

# UCUENCA

Facultad de Ciencias Químicas

Carrera de Ingeniería Ambiental

**“Análisis técnico, económico y ambiental para la sustitución de combustible fósil en la planta de producción de asfalto del GAD Municipal de Cuenca mediante la implementación de un sistema de colectores cilindro parabólico”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Ambiental

**Autores:**

Willian Oswaldo Carrión Chamba

CI: 0705467199

Correo electrónico: williancacha2012@gmail.com

Wilson Adrian Murillo Torres

CI: 0106686629

Correo electrónico: wilsonadrian1996@gmail.com

**Director:**

Ing. Iván Andrés Montero Izquierdo, PhD

CI: 0101885135

**Cuenca, Ecuador**

11-octubre-2022

## Resumen:

En el presente trabajo se evalúa técnica, económica y ambientalmente la prefactibilidad de implementar un sistema de colectores cilindro parabólico (PTCs) para generar calor en una planta de asfalto en el cantón Cuenca, Ecuador. Dentro de la propuesta se considera emplear un terreno disponible de 1.200 m<sup>2</sup> en el cual se instalarán los PTCs. Para decidir sobre el tipo de PTC, se simuló en SAM (System Advisor Model) diferentes sistemas empleando los modelos comerciales PTC 1800, Power Trough 250, Solar Wing EVO y Vicot. Los rendimientos de los cuatro sistemas se compararon entre sí y el costo nivelado de calor (LCOH) se utilizó como indicador para seleccionar el sistema con menor costo de generación de energía. Con el sistema seleccionado se analizaron los beneficios económicos y la reducción de emisiones considerando que el sistema convencional de calentamiento de cemento asfáltico (con caldero amortizado) funciona con un caldero a diésel en un escenario base y con un caldero a fueloil en un escenario alternativo. Los resultados demuestran que, de los sistemas analizados, el que genera energía a un menor costo, es el sistema de PTCs Vicot (0,082 USD/kWh<sub>t</sub>). Este sistema con un área de captación de 390 m<sup>2</sup> es capaz de alcanzar una fracción solar anual del 31%. En el escenario base, la instalación del sistema de PTCs Vicot resulta ser económicamente viable, ya que en estas condiciones fue posible obtener un valor actual neto (VAN) de USD 21.274 y un periodo de recuperación descontado de 8,89 años. Además, en este escenario el sistema permitiría evitar el consumo de 5.698 galones de diésel por año y la emisión de 49,4 tCO<sub>2</sub>/año. Por el contrario, en el escenario alternativo la posibilidad de instalar el sistema de PTCs no es factible, debido a que el bajo precio del fueloil impide recuperar el capital invertido y obtener beneficios a futuro.

**Palabras clave:** Energía solar térmica. Colector cilindro parabólico. Planta de asfalto. Análisis económico.

## **Abstract:**

The present work evaluates the technical, economic and environmental feasibility of implementing a parabolic trough collectors (PTCs) system to generate heat in an asphalt plant in Cuenca, Ecuador. The proposal includes the use of an available land of 1.200 m<sup>2</sup> in which the PTCs will be installed. To decide on the type of PTC, different systems were simulated in SAM (System Advisor Model) using the commercial models PTC 1800, Power Trough 250, Solar Wing EVO and Vicot. The performance of the four systems were compared with each other and the levelized cost of heat (LCOH) was used as an indicator to select the system with the lowest power generation cost. With the selected system, the economic benefits and emission reductions were analyzed considering that the conventional asphalt cement heating system (with amortized boiler) operates with a diesel boiler in a base scenario and with a fuel oil boiler in an alternative scenario. The results show that, of the systems analyzed, the one that generates energy at a lower cost is the Vicot PTC system (0,082 USD/kWh<sub>t</sub>). This system with an aperture area of 390 m<sup>2</sup> is capable of achieving an annual solar fraction of 31%. In the base scenario, the installation of the Vicot PTC system is economically viable, since under these conditions it was possible to obtain a net present value (NPV) of USD 21.274 and a discounted payback period of 8,89 years. In addition, in this scenario, the system would avoid the consumption of 5.698 gallons of diesel per year and the emission of 49,4 tCO<sub>2</sub>/year. On the contrary, in the alternative scenario, the possibility of installing the PTC system is not feasible, since the low price of fuel oil prevents recovering the invested capital and obtaining profits in the future.

**Keywords:** Solar thermal energy. Parabolic trough collector. Asphalt plant. Economic analysis.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN .....	17
2. OBJETIVOS.....	19
2.1 Objetivo General .....	19
2.2 Objetivos específicos .....	19
3. CONTENIDO TEÓRICO .....	20
3.1 Energías Renovables.....	20
3.1.1 Energía solar.....	20
3.1.1.1 Radiación solar directa, difusa y global.....	21
3.1.1.2 Tecnologías de captación solar .....	21
3.2 Colectores solares térmicos .....	23
3.2.1 Colectores solares de concentración.....	26
3.2.1.1 PTC (colector cilindro parabólico).....	26
3.2.1.2 LFC (colector lineal Fresnel).....	26
3.2.1.3 HFC (colector de campo de heliostatos).....	26
3.2.1.4 PDC (colector de disco parabólico).....	27
3.3 Descripción general del PTC.....	28
3.3.1 Historia del PTC.....	28
3.3.2 Componentes del PTC.....	29
3.3.2.1 Estructura de soporte .....	29
3.3.2.2 Reflector .....	30
3.3.2.3 Receptor.....	30
3.3.2.4 Mecanismo de seguimiento .....	30
3.3.2.5 HTF (Fluido de transferencia de calor) .....	31
3.3.3 Proveedores de PTCs para aplicaciones industriales.....	32
3.4 Plantas de asfalto.....	39
3.4.1 Planta de asfalto discontinua o por lotes .....	39
3.4.2 Planta de asfalto continua o de mezcla tambor .....	40
3.4.3 Calentamiento de cemento asfáltico.....	40
3.4.3.1 Sistema de calentamiento directo .....	41
3.4.3.2 Sistema de calentamiento indirecto .....	41
4. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE .....	43
4.1 Últimas investigaciones sobre la aplicación del PTC en la industria.....	43

4.2	Sistemas de calentamiento de asfalto con energía solar térmica .....	47
5.	METODOLOGÍA .....	51
5.1	Descripción de la planta asfáltica .....	52
5.1.1	Proceso de calentamiento de asfalto.....	53
5.1.2	Demanda térmica.....	54
5.2	Área de instalación del sistema solar propuesto.....	55
5.3	Selección de colectores cilindro parabólico (PTCs) comerciales .....	56
5.4	SAM (System Advisor Model).....	56
5.4.1	Ubicación y recursos.....	58
5.4.2	Diseño del sistema.....	59
5.4.3	Colectores y receptores .....	62
5.4.4	Campo solar.....	65
5.4.5	Sistema de control .....	68
5.4.6	Parámetros financieros .....	71
5.5	Análisis económico y ambiental con la opción de PTC más viable .....	77
5.5.1	$LCOH_{caldero}$ (Costo Nivelado de Calor del caldero).....	77
5.5.2	$A_{comb}$ (Ahorro anual de combustible).....	78
5.5.3	Ahorro monetario por combustible .....	79
5.5.4	VAN (Valor actual neto).....	79
5.5.5	TIR (Tasa interna de retorno) .....	80
5.5.6	Periodo de recuperación descontado.....	80
5.5.7	DSCR (Ratio de cobertura de servicio de la deuda) .....	80
5.5.8	Ahorro de $CO_2$ .....	81
6.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	82
6.1	Simulación del sistema de PTCs.....	82
6.1.1	Rendimiento del sistema de PTCs Vicot .....	84
6.2	Evaluación económica y ambiental con el sistema de colectores Vicot .....	86
6.2.1	Comparación entre el $LCOH_{PTC}$ y $LCOH_{caldero}$ .....	86
6.2.2	Indicadores de rentabilidad .....	88
6.2.3	Reducción de emisiones de $CO_2$ .....	89
6.3	Análisis de sensibilidad .....	91
6.3.1	Escenario base .....	92
6.3.2	Escenario alternativo.....	93

# UCUENCA

7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	95
7.1	Conclusiones .....	95
7.2	Recomendaciones .....	97
8.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	98
9.	ANEXOS.....	113

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Categorización de los colectores solares según la relación de concentración. ...	25
Tabla 2. Principales propiedades termofísicas de diferentes HTFs. ....	32
Tabla 3. Modelos comerciales de PTCs para aplicación industrial. ....	33
Tabla 4. Clasificación de procesos industriales en función del rango de temperatura. ....	43
Tabla 5. Características técnicas, económicas y ambientales de estudios que han evaluado la factibilidad de calentar betún con tecnologías solares. ....	48
Tabla 6. Características técnicas del caldero de fluido térmico. ....	54
Tabla 7. Información estándar del archivo de datos TMY3 y valor promedio de las principales variables meteorológicas mostradas por SAM. ....	58
Tabla 8. Parámetros principales del punto de diseño para las modelaciones. ....	60
Tabla 9. Principales parámetros de diseño de los colectores y receptores. ....	63
Tabla 10. Parámetros del campo solar. ....	65
Tabla 11. Propiedades térmicas y físicas del HTF Texatherm 46. ....	67
Tabla 12. Resumen de la configuración del campo solar con los diferentes modelos de colectores. ....	68
Tabla 13. Costos directos e indirectos en función del área total de captación de los diferentes modelos de colectores. ....	73
Tabla 14. Parámetros financieros. ....	76
Tabla 15. Propiedades fisicoquímicas del diésel premium y fueloil No. 6. ....	79
Tabla 16. Resultados técnicos y económicos de la simulación para cada modelo de colector. ....	82
Tabla 17. Simulación del sistema de PTCs Vicot en orientaciones: Norte-Sur y Este-Oeste. ....	84
Tabla 18. Resultados de los indicadores financieros para el escenario base y escenario alternativo. ....	88
Tabla 19. Valores mensuales y anuales de las emisiones evitadas de CO <sub>2</sub> . ....	90

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Componentes de la radiación solar global y su interacción con la atmósfera ....	21
Figura 2. Estructura y funcionamiento de una celda fotovoltaica. ....	22
Figura 3. Esquema general para la integración directa de un sistema de energía solar térmica en un proceso industrial.....	23
Figura 4. Colectores según su capacidad para aprovechar la radiación solar: (a) sin concentración y (b) de concentración.....	24
Figura 5. Representación gráfica de la relación de concentración geométrica de un PTC	24
Figura 6. Colectores solares de concentración: (a) PTC, (b) LFC, (c) HFC y (d) PDC. ....	27
Figura 7. Componentes principales de un PTC. ....	29
Figura 8. Modos de orientación y seguimiento del PTC: (a) orientación Norte-Sur con seguimiento Este-Oeste y (b) orientación Este-Oeste y seguimiento Norte-Sur. ....	31
Figura 9. Modelo PTC 1800 .....	34
Figura 10. Campos solares: (a) PolyTrough 1200 y (b) PolyTrough 1800 .....	35
Figura 11. Presentación y sitio de pruebas del colector solar T160. Hännösand, Suecia ..	36
Figura 12. Sistemas instalados en la industria alimenticia: (a) Power Trough 110® - proceso de pasteurización y (b) Power Trough 250® - calentamiento de aceite vegetal ..	36
Figura 13. Colector PTMx de Soltigua.....	37
Figura 14. Campo solar con colectores Solar Wing EVO.....	38
Figura 15. Campo solar con colectores S10 en una industria de Portugal.....	38
Figura 16. Referencia de un campo solar con colectores Vicot .....	39
Figura 17. Tanque de fuego directo.....	41
Figura 18. Sistema de tanques para calentamiento indirecto de cemento asfáltico .....	42
Figura 19. Diagrama metodológico de la investigación.....	51
Figura 20. Mapa de ubicación de la planta asfáltica. ....	52
Figura 21. Sistema convencional de calentamiento de cemento asfáltico. ....	53
Figura 22. Área disponible para la instalación del campo solar: (a) visualización de las dimensiones y (b) perspectiva lateral del sitio. ....	55
Figura 23. Diagrama de flujo del proceso de simulación en SAM mediante el modelo de calor de procesos industriales - IPH Parabolic Trough. ....	57
Figura 24. Distribución horaria del DNI para cada mes en el sector Guangarcucho, Cuenca.....	59
Figura 25. Determinación del DNI del punto de diseño.....	61
Figura 26. Plano general de la configuración del campo solar.....	68



# UCUENCA

Figura 27. Configuración del cronograma de operación del sistema de PTCs.....	69
Figura 28. Sombreado de las montañas sobre el sitio de estudio en el día 21 de junio de 2021: (a) 7:30 a.m y (b) 4 p.m .....	70
Figura 29. Representación del DNI y de la producción mensual de la energía térmica neta durante un año. ....	85
Figura 30. Desagregación de los costos anuales y LCOH para el sistema PTCs y el sistema convencional. ....	87
Figura 31. Variación del precio de los combustibles y del precio del petróleo WTI dentro del periodo enero-junio 2022.....	91
Figura 32. Variación del VAN y del periodo de recuperación descontado en función del precio del diésel. ....	93
Figura 33. Variación del VAN y del periodo de recuperación descontado en función del precio del fueloil. ....	94

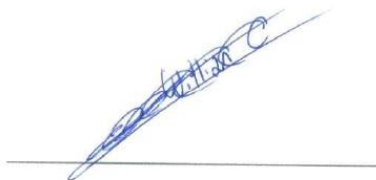
## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Willian Oswaldo Carrión Chamba en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis técnico, económico y ambiental para la sustitución de combustible fósil en la planta de producción de asfalto del GAD Municipal de Cuenca mediante la implementación de un sistema de colectores cilindro parabólico", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 11 de octubre de 2022



Willian Oswaldo Carrión Chamba

C.I: 0705467199

## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Wilson Adrian Murillo Torres en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis técnico, económico y ambiental para la sustitución de combustible fósil en la planta de producción de asfalto del GAD Municipal de Cuenca mediante la implementación de un sistema de colectores cilindro parabólico", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 11 de octubre de 2022



---

Wilson Adrian Murillo Torres

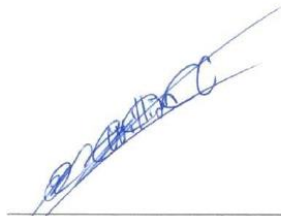
C.I: 0106686629

## Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Willian Oswaldo Carrión Chamba, autor del trabajo de titulación “Análisis técnico, económico y ambiental para la sustitución de combustible fósil en la planta de producción de asfalto del GAD Municipal de Cuenca mediante la implementación de un sistema de colectores cilindro parabólico”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 11 de octubre de 2022



---

Willian Oswaldo Carrión Chamba

C.I: 0705467199

## Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Wilson Adrian Murillo Torres, autor del trabajo de titulación “Análisis técnico, económico y ambiental para la sustitución de combustible fósil en la planta de producción de asfalto del GAD Municipal de Cuenca mediante la implementación de un sistema de colectores cilindro parabólico”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 11 de octubre de 2022



---

Wilson Adrian Murillo Torres

C.I: 0106686629

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos agradecer a Dios por brindarnos sabiduría para superar los obstáculos que se presentaron durante el desarrollo de este proyecto.

Agradecemos de forma especial a nuestro director de tesis, el Ing. Andrés Montero Izquierdo por sus observaciones y ayuda constante en la elaboración del proyecto, y por su amistad. También, agradecemos al Municipio de Cuenca por aceptar la solicitud para realizar el presente proyecto de investigación en la planta Asfáltica y al Ing. Juan Cristóbal Neira por colaborarnos durante el levantamiento de información en la Planta de Asfalto Municipal.

Finalmente, agradecemos a los docentes, amigos y demás personas que con sus comentarios y consejos han contribuido a culminar nuestro proyecto de investigación.

## DEDICATORIAS

Primero, agradezco a Dios por el don de la vida, por siempre acompañarme en cada propósito, y por supuesto también le dedico este proyecto.

Le dedico de forma especial a mi mamá Nanci y a mi papá Tito, pues de ellos he recibido el legado más preciado “La Educación”, además, son quienes con su amor y sus consejos me han guiado para culminar con éxito este proyecto. Asimismo, le dedico este trabajo a mis hermanos Vinicio, Mabel y Lenin por todo su cariño y comprensión. A Santiago por siempre contagiarme su alegría y por su compañía mientras trabajaba en el proyecto.

Muchas gracias a Wilson por su amistad y entrega en el desarrollo del trabajo. A Fernando y Angélica por su empatía y especialmente por su amistad.

Finalmente agradezco y dedico este trabajo a docentes, amigos y familiares que con sus enseñanzas y valiosos consejos han aportado en cada etapa de mi formación personal y académica.

**Willian Oswaldo Carrión Chamba**

El presente trabajo se lo dedico a Dios y a la Virgen del Cisne por regalarme la vida, brindarme la salud y haber permitido cumplir mis objetivos.

A mi papá Bolívar por su cariño, consejos brindados y apoyo durante mi vida estudiantil. De manera especial a mis abuelos Vicente y Mariana quienes me cuidaron y brindaron su amor incondicional desde niño. A mis hermanos, Gael, Michelle y especialmente a mi hermana Fernanda por su cariño, comprensión y por estar presente en los momentos difíciles de mi vida. A mi cuñado Fernando por su ayuda y amistad sincera. En la memoria de Yuri, quien estará orgullosa de mi desde el cielo.

Quiero agradecer a mi amigo Willian por su dedicación y esfuerzo que permitió terminar con éxito esta investigación. Por último, quiero dedicar este trabajo a toda mi familia y amigos quienes me apoyaron durante mi carrera universitaria.

**Wilson Adrian Murillo Torres**



## 1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático intensificado por el uso de energía convencional es un proceso crítico que incrementa la frecuencia de eventos meteorológicos extremos que ponen en riesgo el desarrollo de actividades económicas y sociales de los seres humanos (Fu et al., 2021). Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el sector industrial es uno de los principales contribuyentes al cambio climático y en la actualidad su consumo de energía representa cerca del 40% del consumo final total mundial, siendo los combustibles fósiles la fuente de energía más demandante. El uso dominante de los combustibles fósiles y la emisión de 8,7 Gt de CO<sub>2</sub> generadas actualmente por la actividad manufacturera posicionan a la industria como el segundo sector emisor más grande después de la generación de energía (IEA, 2021a).

En Ecuador, el consumo total de energía en 2020 fue de 83,1 millones de BEP (barriles equivalentes de petróleo) de los cuales el 78,5% se concentra en la demanda energética del transporte (45,4%), la industria (17,4%) y el sector residencial (15,7%) (Instituto de investigación Geológico y Energético, 2021). En este contexto, la industria se ubica como el segundo sector de mayor consumo de energía del país con un aproximado de 14,5 millones de BEP donde las fuentes principales como la electricidad, el diésel y el fueloil aportan con 43,5%, 25,6% y 11,1%, respectivamente. En cuanto a los gases de efecto invernadero generados durante 2020, este sector fue el responsable de emitir 3,8 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> lo que representa el 11,2% de las emisiones totales (Instituto de investigación Geológico y Energético, 2021).

En la industria ecuatoriana los procesos emplean diferentes fuentes energéticas, pero el problema puntual es que el suministro de energía térmica para generar calor proviene comúnmente de una caldera alimentada por combustibles fósiles que da lugar a la emisión de gases de efecto invernadero. Dentro del país, la contaminación provocada por las plantas asfálticas no ha sido un tema estudiado; sin embargo, este tipo de industrias emplean una cantidad significativa de energía térmica de origen fósil en los procesos de secado, y calentamiento de agregados y betún a temperaturas superiores a 140 °C (Capitão et al., 2012). De esta forma, el impacto ambiental negativo provocado por esta industria se demuestra al conocer que para la producción de 1 tonelada de mezcla asfáltica caliente se requiere aproximadamente 316,52 MJ lo que equivale a combustionar entre 7,6 y 11,4 litros de diésel; y a una generación de emisiones de 22 kg de CO<sub>2</sub> (Thives & Ghisi, 2017; Jain & Singh, 2021).

En el caso particular de la planta asfáltica del Gobierno Autónomo Descentralizado (GAD) Municipal del Cantón Cuenca se conoce que para el proceso de calentamiento de cemento asfáltico se utiliza diésel premium como combustible, de manera que la contaminación atmosférica es permanente por las emisiones de gases de combustión provenientes del caldero. Además, existe el riesgo de contaminación del suelo por posibles derrames durante el abastecimiento del diésel. A este problema, se suma el elevado costo de inversión por la compra de grandes cantidades de combustible que se ve reflejado en el precio final del material asfáltico (Clavijo-Campos, 2017).

Ante esta problemática, la transición energética es un componente clave para alcanzar la seguridad energética considerando que entre 2024 y 2035 el país podría convertirse en un importador neto de petróleo (Espinoza et al., 2019). Por lo tanto, es necesario continuar realizando investigaciones sobre fuentes de energía sostenible como es el caso de la energía solar, puesto que es un recurso gratuito, abundante y con tecnologías especializadas para su aprovechamiento. Además, los niveles de irradiación son superiores a 3,8 kWh/m<sup>2</sup>/día en alrededor del 75% del territorio ecuatoriano lo que garantiza la instalación de proyectos solares (Ordóñez et al., 2019).

En cuanto a la aplicación de tecnologías de captación solar en la industria, se ha encontrado que los colectores solares térmicos son los equipos más viables para aportar a la demanda de calor en procesos como el secado, limpieza, pasteurización, evaporación, destilación, cocción, entre otros (Carrión-Chamba et al., 2022). La comercialización de estos equipos se ha expandido a distintas regiones del mundo; siendo México, India, Alemania, Austria, Estados Unidos, España y China los países que poseen un mayor número de sistemas instalados (Weiss & Spörk-Dür, 2021). A nivel mundial, en la industria asfáltica existe un número limitado de estudios y aplicaciones relacionadas con la integración de la energía solar térmica en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico. Asimismo, en Ecuador no se ha realizado ninguna investigación acerca del potencial de instalación de colectores solares térmicos en esta industria.

Por lo tanto, la idea es incentivar a la comunidad académica e inversores industriales ecuatorianos a contribuir en la investigación, desarrollo e integración de este tipo de tecnologías renovables ya que es una forma de encaminarse para cumplir con el Objetivo 7 de Desarrollo Sostenible “Energía asequible y no contaminante” de la Organización de las Naciones Unidas. Por otro lado, estos proyectos marcan el inicio para alcanzar un

ambiente más sostenible y se alinean con el escenario cero emisiones netas para 2050 propuesto por la IEA donde se menciona que se requerirá un aumento de cincuenta veces el consumo de calor solar térmico industrial para 2030 (IEA, 2021b).

El presente proyecto de investigación busca analizar técnica, económica y ambientalmente la prefactibilidad de implementar un sistema de colectores cilindro parabólico (PTCs, por sus siglas en inglés, de Parabolic Trough Collectors) en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico, y así reducir el consumo de diésel premium en la planta asfáltica del municipio de Cuenca\*.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo General**

Diseñar un sistema de generación de calor mediante el uso de colectores solares, con el fin de analizar técnica, económica y ambientalmente la viabilidad de aplicación de este sistema en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico de la planta asfáltica del GAD Municipal del cantón Cuenca.

### **2.2 Objetivos específicos**

- Estimar la energía térmica requerida en el proceso de calentamiento del cemento asfáltico.
- Simular sistemas de generación de calor solar en SAM (System Advisor Model) variando los parámetros técnicos de instalación de los PTCs comerciales hasta alcanzar un diseño técnico y económicamente viable.
- Realizar una evaluación económica y ambiental de la implementación del sistema de PTCs más viable, con base a dos opciones de generación de calor: solar-diésel en un escenario base y solar-fueloil en un escenario alternativo.

\* La aprobación emitida por el municipio de Cuenca para la ejecución del presente proyecto de titulación se adjunta en el Anexo 1.

## 3. CONTENIDO TEÓRICO

### 3.1 Energías Renovables

La energía renovable es la energía que se repone constantemente en cortos periodos de tiempo. Las fuentes principales de estos tipos de energía son el recurso solar, eólico, hídrico y la biomasa; sin embargo, existen otras fuentes renovables como la geotermia y mareomotriz que resultan de una interacción más compleja entre los diferentes procesos geofísicos (Ilhami & MacEachern, 2018). La integración de las energías renovables en sistemas de generación de electricidad y calor, son una alternativa para generar energía asequible y sostenible en los países que presentan las condiciones ambientales favorables para su instalación.

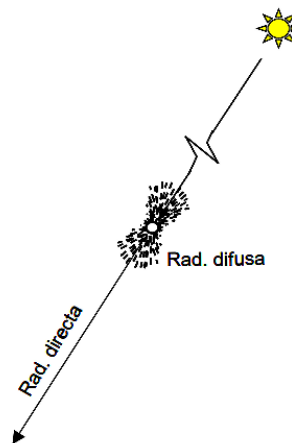
#### 3.1.1 Energía solar

La energía solar resulta de la fusión de núcleos de hidrógeno para formar helio, lo que provoca la liberación de grandes cantidades de radiación energética de longitud de onda muy corta denominada rayos gamma. Se ha demostrado que el Sol es la fuente de energía más grande por emitir  $3,8 \times 10^{23}$  kW de potencia, de los cuales  $1,75 \times 10^{14}$  kW son interceptados por la Tierra (Chwieduk, 2014). No obstante, la cantidad de energía que impacta en la parte externa de la atmósfera por unidad de superficie perpendicular a la radiación incidente es de  $1.367 \text{ W/m}^2$ . A esta estimación promedio de la radiación se la denomina constante solar y de su valor depende que la tierra se mantenga en equilibrio térmico. Además, la constante solar es una de las consideraciones iniciales para calcular con mayor precisión la cantidad de energía disponible en la superficie terrestre (Abal et al., 2020).

La energía solar es una de las opciones más prometedoras para contribuir a la descarbonización del sector energético mundial, debido a que es una fuente inagotable, abundante y gratuita; de manera que posibilita alcanzar eficiencias de producción más sólidas de lo que se lograría con otros tipos de energía renovable. Otra de las ventajas es que el uso de la energía solar no genera impactos negativos al ecosistema, a diferencia de los combustibles fósiles que sí conducen a daños ambientales significativos cuando se combustionan para liberar energía (Kannan & Vakeesan, 2016).

## 3.1.1.1 Radiación solar directa, difusa y global

La radiación solar al ingresar a la atmósfera terrestre se debilita por acción de los fenómenos de dispersión y absorción que se originan por la presencia de partículas de diferentes sustancias (vapor de agua, ozono, CO<sub>2</sub>, nubes y polvo). Como resultado de este proceso se derivan dos tipos de radiación solar que alcanzan la superficie de la tierra como son: la radiación solar directa o irradiancia normal directa (DNI) y la radiación solar difusa. La primera, corresponde a la fracción de radiación que desde el Sol se propaga hasta la superficie de la tierra con una trayectoria bien definida. En tanto que, la radiación solar difusa es aquella que al interactuar con aerosoles y partículas de la atmósfera no se transmite con una trayectoria definida a la superficie terrestre. A la suma de estas dos formas de radiación se la denomina como radiación solar global (Zarza Moya, 2015). Un esquema de la radiación solar directa y difusa se puede observar en la Figura 1.



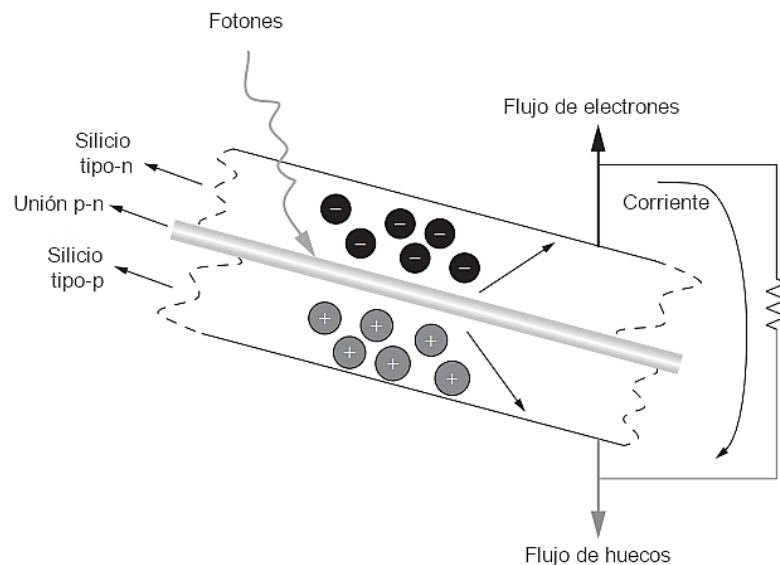
**Figura 1.** Componentes de la radiación solar global y su interacción con la atmósfera (Zarza Moya, 2015).

## 3.1.1.2 Tecnologías de captación solar

La preocupación por el ahorro energético ha permitido avances en la instalación de sistemas de energía solar para satisfacer las necesidades energéticas en los diferentes sectores económicos. Para captar y utilizar la energía solar existen dos tipos de tecnologías: la tecnología solar pasiva y la tecnología solar activa. La tecnología solar pasiva se refiere a los sistemas que no requieren de ningún dispositivo mecánico para liberar o capturar el calor de la energía solar. Por ejemplo, existen edificaciones que se construyen con ciertos materiales que permiten reducir las necesidades de iluminación y calefacción, debido a que están diseñados para recolectar, almacenar y distribuir la energía solar. Por otro lado, en la

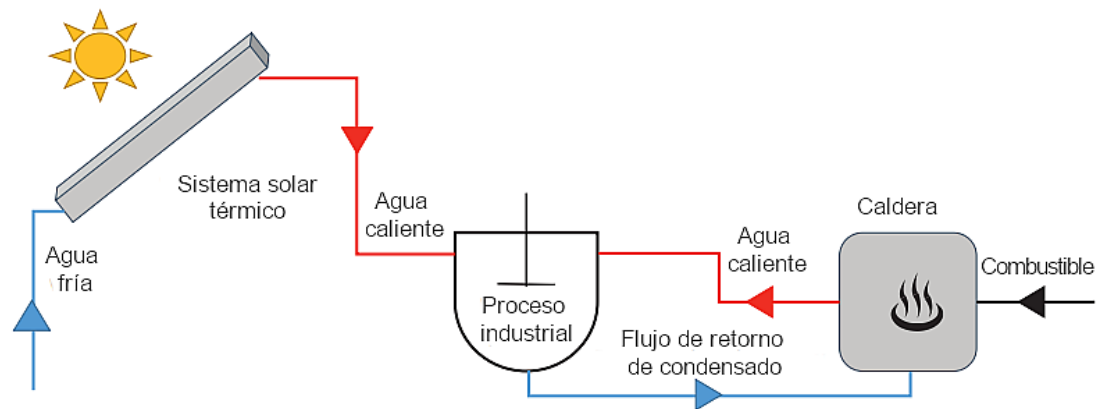
tecnología solar activa se emplean dispositivos mecánicos y eléctricos para transformar la energía proveniente del Sol en calor o electricidad. La energía solar activa se clasifica en energía solar fotovoltaica y energía solar térmica (Kabir et al., 2018).

- **Energía solar fotovoltaica:** Es el sistema que de forma directa convierte la radiación solar en energía eléctrica a través de celdas fotovoltaicas. Las celdas fotovoltaicas se componen de una capa tipo n y una tipo p que se fabrican con diferentes materiales semiconductores. La capa tipo n se carga negativamente debido al exceso de electrones, mientras que la capa tipo p por la deficiencia de electrones crea agujeros (o huecos) y tiene una carga positiva. Cuando estas capas entran en contacto se forma una unión p-n en su interfaz que da origen a un campo eléctrico (ver Figura 2). El proceso continúa con la incidencia de la radiación sobre la celda provocando que los electrones de la banda de valencia se muevan hacia la banda de conducción. Asimismo, los electrones de valencia que permanecían en sus posiciones normales del átomo, ahora se mueven del material semiconductor a la superficie negativa; y simultáneamente los agujeros se desplazan en dirección opuesta hacia la superficie positiva. Finalmente, los terminales positivo y negativo de un circuito externo se conectan a las superficies para generar el flujo de corriente eléctrica (Khaligh & Onar, 2018).



**Figura 2.** Estructura y funcionamiento de una celda fotovoltaica. Adaptado de Khaligh & Onar (2018).

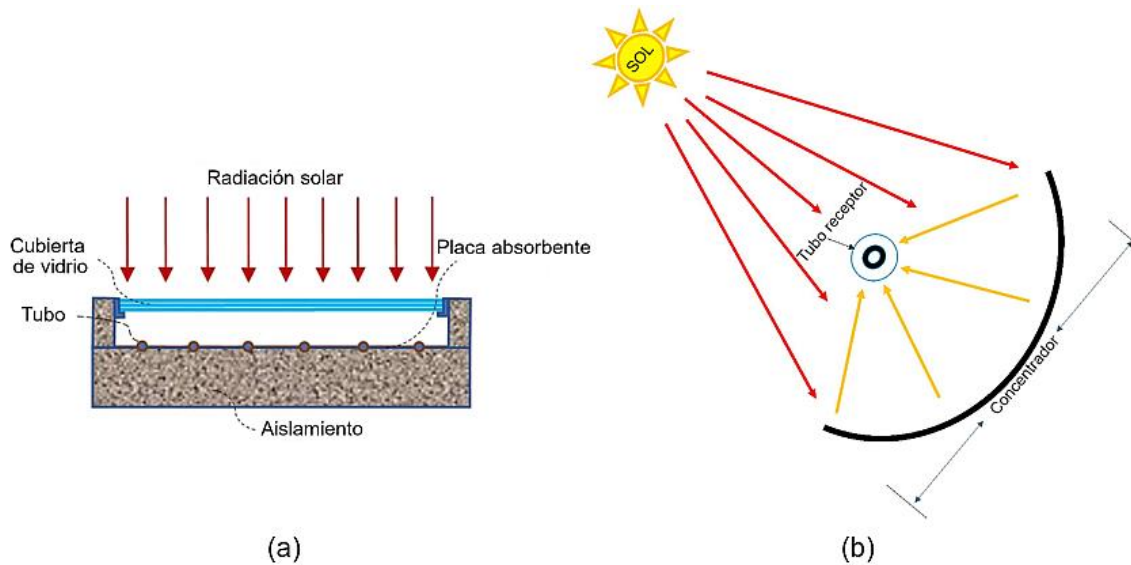
- **Energía solar térmica:** Es una tecnología capaz de transformar la radiación solar en calor mediante un proceso que implica calentar un fluido de transferencia de calor (HTF) para ceder ese calor a otro medio, y aportar total o parcialmente a la demanda de energía en sistemas de calentamiento en el sector residencial, comercial e industrial. Actualmente, las tecnologías solares térmicas han sido ampliamente aceptadas, puesto que el principio de transformación de energía es sencillo y tienen el potencial para desplazar a los sistemas convencionales (Asif, 2017). En la Figura 3 se ejemplifica la integración de la energía solar térmica a un determinado proceso industrial.



**Figura 3.** Esquema general para la integración directa de un sistema de energía solar térmica en un proceso industrial. Adaptado de International Renewable Energy Agency (IRENA, 2015).

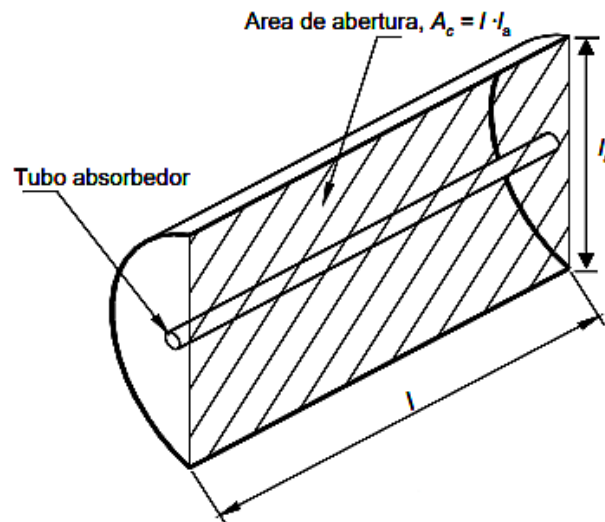
### 3.2 Colectores solares térmicos

Los colectores solares térmicos son dispositivos que transforman la energía solar en energía calorífica empleando materiales que absorben la luz solar para calentar un HTF que circula en el interior del colector, y luego transferir el calor captado por el fluido a otro medio para ser aprovechado. Por su capacidad para aprovechar la energía, estas tecnologías se clasifican en: colectores sin concentración y colectores de concentración (ver Figura 4). Los colectores sin concentración son aquellos equipos que emplean la misma área para interceptar y absorber la radiación solar; a diferencia de los colectores de concentración, que poseen superficies ópticas para reflejar y direccionar únicamente la radiación solar directa hacia una superficie absorbente de menor tamaño con el objetivo de satisfacer niveles de temperatura más elevados (Barone et al., 2019).



**Figura 4.** Colectores según su capacidad para aprovechar la radiación solar: (a) sin concentración y (b) de concentración. Adaptado de Vahidinia & Khorasanizadeh (2021) y Okonkwo et al. (2018).

Uno de los factores que determinan el nivel de temperatura que puede alcanzar un colector es la relación de concentración geométrica ( $C_g$ ), que se define como la razón entre el área de abertura o captación ( $A_c$ ) y el área receptora del dispositivo ( $A_r$ ). En la Figura 5 se muestra una representación gráfica de este factor para un colector cilindro parabólico (PTC).



**Figura 5.** Representación gráfica de la relación de concentración geométrica de un PTC (Zarza Moya, 2015).



La relación de concentración geométrica ( $C_g$ ) está dada por la Ecuación 1.

$$C_g = \frac{A_c}{A_r} = \frac{l \cdot l_a}{\pi \cdot d_o \cdot l} = \frac{l_a}{\pi \cdot d_o} \quad (1)$$

donde  $l$  es la longitud del colector,  $l_a$  el ancho de la parábola y  $d_o$  es el diámetro exterior del tubo absorbedor.

El colector de tubos de vacío (ETC, por sus siglas en inglés, de Evacuated Tube Collector) y el colector de placa plana (FPC, por sus siglas en inglés, de Flat Plate Collector) están dentro de la categoría de los colectores sin concentración, estos no requieren de un sistema de seguimiento y alcanzan niveles de temperatura por debajo de los 200 °C. Por otro lado, como colectores de concentración se tiene al colector parabólico compuesto (CPC, por sus siglas en inglés, de Compound Parabolic Collector), colector lineal Fresnel (LFC, por sus siglas en inglés, de Linear Fresnel Collector), colector cilindro parabólico (PTC), colector de disco parabólico (PDC, por sus siglas en inglés, de Parabolic Dish Collector) y al colector de campo de heliostatos (HFC, por sus siglas en inglés, de Heliostat Field Collector), que se caracterizan por ser tecnologías de mayor rendimiento energético (S. A. Kalogirou, 2014). En la Tabla 1, se muestran los principales colectores disponibles en el mercado y su clasificación de acuerdo a la relación de concentración.

**Tabla 1.** *Categorización de los colectores solares según la relación de concentración (S. A. Kalogirou, 2014).*

Relación de concentración	Tipo de colector	Tipo de absorbedor	Rango de temperatura (°C)	Movimiento
1	FPC	Plano	30-80	
1	ETC	Plano	50-200	Estacionario
1-5	CPC	Tubular	60-240	
10-40	LFC	Tubular	60-250	Seguimiento de un solo eje
10-85	PTC	Tubular	60-400	

---

600-2000	PDC	Punto	100-1500	Seguimiento de dos ejes
300-1500	HFC	Punto	150-2000	

---

El alcance de esta tesis abarca a los colectores de concentración con seguimiento, por lo que en el siguiente apartado no se describirán a los colectores sin concentración.

### **3.2.1 Colectores solares de concentración**

Existen diferentes tipos de colectores solares de concentración que se fabrican e instalan de acuerdo a los requerimientos de calor para cada aplicación. A continuación, se realiza una descripción de los principales captadores concentradores.

#### **3.2.1.1 PTC (colector cilindro parabólico)**

Son dispositivos que disponen de un concentrador en forma de parábola que refleja y direcciona la luz solar hacia un tubo absorbedor que se ubica a lo largo de la línea focal del colector (ver Figura 6.a). El HTF circula a través del tubo absorbedor fabricado de metal que es aislado al vacío con un tubo de vidrio para reducir las pérdidas por convección. Para seguir la trayectoria del Sol, estos colectores están acoplados a un mecanismo de seguimiento de un solo eje, siendo una de las tecnologías más aplicadas en sistemas de calor solar para procesos industriales (SHIP, por sus siglas en inglés, de Solar Heat for Industrial Processes) y electricidad (Qazi, 2017).

#### **3.2.1.2 LFC (colector lineal Fresnel)**

Es una tecnología que emplea una serie de espejos planos o ligeramente curvos para reflejar la radiación solar a un tubo absorbedor estacionario que se ubica a lo largo de la línea focal común de los espejos. Para maximizar la eficiencia en la transferencia de calor, ciertos diseños de LFC instalan un colector parabólico compuesto sobre el tubo receptor con el fin de redirigir la radiación del haz hacia el tubo absorbedor (ver Figura 6.b). El uso de espejos planos y de un tubo receptor fijo hacen de este colector un sistema simple y económico, de manera que se convierte en un dispositivo capaz de competir con el PTC (Qazi, 2017).

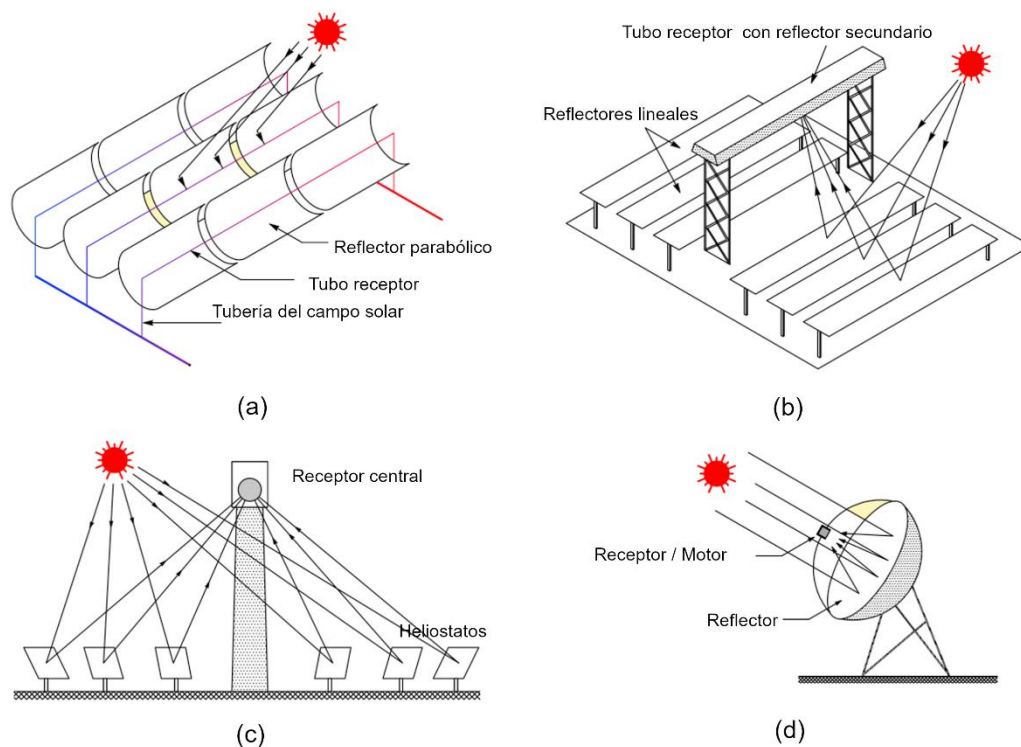
#### **3.2.1.3 HFC (colector de campo de heliostatos)**

Es un sistema compuesto de un receptor central situado en la parte superior de una torre que absorbe la radiación solar proveniente de la reflexión provocada por un conjunto de

heliostatos con seguimiento solar de dos ejes localizados alrededor de la torre (ver Figura 6.c). El receptor calienta un fluido (agua o sales fundidas) en permanente recirculación para producir el vapor que moverá una turbina generadora de electricidad. El sistema central absorbedor es uno de los más eficientes térmicamente y una tecnología que, por la producción de altos niveles de potencia, tiene la capacidad de almacenar energía para suministrarla durante los periodos de intermitencia solar (Imtiaz Hussain et al., 2018).

### 3.2.1.4 PDC (colector de disco parabólico)

Es un sistema formado por un concentrador con geometría en forma de plato que se encarga de captar y reflejar los rayos solares hacia un receptor puntual que se ubica en la distancia focal del disco (ver Figura 6.d). Por el nivel de precisión que debe alcanzar para captar la radiación solar en un solo punto focal, este colector se estructura con un mecanismo de seguimiento de dos ejes que permite mantener una alineación óptima con el Sol. El diseño autónomo de este equipo hace que funcione durante tiempos más prolongados y con menor frecuencia de mantenimiento; sin embargo, por su configuración no es posible que se integre con un sistema de almacenamiento (Baharoon et al., 2015).



**Figura 6.** Colectores solares de concentración: (a) PTC, (b) LFC, (c) HFC y (d) PDC.

*Adaptado de Pal & k. (2021).*

## 3.3 Descripción general del PTC

### 3.3.1 Historia del PTC

En el siglo II a.C, el matemático griego Diocles, inició con el estudio de las propiedades ópticas y geométricas del PTC. En su manuscrito explicó que un espejo en forma de parábola refleja la radiación solar hacia un determinado punto, que es denominado actualmente como punto focal de la parábola (Gharat et al., 2021). Sin embargo, el primer PTC fue diseñado por el ingeniero sueco John Ericsson en 1870, el cual se construyó con un área de captación de 3,25 m<sup>2</sup> y se empleó para generar vapor e impulsar un motor de 373 W (Abdulhamed et al., 2018). Posteriormente, en 1913 el ingeniero estadounidense Frank Shuman instaló un sistema de bombeo a vapor para la distribución de agua de riego en una comunidad agrícola en El Cairo (Egipto), en el que para la producción de vapor saturado (a una presión de 0,1 MPa) se construyó una planta con cinco PTCs. El sistema de colectores disponía de un área total de captación de aproximadamente 1.274,5 m<sup>2</sup>; mientras que cada colector tenía una eficiencia del 40% y un diseño geométrico de 62,17 m de largo por 4,1 m de ancho. No obstante, el inicio de la Primera Guerra Mundial y el uso del petróleo en el sector energético paralizaron las investigaciones y el desarrollo de este tipo de tecnología solar en ese momento (Zarza Moya, 2012).

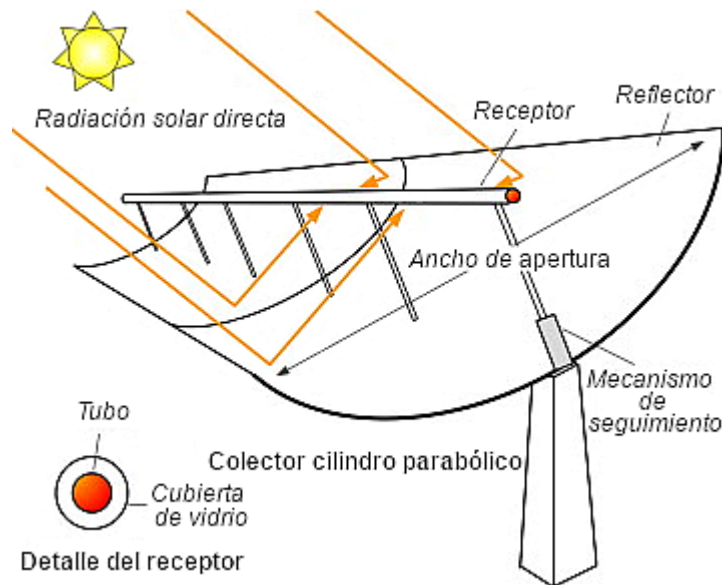
Los estudios sobre esta tecnología se retomaron en respuesta a la crisis petrolera de la década de 1970, cuando en Estados Unidos el laboratorio Sandia National Laboratories, Honeywell International Inc y la empresa Westinghouse construyeron y realizaron pruebas con tres prototipos de PTCs. Los captadores tenían una longitud de 3,66 m y un ancho de 2,13 m; además, en su estructura estos dispositivos incorporaban un tubo absorbedor de acero al carbono recubierto de cromo, y se diseñaron para trabajar a temperaturas menores a 250 °C. En 1980, esta tecnología ingresó al mercado donde Acurex Solar Corp., Suntec Systems Corp.-ExcelCorp., Solar Kinetics Corp., General Electric Co., Honeywell Inc. y Jacobs Del. Corp., fueron algunas de las empresas fabricantes y comercializadoras de varios modelos de PTCs para SHIP y generación de electricidad a menor escala (Fernández-García et al., 2010).

La primera planta termosolar de PTCs para producir energía eléctrica a gran escala fue instalada por la empresa Luz International Ltd. en 1984 en California-Estados Unidos, siendo capaz de generar 14 MW<sub>e</sub>, capacidad que se amplió con la construcción de un total de nueve plantas hasta alcanzar 354 MW<sub>e</sub> en 1990. Sin embargo, en 1991 Luz International

Ltd. que suministraba los modelos de captadores LS-1, LS-2 y LS-3, se declaró como una empresa insolvente debido a la caída del precio de los combustibles fósiles y a los cambios en los contratos de compra obligatoria (Baharoon et al., 2015). En este contexto, en 1998 el consorcio europeo conformado por empresas y laboratorios de investigación desarrollaron diseños de PTCs más rentables y competitivos, como son el Eurotrough-100 y EuroTrough-150 (Zarza Moya, 2012).

### 3.3.2 Componentes del PTC

El diseño e instalación de un PTC se determina de acuerdo al tipo de aplicación a la que se integre. En general, estos dispositivos se componen principalmente de una estructura de soporte, un reflector, un tubo receptor, un mecanismo de seguimiento, un HTF y un sistema opcional de almacenamiento térmico (ver Figura 7).



**Figura 7.** Componentes principales de un PTC. Adaptado de Cabrera et al. (2013).

#### 3.3.2.1 Estructura de soporte

La estructura de soporte tiene la función de mantener la estabilidad y rigidez de todo el sistema de PTCs. El diseño de la estructura se compone del soporte principal que, a través de las columnas, pilotes y caja, anclan y sostienen el colector. El marco se encarga de asegurar los espejos y mantener su geometría parabólica; mientras que un soporte se acopla al tubo receptor y al soporte de los espejos para mantener fija su ubicación y evitar pérdidas de rendimiento debido a las desalineaciones. Para la producción de estos

componentes se deben considerar propiedades mecánicas como la flexión y torsión que se producen por el peso propio y las fuerzas del viento. Los materiales más comunes empleados para la fabricación de la estructura son el acero y el aluminio (Tagle-Salazar et al., 2020).

### **3.3.2.2 Reflector**

Es un componente de geometría parabólica que se encarga de captar, direccionar y concentrar la radiación solar directa en los tubos absorbentes. Para fabricar la estructura rígida del espejo se utilizan diferentes materiales (láminas de aluminio, vidrio o PVC) sobre los que se adhieren placas con alta capacidad de reflectancia generalmente de plata o aluminio. Los espejos deben cumplir con una capacidad de reflejar más del 90% de la radiación solar incidente a un costo de fabricación y mantenimiento económicamente viable. Asimismo, los reflectores son diseñados para garantizar a largo plazo la durabilidad y resistencia a fenómenos meteorológicos, polvo y abrasividad (Fredriksson et al., 2021).

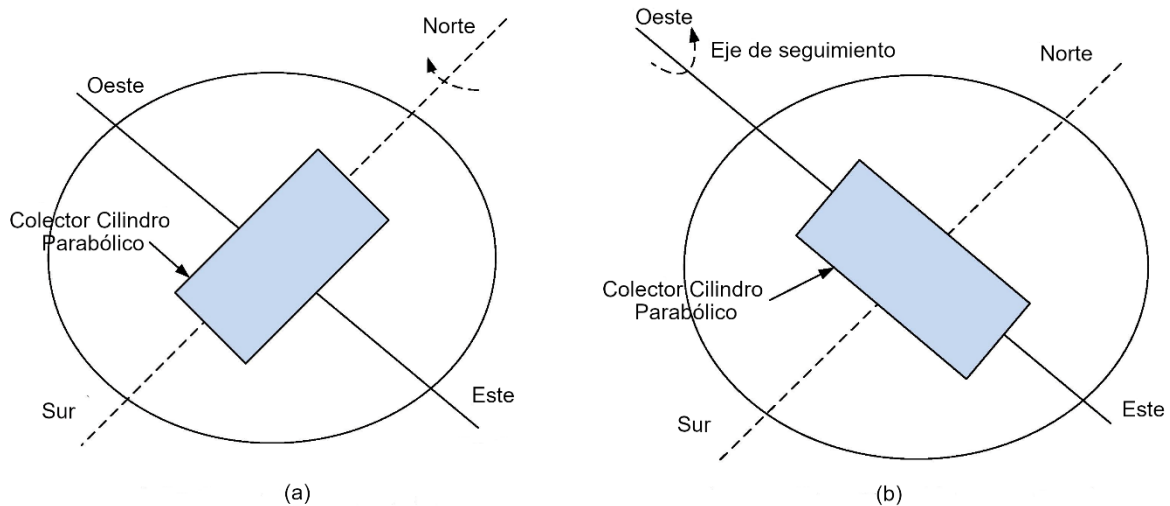
### **3.3.2.3 Receptor**

El tubo receptor es una parte del colector que absorbe la radiación solar y la convierte en calor para cederlo a un HTF. El receptor se compone de dos tubos concéntricos: un tubo exterior de vidrio y un tubo interior de metal por donde circula el fluido. El primero, es fabricado generalmente de borosilicato para incrementar la transmitancia de la radiación solar hasta un 96%; en tanto que el tubo de metal (acero), posee una cubierta de material selectivo de alta absorptancia y baja emisividad para reducir pérdidas térmicas. Con el objetivo de aumentar la eficiencia y minimizar las pérdidas por convección del absorbedor, se genera un alto vacío entre la tubería de metal y la de vidrio. Las pérdidas del vacío se reducen mediante la fijación de fuelles, que también son dispositivos que permiten generar la expansión térmica de las tuberías cuando el receptor trabaja en condiciones de temperatura nominal (Zarza Moya, 2021).

### **3.3.2.4 Mecanismo de seguimiento**

Los PTCs son tecnologías de concentración de enfoque lineal que necesariamente requieren de un sistema de seguimiento para alinear los captadores con cierto grado de precisión según la trayectoria aparente del Sol. Los dispositivos de seguimiento eléctrico comúnmente se utilizan en captadores pequeños, mientras que los sistemas de seguimiento hidráulico se acoplan a captadores de gran tamaño. La configuración de la

posición de un colector en un campo solar dependerá del perfil de demanda de calor que anualmente se pretende satisfacer en el proceso. Ubicar el colector en dirección Norte-Sur con seguimiento Este-Oeste conduce a maximizar la captación de la radiación solar en verano y a incrementar la producción anual de calor; por el contrario, con una configuración Este-Oeste y seguimiento Norte-Sur se optimizará la producción de energía térmica durante el periodo invernal (Bellos & Tzivanidis, 2019). En la Figura 8 se indican las dos principales orientaciones del eje de seguimiento de un PTC.



**Figura 8.** *Modos de orientación y seguimiento del PTC: (a) orientación Norte-Sur con seguimiento Este-Oeste y (b) orientación Este-Oeste y seguimiento Norte-Sur. Adaptado de Zhao et al. (2017).*

### 3.3.2.5 HTF (Fluido de transferencia de calor)

El HTF es una sustancia que transfiere el calor absorbido por el tubo receptor, y se puede utilizar directamente como energía de un proceso específico o indirectamente ceder la energía a otro medio con el uso de un intercambiador de calor. El fluido de trabajo debe cumplir con diferentes propiedades de transferencia de calor como alta conductividad y capacidad térmica, baja viscosidad y expansión térmica, mínima actividad corrosiva, baja toxicidad, y estabilidad térmica y química dentro del rango de temperatura de operación (Tagle-Salazar et al., 2020). El agua y el aceite térmico son los fluidos que más se emplean para transferir el calor. No obstante, existen investigaciones que evalúan el potencial de los nanofluidos, sales fundidas, líquidos iónicos, gases y aceites vegetales, para incrementar el rendimiento en los sistemas de PTCs (Krishna et al., 2020). En la Tabla 2 se muestran las propiedades termofísicas de ciertos HTFs.



**Tabla 2.** Principales propiedades termofísicas de diferentes HTFs.

HTFs	Calor específico (kJ/kg-K)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Conductividad térmica (W/m-K)	Viscosidad dinámica (Pa-s)	Fuente
Aire (a 27 °C)	1,021	0,769	0,036	2,5 x 10 <sup>-5</sup>	(Bellos et al., 2017)
Agua presurizada (a 20 °C)	4,182	998,2	0,6	0,001003	(Mahmoudi et al., 2020)
Etilenglicol (a 20 °C)	2,415	1.111	0,252	0,0157	
Therminol Vp-1 (a 100 °C)	1,774	998,6	0,1276	0,0009876	(Vutukuru et al., 2019)
Dowtherm Q (a 100 °C)	1,904	904,9	0,1115	0,0008	

### 3.3.3 Proveedores de PTCs para aplicaciones industriales

En la actualidad los PTCs son la tecnología de concentración solar más madura comercialmente. En el mercado los colectores de este tipo tienen diferentes características geométricas que varían de acuerdo a dos principales aplicaciones. La primera aplicación corresponde a la generación de electricidad, los dispositivos pueden alcanzar un rango de temperatura entre 300 y 400 °C, y se fabrican con un ancho de apertura mayor a 4 metros. Para la segunda aplicación que es la producción de calor de procesos industriales, estas tecnologías son de menor tamaño (ancho de apertura inferior a 4 m) y la temperatura de funcionamiento está entre los 100 y 250 °C (Imtiaz Hussain et al., 2018). En la Tabla 3 se muestran los principales modelos de PTCs disponibles en el mercado y que pueden ser aplicados en procesos industriales; además, se especifica el fabricante, dimensiones, temperatura de operación y HTF con que trabajan cada uno de ellos.



**Tabla 3.** Modelos comerciales de PTCs para aplicación industrial.

Proveedor- País	Modelo	Dimensiones (longitud x ancho de apertura) (m)	Temp. de operación (°C)	HTF	Fuente
Soliterm- Alemania	PTC 1100	2,5 x 1,1	100-200	Agua, vapor, aceite térmico	(Soliterm Group, 2021)
	PTC 1800	5,09 x 1,8	100-250		
	PTC 3000	5 x 3			
NEP Solar- Australia	PolyTrough 1200	24 x 1,2	Hasta 230	Agua presurizada, aceite térmico	(NEP Solar, 2021)
	PolyTrough 1800	20,9 x 1,845	Hasta 250		
Absolicon- Suecia	T160	5,508 x 1,594	60-160	Agua, propilenglicol (máximo 40%)	(Absolicon, 2021)
Inventive Power- México	Power Trough 110	3,06 x 1,10	45-130	Agua, vapor, aceite térmico	(Inventive Power, 2018a)
	Power Trough 250	4,16 x 2,5	90-260		
Soltigua- Italia	PTMx-18	20,7 x 2,4	Hasta 280	Agua, aceite térmico	(Soltigua, 2022)
	PTMx-24	27,2 x 2,4			
	PTMx-30	33,2 x 2,4			
	PTMx-36	39,6 x 2,4			
Trivelli energia srl- Italia	Solar Wing EVO	8,24 x 1,2	Hasta 250	Agua, agua/glicol, vapor, aceite diatérmico	(Trivelli Energia, 2015)

	S10				
Rackam- Canadá	Parabolic Trough System	12,19 x 1,16	50-240	Agua, vapor, aceite térmico	(Rackam, s. f.)
Vicot Solar Technology -China	Vicot	2,66 x 1,86	100-300	Agua a presión, vapor, aceite térmico	(Vicot, 2017)

Soliterm Group es una empresa alemana que fabrica cuatro modelos de PTCs diseñados para trabajar por debajo de los 250 °C. El modelo PTC 1800 posee un reflector de aluminio revestido y un tubo absorbedor de acero inoxidable con una cubierta de protección de vidrio Pyrex. El peso de este colector es de 130 kg, característica que le brinda disponibilidad para instalarse sobre suelo o en superficies de techo (ver Figura 9). La empresa ha instalado sus modelos de colectores en procesos de refrigeración y calefacción, calentamiento de agua y generación de vapor en hoteles, hospitales, universidades y en diferentes industrias (Soliterm Group, 2021).



**Figura 9.** Modelo PTC 1800 (Lokurlu, 2006).

NEP Solar Pty Ltd. es una empresa australiana que comercializa los PTCs PolyTrough 1200 y PolyTrough 1800 (ver Figura 10). Los dos modelos de captadores poseen reflectores de aluminio revestido y tubos absorbedores de acero inoxidable (AISI 304L) con cubierta de vidrio borosilicato. La estructura de estos modelos dispone de 5 soportes rígidos de acero galvanizado que brindan la opción de instalarse sobre el terreno o techo. El PolyTrough

# UCUENCA

1200 alcanza una eficiencia mayor al 55% en condiciones de  $1.000 \text{ W/m}^2$  de DNI y a una temperatura promedio de operación de  $200 \text{ }^\circ\text{C}$ , mientras que, bajo estas mismas condiciones de prueba el PolyTrough 1800 logra una eficiencia de aproximadamente el 60%. En cuanto a la aplicación de estas tecnologías, NEP Solar ha emplazado gran parte de sus proyectos en Suiza, España y Australia con el fin de emplear la energía producida en calor de procesos industriales, desalinización de agua de mar y en sistemas de refrigeración (NEP Solar, 2021).



(a)



(b)

**Figura 10.** Campos solares: (a) PolyTrough 1200 y (b) PolyTrough 1800 (NEP Solar, s. f.; Solartechnik Prüfung Forschung, 2013).

El T160 es un modelo de PTC desarrollado por la empresa comercial sueca Absolicon (ver Figura 11). El colector tiene un reflector elaborado con polímero incrustado en plata sobre chapa de acero y un tubo absorbedor de acero inoxidable cubierto de un material selectivo, que a diferencia de otros modelos en el mercado, estos componentes se encuentran protegidos por una cubierta de vidrio templado de 4 mm con revestimiento antirreflectante. El peso de este colector es de 148 kg sin incluir el mecanismo de seguimiento, y tiene una eficiencia óptica del 76%. Absolicon ha instalado más de  $6.000 \text{ m}^2$  en diferentes industrias para suplir la demanda de calor, refrigeración y vapor (Absolicon, 2021).



**Figura 11.** *Presentación y sitio de pruebas del colector solar T160. Hårnösand, Suecia (Absolicon, 2020).*

Inventive Power es una empresa mexicana dedicada a la producción de tecnologías solares como el Power Trough 110® y el Power Trough 250® (ver Figura 12). Para estos modelos, los reflectores se fabrican de aluminio anodizado y los tubos absorbentes son de acero inoxidable con material selectivo y una cubierta de cristal de borosilicato. El Power Trough 110 posee un área de captación de 3,36 m<sup>2</sup> y un tubo absorbente no evacuado, a diferencia del Power Trough 250 que dispone de un área de captación de 10 m<sup>2</sup> y de un tubo absorbente aislado al vacío para reducir las pérdidas térmicas por convección. Inventive Power ha instalado más de 100 proyectos en el sector industrial y comercial de México para procesos de calentamiento de agua y generación de vapor (Inventive Power, 2018a).



**Figura 12.** *Sistemas instalados en la industria alimenticia: (a) Power Trough 110® - proceso de pasteurización y (b) Power Trough 250® - calentamiento de aceite vegetal (Inventive Power, 2018a).*

# UCUENCA

El colector PTMx (ver Figura 13) desarrollado por la empresa italiana Soltigua se comercializa en cuatro modelos de tamaño diferente. Los modelos son el PTMx-18, PTMx-24, PTMx-30 y PTMx-36, los cuales tienen un área de captación de 41 m<sup>2</sup>, 54 m<sup>2</sup>, 68 m<sup>2</sup> y 82 m<sup>2</sup>, respectivamente. Para este colector, el reflector se construye de vidrio templado altamente reflectante, mientras que el tubo absorbedor es de acero cubierto con una película de material selectivo (Soltigua, 2022). En condiciones de prueba este colector ha alcanzado una eficiencia del 60% y por sus características de fabricación es ideal para calor de procesos en diferentes industrias (alimentos, química, textiles, plástico, lavanderías, etc.), y en centros comerciales, hospitales y edificios para sistemas refrigeración y calefacción (Francesco & Orioli, 2009).



**Figura 13.** Colector PTMx de Soltigua (Soltigua, 2022).

Trivelli Energia srl es una sociedad italiana que fabrica e instala el modelo de colector Solar Wing EVO (ver Figura 14). El dispositivo consta de un reflector de aluminio con revestimiento protector y de un tubo absorbente de acero inoxidable revestido de una placa de elevada absorción que se cubre con un tubo de vidrio borosilicato. El sistema colector tiene un área de captación de 8,25 m<sup>2</sup> y logra conseguir una eficiencia óptica del 70%. Desde 2009 Trivelli Energia srl ha incorporado sus proyectos en el sector industrial, residencial y comercial para cubrir la demanda de energía en procesos de generación de vapor, calentamiento de agua, calefacción y refrigeración, entre otros (Trivelli Energia, 2015).





**Figura 14.** *Campo solar con colectores Solar Wing EVO (Trivelli Energia, 2015).*

Rackam es un fabricante e instalador canadiense de los colectores S10 y S20, que según su diseño, están integrados por reflectores de aluminio anodizado y tubos absorbentes evacuados. El colector S10 es de tamaño pequeño y se comercializa en tres modelos con longitudes diferentes (ver Figura 15). Hasta el momento, Rackam ha instalado 12 proyectos en todo el mundo, que han aportado en diferentes sectores productivos. Por ejemplo, en la industria para generar calor de procesos, en municipios como tecnologías para el secado de lodos y tratamiento de aguas, así como en la agricultura para procesos de limpieza, calefacción y secado (Rackam, 2021).



**Figura 15.** *Campo solar con colectores S10 en una industria de Portugal (Rackam, 2014).*

Vicot Solar Technology Co., Ltd. es una corporación china especializada en el diseño y fabricación de tecnologías solares. El PTC Vicot (ver Figura 16) es un dispositivo dentro de su línea de producción que está compuesto de un espejo parabólico de vidrio adherido a 6 capas de diferentes materiales que le confieren una reflectividad igual al 92%. Consta de un tubo absorbedor evacuado formado por una tubería de acero inoxidable 304L y una cubierta de vidrio borosilicato. De acuerdo a los ensayos, la eficiencia de este colector es del 55% y se han aplicado para la generación de agua caliente y vapor en industrias químicas, textiles y hoteles, entre otras (Vicot, 2017).



**Figura 16.** Referencia de un campo solar con colectores Vicot (Vicot, 2021).

### **3.4 Plantas de asfalto**

Una planta de mezcla de asfalto en caliente es un conjunto de equipos que mezclan distintos agregados y asfalto a una temperatura elevada para producir una mezcla asfáltica de calidad según el diseño requerido. La mezcla asfáltica está constituida por un sistema bifásico donde los agregados inorgánicos aportan aproximadamente con el 95%, mientras que la segunda fase corresponde al betún que actúa como aglutinante y proporciona el 5% a la mezcla (Mazumder et al., 2016). Existen dos tipos básicos de plantas de mezcla de asfalto en caliente: discontinua (por lotes) y continua (de mezcla tambor).

#### **3.4.1 Planta de asfalto discontinua o por lotes**

En las plantas de asfalto discontinuas los agregados pasan a través de cintas transportadoras desde los silos hacia el tambor donde se calientan y secan. El proceso

continúa con el transporte de agregados calientes a un elevador donde son tamizados y depositados en contenedores para que sistemáticamente el operador controle la cantidad de material exacta que se dejará caer en el mezclador para combinarse con el asfalto caliente. Al final, cada lote de mezcla pasa a los camiones para cumplir con la demanda diaria establecida (Basso dos Santos et al., 2020). Las plantas de este tipo se caracterizan por brindar una mayor flexibilidad de acuerdo a las características de mezcla que se especifican en la producción, debido al posible cambio repentino de dosificación de materiales. Sin embargo, la configuración separada de los procesos de secado y mezclado elevan el costo de producción (Hunter et al., 2015).

### **3.4.2 Planta de asfalto continua o de mezcla tambor**

Las plantas de asfalto continuas emplean para el proceso de calentamiento de agregados y su mezcla con el asfalto un mismo dispositivo denominado tambor secador; luego una banda se encarga de transferir y almacenar temporalmente la mezcla en contenedores antes de cargarse en los camiones. Considerando la dirección de entrada de los agregados con relación a la ubicación del tambor secador, estas plantas se clasifican en contraflujo cuando los agregados y el quemador están en direcciones opuestas, y paralelas si el flujo de los agregados y la llama del quemador siguen la misma dirección (Basso dos Santos et al., 2020). Una de las ventajas de esta maquinaria es que la continuidad del proceso permite crear una mezcla homogénea y una producción elevada que puede alcanzar las 800 ton/h; además, al integrarse con un número menor de equipos los costos de operación y mantenimiento disminuyen en comparación a las plantas de producción por lotes (Hunter et al., 2015). En la actualidad, los tambores de contraflujo son los más utilizados, puesto que se logra un mayor control de emisiones y se incrementa la eficiencia del calentamiento del pavimento asfáltico reciclado (Mallick & El-Korchi, 2017). Asimismo, la disposición de los equipos hace factible la fabricación de un diseño móvil de este tipo de plantas.

### **3.4.3 Calentamiento de cemento asfáltico**

El cemento asfáltico es un aglutinante que antes de mezclarse con los agregados debe mantener una temperatura aproximada de 160 °C para ser lo suficientemente bombeable y permitir un recubrimiento total de los agregados (Caputo et al., 2020). Para alcanzar la temperatura deseada del cemento asfáltico existen dos sistemas principales de calentamiento: directo e indirecto.



### 3.4.3.1 Sistema de calentamiento directo

En este sistema se utiliza un contenedor de fuego directo que es un tanque que tiene acoplado un quemador en uno de los extremos (ver Figura 17). Al encender el quemador la llama pasa a través de un tubo de fuego que atraviesa toda la longitud del tanque transfiriendo el calor presente en el tubo al asfalto. Un sistema de esta clase generalmente es usado para plantas pequeñas que requieren un solo tanque de almacenamiento de asfalto debido a que su costo inicial es bajo en comparación a otros sistemas. Además, al tener relativamente pocas piezas, la instalación de estos equipos equivale a realizar un mantenimiento con menor periodicidad. Por otro lado, si se pretende calentar otros componentes (tanques de emulsión y combustible) instalar bobinas de barrido en el interior del tanque puede ser una opción. No obstante, el HTF que circula en el interior de las bobinas tendrá entre 14 y 28 °C por debajo de la temperatura del asfalto, lo que limita la transferencia de calor a otros procesos. Otra desventaja de utilizar un tanque de fuego directo es que el calor se transfiere únicamente por la superficie limitada del tubo, existiendo el riesgo de provocar un sobrecalentamiento localizado del asfalto (Heatec, 2003).



**Figura 17.** *Tanque de fuego directo (Heatec, 2003).*

### 3.4.3.2 Sistema de calentamiento indirecto

Es un sistema compuesto por una caldera que calienta un HTF que recircula por el serpentín acoplado en el interior del tanque para transferir el calor al cemento asfáltico. En general, las plantas de este tipo poseen únicamente una sola fuente para calentar el aceite térmico, pero suelen disponer de más de un tanque serpentín como unidades separadas de

# UCUENCA

calentamiento (ver Figura 18). Por ser un sistema modular se puede instalar para calentar cemento asfáltico de diferentes características en cualquier tipo de planta sin requerir un mantenimiento periódico, a pesar de estar integrado por un gran número de elementos. De igual manera, la temperatura del aceite térmico es regulada desde el control automático de la caldera y la eficiencia térmica de este sistema es competitiva en relación al tanque de fuego directo (Heatec, 2003).



**Figura 18.** Sistema de tanques para calentamiento indirecto de cemento asfáltico (Heatec, 2003).

## 4. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

### 4.1 Últimas investigaciones sobre la aplicación del PTC en la industria

Los procesos industriales de acuerdo al rango de temperatura se clasifican en procesos de baja temperatura (menor a 150 °C), media temperatura (150-400 °C) y alta temperatura (mayor a 400 °C) (Solar Payback, 2017). No obstante, la mayor parte de calor demandado por la industria se encuentra en temperaturas inferiores a 250 °C (Bolognese et al., 2020).

Hasta finales de 2020 a nivel mundial operaron aproximadamente 891 proyectos SHIP, lo que representa un área total de captación de 1,13 millones de m<sup>2</sup>. En cuanto a proyectos con PTCs, hasta marzo de 2021 se reportaron 57 sistemas instalados de un registro total de 311, según la base de datos SHIP creada en el marco de la Task 49/IV de la IEA. Además, con un valor de más de 650.000 m<sup>2</sup> esta tecnología posee la mayor área de captación instalada (Weiss & Spörk-Dür, 2021). A continuación, en la Tabla 4 se presenta una lista de los procesos industriales potenciales para integrar PTCs.

**Tabla 4.** Clasificación de procesos industriales en función del rango de temperatura (S. Kalogirou, 2003).

Industria	Proceso	Rango de temperatura (°C)
Láctea	Presurización	60-80
	Esterilización	100-120
	Secado	120-180
	Concentrados	60-80
	Agua de alimentación a caldera	60-90
Conservas	Esterilización	110-120
	Pasteurización	60-80
	Cocción	60-90
	Blanqueamiento	60-90
Textil	Blanqueamiento, teñido	60-90
	Secado, desengrasado	100-130
	Fijación	160-180
	Prensado	80-100
Papel	Cocción, secado	60-80
	Agua de alimentación a caldera	60-90

	Blanqueamiento	130-150
Química	Jabones	200-260
	Caucho sintético	150-200
	Calor de procesamiento	120-180
	Agua de precalentamiento	60-90
Cárnica	Lavado, esterilización	60-90
	Cocción	90-100
Bebidas	Lavado, esterilización	60-80
	Pasteurización	60-70
Harinas y subproductos	Esterilización	60-80
Subproductos de la madera	Termodifusión	80-100
	Secado	60-100
	Agua de precalentamiento	60-90
	Preparación de pulpa	120-170
Ladrillos y bloques	Curado	60-140
Plásticos	Preparación	120-140
	Destilación	140-150
	Separación	200-220
	Extensión	140-160
	Secado	180-200
	Mezcla	120-140

Con relación a la Tabla 4, en los últimos cuatro años se han desarrollado investigaciones que han contribuido al crecimiento e innovación de los PTCs. Por ejemplo, un estudio realizado por Sharma et al. (2018) demostró que la instalación de estas tecnologías para el calentamiento de procesos en la industria láctea de la India podría alcanzar valores de fracción solar entre 16 y 33% de acuerdo a la localización de la fábrica. Sin embargo, el bajo precio de los combustibles fósiles y la incapacidad de estos sistemas de captación solar para abastecer la demanda completa de calor, hacen que estos proyectos sean económicamente inviables. En otra investigación sobre la industria láctea un campo solar con colectores PolyTrough 1800 fue modelado, incorporando un sistema de almacenamiento con pentaglicerina para cubrir parte de la demanda de calor en el proceso

de pasteurización. Los resultados mostraron que al emplear una área de captación neta de 590,4 m<sup>2</sup> y tres horas de almacenamiento, es posible alcanzar una fracción solar del 27% en Graz-Austria y de hasta el 52% en la Plataforma Solar de Almería en España (Biencinto et al., 2021). Para el caso específico de México, May Tzuc et al. (2020) sustentan que, según la región climática del país, la tecnología cilindro parabólica puede cubrir entre el 40 y el 80% de la energía térmica requerida en el proceso de pasteurización de esta industria.

Por otro lado, Crespo et al. (2021) estudiaron diferentes escenarios para mejorar la integración del calor solar proporcionado por un campo de PTCs instalado en una empresa chilena dedicada a la producción de jugo de uva. En la investigación se encontró que la energía anual entregada por el campo solar fue de 241 MWh<sub>t</sub> y únicamente se empleó para precalentar el agua de una caldera a 90 °C. Con esta premisa, los autores determinaron que este es un valor energético bajo en relación a la capacidad que debe generar un sistema con un área de captación de 696 m<sup>2</sup> y que se ubica en una zona con irradiación normal directa de 2.920 kWh/m<sup>2</sup>/año. Por lo tanto, de los diferentes escenarios analizados se concluyó que la mejor opción es aumentar la temperatura del sistema de captación solar a 140 °C para aprovechar el calor en el precalentamiento de agua y directamente en el proceso de pasteurización, de forma que se logra incrementar la energía térmica del campo solar a 542,1 MWh<sub>t</sub>.

En Chipre, Ktistis et al. (2021) plantearon dos estrategias experimentales para evaluar el rendimiento de un sistema de PTCs con bloques de almacenamiento de hormigón para la producción de vapor en los procesos de limpieza, pasteurización y esterilización en una fábrica de refrescos. Con la primera estrategia, que consistió en evaluar el rendimiento del campo solar cuando la demanda de vapor es constante de lunes a viernes desde las 5 a.m hasta las 3 p.m, lograron que el sistema produzca 940 litros de vapor por día. Entre tanto, con el segundo criterio que se basó en almacenar directamente la energía al sistema de almacenamiento térmico de hormigón durante los fines de semana (cuando no hay demanda de vapor), consiguieron que la energía total almacenada sea de 107,3 kWh<sub>t</sub>, considerando que el campo solar funciona durante 7 horas. Conforme a estos resultados, incorporar esta tecnología renovable resulta económicamente viable, debido a que el costo de generación de vapor con este sistema es de 10 €/t, en comparación a 50 €/t que es costo de producir vapor con un sistema de caldera típico. Asimismo, el trabajo de Holler et al. (2021) muestra que instalar PTCs para la producción de vapor en la industria alemana de bebidas es factible puesto que, al modelar un campo solar para escenarios de potencia de

# UCUENCA

1,5 y 2 MW en condiciones de baja irradiación solar, fue posible alcanzar una producción de energía térmica anual de 142 y 190 MWh, respectivamente, a un coste que varía entre 55 y 60 €/MWh.

Para analizar la implementación de un sistema térmico solar en una fábrica italiana de alimentos, Bolognese et al. (2020) plantearon un modelo dinámico empleando PTCs para abastecer parte del calor que demanda el proceso de secado de pasta. Las simulaciones probaron que con un campo de 840 m<sup>2</sup> se puede obtener una fracción solar de 23% y un ahorro aproximado de 4,7 tCO<sub>2</sub> por semana. En un contexto semejante, Saxena et al. (2021) evaluaron la opción de sustituir el uso de combustibles fósiles por tecnología solar térmica en el proceso de secado del sector industrial de Bhopal-India. Para ello, simularon en el software SAM una planta solar de PTCs con potencia de diseño de 290 kW<sub>t</sub> y capacidad de transferir calor al proceso a 120 °C. Al plantear este diseño, sus hallazgos revelaron que el sistema solar funcionaría con una eficiencia del 23% y tendría una generación neta anual de 800.979 kWh<sub>t</sub>.

En Chile, Cortés et al. (2018) evaluaron la factibilidad técnica y económica de integrar calor solar para generar vapor en la industria alimentaria. Para este estudio emplearon como tecnología comercial el colector PolyTrough 1800 y, a partir de simulaciones, concluyeron que gran parte del país cuenta con potencial para incorporar vapor solar en la industria. Sin embargo, el costo del campo solar debe ser inferior a 250 USD/m<sup>2</sup> para que sea competitivo con el costo de generación de energía térmica por combustibles fósiles. Marruecos es otra zona con capacidad para aprovechar la energía solar térmica, ya que en el trabajo de Ghazouani, Bouya, & Benaissa (2020) se sostiene que el diseño de un módulo de PTC optimizado, es una tecnología eficiente capaz de producir 12,84 MWh/año a un costo competitivo menor a 0,022 USD/kWh. Asimismo, este dispositivo permite reducir más de 4,1 tCO<sub>2</sub>/año si se incluyera como un sistema alternativo en diversos procesos industriales en este país.

En Salt Lake City (Utah, EE.UU), Mohammadi et al. (2021) realizaron un análisis técnico, económico y ambiental del diseño de una planta de 5 MW<sub>t</sub> con tecnología PTC para generar calor en distintos procesos industriales. Los resultados de la simulación en SAM mostraron que la planta solar es capaz de generar 15.389,24 MW<sub>t</sub> con un LCOH de 26,3 USD/MW<sub>t</sub>. En tanto que el análisis ambiental determinó que es posible evitar aproximadamente 3.582 tCO<sub>2</sub>/año. Taha et al. (2021), modelaron un sistema PTCs que se integra a una caldera

convencional para calentar agua a 140 °C en una fábrica textil en Kombolcha, Etiopía . La simulación de la tecnología propuesta resultó tener una fracción solar máxima de 37,86% con el potencial de ahorrar hasta 1.055,9 t/año de fueloil y reducir las emisiones en 82,77 kgCO<sub>2</sub>/h durante la operación de la planta solar.

Otra de las investigaciones que aportan con información para incorporar esta tecnología renovable, es la desarrollada por Castro et al. (2018) para una fábrica portuguesa dedicada a la producción de aglomerado de corcho expandido. Para este caso, los autores estudiaron la viabilidad de instalar un sistema térmico con PTCs que aporte al suministro de calor en el proceso de precalentamiento de agua de alimentación de la caldera. La conclusión de este trabajo es que al implantar un área de captación de 1.328,4 m<sup>2</sup>, se logra generar 757 MWh/año a un costo de 0,089 euros por kWh, de manera que se satisface el 36,9% de la demanda de energía térmica en el proceso y se alcanza un ahorro de emisiones de 201,8 tCO<sub>2</sub>e/GJ.

Con base en esta revisión es notable que los sistemas de PTCs son una de las tecnologías solares más apropiadas para suplir o complementar la producción de energía térmica de diferentes procesos industriales, debido a que su instalación puede traer consigo beneficios económicos, ambientales y sociales.

## **4.2 Sistemas de calentamiento de asfalto con energía solar térmica**

La incursión de la energía solar térmica para calentamiento de betún en la industria del asfalto ha sido limitada por un número escaso de investigaciones. Uno de los primeros trabajos se trató de un informe elaborado por Hankins (1978) donde se describe el diseño, los planos y los costos de instalar un sistema de calefacción solar para calentar un tanque de asfalto con capacidad de 12.000 gal en la localidad de Lubbock-Texas. En Oklahoma, Henderson et al. (1980) construyeron y operaron por dos años un campo solar de FPCs con área de captación igual a 10 m<sup>2</sup>, para mantener la temperatura de un tanque de emulsión de asfalto (con capacidad de almacenar 37,8 m<sup>3</sup>) entre 18 y 60 °C. En esta experimentación quedó demostrado que el calentamiento de la emulsión asfáltica por energía solar es rentable y no requiere mantenimiento. Para una fábrica de asfalto en Perry-Oklahoma, Parker et al. (1980) operaron un sistema con CPCs para mantener un tanque con asfalto diluido a una temperatura de 85 a 107 °C. Con ocho colectores y un área de captación total de 21 m<sup>2</sup> el sistema funcionó a su capacidad de diseño que era proporcionar al menos el 50% de la carga térmica anual requerida en el proceso. En la Tabla 5 se



muestran las características más importantes de diferentes estudios experimentales y de simulación relacionados con la aplicación de colectores solares para el calentamiento de betún.

**Tabla 5.** Características técnicas, económicas y ambientales de estudios que han evaluado la factibilidad de calentar betún con tecnologías solares.

Ubicación	Descripción	Temp. (°C)	Área de captación (m <sup>2</sup> )- Colector	Ahorros	Fuente
Gray Mountain, Arizona- Estados Unidos	Proyecto de demostración- Calentamiento de un tanque de asfalto con capacidad de 8.000 gal	66-93	44,6-FPC	510,92 USD/año	(Hauskins & Ong, 1979)
Oracle, Arizona- Estados Unidos	Estudio experimental- Calentamiento de un tanque de emulsión de asfalto con capacidad de 8.000 gal	52	22,3-FPC	670 USD/año	(Hauskins, 1980)
Virginia- Estados Unidos	Estudio experimental- Calentamiento de un tanque de almacenamiento de asfalto con capacidad de 10.000 gal	32-47	11,6-FPC	25.126 kWh <sub>e</sub> - 972,24 USD en 12,5 meses	(Hilton, 1984)



Sídney- Australia	Estudio experimental- Calentamiento de un tanque de betún al granel de 320 t	150-175	200-PTC	0,40 USD/t mezcla asfáltica	(Loadsman, 1986)
Sacalaz- Rumania	Estudio experimental- Precalentamiento de betún	54-57	300-FPC	80 kg combustible/ año/m <sup>2</sup> de colector instalado	(Luminosu et al., 2007)
Ginebra- Suiza	Estudio experimental- Calentamiento de betún	170-190	80-FPC evacuado con espejo cilíndrico	7,1 tCO <sub>2</sub> /año	(Benvenuti et al., 2010)
Rio de Janeiro- Brasil	Simulación- Calentamiento de betún con una tasa de flujo de 9 t/h	Mayor a 150	700-CPC	83,13 t diésel/año- 259,36 tCO <sub>2</sub> /año	(Ismail & Fonseca- Costa, 2015)

En una planta asfáltica de Suiza, Bunea et al. (2017) realizaron un análisis de rendimiento y optimización de un sistema solar térmico que se instaló para cubrir dos niveles de temperatura. Las aplicaciones del sistema consisten en calentar betún hasta 190 °C, y generar calor a una temperatura entre 50 y 90 °C para satisfacer las necesidades energéticas de un edificio. El proyecto piloto consta de un área de captación de 175 m<sup>2</sup> y la tecnología empleada fue el FPC evacuado con espejos cilíndricos. Los resultados del análisis energético mostraron que los colectores funcionan por debajo del 50% de su rendimiento teórico a 220 °C, con un coste de la energía igual a 1,85 USD/kWh. Sin embargo, al mejorar la eficiencia del sistema, integrar una estructura de soporte de los colectores más liviana y mejorar la gestión de operación y mantenimiento, el proyecto podría generar energía a un costo de 0,48 USD/kWh (los valores del costo de la energía se transformaron de Francos Suizos (CHF) a USD empleando a 1,03 USD como la equivalencia de 1 CHF, considerando el valor de cotización promedio de la moneda del año 2017 (Banco Central del Ecuador, 2018)).

La planta de asfalto BABIC en Landsberg-Alemania también es un ejemplo claro de la instalación de un sistema de calentamiento de betún con energía solar. Desde 2015, el sistema de FPCs con un área de 190 m<sup>2</sup> opera para calentar agua de proceso y almacenar betún a 70 y 130 °C, respectivamente. Los captadores solares cumplen con estas funciones durante la época estival; sin embargo, en invierno se emplea esta energía solar para la calefacción del edificio (Aschoff Solar, 2014).

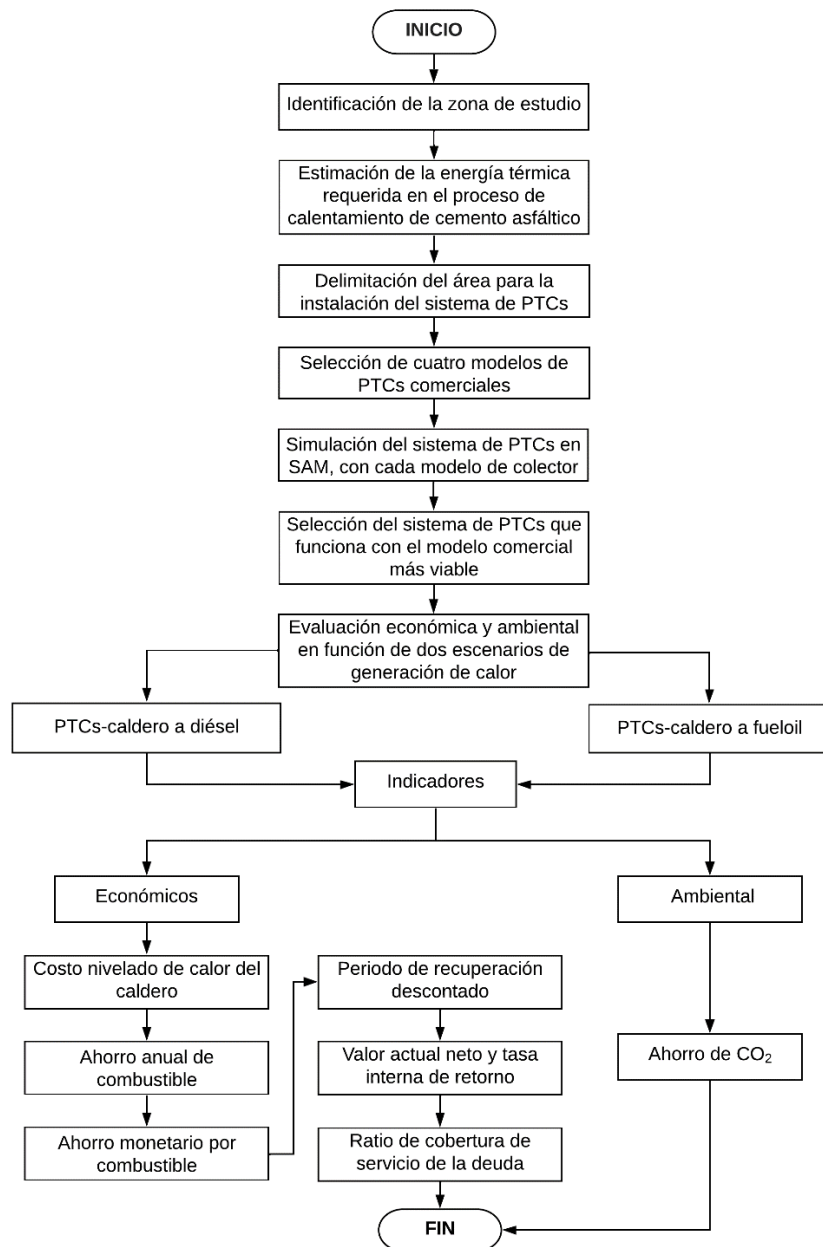
En Francia se ha patentado un sistema híbrido solar-convencional para calentamiento de betún. El invento consiste en mantener el betún a una temperatura de 160 °C mediante el uso de un sistema de PTCs pequeños que se conectan en serie con una caldera y los tanques donde se almacena el betún. Para alcanzar la temperatura requerida en los tanques, el campo solar calienta el HTF y lo recircula hacia la caldera para que el nivel de temperatura del fluido se incremente entre 190 y 210 °C. Posteriormente, el fluido se dirige por un sistema de tuberías hacia los tanques que están equipados con intercambiadores tipo serpentín para transferir el calor al betún (Elouahabi et al., 2016).

Una de las investigaciones más recientes relacionadas con este tema es la de Ghazouani, Bouya, Benaissa, et al. (2020), donde se indaga la interrelación que existe entre el almacenamiento térmico, el costo de energía y la fracción de uso de la energía renovable. Los autores, mediante un algoritmo, dimensionaron un sistema híbrido de funcionamiento combinado con PTCs y energía fósil para calentar betún a 160 °C en una empresa asfáltica de Marruecos. Considerando la optimización del flujo de energía en la integración alcanzaron una fracción de uso de la energía renovable mayor al 40% con un costo menor a 0,05 USD/kWh para pequeños sistemas de almacenamiento térmico (10 y 20 m<sup>3</sup>). Entre tanto, para sistemas de almacenamiento térmico con capacidades entre 150 y 200 m<sup>3</sup> la fracción de uso de la energía renovable calculada fue superior al 85% con un costo de energía inferior a 0,2 USD/kWh.

Otras investigaciones que han contribuido a analizar la integración de energía renovable para el calentamiento de betún es la de Luminosu & Fara (2009) con energía solar pasiva, el estudio de Wang et al. (2015) con una piscina de asfalto solar y un colector de concentración; y el trabajo de Anoune et al. (2018) que emplea un sistema híbrido basado en energía fotovoltaica y eólica para calentar betún.

## 5. METODOLOGÍA

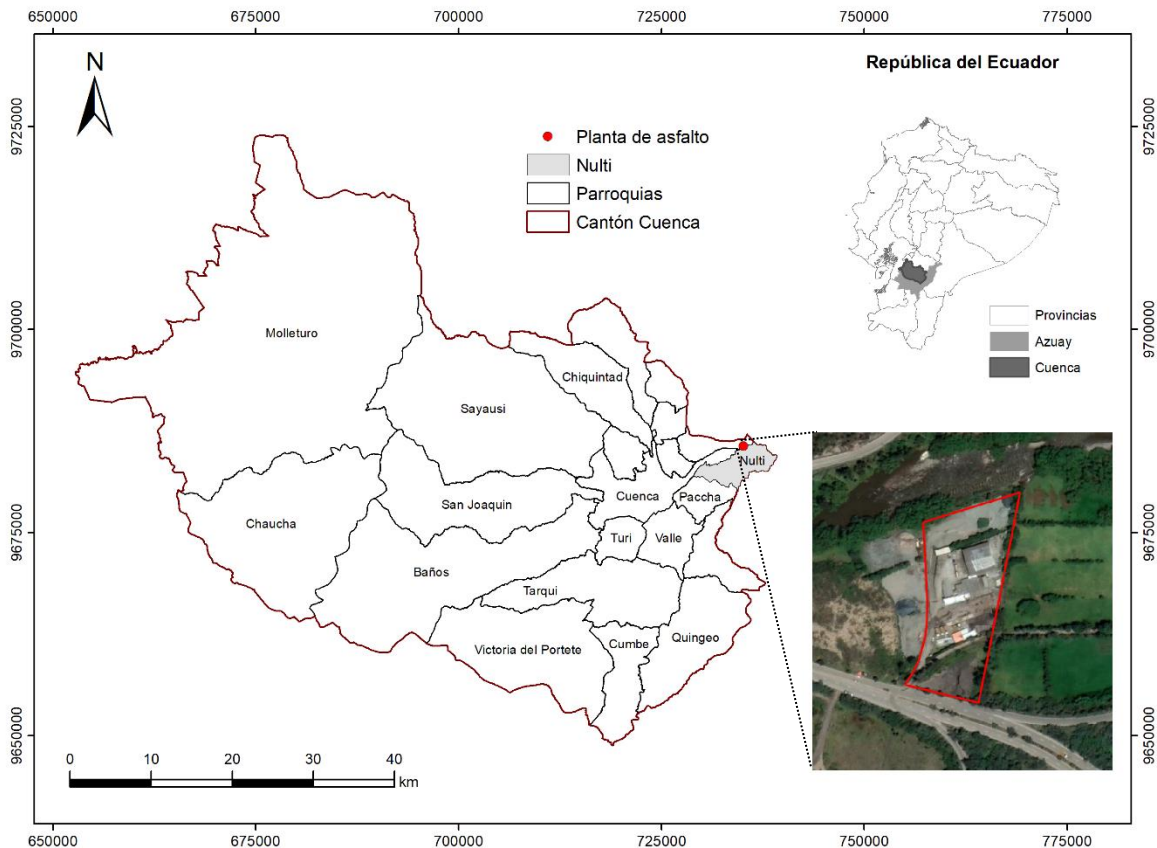
Para analizar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la integración de un sistema de PTCs que aporte con la demanda de calor en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico (AC-20), se ha propuesto un esquema metodológico descrito en la Figura 19, y que será detallado en los siguientes apartados.



**Figura 19.** Diagrama metodológico de la investigación.

## 5.1 Descripción de la planta asfáltica

La planta asfáltica está localizada en el sector de Guangarcucho, parroquia Nulti en el cantón Cuenca, a una altitud de 2.342 msnm (ver Figura 20). Las coordenadas geográficas de ubicación de la planta asfáltica son las siguientes: Latitud  $-2,84^{\circ}$  y Longitud  $-78,89^{\circ}$ .



**Figura 20.** Mapa de ubicación de la planta asfáltica.

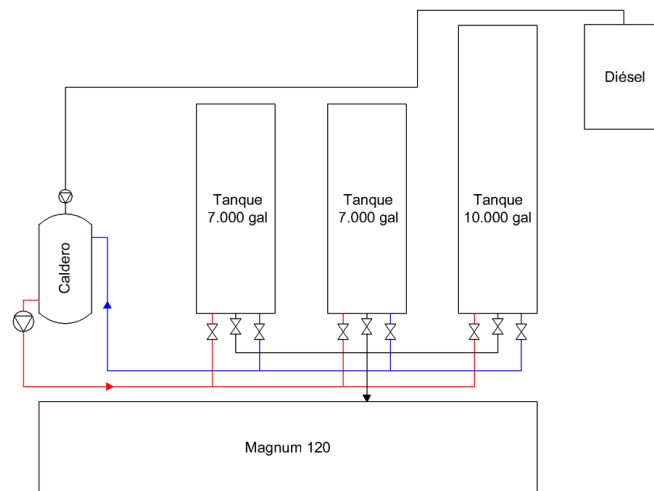
La planta asfáltica se encarga de la producción y de la provisión de mezcla asfáltica a los proyectos de acondicionamiento y colocación de la carpeta asfáltica en vías urbanas y rurales del cantón Cuenca. La planta de asfalto que opera en el GAD Cantonal de Cuenca corresponde al modelo Magnum 120 y tiene una capacidad de producción de 80 a 120 t/h. El diseño de esta tecnología se caracteriza por ser portátil, totalmente automatizada y mantener una continuidad en el proceso de secado y mezcla de los agregados. Para cumplir con la producción promedio diaria de  $127,98 \text{ m}^3$ , la planta asfáltica requiere un suministro de electricidad y diésel (Clavijo-Campos, 2017). La electricidad es usada para alimentar la banda transportadora, bombas, sistemas de control y otros dispositivos; mientras que el

diésel, se utiliza para el funcionamiento del quemador de la planta de asfalto y para operar el caldero que se encarga de mantener el cemento asfáltico a una temperatura óptima antes de mezclarse con los agregados.

En las siguientes secciones se abordarán los criterios técnicos y el procedimiento para simular un sistema de captación solar que contribuya con parte de la energía térmica que se requiere en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico.

## 5.1.1 Proceso de calentamiento de asfalto

En el proceso de calentamiento de cemento asfáltico, la planta emplea un caldero de fluido térmico que utiliza diésel premium como combustible para calentar el aceite térmico hasta un rango de temperatura de entre 180 y 200 °C. La bomba de recirculación es la encargada de impulsar el aceite por las tuberías hacia los tanques de almacenamiento que poseen un serpentín para transferir el calor al cemento asfáltico. La capacidad de almacenamiento del cemento asfáltico en la planta es de 24.000 gal (90,85 m<sup>3</sup>), distribuidos en dos tanques de 7.000 gal (26,5 m<sup>3</sup>) y un tanque de 10.000 gal (37,85 m<sup>3</sup>) (ver Figura 21). La apertura y cierre del flujo de aceite térmico a la entrada de cada tanque se realiza por medio de válvulas registradoras, de manera que facilita impedir la circulación en un tanque y pasar al siguiente tanque cuando el cemento asfáltico alcanza una temperatura entre 150 y 160 °C. La razón de elevar la temperatura del aceite térmico a un máximo de 200 °C se debe a que al calentar el cemento asfáltico en los tanques, el aceite perderá aproximadamente un 20% de su calor al retornar al caldero después de circular por las tuberías (E-MAK, 2020). Las características técnicas del caldero se muestran en la Tabla 6.



**Figura 21.** Sistema convencional de calentamiento de cemento asfáltico.

**Tabla 6.** Características técnicas del caldero de fluido térmico.

Características	Parámetros
Marca / modelo	Arauterm / AFT-H-400
Combustible	Diésel
Capacidad volumétrica	0,24 m <sup>3</sup>
Potencia térmica nominal	400.000 kcal/h (465,2 kW)
Presión del proyecto / presión de prueba hidrostática	588,4 kPa / 882,6 kPa
Temperatura máxima de operación	300 °C
Diferencial de temperatura	40 °C
Bomba de circulación (HP-cv)	7,5
Grupo y categoría del recipiente	5/V
Voltaje y frecuencia eléctrica	440/60 V/Hz Trifásica

### 5.1.2 Demanda térmica

Antes de modelar el área del campo solar de los PTCs es preciso conocer la energía térmica que demanda el sistema convencional de calentamiento de cemento asfáltico. Según datos proporcionados por el técnico de la planta asfáltica, el caldero consume en promedio 6 gal/h (22,71 l/h) de diésel premium, con un horario de trabajo de lunes a viernes desde las 5 a.m hasta las 4 p.m (11 horas diarias de funcionamiento) cuando la demanda de cemento asfáltico es constante durante ese periodo. Los días sábados funciona en promedio 4 horas únicamente para mantener una temperatura adecuada de almacenamiento (> 80 °C) del cemento asfáltico. Con esta información se procedió a estimar la potencia térmica útil del caldero mediante la Ecuación 2.

$$P = Q \cdot \rho \cdot PCI \cdot \eta \cdot f_1 \cdot f_2 \quad (2)$$

donde  $P$  es la potencia térmica útil del caldero (kW<sub>t</sub>),  $Q$  el flujo volumétrico del combustible (l/h),  $\rho$  la densidad del combustible (kg/m<sup>3</sup>),  $PCI$  el poder calorífico inferior del combustible

(kJ/kg),  $\eta$  la eficiencia del caldero (%),  $f_1$  un factor de conversión de volumen (1 m<sup>3</sup>/1000 l) y  $f_2$  un factor de conversión de energía (1 kWh/3.600 kJ). Para determinar la carga térmica se usó la Ecuación 3.

$$E = P \cdot t \quad (3)$$

donde  $E$  es la carga térmica (kWh<sub>t</sub>) y  $t$  el tiempo de funcionamiento por día (h).

Para la densidad del diésel se ha considerado un valor de 843 kg/m<sup>3</sup> y un poder calorífico inferior de 42.493,6 kJ/kg (Erazo Laverde et al., 2016), mientras que para la eficiencia del caldero se ha propuesto un porcentaje referencial del 88% (Pirobloc, 2019), debido a que este valor no se especifica en las características técnicas del equipo. En este sentido, se determinó que la potencia térmica útil del caldero y la carga térmica semanal es de 198,88 kW<sub>t</sub> y 11.734,05 kWh<sub>t</sub>, respectivamente.

## 5.2 Área de instalación del sistema solar propuesto

En esta investigación se plantea un sistema de generación de calor solar con PTCs para analizar la fracción de la energía térmica que puede ser sustituida con energía solar con el fin de minimizar el costo de la energía. Por el espacio disponible junto a la planta asfáltica, este análisis se limitó a un área de 1.200 m<sup>2</sup>, siendo también esta una de las razones por la que no se consideró dimensionar un sistema de almacenamiento térmico. En la Figura 22 se muestra el área disponible para el emplazamiento del campo solar.



**Figura 22.** Área disponible para la instalación del campo solar: (a) visualización de las dimensiones y (b) perspectiva lateral del sitio.



## 5.3 Selección de colectores cilindro parabólico (PTCs) comerciales

La selección de un colector de concentración para la simulación del campo solar se fundamenta en que el nivel de temperatura requerido para calentar el cemento asfáltico está categorizado como un proceso industrial de media temperatura (150–400 °C). En este sentido, se ha elegido a los PTCs porque mantienen una eficiencia casi constante a diferentes niveles de temperatura y son la tecnología de concentración más madura y posicionada en el mercado (Carrión-Chamba et al., 2022).

Con base a una revisión de los PTCs disponibles en el mercado (ver sección 3.3.3) se eligieron los modelos PTC 1800 (ver Anexo 2), Power Trough 250 (ver Anexo 3), Solar Wing EVO (ver Anexo 4) y Vicot (ver Anexo 5). Uno de los criterios para seleccionar estas 4 tecnologías fue verificar que los captadores puedan alcanzar una temperatura de operación de 200 °C con una menor área de captación, puesto que a ese nivel de temperatura el fluido térmico transfiere el calor necesario al cemento asfáltico. Otro sustento, es que al optar por captadores de dimensiones más pequeñas se facilita la integración y disposición de estos dispositivos en espacios limitados.

La información técnica principal de cada colector se obtuvo de los catálogos disponibles en la web y de los datos proporcionados directamente por los fabricantes.

## 5.4 SAM (System Advisor Model)

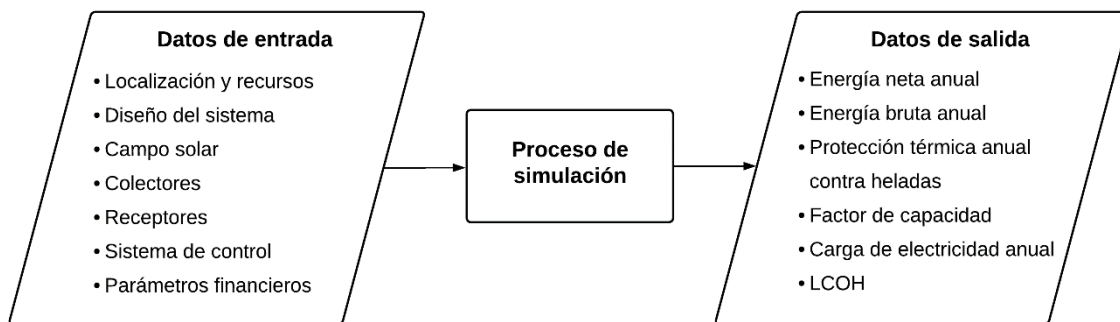
SAM es un software con base en un modelo tecnoeconómico que permite realizar simulaciones de diferentes tipos de sistemas de energía renovable. El software fue desarrollado en 2005 por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) del Departamento de Energía de EE.UU y su objetivo principal es facilitar la toma de decisiones a las personas involucradas en el diseño y construcción de proyectos dentro de la industria de la energía renovable. Para diseñar proyectos de energía solar concentrada, SAM dispone de modelos para el colector cilindro parabólico (PTC), colector lineal Fresnel (FLC), colector de disco parabólico (PDC) y colector de campo de heliostatos (HFC) (Blair et al., 2018).

Por ser de código abierto y gratuito se utilizó este software (versión 2020.2.29-r3) para realizar el análisis de rendimiento de los colectores empleando el modelo cilindro parabólico de calor de procesos industriales o por su denominación en inglés *IPH Parabolic Trough*. El modelo técnico de calor de procesos industriales tiene similitud con el modelo físico



(*Physical Trough Model*), pero su diferencia es que el calor producido por el campo solar se emplea para suministrar calor en procesos térmicos, y no para la generación de electricidad a través de un ciclo de potencia (en el Anexo 6 se describe a detalle las principales ecuaciones que rigen el modelo físico).

Existen dos opciones de simulación dentro del modelo *IPH Parabolic Trough*. El primer submodelo, es el no financiero que únicamente presenta resultados de la energía generada por los colectores solares. Entre tanto, el submodelo de cálculo del Costo Nivelado de Calor (LCOH) permite realizar análisis predictivos de rendimiento energético y al mismo tiempo evaluar el costo equivalente a la energía producida por el sistema (System Advisor Model, 2021). Una de las propuestas dentro de este trabajo es analizar económicamente la viabilidad de implementar el sistema térmico solar, razón por la cual se utilizará el submodelo que incluye el cálculo del LCOH. En la Figura 23 se presenta un diagrama de flujo del modelo utilizado para la simulación en SAM.



**Figura 23.** Diagrama de flujo del proceso de simulación en SAM mediante el modelo de calor de procesos industriales - *IPH Parabolic Trough*.

En la simulación del sistema de PTCs, el modelo requiere de datos de entrada para precisar las características técnicas del equipo físico, así como los parámetros financieros necesarios para calcular el costo de la energía. Para este estudio, importar el archivo meteorológico al software y definir los valores de las variables del punto de diseño fueron los primeros pasos para configurar el modelo. Posteriormente, se especificaron los criterios relacionados con los colectores y receptores para fijar los parámetros del campo solar. Finalmente, se delimitaron las horas de funcionamiento del sistema solar y se estableció la información financiera para obtener como resultados principales de la simulación la cantidad de energía térmica generada y el LCOH.

## 5.4.1 Ubicación y recursos

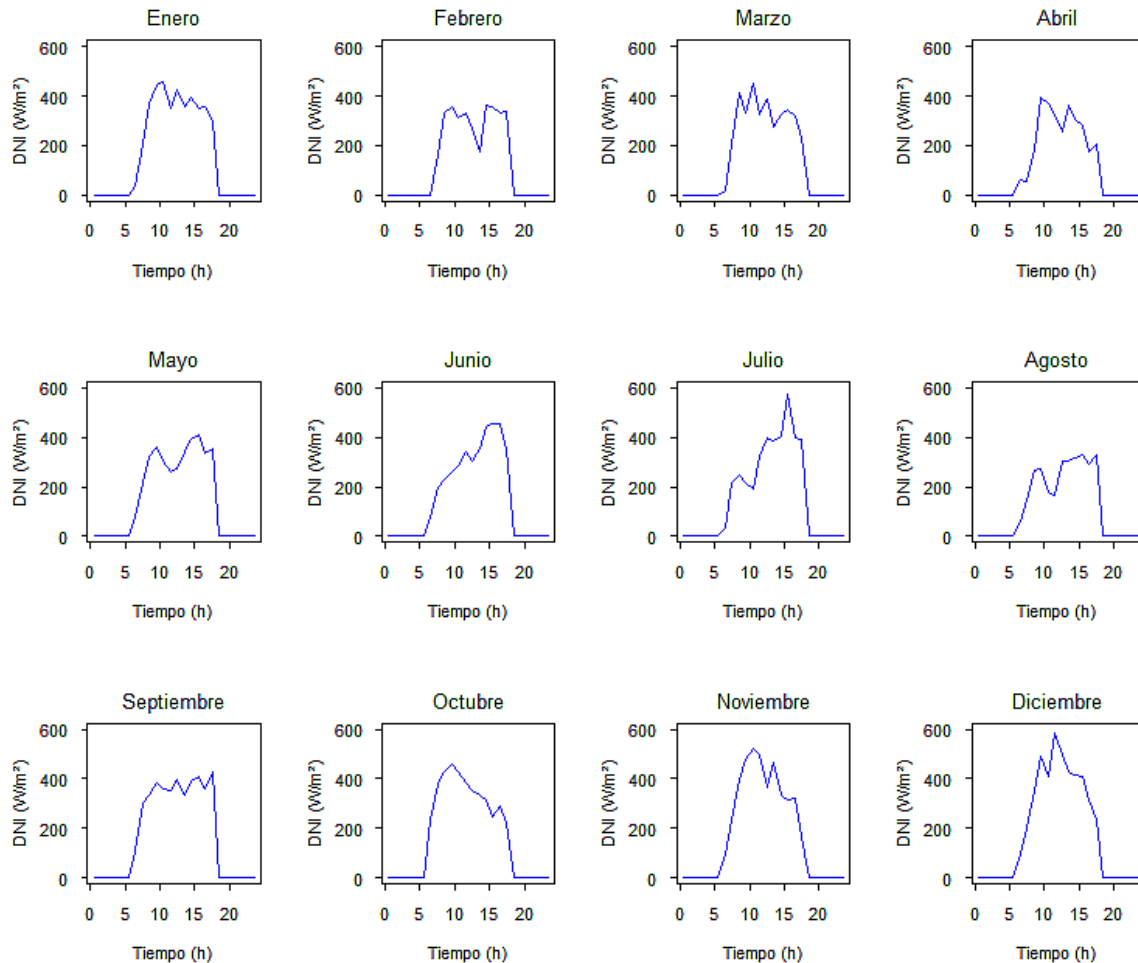
Para iniciar con la modelación del sistema se requiere conocer el valor de las variables meteorológicas que definen las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento del proyecto. El formato de documento indicado que usa el modelo para evaluar el rendimiento del sistema, es el archivo de datos TMY3 (año meteorológico típico) que se importó a SAM desde la Base de Datos de Radiación Solar del NREL (<https://nsrdb.nrel.gov/>). El TMY3 se caracteriza por contener información meteorológica horaria del sitio de estudio. En la Tabla 7 se visualizan los datos de encabezado del formato TMY3-2020 y el valor promedio anual de las variables meteorológicas más importantes calculadas a partir de este archivo para la ubicación de la planta de asfalto.

**Tabla 7.** Información estándar del archivo de datos TMY3 y valor promedio de las principales variables meteorológicas mostradas por SAM.

Sección	Parámetro	Valor	Unidad
Datos de encabezado	Latitud	-2,83	Grados decimales
	Longitud	-78,9	Grados decimales
	Zona horaria	GTM-5	-
	Elevación	2.443	msnm
	ID de la estación	1090130	-
Promedio anual de las variables meteorológicas	Irradiación global horizontal	4,9	kWh/m <sup>2</sup> /día
	Irradiación normal directa	3,8	kWh/m <sup>2</sup> /día
	Irradiación difusa horizontal	2,4	kWh/m <sup>2</sup> /día
	Temperatura	14,4	°C
	Velocidad del viento	2,1	m/s

El DNI es la principal variable que se debe tener en cuenta para evaluar el potencial de instalar un sistema de PTCs. En la ubicación de la planta asfáltica la irradiación normal directa promedio anual es de 3,8 kWh/m<sup>2</sup>/día, valor que se encuentra por arriba del umbral (3,5 kWh/m<sup>2</sup>/día) sugerido por Cevallos-Sierra & Ramos-Martin (2018) para instalar

proyectos con tecnologías de concentración solar térmica. La Figura 24 muestra el promedio horario del DNI para los diferentes meses del año en la zona de emplazamiento de la planta asfáltica.



**Figura 24.** Distribución horaria del DNI para cada mes en el sector Guangarcucho, Cuenca (NREL, 2021).

## 5.4.2 Diseño del sistema

La sección de diseño del sistema muestra las entradas para ingresar los parámetros que determinarán el punto de diseño. Al definir el conjunto de parámetros del punto de diseño se conocerá la capacidad nominal a la que trabajará el sistema, considerando que con parámetros diferentes a los del punto de diseño, el campo de colectores puede generar mayor o menor potencia que su capacidad nominal. En la Tabla 8 se presentan los

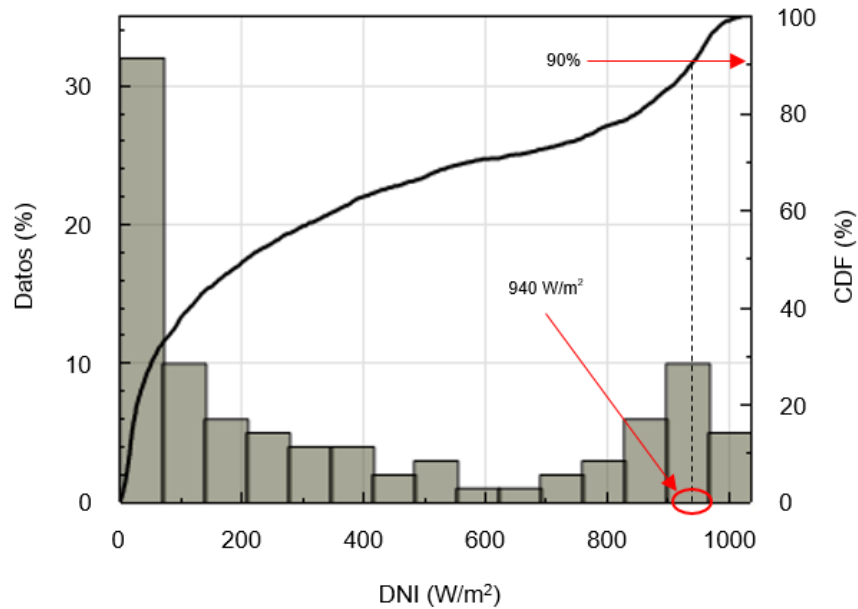
parámetros del punto de diseño que se utilizaron en común para la simulación con cada modelo de colector.

**Tabla 8.** *Parámetros principales del punto de diseño para las modelaciones.*

Categoría	Parámetros	Valor
Campo solar	DNI punto de diseño (W/m <sup>2</sup> )	940
	Múltiplo solar	1
	Temperatura del fluido en la entrada del bucle (°C)	160
	Temperatura del fluido a la salida del bucle (°C)	200
Disipador de calor	Potencia del disipador de calor (MW <sub>t</sub> )	Variable
	Potencia de bombeo del HTF a través del disipador de calor (kW/kg/s)	0,55

**Nota.** Las definiciones de cada parámetro del modelo de simulación se describen en el Anexo 7.

El DNI en el diseño debe seleccionarse metódicamente para que el sistema funcione con mayor eficiencia, ya que al utilizar un DNI de punto de diseño más bajo, el campo solar se sobredimensiona, de manera que se incrementan los costos del sistema. Por el contrario, suponer un DNI más alto para el diseño, hará del campo un sistema insuficiente provocando una disminución en la producción de energía (Hossain et al., 2021). Para este caso, se tomó como DNI del punto de diseño al valor que se obtiene de calcular el percentil 90 de la función de distribución acumulada (CDF) de DNI del archivo TMY3 (Kamath et al., 2022; Lemos et al., 2018). En la Figura 25, se observa la representación gráfica de la CDF de DNI y la obtención del percentil 90.



**Figura 25.** Determinación del DNI del punto de diseño.

Calcular el percentil 90 de la CDF, indica que durante el 90% de horas sol, un DNI inferior a  $940 \text{ W/m}^2$  debería llegar a los espejos del colector en el lugar donde se localiza la planta asfáltica.

En cuanto al múltiplo solar se eligió el valor de 1, puesto que toda la energía producida por el campo durante las horas de funcionamiento, será consumida en el proceso calentamiento del cemento asfáltico, siendo también otra de las razones por la que no se tomó en cuenta diseñar un sistema de almacenamiento térmico. Las temperaturas del fluido a la entrada y salida del bucle (o también denominado fila de colectores) se fijaron en el rango de temperatura que se necesita para que el cemento asfáltico tenga la viscosidad adecuada para el bombeo y uso posterior.

La potencia térmica nominal que se planteó alcanzar con el sistema fue  $0,2 \text{ MW}_t$ ; sin embargo, este parámetro se determinó en función del área disponible para el campo solar y de la forma en que mejor se acoplen al campo cada uno de los modelos de colectores solares seleccionados, considerando que de acuerdo al área de captación de cada modelo se incrementó o disminuyó la potencia del sistema. Finalmente, como potencia de bombeo del HTF a través del disipador de calor, se utilizó el valor establecido por defecto.

## 5.4.3 Colectores y receptores

En este apartado de la simulación se ingresaron los parámetros ópticos y geométricos de los colectores antes seleccionados. En la sección de colectores, la longitud media de la trayectoria de la superficie al foco ( $F_{avg}$ ) es uno de los parámetros que al no ser especificado por los fabricantes se calculó de acuerdo a lo descrito en el sistema de ayuda de SAM (System Advisor Model, 2021), utilizando la Ecuación 4.

$$F_{avg} = w \cdot \sqrt{\frac{\left(4 \cdot a^2 + \left(\frac{w}{2}\right)^2\right)^2}{a^2}} \cdot \frac{12 \cdot a^2 + \left(\frac{w}{2}\right)^2}{12 \cdot w \cdot \left(4 \cdot a^2 + \left(\frac{w}{2}\right)^2\right)} \quad (4)$$

donde  $w$  es el ancho de apertura, y  $a$  la distancia focal en el vértice.

Dentro de los parámetros que se especifican en la sección receptores, el promedio estimado de pérdida de calor fue un valor que se tomó a partir del estudio realizado por Sallaberry et al. (2018), donde se determinó que un tubo absorbedor que mantiene una temperatura de 200 °C tendrá aproximadamente una pérdida de calor de 40 W/m<sup>2</sup>. En la Tabla 9 se describen los principales parámetros de las secciones colector y receptor, respectivamente, cabe mencionar que los parámetros que no se muestran, fueron los indicados por defecto.

**Tabla 9.** Principales parámetros de diseño de los colectores y receptores.

Categoría	Parámetros	PTC 1800		Power Trough 250		Solar Wing EVO		Vicot	
		Valor	Fuente	Valor	Fuente	Valor	Fuente	Valor	Fuente
Geometría del colector	Área de captación reflectante (m <sup>2</sup> )	9,16		10		8,25		5	
	Ancho de apertura, estructura total (m)	1,8	(Soliterm Group, 2021)	2,5	(Inventive Power, 2018b)	1,2	(Trivelli Energia, 2015)	1,86	(Vicot, 2017)
	Longitud del conjunto del colector (m)	5,09		4,16		8,24		2,66	
	Número de módulos por ensamblaje	1		1		4		1	
	Longitud media de la trayectoria de la superficie al foco (m)	0,87	*	1,07	*	0,37	*	0,54	*
	Distancia de tubería entre conjuntos (m)	0,15	Autores	0,3	Autores	0,15	Autores	0,15	Autores
	Parámetros ópticos	Reflectancia de espejo	0,89	(Fernández-García et al., 2010)	0,92	**	0,94	**	0,92
	Distancia entre filas (m)	4,5	Autores	6,25	Autores	3	**	4,65	Autores

Parámetros del campo solar	Velocidad máxima del viento permitida (m/s)	25	SAM	25	SAM	19	(Trivelli Energia, 2015)	17,2
Geometría del receptor	Diámetro interior del tubo absorbente (m)	0,0367	(Lokurlu et al., 2005)	0,038	(Inventive Power, 2018b)	0,0208	**	0,03
	Diámetro exterior del tubo absorbente (m)	0,038		0,040		0,022	(Trivelli Energia, 2015)	0,032
	Diámetro interior de la envolvente de vidrio (m)	0,0628		0,097	**	**	0,082	
	Diámetro exterior de la envolvente de vidrio (m)	0,065		0,099	0,042	0,084	(Vicot, 2017)	
Parámetros y variaciones del receptor	Absorción del absorbedor	0,94	(Balghouthi et al., 2014)	0,95		0,95		0,92
	Transmitancia de la envolvente	0,95	(Fernández-García et al., 2010)	0,96	(Tagle et al., 2018)	0,96	SAM	0,92
	Tipo de gas anular	Aire	(Horta, 2015)	Aire	SAM	Aire	**	Argón
	Presión anular (torr)	7,5 x 10 <sup>-5</sup>	(Bellos & Tzivanidis, 2019)	7,501 x 10 <sup>-5</sup>	**	7,5 x 10 <sup>-5</sup>	(Bellos & Tzivanidis, 2019)	7,5 x 10 <sup>-6</sup>

**Nota.** \* Parámetro calculado en función a la Ecuación 4. \*\* Información proporcionada directamente por el fabricante del colector.



## 5.4.4 Campo solar

El campo solar se compone de una serie de colectores solares que forman varios bucles. Los bucles se alinean paralelamente entre ellos, de manera que en los tubos absorbedores se calienta el HTF que circula desde la entrada hasta la salida de cada bucle. La configuración del número de bucles se puede establecer en función de la potencia de diseño o del área que se dispone para instalar el campo solar. En la Tabla 10 se muestran los parámetros que definen el campo solar y que se usaron para la simulación de cada modelo de colector.

**Tabla 10.** *Parámetros del campo solar.*

Categoría	Parámetros	Valor	Fuente
Parámetros del campo solar	Distancia entre filas (m)	*	-
	Rugosidad de la tubería principal (m)	$4,57 \times 10^{-5}$	
	Eficiencia de la bomba HTF	0,85	SAM
	Coeficiente de pérdida térmica de la tubería (W/m <sup>2</sup> -K)	0,45	
	Velocidad máxima del viento permitida (m/s)	*	-
	Energía de arranque del colector (kWh <sub>e</sub> )	0,021	SAM
	Potencia de seguimiento por colector (W)	125	
	Número de subsecciones de campo	1	Autores
	Permitir desenfoco parcial	Simultáneo	
	HTF	Temperatura de protección contra congelamiento (°C)	10
Caudal mínimo de un bucle (kg/s)		0,3	Autores
Caudal máximo de un bucle (kg/s)		3	
Velocidad mínima de flujo de diseño del cabezal-frío y cabezal-caliente (m/s)		2	SAM

	Velocidad máxima de flujo de diseño del cabezal-frío y cabezal-caliente (m/s)	3	
Orientación del colector	Inclinación del colector (°)	0	Autores
	Acimut del colector (°)	0	
	Ángulo de retención (°)	170	
	Ángulo de despliegue (°)	10	SAM
Lavado de espejos	Consumo de agua por lavado (l/m <sup>2</sup> ,apertura)	0,7	
	Lavados por año	52	Autores
Capacidad de calor de la planta	Inercia térmica de la tubería caliente (kWh <sub>t</sub> /K-MW <sub>t</sub> )	0,2	
	Inercia térmica de la tubería fría (kWh <sub>t</sub> /K-MW <sub>t</sub> )	0,2	SAM
	Inercia térmica de la tubería del bucle de campo (Wh <sub>t</sub> /K-m)	4,5	
Configuración de bucle único	Número de colectores ensamblados por bucle	Variable	Autores

**Nota.** \* La descripción de estos parámetros se pueden visualizar en la Tabla 9.

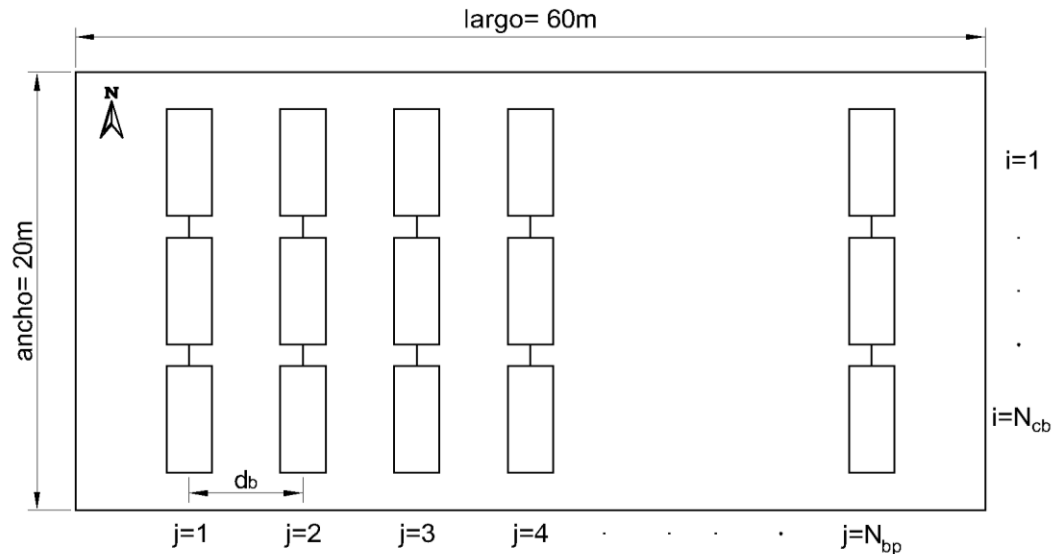
El HTF es un parámetro fundamental que se debe seleccionar de acuerdo al nivel de temperatura en que opera el campo solar para satisfacer las necesidades térmicas de un proceso específico. Para las simulaciones se trabajó con el fluido mineral Texatherm 46, que es el mismo aceite con el que funciona el caldero de fluido térmico. Por sus características termofísicas este HTF puede ser utilizado en sistemas de concentración solar y tiene un rango de aplicación entre -15 y 316 °C (Aguilar Pardo & Fernández Guarnizo, 2015). El software dispone de una opción en la que se muestra una serie de HTFs que pueden emplearse para la simulación; no obstante, por ser un fluido diferente a los de la base de datos, la información del aceite Texatherm 46 se ingresó manualmente. En la Tabla 11 se muestran las características termofísicas de este HTF a diferentes niveles de temperatura.

**Tabla 11.** *Propiedades térmicas y físicas del HTF Texatherm 46 (Texaco, 2015).*

Temperatura (°C)	Calor específico (kJ/kg-K)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidad dinámica (Pa-s)	Viscosidad cinemática (m <sup>2</sup> /s)	Conductividad térmica (W/m-K)
40	1,9565	853,2	0,03777970	4,43 x 10 <sup>-5</sup>	0,129718
100	2,12	830	0,0054	6,51 x 10 <sup>-6</sup>	0,126
150	2,3572	783,6	0,00225677	2,88 x 10 <sup>-6</sup>	0,121762
200	2,5	770	0,0012	1,56 x 10 <sup>-6</sup>	0,119

En la disposición del campo solar fue necesario especificar ciertos parámetros para que el funcionamiento del sistema sea eficiente. Con relación a la orientación de los colectores, se propuso utilizar un ángulo de acimut de 0 grados, lo que significa que todos los modelos de colectores se alinean en dirección Norte-Sur con seguimiento Este-Oeste con el fin de maximizar la producción de energía al final del año. El rendimiento de generación de energía del campo solar también depende de la limpieza de los colectores, puesto que la suciedad en los espejos podría reducir su reflectividad en un 0,2% diario (Zarza Moya, 2015). Reconociendo la abundancia de polvo generada por la constante circulación de maquinaria pesada, y de volquetes que cargan y descargan áridos en patios cercanos a la ubicación del campo solar, la periodicidad del lavado de espejos se fijó en una vez por semana.

Por otro lado, con el fin de evitar o disminuir el efecto de sombreado entre los colectores, la distancia entre bucles se tomó como 2,5 veces el ancho de apertura en cada modelo de colector, debido a que fue un factor que permitió aumentar el número de bucles instalados en el campo solar sin generar pérdidas significativas de energía. El número de colectores ensamblados por bucle fue un parámetro que se configuró de acuerdo al ancho disponible para el campo solar. En la Figura 26 se muestra un esquema general del campo solar representado como una matriz  $i \times j$ , donde  $N_{cb}$  es el número de colectores por bucle,  $N_{bp}$  el número de bucles en paralelo y  $d_b$  la distancia entre bucles.



**Figura 26.** Plano general de la configuración del campo solar.

Dentro del esquema general del campo solar se consideró una longitud de 1 m en el extremo de cada bucle como parámetro de diseño para la instalación de las tuberías de fluido térmico. Las dimensiones de cada modelo de colector influyeron en la integración de una menor o mayor área total de captación instalada en el campo, originando una disminución o incremento de la potencia en cada sistema. En la Tabla 12, se muestra la potencia nominal, el número de bucles y el área total de captación que se ha configurado con cada modelo de colector.

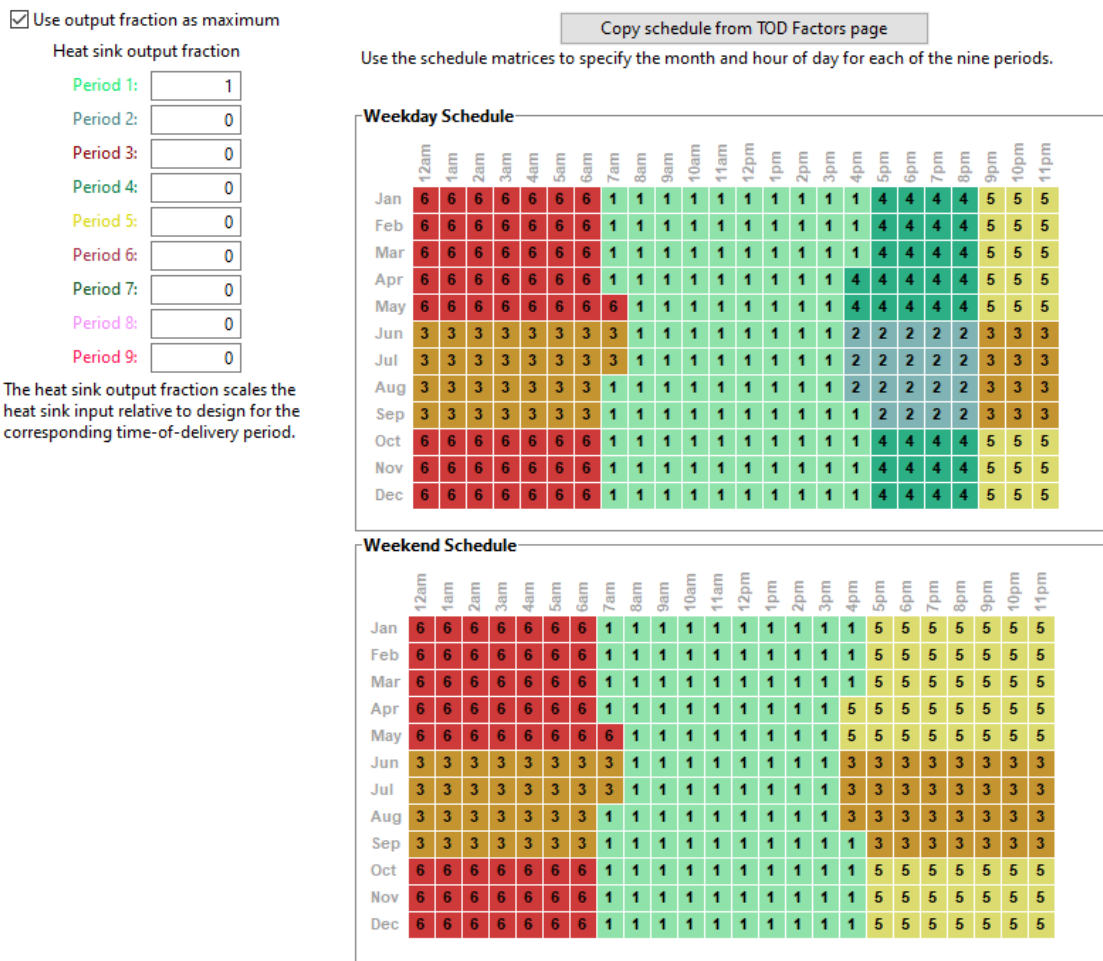
**Tabla 12.** Resumen de la configuración del campo solar con los diferentes modelos de colectores.

Parámetros	PTC 1800	Power Trough 250	Solar Wing EVO	Vicot
Potencia nominal ( $kW_t$ )	230	260	210	230
$N_{bp} \times N_{cb}$	14 x 3	10 x 4	20 x 2	13 x 6
Área total de captación ( $m^2$ )	385	400	330	390

### 5.4.5 Sistema de control

Los parámetros de control definen las condiciones de operación del sistema en función de los requisitos energéticos de la planta, de las pérdidas de energía y del cronograma de

despacho. Para los parámetros que especifican el consumo energético de la planta y su porcentaje de pérdidas por disponibilidad se usaron los valores establecidos por defecto. Es importante mencionar que SAM asigna un valor del 4% a las pérdidas de disponibilidad del sistema por efectos de mantenimiento u otra situación que impida operar la planta. Asimismo, al tratarse de un sistema previsto para que toda la energía generada durante las horas de funcionamiento sea consumida para calentar el cemento asfáltico sin modificar la potencia de salida, se seleccionó un único periodo para todo el cronograma de entrega de energía con una fracción de salida del disipador de calor igual a 1. En la Figura 27 se puede observar las principales condiciones de operación del sistema de colectores solares.

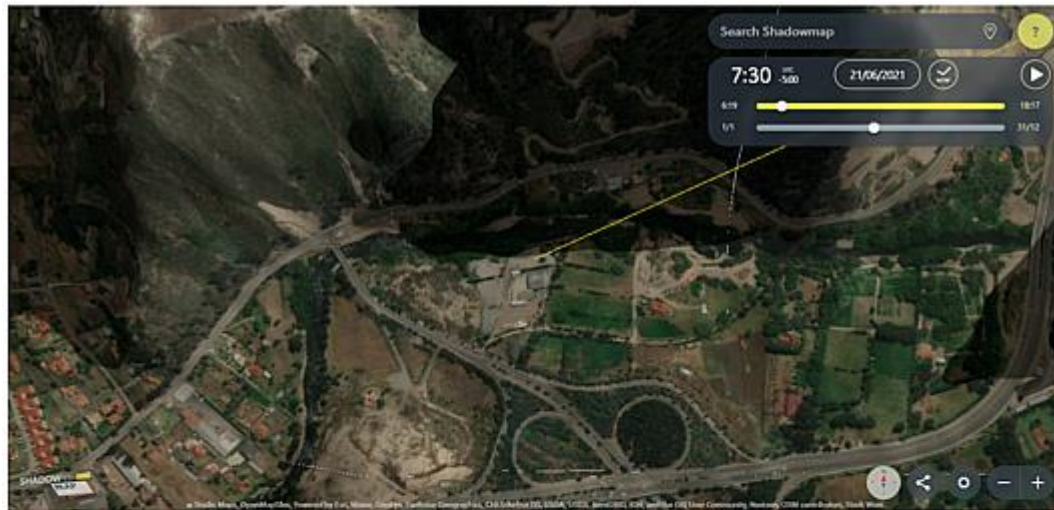


**Figura 27.** Configuración del cronograma de operación del sistema de PTCs.

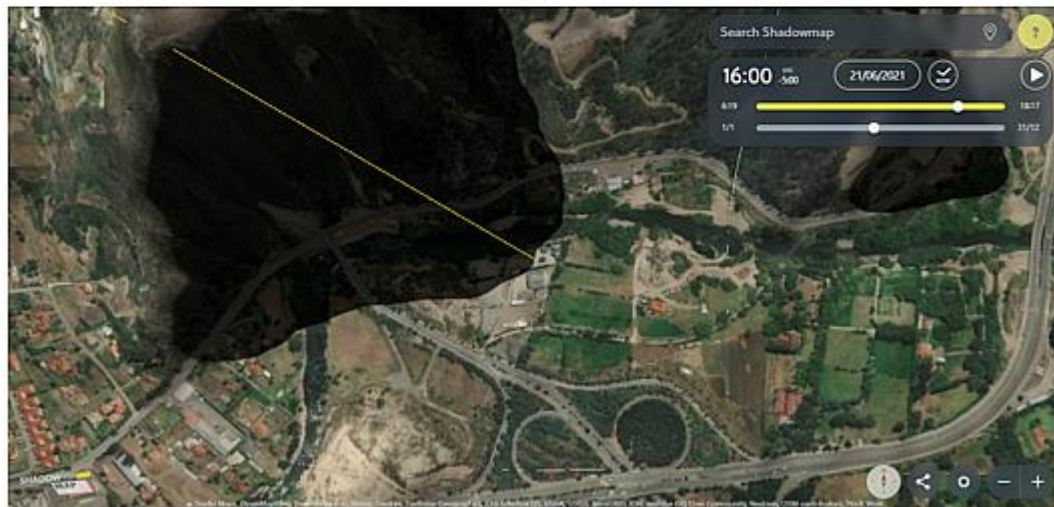
De acuerdo a la Figura 27, el tiempo de funcionamiento del sistema de captación solar se configuró para que trabaje de lunes a domingo durante todo el año considerando que cada mes el sistema tendrá un horario diferente de trabajo, debido a los efectos de sombra

# UCUENCA

provocados por un relieve montañoso cercano al sitio seleccionado para el emplazamiento del campo solar. Para definir cuál fue el cronograma de operación del sistema en cada mes, se empleó la herramienta Shadowmap pro (<https://shadowmap.org/solar-power>), la cual permitió visualizar las horas específicas del día en que se proyecta la sombra de las montañas sobre el área de estudio. En la Figura 28 se puede visualizar el efecto de sombreado de las montañas para el solsticio de invierno 2021 en el hemisferio sur.



(a)



(b)

**Figura 28.** Sombreado de las montañas sobre el sitio de estudio en el día 21 de junio de 2021: (a) 7:30 a.m y (b) 4 p.m (Shadowmap, 2022).

Antes de continuar con la descripción de los parámetros financieros que se emplearon para calcular el LCOH, se debe mencionar que para realizar el análisis técnico se incluyó como un criterio adicional el cálculo de la fracción solar ( $FS$ ) para cada modelo de colector. El



cálculo de este indicador es importante porque permite conocer qué porcentaje del total de energía requerido para calentar el cemento asfáltico, es posible que sea suministrado por el campo solar. Para calcular la fracción solar anual se empleó la Ecuación 5.

$$FS (\%) = \frac{ETA_{PTC}}{ETA_{Total}} \quad (5)$$

donde  $ETA_{PTC}$  es la energía térmica neta anual generada por el sistema de PTCs (kWh/año) y  $ETA_{Total}$  corresponde a la suma de la energía proporcionada por el campo solar y la energía entregada por el caldero (kWh/año).

## 5.4.6 Parámetros financieros

El costo nivelado de calor del PTC ( $LCOH_{PTC}$ ) es el indicador que permite analizar el rendimiento económico del campo solar. En general, es un valor que representa el costo promedio por unidad de energía generada por el campo solar a lo largo de su tiempo de vida útil. SAM determina el  $LCOH_{PTC}$  en función de la tasa de cargo fijo ( $TCF$ ) mediante la Ecuación 6.

$$LCOH_{PTC} (USD/kWh_t) = \frac{CCI_{PTC} \cdot TCF + O\&M_{PTC}}{ETA_{PTC}} \quad (6)$$

donde,  $CCI_{PTC}$  es el costo de capital invertido del PTC (USD),  $O\&M_{PTC}$  el costo anual de operación y mantenimiento del PTC (USD/año), y  $ETA_{PTC}$  la energía térmica neta anual generada por el sistema PTC (kWh/año).

La  $TCF$  de un proyecto es una fracción del costo de capital que se utiliza para determinar la cantidad anual de ingresos necesarios para cubrir el costo inicial de la inversión. Su cálculo resulta de multiplicar el factor de recuperación de capital ( $FRC$ ) por el factor de financiamiento del proyecto ( $FFP$ ) y el factor de financiación de la construcción ( $FFC$ ), tal como se muestra en la Ecuación 7.

$$TCF = FRC \cdot FFP \cdot FFC \quad (7)$$

Por ser un estudio realizado para el proceso industrial de una empresa pública (que es libre del pago de impuestos) no se consideró utilizar el *FFP* y el *FFC*. Por lo tanto, el *FRC* para este caso es igual a la *TCF* y se obtiene con la Ecuación 8.

$$FRC = \frac{WACC}{1 - \frac{1}{(1+WACC)^N}} \quad (8)$$

donde, el *WACC* es el costo promedio ponderado de capital real (%), y *N* el tiempo de análisis del proyecto (años). Para determinar el *WACC* (o tasa de descuento) SAM emplea las ecuaciones 9,10 y 11.

$$WACC = \frac{1 + \left( (1 - FD) \left( (1 + TRRI)(1 + i) - 1 \right) \right) + FD \left( (1 + TIRD)(1 + i) - 1 \right) (1 - TIE)}{1 + i} - 1 \quad (9)$$

$$TRRI (\%) = \frac{1 + TRNI}{1 + i} - 1 \quad (10)$$

$$TIRD (\%) = \frac{1 + TIND}{1 + i} - 1 \quad (11)$$

donde, *FD* es la fracción de la deuda del proyecto (%), *TRRI* la tasa de rendimiento real de la inversión, *TIRD* la tasa de interés real de la deuda, *TRNI* la tasa de rendimiento nominal de la inversión (%), *TIND* la tasa de interés nominal de la deuda (%), *i* es la tasa de inflación (%) y *TIE* la tasa de impuesto efectivo (%). A continuación, se describe a detalle la procedencia de los valores de las variables económicas y financieras que se emplearon para calcular el  $LCOH_{PTC}$ .

El  $CCI_{PTC}$  para cada modelo comercial se determinó considerando el costo de capital directo y el costo de capital indirecto. En el primero, se incluyen los costos del colector, la preparación del sitio, el sistema HTF y un costo asignado por contingencias. En los costos de capital indirecto se integra a los costos de ingeniería, adquisición y construcción, costos por gestión de proyectos y un valor adicional por logística y transporte. En la Tabla 13 se muestra a detalle el valor de los costos directos e indirectos utilizados para calcular el costo de inversión inicial de cada modelo de colector.



**Tabla 13.** Costos directos e indirectos en función del área total de captación de los diferentes modelos de colectores.

Costos	PTC 1800 (385 m <sup>2</sup> )		Power Trough 250 (400 m <sup>2</sup> )		Solar Wing EVO (330 m <sup>2</sup> )		Vicot (390 m <sup>2</sup> )	
	USD/m <sup>2</sup>	%	USD/m <sup>2</sup>	%	USD/m <sup>2</sup>	%	USD/m <sup>2</sup>	%
<b>Costos directos</b>								
Costos del colector	324,36	68,1	273,93	68,1	360,61*	67,2	134,43*	64,9
Costos de preparación del sitio (5,7% de los costos del colector)	18,48	3,9	15,61	3,9	21,64*	4	7,66	3,7
Costos del sistema HTF (14,28% de los costos del colector)	46,32	9,7	39,12	9,7	64,91*	12,1	27,34*	13,2
Costos por contingencia (10% de los costos totales del colector, sistema HTF y preparación del sitio)	38,91	8,2	32,86	8,2	44,72	8,3	16,94	8,2
<b>Costos directos totales</b>	<b>428,07</b>	<b>89,9</b>	<b>361,52</b>	<b>89,9</b>	<b>491,87</b>	<b>91,6</b>	<b>186,38</b>	<b>89,9</b>
<b>Costos indirectos</b>								
Costos de ingeniería, adquisición y construcción (10% de los costos directos totales)	42,80	9	36,15	9	38,95*	7,3	18,64	9

Costos por gestión de proyectos (1,2% de los costos directos totales)	5,13	1,1	4,34	1,1	5,90	1,1	2,24	1,1
<i>Costos indirectos totales</i>	47,93	10,1	40,48	10,1	44,85	8,4	20,87	10,1
Suma de los costos directos e indirectos	476	100	402	100	536,72	100	207,25	100
Costos de logística y transporte	33,76	-	32,50	-	24,58	-	133,32	-
Costos totales de inversión inicial	509,76	-	434,50	-	561,30	-	340,57	-

**Nota.** Los valores porcentuales que se muestran en la primera columna (costos) se tomaron de Mokhtari Shahdost et al. (2019).

\* Costos proporcionados directamente por el fabricante del colector.

Para obtener información sobre los costos de cada modelo de colector se hizo contacto con las empresas fabricantes solicitando una cotización del sistema de acuerdo a la configuración del área total de captación que se describió en la Tabla 12. Una respuesta favorable se obtuvo de las empresas fabricantes de los modelos Solar Wing EVO y Vicot. Del sistema cotizado para el modelo Solar Wing EVO se accedió a los costos del colector, de la preparación del sitio, del sistema HTF y a los costos de ingeniería, adquisición y construcción (ver Anexo 8). Para el sistema con el modelo Vicot únicamente se recibió información del costo del colector y del sistema HTF (ver Anexo 9). Al no contar con valores de referencia válidos para determinar los costos faltantes para estos modelos de colectores, se optó por emplear la metodología de cálculo expuesta por Mokhtari Shahdost et al. (2019). En esta metodología el costo del colector figura como la variable principal, en la que a partir de un valor porcentual específico tomado de esta cantidad es posible calcular el costo de preparación del sitio y del sistema HTF, y de forma subsecuente el costo por contingencia y los costos indirectos (observar la primera columna de la Tabla 13).

Por otro lado, al no recibir información de los fabricantes sobre los costos de los modelos PTC 1800 y Power Trough 250, se tomaron valores referenciales del costo total instalado por metro cuadrado (suma de los costos directos e indirectos) de estas tecnologías, siendo 476 USD/m<sup>2</sup> en el caso del PTC 1800 (Bruno et al., 2008), y 402 USD/m<sup>2</sup> para el Power Trough 250 (Ortega, 2018), considerando que estos valores se transformaron de EUR a USD empleando 1,19 USD como la equivalencia de 1 EUR (Carrión-Chamba et al., 2022). A partir de las cantidades referenciales que equivalen a la suma de los costos directos e indirectos de estos dos modelos de colectores, se calcularon y redistribuyeron todos los valores específicos de los costos de acuerdo a la metodología de Mokhtari Shahdost et al. (2019) con el fin de representar bajo un mismo patrón de cálculo el desglose de la inversión de los cuatro modelos de colectores analizados en este estudio.

El costo de logística y transporte es un parámetro que forma parte de los costos indirectos; sin embargo, se ha optado por diferenciar este valor debido a que los fabricantes ofrecen dentro del paquete de venta todo o parte del equipo que conforma el sistema. Además, estas empresas se ubican en distintas zonas geográficas por lo que el costo de transporte varía. Para el caso del sistema con colectores Solar Wing EVO la empresa envía el material estrictamente necesario (espejos, tubo receptor, electrónica, marcos de aluminio, válvulas de acero inoxidable, copelas de lana de roca, revestimiento en aluminio, entre otros accesorios) y se requiere un contenedor de 20 pies para transportar los equipos desde Italia

a Ecuador (ver Anexo 10). A diferencia del proveedor de Vicot que adicional a los componentes principales del sistema incluye los marcos de cimentación, tuberías y bomba del HTF como parte del paquete de venta, siendo necesario para el envío cuatro contenedores de 40 pies desde China a Ecuador (ver Anexo 11). Al no tener la descripción del paquete de venta de los modelos PTC 1800 y Power Trough 250, se asumió que estos proveedores enviarán los componentes necesarios en un contenedor de 40 pies a un costo igual a la cotización de transportar un contenedor desde China. En este contexto, es preciso mencionar que la información relacionada con el costo de logística y transporte integra a los costos de transporte marítimo desde el país de origen hasta el puerto de Guayaquil, recargos en destino, nacionalización y a los costos del transporte terrestre dentro del Ecuador (ver Anexo 12).

Los parámetros financieros que se asumieron para calcular el  $LCOH_{PTC}$  de los cuatro modelos de colectores en SAM, se muestran en la Tabla 14.

**Tabla 14. Parámetros financieros.**

Parámetro	Valor	Fuente
O&M <sub>PTC</sub>	2,5% del costo de capital invertido	(Mokhtari Shahdost et al., 2019)
Tasa de Inflación	2,71%	(Banco Central del Ecuador, 2022)
Tasa de rendimiento nominal de la inversión	12%	(Clairand et al., 2021)
Fracción de la deuda del proyecto	70% del costo de capital invertido	Autores
Tasa de interés nominal de la deuda	8,5%	(Banco de Desarrollo del Ecuador, 2022)
Tiempo de análisis del proyecto	20 años	(Gabbrielli et al., 2014)

En el O&M<sub>PTC</sub> están incluidos los costos por lavado de espejos y el valor que se paga por el consumo de electricidad que se emplea para el funcionamiento de la bomba de recirculación de fluido térmico y el movimiento de los espejos. Para este estudio se ha considerado que el 30% de la inversión será cubierta por la empresa municipal y el 70% se obtendrá del financiamiento de una entidad bancaria a través de un crédito a una tasa de

interés anual del 8,5% para un periodo de 20 años. La estructura de financiamiento que se ha seleccionado es común en estudios científicos para analizar rendimiento económico de implementar sistemas solares térmicos y se fundamenta en las investigaciones realizadas por Mathur et al. (2013), Bakos & Parsa (2013), Mokhtari Shahdost et al. (2019) y Castro Chamorro (2020). El análisis económico se presenta en términos reales, para lo cual se trabajó con una tasa de inflación anual de 2,71% que corresponde al periodo de febrero 2021-febrero 2022.

Luego de simular un campo solar diferente con cada modelo de colector, se seleccionó la opción más viable en función de la cantidad de energía y del  $LCOH_{PTC}$ . El valor de estos indicadores para la selección de la opción más viable se presenta en la sección de resultados, específicamente en la Tabla 16.

## **5.5 Análisis económico y ambiental con la opción de PTC más viable**

Dentro del análisis económico se propuso estudiar a detalle la rentabilidad de instalar el sistema de PTCs, con el objetivo de evaluar si mediante su implementación en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico es posible lograr un ahorro de combustible que sea capaz de recuperar la inversión y obtener beneficios a futuro. Con esta premisa, se planteó evaluar mediante el cálculo de indicadores económicos dos escenarios de generación de calor. El primero, es el escenario base y consistió en determinar la prefactibilidad de instalar el sistema de PTCs cuando el sistema convencional funciona con el caldero a diésel. Entre tanto, en el segundo escenario (o escenario alternativo) la prefactibilidad de instalar el sistema de PTCs se analizó considerando que el fueloil es el tipo combustible con el que funcionaría el caldero. Para estos escenarios los indicadores económicos utilizados fueron: costo nivelado de calor del caldero ( $LCOH_{caldero}$ ), ahorro anual de combustible ( $A_{comb}$ ), ahorro monetario por combustible, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), período de recuperación descontado y ratio de cobertura de servicio de la deuda (DSCR). Como parte del análisis ambiental se estimó la cantidad de emisiones de  $CO_2$  que es posible evitar si se instalara el sistema de PTCs. En los siguientes apartados se describe a detalle la metodología aplicada para el análisis económico y ambiental de este estudio.

### **5.5.1 $LCOH_{caldero}$ (Costo Nivelado de Calor del caldero)**

En el análisis financiero se inició determinando el  $LCOH_{caldero}$  en base a diésel (escenario base) y a fueloil (escenario alternativo), con el fin de obtener un primer criterio de referencia para evaluar si el costo de generar energía con el sistema PTC es competitivo frente al

costo de producción de energía con combustibles fósiles. El  $LCOH_{caldero}$  se calculó con la Ecuación 12.

$$LCOH_{caldero}(USD/kWh_t) = \frac{CCI_{caldero} \cdot FRC + O\&M_{caldero} + CC}{ETA_{caldero}} \quad (12)$$

Con referencia a la Ecuación 12, para el costo de capital invertido del caldero ( $CCI_{caldero}$ ) se tomó un valor de cero, puesto que se considera que el caldero de la planta ya está amortizado. Sin embargo, para determinar el costo anual de operación y mantenimiento del caldero ( $O\&M_{caldero}$ ) que se definió como el 1% del costo de capital invertido (Soria et al., 2020), se optó por fijar el precio del caldero amortizado en USD 73.866 considerando la cotización de un equipo con características similares al que opera en la planta (ver Anexo 13). Además, se asumió que este equipo puede trabajar con dos tipos de combustibles. El costo por el consumo anual de combustible ( $CC$ ) se calculó a partir del producto entre la demanda de combustible fósil y su precio en el mercado para el sector industrial. El precio del diésel premium (3,49 USD/gal) y fueloil No. 6 (1,62 USD/gal) se tomaron de acuerdo a los precios de venta de combustibles publicados por EP Petroecuador para el periodo del 12 de marzo al 11 de abril de 2022 (ver Anexo 14). Finalmente, la energía térmica neta anual producida por el caldero ( $ETA_{caldero}$ ) se determinó con base en la carga térmica semanal en kWh/año.

## 5.5.2 $A_{comb}$ (Ahorro anual de combustible)

El  $A_{comb}$  representa la cantidad total anual de combustible que se puede ahorrar al instalar el sistema de PTCs. El cálculo de este indicador se estimó en función de la cantidad de energía térmica producida por el sistema de PTCs mediante la Ecuación 13.

$$A_{comb} (gal/año) = \frac{ETA_{PTC}}{\rho \cdot PCI \cdot \eta \cdot f_2 \cdot f_3} \quad (13)$$

donde  $f_3$  es un factor de conversión de volumen (1 m<sup>3</sup>/264,172 gal). Los valores de  $\rho$  y  $PCI$  empleados para calcular el ahorro anual de diésel premium y fueloil No. 6 se presentan en la Tabla 15.

**Tabla 15.** *Propiedades fisicoquímicas del diésel premium y fueloil No. 6.*

Propiedades	Diésel premium	Fuente	Fueloil No. 6	Fuente
$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	843		964,6	(Zambrano Burneo, 2014)
PCI (kJ/kg)	42.493,6	(Erazo Laverde et al., 2016)	39.700	(Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero, 2021)

### 5.5.3 Ahorro monetario por combustible

Se define como el producto entre ahorro anual de combustible (gal/año) y su precio unitario (USD/gal), tal como se muestra en la Ecuación 14.

$$\text{Ahorro monetario por combustible (USD/año)} = A_{comb} \cdot \text{Precio del combustible} \quad (14)$$

### 5.5.4 VAN (Valor actual neto)

El VAN es un indicador muy utilizado para evaluar la rentabilidad a largo plazo de instalar proyectos de energía renovable. Con este indicador es posible comparar el costo presente de un determinado número de flujos de efectivo futuros, que se generan a partir de una inversión. Lo que significa traer el valor de las cantidades monetarias futuras a su valor equivalente en el presente (Cetina-Quiñones et al., 2021). En este estudio, se ha elegido trabajar con el VAN financiero y no con el VAN económico, ya que se pretende evaluar los beneficios del proyecto para el inversionista después del pago por el servicio de la deuda. El VAN financiero se define mediante la Ecuación 15.

$$VAN = -CCI_{PTC} + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1 + TRRI)^n} \quad (15)$$

donde  $n$  corresponde a cada periodo dentro del tiempo de análisis del proyecto (año), y  $F_n$  representa los flujos de caja neto anuales (USD) que se calculan mediante la diferencia

entre las entradas que provienen del ahorro del combustible y las salidas debidas al  $O\&M_{PTC}$  y al pago de cuotas (interés + capital) por el préstamo bancario (ver Anexo 15 y 16). La regla general para tomar la decisión de invertir en un proyecto con respecto al VAN es la siguiente: si el VAN es mayor que cero, entonces el proyecto es viable, pero si el VAN es menor que cero, no es conveniente invertir en un proyecto.

## 5.5.5 TIR (Tasa interna de retorno)

La TIR es la tasa de descuento con la que el VAN de la inversión de un proyecto da como resultado cero (Cetina-Quiñones et al., 2021). Para este caso, la TIR financiera mide la rentabilidad de los activos aportados por el inversionista. Si la TIR financiera es mayor que la TRRI se acepta al proyecto como factible; puesto que, es posible recuperar el capital invertido y generar ganancias. La TIR financiera se puede estimar con la Ecuación 16.

$$0 = -CCI_{PTC} + \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} \quad (16)$$

## 5.5.6 Periodo de recuperación descontado

Es un indicador que permite conocer cuál es el periodo de tiempo que se requiere para recuperar el capital inicial invertido considerando para el cálculo que los flujos de caja netos han sido descontados. El periodo de recuperación descontado se determina con la Ecuación 17.

$$\text{Periodo de recuperación descontado (años)} = A + \left| \frac{B}{C} \right| \quad (17)$$

donde  $A$  es el último periodo en el que el flujo de caja neto acumulado es negativo,  $B$  es el valor del flujo de caja neto acumulado al final de este periodo, y  $C$  es el valor del flujo de caja del siguiente periodo (Quiñones et al., 2020).

## 5.5.7 DSCR (Ratio de cobertura de servicio de la deuda)

Es un índice que se utiliza comúnmente cuando gran parte de los activos para financiar un proyecto provienen de entidades bancarias. Con este índice los bancos determinan si el



proyecto generará beneficios suficientes para cumplir con el pago de la deuda (Pacudan, 2016). Para este caso, el *DSCR* se calculó de acuerdo a la Ecuación 18.

$$DSCR = \frac{\text{Ahorro monetario por combustible} - O\&M_{PTC}}{\text{Cuota}} \quad (18)$$

En general, si al calcular el *DSCR* se obtiene un valor de 1 significa que los ingresos derivados de la operación del proyecto podrían cubrir únicamente los servicios de la deuda. Sin embargo, para que un proyecto de energías renovables sea financiado por una entidad bancaria, se requiere que el valor de este indicador sea de al menos 1,5 (Solar Payback, 2019).

### 5.5.8 Ahorro de CO<sub>2</sub>

Entre los beneficios potenciales de implementar un sistema de PTCs para contribuir en la demanda de energía térmica que se requiere en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico, está la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. De acuerdo a los escenarios planteados anteriormente, con este indicador se evaluará el ahorro de CO<sub>2</sub> que es posible alcanzar si se implementa el sistema de PTCs cuando el sistema convencional trabaje con un caldero a diésel y a fueloil. El cálculo de este indicador se determinó con la Ecuación 19.

$$\text{Ahorro de } CO_2(tCO_2/\text{año}) = ETA_{caldero} \cdot FS \cdot FE \cdot f_4 \quad (19)$$

donde  $f_4$  es un factor de conversión de masa (1 t/1.000 kg) y  $FE$  es el factor de emisión, que para el diésel premium y el fueloil No. 6 se tomaron como valores de referencia a 0,26136 y 0,26388 kgCO<sub>2</sub>/kWh, respectivamente (Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero, 2021).

## 6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta propuesta los resultados se dividieron en dos partes. En la primera, se especifica cuál fue el área de captación que se puede instalar con cada modelo de colector en el espacio delimitado para el campo solar (1.200 m<sup>2</sup>). Además, se analizaron los resultados técnicos y económicos obtenidos a partir de la simulación, para definir qué modelo de PTC resulta ser el más rentable de instalar. En la segunda parte, se presenta una evaluación económica y ambiental para conocer los beneficios que se pueden alcanzar cuando el sistema de PTCs más viable se instala en el proceso convencional de calentamiento de cemento asfáltico considerando que el caldero funciona con combustibles fósiles diferentes.

### 6.1 Simulación del sistema de PTCs

En este apartado se analizan varios parámetros que se han obtenido luego de simular un sistema de PTCs para cada modelo de colector, con el fin de determinar cuál es la opción más viable para su instalación. En la Tabla 16 se describen los principales resultados derivados de la simulación.

**Tabla 16.** Resultados técnicos y económicos de la simulación para cada modelo de colector.

Parámetros	PTC 1800	Power Trough 250	Solar Wing EVO	Vicot
Área total de captación (m <sup>2</sup> )	385	400	330	390
Energía térmica neta anual (kWh <sub>t</sub> )	200.780	226.875	183.308	188.879
Energía térmica producida por área de captación (kWh <sub>t</sub> /m <sup>2</sup> )	521,51	567,19	555,48	484,31
Factor de capacidad (%)	10	10,4	10	9,4
Fracción solar anual (%)	32,9	37,2	30	31
Costo total de inversión (USD)	196.258,75	173.798,75	185.227,79	132.823,25
LCOH <sub>PTC</sub> (USD/kWh <sub>t</sub> )	0,114	0,090	0,118	0,082

Con respecto a la Tabla 16, se puede observar que por las dimensiones, el sistema con colectores Power Trough 250 es el que mejor se acopla dentro de los límites establecidos para emplazar el campo solar, siendo posible instalar un área de captación de 400 m<sup>2</sup>. A diferencia del sistema simulado con el modelo Solar Wing EVO, que con 330 m<sup>2</sup> es el que menor área de captación ocuparía de todos los modelos.

En cuanto a la energía térmica neta anual, los sistemas con colectores PTC 1800, Power Trough 250 y Vicot son los que más energía pueden aportar al proceso convencional de calentamiento de cemento asfáltico. En este sentido, es evidente que el sistema Solar Wing EVO por tener una menor área de captación produce una menor cantidad de energía anualmente. Sin embargo, se debe aclarar que la principal limitación de este modelo para incrementar la generación de energía, está ligada específicamente al diseño de sus dimensiones (largo x ancho) que impiden ajustar una mayor área de captación dentro del espacio de instalación; y no al efecto directo de las propiedades ópticas y térmicas del modelo.

En este estudio, el potencial que tiene cada colector para generar calor también se evaluó en función de la energía producida por área de captación, demostrando que Vicot es el modelo de colector que genera menos energía por metro cuadrado de captación. No obstante, es importante señalar que a comparación del Solar Wing EVO, las dimensiones del Vicot posibilitan abarcar una mayor área de captación y por tanto generar anualmente más energía.

Con relación al factor de capacidad, el sistema Power Trough 250 alcanzó un nivel del 10,4%, siendo el valor porcentual más alto de todos los sistemas estudiados. Sin embargo, este valor está por debajo del 20% que es el factor de capacidad promedio que debe tener un campo solar con PTCs sin almacenamiento (IRENA, 2012). Ante estos resultados obtenidos de las simulaciones, es preciso denotar que la nubosidad promedio mensual en Cuenca varía entre 6 y 7 octas (alto número de días nublados), lo que influye directamente en la posibilidad de incrementar el rendimiento energético de estos sistemas (Baquero & Quesada, 2016). A pesar de estas condiciones, se cree que existe un potencial significativo para instalar este tipo de tecnologías, debido a que la fracción solar para todos los sistemas de PTCs fue superior al 30%, lo que significa que indistintamente del sistema que se seleccione es posible reducir más del 30% de la energía térmica total que antes era generada a partir del diésel para calentar el cemento asfáltico.

Por otro lado, el  $LCOH_{PTC}$  fue el indicador que se utilizó como criterio principal para seleccionar el sistema de PTCs más viable, debido a que su cálculo es determinado con base a parámetros técnicos y económicos que, al integrarse, brindan un enfoque que permite simplificar el análisis comparativo e identificar la mejor opción de inversión. Luego de revisar este indicador en cada sistema de PTCs, se determinó que la alternativa más rentable de instalación, es el sistema con colectores Vicot, puesto que el costo de generación de energía de este modelo es menor al de los sistemas Solar Wing EVO, PTC 1800 y Power Trough 250, en aproximadamente 3,6; 3,2 y 0,8 centavos de dólar, respectivamente. Además, si se considera que el 70% de la inversión es financiada por una entidad privada, con el modelo Vicot será más fácil acceder a un préstamo bancario, ya que el riesgo de crédito se reduce por ser menor el costo de capital que se requiere para invertir en el proyecto.

## 6.1.1 Rendimiento del sistema de PTCs Vicot

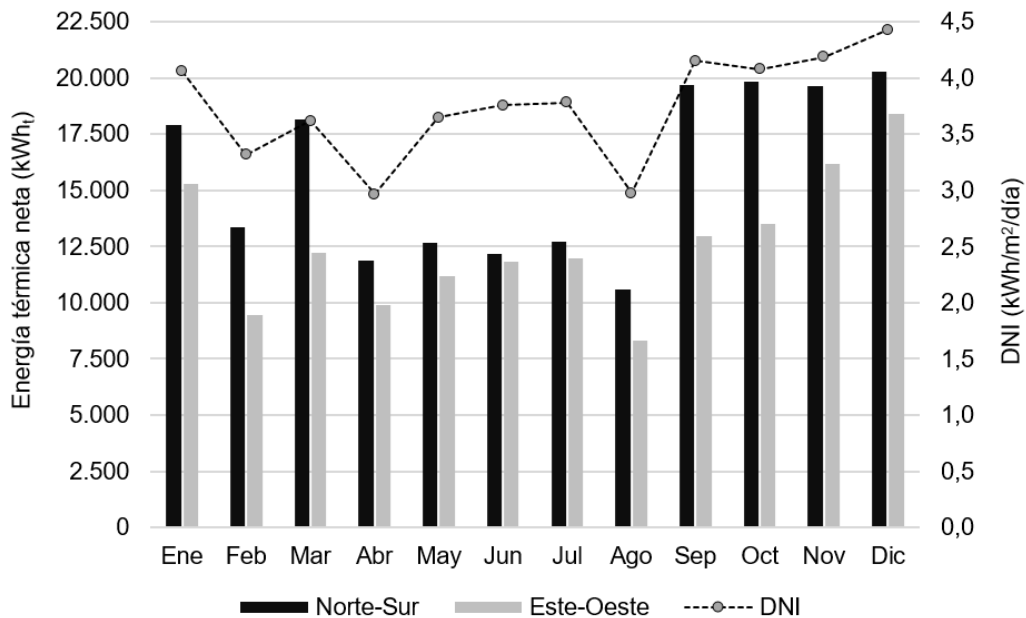
Considerando que las condiciones iniciales del estudio es analizar el rendimiento de la mejor opción de sistema de PTCs en orientación Norte-Sur (N-S) con seguimiento Este-Oeste (E-O), con fines comparativos se ha propuesto evaluar cuál sería el rendimiento del sistema PTCs al variar su eje de giro en dirección Este-Oeste con seguimiento Norte-Sur. En la Tabla 17 se muestra la comparación de simular el sistema de PTCs Vicot en las dos orientaciones de seguimiento.

**Tabla 17.** Simulación del sistema de PTCs Vicot en orientaciones: Norte-Sur y Este-Oeste.

Parámetros	Vicot	
	Orientación N-S	Orientación E-O
$N_{bp} \times N_{cb}$	13 x 6	4 x 20
Área total de captación ( $m^2$ )	390	400
Energía térmica neta anual ( $kWh_t$ )	188.879	151.180
Factor de capacidad (%)	9,4	7,5
Fracción solar anual (%)	31	24,8

Costo total de inversión (USD)	132.823,25	136.228,97
LCOH <sub>PTC</sub> (USD/kWh <sub>t</sub> )	0,082	0,105

Por la geometría rectangular del espacio definido para el campo solar, con la orientación Este-Oeste es posible incrementar la instalación del número de colectores Vicot, lo que significa que en esta orientación el área de captación es superior en 10 m<sup>2</sup> al área de captación obtenida en sentido Norte-Sur. Sin embargo, en la orientación Este-Oeste la producción anual de energía del sistema de PTCs se reduce en un 20% y el LCOH se incrementa en 2,3 centavos con respecto a la orientación Norte-Sur. En cuanto a la fracción solar anual, con la orientación Norte-Sur es posible sustituir el 31% de la energía que es entregada por el sistema convencional para calentar el cemento asfáltico, mientras que con la orientación Este-Oeste la fracción solar anual se reduce a 24,8% (ver Tabla 17). El resultado de esta comparación se valida con las investigaciones realizadas por Azhar Ali Khan & Muhammad (2016) y S. A. Kalogirou (2012), donde mencionan que la energía anual producida por un campo solar es mayor cuando los colectores se orientan en sentido Norte-Sur. La energía térmica neta generada por el sistema de PTCs Vicot en los diferentes meses del año considerando las dos formas de orientación se presentan en la Figura 29.



**Figura 29.** Representación del DNI y de la producción mensual de la energía térmica neta durante un año.

Como se observa en la Figura 29, la mayor generación de energía para las dos formas de orientación de los colectores se produce en enero, marzo y secuencialmente durante los últimos cuatro meses del año debido a la presencia de altos niveles de radiación solar en estos meses. No obstante, el mayor rendimiento del sistema de PTCs Vicot se registró en el mes de diciembre con una producción de 20.259 y 18.411 kWh<sub>t</sub>, para las orientaciones Norte-Sur y Este-Oeste, respectivamente. Por el contrario, agosto es el mes de menor producción de energía siendo 10.594 kWh<sub>t</sub> para la orientación Norte-Sur y 8.337 kWh<sub>t</sub> para la orientación Este-Oeste.

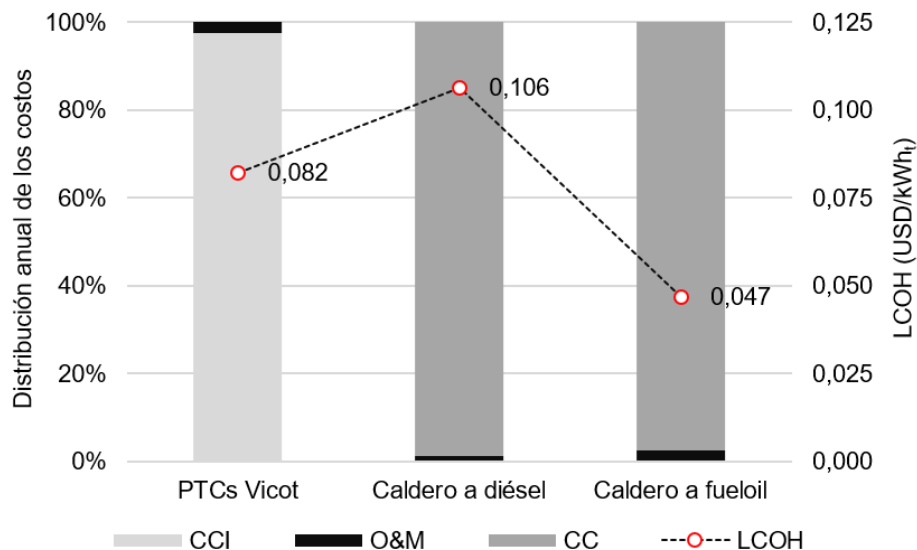
Otra observación interesante es que la energía generada por el sistema de PTCs en el periodo mayo-julio es significativamente baja con respecto a los niveles de DNI. La explicación de este comportamiento se debe en gran parte a que el horario de funcionamiento del sistema de PTCs durante este periodo es menor en comparación con el resto de meses del año. En este contexto, es notable que la orientación Norte-Sur de los colectores permite alcanzar una mayor ganancia de energía en todos los meses del año debido a que con este eje de giro se realiza un seguimiento diario y continuo a la trayectoria aparente del sol, lo que disminuye el ángulo de incidencia a lo largo del año.

Con este análisis se justifica el uso de la orientación Norte-Sur en el presente trabajo, ya que parte del estudio fue evaluar cuál es la cantidad máxima de energía que puede aportar el sistema de PTCs al sistema convencional de calentamiento de cemento asfáltico.

## **6.2 Evaluación económica y ambiental con el sistema de colectores Vicot**

### **6.2.1 Comparación entre el LCOH<sub>PTC</sub> y LCOH<sub>caldero</sub>**

En la Figura 30, se muestra el LCOH y la distribución anual de los costos para el sistema de PTCs Vicot y el sistema convencional de calentamiento considerando que el caldero funciona a diésel o a fueloil.



**Figura 30.** Desagregación de los costos anuales y LCOH para el sistema PTCs y el sistema convencional.

De acuerdo a la Figura 30, se puede observar que en la distribución anual de los costos para el sistema de PTCs el 97,6% corresponde únicamente a los costos de capital invertido (CCI). Entre tanto, en el sistema convencional (con caldero amortizado) la mayor parte de los gastos provienen del costo por el consumo anual de combustible (CC), siendo el 98,9% para el caldero a diésel y 97,4 % cuando se asume que el caldero funciona a fueloil. Con respecto a los costos de operación y mantenimiento (O&M) se observa que para los tres sistemas este gasto representa menos del 3% del costo total.

Por otro lado, el costo de producir energía con el sistema de PTCs Vicot es de 0,082 USD/kWh<sub>t</sub>, valor que es inferior al LCOH<sub>caldero a diésel</sub> en 2,4 centavos. Por lo tanto, al analizar este caso (escenario base) se puede señalar que en las condiciones actuales de operación del sistema de calentamiento de cemento asfáltico, instalar un sistema de PTCs para reducir la demanda de diésel resulta ser económicamente viable. Por el contrario, al evaluar el escenario alternativo se determinó que al ser mayor el LCOH<sub>PTC</sub> en 3,5 centavos con respecto al LCOH<sub>caldero a fueloil</sub>, no sería recomendable la instalación del sistema de PTCs, debido a que el bajo costo de este combustible impide que la operación del sistema de captación solar sea económicamente competitiva. Con relación al costo del fueloil, un estudio realizado por Soria et al. (2020) mencionan que la integración de un sistema de LFCs para el funcionamiento híbrido con un sistema convencional de generación de

vapor que trabaja a temperaturas entre 80 y 120 °C en una industria de alimentos en Quito-Ecuador, empieza a ser competitivo si el costo del fueloil es superior a 3,2 USD/gal. Ante esta situación, se demuestra que con el precio actual del fueloil (1,62 USD/gal) no es rentable incorporar sistemas de concentración solar en las industrias que utilizan este combustible como fuente de energía.

## 6.2.2 Indicadores de rentabilidad

Para realizar un análisis minucioso sobre la factibilidad de instalar el sistema de PTCs Vicot en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico, se calcularon los indicadores que se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 18.** Resultados de los indicadores financieros para el escenario base y escenario alternativo.

Indicadores	Vicot-Diésel (Escenario base)	Vicot-Fueloil (Escenario alternativo)
$A_{comb}$ (gal/año)	5.698,22	5.330,31
Ahorro monetario por combustible (USD/año)	19.862,52	8.631,49
VAN financiero (USD)	21.274,26	-80.921,64
TIR financiera (%)	15,99	-
Periodo de recuperación descontado (años)	8,89	-
DSCR	1,68	0,54

De acuerdo a la Tabla 18 es posible concluir que al implementar el sistema de PTCs Vicot, el ahorro de diésel es mayor a la cantidad de fueloil ahorrada en aproximadamente 367,91 gal/año. La razón de esta diferencia radica en que el rendimiento energético del diésel por unidad de volumen es menor al del fueloil, demostrándose que por sus propiedades fisicoquímicas (ver Tabla 15) 1 galón de diésel equivale energéticamente a 0,935 galones de fueloil. En cuanto al ahorro anual por combustible, se observa que al sustituir el diésel con el sistema de PTCs Vicot es posible ahorrar USD 11.231,03 más que si se reemplazara el fueloil, principalmente porque el precio del diésel es más caro.



Por otro lado, al evaluar el VAN financiero en el escenario base se comprueba que la opción de invertir en el sistema de PTCs Vicot resulta ser viable, ya que el resultado obtenido de este indicador fue positivo. Asimismo, la TIR financiera fue superior a la TRRI, lo que significa que implementar este sistema generará beneficios económicos a la planta de asfáltica del municipio de Cuenca. En cuanto al periodo de recuperación descontado se obtuvo un valor de 8,89 años, siendo este el tiempo en que la empresa municipal recupera su capital invertido y a partir del cual empieza a generar ganancias por la operación del sistema de PTCs. Al comparar este periodo de amortización con el tiempo promedio de recuperación de capital para proyectos SHIP que es de 6 años (Kumar et al., 2019), se podría considerar que por ser mayor el tiempo de recuperación, la instalación del sistema de PTCs Vicot no es económicamente tan atractiva para la empresa municipal. No obstante, el VAN y la TIR demuestran la rentabilidad durante el tiempo de vida útil del proyecto.

Para el escenario alternativo en el que se calculan los beneficios económicos en función del fueloil ahorrado por la instalación del sistema de PTCs, el VAN resultó ser negativo. De igual forma, al ser los flujos de caja negativos en todo el periodo de análisis del proyecto no fue posible realizar el cálculo de la TIR y del periodo de recuperación descontado, de manera que no es rentable llevar a cabo el proyecto de inversión. Además, en este escenario se reafirma que el bajo precio del fueloil es una de las principales barreras para la implementación de tecnologías solares en industrias que demandan este combustible en sus procesos.

Entre los escenarios planteados el DSCR nos muestra que para el caso base el proyecto tiene la suficiente solvencia para cumplir con el pago de la deuda, puesto que el valor calculado en cada periodo supera el 1,5 que es el mínimo establecido en proyectos de energía renovable. En el escenario alternativo el valor que se obtuvo de este indicador fue de 0,54 con lo que se demuestra que al implementar el proyecto no sería posible cumplir con el contrato de financiación, ya que al final del primer año los activos generados por el ahorro de fueloil estarían muy por debajo del valor de la deuda.

### **6.2.3 Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>**

En la actualidad, los proyectos de generación de calor solar son una de las principales alternativas para reducir las emisiones de gases contaminantes en la industria. El beneficio de esta tecnología está realmente justificado considerando que el CO<sub>2</sub> es el contaminante de mayor riesgo para el ambiente por estar presente en la atmósfera en mayores niveles

de concentración. En la Tabla 19 se presenta la cantidad de CO<sub>2</sub> que es posible ahorrar mensual y anualmente por la integración del sistema de PTCs Vicot.

**Tabla 19.** *Valores mensuales y anuales de las emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>.*

	Ahorro de carbono (tCO <sub>2</sub> /año)	
	Vicot-Diésel	Vicot-Fueloil
Enero	4,68	4,72
Febrero	3,49	3,52
Marzo	4,74	4,79
Abril	3,10	3,13
Mayo	3,31	3,34
Junio	3,18	3,21
Julio	3,33	3,36
Agosto	2,77	2,80
Septiembre	5,14	5,19
Octubre	5,19	5,24
Noviembre	5,14	5,19
Diciembre	5,29	5,35
Anual	49,37	49,84

Del ahorro de emisiones anuales presentados en la Tabla 19, se observa que gran parte de la reducción de CO<sub>2</sub> se genera en los últimos cuatro meses. La razón de este comportamiento se debe a que las condiciones climáticas al final del año, favorecen el incremento de los niveles de radiación solar, y por tanto un aumento de la producción de energía térmica del sistema. La cantidad de emisiones de carbono que se pueden evitar anualmente por el desplazamiento de diésel y fueloil es de 49,37 y 49,84 tCO<sub>2</sub>,

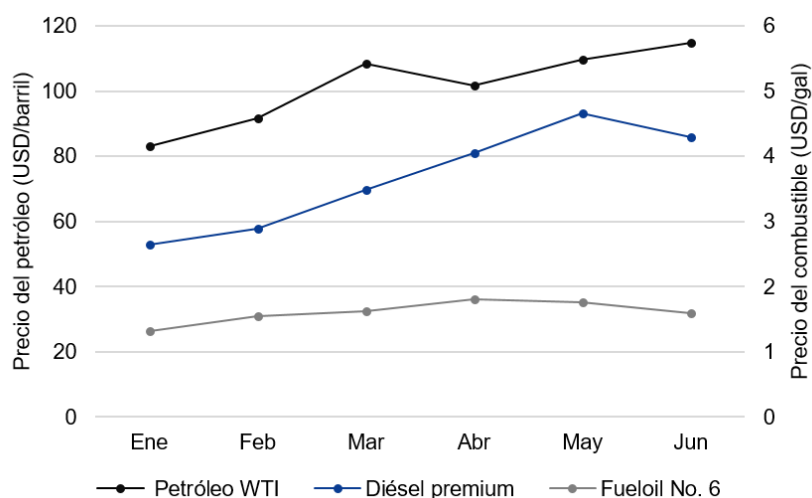
respectivamente; siendo el fueloil el combustible con que reduce una mayor cantidad de emisiones.

De los resultados anteriormente descritos, es preciso mencionar que, frente al inminente proceso de transición energética en el Ecuador, los sistemas de PTCs poseen un gran potencial para la generar calor de baja y media temperatura en el sector industrial, y al mismo tiempo se destacan por ser tecnologías que contribuyen a la descarbonización en este sector.

### 6.3 Análisis de sensibilidad

En la evaluación económica y ambiental se demostró que implementar un sistema de PTCs para disminuir el consumo de diésel es rentable, sin embargo, con el fin de aumentar el potencial de instalación de esta tecnología se estimó cuál debe ser el precio del diésel para lograr disminuir el periodo de recuperación descontado de 8,89 a 6 años. Así mismo, para el escenario base y escenario alternativo se evaluó cuál debe ser el precio mínimo de los combustibles para que esta tecnología solar empiece a tener potencial de rentabilidad.

Para este análisis se empleó como referencia la variación del precio de venta de los combustibles industriales en Ecuador considerando el periodo enero-junio 2022. En la Figura 31 se muestra la tendencia de los precios del diésel premium y fueloil No. 6 en relación al crudo marcador West Texas Intermediate (WTI).



**Figura 31.** Variación del precio de los combustibles y del precio del petróleo WTI dentro del periodo enero-junio 2022. **Nota:** Los precios del petróleo fueron tomados de U.S. Energy Information Administration (2022a) y el precio de los combustibles se muestran en el Anexo 17.

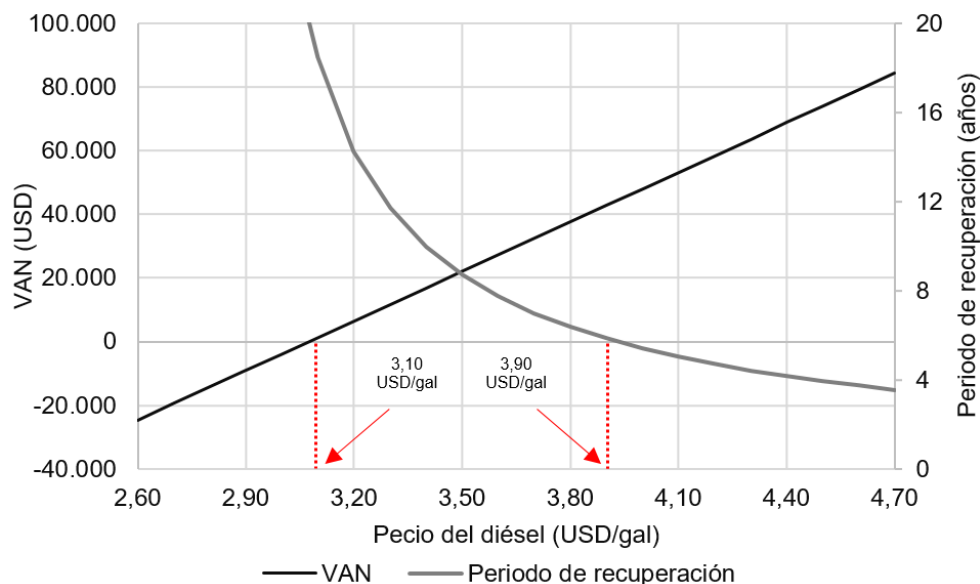
La Figura 31 muestra que el precio de los combustibles se ha incrementado mensualmente durante este periodo, siendo el precio máximo alcanzado por el diésel premium (4,66 USD/gal) y fueloil No. 6 (1,80 USD/gal) en los meses de mayo y abril, respectivamente. Además, se observa que el precio del barril de petróleo WTI ha incrementado de 83,22 USD/barril en enero a 114,84 USD/barril en junio del 2022. Por lo tanto, se puede inferir que el precio de venta de los combustibles industriales está influenciado principalmente por la variación del precio del petróleo.

En este contexto, es preciso mencionar que los precios del petróleo durante el primer semestre de 2022 han alcanzado valores elevados, siendo cercanos a 134 USD/barril que es el precio del WTI en junio de 2008 y el más alto de acuerdo a los valores registrados desde 1986 (U.S. Energy Information Administration, 2022a). Entre las razones principales que explican esta situación están: la recuperación de la demanda global de petróleo luego de liberar gran parte de las restricciones impuestas desde el inicio de la pandemia de COVID-19, las tensiones geopolíticas y el conflicto armado entre Rusia y Ucrania (U.S. Energy Information Administration, 2022b). Ante estos eventos el sector manufacturero es directamente afectado debido a que los combustibles fósiles se convierten en una opción más costosa para generar calor en los procesos industriales. No obstante, los proyectos de energía solar son una de las alternativas que deben considerarse por los gobiernos para reducir la dependencia de las fuentes convencionales de energía.

A continuación, se presenta el análisis de sensibilidad para el escenario base y escenario alternativo.

### **6.3.1 Escenario base**

La influencia de la variación del precio del diésel en el VAN y el periodo de recuperación descontado se analiza en esta sección. Para esta evaluación se empleó a 2,60 USD/gal como el precio mínimo y a 4,70 USD/gal como precio máximo del diésel, valores que corresponden al mes de enero y mayo de 2022, respectivamente. En la Figura 32 se muestra la variación del VAN y el periodo de recuperación descontado que se puede alcanzar con diferentes precios del diésel.



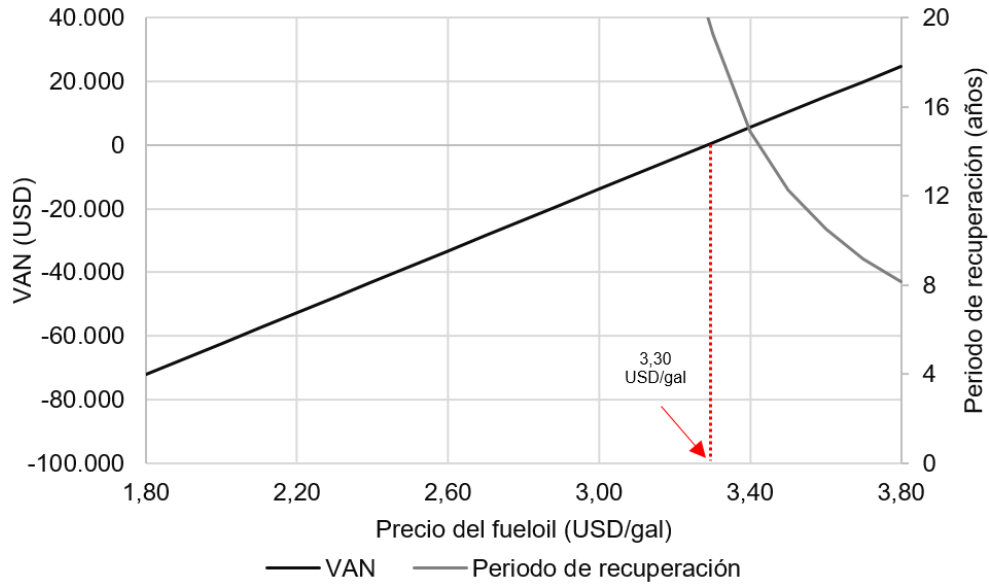
**Figura 32.** Variación del VAN y del periodo de recuperación descontado en función del precio del diésel.

Como se puede observar en la Figura 32, el VAN y el periodo de recuperación descontado para el inversionista son sensibles a la variación del precio del diésel. Con el incremento del precio del diésel el VAN también incrementa, mientras que, el periodo de recuperación de capital disminuye. Al proponerse reducir el periodo de recuperación descontado de 8,89 a 6 años que es tiempo promedio en un proyecto SHIP, sería preciso que el precio de venta del diésel sea USD 3,90 con lo que el VAN incrementaría de USD 21.274,26 a USD 42.753,74. Bajo estas condiciones se demuestra que la instalación del sistema de PTCs Vicot sería totalmente atractivo para la planta asfáltica del municipio de Cuenca, ya que la rentabilidad es alta a un periodo de recuperación menor. Por otro lado, se determinó que el precio mínimo del diésel debe ser de 3,10 USD/gal para que el VAN empiece a ser positivo. No obstante, a ese costo de combustible el proyecto no sería una opción viable para la empresa municipal, ya que el periodo de recuperación de capital es igual a 18,5 años.

### 6.3.2 Escenario alternativo

En este escenario también se evalúa el efecto del combustible en el VAN y en el periodo de recuperación descontado. Para este análisis se varió el precio del fueloil desde 1,80 USD/gal hasta 3,80 USD/gal que es el precio internacional del mes de junio 2008 y el valor más elevado según el registro de los últimos 15 años (Indexmundi, 2022). En este caso se ha optado por recurrir a los registros internacionales para tomar como referencia al precio

máximo del fueloil, ya que el precio máximo de este combustible en Ecuador fue de 1,80 USD/gal durante el primer semestre de 2022 (ver Figura 31), imposibilitando realizar este análisis con precios nacionales. En la Figura 33 se observa el comportamiento del VAN y del periodo de recuperación descontado al variar el precio del fueloil.



**Figura 33.** Variación del VAN y del periodo de recuperación descontado en función del precio del fueloil.

En la Figura 33 se observa que con el aumento del precio del fueloil incrementa proporcionalmente el VAN. Además, es interesante notar que a partir de un precio del combustible de 3,30 USD/gal, la instalación del sistema de PTCs Vicot empezaría a generar beneficios económicos. Sin embargo, en estas condiciones el proyecto se mantendría como una opción inviable para la empresa municipal debido a que el periodo de recuperación de capital se alcanzaría en el año 19.

Al comparar el precio mínimo que debe tener el diésel y el fueloil para que la instalación del sistema PTCs empiece a generar beneficios económicos tanto en el escenario base como en el escenario alternativo, se observa que el precio del fueloil (3,30 USD/gal) es superior en 0,20 USD/gal al precio del diésel (3,10 USD/gal). La razón de este incremento se le atribuye a que al instalar el sistema de generación de calor solar el ingreso anual por el ahorro de fueloil es inferior al del ahorro de diésel, de manera que se necesita un precio más elevado del fueloil para que el VAN sea igual a cero.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1 Conclusiones

En este trabajo se evaluó técnica, económica y ambientalmente la viabilidad de instalar un sistema de PTCs para reducir el consumo de diésel en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico en la planta de producción de asfalto del Municipio de Cuenca. La simulación del sistema se desarrolló mediante el software SAM empleando cuatro modelos de PTCs comerciales de tamaño pequeño para finalmente seleccionar el sistema con el modelo que genere mayores beneficios. Las principales conclusiones extraídas de este estudio son las siguientes:

La cantidad de energía térmica anual con la que pueden aportar los sistemas de PTCs Power Trough 250, PTC 1800, Solar Wing EVO y Vicot es de 226.875, 200.780, 183.308 y 188.879 kWh<sub>t</sub>, respectivamente; de manera que la fracción solar en cada sistema es superior al 30%. Con estos resultados se demuestra que todos los modelos de colectores empleados en la simulación son térmicamente eficientes. Sin embargo, el ancho de apertura y la longitud de cada modelo son un factor clave que determina la incorporación de una mayor o menor área de captación en cada sistema, de modo que afecta en parte la producción anual de energía.

El LCOH se utilizó como el principal indicador para seleccionar de entre los cuatro sistemas de PTCs, el sistema con menor costo de generación de energía. En el análisis se determinó que con un LCOH de 0,082 USD/kWh<sub>t</sub> el sistema de PTCs Vicot figura como la mejor alternativa para suministrar parte de la demanda de calor en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico.

El LCOH obtenido para el sistema de PTCs Vicot resultó ser inferior en 2,4 ctv USD/kWh<sub>t</sub> con respecto al LCOH<sub>caldero</sub> a diésel en el escenario base y, superior en 3,5 ctv USD/kWh<sub>t</sub> con relación al LCOH<sub>caldero</sub> a fueloil en el escenario alternativo. Con esto se indica que en condiciones actuales de la planta la instalación del sistema PTCs es una alternativa viable para reducir el consumo diésel; sin embargo, no sería una opción rentable suponiendo que se emplea un caldero a fueloil en el proceso de calentamiento de cemento asfáltico.

De acuerdo a la evaluación económica del sistema de PTCs Vicot, se determinó que en el escenario base el municipio de Cuenca (inversionista) puede obtener un VAN de USD 21.274,2 y una TIR del 15,99%, de forma que supera en 6,95 puntos porcentuales a la tasa

# UCUENCA

de rendimiento real de la inversión. Asimismo, el periodo de recuperación para este caso es de 8,89 años. Los resultados de estos indicadores muestran que con la estructura de financiamiento del 30% inversionista y 70% préstamo bancario, la instalación del proyecto es financieramente confiable. Por otro lado, en el escenario alternativo al ser el VAN negativo la opción de invertir en el proyecto no sería útil para el inversionista.

En el escenario base, con la instalación del sistema de PTCs Vicot se podría desplazar anualmente 5.698,22 gal de diésel, lo que equivale a evitar 49,37 tCO<sub>2</sub>/año. Por otro lado, en el escenario alternativo existe la posibilidad de reducir el consumo de 5.330,31 gal de fueloil y disminuir la emisión de 49,84 tCO<sub>2</sub>/año.

El análisis de sensibilidad demuestra que con un precio del diésel de 3,90 USD/gal es posible reducir el tiempo de recuperación de capital de 8,89 a 6 años, en el escenario base. Por otra parte, en el escenario alternativo la tecnología solar empezaría a generar beneficios económicos cuando el precio del fueloil se incrementa de 1,62 a 3,30 USD/gal.

Los sistemas de PTCs pueden ser una opción viable para la generación de energía térmica en el sector industrial del cantón Cuenca. Con este trabajo se pretende promover el uso de esta tecnología como una alternativa eficiente para reducir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases contaminantes, además se considera que impulsar la investigación de la energía solar térmica en el país podría contribuir a desarrollar políticas que incentiven y guíen al sector industrial hacia la integración segura de este tipo de energía renovable.



## 7.2 Recomendaciones

En este apartado se sugieren algunas ideas que podrían trabajarse a futuro:

Para obtener un análisis del LCOH en igualdad de condiciones entre el sistema convencional de calentamiento de cemento asfáltico y el sistema de generación de calor solar, se propone comparar el  $LCOH_{\text{caldero}}$  con el  $LCOH_{\text{PTC}}$  de los cuatro modelos analizados, considerando que para el cálculo del  $LCOH_{\text{caldero}}$  la planta asfáltica invierte en la compra de un nuevo caldero.

Para generar un análisis más representativo del rendimiento energético del sistema se sugiere elaborar un archivo del año meteorológico típico (TMY) con datos in situ de forma que sea posible comparar cual es efecto de usar datos satelitales en la simulación. Sin embargo, es importante que las estaciones meteorológicas sean monitorizadas constantemente para disponer de datos confiables.

Determinar el perfil de demanda térmica real del proceso de calentamiento de cemento asfáltico es importante para elaborar un diseño del sistema de PTC que se ajuste a los requerimientos técnicos del proceso. Por lo tanto, si a futuro el objetivo es realizar un estudio de factibilidad y un diseño definitivo de la integración del sistema de generación de calor solar se sugiere que la planta asfáltica integre un sistema automático de registro de datos en este proceso.

Considerar una metodología que permita determinar el costo de las externalidades relacionadas con el daño a la salud pública, a la sociedad y al medio ambiente que se derivan del proceso convencional de calentamiento de cemento asfáltico, con el fin de cuantificar el costo real de la generación de calor en este proceso, y de obtener un método más integral para analizar la viabilidad económica de instalar un sistema de generación de calor solar.

Al ser este un estudio de prefactibilidad se propone realizar un análisis detallado de la integración del sistema PTCs en el proceso convencional de calentamiento de cemento asfáltico empleando un software que permita probar nuevos componentes (sistema de almacenamiento, caldero, intercambiadores de calor, entre otros) y evaluar las variables operacionales durante el progreso de la simulación con el fin de obtener resultados detallados y más precisos del diseño híbrido del sistema.

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abal, G., Alonso-Suárez, R., & Laguarda, A. (2020). *Radiación Solar*. Laboratorio de Energía Solar. [https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/313487/mod\\_resource/content/1/FRS\\_notas\\_v4-0\\_R2\\_2020.pdf](https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/313487/mod_resource/content/1/FRS_notas_v4-0_R2_2020.pdf)
- Abdulhamed, A. J., Adam, N. M., Ab-Kadir, M. Z. A., & Hairuddin, A. A. (2018). Review of solar parabolic-trough collector geometrical and thermal analyses, performance, and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 822-831. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.085>
- Absolicon. (2020). *Absolicon Production line of Solar Thermal Collector T160*. [https://www.absolicon.com/wp-content/uploads/2020/03/SALMARENG001\\_19\\_Production-line-introduction\\_-\\_EN\\_Web.pdf](https://www.absolicon.com/wp-content/uploads/2020/03/SALMARENG001_19_Production-line-introduction_-_EN_Web.pdf)
- Absolicon. (2021). *T160 Solar collector*. Absolicon. <https://www.absolicon.com/applying-absolicon/>
- Aguilar Pardo, R. E., & Fernández Guarnizo, D. G. (2015). *Estudio y selección de un fluido térmico para aplicaciones de la energía solar de media temperatura con concentradores parabólicos* [Tesis de Maestría en Energías Renovables, Universidad de las Fuerzas Armadas]. <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/10641/1/T-ESPE-049627.pdf>
- Anoune, K., Laknizi, A., Bouya, M., Astito, A., & Ben Abdellah, A. (2018). Sizing a PV-Wind based hybrid system using deterministic approach. *Energy Conversion and Management*, 169, 137-148. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.034>
- Aschoff Solar. (2014). *New Project, BABIC Landsberg, Bitumen Manufacturer in Igling, Germany*. [https://www.aschoff-solar.com/index\\_htm\\_files/Aschoff%20Solar%20Company%20News%20-%20New%20Project,%20BABIC%20Landsberg,%20Germany.pdf](https://www.aschoff-solar.com/index_htm_files/Aschoff%20Solar%20Company%20News%20-%20New%20Project,%20BABIC%20Landsberg,%20Germany.pdf)
- Asif, M. (2017). Fundamentals and Application of Solar Thermal Technologies. En M. A. Abraham (Ed.), *Encyclopedia of Sustainable Technologies* (Vol. 3, pp. 27-36). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.10093-4>
- Azhar Ali Khan, M., & Muhammad, B. (2016). Spatial comparative analysis of parabolic trough collectors and photovoltaic systems in Saudi Arabia. *World Journal of Engineering*, 13(4), 300-310. <https://doi.org/10.1108/WJE-08-2016-041>

- Baharoon, D. A., Rahman, H. A., Omar, W. Z. W., & Fadhl, S. O. (2015). Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 996-1027. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.008>
- Bakos, G. C., & Parsa, D. (2013). Technoeconomic assessment of an integrated solar combined cycle power plant in Greece using line-focus parabolic trough collectors. *Renewable Energy*, 60, 598-603. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.05.025>
- Balghouthi, M., Ali, A. B. H., Trabelsi, S. E., & Guizani, A. (2014). Optical and thermal evaluations of a medium temperature parabolic trough solar collector used in a cooling installation. *Energy Conversion and Management*, 86, 1134-1146. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.095>
- Banco Central del Ecuador. (2018). *Compra y Venta de divisas negociadas en el país por el Sistema Financiero privado. Resumen anual 2017* (N.º 36; p. 11). Subgerencia de Programación y Regulación Dirección Nacional de Síntesis Macroeconómica. [https://contenido.bce.fin.ec/documentos/MercadosInternacionales/Cotizaciones/CantidadesNegociadas/analisis\\_cvd2017.pdf](https://contenido.bce.fin.ec/documentos/MercadosInternacionales/Cotizaciones/CantidadesNegociadas/analisis_cvd2017.pdf)
- Banco Central del Ecuador. (2022). *Boletín mensual de inflación resultados a febrero de 2022*. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Notas/Inflacion/inf202202.pdf>
- Banco de Desarrollo del Ecuador. (2022). *Simulador tabla de Amortización*. Banco de Desarrollo del Ecuador B.P. <https://consulta.bde.fin.ec/dashboard/tblCalculo.aspx?m=t>
- Baquero, M., & Quesada, F. (2016). Eficiencia energética en el sector residencial de la Ciudad de Cuenca, Ecuador. *Maskana*, 7(2), 147-165. <https://doi.org/10.18537/mskn.07.02.11>
- Barone, G., Buonomano, A., Forzano, C., & Palombo, A. (2019). Chapter 6—Solar thermal collectors. En F. Calise, M. D. D'Accadia, M. Santarelli, A. Lanzini, & D. Ferrero (Eds.), *Solar Hydrogen Production* (pp. 151-178). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00006-0>
- Basso dos Santos, M., Candido, J., Baulé, S. de S., Oliveira, Y. M. M. de, & Thives, L. P. (2020). Greenhouse gas emissions and energy consumption in asphalt plants. *Revista Eletrônica Em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, 24, 1-24. <https://doi.org/10.5902/2236117062662>

- Bellos, E., & Tzivanidis, C. (2019). Alternative designs of parabolic trough solar collectors. *Progress in Energy and Combustion Science*, 71, 81-117. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.11.001>
- Bellos, E., Tzivanidis, C., & Antonopoulos, K. A. (2017). A detailed working fluid investigation for solar parabolic trough collectors. *Applied Thermal Engineering*, 114, 374-386. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.11.201>
- Benvenuti, C., Maranzana, M., & Pauletta, S. (2010). Bitumen heating up to 180°C by the SRB solar panel. *Proceedings of ECOS 2010*, 2, 495-500. <https://infoscience.epfl.ch/record/165003>
- Biencinto, M., Bayón, R., González, L., Christodoulaki, R., & Rojas, E. (2021). Integration of a parabolic-trough solar field with solid-solid latent storage in an industrial process with different temperature levels. *Applied Thermal Engineering*, 184, 116263. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.116263>
- Blair, N. J., DiOrto, N. A., Freeman, J. M., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T. W., & Wagner, M. J. (2018). *System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)* (NREL/TP-6A20-70414). National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1440404>
- Bolognese, M., Viesi, D., Bartali, R., & Crema, L. (2020). Modeling study for low-carbon industrial processes integrating solar thermal technologies. A case study in the Italian Alps: The Felicetti Pasta Factory. *Solar Energy*, 208, 548-558. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.07.091>
- Bruno, J. C., López-Villada, J., Letelier, E., Romera, S., & Coronas, A. (2008). Modelling and optimisation of solar organic rankine cycle engines for reverse osmosis desalination. *Applied Thermal Engineering*, 28(17), 2212-2226. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2007.12.022>
- Bunea, M., Hildbrand, C., Eicher, S., Duret, A., & Citherlet, S. (2017). Medium temperature solar thermal installation for industrial thermal storage of bituminous. *ISES Solar World Conference 2017 and the IEA SHC Solar Heating and Cooling Conference for Buildings and Industry 2017*, 1501-1510. <https://doi.org/10.18086/swc.2017.26.01>
- Cabrera, F. J., Fernández-García, A., Silva, R. M. P., & Pérez-García, M. (2013). Use of parabolic trough solar collectors for solar refrigeration and air-conditioning applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 103-118. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.081>

- Capitão, S. D., Picado-Santos, L. G., & Martinho, F. (2012). Pavement engineering materials: Review on the use of warm-mix asphalt. *Construction and Building Materials*, 36, 1016-1024. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2012.06.038>
- Caputo, P., Porto, M., Angelico, R., Loise, V., Calandra, P., & Oliviero Rossi, C. (2020). Bitumen and asphalt concrete modified by nanometer-sized particles: Basic concepts, the state of the art and future perspectives of the nanoscale approach. *Advances in Colloid and Interface Science*, 285, 102283. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2020.102283>
- Carrión-Chamba, W., Murillo-Torres, W., & Montero-Izquierdo, A. (2022). A Review of the State of the Art of Solar Thermal Collectors Applied in the Industry. *INGENIUS*, 27, 9-22. <https://doi.org/10.17163/ings.n27.2022.06>
- Castro, A., Cardoso, J. P., Mendes, L. F., Azevedo, P., & Mendes, J. F. (2018). Pre-heating boiler feedwater for expanded cork agglomerate production using a parabolic trough system. *AIP Conference Proceedings*, 2033(1), 150002. <https://doi.org/10.1063/1.5067155>
- Castro Chamorro, H. M. (2020). *Análisis técnico y financiero de plantas de concentración solar con tecnología de cilindro parabólico en las islas Galápagos*. [Trabajo de titulación previo a la obtención del título de ingeniero mecánico, Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21327/1/CD%2010843.pdf>
- Cetina-Quiñones, A. J., Xamán, J., Bassam, A., Escalante Soberanis, M. A., & Perez-Quintana, I. (2021). Thermo-economic analysis of a flat solar collector with a phase changing material under tropical climate conditions: Residential and industrial case. *Applied Thermal Engineering*, 182, 116082. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.116082>
- Cevallos-Sierra, J., & Ramos-Martin, J. (2018). Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1154-1165. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.015>
- Chwieduk, D. (2014). Chapter 1—Solar Radiation—Fundamentals. En D. Chwieduk (Ed.), *Solar Energy in Buildings* (pp. 1-19). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-410514-0.00001-3>
- Clairand, J.-M., Serrano-Guerrero, X., González-Zumba, A., & Escrivá-Escrivá, G. (2021). Techno-Economic Assessment of Renewable Energy-based Microgrids in the Amazon Remote Communities in Ecuador. *Energy Technology*, 10(2), 2100746. <https://doi.org/10.1002/ente.202100746>

- Clavijo-Campos, G. (2017). *Estudio de Impacto Ambiental Ex post para el Proyecto "Planta de Asfalto Contraflujo del Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Cuenca"*. <https://maezuay.files.wordpress.com/2018/02/esia-planta-de-agregados-y-asfalto-final.pdf>
- Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de gases de efecto invernadero. (2021). *Factor de Emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador*. Operador Nacional de Electricidad CENACE. [https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/11/emision\\_de\\_co2\\_del\\_sistema\\_nacional\\_interconectado\\_de\\_ecuador\\_informe\\_2020.pdf](https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/11/emision_de_co2_del_sistema_nacional_interconectado_de_ecuador_informe_2020.pdf)
- Cortés, F., Ibarra, M., Moser, F., Muñoz, I., Crespo, A., & Murray, C. (2018). Techno-economical evaluation of parabolic trough collectors systems for steam processes in the Chilean industry. *AIP Conference Proceedings*, 2033(1), 150003. <https://doi.org/10.1063/1.5067156>
- Crespo, A., Muñoz, I., Platzer, W., & Ibarra, M. (2021). Integration enhancements of a solar parabolic trough system in a Chilean juice industry: Methodology and case study. *Solar Energy*, 224, 593-606. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.041>
- Elouahabi, M., Benjouad, A., Bouya, M., Bouissa, Y., & Bouziane, K. (2016). *Maintien en chauffe d'un stockage de bitume par des panneaux solaires à haute énergie* (W I P O I P C T Patent N.º WO 2016/056880 A1). <https://patentscope.wipo.int/search/en/detail.jsf?docId=WO2016056880>
- E-MAK. (2020). *Bitumen Tanks*. <https://e-mak.com/uploads/content/150/bitumen-tanks-150-b64a3f45366755011e71c25cdce8a265.pdf>
- Erazo Laverde, G., Pucuji Pillajo, D., Bonilla Valladares, P., & Naranjo Hernández, J. (2016). Emulsión Agua y Diésel Formulación y Características Físicas para su utilización en motores de Combustión Interna. *Infociencia*, 10(1), 32-37. <https://doi.org/10.24133/infociencia.v10i1.1017>
- Espinoza, V. S., Fontalvo, J., Martí-Herrero, J., Ramírez, P., & Capellán-Pérez, I. (2019). Future oil extraction in Ecuador using a Hubbert approach. *Energy*, 182, 520-534. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.061>
- Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L., & Pérez, M. (2010). Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 1695-1721. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.012>



- Francesco, & Orioli, V. (2009). *Parabolic or Fresnel?* Energetica india. [http://www.soltigua.com/wp-content/uploads/2009/09/Soltigua\\_Energetica\\_india.pdf?fbclid=IwAR3oUh7V1teMA8iNBWCNjd5hgcO6uiGsb3RYxKyauwqh7Wm-EiVDBQO-W28](http://www.soltigua.com/wp-content/uploads/2009/09/Soltigua_Energetica_india.pdf?fbclid=IwAR3oUh7V1teMA8iNBWCNjd5hgcO6uiGsb3RYxKyauwqh7Wm-EiVDBQO-W28)
- Fredriksson, J., Eickhoff, M., Giese, L., & Herzog, M. (2021). A comparison and evaluation of innovative parabolic trough collector concepts for large-scale application. *Solar Energy*, 215, 266-310. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.12.017>
- Fu, L., Cao, Y., Kuang, S.-Y., & Guo, H. (2021). Index for climate change adaptation in China and its application. *Advances in Climate Change Research*, 12(5), 723-733. <https://doi.org/10.1016/j.accre.2021.06.006>
- Gabrielli, R., Castrataro, P., Del Medico, F., Di Palo, M., & Lenzo, B. (2014). Levelized Cost of Heat for Linear Fresnel Concentrated Solar Systems. *Energy Procedia*, 49, 1340-1349. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.143>
- Gharat, P. V., Bhalekar, S. S., Dalvi, V. H., Panse, S. V., Deshmukh, S. P., & Joshi, J. B. (2021). Chronological development of innovations in reflector systems of parabolic trough solar collector (PTC)—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 145, 111002. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111002>
- Ghazouani, M., Bouya, M., & Benaissa, M. (2020). Thermo-economic and exergy analysis and optimization of small PTC collectors for solar heat integration in industrial processes. *Renewable Energy*, 152, 984-998. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.109>
- Ghazouani, M., Bouya, M., Benaissa, M., Anoune, K., & Ghazi, M. (2020). Thermal energy management optimization of solar thermal energy system based on small parabolic trough collectors for bitumen maintaining on heat process. *Solar Energy*, 211, 1403-1421. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.074>
- Hankins, K. D. (1978). *Solar Heating an Asphalt Storage Tank* (N.º FHWATX78-229-1 Intrm Rpt). Transportation Research Board. <https://trid.trb.org/view/84414>
- Hauskins, J. B. (1980). *Arizona's solar-heated asphalt tank at Oracle* (Report No. N-800-258). Arizona Department of Transportation, Research Section. <https://azmemory.azlibrary.gov/digital/api/collection/statepubs/id/33298/download>
- Hauskins, J. B., & Ong, B. W. (1979). *Gray Mountain Solar Project*. Arizona Department of Transportation, Research Section. <https://azmemory.azlibrary.gov/digital/collection/statepubs/id/33108/rec/1>

- Heatec. (2003). *Heating and Storing Asphalt at HMA Plants* [Technical Paper T-140]. <https://pdf4pro.com/amp/view/heating-and-storing-asphalt-at-hma-plants-1ada4e.html>
- Henderson, J. B., Wiebelt, J. A., & Parker, J. D. (1980). Use of solar energy for heating asphalt in storage tanks. *Applied Energy*, 7(1), 221-228. [https://doi.org/10.1016/0306-2619\(80\)90061-6](https://doi.org/10.1016/0306-2619(80)90061-6)
- Hilton, M. H. (1984). *The use of Solar Energy for Heating an Asphalt Storage Tank* (Final report FHWA-VA-85-05 Final Rpt). Virginia Highway & Transportation Research Council. <https://trid.trb.org/view/208448>
- Holler, S., Winkelmann, A., Pelda, J., & Salaymeh, A. (2021). Feasibility study on solar thermal process heat in the beverage industry. *Energy*, 233, 121153. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121153>
- Horta, P. (2015). *Process Heat Collectors: State of the Art and available medium temperature collectors* (Solar Process Heat for Production and Advanced Applications. IEA SHC Task 49) [Technical Report A.1.3]. Solar Heating and Cooling Programme International Energy Agency. [https://iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Task%2049%20Deliverable%20A1.3\\_20160504.pdf](https://iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Task%2049%20Deliverable%20A1.3_20160504.pdf)
- Hossain, Md. S., Shajid, S., & Karim, Md. R. (2021). Numerical investigation to assess the techno-economic feasibility of solar central receiver system for off-grid power in Saint Martin's Island, Bangladesh. *Energy for Sustainable Development*, 65, 63-76. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.09.008>
- Hunter, R. N., Self, A., & Read, J. (2015). *The Shell Bitumen Handbook* (Sixth edition). ICE Publishing. <https://3lib.net/book/2654460/475d8c>
- IEA. (2021a). *World Energy Outlook 2021* [Flagship report]. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- IEA. (2021b). *Tracking Industry 2021* [Tracking report]. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/tracking-industry-2021>
- Ilhami, Y., & MacEachern, C. (2018). 1.2 Historical Aspects of Energy. En I. Dincer (Ed.), *Comprehensive Energy Systems* (Vol. 1, pp. 24-48). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00102-4>
- Imtiaz Hussain, M., Ménézo, C., & Kim, J.-T. (2018). Advances in solar thermal harvesting technology based on surface solar absorption collectors: A review. *Solar Energy*



- Materials and Solar Cells*, 187, 123-139.  
<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.07.027>
- Indexmundi. (2022). *Fueloil—Precio Diario—Precios de Materias Primas*. Indexmundi.  
<https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=fueloil&meses=180>
- Instituto de investigación Geológico y Energético. (2021). *Balance Energético Nacional 2020*. Instituto de investigación Geológico y Energético.  
<https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/Balance-Energetico-Nacional-2020-Web.pdf>
- International Renewable Energy Agency. (2012). *Renewable Energy Technologies Cost Analysis Series: Concentrating Solar Power*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-CSP.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf)
- International Renewable Energy Agency. (2015). *Solar Heat for Industrial Processes Technology Brief*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA\\_ETSAP\\_Tech\\_Brief\\_E21\\_Solar\\_Heat\\_Industrial\\_2015.ashx](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_ETSAP_Tech_Brief_E21_Solar_Heat_Industrial_2015.ashx)
- Inventive Power. (2018a). *Inventive Power Breaking new ground in Energy*. Inventive Power. <https://inventivepower.com.mx/solucion-en-energia-solar/>
- Inventive Power. (2018b). *Power Trough 250* ©. Inventive Power. <https://inventivepower.com.mx/solucion-en-energia-solar/power-trough-250/>
- Ismail, A. E., & Fonseca-Costa, M. A. (2015). *Using Compound Parabolic Solar Collectors in Asphalt Industry*. 190-194.  
<http://www.inase.org/library/2015/zakynthos/bypaper/ENG/ENG-29.pdf>
- Jain, S., & Singh, B. (2021). Cold mix asphalt: An overview. *Journal of Cleaner Production*, 280, 124378. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124378>
- Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A. A., & Kim, K.-H. (2018). Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 894-900. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.094>
- Kalogirou, S. (2003). The potential of solar industrial process heat applications. *Applied Energy*, 76(4), 337-361. [https://doi.org/10.1016/S0306-2619\(02\)00176-9](https://doi.org/10.1016/S0306-2619(02)00176-9)
- Kalogirou, S. A. (2012). A detailed thermal model of a parabolic trough collector receiver. *Energy*, 48(1), 298-306. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.023>

- Kalogirou, S. A. (2014). Chapter 3—Solar Energy Collectors. En S. A. Kalogirou (Ed.), *Solar Energy Engineering (Second Edition)* (pp. 125-220). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397270-5.00003-0>
- Kamath, H. G., Majumdar, R., Krishnan, A. V., & Srikanth, R. (2022). Cost and environmental benefits of coal-concentrated solar power (CSP) hybridization in India. *Energy*, *240*, 122805. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122805>
- Kannan, N., & Vakeesan, D. (2016). Solar energy for future world: - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *62*, 1092-1105. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.022>
- Khaligh, A., & Onar, O. C. (2018). 23—Energy Sources. En M. H. Rashid (Ed.), *Power Electronics Handbook* (Fourth Edition, pp. 725-765). Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811407-0.00025-8>
- Krishna, Y., Faizal, M., Saidur, R., Ng, K. C., & Asfhattahi, N. (2020). State-of-the-art heat transfer fluids for parabolic trough collector. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, *152*, 119541. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.119541>
- Ktistis, P. K., Agathokleous, R. A., & Kalogirou, S. A. (2021). Experimental performance of a parabolic trough collector system for an industrial process heat application. *Energy*, *215*, 119288. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119288>
- Kumar, L., Hasanuzzaman, M., & Rahim, N. A. (2019). Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review. *Energy Conversion and Management*, *195*, 885-908. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.05.081>
- Lemos, L. F. L., Starke, A. R., Cardemil, J. M., & Colle, S. (2018). Performance assessment of a PTC plant simulated with measured and modeled irradiation data. *AIP Conference Proceedings*, *2033*(1), 210005. <https://doi.org/10.1063/1.5067207>
- Loadsman, T. C. (1986). *Solar Heating of Bulk Bitumen Tank*. 147-154. <https://trid.trb.org/view/278184>
- Lokurlu, A. (2006). *Worldwide first Solar Air Conditioning System based on (SOLITEM PTC1800 ) Parabolic Trough Collectors combined with double effect Absorption Chiller*. [https://sete.gr/\\_fileuploads/entries/Online%20library/EN/Hospitality\\_Day\\_Lokurlu.pdf](https://sete.gr/_fileuploads/entries/Online%20library/EN/Hospitality_Day_Lokurlu.pdf)
- Lokurlu, A., Richarts, F., & Kruger, D. (2005). High efficient utilisation of solar energy with newly developed parabolic trough collectors (SOLITEM PTC) for chilling and steam

- production in a hotel at the Mediterranean coast of Turkey. *International Journal of Energy Technology and Policy*, 3(1-2), 137-146. <https://doi.org/10.1504/IJETP.2005.006745>
- Luminosu, I., De Sabata, C., & But, A. (2007). Solar equipment for preheating bitumen. *Thermal Science*, 11(1), 127-136. <https://doi.org/10.2298/TSCI0701127L>
- Luminosu, I., & Fara, L. (2009). Experimental research on bitumen preheating (fluidization) by using solar energy in passive mode. *International Journal of Thermal Sciences*, 48(1), 209-217. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2008.01.013>
- Mahmoudi, A., Fazli, M., Morad, M. R., & Gholamalizadeh, E. (2020). Thermo-hydraulic performance enhancement of nanofluid-based linear solar receiver tubes with forward perforated ring steps and triangular cross section; a numerical investigation. *Applied Thermal Engineering*, 169, 114909. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.114909>
- Mallick, R. B., & El-Korchi, T. (2017). Construction of Asphalt Pavements. En *Pavement Engineering* (3rd Edition, p. 32). CRC Press. <https://www.taylorfrancis.com/chapters/edit/10.1201/9781315119205-13/construction-asphalt-pavements-rajib-mallick-tahar-el-korchi?context=ubx&refId=4977e480-b829-4437-83c3-b0ce747c20ff>
- Mathur, A., Agrawal, G. D., & Chandel, M. (2013). Techno-economic analysis of solar parabolic trough type energy system for garment zone of Jaipur city. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 17, 104-109. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.015>
- May Tzuc, O., Bassam, A., Ricalde, L. J., Jaramillo, O. A., Flota-Bañuelos, M., & Escalante Soberanis, M. A. (2020). Environmental-economic optimization for implementation of parabolic collectors in the industrial process heat generation: Case study of Mexico. *Journal of Cleaner Production*, 242, 118538. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118538>
- Mazumder, M., Sriraman, V., Kim, H. H., & Lee, S.-J. (2016). Quantifying the environmental burdens of the hot mix asphalt (HMA) pavements and the production of warm mix asphalt (WMA). *International Journal of Pavement Research and Technology*, 9(3), 190-201. <https://doi.org/10.1016/j.ijprt.2016.06.001>
- Mohammadi, K., Khanmohammadi, S., Immonen, J., & Powell, K. (2021). Techno-economic analysis and environmental benefits of solar industrial process heating based on

- parabolic trough collectors. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 47, 101412. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101412>
- Mokhtari Shahdost, B., Jokar, M. A., Razi Astaraei, F., & Ahmadi, M. H. (2019). Modeling and economic analysis of a parabolic trough solar collector used in order to preheat the process fluid of furnaces in a refinery (case study: Parsian Gas Refinery). *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 137(6), 2081-2097. <https://doi.org/10.1007/s10973-019-08135-6>
- NEP Solar. (s. f.). *Technical Data for the PolyTrough 1200B*. [https://eif-wiki.feit.uts.edu.au/\\_media/technical:renewables:111010\\_polytrough1200b\\_techspec\\_v10.pdf](https://eif-wiki.feit.uts.edu.au/_media/technical:renewables:111010_polytrough1200b_techspec_v10.pdf)
- NEP Solar. (2021). *Productos: PolyTrough 1200 y PolyTrough 1800*. <https://www.nep-solar.com/about/about-us/>
- NREL. (2021). *NSRDB Data Viewer*. NSRDB: National Solar Radiation Database. <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>
- Okonkwo, E. C., Essien, E. A., Akhayere, E., Abid, M., Kavaz, D., & Ratlamwala, T. A. H. (2018). Thermal performance analysis of a parabolic trough collector using water-based green-synthesized nanofluids. *Solar Energy*, 170, 658-670. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.012>
- Ordóñez, F., Vaca Revelo, D., & Lopez-Villada, J. (2019). Assessment of the Solar Resource in Andean Regions by Comparison between Satellite Estimation and Ground Measurements: Study Case of Ecuador. *Journal of Sustainable Development*, 12(4), 62-75. <https://doi.org/10.5539/jsd.v12n4p62>
- Ortega, H. (2018). *Energía Solar Térmica para Procesos Industriales en México Estudio base de mercado*. [https://www.giz.de/en/downloads/EnergiaSolarTermica\\_02\\_LOWRES.pdf](https://www.giz.de/en/downloads/EnergiaSolarTermica_02_LOWRES.pdf)
- Pacudan, R. (2016). Implications of applying solar industry best practice resource estimation on project financing. *Energy Policy*, 95, 489-497. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.02.021>
- Pal, R. K., & k., R. K. (2021). Investigations of thermo-hydrodynamics, structural stability, and thermal energy storage for direct steam generation in parabolic trough solar collector: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production*, 311, 127550. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127550>

- Parker, J. D., Wiebelt, J. A., & Ferrell, G. B. (1980). *Solar energy heating of asphalt to 200 F in storage tanks* [Final report]. Department of Transportation. <https://shareok.org/handle/11244/317193>
- Pirobloc. (2019, diciembre 10). *Aceite térmico versus vapor: Comparativa CAPEX - OPEX*. Pirobloc. <https://www.pirobloc.com/blog-es/aceite-termico-vapor-capex-opex/>
- Qazi, S. (2017). Chapter 7—Solar Thermal Electricity and Solar Insolation. En S. Qazi (Ed.), *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas* (pp. 203-237). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803022-6.00007-1>
- Quiñones, G., Felbol, C., Valenzuela, C., Cardemil, J. M., & Escobar, R. A. (2020). Analyzing the potential for solar thermal energy utilization in the Chilean copper mining industry. *Solar Energy*, 197, 292-310. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.01.009>
- Rackam. (s. f.). *S10 Parabolic Trough System*. [https://rackam.com/media/products/rackam\\_s10.pdf](https://rackam.com/media/products/rackam_s10.pdf)
- Rackam. (2014, agosto 19). *Rackam successfully accomplishes the installation of a solar thermal project in Portugal*. Rackam. <https://rackam.com/en/2014/08/19/rackam-successfully-accomplishes-the-installation-of-a-solar-thermal-project-in-portugal/>
- Rackam. (2021). *Soluciones térmicas solares para su actividad*. Rackam 2.0. <https://rackam.com/en/>
- Sallaberry, F., Valenzuela, L., López-Martín, R., García de Jalón, A., & Perez, D. (2018). Heat losses model for standardized testing of receiver tubes for parabolic-troughs. *AIP Conference Proceedings*, 2033(1), 030016. <https://doi.org/10.1063/1.5067032>
- Saxena, L., Soni, A., & Kumar, A. (2021, febrero 26). *Design and Performance of a Small Parabolic Trough System for Process Heat*. <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3808546>
- Shadowmap. (2022). *Plan for the Sun & use its power efficiently*. Shadowmap. <https://shadowmap.org/solar>
- Sharma, A. K., Sharma, C., Mullick, S. C., & Kandpal, T. C. (2018). Financial viability of solar industrial process heating and cost of carbon mitigation: A case of dairy industry in India. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 27, 1-8. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.03.007>
- Solar Payback. (2017). *Calor Solar para la Industria*. Solar Payback. <https://tinyurl.com/wdjnddcr>
- Solar Payback. (2019). *Online Calculator*. Solar Payback. <https://www.solar-payback.com/calculator/>

- Solartechnik Prüfung Forschung. (2013). *Solar Collector Factsheet NEP PolyTrough 1800*.  
<https://serv.spf.ch/spftesting/collectors/pdfs/scf1549en.pdf>
- Soliterm Group. (2021). *Technology Parabolic Trough Collectors*.  
<https://solitermgroup.com/technology/>
- Soltigua. (2022). *Soltigua—Parabolic Trough PTMx*. Soltigua Products.  
<https://www.soltigua.com/ptmx-introduction/>
- Soria, R., Caiza, G., Cartuche, N., López-Villada, J., & Ordoñez, F. (2020). Market potential of linear Fresnel collectors for solar heat industrial process in Latin-America-a case study in Ecuador. *AIP Conference Proceedings*, 2303(1), 120003.  
<https://doi.org/10.1063/5.0028503>
- System Advisor Model. (2021). *System Advisor Model Version 2021.12.02 Manual Release Date 12/3/2021*. National Renewable Energy Laboratory.  
[https://sam.nrel.gov/images/web\\_page\\_files/sam-help-2021-12-02.pdf](https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2021-12-02.pdf)
- Tagle, P., Valenzuela, L., Rivera, C., & Agraz, A. (2018). Análisis de factibilidad de un sistema de generación de vapor basado en captadores cilindro parabólicos de pequeña apertura aplicado a una fábrica de productos lácteos. *Proceedings of the 12th Iberoamerican Congress of Solar Energy – CIES 2018*, 491-498.  
<https://tinyurl.com/yc2vfwnh>
- Tagle-Salazar, P. D., Nigam, K. D. P., & Rivera-Solorio, C. I. (2020). Parabolic trough solar collectors: A general overview of technology, industrial applications, energy market, modeling, and standards. *Green Processing and Synthesis*, 9(1), 595-649.  
<https://doi.org/10.1515/gps-2020-0059>
- Taha, M. J., Kibret, F. B., Ramayya, V., & Zeru, B. A. (2021). Design and evaluation of solar parabolic trough collector system integrated with conventional oil boiler. *Archives of Electrical Engineering*, 70(3), 657-673. <https://doi.org/10.24425/ae.2021.137580>
- Texaco. (2015). *TEXATHERM®* 46.  
<https://www.aqualub.com.br/fichastecnicas/Industrial/Fluido%20Termico/Texatherm%2046%20-%20300115.pdf>
- Thives, L. P., & Ghisi, E. (2017). Asphalt mixtures emission and energy consumption: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 473-484.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.087>
- Trivelli Energia. (2015). *Solar Wing Evo*. [http://www.seagroupe.com/pdf/solarwing\\_e.pdf](http://www.seagroupe.com/pdf/solarwing_e.pdf)



- U.S. Energy Information Administration. (2022a, junio). *PETROLEUM & OTHER LIQUIDS, Cushing, OK WTI Spot Price FOB*. Independent Statistics and Analysis. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rwtc&f=m>
- U.S. Energy Information Administration. (2022b). *Short-Term Energy Outlook* [Technical Report]. U.S. Energy Information Administration. [https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo\\_full.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf)
- Vahidinia, F., & Khorasanizadeh, H. (2021). Development of new algebraic derivations to analyze minichannel solar flat plate collectors with small and large size minichannels and performance evaluation study. *Energy*, 228, 120640. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120640>
- Vicot. (2017). *Glass Reflector and Vacuum Receiver*. PRODUCT. [http://www.vicot.com.cn/english/a/PRODUCT/Solar\\_air\\_conditioning/2017/0331/10.html](http://www.vicot.com.cn/english/a/PRODUCT/Solar_air_conditioning/2017/0331/10.html)
- Vicot. (2021). *Solar HTF Boiler -1860 Series*. <https://tinyurl.com/yc7kb523>
- Vutukuru, R., Pegallapati, A. S., & Maddali, R. (2019). Suitability of various heat transfer fluids for high temperature solar thermal systems. *Applied Thermal Engineering*, 159, 113973. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.113973>
- Wang, X. S., Xu, Z. L., Yuan, J., & Fan, T. T. (2015). Study on the Method of Heating Asphalt with Solar Energy. *Advanced Materials Research*, 1089, 369-372. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.1089.369>
- Weiss, W., & Spörk-Dür, M. (2021). *Solar Heat Worldwide* [Tech. Rep]. Solar Heating & Cooling Programme. <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2021.pdf>
- Zambrano Burneo, M. A. (2014). *Investigación para la obtención de una mezcla homogénea para grupos electrógenos de 1.7 MW* [Tesis de grado para la obtención del título de ingeniero en mecánica automotriz, Universidad Internacional del Ecuador]. <https://repositorio.uide.edu.ec/bitstream/37000/887/1/T-UIDE-0751.pdf>
- Zarza Moya, E. (2012). 7—Parabolic-trough concentrating solar power (CSP) systems. En K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology* (pp. 197-239). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1533/9780857096173.2.197>
- Zarza Moya, E. (2015). Sesión 9: Componentes y parámetros fundamentales de los captadores cilindro parabólicos. Sesión 10: Pérdidas y balance de energía en un captador cilindro parabólico. En *Electricidad Termosolar Captadores cilindro*

*parabólicos*. <https://www.eoi.es/es/savia/publicaciones/25489/electricidad-termsolar-captadores-cilindroparabolicos-sesion-9-y-10>

Zarza Moya, E. (2021). Chapter 7—Parabolic-trough concentrating solar power systems. En K. Lovegrove & W. Stein (Eds.), *Concentrating Solar Power Technology (Second Edition)* (pp. 219-266). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819970-1.00009-8>

Zhao, D., Wang, Z., Xu, E., Zhu, L., Lei, D., Xu, L., & Yuan, G. (2017). Yanqing solar field: Dynamic optical model and operational safety analysis. *Applied Thermal Engineering*, 110, 275-289. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.08.106>



## 9. ANEXOS

Anexo 1. Oficio de aprobación para llevar a cabo el proyecto de titulación.



Oficio Nro. 0656

Cuenca, 12 de junio de 2020

Ingeniero  
Andres Montero Izquierdo  
**Director de la Carrera de Ingeniería Ambiental**  
**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
Presente.

De mi consideración:

En respuesta a su atenta comunicación ingresada con número de trámite CIUDADANO-CIU-2020-0156-CC, mediante la cual nos hace conocer el interés de los estudiantes de la Facultad de Ciencias Químicas y de manera particular la Escuela de Ingeniería Ambiental para la elaboración del Proyecto de Titulación, relacionado con la Determinación del potencial de energía solar térmica en la zona donde la planta de asfalto se encuentra localizada, y la evaluación de la posibilidad de reducir el consumo de diesel empleado para el calentamiento de fluidos en el proceso productivo, al respecto debo indicar que, analizado el tema con el Director General de Obras Públicas, expresamos nuestra conformidad en que se lleve a cabo este proyecto en la Planta de Asfalto Municipal, por cuanto consideramos que la investigación que se realice aportará de insumos que nos permitan mejorar y viabilizar futuros proyectos en beneficio del ambiente de nuestro cantón.

De parte del GAD Municipal, existe la voluntad de apoyar estos proyectos de manera directa así como de las empresas municipales relacionadas en esta área; estando gustosos de colaborar con la Investigación que realiza la Universidad de Cuenca y sus Facultades.

Sin otro particular, suscribo

Atentamente,

 Documento Firmado  
electrónicamente por  
PEDRO RENÁN  
PALACIOS ULLAURI

Ing. Ind. Pedro Renán Palacios Ullauri  
**ALCALDE DEL CANTÓN CUENCA**

Referencias:  
- DGOP-1085-2020

Copia:  
Ingeniero Civil  
Leonardo Bolivar Alban Tinoco  
**Director General De Obras Públicas**

ALCALDÍA  
DE CUENCA

UNIVERSIDAD DE CUENCA  
(Primer piso)  
Teléfono: 4134900  
Cuenca, Ecuador  
[www.cuenca.gob.ec](http://www.cuenca.gob.ec)

@MunicipioCuenca  
Municipio Cuenca


## Anexo 2. Información principal del colector PTC 1800-Soliterm.



### Flag-Ship Model PTC 1800

Collector Length	5020 mm
Aperture	1800 mm
Weight	130 kg
Concentration Factor	C = 43
Temperature Range	100° - 250°C
Thermal Power	5 kW
Tracking Precision	0.1°
Medium	Water / Steam / Thermal Oil
Tracking Type	One Axis
Reflector	Coated Aluminium


## Anexo 3. Ficha técnica del colector Power Trough 250-Inventive Power.



**Inventive Power**  
Breaking new ground in Energy



250



### Power Trough250®















Patente Mexicana: MX/A/2012/003407  
PCT/MX2013/000022)

**Una nueva solución en energía solar para generación de energía térmica en industrias y comercios.**

El Power Trough 250® es un Concentrador Solar Parabólico Lineal útil en aplicaciones industriales y comerciales para generación de energía térmica entre los **90-260°C**.

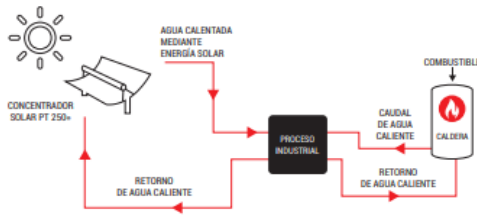
Nuestra tecnología de concentración solar es superior a lo disponible actualmente en el mercado para calentamiento de agua, generación de vapor o aportación de calor al tener mayores eficiencias comparada con otro tipo de colectores solares. La tecnología de Power Trough 250® tiene una mayor modularidad, aprovechando de mejor manera el área disponible de instalación y generando más energía térmica por unidad de área. Para garantizar el funcionamiento de los sistemas durante 20 años de vida útil del producto. Los sistemas cuentan con monitoreo remoto.

SUSTITUYE EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES QUE QUEMAN LAS CALDERAS PARA GENERAR ENERGÍA TÉRMICA AL UTILIZAR LA ENERGÍA ABUNDANTE DEL SOL.

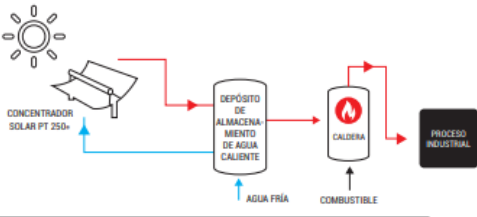
Procesos ideales para instalar Power Trough 250®	Beneficios											
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generación de vapor</li> <li>- Ebullición</li> <li>- Calentamiento de aire</li> <li>- Destilación - teñido</li> <li>- Escaldado</li> <li>- Pasteurización</li> <li>- Esterilización</li> <li>- Cocción</li> <li>- Aporte térmico en diversos procesos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Reducción hasta en un 80% de consumo de combustible para generación de calor de proceso.</li> <li>-Reducción y estabilidad en costos energéticos.</li> <li>-Disminución de emisiones de CO2 a la atmósfera.</li> <li>-Adquisición del sistema sin inversión inicial mediante esquemas de arrendamiento.</li> </ul>	 Agua caliente   Generación de vapor   Calentamiento de aire										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Textil</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Química y Farmacéutica</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Alimenticia</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Destiladoras</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Tratamiento a metales</td> </tr> <tr> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Bebidas</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Rastros y obradores</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Lácteos y derivados</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> Agropecuaria</td> <td style="width: 20%; padding: 5px;"> entre otras...</td> </tr> </table>		 Textil	 Química y Farmacéutica	 Alimenticia	 Destiladoras	 Tratamiento a metales	 Bebidas	 Rastros y obradores	 Lácteos y derivados	 Agropecuaria	 entre otras...	<h3 style="margin: 0;">Industrias beneficiadas</h3>
 Textil	 Química y Farmacéutica	 Alimenticia	 Destiladoras	 Tratamiento a metales								
 Bebidas	 Rastros y obradores	 Lácteos y derivados	 Agropecuaria	 entre otras...								

## Diagramas de funcionamiento

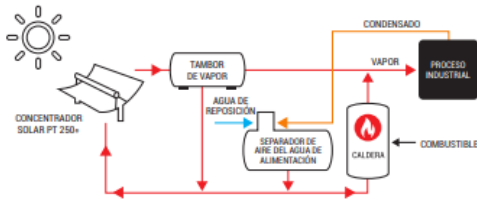
### CALENTAMIENTO DE PROCESOS



### PRE CALENTAMIENTO DE CALDERA



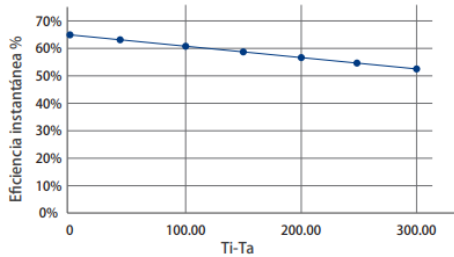
### GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR



## Especificaciones

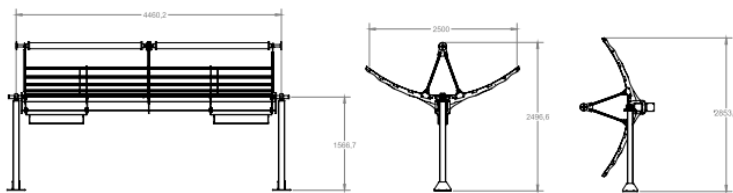
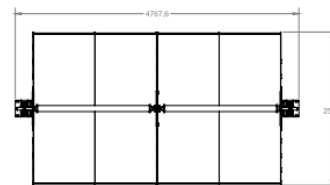
Parámetros	Valor/Tipo
Apertura del colector	2.5m
Longitud del colector	4.16m
Área efectiva de colección solar	10m <sup>2</sup>
Diámetro exterior del tubo receptor	40mm
Superficie reflejante	Aluminio anodizado
Material del tubo receptor	316L
Emisividad receptor	10% a 200°C
Material de cubierta de cristal	Borosilicato
Rango de temperaturas de aplicación	90-260°C
Potencia térmica entregada	5,900 Wt (5.6 BTU/s)
Reflectancia total superficie reflejante	90%
Tiempo de vida útil del producto	> 20 años

## Eficiencia Power Trough 250® (teórica)



## Dimensiones generales

Medidas en milímetros



**Inventive Power**  
Breaking new ground in Energy



Volcán Cofre de Perote #5189-A  
Col. El Colli Urbano, C.P. 45070  
Zapopan, Jalisco, México.

Tel. +52 (33) 1371-3125  
contacto@inventivepower.com.mx  
www.inventivepower.com.mx



## Anexo 4. Ficha técnica del colector Solar Wing EVO-Trivelli energia srl.



Trivelli Energia srl

Via 1 Maggio. 23B  
27042 Bressana Bottarone (PV), Italy

Tel. +39 0382 18 55 848  
Fax. +39 0382 18 54 848

www.trivellienergia.com  
info@trivellienergia.com

## Solar Wing EVO



OPERATING TEMP. °C	APPLICATIONS	INDUSTRY
30° to 50°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Swimming pool heating</li> <li>Hot water</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sport arenas (swimming)</li> <li>School campus (dormitories)</li> <li>Residential (apartment complexes)</li> <li>Food and beverages (drying, heat treatment)</li> </ul>
50° to 90°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hot water</li> <li>Heating buildings</li> <li>Food processing</li> <li>Water treatment</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Residential and commercial buildings</li> <li>Government buildings</li> <li>Food processing plants</li> <li>Water treatment facilities</li> </ul>
90°C to 120°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Industrial process heat</li> <li>Solar cooling with single-stage lithium bromide</li> <li>Steam generation low-enthalpy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Manufacturing facilities.</li> <li>Food and beverages (pasteurizing)</li> <li>Metal treatment (cleaning)</li> </ul>
120° to 180°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Industrial process heat/refrigeration</li> <li>Industrial ammonia absorbers and air-conditioning</li> <li>Desalination</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Food and beverages (sterilizing)</li> <li>Timber (wood pulp)</li> <li>Rubber (vulcanization)</li> <li>Chemicals (plastics, distilling and synthetics)</li> </ul>
180° to 200°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Process heat</li> <li>Steam generation and medium enthalpy solar cooling with two-stage lithium bromide absorption</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chemicals (distilling, soap, plastics and synthetic rubbers)</li> </ul>
Over 200°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>Process heat</li> <li>Steam at medium energy</li> <li>Power generation</li> <li>Thermal energy storage with molten salt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Chemicals (distilling, soap and plastics).</li> <li>Power (turbine generation, energy storage)</li> <li>Energy transmission (steam)</li> </ul>

### Applications

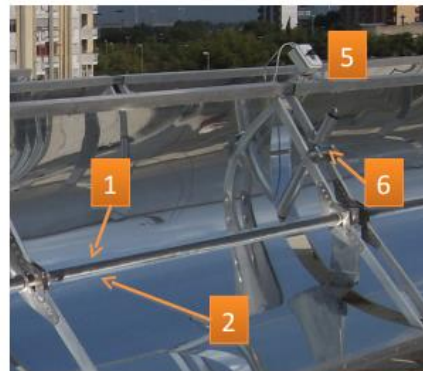
Large and diverse is the scope of the collectors Solar Wing EVO.

Our collectors are quick and easy to integrate into any process on new or existing systems. Not only they provide an immediate savings in the bill, but also they allow you to cut your carbon footprint corporate while enhancing your corporate identity with inevitable positive impact on the marketing of your services and products.





### Technical specifications (referred to one standard module)

Nominal capturing surface	8,25 m <sup>2</sup>
Collector length	8,24 m
Aperture	1,2 m
OD of the receiver tube	22 mm
Optical efficiency	70%
Peak thermal power (DNI 1000 W/m <sup>2</sup> )	6 kW
Max. operative temperature	250°C (programmable according to the application)
Weight for linear meter	12 kg
Max. wind speed in operative conditions	70 km/h
Max. wind speed in safety conditions	150 km/h
Tracking	Mono axial
Overheating protection	Automatic
Working fluid	Water, water/glicol, pressurized water, steam, diathermic oil
Life expectancy	+20 years



### Materials and components of the Solar Wing EVO

1. Stainless steel receiver tube coated with high solar absorber coating F-Ox (patent pending)
2. High solar transmittance borosilicate glass envelope
3. Aluminum mirror with protective coating
4. Extruded polycarbonate honeycomb parabola
5. Mono axial high precision tracking system
6. Electric linear actuator
7. Extruded aluminum frame
8. Control system (fully automatic, on/off, sun tracking, safety defocusing, remote control and data logger)
9. Solar station (sun radiation, wind speed, outdoor temperature)



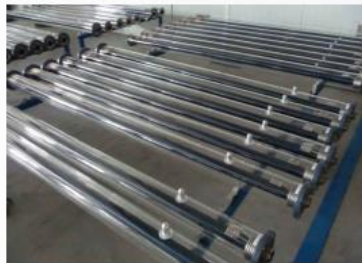
Solar HTF Boiler  
Solar Steam Boiler  
Solar Hot Water Boiler  
Solar Absorption Chiller  
**1860 Series**

Global Leader in Solar Collection System

Vicot Solar Technology Co.,Ltd.

Global Leading Solar Collection System  
07

## Vacuum Receiver



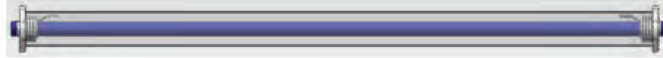
### About the receiver

It's one of the key components in the parabolic trough collector system, consists of glass envelope, stainless steel receiver, flexible sealing device, the SS receiver has sunshine selective absorption coating, and it is vacuum between the glass envelope and SS receiver.

### Receiver features

1. It adopts advanced glass and metal hot compression technology with our patent authorized sealing device, it solves the mismatch of linear expansion coefficient between glass and metal SS304.
2. Selective absorption coating can withstand high temperature from 300 °C to 600 °C in a high vacuum condition, insuring the durable and stable absorption ratio and emission ratio in high temperature condition.
3. All the parts of the vacuum receiver is vacuumed under high temperature and high vacuum condition, with long lasting getter, insuring the vacuum in high degree.
4. Its connection ends are in concave and convex design with high precision for easy welding installation, insuring the straightness of system.

## Vacuum Receiver Specification



Model		VZK84-32/2546
Length	mm	2546
Glass tube	Diameter (thickness) mm	Φ84 (2.0) mm
	Transmittance	τ≥92%
SS tube	Diameter (thickness) mm	Φ32 (2) mm
Weight	kg	8.0
Operating pressure	MPa	≤1.6
Selective coating	Absorptance	α≥92%
	Emissivity	ε≤10% (at approx.200 °C)
Vacuum degree		Gas pressure ≤ 1×10 <sup>-3</sup> Pa
Max operation temperature	°C	300
Ambient temperature	°C	-40~60
Impact resistance	Solid steel ball of Φ30mm falls freely from a height of 0.8m on it and there is no damage.	

## Reflector



### About the glass reflector

The reflector is also a key part of the parabolic trough collector, Vicot makes it with quality glass at high shape precision with silver coating for excellent reflectivity, insures high reflectivity, durable life time and strength.

### Features

1. Made of glass with silver coating.
2. Durable, lifetime more than 20 years.
3. Capable of withstanding hailstone.
4. Mirror reflectivity ≥ 93.8%.
5. Strength test: Steel ball of 1cm diameter drops down freely from 1m high.



## Parabolic Trough Collector Specification

Description	Parameter
Collector Length/unit	2.66 m*
Parabolic Opening Width	1.86 m
Collector Total Height	1.73 m
Rotation Center Height	1.37 m
Collector Reflective Area/unit	50 m <sup>2</sup>
Transmission Media	L-QC320 Transmission oil
Recommended Speed of Oil	1.5-3 m/s
Operation Temperatures Range	100-300 °C
Weight/Collector Aperture Area	24.3 kg/m <sup>2</sup>
Weight/Installation Area	15 kg/m <sup>2</sup> Approximately
Focal Length	300 mm
Ambient Temperatures Range	-40--60 °C
Max Resistance Wind Speed	62 km/h
Max Operational Wind Speed	39 km/h
Useful Life Expectancy	20 years
Collector solar thermal efficiency	55%
Receiver Absorptivity	0.92
Mirror Reflectivity	0.92

## Foundation design standard value

Description	Parameter
Column center distance (L)	2660x4±20 mm
Foundation frame size (L×W×h)	24.3 m×23m×1.37m
Foundation withstand pressure (P)	≥8240 kg Calculation as below: Collector unit weight: 120 x 64 =7680kg Dynamic system weight: 560 kg
Anti-falling torque (T)	803.6 N·m at wind scale 6 Calculation as below: Wind scale 6, wind speed V <sub>1</sub> =13.9 m/s Maximum face area S=1.86× 2.66 m =4.95 m <sup>2</sup> Axial height h=1.37m ◆ When it's wind scale 6, wind force $W=V^2/1630$ $=13.9 \times 13.9 \times 1000/1630 \text{ N/m} = 118.5 \text{ N/m}^2$ Column falling torque J=W*S*h $=118.5 \times 4.95 \times 1.37 = 803.6 \text{ N} \cdot \text{m}$
Row distance (W)	Recommended:3000mm
Corridor distance	Recommended:600mm
Foundation frame precision	straightness: ±20 mm Levelness: ±20 mm

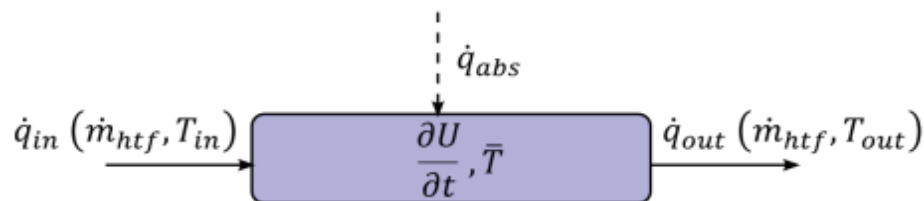
**Anexo 6.** Principales algoritmos que rigen el modelo de campo solar en el modelo físico (Physical Trough Model).

## Physical Trough Model

El desarrollo del modelo IPH Parabolic Trough se fundamenta en el modelo físico. En el modelo físico los algoritmos que integran el modelo matemático del campo solar calculan la energía absorbida, las pérdidas, la temperatura y otros valores de rendimiento de forma independiente para cada colector, lo que significa que cada unidad de colector se trata como un nodo de cálculo independiente dentro del bucle. Al considerar un análisis aislado del colector el modelo diferencia las condiciones de trabajo de los equipos en cada momento, demostrando que dentro del campo solar el rendimiento, la temperatura y otros parámetros técnicos son diferentes para cada nodo. Los algoritmos que cuantifican el nivel de temperatura que puede alcanzar el HTF consideran las pérdidas térmicas que se generan en el receptor, y las ópticas que se producen en el reflector. A continuación, se explican los algoritmos principales que rigen el modelo del campo solar.

- **Balance energético nodal**

El aumento de temperatura en un modelo típico de receptor en estado estacionario se determina considerando la energía absorbida, el caudal másico y el calor específico del HTF. Sin embargo, en la tecnología de PTCs la inercia térmica asociada al estado energético del nodo influye en el rendimiento del colector hasta el punto en que un modelo en estado estacionario es insuficiente, por lo que hay que incluir términos transitorios. La masa térmica del HTF en las tuberías del receptor y en los cabezales generan el efecto transitorio más significativo en el campo solar, de manera que se debe considerar el cambio de energía del HTF. Para determinar la temperatura a la salida de cada colector se empezará explicando el balance de energía del receptor en estado transitorio. En la Figura 1 se muestra el esquema usado por el modelo para describir este proceso.



**Figura 1.** Balance de energía en el receptor de un colector.

De acuerdo a la figura anterior, los términos que definen el balance de energía del receptor son el flujo de entrada ( $\dot{q}_{in}$ ), el flujo de salida ( $\dot{q}_{out}$ ), la energía absorbida ( $\dot{q}_{abs}$ ), la energía interna ( $\partial U/\partial t$ ) y la temperatura promedio nodal ( $\bar{T}$ ). Además, se observa que los flujos de calor ( $\dot{q}$ ) están en función de la tasa de flujo másico ( $\dot{m}_{htf}$ ) que es constante a través del límite, y de las temperaturas de entrada ( $T_{in}$ ) y salida ( $T_{out}$ ) del receptor. En la Ecuación 1 se muestra el balance total de energía.

$$\dot{q}_{in} + \dot{q}_{abs} = \frac{\partial U}{\partial t} + \dot{q}_{out} \quad (\text{Ec. 1})$$

Para calcular la energía interna se debe considerar el cambio de la energía del nodo en función del tiempo ( $t$ ). La expresión equivalente a este término se muestra en la Ecuación 2.

$$\frac{\partial U}{\partial t} = (mc_{htf} + (mc)_{bal,sca}L) \frac{\partial T}{\partial t} \quad (\text{Ec. 2})$$

donde,  $m$  es la masa del HTF,  $L$  es la longitud de un solo colector,  $c_{htf}$  es el calor específico del HTF y  $(mc)_{bal,sca}$  es la masa térmica de las tuberías, las uniones y otros componentes del colector que ciclan térmicamente con el HTF.

Al suponer que el aumento de temperatura en el nodo es lineal, la temperatura nodal promedio ( $\bar{T}$ ) se calcula como el promedio de las temperaturas de entrada y salida del nodo, tal como se describe en la Ecuación 3.

$$\bar{T} = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} \quad (\text{Ec. 3})$$

Por lo tanto, los flujos de calor de entrada y salida se pueden expresar como en la Ecuación 4.

$$\dot{q}_{in} - \dot{q}_{out} = 2\dot{m}_{htf}c_{htf}(T_{in} - \bar{T}) \quad (\text{Ec. 4})$$

Sustituyendo la ecuación anterior y la definición del término de energía interna en la ecuación de balance de energía (Ecuación 1), luego resolviendo para el primer diferencial, el resultado es:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{2\dot{m}_{htf}(T_{in} - \bar{T}) + \dot{q}_{abs}}{m c_{htf} + (m c)_{bal,sca}} \quad (\text{Ec. 5})$$

Esta es una ecuación diferencial lineal de primer orden, que tiene la solución general:

$$\bar{T} = \frac{\dot{q}_{abs}}{2\dot{m}_{htf} c_{htf}} + C_1 \exp \left[ -\frac{2\dot{m}_{htf} c_{htf}}{m c_{htf} + (m c)_{bal,sca}} \Delta t \right] + T_{in} \quad (\text{Ec. 6})$$

En condiciones de contorno se considera que  $\bar{T} = \bar{T}_0$  al comienzo del paso de tiempo cuando  $t=0$ , y se define a  $\bar{T}_0$  como la temperatura  $\bar{T}$  al final del paso de tiempo anterior. Por lo tanto, la ecuación final con la que se calcula la temperatura de salida de cada colector ( $i$ ) es la siguiente:

$$T_{out,i} = \frac{\dot{q}_{abs,i}}{\dot{m}_{htf} c_{htf,i}} + T_{in,i} + 2 \left( \bar{T}_{0,i} - \frac{\dot{q}_{abs,i}}{2\dot{m}_{htf} c_{htf,i}} - T_{in,i} \right) \exp \left[ \frac{-2\dot{m}_{htf} c_{htf,i} \Delta t}{m_i c_{htf,i} + m c_{i,bal,sca} L_i} \right] \quad (\text{Ec. 7})$$

Con la Ecuación 7 se asume que la temperatura del HTF a la entrada de un colector ( $T_{in,i}$ ), es equivalente a la temperatura de salida del colector anterior ( $T_{out,i-1}$ ), con excepción de esta regla para el primer colector en el bucle.

- **Colectores y óptica de campo**

SAM define al colector como la parte del campo solar que refleja la irradiación al receptor. En el modelo del colector los cálculos ópticos determinan la magnitud del flujo solar que incide en el receptor. Para determinar el flujo de radiación que se refleja en el receptor se debe considerar las pérdidas ópticas fijas y variables. Las pérdidas ópticas variables se generan por la variación del ángulo de incidencia ( $\theta$ ), y su valor es equivalente a la diferencia angular entre la normal al plano de apertura y la radiación solar entrante. En el modelo, el ángulo de incidencia se determina a partir de la Ecuación 8.

$$\theta = \cos^{-1} \sqrt{1 - [\cos(\theta_e - \theta_{col}) - \cos(\theta_{col})\cos(\theta_e)(1 - \cos(\gamma_{sol} - \gamma_{col}))]^2} \quad (\text{Ec. 8})$$

donde  $\theta_e$  es el ángulo de elevación solar,  $\gamma_{sol}$  el ángulo azimutal solar,  $\gamma_{col}$  el ángulo acimutal de orientación del colector y  $\theta_{col}$  es el ángulo de inclinación del colector.

Las pérdidas ópticas variables que se incluyen en este modelo son las pérdidas de coseno, pérdidas por derrame de radiación reflejada en el extremo de la fila del colector (Ecuación 9), las limitaciones del ángulo de retención y ángulo de despliegue, el sombreado entre filas (Ecuación 10) y el modificador del ángulo de incidencia (Ecuación 11). En estas ecuaciones se emplean términos como la longitud media de la trayectoria de la superficie al foco ( $L_{f,ave,i}$ ), la distancia de la tubería que separa cada colector dentro de una fila ( $L_{sca,gap,i}$ ), el ángulo de seguimiento del colector ( $\omega_{col}$ ) la distancia entre filas de colectores ( $L_{spacing}$ ), el ancho de apertura ( $w$ ), y la longitud del colector ( $L_i$ ).

$$\eta_{endLoss,i} = 1 - \frac{L_{f,ave,i}\tan(\theta)}{L_i} + \frac{L_{f,ave,i}\tan(\theta) - L_{sca,gap,i}}{L_i} \quad (\text{Ec. 9})$$

$$\eta_{shadow} = |\cos(\omega_{col})| \frac{L_{spacing}}{w} \quad (\text{Ec. 10})$$

$$\eta_{IAM} = a_0 + a_1 \frac{\theta}{\cos(\theta)} + a_2 \frac{\theta^2}{\cos(\theta)} \quad \theta \rightarrow \text{en radianes} \quad (\text{Ec. 11})$$

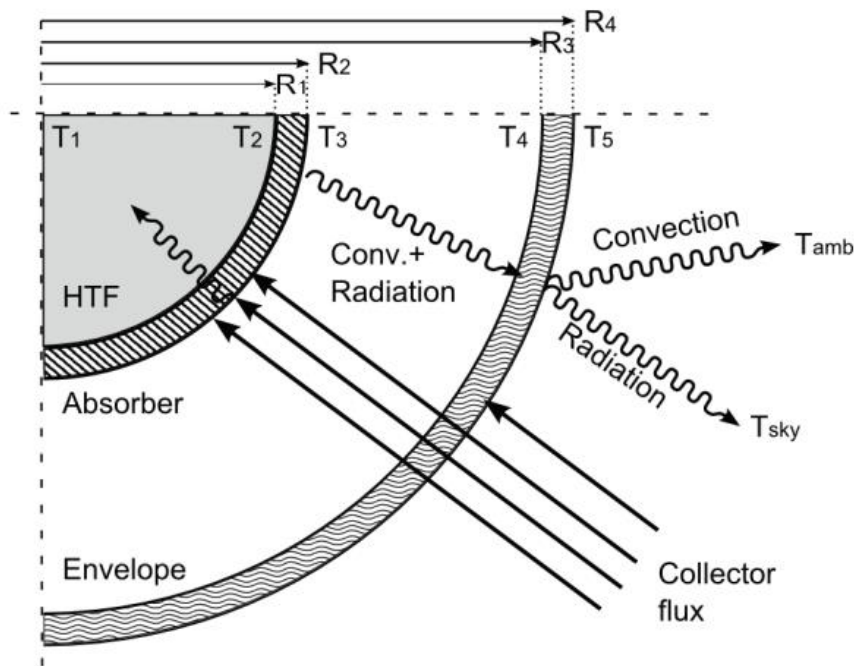
En cuanto a las pérdidas fijas que incluye el modelo se tiene al error de seguimiento ( $\eta_{track}$ ), los defectos de geometría ( $\eta_{geo}$ ), la reflectancia del espejo ( $\rho_m$ ), la suciedad del espejo ( $\eta_{soil}$ ) y el error general ( $\eta_{gen}$ ). De este modo, la eficiencia óptica total ( $\eta_{opt}$ ) es igual al producto de todos los términos de eficiencia tal como se muestra en la Ecuación 12. Finalmente, la energía radiactiva total incidente del campo solar ( $\dot{q}_{inc,st}$ ) se representa con la Ecuación 13, y se calcula multiplicando la irradiación normal directa ( $I_{bn}$ ), el área de apertura del campo solar ( $A_{ap,tot}$ ) y la eficiencia óptica total.

$$\eta_{opt}(\theta, \omega_{col}) = \eta_{endLoss}(\theta) \eta_{shadow}(\omega_{col}) \eta_{IAM}(\theta) \eta_{track} \eta_{geo} \rho_m \eta_{soil} \eta_{gen} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$\dot{q}_{inc,sf} = I_{bn} A_{ap,tot} \eta_{opt}(\theta, \omega_{col}) \quad (\text{Ec. 13})$$

- **Receptores**

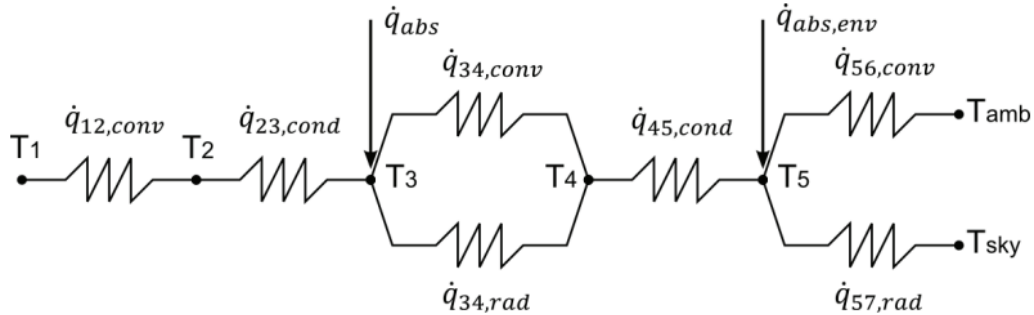
Para el PTC, el modelo de receptor que utiliza SAM se fundamenta en el modelo de transferencia de calor unidimensional establecido por Forristall (<https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34169.pdf>), donde se emplea un sistema de ecuaciones complejas que describe la relación entre la temperatura y la pérdida de calor. El modelo considera que la temperatura de la superficie del tubo absorbente es una función de la absorción de calor, mientras que las pérdidas por convección y radiación son funciones importantes de la temperatura de la superficie. Para obtener resultados más precisos del rendimiento del receptor, SAM utiliza ecuaciones implícitas que se resuelven iterativamente por sustitución sucesiva hasta que la solución converge. En la Figura 2 se presenta un diagrama de un cuarto del receptor en sección transversal.



**Figura 2.** Balance térmico del receptor. Representación gráfica de la transferencia de calor en la dirección radial (de izquierda a derecha).

En la figura anterior, se observa que el flujo irradiativo concentrado pasa a través del tubo envolvente de vidrio (R<sub>3-4</sub>) hasta llegar al tubo absorbente en R<sub>2</sub>, sin embargo, una parte del

flujo se pierde al ser absorbida por la envolvente de vidrio. Durante el proceso, la superficie calentada  $R_2$  transfiere el calor a la superficie interna del tubo absorbente ( $R_1$ ) y esta su vez incrementa la temperatura del HTF. Las pérdidas térmicas del absorbedor se generan por convección y por el intercambio de radiación con la envolvente de vidrio. La Figura 3 muestra la red de transferencia de calor en el receptor como un conjunto de resistencias térmicas en serie y paralelo.



**Figura 3.** Red de resistencia térmica para el modelo de receptor.

El diagrama de resistencias presentado en la figura anterior muestra que la energía térmica se absorbe en  $T_3$  y  $T_{4-5}$ . No obstante, la mayor parte de la energía térmica se absorbe en el diámetro exterior del tubo absorbente. Según el modelo, la energía absorbida por el tubo absorbente ( $\dot{q}_{abs,i}$ ) y la energía absorbida por la envolvente de vidrio ( $\dot{q}_{abs,env,i}$ ) se calculan con las ecuaciones 14 y 15, respectivamente.

$$\dot{q}_{abs,i} = \dot{q}_{inc,i} \eta_{opt,i} \tau_{env} \alpha_{abs} \quad (\text{Ec. 14})$$

$$\dot{q}_{abs,env,i} = \dot{q}_{inc,i} \eta_{opt,i} \alpha_{env} \quad (\text{Ec. 15})$$

donde,  $\dot{q}_{inc,i}$  es la energía concentrada por el colector,  $\tau_{env}$  la transmitancia de la envolvente,  $\alpha_{abs}$  la absorción de la superficie del absorbedor, y  $\alpha_{env}$  la absorción de la superficie de la envolvente.

En cuanto al cálculo de la pérdida total de calor del receptor ( $\dot{q}_{hl}$ ) que se genera entre  $T_3$  y la temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ), SAM emplea la Ecuación 16, siendo cada valor  $\hat{R}$  la

representación física de la resistencia térmica a la transferencia de calor por conducción, convección o radiación.

$$\dot{q}_{hl} = \frac{(T_3 - T_{amb}) \hat{R}_{57,rad} + (T_3 - T_{sky}) \hat{R}_{56,conv} - \dot{q}_{abs,env} \Omega_{\hat{R}}}{\hat{R}_{34,tot} \hat{R}_{57,rad} + \hat{R}_{34,tot} \hat{R}_{56,conv} + \Omega_{\hat{R}}} \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde:

$$\Omega_{\hat{R}} = \hat{R}_{56,conv} \hat{R}_{57,rad} + \hat{R}_{45,cond} \hat{R}_{57,rad} + \hat{R}_{45,cond} \hat{R}_{56,conv}$$

Finalmente, el flujo de la energía hacia el HTF ( $\dot{q}_{12,conv}$ ) es representado por el modelo mediante la Ecuación 17.

$$\dot{q}_{12,conv} = \dot{q}_{23,cond} = \dot{q}_{abs} - \dot{q}_{hl} \quad (\text{Ec. 17})$$

Para profundizar sobre los algoritmos que rigen el modelo físico de SAM se recomienda revisar el “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model” disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51825.pdf>.



## **Diseño del sistema**

**DNI del punto de diseño:** es la irradiancia normal directa que se selecciona para determinar las condiciones de diseño del sistema. A ese nivel de DNI el sistema será capaz de trabajar a la potencia térmica especificada.

**Múltiplo solar:** es la relación entre la potencia térmica generada por el campo solar y la potencia térmica del disipador de calor, o también se define como el área de captación del campo expresada como un múltiplo del área de captación requerida para satisfacer la carga térmica del proceso industrial.

**Temperatura del fluido en la entrada del bucle:** es la temperatura del HTF en la entrada del bucle en condiciones de diseño del campo solar. Su valor es equivalente a la temperatura del fluido a la salida del proceso industrial. La temperatura real durante el funcionamiento puede diferir de este valor.

**Temperatura del fluido a la salida del bucle:** es la temperatura del HTF a la salida del bucle en condiciones de diseño del campo solar. Durante el funcionamiento, la temperatura real puede diferir de este valor. Además, en la simulación este parámetro representa la temperatura objetivo para el control del flujo del HTF a través del campo solar y se mantendrá siempre que sea posible.

**Disipador de calor:** los parámetros del disipador de calor describen la carga térmica del proceso industrial.

**Potencia del disipador de calor:** es la potencia térmica del disipador de calor en el momento del diseño, este valor junto al múltiplo solar determinan las condiciones de diseño del campo solar.

**Potencia de bombeo del HTF a través del disipador de calor:** representa el consumo de electricidad por unidad de caudal másico asociado con el bombeo del HTF a través del disipador de calor.

## **Colectores y receptores**

**Área de captación reflectante:** es el área total reflectiva de un único colector, y se emplea para calcular el área de apertura de un bucle, y el número de bucles del campo solar.

# UCUENCA

**Ancho de apertura, estructura total:** es el ancho estructural del colector, incluyendo el área reflectante y no reflectante. SAM utiliza este valor para calcular los efectos de sombra y bloqueo entre filas.

**Longitud del conjunto del colector:** se forma a partir de la unión de un conjunto de módulos (generalmente los PTCs pequeños se forman de un único módulo).

**Número de módulos por ensamblaje:** es el número de módulos que integran un colector.

**Longitud media de la trayectoria de la superficie al foco:** es la distancia media entre la superficie del colector y el foco de la parábola (se debe tener en cuenta que este valor no es igual a la distancia focal del colector).

**Distancia de tubería entre conjuntos:** es la longitud de las tuberías que conectan los colectores en un único bucle.

**Reflectancia de espejo:** es la fracción de la radiación solar incidente reflejada dentro de un ángulo de cono definido por la geometría del colector y del receptor.

**Diámetro interior del tubo absorbente:** diámetro interior del tubo absorbente del receptor (superficie en contacto directo con el fluido de transferencia de calor).

**Diámetro exterior del tubo absorbente:** diámetro exterior del tubo absorbente del receptor (superficie expuesta al vacío anular).

**Diámetro interior de la envolvente de vidrio:** diámetro interior de la envolvente de vidrio del receptor (superficie expuesta al vacío anular).

**Diámetro exterior de la envolvente de vidrio:** diámetro exterior de la envolvente de vidrio del receptor (superficie expuesta al aire ambiente).

**Absortancia del tubo absorbedor:** es la relación entre la radiación absorbida por el absorbedor y la radiación incidente sobre el absorbedor.

**Transmitancia de la envolvente:** es la relación entre la radiación transmitida a través de la envolvente de vidrio y la radiación que incide en la envolvente.

**Tipo de gas anular:** es el tipo de gas con el que se forma el vacío entre el tubo absorbedor y la envolvente de vidrio.

**Presión anular:** presión absoluta del gas en el vacío anular.

## Campo solar

**Distancia entre filas:** es la distancia entre las líneas centrales de las filas de colectores, suponiendo que las filas están dispuestas uniformemente en todo el campo solar.

**Rugosidad de las tuberías principales:** es una medida de la rugosidad de la superficie interna de la tubería principal. SAM utiliza este valor en el cálculo de la fuerza de corte y la caída de presión de las tuberías.

**Eficiencia de la bomba HTF:** es la eficiencia de conversión de energía eléctrica a mecánica de la bomba de fluido de transferencia de calor del campo. El valor de este parámetro tiene en cuenta todas las pérdidas de eficiencia mecánica, termodinámica y eléctrica.

**Coefficiente de pérdida térmica de la tubería:** el coeficiente especifica el número de vatios térmicos que se pierden del sistema en función de la superficie de las tuberías y la diferencia de temperatura entre el fluido de las tuberías y el aire ambiente (temperatura de bulbo seco).

**Velocidad máxima del viento permitida:** funciona como un parámetro de seguridad para evitar daños en los colectores. Cuando el viento alcanza el límite de velocidad los colectores se desenfocan y se desplazan a una posición segura, de manera que la energía generada por el campo solar es igual a cero.

**Energía de arranque del colector:** es la cantidad de la energía eléctrica necesaria para mover un colector a su posición (Se aplica durante el tiempo de inicio).

**Potencia de seguimiento por colector:** es la cantidad de energía eléctrica consumida por un mecanismo de seguimiento de un solo colector. La potencia total de seguimiento del campo se calcula multiplicando este valor por el número de bucles en el campo y el número de conjuntos por bucle.

**Número de subsecciones de campo:** el número de subsecciones del campo determina la ubicación y la forma de las tuberías de cabecera que llevan el fluido de transferencia de calor al proceso industrial, lo que afecta al cálculo de las pérdidas de calor.

**Permitir desenfoco parcial:** el desenfoco parcial supone que el sistema de control de seguimiento puede ajustar el ángulo del colector en respuesta a la capacidad del ciclo de energía.

**Temperatura de protección contra congelamiento:** es la temperatura mínima que el fluido de transferencia de calor puede alcanzar en el campo. Cuando la temperatura del fluido disminuye hasta este valor se activa el equipo de protección contra el congelamiento.

**Caudal mínimo de un bucle:** es el caudal mínimo permitido que debe circular a través de un bucle en el campo solar. Durante el tiempo en que la tasa de flujo del campo solar cae por debajo del valor mínimo, la temperatura del HTF a la salida del campo también se reducirá en función de este descenso.

**Caudal máximo de un bucle:** es el caudal máximo permitido que debe circular a través de un bucle en el campo solar. Durante el tiempo en que la tasa de flujo del campo solar sea superior al valor máximo, el campo solar se desenfocará hasta que la energía absorbida y caudal másico caigan por debajo del valor máximo.

**Velocidad mínima de flujo de diseño del cabezal-frío y cabezal-caliente:** es la velocidad de flujo mínima permitida de HTF en la tubería del cabezal (frío o caliente) bajo condiciones de diseño.

**Velocidad máxima de flujo de diseño del cabezal-frío y cabezal-caliente:** es la velocidad de flujo máxima permitida de HTF en la tubería del cabezal (frío o caliente) en condiciones de diseño. Las velocidades mínimas o máximas de flujo del cabezal se utilizan para determinar el diámetro de la tubería del cabezal a medida que el flujo se desvía a cada bucle en el campo. Cuando el HTF se distribuye hacia los bucles, SAM recalcula la velocidad y el diámetro de las tuberías.

**Inclinación del colector:** es el ángulo que forman los colectores con respecto a la horizontal, donde cero grados es la horizontal. Un valor positivo inclina hacia arriba el extremo del conjunto más cercano al ecuador (el extremo sur del colector en el hemisferio norte); mientras que, un valor negativo inclina hacia abajo el extremo sur.

**Acimut del colector:** indica el ángulo de orientación de los colectores en el campo solar. En la orientación Norte-Sur los colectores apuntan hacia el ecuador y el valor del ángulo es de 0 grados. Por otro lado, si el objetivo es orientar los colectores en sentido este-oeste el ángulo a utilizar será de -90 grados.

**Ángulo de retención:** es el ángulo del colector durante las horas de reposo. Un ángulo de retención de cero grados para una latitud norte significa que el colector está orientado

# UCUENCA

verticalmente hacia el Este. Entre tanto, al considerar la misma latitud el valor será de 180 grados cuando el colector esté orientado verticalmente hacia el oeste. El valor por defecto es de 170 grados.

**Ángulo de despliegue:** es el ángulo del colector durante la hora de despliegue. Un ángulo de despliegue de cero para una latitud norte significa que el colector está orientado verticalmente mirando hacia el este. El valor por defecto es de 10 grados.

**Consumo de agua por lavado:** es el volumen de agua en litros por metro cuadrado que se necesitan para lavar el área reflectiva del campo solar.

**Lavados por año:** es el número de lavados en un año.

**Inercia térmica de la tubería caliente:** es la energía térmica que se requiere para elevar en un grado Celsius la temperatura del lado caliente de la tubería. El valor de este parámetro tiene en cuenta cualquier inercia térmica que no se haya considerado en los cálculos del volumen del HTF.

**Inercia térmica de la tubería fría:** es la energía térmica que se requiere para elevar en un grado Celsius la temperatura del lado frío de la tubería. El valor de este parámetro tiene en cuenta cualquier inercia térmica que no se haya considerado en los cálculos del volumen del HTF.

**Inercia térmica de las tuberías del bucle de campo:** la cantidad de energía térmica por metro de longitud del colector (SCA) necesaria para elevar la temperatura de las tuberías, juntas, aislamiento y otros componentes del SCA un grado Kelvin.

## Parámetros financieros

**Costo de capital invertido:** es el coste de la inversión en dólares del proyecto.

**Coste de operación fijo:** es el costo anual por operación y mantenimiento del campo solar, incluyendo el costo por el consumo de energía eléctrica y lavado de espejos.

**Tasa de Inflación:** es la tasa de inflación anual considerada para el periodo de análisis. Para realizar un análisis financiero en términos reales en SAM, es necesario fijar una tasa de inflación.

# UCUENCA

**Tasa de rendimiento nominal de la inversión:** es la tasa nominal anual de rendimiento del proyecto sobre el requisito de capital.

**Fracción de la deuda del proyecto:** es el tamaño de la deuda como porcentaje del coste del capital invertido.

**Tasa de interés nominal de la deuda:** es la tasa de interés nominal anual exigida por el banco. SAM asume que el período de la deuda es el mismo que el período de análisis del proyecto.

**Tiempo de análisis del proyecto:** es el número de años en que el sistema de PTCs generará energía térmica.



## Solar Wing EVO collector system quotation

Estimated cost per solar thermal field consisting of 10 groups of 4 Solar Wing EVO parabolas each for a total of approximately 330 sqm of active solar surface.



### Description of direct and indirect costs

- Cost of Solar Wing EVO solar trough = € 70.000
- Cost of collection pipes about 120 m including stainless steel separation taps for each line = € 12.000
- Cost of the management and control system including Siemens Plc and complete with temperature source, weather station, solar tracking, wind and solar meter = € 18.000
- Cost of insulation with rock wool and protection in aluminum sheet = € 6.000
- Cost for the labor required for installation 360 h work = € 10.800
- Total costs for installed solar field = € 116.800

To these costs must be added the costs for the preparation of the ground of the solar field and of the building artifacts which at the European price I estimate at € 18.000, also excluded



# UCUENCA

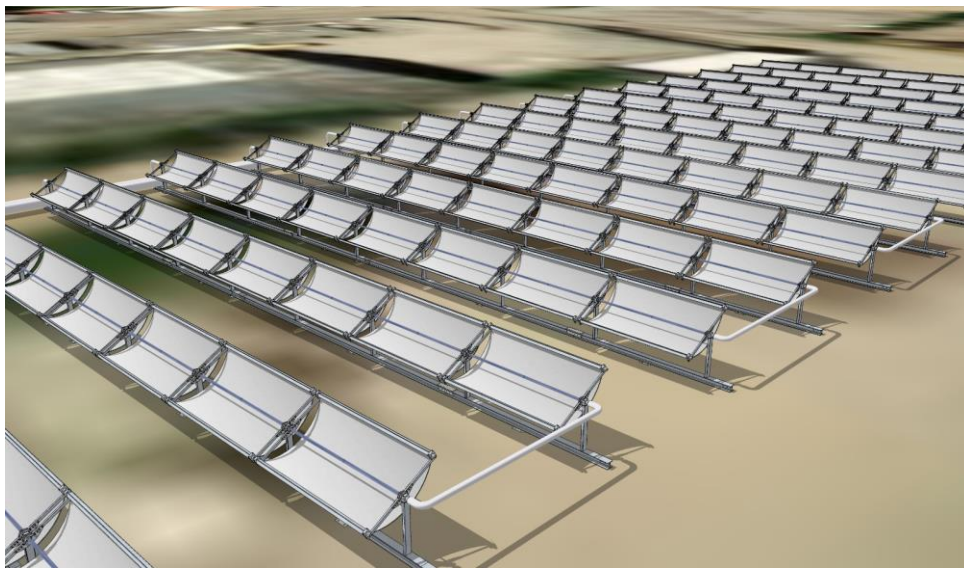
are the costs of integration with the existing system, such as heat exchangers, pumps, vessels, insulated expansion tanks, automatic control and management valves, projecting, declarations to local authorities, site safety, etc.

In Europe, an overall estimate of the complete system is worth around € 150/160K. Many costs are nearly identical for both small solar fields like this one and much larger solar fields.

## **Number of containers for transporting equipment**

Just one 20' container is enough as in this case we only send the strictly necessary material, mirrors, aluminum frames, electronics, solar collectors, glass, all accessories, stainless steel valves, rock wool cupels and covering in aluminum.

The supports in galvanized or painted tubular iron, the adduction and discharge pipes and the common parts can be found directly in Ecuador.





## Anexo 9. Cotización del sistema de PTCs con el modelo Vicot.




**Vicot Solar Technology Co.,Ltd.**  
 Dezhou Economic Development Zone 253022,Dezhou,Shandong ,P.R.China  
 Tel: +86-531-8825 5563 Fax: +86-531-8825 5591  
 Website: www.vicot.com.cn E-mail: yangfan@vicot.com.cn

### Quotation

To: WILSONADRIAN MURILLOTORRES				Term of delivery: FOB Tianjin, China			
From: Yang Fan				PI#: ESLB220120001			
Project:				Date: 20 Jan, 2021			
NO	Description	Specification	Quantity	Unit	Unit price (USD)	Amount (USD)	Remark
<b>1. solar parabolic trough collector</b>							
1	Parabolic trough collector	Unit length 2660mm. Opening 1860mm. collector aperture area 5.0m <sup>2</sup> /unit	90	set	475.00	42,750.00	
2	Foundation frame		90	set	120.00	10,800.00	
3	Row end components	Valve, metal flexible hose, drain valve at row end	28	set	215.00	6,020.00	
4	Sun tracking control panel		2	set	739.00	1,478.00	
5	Driving assembly		2	set	2,752.00	5,504.00	
<b>Sub total</b>						<b>66,552.00</b>	
<b>2. Control system</b>							
6	Central control panel	Central control panel (Oil pump 5.5KW)	1	set	2,302.00	2,302.00	Provisional
7	UPS Power panel	C2KS	1	set	1,687.00	1,687.00	
8	Inclination meter assembly		2	set	275.00	550.00	Provisional
<b>Sub total</b>						<b>4,539.00</b>	
<b>FOB Total:</b>						<b>71,091.00</b>	
<b>Technical notes:</b>							
1. The above price includes solar collector and its accessories up to oil transfer tubing system, and control system.							
2. Vicot will offer buyer the online training of installation, online training course is free.							
3. The above price is FOB Tianjin, freight and installation cost not included.							

**Nota.** La cotización del sistema de PTCs con el modelo Vicot se ajustó para un área de captación de 390 m<sup>2</sup>.

**Anexo 10.** Cotización de transporte del sistema de colectores Solar Wing EVO desde Génova, Italia hasta Guayaquil, Ecuador.

	COTIZACION	Código: GC-GC-PR-01/RE-02
		Revisión: 4

lunes, 7 de febrero de 2022

I-2021-PT2-CGU-493  
 Estimado  
 Wilson Murillo  
**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
 Quito.-

En respuesta a su requerimiento, detallo a continuación nuestra mejor cotización marítima FCL desde Génova, Italia (GOA) hasta Guayaquil, Ecuador (GYE)

ORIGEN	DESTINO	INCOTERM	EQUIPO	T/T	DIAS LIBRES
GOA	GYE	FOB	20 ST	26 DÍAS APROX.	12 DÍAS


DESCRIPCIÓN	X / CNTR	USD
FLETE MARITIMO	\$ 6.296,00	\$ 6.296,00
<b>TOTAL ESTIMADO EN USD</b>		<b>\$ 6.296,00</b>

RECARGOS EN DESTINO	X / CNTR	USD
HANDLING PANATLANTIC		\$ 85,00
TRANSMISIÓN		\$ 50,00
RECARGO NAVIERA CNTR	\$ 285,00	\$ 285,00
RECARGO NAVIERA BL		\$ 155,00
PEAK SEASON		\$ 116,00
THCD	\$ 190,00	\$ 190,00
<b>TOTAL ESTIMADO EN USD</b>		<b>\$ 881,00</b>

RECARGOS ADICIONALES	X / CNTR	USD
NACIONALIZACION		\$ 285,00
<b>TOTAL ESTIMADO EN USD</b>		<b>\$ 285,00</b>

<b>TOTAL ESTIMADO DE COTIZACIÓN</b>		<b>\$ 7.462,00</b>
-------------------------------------	--	--------------------

\*NOTA: Todos los fletes internacionales son sujetos a 5% de ISD (Impuesto a la salida de divisas) MIN 25

	<b>COTIZACION</b>	Código: GC-GC-PR-01/RE-02 Revisión: 4
<b>CONDICIONES DE TARIFAS</b>		
<b>Tarifa válidas hasta el 28.02.2022</b>		
Tarifas NO aplican para carga peligrosa, perecedera, sobredimensionada y/o de densidad.		
Tarifas aplican para known Shippers		
Cotización referencial, en base al volumen y peso		
Tarifa sujeta a espacios y disponibilidad		
Tarifa sujeta a recargos gubernamentales		
Tarifas sujetas a recargos por manejo especial de la carga		
Toda documentación comercial debe ser entregada y elaborada por el shipper		
Tarifa sujeta a cambios si difieren las medidas y pesos indicados por el cliente.		
Costos en destino Sujetos a 12% de IVA		
<b>Tarifa no incluye:</b>		
<b>Costos locales de la naviera : APROX. 350.00 USD</b>		
Tarifa no incluye seguro internacional, ni de movimientos locales. En caso de requerirlo por favor solicitarlo por escrito.		
<b>Pagos a terceros</b>		
Demás servicios complementarios a cotizar dependiendo del requerimiento, tales como: inspecciones, sustentación de valor, clasificación arancelaria o sustentación, obtención de licencias o cualquier servicio cotizan los servicios previamente.		
PANATLANTIC o bajo una póliza de seguro propia, que cubra el valor de las mercancías transportadas previa declaración de su valor y pago de la prima correspondiente.		
En cualquier caso, o en su defecto, y para cualquier aspecto del servicio que no esté definido en esta cotización, se acepta y se estará a lo determinado en las Condiciones Generales del Servicio publicadas en <a href="http://www.panatlantic.com">www.panatlantic.com</a>		

Cualquier duda adicional será n placer atenderla

Soledad Salazar V.– Asistente Comercial-Pricing T2

**PANATLANTIC LOGISTICS S. A** -Pasaje El Recuerdo s/n y Fernando Salvador

Ref: Junto a Sigmaplast - Centro Logístico Panatlantic, Pifo/Ecuador

PBX +593-23980-740 C: 0980590966

[pricing.t2@panatlantic.com](mailto:pricing.t2@panatlantic.com)

**Anexo 11.** Cotización de transporte del sistema de colectores Vicot desde Tianjin, China hasta Guayaquil, Ecuador.

	<b>COTIZACION</b>	Código: GC-GC-PR-01/RE-02
		Revisión: 4

miércoles, 9 de febrero de 2022

I-2021-PT2-CGU-503  
 Estimado  
 Wilson Murillo  
**UNIVERSIDAD DE CUENCA**  
 Quito.-

En respuesta a su requerimiento, detallo a continuación nuestra mejor cotización marítima FCL desde Tianjin China (TSN) hasta Guayaquil, Ecuador (GYE)

ORIGEN	DESTINO	INCOTERM	EQUIPO	T/T	DIAS LIBRES
TSN	GYE	FOB	4x40HQ	35 DÍAS APROX.	12 DÍAS


DESCRIPCIÓN	X / CNTR	USD
FLETE MARITIMO	\$ 11.680,00	\$ 46.720,00
<b>TOTAL ESTIMADO EN USD</b>		<b>\$ 46.720,00</b>

RECARGOS EN DESTINO	X / CNTR	USD
HANDLING PANATLANTIC		\$ 85,00
TRANSMISIÓN		\$ 50,00
GASTOS ADMINISTRATIVOS		\$ 200,00
RECARGO NAVIERA CNTR	\$ 285,00	\$ 1.140,00
RECARGO NAVIERA BL		\$ 155,00
THCD	\$ 190,00	\$ 760,00
<b>TOTAL ESTIMADO EN USD</b>		<b>\$ 2.390,00</b>

RECARGOS ADICIONALES	X / CNTR	USD
NACIONALIZACION		\$ 285,00
<b>TOTAL ESTIMADO EN USD</b>		<b>\$ 285,00</b>

<b>TOTAL ESTIMADO DE COTIZACIÓN</b>		<b>\$ 49.395,00</b>
-------------------------------------	--	---------------------

\*NOTA: Todos los fletes internacionales son sujetos a 5% de ISD (Impuesto a la salida de divisas) MIN 25

	<b>COTIZACION</b>	Código: GC-GC-PR-01/RE-02 Revisión: 4
<b>CONDICIONES DE TARIFAS</b>		
<b>Tarifa válidas hasta el 15.02.2022</b>		
Tarifas NO aplican para carga peligrosa, perecedera, sobredimensionada y/o de densidad.		
Tarifas aplican para known Shippers		
Cotización referencial, en base al volumen y peso		
Tarifa sujeta a espacios y disponibilidad		
Tarifa sujeta a recargos gubernamentales		
Tarifas sujetas a recargos por manejo especial de la carga		
Toda documentación comercial debe ser entregada y elaborada por el shipper		
Tarifa sujeta a cambios si difieren las medidas y pesos indicados por el cliente.		
Costos en destino Sujetos a 12% de IVA		
<b>Tarifa no incluye:</b>		
<b>Costos locales de la naviera : APROX. 350.00 USD</b>		
Tarifa no incluye seguro internacional, ni de movimientos locales. En caso de requerirlo por favor solicitarlo por escrito.		
<b>Pagos a terceros</b>		
Demás servicios complementarios a cotizar dependiendo del requerimiento, tales como: inspecciones, sustentación de valor, clasificación arancelaria o sustentación, obtención de licencias o cualquier servicio cotizan los servicios previamente.		
PANATLANTIC o bajo una póliza de seguro propia, que cubra el valor de las mercancías transportadas previa declaración de su valor y pago de la prima correspondiente.		
En cualquier caso, o en su defecto, y para cualquier aspecto del servicio que no esté definido en esta cotización, se acepta y se estará a lo determinado en las Condiciones Generales del Servicio publicadas en <a href="http://www.panatlantic.com">www.panatlantic.com</a>		

Cualquier duda adicional será n placer atenderla

Soledad Salazar V.– Asistente Comercial-Pricing T2

**PANATLANTIC LOGISTICS S. A** -Pasaje El Recuerdo s/n y Fernando Salvador

Ref: Junto a Sigmaplast - Centro Logístico Panatlantic, Pifo/Ecuador

PBX +593-23980-740 C: 0980590966

[pricing.t2@panatlantic.com](mailto:pricing.t2@panatlantic.com)

**Anexo 12.** Cotización de transportar un contenedor desde Guayaquil a Cuenca.

**ASUNTO: COTIZACIÓN CITEP-AP-0025-22**

Cuenca, 8 de febrero del 2022

ATENCION: **WILLIAN OSWALDO CARRION CHAMBA**  
CORREO: [willian.carrion@ucuenca.edu.ec](mailto:willian.carrion@ucuenca.edu.ec)  
Cuenca.

De nuestras consideraciones:

Luego de saludarle cordialmente y esperando que se encuentre bien, nos complace poner a sus órdenes nuestra Empresa de Transporte Pesado **C.I.T.E.P**, con más de 50 años de experiencia en el mercado según **PERMISO DE OPERACIÓN Nro.021-RPO-001-DPA-ANT-2021**, con la **CERTIFICACION BASC APROBADA**, para que nuestros clientes estratégicos y potenciales tengan la confianza de transportar sus mercancías con mayor seguridad y libres de contaminación. Contamos con los mejores precios y la mejor calidad de servicio, tanto en puntualidad, responsabilidad y cumplimiento. Nos especializamos en el transporte de carga contenerizada **"FCL"**, con el compromiso de la devolución en su origen, nuestras unidades son modernas y equipadas con rastreo satelital minuciosos las 24 horas del día, siete días a la semana, con un personal de apoyo altamente calificado para cada una de sus exigencias, además le ayudamos con los pagos tanto del almacenaje como de la devolución. Nuestros precios son los siguientes:

**DE GUAYAQUIL A CUENCA CONT. 40" 650.00**

Esperamos que después de analizar nuestra oferta, podamos llegar a ser sus proveedores habituales y de confianza, como también quedamos atentos a recibir cualquier inquietud, duda o sugerencia de su parte.

Atentamente,

.....  
**TRANSPORTES C.I.T.E.P.**

Mail: [tcitep@gmail.com](mailto:tcitep@gmail.com)

Celular: 0994133328

## Anexo 13. Cotización de un caldero con características similares al que funciona en la planta.



P.I.Santiga - Ci Blanquers, 2  
08130 Santa Perpetua de la Mogoda, Barcelona (Spain)

www.pirobloc.com  
sales@pirobloc.com

THERMAL FLUID SYSTEMS  
ENGINEERING

Tel. +34 937 189 064  
Fax +34 902 908 812



**RETENA S.A.**  
**Av. De la Prensa, N47-296 y**  
**Río Palora**  
**Quito (ECUADOR)**  
**Att. Sr. Jorge AUBELE**

Fecha: 27 de Enero 2022

Ref. CF/np

C.c.: C001739

Estimado Ing. William,

De acuerdo con lo solicitado, nos es grato ofrecerle el siguiente **suministro de:**

### **Item 1) UNA CALDERA DE ACEITE TÉRMICO DE 500.000 kcal/h**

#### **1.1) CUERPO DE CALDERA PARA ACEITE TÉRMICO**

Marca	<b>PIROBLOC</b>
Modelo	<b>GFT-040/40/H2</b>
Potencia	500.000 Kcal/h (581 kW)
Ejecución	Horizontal
Diseñado y construido	Según AD-2000
Homologación y marcado CE	Según Directiva Europea 2014/68/UE
Delta Temperatura	40°C
Presión máxima de trabajo	7 bar
Presión de prueba	16 bar
Presión de diseño	9 bar
Temperatura de diseño	350°C
Temperatura máx. de trabajo (1)	300°C
Volumen aceite térmico	170 l
Brida conexión chimenea	Ø300 mm
Rendimiento (2)	87%-91%

(1) Ejecución especial hasta 400°C

(2) Depende de la temperatura del fluido circulante, combustible, tipo de fluido, valores orientativos:

- 87 % a 300 °C
- 91 % a 100 °C

Serpentines interiores fabricados en tubería de acero estirado sin soldadura calidad ASME SA 106 Gr.B.

Se incluyen las inspecciones y ensayos para recipientes a presión diseñados bajo el código de diseño especificado anteriormente.





Cuerpo aislado térmicamente y acabado con plancha de aluminio anodizado (AlMg1 H14), altamente resistente a la corrosión.

### 1.2) SEGURIDADES (solidarias y montadas en la caldera)

- 1x Presostato para presión de entrada.
- 1x Presostato diferencial.
- 2x Manómetros Ø 63 de 0-6 bar con glicerina, con liras de dilatación y grifos de cierre.
- 1x Válvula de seguridad. Conexión por brida DN-20 PN-40. Presión máxima 8 bar.
- 3x Sondas de temperatura tipo PT-100.
- 1x Sonda de temperatura termopar tipo "J", FE-KO.
- 4x Termopozos para sondas de temperatura.

Instalación eléctrica incluida.

### 1.3) UN QUEMADOR MONOBLOC (solidario y montado en la caldera)

Marca	<b>CIB UNIGAS</b>
Modelo	PG60G.AB.M.ES
Combustible	Gasoil
PCI estimado	10100 kcal/kg (6 mm <sup>2</sup> /s a 20°C)
Potencia máxima	791 KW
Potencia ventilador	1,1 kW
Regulación	2 Marchas
Tensión de mando	3Ph 220/440V 60 Hz
Instalación eléctrica	Sí
Apto para su uso a	500 m.s.mar

### 1.4) UNA BOMBA PRINCIPAL (montada en la caldera)

Marca	<b>ALLWEILER</b>
Modelo	NTT-32-160
Caudal	26 m <sup>3</sup> /h
Altura manométrica	4,2 kg/cm <sup>2</sup>
Potencia motor	7,5 kW @ 3500 rpm
Entrega	Sobre bancada
Temperatura de trabajo	Hasta 350 °C
Fabricación	Fundición esferoidal GS-42 según Norma DIN 24256
Cierre	Mecánico
Tensión de línea	3Ph 220/440V 60 Hz
Instalación eléctrica	Sí



### 1.5) UN ARMARIO DE CONTROL (solidario y montado en la caldera)

Control	Mediante 4 reguladores a microprocesador
Cofre	Rittal RAL 7035
Diseñado y construido	Según UNE-EN 61439-1 / UNE-EN 61439-2 / UNE-EN 60204-1 / UNE-EN 61000-6-2 / UNE-EN 61000-6-4 Con paro de urgencia
Tensión de línea	3Ph 220/440V 60 Hz
Nivel protección	IP 55
Instalación eléctrica	Cableado a todos los elementos suministrados

### 1.6) ELEMENTOS DE CONEXIÓN DE LA BOMBA CON EL CUERPO DE CALDERA (solidarios y montados)

**2 x** Válvulas de interrupción. Ejecución **fuelle** con prensaestopas de seguridad. Bridas DN-65. PN-16.

**1 x** Filtro colector de impurezas. Bridas DN-65. PN-16.

**2 x** Válvulas de compuerta para vaciado de la caldera y bomba.

**1 x** Bomba reversible de llenado y vaciado de caldera e instalación. Caudal: 500 l/h.

**3 x** Válvulas de esfera para el circuito de llenado y vaciado.

Tubería de acero estirado sin soldadura según ASME SA 106 Gr.B de impulsión y aspiración de bomba, y para unión de la misma al cuerpo de caldera.

**Precio Neto EXW 38.132,- €**



**COSTO APROXIMADO DE CALDERA PUESTA EN CUENCA:**

**VALOR APROXIMADO.....USD\$ 63,400 Dólares.**

**MATERIALES DE INSTALACIÓN DE SUMINISTRO LOCAL:**

- Como son: tuberías, válvulas tanque de combustible, chimenea, estructura, tanque de expansión, tanque de reserva de aceite térmico, entre otros.

**VALOR APROXIMADO.....USD\$ 73,866 Dólares.**

**EXCLUSIONES GENERALES :**

- Aislamiento térmico de la tubería del ítem 1.6.
- Tanques de expansión y recogida de fluido térmico.
- Desgasificador.
- Chimenea.
- Fluido térmico.
- Transporte y embalaje.
- Instalación de fluido térmico.
- Puesta en marcha de la caldera.
- Grúas, andamios y demás elementos de elevación necesarios para realizar los trabajos de instalación.
- Conducciones de electricidad y combustible hasta pie de caldera y quemador.
- Recambios.
- Obra civil si fuera necesaria.
- Tasas, aranceles y demás requisitos para la importación del equipo en su país.
- IVA y en general todo cuanto no se especifique en este presupuesto.

**VALIDEZ DE ESTA OFERTA:** 60 días.

**CONDICIONES DE ENTREGA:** EXW para materiales puestos en nuestro taller, según Incoterms 2020 CCI. Sin embalaje.



THERMAL FLUID SYSTEMS  
ENGINEERING

P.I.Santiga - Ci Blanquers, 2  
08130 Santa Perpetua de la Mogoda, Barcelona (Spain)

www.pirobloc.com  
sales@pirobloc.com

Tel. +34 937 189 064  
Fax +34 902 908 812



**PLAZO DE ENTREGA:** 12-14 Semanas aproximadamente tras recepción de su pedido + tiempo de tránsito. El plazo de entrega se confirmará definitivamente a la aceptación de esta oferta.

**CONDICIONES DE PAGO:** En Euros, 30% a la aceptación de la presente oferta y resto antes de la entrega.

Atentamente,

**PIROBLOC**

Conforme cliente

Carles Ferrer  
Director Comercial

Firma y sello

Anexo 14. Precio de los combustibles vigente desde el 12 marzo de 2022 hasta el 11 de abril de 2022.



**PRECIOS DE VENTA EN TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS  
CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL**

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 12 DE MARZO DE 2022 AL 11 DE ABRIL DE 2022

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799, 352, 619, 724, 894, 1158 y 1222

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
<b>SECTOR PETROLERO MINERO</b>		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 3,327766
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 3,327766
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 3,327766
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 3,485742
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,440050
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 3,228193
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 3,228193
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 3,363321
<b>SECTOR INDUSTRIAL</b>		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,327766
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,327766
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,485742
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,228193
EXTRA CON ETANOL INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,228193
SUPER INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,363321
FUEL OIL No. 6 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,619322
FUEL OIL LIVIANO	Galones	\$ 1,440050
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 1,082279
RESIDUO CEMENTERO	Galones	\$ 1,161815
RESIDUO INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,161815
MINERAL TURPENTINE	Galones	\$ 2,563451
RUBBER SOLVENT	Galones	\$ 2,554521
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,539952
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,539952
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
<b>SECTOR NAVIERO</b>		
DIESEL PREMIUM MARINO	Galones	\$ 3,485742
DIESEL PREMIUM TURISTA	Galones	\$ 3,485742
DIESEL 2 MARINO	Galones	\$ 3,327766
DIESEL 2 NACIONAL	Galones	\$ 3,327766
GASOLINA EXTRA	Galones	\$ 3,228193
EXTRA ETANOL MARINO	Galones	\$ 3,228193
<b>SECTOR USO PARTICULAR Y PESCA DEPORTIVA</b>		
DIESEL 2 INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,327766
DIESEL PREMIUM INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,485742
EXTRA CON ETANOL INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,228193
EXTRA INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,228193
SUPER INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,363321
<b>SECTOR AUTOMOTRIZ</b>		
GASOLINA SUPER AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 3,363321
DIESEL 2 TRANSP. DE CARGA PESADA PLACA INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,327766
DIESEL PREMIUM TRANSP. DE CARGA PESADA PLACA INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,485742
GAS LICUADO DE PETROLEO (G.L.P.) TAXIS	Kilogramos	\$ 0,188384

## Anexo 15. Flujo de caja financiero para el escenario base.

Años	0	1	2	...	9	10	11	...	20
Inversión total	\$ -132823,25								
Ahorro por combustible (diésel)		\$ 19862,52	\$ 19862,52	...	\$ 19862,52	\$ 19862,52	\$ 19862,52	...	\$ 19862,52
O&M		\$ -3320,58	\$ -3320,58	...	\$ -3320,58	\$ -3320,58	\$ -3320,58	...	\$ -3320,58
Interés		\$ -7902,98	\$ -7739,62	...	\$ -6133,66	\$ -5819,91	\$ -5479,49	...	\$ -769,69
Amortización		\$ -1921,91	\$ -2085,27	...	\$ -3691,23	\$ -4004,98	\$ -4345,41	...	\$ -9055,20
Utilidad		\$ 6717,04	\$ 6717,04	...	\$ 6717,04	\$ 6717,04	\$ 6717,04	...	\$ 6717,04
Préstamo	\$ 92976,27								
Flujo de caja neto	\$ -39846,97	\$ 6717,04	\$ 6717,04	...	\$ 6717,04	\$ 6717,04	\$ 6717,04	...	\$ 6717,04
Flujo de caja neto descontado	\$ -39846,97	\$ 6159,89	\$ 5648,95	...	\$ 3081,28	\$ 2825,69	\$ 2591,31	...	1188,70

**Anexo 16.** *Flujo de caja financiero para el escenario alternativo.*

<b>Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>...</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>...</b>	<b>20</b>
Inversión total	\$ -132823,25								
Ahorro por combustible (Fueloil)		\$ 8631,49	\$ 8631,49	...	\$ 8631,49	\$ 8631,49	\$ 8631,49	...	\$ 8631,49
O&M		\$ -3320,58	\$ -3320,58	...	\$ -3320,58	\$ -3320,58	\$ -3320,58	...	\$ -3320,58
Interés		\$ -7902,98	\$ -7739,62	...	\$ -6133,66	\$ -5819,91	\$ -5479,49	...	\$ -769,69
Amortización		\$ -1921,91	\$ -2085,27	...	\$ -3691,23	\$ -4004,98	\$ -4345,41	...	\$ -9055,20
Utilidad		\$ -4513,99	\$ -4513,99	...	\$ -4513,99	\$ -4513,99	\$ -4513,99	...	\$ -4513,99
Préstamo	\$ 92976,27								
Flujo de caja neto	\$ -39846,97	\$ -4513,99	\$ -4513,99	...	\$ -4513,99	\$ -4513,99	\$ -4513,99	...	\$ -4513,99



## Anexo 17. Precio de los combustibles del periodo enero-junio 2022.



### PRECIOS DE VENTA EN TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 12 DE ENERO DE 2022 AL 11 DE FEBRERO DE 2022

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799, 352, 619, 724, 894, 1158 y 1222

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
<b>SECTOR PETROLERO MINERO</b>		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 2,424154
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 2,424154
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 2,424154
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 2,636038
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,155113
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 2,577958
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 2,579270
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 2,869344
<b>SECTOR INDUSTRIAL</b>		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,424154
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,424154
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,636038
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,577958
EXTRA CON ETANOL INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,579270
SUPER INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,869344
FUEL OIL No. 6 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,320285
FUEL OIL LIVIANO	Galones	\$ 1,155113
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 1,055400
RESIDUO CEMENTERO	Galones	\$ 0,876017
RESIDUO INDUSTRIAL	Galones	\$ 0,876017
MINERAL TURPENTINE	Galones	\$ 1,948777
RUBBER SOLVENT	Galones	\$ 1,939718
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,427952
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,427952
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480



### PRECIOS DE VENTA EN TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 12 DE FEBRERO DE 2022 AL 11 DE MARZO DE 2022

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799, 352, 619, 724, 894, 1158 y 1222

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
<b>SECTOR PETROLERO MINERO</b>		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 2,810601
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 2,810601
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 2,810601
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 2,892404
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,371849
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 2,862078
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 2,866321
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 3,034448
<b>SECTOR INDUSTRIAL</b>		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,810601
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,810601
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,892404
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,862078
EXTRA CON ETANOL INDUSTRIAL	Galones	\$ 2,866321
SUPER INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,034448
FUEL OIL No. 6 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,542434
FUEL OIL LIVIANO	Galones	\$ 1,371849
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 0,999706
RESIDUO CEMENTERO	Galones	\$ 1,094532
RESIDUO INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,094532
MINERAL TURPENTINE	Galones	\$ 2,383858
RUBBER SOLVENT	Galones	\$ 2,374889
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,495152
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,495152
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480



**PRECIOS DE VENTA EN TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS  
CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL**

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 12 DE MARZO DE 2022 AL 11 DE ABRIL DE 2022

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799, 352, 619, 724, 894, 1158 y 1222

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
<b>SECTOR PETROLERO MINERO</b>		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 3,327766
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 3,327766
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 3,327766
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 3,485742
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,440050
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 3,228193
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 3,228193
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 3,363321
<b>SECTOR INDUSTRIAL</b>		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,327766
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,327766
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,485742
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,228193
EXTRA CON ETANOL INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,228193
SUPER INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,363321
FUEL OIL No. 6 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,619322
FUEL OIL LIVIANO	Galones	\$ 1,440050
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 1,082279
RESIDUO CEMENTERO	Galones	\$ 1,161815
RESIDUO INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,161815
MINERAL TURPENTINE	Galones	\$ 2,563451
RUBBER SOLVENT	Galones	\$ 2,554521
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,539952
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,539952
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480



**PRECIOS DE VENTA EN TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS  
CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL**

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 12 DE ABRIL DE 2022 AL 11 DE MAYO DE 2022

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799, 352, 619, 724, 894, 1158 y 1222

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
<b>SECTOR PETROLERO MINERO</b>		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 3,846545
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 3,846545
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 3,846545
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 4,046269
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,709877
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 3,539967
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 3,705792
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 4,002196
<b>SECTOR INDUSTRIAL</b>		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,846545
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,846545
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 4,046269
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,539967
EXTRA CON ETANOL INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,705792
SUPER INDUSTRIAL	Galones	\$ 4,002196
FUEL OIL No. 6 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,799229
FUEL OIL LIVIANO	Galones	\$ 1,709877
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 1,153216
RESIDUO CEMENTERO	Galones	\$ 1,431590
RESIDUO INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,431590
MINERAL TURPENTINE	Galones	\$ 2,998848
RUBBER SOLVENT	Galones	\$ 2,990898
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,705098
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,705098
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480



**PRECIOS DE VENTA EN TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS  
CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL**

PERIODO DE VIGENCIA: DEL 12 DE JUNIO DE 2022 AL 11 DE JULIO DE 2022

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799, 352, 619, 724, 894, 1158 y 1222

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
<b>SECTOR PETROLERO MINERO</b>		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 4,015012
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 4,015012
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 4,015012
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 4,288921
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,474024
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 3,482397
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 3,805662
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 4,213751
<b>SECTOR INDUSTRIAL</b>		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 4,015012
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 4,015012
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 4,288921
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,482397
EXTRA CON ETANOL INDUSTRIAL	Galones	\$ 3,805662
SUPER INDUSTRIAL	Galones	\$ 4,213751
FUEL OIL No. 6 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,594677
FUEL OIL LIVIANO	Galones	\$ 1,474024
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 1,043477
RESIDUO CEMENTERO	Galones	\$ 1,187275
RESIDUO INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,187275
MINERAL TURPENTINE	Galones	\$ 2,560545
RUBBER SOLVENT	Galones	\$ 2,551556
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,674352
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,674352
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,298480

**Nota:** El precio del diésel premium y fueloil No. 6 del mes de mayo de 2022 fueron 4,66 y 1,76 USD/gal, respectivamente. Los datos se extrajeron del “Boletín de Combustibles y Energía – corte a junio 2022” disponible en: <https://www.cip.org.ec/2022/06/16/indicadores-mayo-junio/>