Actualmente: 0.30-0.75 Futuro: 0.06-0.08	Actualmente: 0.20-0.90 Futuro: 0.06-0.08	Futuro: 0.05-0.08	Futuro: 0.06-0.08
Uso de agua	Alto	Alto	Bajo	Medio
Requerimiento de suelo	Alto	Alto	Variable / flexible	Variable
Desarrolladores líderes	Acciona Solar, Abengoa Solar / Abener, Solar Millenium, Soled / Siemens	Abengoa Solar / Abener, Bright Source Energy, Torresol, eSolar	Tessera Solar / Stirling Energy Systems (SES)	Ausra / Areva (proyectos de escala baja), Novatec Solar.

Tabla 0.5. Comparación de los sistemas CSP.

Fuente: Utility Scale Solar Power Plants: Guide for Developers, 2012 [43].

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

El presente trabajo utiliza la metodología no experimental de la investigación, puesto que no existe una manipulación de las variables. La data se recopila tal como se encuentra en las fuentes de información, para posteriormente ser analizada.

El estudio busca analizar técnica y económicamente la implementación de una Planta de Energía Termosolar de Concentración de tipo Cilindro Parabólico (CSP-PTC) y la evaluación de su hibridación con un sistema solar fotovoltaico para determinar el ahorro económico que podría darse, siguiendo el proceso propuesto en la **Figura 2.1**, cuyos pasos se describen en las secciones subsiguientes.

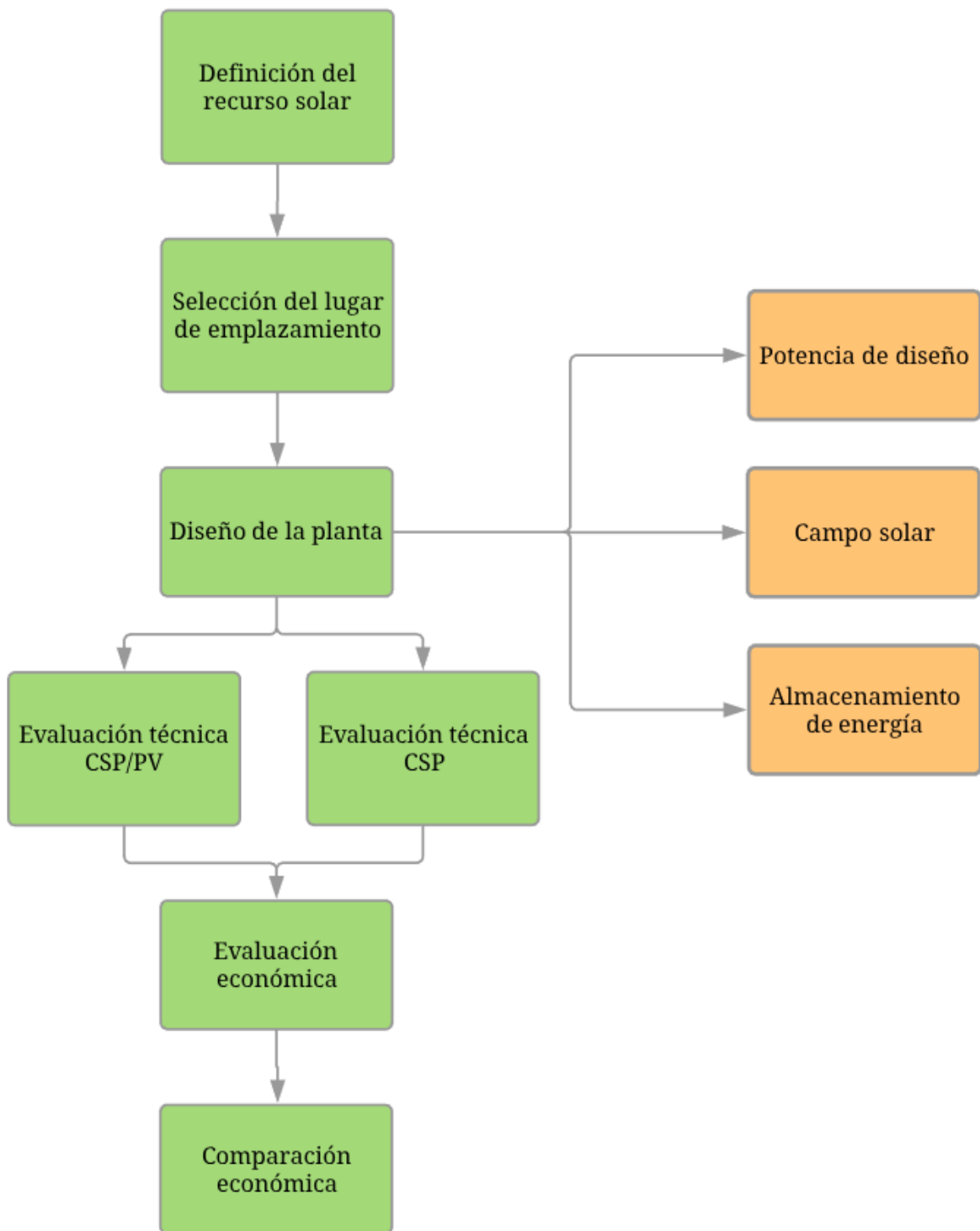


Figura 0.1 Metodología del trabajo de investigación
Fuente: Elaboración propia.

2.1 Evaluación técnica

2.1.1 Definición del recurso solar

Los sistemas CSP requieren de la irradiancia normal directa (DNI) para su pleno funcionamiento. Diferentes fuentes nos brindan la cantidad de radiación global del lugar seleccionado. Para la presente tesis se tomaron los valores de radiación global de la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA).

Además, se necesita del cálculo de ciertos factores astronómicos y geográficos para posicionar de forma correcta el sistema CSP y calcular la DNI a partir de datos de irradiancia global. Para ello es importante calcular la constante solar promedio mensual, la misma que se halló empleando la **Ecuación 2.1**.

$$I_{sc} = 1367 * \left[1 + \left(0.033 * \cos\left(\frac{360 * d}{365}\right) \right) \right]$$

Ecuación 0.1 Constante Solar

Donde:

I_{sc} : Constante solar [W/m^2]

d: Día juliano

Otros factores importantes calculados fueron el *Angulo horario* (ω) (**Ecuación 2.2**), y la *Hora Solar* (H) (**Ecuación 2.3**).

$$\cos(\omega) = -\tan(\lambda) * \tan(\delta)$$

Ecuación 0.2 Angulo horario

Donde:

ω : Ángulo horario

λ : Latitud

δ : Declinación

$$H = (15 * t) - 180^\circ$$

Ecuación 0.3 Hora Solar

Donde:

H: Hora solar

t: hora civil

De esto modo, considerando la latitud del lugar seleccionado, el día juliano medio de cada mes y considerando el medio día solar, se determinó la *Declinación Solar* (δ) mediante la **Ecuación 2.4**.

$$\delta = 23.5 * \sin \left[360 * \frac{284 + d}{365} \right]$$

Ecuación 0.4 Ecuación de declinación

Donde:

δ : Declinación

d: Día juliano

Con la *Hora Solar* (H), la *Declinación Solar* (δ) y la *Latitud del Lugar* (\wedge) se obtuvo la *Altitud Solar* (A) (**Ecuación 2.5**).

$$\sin(A) = \cos(\delta) * \cos(\wedge) * \cos(H) + \sin(\delta) * \sin(\wedge)$$

Ecuación 0.5 Altitud Solar

Donde:

A: Altitud solar

δ : Declinación

\wedge : Latitud

H: Hora solar

Finalmente, con toda la data obtenida anteriormente, se utilizó la **Ecuación 2.6** para determinar la Radiación solar extraterrestre.

$$H_0 = \frac{24}{\pi} * I_{SC} * \left[\cos(\lambda) * \cos(\delta) * \sin(\omega) + \frac{\pi * \omega}{180^\circ} * \sin(\lambda) * \sin(\delta) \right]$$

Ecuación 0.6 Radiación solar extraterrestre

Donde:

H_0 : Radiación solar extraterrestre

I_{SC} : Constante solar

λ : Latitud

δ : Declinación

ω : Ángulo horario

A partir de estos datos se obtuvo la irradiancia normal directa empleando la correlación estadística de Liu-Jordan (ver **Ecuación 2.7**), la cual relaciona la radiación solar extraterrestre y la radiación global [44].

$$\frac{H_d}{H} = 1.0045 + 2.6313K_T^3 - 3.5227K_T^2 + 0.04349K_T$$

Ecuación 0.7 Correlación Liu-Jordan.

Donde:

$$K_T = \frac{H}{H_0}$$

H: Radiación global

H_0 : Radiación extraterrestre por unidad de área

H_d : Radiación difusa

Se empleó esta ecuación, dado que estudios previos como el de “*Applicability of Liu-Jordan correlation in Yugoslavia*” [45], han demostrado que la correlación de Liu-Jordan presenta menos de 3% de error en comparación con instrumentos para determinar la radiación solar.

2.1.2 Selección del lugar de emplazamiento

Para la selección del lugar de emplazamiento, tanto para la planta CSP-PTC como la planta híbrida, se verificó que éste cuenta con un buen potencial solar de acuerdo al Atlas de Energía Solar del Perú, el cual muestra como resultado distintos lugares de la zona sur del país.

No obstante, un buen recurso solar no es el único factor a considerar dentro de la selección del lugar del proyecto. También se debe verificar que este sitio no sea un área protegida por el Estado como parques nacionales, reservas nacionales, refugios de vida silvestre, bosques de protección, etc. De la misma forma, el sitio no debe tener conflictos sociales registrados por temas hídricos, minería informal, energéticos, etc. Además, la zona debe ser de fácil acceso terrestre y encontrarse cerca de un punto de conexión a la red. Por último, dado que se busca realizar un escenario de hibridación con una planta solar fotovoltaica existente, se consideró este último factor para la selección del lugar de emplazamiento.

Teniendo en consideración estos puntos, se procedió a realizar un mapeo para identificar el lugar de emplazamiento más adecuado, para ello se recurrió al Sistema Nacional Georeferenciado-Sayhuite y al Comité de Operaciones del Sistema Interconectado (COES).

2.1.3 Diseño de la planta para escenarios propuestos

Para el escenario CSP-PTC, se siguieron los parámetros de diseño en base a una producción de energía anual estimada de 520 GWh / año. Para el escenario CSP-PTC/PV, se

estimó la hibridación con la planta fotovoltaica más cercana al lugar de emplazamiento seleccionado, la cual es Rubí, complementando la producción de energía que esta tiene actualmente de 415 GWh / año. Para ambos escenarios los componentes como tubo absorberdor, colector y fluido caloportador son los mismos, así como el diseño del sistema de almacenamiento de energía, la variación está en la potencia de diseño final de la planta CSP-PTC.

2.1.3.1 Potencia de diseño

Para entrar en competencia dentro de tecnologías RER, la presente tesis propuso un escenario en donde la planta CSP-PTC y la planta híbrida inyecten a la red la energía solar demandada en la última subasta RER, equivalente a 520 GWh/año. Por tanto, al tratarse de sistemas solares, la potencia de diseño aproximada se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{desing}} = \frac{E_d}{\text{HSP} * \text{MS} * \eta}$$

Ecuación 0.8 Potencia eléctrica de diseño.

Donde:

P_{desing} : Potencia de diseño

E_d : Energía demandada

HSP: Horas solares pico

MS: Múltiplo solar

η : Rendimiento global de la planta

2.1.3.2 Campo solar

Un sistema CSP-PTC requiere aprovechar el calor para producir vapor. Por tanto, la potencia térmica requerida se calculó empleando la siguiente Ecuación:

$$P_{th} = \frac{P_{elec}}{\eta} * MS$$

Ecuación 0.9 Potencia térmica del campo solar.

Donde:

P_{th} : Potencia térmica

P_{elec} : Potencia eléctrica

η : Rendimiento del ciclo

MS: Múltiplo solar

Obtenida la potencia térmica requerida por el sistema, se requiere seleccionar los equipos principales, tales como: Colectores, tubo absorbedor y aceite caloportador, tomando en consideración las siguientes características:

Componente	Característica de selección
Colector	Rendimiento óptico
	Rendimiento térmico
	Experiencia comercial
Tubo absorbedor	Transmisividad
	Absortividad
Aceite caloportador	Rangos de temperatura de operación
	Densidad
	Viscosidad

Tabla 0.1 Criterios de selección de componentes del campo solar

2.1.3.3 Tubo absorbedor

Para conocer la velocidad a la cual pasara el fluido y su flujo másico, es necesario determinar la selección del tubo absorbedor (st), esto se puede lograr a través de la **Ecuación 2.10**.

$$st = \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

Ecuación 0.10 Sección del tubo absorbedor

Donde:

st: Sección del tubo absorbedor

D: Diámetro del tubo absorbedor

El tubo absorbedor tendrá pérdidas ópticas, las cuales se determinan con la **Ecuación 2.11**.

$$P_{opt} = a + b * (T_{prom} - T_{amb}) + c * (T_{prom} - T_{amb})^2$$

Ecuación 0.11 Pérdidas ópticas en el tubo absorbedor

Donde:

P_{opt}: Pérdidas ópticas

T_{prom}: Temperatura promedio

T_{amb}: Temperatura ambiente

Los coeficientes “a”, “b” y “c”, son valores experimentales que deben calcularse. En este caso, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) otorga algunos valores para colectores Eurotrough con temperatura de trabajo superior a 300°C. Estos son 2.8954, -0.0164 y 0.000065 respectivamente [46].

Obtenidas las pérdidas ópticas, se determinaron las pérdidas totales en el tubo absorbedor con la **Ecuación 2.12**.

$$P_{tot} = P_{opt} * A_{tot} * (T_{prom} - T_{amb})$$

Ecuación 0.12 Pérdidas totales en el tubo absorbedor

Donde:

P_{tot} : Pérdidas totales

P_{opt} : Pérdidas ópticas

A_{tot} : Área total del tubo interno

T_{prom} : Temperatura promedio

T_{amb} : Temperatura ambiente

2.1.3.4 Fluido caloportador

Con el valor de las propiedades del fluido caloportador, se definió el Número de Reynolds en régimen turbulento. Luego, utilizando la **Ecuación 0.13**, se determinó la velocidad del fluido.

$$Re = \frac{V * D * \rho}{\mu}$$

Ecuación 0.13 Número de Reynolds

Donde:

Re: Número de Reynolds

V: Velocidad del fluido

D: Diámetro del tubo absorbedor

ρ : Densidad

μ : Viscosidad

A partir de la velocidad del fluido, se determinó el *caudal másico (M)* del fluido caloportador mediante la siguiente ecuación:

$$M = V * st * p$$

Ecuación 0.14 Caudal másico del fluido caloportador

Donde:

M: Caudal másico

V: Velocidad del fluido

st: Sección del tubo absorbedor

p: Densidad

2.1.3.5 Colector

Para el colector, se determinó la energía que incide sobre este a partir de su área de apertura empleando la siguiente ecuación:

$$Q_{SOL} = A_C * I_D * \cos(A)$$

Ecuación 0.15 Energía solar incidente

Donde:

Q_{SOL}: Energía solar incidente

A_C: Área de apertura del colector

I_D: Irradiancia normal directa

A: Altitud solar

Obteniendo la energía incidente en el colector, se calculó la potencia térmica útil suministrada mediante la **Ecuación 2.16**.

$$Q_U = Q_{SOL} * n_{OP} * F_E * n_{th} - P_{tot}$$

Ecuación 0.16 Potencia térmica útil

Donde:

Q_U: Potencia térmica útil

Q_{SOL}: Energía solar incidente

n_{OP}: Rendimiento óptico

F_E: Factor de ensuciamiento

n_{th} : Rendimiento térmico

P_{tot} : Pérdidas totales del tubo absorbedor

Finalmente, la **Ecuación 2.17** se obtiene el rendimiento del campo de colectores.

$$n_{CS} = \rho * F_E * n_{OP} * K * n_{th}$$

Ecuación 0.17 Rendimiento del campo solar de colectores

Donde:

n_{CS} : Rendimiento del campo solar

ρ : Reflectividad de la superficie

F_E : Factor de ensuciamiento

n_{OP} : Rendimiento óptico

K : Modificación por altitud solar

n_{th} : Rendimiento térmico

El incremento de temperatura por cada colector se calculó con ayuda del calor específico del fluido caloportador y de la **Ecuación 2.18**.

$$T_{out} = \frac{(C_p - 1.479)}{0.0028}$$

Ecuación 0.18 Temperatura de salida del colector

Donde:

T_{out} : Temperatura de salida

C_p : Calor específico

La temperatura de salida del colector calculada fue restada de la temperatura promedio del campo solar.

2.1.3.6 Almacenamiento de energía

Para el diseño del almacenamiento, se consideraron las horas de almacenamiento esperadas y la cantidad de sales necesarias para mantener la energía térmica. Estos cálculos se estimaron mediante las siguientes ecuaciones:

$$Q_{\text{sat}} = \text{Hrs}_{\text{alma}} * P_{\text{ter}} * (1 + Q_{\text{perd}} + P_{\text{int}})$$

Ecuación 0.19 Potencia térmica almacenada

Donde:

Hrs_{alma} : Horas de almacenamiento

P_{ter} : Potencia térmica del campo

Q_{perd} : Pérdidas térmicas

P_{int} : Pérdidas en el intercambiador

$$m_{\text{sal}} = \frac{Q_{\text{sat}}}{C_p * (TQ_{\text{caliente}} - TQ_{\text{frío}})}$$

Ecuación 0.20 Cantidad de sales totales

Donde:

Q_{sat} : Almacenamiento de energía térmica

C_p : Calor específico

TQ_{caliente} : Temperatura del tanque caliente

$TQ_{\text{frío}}$: Temperatura del tanque de frío

2.1.3.7 Tamaño de la planta

Para el cálculo del tamaño de la planta, primero se evaluó la cantidad de colectores necesarios por cada fila. Para esto se utilizó la diferencia de temperatura del campo solar y el incremento de la misma a la salida del colector.

$$N_{CF} = \frac{\Delta T}{T_r}$$

Ecuación 0.21 Cantidad de colectores por fila

Donde:

N_{CF} : Cantidad de colectores por fila

ΔT : Diferencia de temperatura del campo solar

T_r : Incremento de temperatura a la salida del colector

Al saber la cantidad de colectores por fila, esta se multiplicó por la potencia térmica útil para saber cuánta potencia proveerá cada fila. Sabiendo esto, se utilizó la **Ecuación 2.22** para determinar la cantidad de lazos necesarios para el proyecto.

$$N_{LAZOS} = \frac{P_{th} * MS}{P_{thtot}}$$

Ecuación 0.22 Cantidad de lazos

Donde:

N_{LAZOS} : Cantidad de lazos

P_{th} : Potencia térmica de diseño

MS : Múltiplo solar

P_{thot} : Potencia térmica total

Conocida la cantidad de lazos necesarios para proveer toda la energía térmica en la planta, se procedió a determinar la superficie de los colectores. Esto se calculó con la **Ecuación 2.23**.

$$S_{colector} = N_{LAZOS} * N_{CF} * A_C$$

Ecuación 0.23 Superficie total de colectores

Donde:

$S_{colector}$: Superficie de colectores

N_{LAZOS} : Cantidad de lazos

N_{CF} : Cantidad de colectores por fila

A_C : Área de apertura del colector

La superficie colectora es el área total que ocupan los equipos de recepción de radiación. Mediante la **Ecuación 2.24**, se determinó el área total de la planta CSP-PTC para los escenarios propuestos:

$$A_p = S_{colector} + L_C * dL * (N_{LAZOS} - 1)$$

Ecuación 0.24 Área total de la planta

Donde:

A_p : Área total de la planta

$S_{colector}$: Superficie de colectores

L_C : Longitud del soporte del colector

dL : Distancia entre colectores

N_{LAZOS} : Cantidad de lazos

2.1.4 Producción de energía

Para la producción de energía se tuvo en cuenta la eficiencia de los diferentes equipos, superficie colectora, radiación solar directa y cantidad de días del mes, empleando la **Ecuación 2.25**.

$$E_p = N_{\text{mes}} * S_{\text{colector}} * I_D * \eta * n_{\text{CF}} * n_A$$

Ecuación 0.25 Producción de energía

Donde:

E_p : Energía producida

N_{mes} : Cantidad de días del mes

S_{colector} : Superficie de colectores

I_D : Irradiancia normal directa

η : Rendimiento del ciclo

n_{cs} : Rendimiento del campo solar

n_A : Rendimiento del alternador

2.2 Evaluación económica de escenarios

El análisis económico del primer escenario se centró en el cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) de la implementación de la planta CSP-PTC, empleando la siguiente ecuación:

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

Ecuación 0.26 Costo Nivelado de Energía

Donde:

- I: Inversión en el año inicial
- M_t: Costos de operación y mantenimiento (O&M)
- E_t: Energía generada en el año t
- r: Depreciación
- n: Años de vida del proyecto

Para el cálculo se estimó una duración de vida del proyecto de 20 años, costos de operación y mantenimiento (O&M) de 83 US\$ / kW-año y una depreciación anual del proyecto del 3%. Además, tomando como base la evaluación de costos de la tecnología CSP-PTC de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), se evaluaron tres posibles escenarios en cuanto a costos de inversión, en el que el escenario más óptimo tiene un valor de 7 600 US\$ / kW, el escenario moderado un costo de inversión de 8 400 US\$ / kW y el escenario menos favorable un costo de inversión de 9 800 US\$ / kW.

Para el segundo escenario, donde se evalúa la posibilidad de hibridación con el propósito de ver posibilidades de reducción de costos, se utilizó la siguiente ecuación:

$$LCOE_{CSP/PV} = \frac{\sum_t^n E_{t/PV} * LCOE_{PV} + \sum_t^n E_{t/CSP} * LCOE_{CSP}}{\sum_t^n E_{t/PV} + \sum_t^n E_{t/CSP}}$$

Ecuación 0.27 Costo Nivelado de Energía del sistema híbrido

Donde:

E_{t/PV}: Energía generada por el sistema fotovoltaico

LCOE_{PV}: Costos Nivelado de Energía del sistema fotovoltaico

E_{t/CSP}: Energía generada por el sistema CSP

LCOE_{CSP}: Costos Nivelado de Energía del sistema CSP

Para el cálculo, se utilizaron los datos de costo nivelado y producción de energía de la planta solar de Rubí, la cual tiene un LCOE de 47.98 US\$ / MWh y una producción de 415 GWh / año.

CAPÍTULO III

RESULTADOS

3.1 Definición del recurso solar para el lugar seleccionado

Para determinar la irradiancia solar directa, se tomaron en cuenta los diferentes factores que se describieron en sección 2.1.2. Se definió la latitud del lugar y el número de día juliano de cada mes, además se tomó como hora de diseño el medio día o 12 horas, que es cuando el sol se encuentra en su máxima expresión. Todo esto se muestra en la **Tabla 3.1**.

Mes	N° de día juliano	Hora	Latitud
Enero	15	12	-17.25
Febrero	46		
Marzo	74		
Abril	105		
Mayo	135		
Junio	166		
Julio	196		
Agosto	227		
Septiembre	258		
Octubre	288		
Noviembre	319		
Diciembre	349		

Tabla 0.1. Datos de lugar y tiempo

Fuente: Elaboración propia.

Tomando en cuenta los datos de la tabla anterior, se procedió a calcular los factores geográficos y atmosféricos de apoyo del cálculo de la irradiancia normal directa. Estos resultados se pueden observar en la **Tabla 3.2**.

Declinación (γ)	Hora solar (H)	Altitud solar (A)	Ángulo Horario (w)	Constante Solar (Isc)	Radiación Solar Extraterrestre (H ₀)
-21.31	0.00	85.94	96.96	1 411	11 483
-13.32	0.00	86.06	94.22	1 399	11 104
-2.82	0.00	75.57	90.88	1 380	10 301
9.43	0.00	63.31	87.04	1 356	8 984
18.83	0.00	53.92	83.92	1 336	7 743
23.36	0.00	49.38	82.29	1 324	7 077
21.56	0.00	51.18	82.95	1 323	7 314
13.81	0.00	58.93	85.62	1 334	8 348
2.22	0.00	70.53	89.31	1 355	9 691
-9.62	0.00	82.37	93.02	1 378	10 745
-19.19	0.00	88.06	96.20	1 399	11 330
-23.38	0.00	83.87	97.72	1 410	11 522

Tabla 0.2. Cálculo de los fenómenos geográficos y atmosféricos
Fuente: Elaboración propia.

Cabe resaltar que, el resultado de la hora solar es 0 en todos los meses por evaluar a las 12 horas. Finalmente, los niveles de irradiancia normal directa calculados a partir de la radiación global se pueden apreciar en la **Tabla 3.3**.

Mes	Radiación Global (kWh/m ² .día)	Irradiancia normal directa (kWh/m ² .día)
Enero	6.40	4.32
Febrero	6.60	4.63
Marzo	6.20	4.39
Abril	5.80	4.30
Mayo	5.20	3.96
Junio	4.70	3.55
Julio	5.00	3.86
Agosto	5.70	4.39
Septiembre	6.50	4.94
Octubre	7.20	5.47
Noviembre	7.40	5.53
Diciembre	7.10	5.10

Tabla 0.3. Niveles de irradiancia normal directa.
Fuente: Elaboración propia en base a los datos de radiación global de la NASA.

Como se puede observar en la **Tabla 0.3**, la radiación normal directa calculada para el lugar tiene un máximo de 5.53 kWh / m².día en el mes de Noviembre y un mínimo de 3.55 kWh / m².día en el mes de Junio.

3.2 Selección del lugar de emplazamiento

El lugar de emplazamiento del proyecto seleccionado fue el distrito de Moquegua, ubicado en la provincia de Mariscal Nieto, región Moquegua. En el siguiente cuadro se presentan las coordenadas de ubicación del proyecto, mientras que en las **Figuras 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6**, se presenta sus límites, vía de acceso y distancia hacia la subestación eléctrica más cercana:

Coordenadas UTM WGS84 (Zona 19)	
mS	mE
8090879.73	266121.58

Tabla 0.4. Coordenadas de Moquegua
Fuente: Google Earth.

El sitio se seleccionó dado que cumplió con las siguientes características:

- Existencia de abundante recurso solar, como se aprecia en la **Figura 3.1**.
- Inexistencia de áreas naturales protegidas por el Estado, como se puede apreciar en la **Figura 3.2**.
- Conflictos sociales que no afecten al proyecto, como se puede apreciar en la **Figura 3.3**.
- Cobertura del recurso hídrico, como se aprecia en la **Figura 3.4**.
- Cercanía a la red de transmisión, como se aprecia en la **Figura 3.5**.
- Cobertura del servicio eléctrico a la población, como se aprecia en la **Figura 3.6**.
- Buena accesibilidad a la zona de emplazamiento, como se aprecia en la **Figura 3.7**.

El lugar seleccionado presentó una radiación de promedio anual de 6.29 kWh / m²día, la cual está entre las más considerables a nivel nacional, como se aprecia en la **Figura 3.1**.

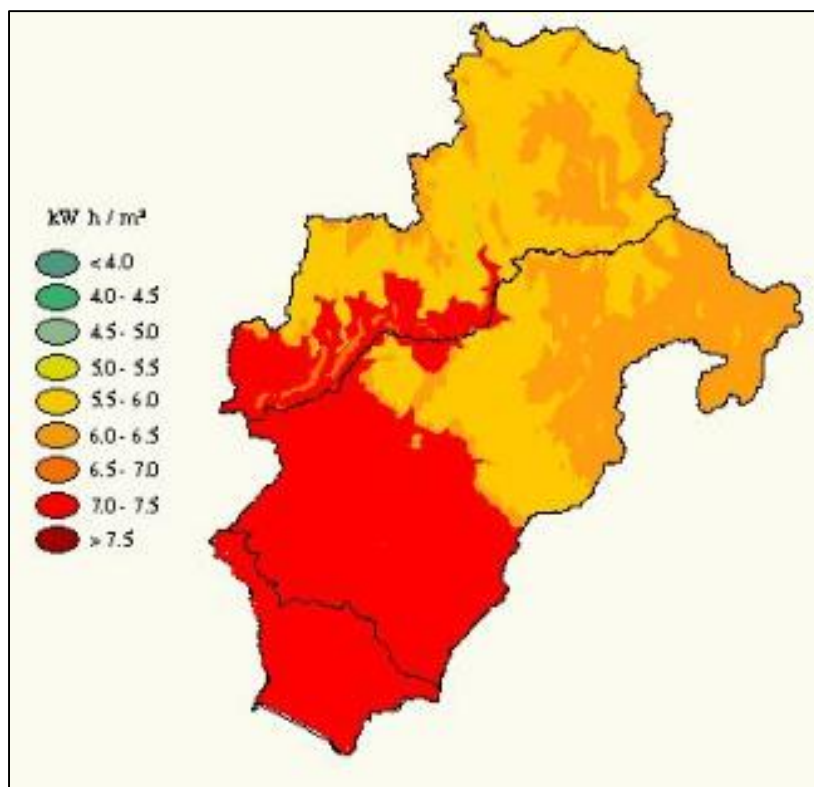


Figura 0.1. Mapa de radiación solar de Moquegua.

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI) y la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MEM)

Por otro lado, el lugar no se superpone a ninguna Área Natural Protegida por el Estado o áreas de conservación, por lo que el proyecto no tendría ninguna restricción de funcionamiento ni se requeriría la opinión del Servicio Nacional del Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP).

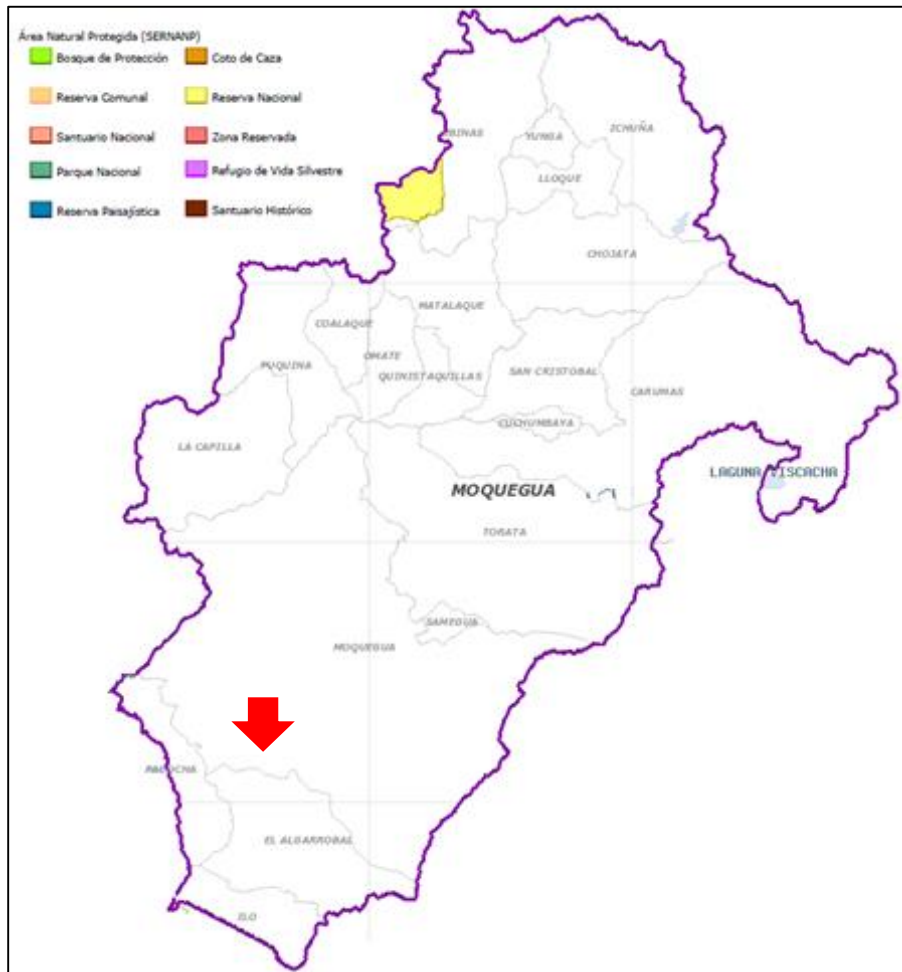


Figura 0.2. Mapa de áreas protegidas por el Estado.

Fuente: Portal institucional del Sayhuite. [47]

Otro de los aspectos que se tuvo en cuenta para la selección del lugar del proyecto fue el aspecto social, dado que en algunas ocasiones puede presentar inconvenientes para la ejecución de proyecto. Para el caso de Moquegua, la **Figura 3.3** muestra los conflictos sociales que afronta la zona, en donde supone que el lugar seleccionado presenta problemas de acceso al recurso hídrico.

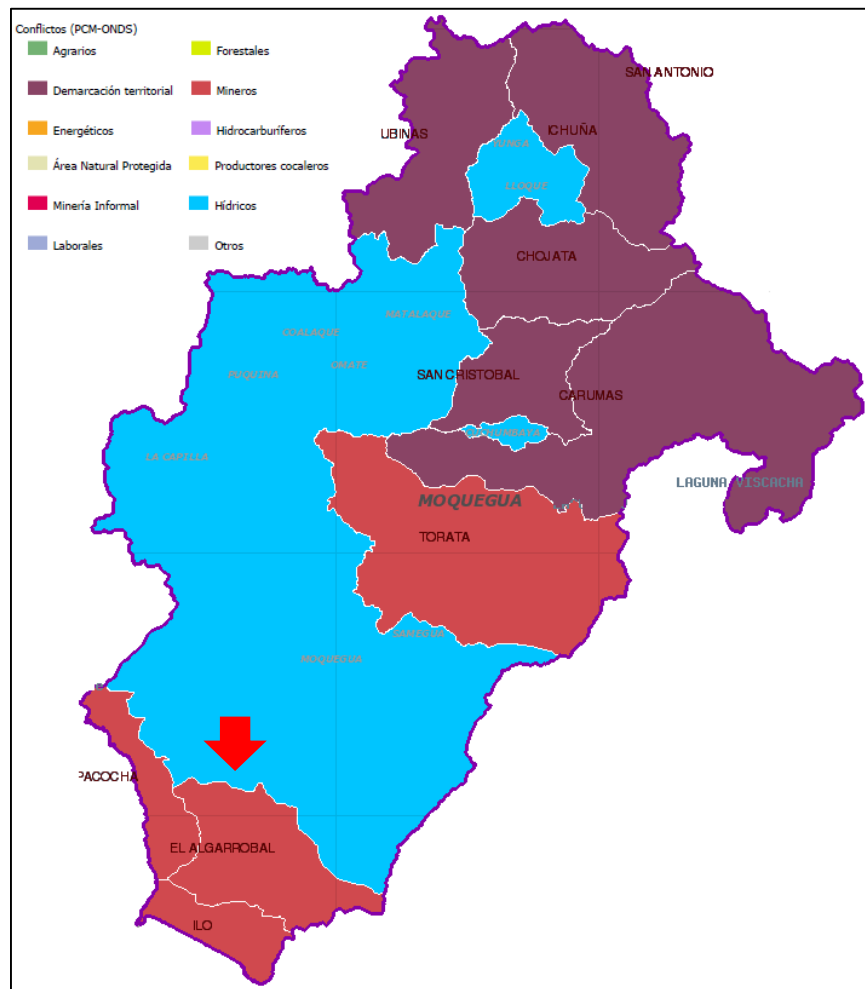


Figura 0.3. Mapa de conflictos sociales.
Fuente: Portal institucional del Sayhuite [47].

Sin embargo, en la **Figura 3.4** se muestra el porcentaje de población que no tiene acceso al agua por distritos, en donde entre 0.00 % y 9.90 % de la población del distrito de Moqueguano tiene acceso al recurso hídrico.

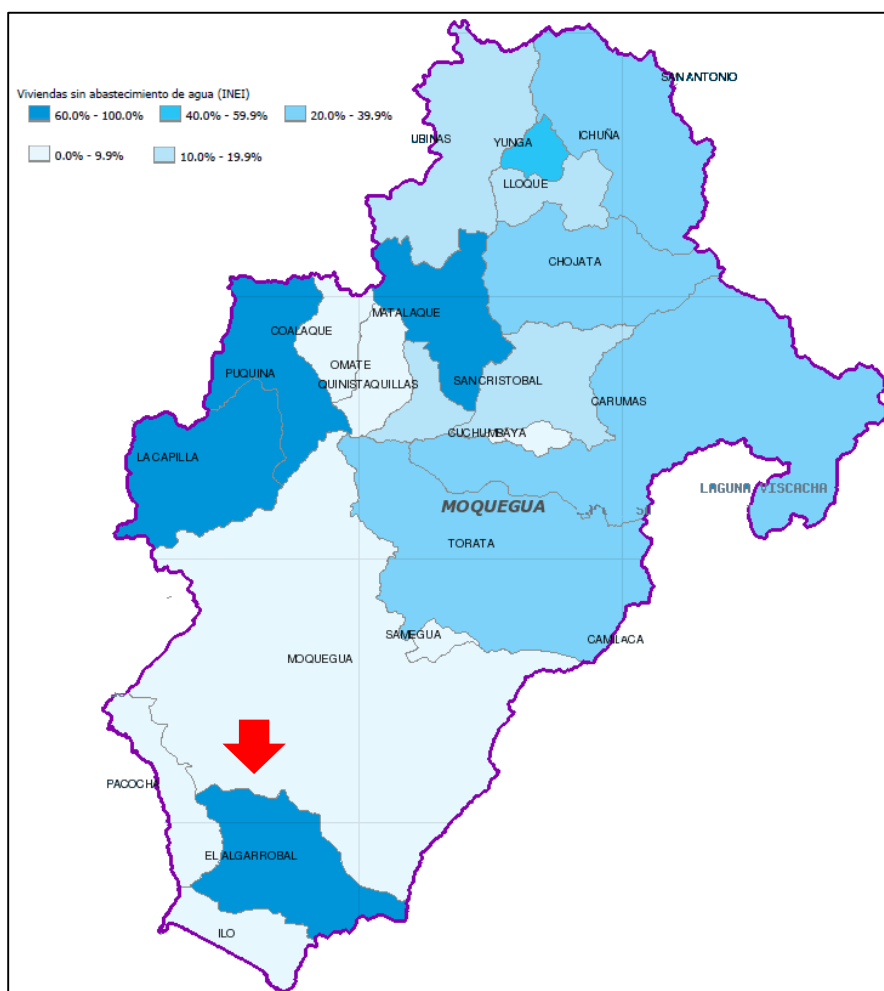


Figura 0.4. Mapa de brecha de servicios básicos: porcentaje sin abastecimiento de agua.
Fuente: Equipo profesional de Sayhuite [47].

Para minimizar el riesgo de conflictividad social por acceso al recurso hídrico se podrían efectuar mecanismos de participación ciudadana para explicarle a la población sobre los alcances del proyecto y las cantidades de aguas requeridas, así como las fuentes de donde serán tomadas.

En cuanto a la parte eléctrica, es fundamental que por el lugar o cerca de la zona de emplazamiento, se encuentre una red lo suficientemente apta para soportar la cantidad de energía que puede ser vertida. En la **Figura 3.5** se muestran las líneas de transmisión eléctrica del SEIN en el sur del país, en donde se puede notar que por Moquegua existen redes de baja, media y alta tensión. La Subestación Eléctrica más cercana al lugar de emplazamiento del proyecto seleccionado se encuentra a 23 km de distancia, la cual es la Subestación Montalvo.

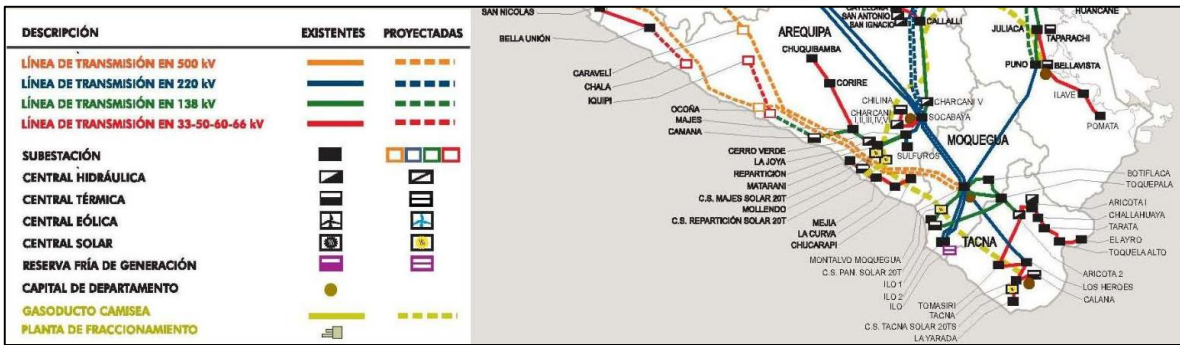


Figura 0.5 Mapa de líneas de transmisión eléctrica.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

En cuanto al aspecto social, en la **Figura 3.6.** se muestra el porcentaje de hogares sin alumbrado eléctrico, en donde Moquegua ronda un porcentaje de 0.00 % a 9.90 %, lo cual puede generar conflictos sociales por percepción de que el proyecto propuesto podría entregarle energía eléctrica a la población.

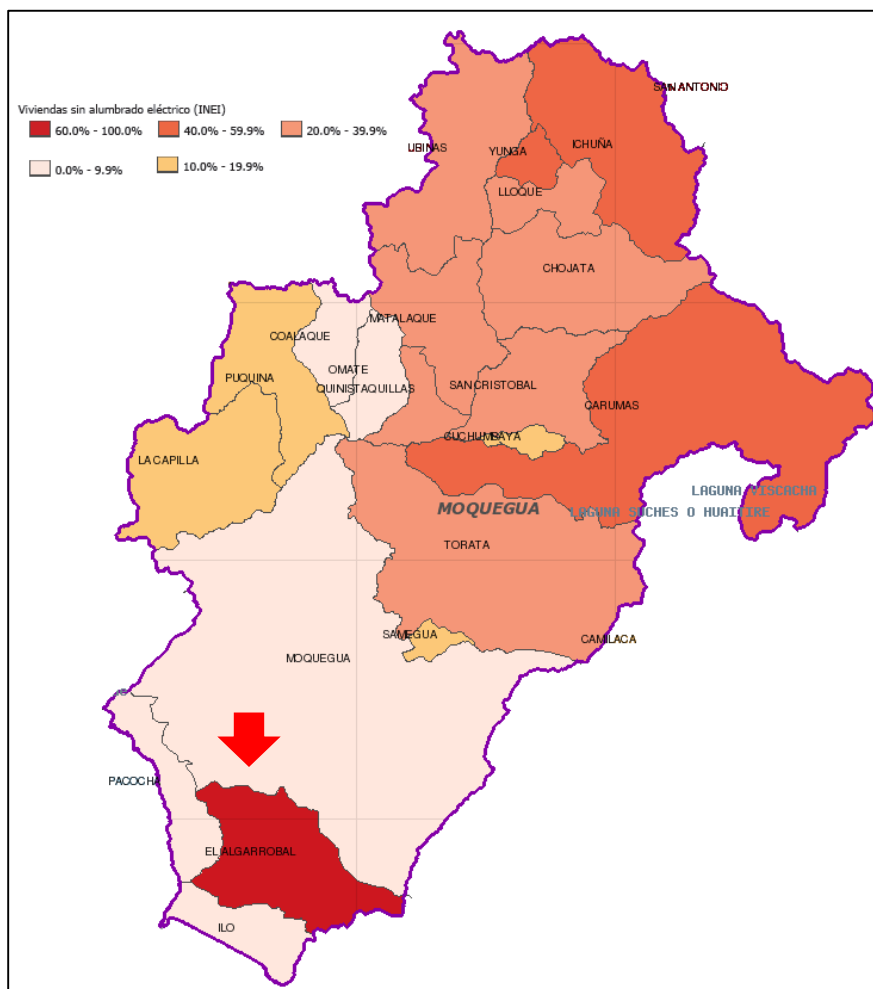


Figura 0.6 Mapa de brecha servicios básicos: porcentaje de viviendas sin alumbrado eléctrico.
Fuente: Equipo profesional de Sayhuite [47].

La conflictividad por percepciones de acceso a la energía eléctrica podría minimizarse apoyando a los pobladores en la gestión de proyectos de baja inversión para que puedan tener energía en cierta cantidad de horas o gestiones con la empresa distribuidora local para amplíen su red a las zonas no conectadas.

Finalmente, en la **Figura 3.7.** se muestran las vías de acceso afirmadas desde el lugar seleccionado hasta los centros poblados y ciudades más cercanas, las cuales permitirían facilitar el transporte de personal, maquinaria e insumos para el desarrollo del proyecto, disminuyendo los costos de inversión por mejoramiento o apertura de nuevos caminos.

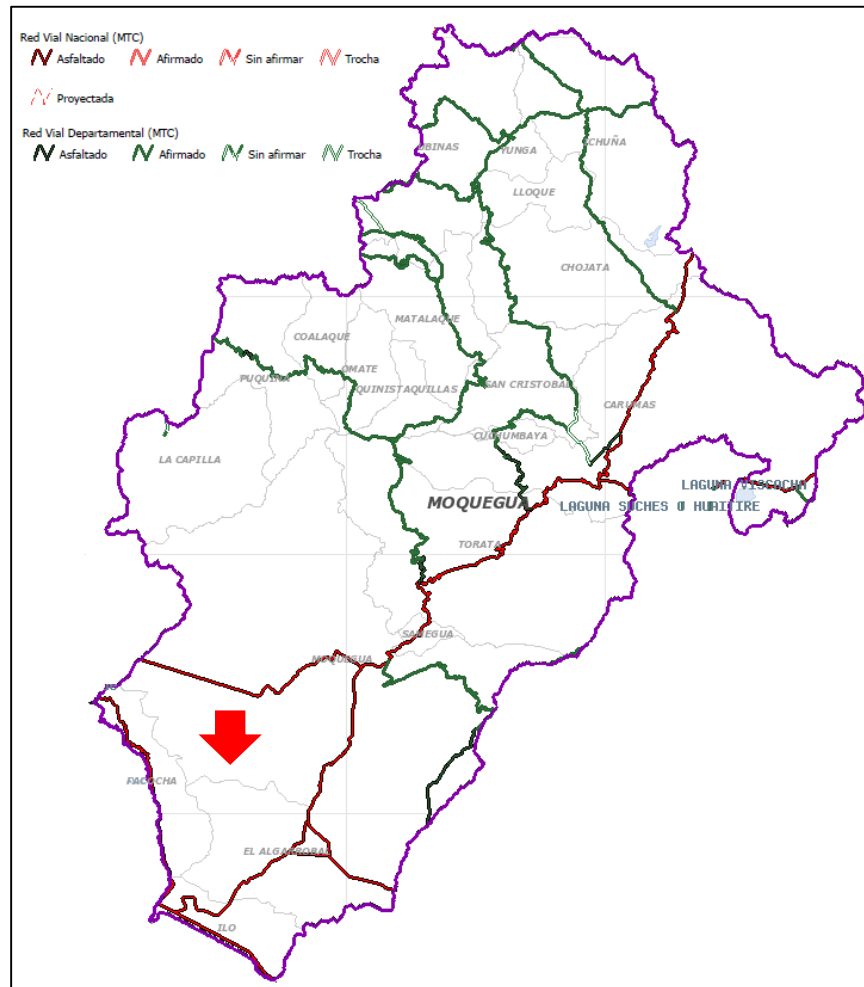


Figura 0.7. Mapa de vías nacionales.
 Fuente: Equipo profesional de Sayhuite [47].

3.3 Diseño y producción de energía para el escenario CSP-PTC

3.3.1 Diseño de la planta

Las potencias eléctrica y térmica, requeridas para el diseño de la planta CSP-PTC se presentan en la **Tabla 3.5**.

Potencia de la planta	
Potencia eléctrica	Potencia térmica
115 MWe	728 MWth

Tabla 0.5. Potencia eléctrica y térmica
 Fuente: Elaboración propia.

La potencia eléctrica representa la cantidad de energía eléctrica que podría ser generada bajo condiciones óptimas de generación, sin considerar pérdidas o pausas en la producción, mientras que la potencia térmica es la cantidad de energía en forma de calor, necesaria en el campo solar para su paso al sistema de almacenamiento y bloque de potencia para la generación de energía.

Como se puede observar, la potencia eléctrica es de 115 MW, debido a la cantidad de energía a producir propuesta, la cual es de 520 GWh / año y la potencia térmica de 728 MW_{th} por la eficiencia del bloque de potencia y el múltiplo solar, considerado de 30 % y 1.9 respectivamente.

3.3.1.1 Tubo absorbedor

En cuanto a la selección de los componentes del campo, basándose en los criterios de la **Tabla 2.1**, se seleccionaron los tubos receptores de la marca Siemens, modelo Siemens UVAC 2010. Sus principales características se observan en la **Tabla 3.6**.

Característica	Siemens UVAC 2010
Longitud (mm)	4 060
Diámetro exterior del tubo metálico (mm)	70
Tipo de metal	Acero inoxidable
Diámetro exterior del tubo de vidrio (mm)	115
Transmisividad	96.50 %
Absortividad	96.00 %
Superficie útil	96.00 %

Tabla 0.6. Datos del tubo absorbedor
Fuente: Elaboración propia en base a fichas técnicas del proveedor.

De los datos presentados en la tabla anterior, se utilizó el diámetro exterior del tubo metálico para determinar la sección del tubo absorbedor, obteniendo un valor de 0.0038 m².

Además, se necesita saber las pérdidas ópticas del tubo, así como las pérdidas totales. Utilizando la temperatura ambiental de cada mes se pudo obtener la pérdida óptica mensual y posteriormente las pérdidas totales. Estos valores se presentan en la siguiente tabla:

Mes	Temperatura ambiente (°C)	Pérdidas ópticas (W/m ² abs)	Pérdidas totales en el tubo (W)
Enero	20.00	4.38	1263.02
Febrero	20.30	4.37	1259.63
Marzo	20.25	4.37	1260.20
Abril	19.35	4.40	1270.37
Mayo	18.50	4.42	1280.05
Junio	17.85	4.43	1287.48
Julio	17.80	4.44	1288.06
Agosto	18.35	4.42	1281.76
Septiembre	18.65	4.41	1278.34
Octubre	19.10	4.40	1273.21
Noviembre	19.30	4.40	1270.94
Diciembre	19.70	4.39	1266.41

Tabla 0.7. Pérdidas ópticas y pérdidas totales.
Fuente: Elaboración propia.

La **Tabla 3.7** muestra que durante los meses de Junio y Julio se presentan las mayores cantidades de pérdidas.

3.3.1.2 Fluido caloportador

El fluido caloportador seleccionado fue el Therminol VP-1, dado que este pasa los 350 °C de temperatura. Sus principales características se pueden observar en la **Tabla 0.8**.

Data del aceite	Valor
Temperatura de salida (°C)	393
Temperatura de entrada (°C)	293
Salto térmico (°C)	100
Temperatura promedio (°C)	343
Densidad (ρ) (kg/m ³)	766.70
Viscosidad (μ) (Pa.s)	0.18 x10 ⁻³
Calor específico	2.43

Tabla 0.8. Datos del fluido caloportador.
Fuente: Elaboración propia en base a fichas técnicas del proveedor.

Con los datos de proveedor mostrados en la tabla anterior, se calculó la velocidad del fluido, fijando el número de Reynolds en régimen turbulento, dando como resultado la velocidad de 0.51 m/s.

Determinada la velocidad, se procedió al cálculo del flujo másico, también con ayuda de la densidad y la sección del tubo, obteniendo un valor de 1.50 kg/s.

3.3.1.3 Colector

En cuanto a la selección a los colectores, también basándose en los criterios de la **Tabla 2.1**, se seleccionaron los colectores de la marca Eurotrough, modelo ET150. Sus principales características se observan en la **Tabla 3.9**.

Datos del colector	Valor
Área de apertura del colector (m ²)	817.50
Ancho de la apertura (m)	5.77
Longitud del montaje del colector (m)	148.50
Reflectividad de la superficie	94.00 %
Factor de ensuciamiento	97.00 %
Factor de interceptancia	99.00 %
Rendimiento térmico	96.00 %

Tabla 0.9. Datos del colector

Fuente: Elaboración propia en base a fichas técnicas del proveedor.

Luego se determinó la energía solar incidente sobre el colector, la cual nuevamente varía en base a la irradiancia normal directa, la altitud solar y el área de apertura del colector. Además, obtenida la energía incidente se calculó la potencia útil en el sistema en base a diferentes rendimientos que nos provee el colector. Finalmente, se obtuvo la potencia térmica total. Estos valores se muestran en la **Tabla 3.10**.

Mes	Energía solar incidente (MW)	Potencia útil (MW)
Enero	5.29	4.52
Febrero	5.69	4.86
Marzo	4.73	4.04
Abril	3.88	3.31
Mayo	3.05	2.60
Junio	2.50	2.13
Julio	2.82	2.40
Agosto	3.69	3.15
Septiembre	4.97	4.25
Octubre	6.43	5.49
Noviembre	6.94	5.93
Diciembre	6.10	5.21

Tabla 0.10. Energía solar incidente mensual y potencias finales
Fuente: Elaboración propia.

Los datos mostrados en la tabla anterior, muestran que en los meses de junio y julio encontramos nuevamente los valores más bajos de potencia útil en el colector.

En base a los rendimientos del colector, se determinó el rendimiento del campo solar, que resultó en un valor de 79.48%.

3.3.1.4 Tamaño de la planta

Para el tamaño del campo, primero se determinó el número de lazos utilizando la potencia térmica del campo en base a la potencia de diseño de la **Tabla 3.10** para el valor de potencia térmica más bajo, el cual se encuentra en el mes de junio. Con esto, el número de lazos total de lazos es 217.

Con el número de lazos, el área de apertura del colector y el número de colectores por lazo, el campo solar encontrado es de 142 hectáreas. Considerando la distancia entre los colectores y demás complementos, se obtuvo un área total de 481 hectáreas para la planta CSP-PTC.

3.3.2 Almacenamiento de energía

Para ambos escenarios, el sistema de almacenamiento de energía diseñado está sujeto a las horas de almacenamiento que se requiere cumplir y a la potencia de diseño. Se tomaron diferentes horas para observar tanto la modificación de la cantidad de energía almacenada, como la cantidad de sales requeridas. Estas características se muestran en la **Tabla 3.11**.

Horas de almacenamiento	Qsat (MWth)	msal (Toneladas)
3	2258	56049
6	4515	112099
8	6020	149465
10	7525	186831
15	11288	280247

Tabla 0.11. Características de almacenamiento.

Fuente: Elaboración propia

Para estos sistemas, se puede ver que se necesitan grandes cantidades de sales desde 56 049 hasta 280 247 toneladas, lo cual involucra un aumento de costos de inversión. Sin embargo, también se almacenan grandes cantidades de energía térmicas para producción de electricidad en horas de ausencia de radiación. Entonces la determinación de la cantidad de horas de almacenamiento tiene que ir de la mano con la disponibilidad del campo solar para la producción de la energía térmica necesaria.

3.3.3 Producción de energía

La producción de energía anual de la planta CSP-PTC, asumiendo que el rendimiento del alternador es de 95% es de 532 GWh, siendo su distribución mensual como sigue:

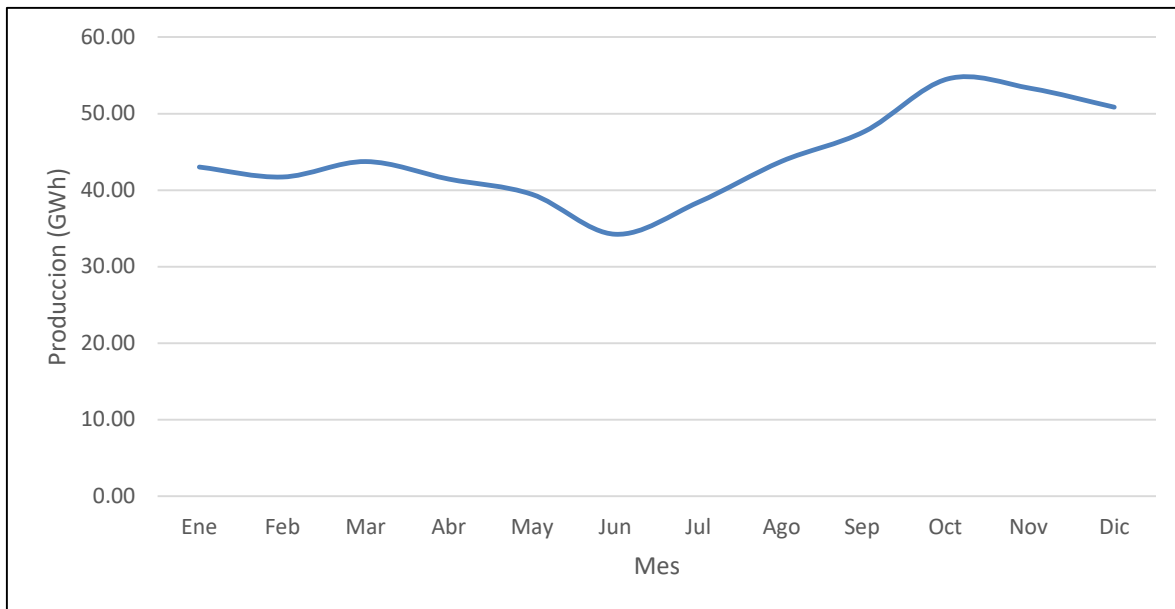


Figura 0.8. Producción de energía anual (GWh/año)
Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la **Figura 3.8**, los meses de mayor producción de energía son octubre, noviembre y diciembre, debido a los niveles de radiación presentados en el lugar de emplazamiento.

3.4 Diseño y producción de energía para el escenario CSP-PTC/PF

Para este escenario CSP-PTC, se utilizan los componentes como tubo absorbedor, colector y fluido caloportador, así como el diseño del sistema de almacenamiento de energía, del escenario anterior. La variación está en la potencia de diseño final de la planta.

3.4.1 Diseño de la planta

Considerando que la Planta Solar Fotovoltaica Rubí cuenta con una potencia instalada de 144 MW y una producción de energía de 415 GWh / año, la energía requerida por parte de la planta CSP-PTC para cumplir con el requerimiento de energía planteado de 520 MWh,

es de 105 GWh / año. En base a esta energía se reconfiguró la potencia de la planta y la potencia térmica, obteniendo los valores que se presentan en la siguiente tabla.

Potencia de la planta	
Potencia eléctrica	Potencia térmica
25 MWe	158 MWth

Tabla 0.12. Potencia eléctrica y térmica
Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, se utilizaron los mismos datos del colector, tubo absorbedor y fluido caloportador propuestos para el **escenario CSP-PTC**. Con esta información se procedió a calcular las nuevas dimensiones de la planta.

3.4.1.1 Tamaño de la planta

Para el tamaño del campo, primero se determinó el número de lazos utilizando la potencia térmica del campo en base a la potencia de diseño y el valor de potencia útil más bajo presentado en la **Tabla 3.10**, el cual se encuentra en el mes de junio. Con esto, el número de lazos total es de 47.

Con el número de lazos, el área de apertura del colector y el número de colectores por lazo, el campo solar para el escenario CSP.PTC/FV es de 30 hectáreas. Dado a que este solo es el campo solar, se necesita la distancia entre los colectores, y demás complementos para determinar el área total del campo, dando un total de 102 hectáreas para la planta.

3.4.2 Almacenamiento de energía

Debido a la nueva potencia de diseño, se reconfiguro el almacenamiento de energía tomaron diferentes horas para observar tanto la modificación de la cantidad de energía almacenada, como la cantidad de sales requeridas. Estas características se muestran en la **Tabla 3.13**.

Horas de almacenamiento	Qsat (MWth)	msal (Toneladas)
3	491	12185
6	982	24369
8	1309	32492
10	1636	40615
15	2454	60923

Tabla 0.13. Características de almacenamiento.
Fuente: Elaboración propia

Con la reconfiguración se puede ver que se necesitan, nuevamente, grandes cantidades de sales desde 12 185 hasta 60 923 toneladas. Por otro lado, la cantidad de energía almacenada es de considerar a partir de las 8 horas en adelante.

3.4.3 Producción de energía

Para la producción de energía, se asumió que el rendimiento del alternador es de 95%. Entonces en base a la variación de la irradiancia normal directa y al número de días durante el mes, se producen 115 GWh anualmente. La variación mensual de esta energía se puede apreciar en la siguiente figura:

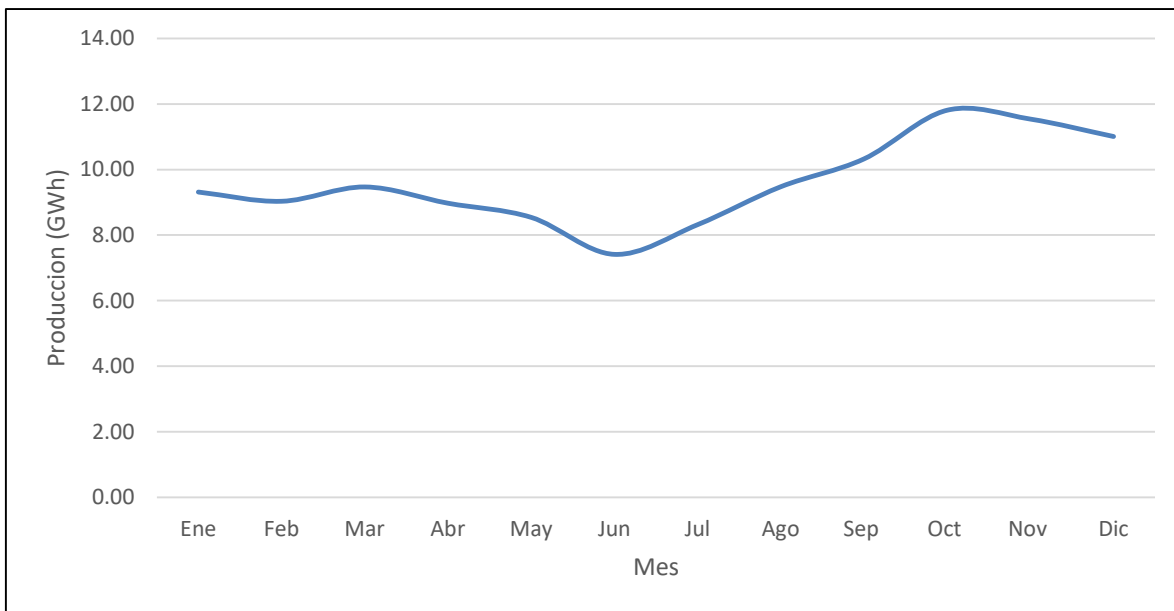


Figura 0.9. Producción de energía anual
Fuente: Elaboración propia.

3.5 Evaluación económica

Los costos nivelados de energía para los dos escenarios analizados se pueden observar en la **Tabla 3.13**.

	CSP-PTC			CSP-PTC / FV		
	A	B	C	A	B	C
LCOE (US\$/MWh)	140	151	171	68	71	75
Energía (GWh/año)	532	532	532	530	530	530

Tabla 0.14. LCOE final y producción de energía
Fuente: Elaboración propia.

En el diseño de la planta CSP-PTC con el escenario óptimo (A) encontramos una inversión más rentable, con un precio de energía de 140 US\$ / MWh. El segundo escenario (B) con un precio de energía de 151 US\$ / MWh, es el segundo escenario más favorable. Finalmente, el escenario pesimista (C), tiene la más alta inversión, estimando un precio de energía 171 US\$ / MWh. Este último es el que se asemeja más al proyecto por presentar necesidades como importación de equipos de altos costos.

Por otro lado, para la planta híbrida CSP-PTC/FV en el escenario óptimo (A) se obtiene un precio de energía de 68 US\$ / MWh. En el segundo escenario (B), se obtiene un precio de energía de 71 US\$ / MWh y en el escenario pesimista (C), un precio de 75 US\$ / MWh.

CONCLUSIONES

Desde el punto de vista técnico, el lugar de emplazamiento seleccionado, cuenta con un nivel de radiación directa óptimo, con un promedio 4.54 kWh/m². Gracias a esto y la selección de componentes, el campo solar es uno de los más favorecidos, llegando a una potencia útil pico de 5.93 MW en el mes de mayor radiación (Noviembre).

Además, los diversos factores como la inexistencia de áreas protegidas por el estado, cercanía a la red, excelente accesibilidad de manera terrestre y al agua lo convierten en un lugar factible para el desarrollo de una planta de concentración solar. Sin embargo, la cantidad de espacio requerido para este tipo de central es muy alto (481 hectáreas y 102 hectáreas con hibridación), a comparación de los sistemas fotovoltaicos, convirtiendo esto en un tema a considerar.

Por otro lado, la elección queda condicionada por la infraestructura eléctrica. Por tal motivo, es necesario optimizar la red de transformación, ya que la capacidad de inyección a la red eléctrica puede verse afectada debido a la congestión de la línea eléctrica Montalvo, a la cual se propone será inyectada la energía producida.

Desde el punto de vista económico, el LCOE del escenario de implementación de la planta CSP-PTC es elevado, considerando que, en la última subasta los desarrolladores de proyectos de energía solar fotovoltaica alcanzaron precios de 48 US\$/MWh, valor muy por debajo del LCOE del escenario más optimista encontrado para este proyecto de 140 US\$/MWh. En cuanto al escenario de hibridación, presentó valores de LCOE más favorables, con una reducción (en el escenario más optimista), de poco más del 50 % sobre el precio obtenido para la planta CSP-PTC, alcanzando un valor de 68 US\$/MWh. Sin embargo, sigue siendo elevado para competir con sistemas fotovoltaicos.

A pesar del sobrecosto que existiría en la implementación del proyecto, el almacenamiento de energía que presenta esta tecnología lo convierte en una alternativa atractiva. Mantener estable y de manera continua la inyección de potencia en horas punta y en horas en donde no se tenga radiación son algunas de sus principales ventajas.

En este sentido y con el fin de aplicar la promoción de estos sistemas, el Estado y las empresas deben crear incentivos que permitan la inclusión de las CSP-PTC o, en su defecto, fomentar la implementación de sistemas híbridos con tecnología solar fotovoltaica que permitan la reducción del LCOE.

La fijación de estos acuerdos debe ir acompañada de leyes que impulsen esta iniciativa. Además, se debe empezar a considerar a la tecnología termosolar de concentración como parte de los planes energéticos que elabore el Estado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. M. Terrazos Unigaro, Viabilidad técnica y económica para la construcción de una central termosolar en la región Puno, Lima: Universidad Nacional de Ingeniería, 2014.
- [2] M. Darwish, A. Hassan y R. Mohtar, Toward Implementing HH the Amir Declaration of 2% Electricity Generation by Solar Energy in 2020, Doha, 2013.
- [3] Greenpeace, Solar Thermal Electricity Global Outlook 2016, Amsterdam, 2016.
- [4] R. Guerrero-Lemus y L. E. Shephard, «Solar Thermal Energy for Heating, Cooling and Power,» *Low-Carbon Energy in Africa and Latin America*, vol. 38, pp. 175-206, 2017.
- [5] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Concentrating Solar Power Projects in Chile,» [En línea]. Available: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_country_detail.cfm/country=CL. [Último acceso: 18 Septiembre 2017].
- [6] D. Malagueta, A. Szklob, R. Soria, R. Dutra, R. Schaeffer y B. S. M. Cesar Borba, «Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system,» *Renewable Energy*, n° 38, pp. 223-235, 2014.
- [7] OSINERGMIN, La Industrial de la Electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país, Lima, 2016.
- [8] J. F. Monzón Meza y J. A. Choquejahu Zapana, Planta Termosolar de 50 MW como alternativa limpia de abastecimiento energetico para la región sur del Perú - Arequipa, Arequipa, 2014.
- [9] H. Tapia y C. Torres, Abastecimiento de Gas Natural, Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 2007.
- [10] Ministerio del Ambiente (MINAM), «Estrategia Nacional ante el Cambio Climático,» Lima, 2014.
- [11] P. Gamio, «El sector energía a nivel mundial, tendencias y hechos,» Lima, 2016.
- [12] SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA (SENAMHI); MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MINEM), Atlas solar del Perú, Lima, 2003.
- [13] European Environment Agency (EEA), Renewable energy in Europe 2016: Recent growth and knock-on effects, Luxemburgo, 2016.

- [14] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), «Renewables 2017 Global Status Report,» Paris, 2017.
- [15] A. Vásquez Cordano, Reporte De Análisis Económico Sectorial-Las energías renovables en el mundo, Lima: Osinergmin, 2016.
- [16] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), «Central Solar Intipampa (40 MW),» Lima, 2018.
- [17] A. Vásquez, J. Tamayo y J. Salvador, La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático., Lima, 2017.
- [18] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), «CENTRAL SOLAR RUBÍ (144,48 MW),» Lima, 2017.
- [19] E. Quintanilla, Perú: Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento - Promoción de energías renovables... y competitivas, Lima, 2016.
- [20] The International Renewable Energy Agency (IRENA), RENEWABLE ENERGY AUCTIONS ANALYSING 2016, Abu Dhabi, 2017.
- [21] D. Z. Dagoberto Calamateo, A Pre-Feasibility Study of a Small-Scale Concentrating Solar Power Plant for an Industrial Application in Sacramento, California, Sacramento: California State University, 2015.
- [22] M. I. Roldán Serrano, Concentrating Solar Thermal Technologies: Analysis and Optimisation by CFD Modelling, Tabernas: Springer, 2017.
- [23] T. M. Pavlović, I. S. Radonjić, D. D. Milosavljević y L. S. Pantić, «A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3891-3902, 2012.
- [24] M. Roldán, J. Fernández-Reche, L. Valenzuela, A. Vidal y E. Zarza, «CFD MODELLING IN SOLAR THERMAL ENGINEERING,» *Engineering Applications of Computational Fluid Dynamics*, pp. 47-84, 2015.
- [25] H. Zhang, J. Baeyens, J. Degreve y G. Caceres, «Concentrated solar power plants: Review and design methodology,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 22, pp. 466-481, 2013.
- [26] J. Jin, Y. Ling y Y. Hao, «Similarity analysis of parabolic-trough solar collectors,» *Applied Energy*, vol. 204, pp. 958-965, 2017.

- [27] ENERGY TECHNOLOGY SYSTEMS ANALYSIS PROGRAMME (ETSAP), International Renewable Energy Agency (IRENA), «Solar Power Concentrating: Technology Brief,» Enero 2013. [En línea]. Available: www.irena.org/Publications. [Último acceso: 22 10 2017].
- [28] The International Renewable Energy Agency (IRENA), «RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014,» Bonn, 2015.
- [29] International Renewable Energy Agency (IRENA), *The Power to Change*, 2016.
- [30] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Concentrating Solar Power Projects by Country,» 20 Marzo 2017. [En línea]. Available: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_country_detail.cfm/country=ES. [Último acceso: 24 10 2017].
- [31] M. Günther, M. Joemann y S. Csambor, «Parabolic Trough Technology,» de *Advanced CSP Teaching Materials*, Cologne, Institute of Solar Research, 2012.
- [32] K. Pottler, E. Lüpfert, G. H. G. Johnston y M. R. Shortis, «PHOTOGRAMMETRY: A POWERFUL TOOL FOR GEOMETRIC ANALYSIS OF SOLAR CONCENTRATORS AND THEIR COMPONENTS,» *Solar Energy Engineering*, 2005.
- [33] L. Valenzuela, «STE plants with parabolic trough collectors,» de *Concentrating Solar Thermal Systems*, Almeria, 2012.
- [34] P. Vician, M. Palacka, P. Ďurčanský y J. Jandačka, «Determination of optimal position of solar trough collector,» *Procedia Engineering*, n° 192, pp. 941-946, 2017.
- [35] E. Bellos, C. Tzivanidis y K. A. An, «A detailed working fluid investigation for solar parabolic trough collectors,» *Applied Thermal Engineering*, 2016.
- [36] M. Baroncini, Solar Thermal Power Plant, The International Association of Engineering Insurers (IMIA), 2014.
- [37] Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO), Concentrating solar power: drivers and opportunities for cost-competitive electricity, Canberra, 2011.
- [38] D. Serrano García, CÁLCULO, DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE COLECTORES CILÍNDRICO-PARABÓLICOS OPERANDO CON SALES FUNDIDAS, Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- [39] Y. Wang, «Parabolic Trough Power Plants,» Mount Holyoke, 2008. [En línea]. Available: <https://www.mtholyoke.edu/~wang30y/csp/PTPP.html>. [Último acceso: 25 Abril 2018].

- [40] International Energy Agency (IEA), *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*, Paris, 2010.
- [41] S. Dugaria, A. Padovan, V. Sabatelli y D. Del Col, «Assessment of estimation methods of DNI resource in solar concentrating systems,» *Solar Energy*, nº 121, pp. 103-115, 2015.
- [42] D. N. Noyón Nistal, *HUERTA FOTOVOLTAICA DE 1,2 MW, CON SEGUIMIENTO SOLAR Y CONEXIÓN A RED EN SEVILLA*, Sevilla: UNIVERSIDAD DE OVIEDO, 2008.
- [43] A. Miller y B. Lumby, *Utility Scale Solar Power Plants; Guide for Developers*, International Finance Corporation (IFC), 2012.
- [44] B. Y. H. Liu y R. C. Jordan, «The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation,» *Solar Energy*, vol. 4, nº 3, pp. 1-19, 1960.
- [45] U. V. DESNICA y N. B. URLI, «Applicability of Liu-Jordan correlation in Yugoslavia,» *Solar Energy*, vol. 32, nº 3, pp. 435-437, 1984.
- [46] M. Romero-Alvarez y E. Zarza, «Concentrating solar thermal power,» *Handbook of energy efficiency and renewable energy*, 2007.
- [47] Presidencia del Consejo de Ministros, «Sistema Nacional Georreferenciado Sayhuite,» [En línea]. Available: <http://www.sayhuite.gob.pe/sayhuite/sayhuite.php>. [Último acceso: 2018 Junio 14].